



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Ашировские чтения

Сборник трудов всероссийской научно-практической конференции

Самара

Самарский государственный технический университет

2020

Издается по решению учёного совета СамГТУ (протокол № 8 от 28.03.2019 г.)

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

А 98

Ашировские чтения [Электронный ресурс]: сб. трудов Междунар. науч.-практ. конференции / Отв. редактор *В.В. Живаева*. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2020. – 1 электрон. опт. диск.

ISBN 978-5-7964-2234-2

Представлены труды Международной научно-практической конференции, которые отражают результаты исследований и разработок сотрудников вузов, НИИ и предприятий нефтяной и газовой промышленности Российской Федерации.

Сборник предназначен для научных работников, аспирантов, студентов, производственников.

Минимальные системные требования:

Windows XP, MS Office, Adobe Acrobat Reader

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

А 98

ISBN 978-5-7964-2234-2

© Авторы, 2020

© Самарский государственный
технический университет, 2020

УДК 662.276

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ НА УПН РАДАЕВСКАЯ

А.А. Егармин, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
NataliX99@mail.ru*

Аннотация. В статье авторами обоснована необходимость внедрения современных инновационных технологий при реконструкции РВС на примере резервуарного парка Радаевской УПН

Ключевые слова: инновационные технологии, резервуарные парки

В настоящее время технологическая схема Радаевской УПН может быть проиллюстрирована рис. 1.

На УПН поступает продукция с Ольховского, Киселёвского, Пичерского, Боровского, Озёркинского, Шумолгинского, Славкинского, Смагинского, Горбуновского, Кельвейского и Красногородского месторождений.

Готовой продукцией является нефть I-ой (частично), II-ой или III-ей группы качества, согласно ГОСТ Р 51858-2002.

В состав сооружений системы входят:

- парк сырьевых резервуаров;
- парк товарных резервуаров;
- парк водяных резервуаров;
- парк нефтяных резервуаров.

Суммарное количество РВС достигает 14 с максимальным объемом до 3000 м³.

При этом, до 10 РВС являются технологическими, т.е. непосредственно участвуют в процессах обезвоживания и обессоливания нефти, а также подготовке сточной воды для целей ППД. Все аппараты выполнены согласно [1].

В результате, они подвергаются многолетнему воздействию агрессивных попутных вод, целого ряда реагентов, повышенных температур и механическому изнашиванию.

И хотя РВС уже несколько десятков лет в них по-прежнему контролируются только уровни жидкостей, температура и расходы.

Никаких специальных устройств по предотвращению потерь легких фракций и газовых компонентов при больших и малых дыханиях резервуаров, никаких плавающих «крыш», никаких подушек из инертных газов и т.п. так и не было установлено.

Более того, любые работы согласно [2] запрещено планировать и РВС временно выводятся из эксплуатации для текущего ремонта только по факту, включая зачистку. Никакого ежедневного контроля за состоянием несущих частей РВС не проводится, что нередко и приводит к внезапным аварийным ситуациям.

Для решения данной проблемы в условиях Радаевской УПН предлагается применить текущий радиографический и ультразвуковой методы контроля путем внедрения в действующие технологические линии соответствующих автоматизированных установок [3, 4].

Все необходимые для реконструкции исходные проработки выполнены автором в порядке личной инициативы.

Внедрение оборудования по неразрушающему контролю позволит производить гарантированный 100 % контроль всего тела РВС в автоматическом режиме, а также дополнительно выявлять такие дефекты как: расслоение, трещины раковины; что в итоге позволит повысить надежность работы РВС и снижения рисков отказов в процессе эксплуатации.

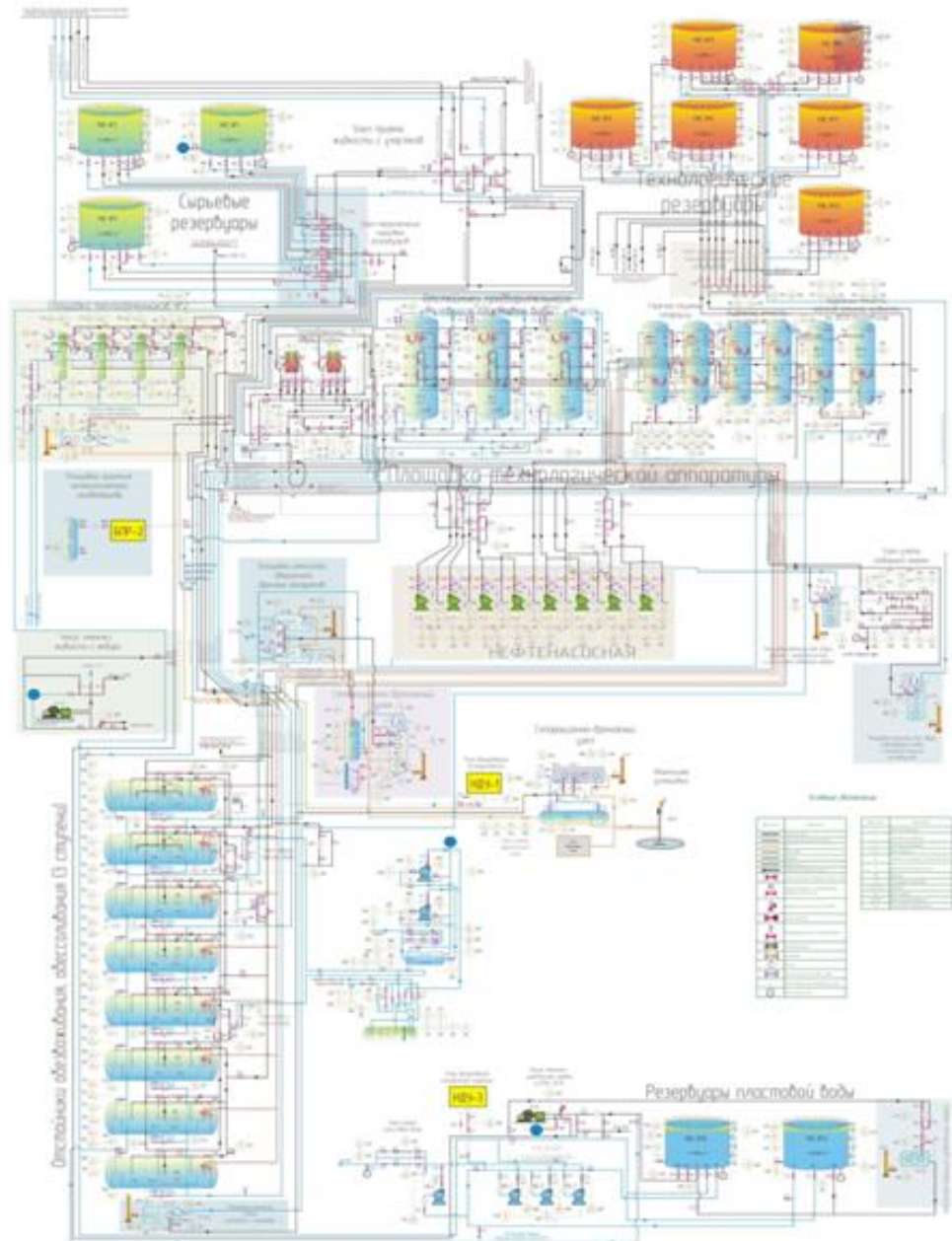


Рис.1. Технологическая схема Радаевской УПН

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ 31385-2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов
2. СТО 02494680-0030-2004 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Правила технического диагностирования, ремонта и реконструкции
3. В.А. Пилуй Ультразвуковой контроль объектов трубопроводного транспорта. 2008, Машиностроение, М.: 320 с.

4. В.И. Горбачев, А.П. Семенов Радиографический контроль сварных соединений. 2009, М.: Спутник, 454 с.

УДК 662.276

О ВОЗМОЖНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ НА СТАДИИ ВХОДНОГО КОНТРОЛЯ ТРУБ НЕФТЯНОГО СОРТАМЕНТА МЕТОДОВ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ В УСЛОВИЯХ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ТРУБНОЙ БАЗЫ ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

М.Б. Смоленцев, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
NataliX99@mail.ru*

Аннотация. Авторами обоснована необходимость внедрения радиографических и ультразвуковых методов неразрушающего контроля на центральной трубной базе ПАО «Сургутнефтегаз».

Ключевые слова: неразрушающие методы контроля, трубная база.

Обеспечение безопасной эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов, повышение их надежности во многом зависит не только от качества строительства, но и от качества применяемых материалов – труб [1,2].

Реально поступающая на нефтегазодобывающее предприятие трубная продукция нередко имеет немалый процент брака и поэтому вынужденно проходит входной контроль с целью минимизации рисков отказов трубопроводов в процессе их эксплуатации.

В настоящее время на Центральной трубной базе ПАО «Сургутнефтегаз» применяется только входной визуально – измерительный контроль (ВИК) для поступающих с заводов изготовителей нефтегазопроводных труб. При этом удается выявить лишь определённые виды брака, а именно: вмятины тела трубы и утончение толщины стенки на торцах труб. В результате, продукция бракуется и возвращается заводу изготовителю для замены.

Применяемый метод явно несовершенен и безусловно морально устарел, т.к. имеет целый ряд существенных недостатков: ВИК не обеспечивает 100 % контроль тела трубы по всей длине, толщинометрия проводится выборочно, присутствует человеческий фактор (результат зависит от субъективной оценки и профессионализма контролера). При этом, выявление включений в тело трубы более низкосортных марок сталей при таком подходе невозможно принципиально, хотя именно они являются одной из основных причин досрочного выхода трубопровода из эксплуатации, особенно при его прокладке в болотистой местности. Типичная картина подобных повреждений приведена на рис. 1 и 2.

Для решения данной проблемы в условиях Центральной трубной базы предлагается применить дополнительно радиографический и ультразвуковой методы контроля путем внедрения в действующие технологические линии соответствующих автоматизированных установок контроля труб [3,4]

Внедрение оборудования по неразрушающему контролю позволит производить гарантированный 100 % контроль всего тела поступающих труб в автоматическом режиме, а также дополнительно выявлять такие дефекты тела трубы как: расслоение, трещины раковины; что в итоге позволит повысить качество входного контроля и снижения рисков отказов трубопроводов при запуске их в работу и в процессе эксплуатации.



Рис.1. Типичное повреждение трубопровода под воздействием низкосортных включений



Рис.2. Трещины под воздействием напряжений

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Улиг Г.Г., Ревя Р.У. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику. 1989, Л.- Химия, 456 с.
2. Неверов А.С., Радченко Д.А., Цирлин М.И. Коррозия и защита материалов. 2007, Высшая школа, Минск, 223 с.
3. Пилуй В.А. Ультразвуковой контроль объектов трубопроводного транспорта. 2008, Машиностроение, М.: 320 с.
4. Горбачев В.И., Семенов А.П. Радиографический контроль сварных соединений. 2009, М.: Спутник, 454 с.

ГЕЛИ НА ОСНОВЕ ПОЛИВИНИЛПИРРОЛИДОНА ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНАХ*А.А.Алиев**НИПИ «Нефтегаз» SOCAR**г. Баку, Азербайджан**Aliyev.azizaga@gmail.com***Аннотация**

Полимерные гели широко применяются для выравнивания профиля приемистости и снижения обводненности добываемой продукции в скважинах. В работе представлены гелевые системы на основе поливинилпирролидона сшитых органическим сшивателем агентом при этом оптимальное соотношение полимера и сшивающего агента составляло 4:1. Вязкоупругие и термические свойства смесей были исследованы с применением реометра и дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК). Результаты реологических исследований показали, что разработанные гелевые системы являются вязкоупругими по своей природе, так как значения модуля упругости исследуемых образцов были выше значений модуля потерь ($G' > G''$). На основе результатов ДСК было определено содержание свободной и связанной воды в гелях, а также термическая устойчивость разработанных систем при температурах до 90° С. Эффективность приготовленных гелевых систем для изоляции водопритока была протестирована на насыпных моделях пласта. Разработанные гели показали высокую стабильность и изолирующую способность в пластовых условиях.

Ключевые слова: *гель, поливинилпирролидон, поливиниловый спирт, Дифференциальная сканирующая калориметрия, фактор остаточного сопротивления*

Введение

Увеличение обводненности добываемой продукции значительно затрудняет нефтедобычу, вызывая широкий спектр проблем от коррозии используемого оборудования до ликвидации скважины. Существует различные методы по ограничению водопритоков и уменьшению объемов добываемой воды [1-6]. Условно данные методы можно разделить на 2 группы:

- механические методы, основанные на применении специального оборудования
- химические методы, основанные на применении химических реагентов

Химические методы в свою очередь по механизму воздействия можно подразделить на три основные группы:

- увеличение вязкости вытесняющего агента
- снижение проницаемости высокопроницаемых зон пласта
- повышение проницаемости низкопроницаемых зон пласта

Химические методы водоизоляции основанные на закачке гелевых систем являются одними из наиболее распространённых в нефтяной индустрии ввиду доступности используемых реагентов, отсутствию жестких требований к задействованному оборудованию и высокой эффективности [7-9]. Накопленный практический опыт внедрения данной технологии показал, что при правильно подобранной композиции гелевой системы и месте расположения гелевого экрана наблюдается значительное снижение обводненности добываемой продукции [10-11].

Гель представляет собой структуру образованную водорастворимым полимером или мономером, сшитую органическим или неорганическим сшивающим агентом [12-15].

Неорганические сшиватели обладают низкой термической устойчивостью с верхним температурным порогом не более 80 °С. Органические сшиватели, такие как полиэтиленмин, фенол/формальдегид напротив, более устойчивы к температурному воздействию и широко применяются в высокотемпературных месторождениях [16]. Не менее важна и полимерная составляющая композиции, которая не редко образуется путем смешивания различных гомополимеров, способных устанавливать взаимодействия между собой на молекулярном уровне [17].

В работе предложены гелевые композиций на основе поливинилового спирта (ПВС), поливинилпирролидона (ПВП) и их смеси (ПВС-ПВП), где в качестве сшивающего агента была применена смесь на основе резорцина и формальдегида.

Методология

Поливиниловый спирт (ПВС) - средняя молекулярная масса 104,500 г/моль, степень гидролиза 99,0% . Производитель Sigma Aldrich

Поливинилпирролидон (ПВП) – средняя молекулярная масса 44,000 г/моль .
Производитель Sigma Aldrich

Резорцин - производитель Fisher Scientific , чистота продукта 99%.

Приготовление геля

Растворы сшивающего агента и полимера готовили следующим образом:

1. Полимерный раствор получали смешиванием при комнатной температуре 2,0 %масс полимера ПВС и 2,0% масс полимера ПВП в 0,5% -ном рассоле (NaCl), далее полученную смесь выдерживали в течение 24 часов.

2. 2,0% масс. раствор резорцина и 37% формальдегида (резорцинолформальдегид = РФ) использовали для получения сшивающего агента. Раствор резорцин-формальдегида (РФ) готовили при низкой температуре, чтобы избежать сшивания, возможного при повышении температуры.

3. Гелевая система готовилась путем смешивания растворов ПВС и ПВП с добавлением определенной концентрацией сшивающего агента.

Определение времени гелеобразования.

Для определения времени гелеобразования все исследуемые образцы помещались в печь при температуре 90°C, далее проводился визуальный осмотр образцов ежечасно, согласно методике предложенной Сиданксом [18].

Определение прочности геля

Прочность приготовленных гелевых систем определялась применением вакуумного метода описаного в работах [19,20].

Дифференциальная сканирующая калориметрия

Термостабильность геля была исследована методом дифференциально сканирующей калориметрии на приборе DSC 4000 компании Perkin Elmer , при температурах от -20 до 200 ° С и скорости нагрева в 3°C/мин.

Реология

Реологические эксперименты были проведены с использованием реометра MCR-52 компании Anton Paar, Physica, Австрия, при скоростях сдвига от 1 до 100^{c-1}. Все эксперименты проводились при комнатной температуре.

Изоляционные характеристики гелевых систем.

Исследования изоляционных характеристик полученных составов проводились с применением насыпных моделей. Насыпные модели подготавливались согласно процедуре описанной в работе [21]. В качестве количественных параметров измерения изоляционных способностей были выбраны такие параметры как: фактор остаточного сопротивления (ФОС) и коэффициент процентного снижения проницаемости (ПСП).

$$\Phi_{OC} = \frac{\lambda_H}{\lambda_H} = \frac{K_H \mu_H}{K_H \mu_H}$$

$$ПСП = \left(1 - \frac{K_H}{K_H}\right) * 100$$

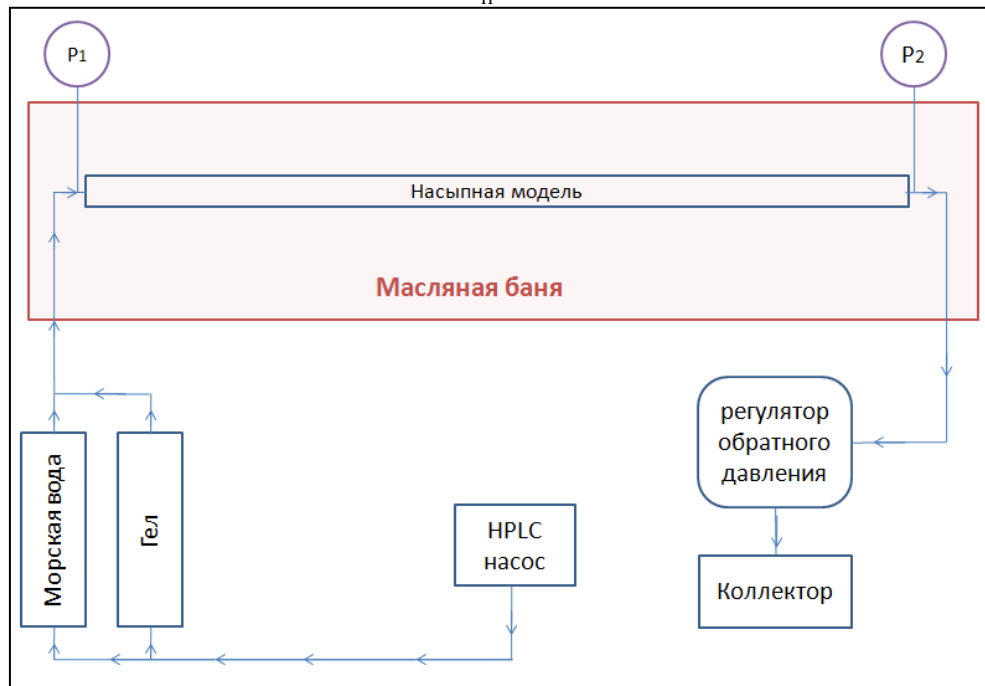


Рис. 1. Схема экспериментальной установки вытеснения

Результаты

Время гелеобразования и прочность геля

Время гелеобразования в зависимости от концентрации сшивателя находилось в интервале от 1 до 70 часов. Следует отметить, что возможно достижение и более продолжительного индукционного периода гелеобразования в зависимости от практической необходимости. При этом увеличение минерализации среды приводит также к снижению скорости гелеобразования, но данный процесс сопровождается усадкой полимера и потерей прочности геля.

Влияние неорганических солей (NaCl и CaCl_2) на прочность и время гелеобразования гелей показано на рис. 2 (а, б). В растворе NaCl с концентрацией 5000 млн^{-1} были получены следующие значения прочности геля:

- ПВП: РФ, 24700 Па
- ПВС/ПВП: РФ и 17300 Па
- ПВС: РФ 12600 Па.

А у при увеличении концентрации NaCl до 25000 млн^{-1} наблюдаемая прочность геля составляла уже 11300, 9800 и 6500 Па соответственно. В растворе соли двух валентного металла уменьшение прочности выражено более ярко, так в растворе соли CaCl_2 с концентрацией 25000 млн^{-1} наблюдаемая прочность геля для тех же образцов составила уже 8600, 5900 и 6400 Па соответственно.

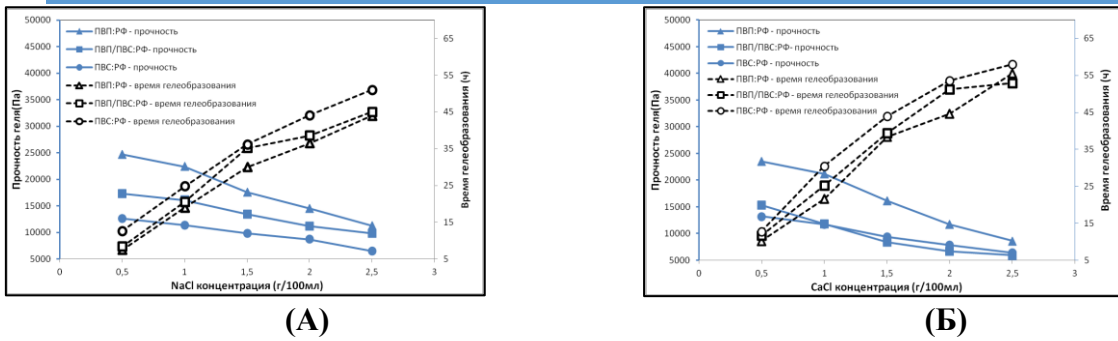


Рис. 2. Влияние неорганических солей: NaCl (А) и CaCl₂ (Б) на прочность и время гелеобразования гелей

Дифференциальная сканирующая калориметрия (ДСК)

Важным фактором в разработке новых материалов на основе полимерной смеси является смешиваемость. Степень смешиваемости полимерной составляющей напрямую связана с физико-химическими свойствами получаемого геля. Для исследования данного параметра зачастую применяют калориметрические методы, так как анализ термограмм позволяет получить соответствующие результаты. На рис. 3 (а – в) показаны термограммы ДСК исследуемых образцов, соотношение полимера и сшивающего агента было одинаковым во всех образцах, т.е. 1: 0,25. Температурный диапазон сканирования составлял от -20 до 200° С, скорость нагрева составляла 3 ° С / мин. На полученных термограммах ярко выделяются два пика, первый пик соответствует количеству несвязанной воды в образце, а второй соответствует температуре разложения образца. Наибольшее количество несвязанной воды находилось в геле на основе ПВП: РФ, а наименьшее в геле на основе ПВС: РФ. Также была отмечена прямая зависимость между концентрацией ПВП и температурой разложения образца, по всей видимости связанная с увеличением количества водородных связей с увеличением концентрации ПВП.

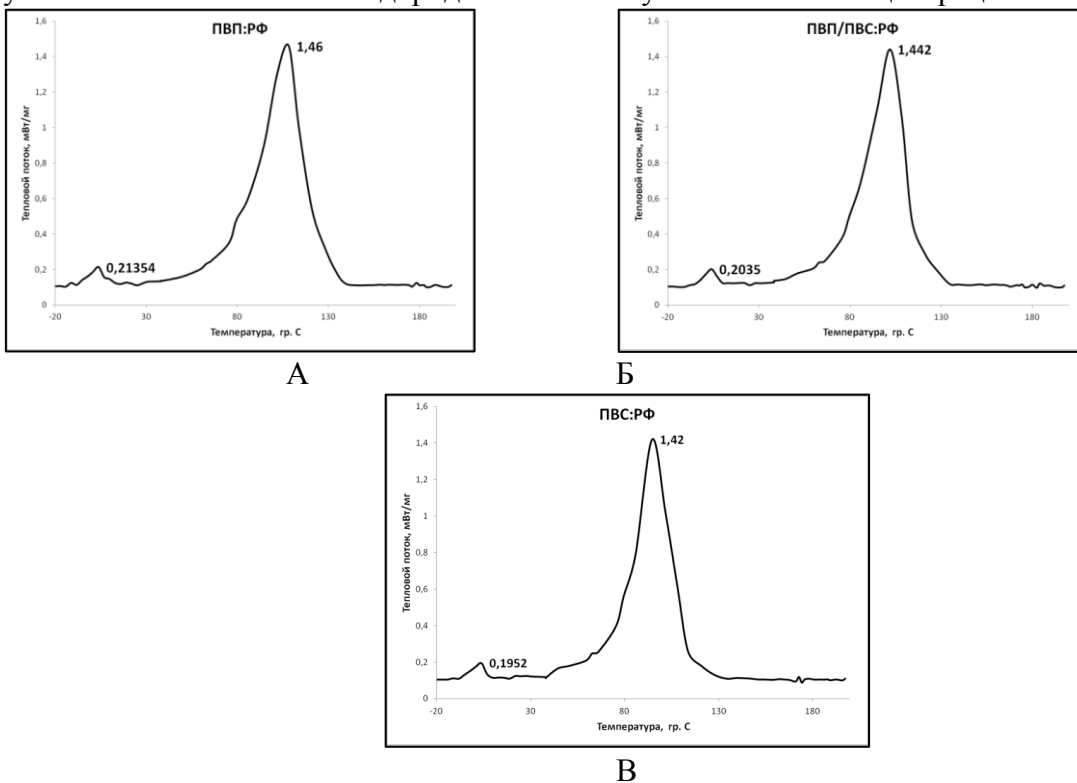


Рис. 3. Термограммы ДСК для (А) - ПВП: РФ; (Б) – ПВП/ПВС:РФ; (В) – ПВС:РФ

Реология

Результаты реологических измерений показали, что вязкость всех рассматриваемых образцов уменьшается с увеличением скорости сдвига, что типично для подобного рода систем. рис. 4. Однако гель на основе ПВП: РФ показал более высокую вязкость, по сравнению с другими исследуемыми образцами, при этом низкая вязкость гелевой системы ПВС: РФ может быть объяснена снижением полукристаллических свойств ПВС из-за присутствия соли. Увеличение вязкости, вероятно, было связано с усилением взаимодействия между гидроксильными группами или водородными связями.

Частота (ω) или зависимость скорости деформации от модулей упругости (G') и потерь (G'') образцов геля были исследованы в интервале частот от 1 Гц до 100 Гц при постоянной деформации для определения влияние смешивания полимеров на устойчивость полученных гелей. Как показано на рис. 5, можно видеть, что в испытанном диапазоне частот динамический модуль упругости (G') увеличивался с увеличением частоты.

Зависимость комплексной вязкости от угловой частоты для исследуемых образцов представлена на рис. 6. Из рисунка видно, что ПВП: РФ показывает более высокую комплексную вязкость, чем гелевые системы ПВС/ПВП: РФ и ПВС: РФ. Таким образом, полученные данные показывают, что процесс смешивания различных полимеров приводит к значительным изменениям их реологических свойств. Исследуемые образцы ввиду полученных результатов были отнесены к категории вязкоупругих материалов.

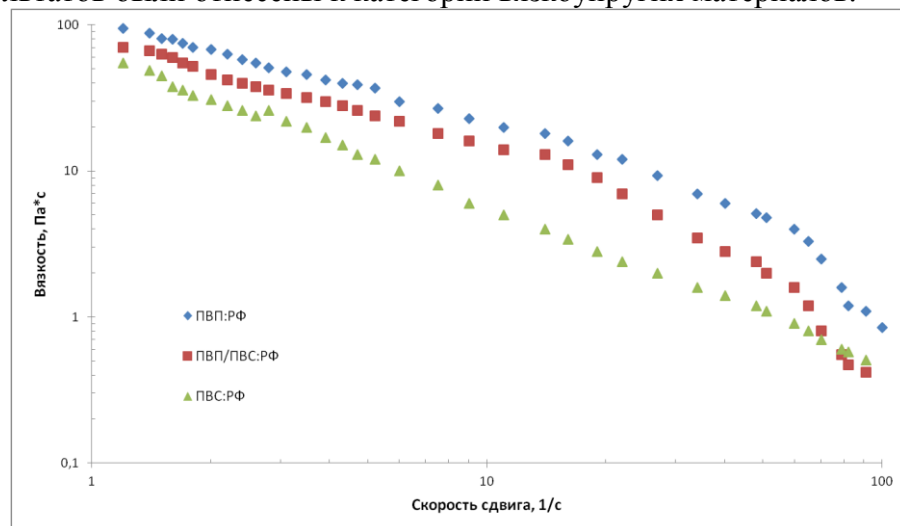


Рис. 4. Зависимость вязкости от скорости сдвига

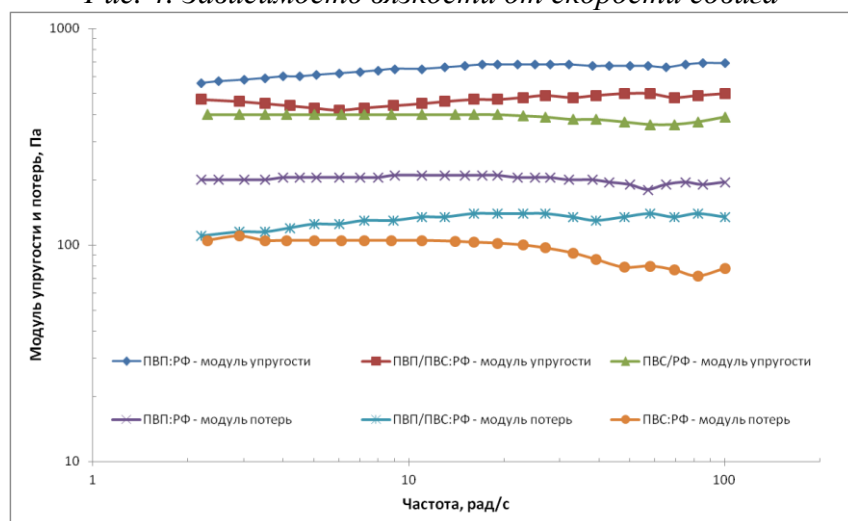


Рис. 5. Зависимости модулей упругости и потерь от частоты.

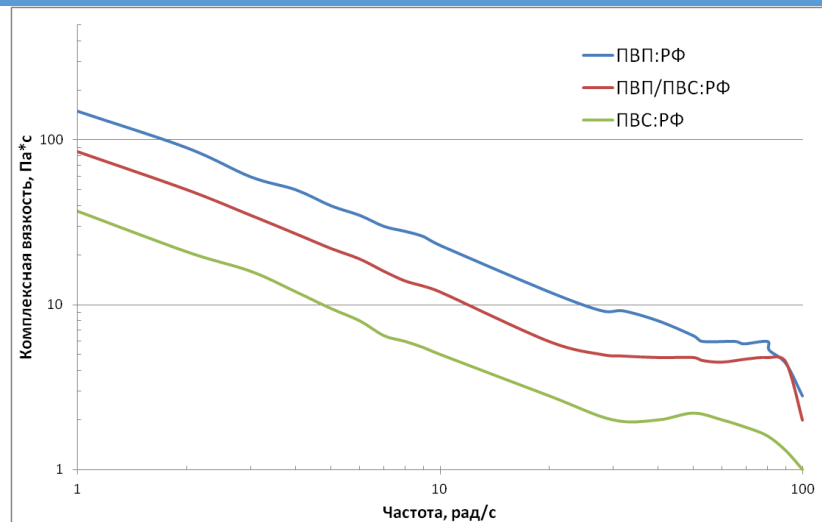


Рис. 6. Зависимость комплексной вязкости от частоты.

Изоляционные характеристики гелевых систем.

Для изучения изоляционных характеристик полученных гелей был проведен ряд экспериментов на насыпной модели пласта. Все испытуемые образцы показали высокие значения ПСП и ФОС в пористой среде прямо пропорциональные значениям прочности геля. Наибольшие значения фактора остаточного сопротивления и снижения проницаемости были получены при испытании гелевого образца на основе ПВП: РФ. Результаты экспериментов представлены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты экспериментов, проведенных на насыпных моделях пласта

Гел	Проницаемость перед закачкой, Д	Проницаемость после закачки, Д	ПСП	ФОС
ПВП: РФ	635	29,58	95,3	21,4
ПВП/ПВС: РФ	618	38,17	93,8	16,2
ПВС: РФ	629	46,99	92,5	13,4

Выводы

- В работе представлены полимерные гелевые системы (ПВП: РФ, ПВС: РФ и ПВП/ПВС: РФ) для ограничения водопритокков в пласте, демонстрирующие вязко-упругие свойства .
- Термическая устойчивость имеет прямую зависимость от концентрации ПВП, так увеличение концентрации ПВП приводило к увеличению температуры разложения образца.
- Эксперименты, проводимые на насыпных моделях пласта, показали заметное снижение проницаемости в случае применения всех предложенных гелевых систем, т.е. ПВС: РФ, ПВС: ПВП / РФ и ПВП / РФ. Наибольшие значения фактора остаточного сопротивления и снижения проницаемости были получены для геля на основе ПВП: РФ

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Suleimanov B. A., Veliyev E. F. Novel polymeric nanogel as diversion agent for enhanced oil recovery //Petroleum Science and Technology. – 2017. – Т. 35. – №. 4. – С. 319-326.
2. Suleimanov B. A. et al. Selection methodology for screening evaluation of EOR methods //Petroleum Science and Technology. – 2016. – Т. 34. – №. 10. – С. 961-970.

3. *Suleimanov B. A. et al.* Screening evaluation of EOR methods based on fuzzy logic and bayesian inference mechanisms //SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2016.
4. *Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Azizagha A. A.* Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – С. 107411.
5. *Suleimanov, B. A., Latifov, Y.A., & Veliyev, E. F.* Softened Water Application for Enhanced Oil Recovery// SOCAR Proceedings, 1, 019-029. (2019).
6. *Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Azizagha A. A.* Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – С. 107411.
7. *Veliyev E. F. et al.* Water shutoff using crosslinked polymer gels //SPE Annual Caspian Technical Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2019.
8. *Zhu D. et al.* Terpolymer gel system formed by resorcinol–hexamethylenetetramine for water management in extremely high-temperature reservoirs //Energy & Fuels. – 2017. – Т. 31. – №. 2. – С. 1519-1528.
9. *Zhu D., Bai B., Hou J.* Polymer gel systems for water management in high-temperature petroleum reservoirs: a chemical review //Energy & Fuels. – 2017. – Т. 31. – №. 12. – С. 13063-13087.
10. *Suleimanov B. A. et al.* Numerical Simulation of Water Shut-Off for Heterogeneous Composite Oil Reservoirs //SPE Annual Caspian Technical Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2019.
11. *Joseph A. et al.* A review of water shutoff treatment strategies in oil fields //Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2010.
12. *Suleimanov B. A. et al.* The influence of light metal nanoparticles on the strength of polymer gels used in oil industry //SOCAR Proceedings. – 2013. – Т. 2. – С. 24-28.
13. *Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Dyshin O. A.* Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR) //Petroleum Science and Technology. – 2015. – Т. 33. – №. 10. – С. 1133-1140.
14. *Suleimanov B. A. et al.* Nanogels for Deep Reservoir Conformance Control (Russian) //SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2016.
15. *Suleimanov B. A. et al.* Compressive Strength of Polymer Nanogels Used for Enhanced Oil Recovery EOR //SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2016.
16. *Amir Z., Said I. M., Jan B. M.* In situ organically cross- linked polymer gel for high- temperature reservoir conformance control: A review //Polymers for Advanced Technologies. – 2019. – Т. 30. – №. 1. – С. 13-39.
17. *Huang M. et al.* High performances of dual network PVA hydrogel modified by PVP using borax as the structure-forming accelerator //Designed monomers and polymers. – 2017. – Т. 20. – №. 1. – С. 505-513.
18. *Sydansk R. D., Argabright P. A.* Conformance improvement in a subterranean hydrocarbon-bearing formation using a polymer gel : пат. 4683949 США. – 1987.
19. *Zhao G. et al.* Study on formation of gels formed by polymer and zirconium acetate //Journal of sol-gel science and technology. – 2013. – Т. 65. – №. 3. – С. 392-398.
20. *Zhao G. et al.* Experimental study and application of gels formed by nonionic polyacrylamide and phenolic resin for in-depth profile control //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – Т. 135. – С. 552-560.
21. *Suleimanov B. A. et al.* Selection methodology for screening evaluation of EOR methods //Petroleum Science and Technology. – 2016. – Т. 34. – №. 10. – С. 961-970.

**ПРИМЕНЕНИЕ ПРЕДВАРИТЕЛЬНО СФОРМИРОВАННЫХ
ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ ЧАСТИЦ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНЕ***Н.В.Нагиева**НИПИ «Нефтегаз» SOCAR,**г. Баку, Азербайджан,**Nurana.naghiyeva@gmail.com***Аннотация**

Успешное внедрение потокоотклоняющих технологии и повышение эффективности разработки продуктивных зон являются одними из наиболее актуальных задач стоящими перед инженерами при эксплуатации месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. К сожалению, большинство существующих технологий, направленных на выравнивание профиля приемистости скважины и борьбе с обводненностью добываемой продукции, как правило, оказывают воздействие исключительно на призабойную зону, оставляя практически не затронутыми глубинные зоны пласта. Зачастую при закачке подобных реагентов в низкопроницаемые участки пласта наблюдается образование микротрещин и высокопроницаемых каналов, вызванных повреждениями пласта. Следует также отметить, что в качестве негативного эффекта закачки потокоотклоняющего агента в низкопроницаемый участок пласта возможно также и резкое падение проницаемости. В работе представлен гелеобразующий состав, состоящий из предварительно сформированных гелеобразующие частиц PPG (Performed Particle Gel). Предложенный состав обладает улучшенными прочностными характеристиками, регулируемым размером частиц и не имеет негативного воздействия на окружающую среду. В состав гелевой системы входят следующие компоненты: водный раствор акриламида, 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновой кислота, поливинил пирролидон. В статье представлены результаты исследований ряда параметров, имеющих прикладное значение таких как: термическое стабильность, факторы фильтрационного и остаточного сопротивления. Результаты исследований показали, что разработанный гель не подвергается термодеструкции при температурах до 183°C. Величина фактора остаточного сопротивления составила 42%. Полученные результаты позволяют рассматривать разработанные гелевые системы для широкого применения на нефтяных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки.

Ключевые слова: *гель, коллоидный дисперсионный гель, предварительно сформированные гелеобразующие частицы, Фактор сопротивления, фактор остаточного сопротивления*

Введение

Нефтяные компании применяют различные методы для ограничения водопритоков многие, из которых достаточно успешно применяются в обводненных коллекторах. Уменьшение объема добываемой воды является одной из основных задач в нефтяной промышленности. Методы изоляция водопритоков можно условно разделить на 2 группы:

- методы, основанные на применении химических реагентов
- методы, основанные применение внутрискважинного оборудования

Методы, относящиеся к первой группе основаны на закачке блокирующих агентов в обводненные участки пласта, либо в высокопроницаемые каналы. Разнообразие применяемых с этой целью материалов весьма велико: от смол до нанокompозитных гелей. Одними из наиболее перспективных блокирующих агентов считаются гелевые

системы, позволяющие как увеличить добычу нефти, так и уменьшить обводненность добываемой продукции [1-12]. Методы, основанные на применение гелевых систем, подразделяют на 2 группы в зависимости от того, где протекает реакция гелеобразования. При этом каждый подход имеет свои преимущества и недостатки. К первой группе относят методы, в которых сшиватель вводится в полимерную матрицу до закачки в пласт. К основным недостаткам подобного подхода относят преждевременное гелеобразование и не редко плохую прокачиваемость композиции сопровождающуюся увеличением давления закачки. Гелевые системы, применяемые во второй группе, формируются непосредственно в пласте, при этом полимерная матрица и сшиватель закачиваются отдельными оторочками. К основным недостаткам относят плохое смещение компонентов в пористой среде и образование неравномерного гелевого экрана. На выбор композиции гелевых систем, применяемых в обоих методах серьезные ограничения, накладывают пластовые условия ввиду повышенной чувствительности полимерных растворов к температуре и минерализации пласта [13-29]. Предварительно сформированные гелеобразующие частицы (PPG) – являются новейшими материалами применяемые в качестве потокоотклоняющего агента [30-38]. В отличие от традиционных суперабсорбирующих полимеров, данные частицы демонстрируют высокую стабильность в условиях высоких температурах и минерализации среды при контролируемых значениях набухаемости.

Экспериментальная часть

Синтез предварительно сформированных гелевых частиц (PPG)

При проведении экспериментов использовались следующие химические вещества: мономер акриламида, поливинилпирролидон, 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновую кислота, бентонитовая глина, гидроксид натрия, персульфат аммония, N,N'-метиленбисакриламид, акриловая кислота, азот и дистиллированная вода.

Реакционную смесь перемешивали и продували азотом, затем раствор помещали в водяную баню и нагревали до 60 °С. Продукт реакции промывали дистиллированной водой для удаления остаточного мономера, несшитых полимеров и примесей. Полученный гель (PPG) разрезали на мелкие кусочки и просушив в течение 24 часов при температуре в 70 °С измельчали.

Для проведения экспериментов было приготовлено 3 композиции образцов, содержащих бентонитовую глину в следующем процентном соотношении: 0%, 3% и 5%.

Реология. - Реологические исследования проводились на реометре Haake Rheo Scope RO1 (производства Thermo Scientific). При измерениях использовался датчик PP20 с зазором в 2 мм. Образцы были вырезаны в одинаковые размеры диаметром 2 см и высотой 2 мм. Для определения протяженности области линейной вязкоупругости первоначальные тесты были выполнены в диапазоне 1–15 Гц. Основываясь на полученных данных, все последующие эксперименты проводились при фиксированной частоте 1 Гц и контролируемом напряжении (CS) 1.0 Па. Все эксперименты повторялись не менее трех раз.

Дифференциальная сканирующая калориметрия. – Дифференциальная сканирующая калориметрия является количественным методом, позволяющим определить температуры, при которых происходят изменения энергии в исследуемом процессе [39-41]. Методом **дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК)** измеряется разность тепловых потоков между тиглем с образцом и без него (инертным образцом сравнения) в зависимости от температуры/времени при контролируемых внешних условиях. Для проведения данных исследований был использован дифференциальный сканирующий калориметр DSCQ10 производства компании TA Instrument со скоростью нагрева 10°С/мин в атмосфере азота 99,997% сверхвысокой чистоты с расходом 20 мл/мин. Применялись алюминиевые тигли диаметром 5 мм.

Фактор сопротивления/фактор остаточного сопротивления (RF/RRF) - Все эксперименты проводились на 10-метровых насыпных моделях с абсолютной проницаемостью в 1Д (прим. по воде). Общая схема установки представлена на рисунке 1.

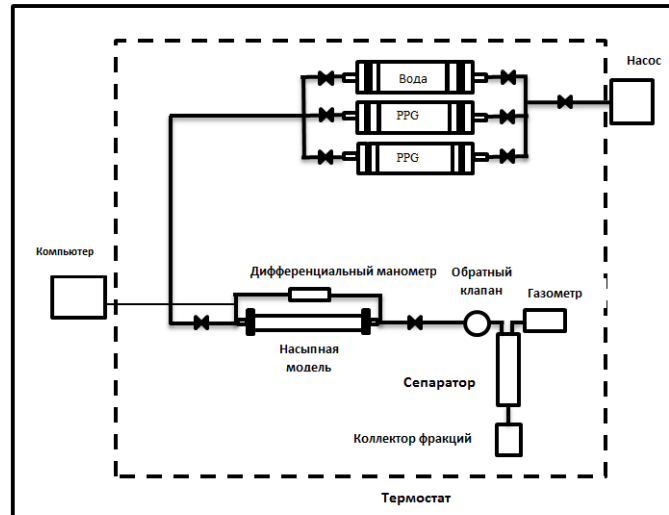


Рис. 1- Схема экспериментальной установки вытеснения

Фракции песка размером от 45 до 75мк были использованы для получения необходимой проницаемости. Вынос песка из насыпной модели предотвращался путем установки экрана из стекловолкна на входе и выходе модели. Весовой метод, основанный на разнице между массой сухой и насыщенной водой насыпной модели, был использован для определения пористости [42]. При проведении опытов основными показателями оценки эффективности являлись фактор сопротивления при закачке раствора ($RF_{зак}$), начальный градиент давления сдвига ($\Delta P_{нач}$) и остаточный фактор сопротивления растворов, предварительно сформированных гелеобразующих частиц ($RRF_{ост}$).

Результаты

Прочность геля.

Изменения модуля упругости (G') для исследуемых образцов представлено на рисунке 2. Эксперименты показали значительное увеличение модуля упругости с увеличением концентрации бентонитовой глины в образцах. Так в образцах, не содержащих бентонит модуль упругости составил всего лишь, 800 Па, тем не менее увеличение содержания бентонитовой глины в составе до 3% привело к увеличению модуля упругости до 6000 Па. Наблюдалась прямая зависимость значений модуля упругости от содержания бентонита, с наибольшими значениями при 5% содержании бентонита. Однако дальнейшее увеличение содержания бентонитовой глины привело к нестабильности получаемых образцов и в дальнейших исследованиях не рассматривалась.

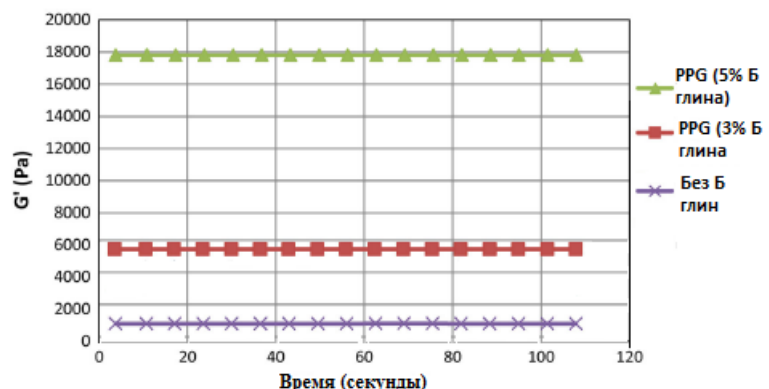


Рис.2- Модуль упругости PPG

Термостабильность геля.

Термограммы для каждого исследуемого образца снимались в диапазоне температур от 40 до 200 °С при скорости нагрева 2°С/мин и скорости продувки азотом 20 см³/мин. Результаты проведенных измерений представлены на рисунке 3. Наиболее устойчивыми к воздействию температур показали себя гелеобразующие частицы, содержащие 5 % бентонитовую глину. Термодеструкция для данных образцов наблюдалась в интервале от 180 до 183°С.

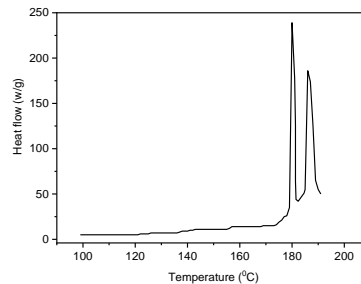


Рис.3- Термограмма ДСК PPG.

Фактор сопротивления/фактор остаточного сопротивления (RF/RRF). Данные эксперименты проводимые на насыпных моделях показали не значительные колебания в значениях фактора сопротивления (RF) ввиду практически идентичной первоначальной вязкости всех исследуемых образцов. Однако в значениях фактора остаточного сопротивления наблюдаются значительные отличия. Так с увеличением содержания бентонита в исследуемом геле увеличивается значение фактора остаточного сопротивления. Наблюдаемый эффект объясняется увеличением набухаемости гелевого состава при наличии бентонитовой глины. Так при 5% содержании бентонитовой глины наблюдается 42% увеличение фактора остаточного сопротивления по сравнению с образцом без добавки бентонитовой глины. Результаты проведенных измерений представлены на рисунке 4.

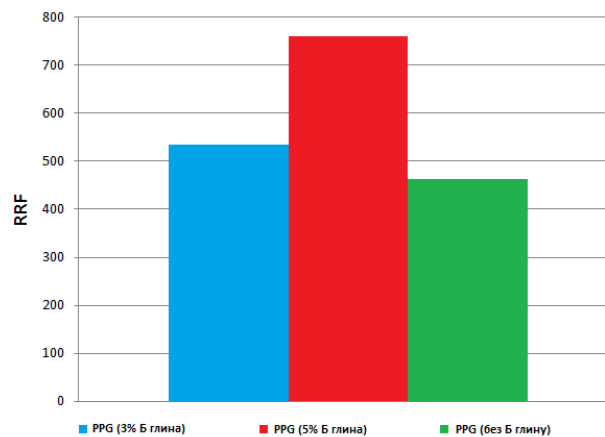


Рис.4- Значения фактора остаточного сопротивления для образцов предварительно сформированного геля

Выводы

- Наблюдалась прямая зависимость значений модуля упругости от содержания бентонита, с наибольшими значениями при 5% содержании бентонита
- Образцы показывали высокую термическую стабильность до 183°С.

- PPG с 5% бентонитовой глины показывает 42% прирост значений RRF по сравнению с PPG без добавки бентонитовой глины.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Tongwa P., Baojun B.* A more superior preformed particle gel with potential application for conformance control in mature oilfields //Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2015. – Т. 5. – №. 2. – С. 201-210.
2. *Kumar A., Mahto V., Sharma V. P.* Development of fly ash reinforced nanocomposite preformed particle gel for the control of excessive water production in the mature oil fields //Oil & Gas Science and Technology–Revue d'IFP Energies nouvelles. – 2019. – Т. 74. – С. 8.
3. *Veliyev E. F. et al.* Water shutoff using crosslinked polymer gels //SPE Annual Caspian Technical Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2019.
4. *Nagiyeva, N.V.* Colloidal Dispersion Gels for Align the Injectivity Profile of Injection Wells// *SOCAR Proceedings*, 2, 67-77. (2020).
5. *Veliyev, E. F.* Review of Modern In-Situ Fluid Diversion Technologies// *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66. (2020).
6. *Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Azizagha A. A.* Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – С. 107411.
7. *Bai B. et al.* Preformed particle gel for conformance control: transport mechanism through porous media //SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2007. – Т. 10. – №. 02. – С. 176-184.
8. *Suleimanov B. A. et al.* Screening evaluation of EOR methods based on fuzzy logic and bayesian inference mechanisms //SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2016.
9. *Suleimanov B. A. et al.* Compressive Strength of Polymer Nanogels Used for Enhanced Oil Recovery EOR //SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2016.
10. *Suleimanov B. A. et al.* Control of Displacement Front Uniformity by Fractal Dimensions //SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2017.
11. *Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Dyshin O. A.* Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR) //Petroleum Science and Technology. – 2015. – Т. 33. – №. 10. – С. 1133-1140.
12. *Suleimanov B. A., Veliyev E. F.* The effect of particle size distribution and the nano-sized additives on the quality of annulus isolation in well cementing //SOCAR PROCEEDINGS. – 2016. – №. 4. – С. 4-10.
13. *Sydansk R. D. et al.* A newly developed chromium (III) gel technology //SPE Reservoir Engineering. – 1990. – Т. 5. – №. 03. – С. 346-352.
14. *Bai B. et al.* Preformed particle gel for conformance control: factors affecting its properties and applications //SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2007. – Т. 10. – №. 04. – С. 415-422.
15. *Liu Y., Bai B., Li Y.* Research on preformed gel grains for water shutoff and profile control //Oil Drilling & Production Technology. – 1999. – Т. 21. – №. 3. – С. 65-68.
16. *Liu Q., Dong M., Ma S.* Alkaline/surfactant flood potential in Western Canadian heavy oil reservoirs [C] SPE/DOE symposium on improved oil recovery //Society of Petroleum Engineers. – 2006.
17. *Smith J. E. et al.* Performance of 18 polymers in aluminum citrate colloidal dispersion gels //SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. – Society of Petroleum Engineers, 1995.

18. *Pritchett J. et al.* Field application of a new in-depth waterflood conformance improvement tool //SPE international improved oil recovery conference in Asia Pacific. – Society of Petroleum Engineers, 2003.
19. *Durán-Valencia C. et al.* Development of enhanced nanocomposite preformed particle gels for conformance control in high-temperature and high-salinity oil reservoirs //Polymer journal. – 2014. – Т. 46. – №. 5. – С. 277-284.
20. *Wang L. et al.* Mechanically robust re-crosslinkable polymeric hydrogels for water management of void space conduits containing reservoirs //Chemical Engineering Journal. – 2017. – Т. 317. – С. 952-960.
21. *Bjørsvik M., Høiland H., Skauge A.* Formation of colloidal dispersion gels from aqueous polyacrylamide solutions //Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2008. – Т. 317. – №. 1-3. – С. 504-511.
22. *Needham R. B. et al.* Control of water mobility using polymers and multivalent cations //SPE Improved Oil Recovery Symposium. – Society of Petroleum Engineers, 1974.
23. *Spildo K. et al.* A new polymer application for North Sea reservoirs //SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2009. – Т. 12. – №. 03. – С. 427-432.
24. *Mack J. C. et al.* In-depth colloidal dispersion gels improve oil recovery efficiency //SPE/DOE improved oil recovery symposium. – Society of Petroleum Engineers, 1994.
25. *Abdulbaki M. et al.* A critical review on use of polymer microgels for conformance control purposes //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – Т. 122. – С. 741-753.
26. *Moffitt P. D. et al.* Development and field testing of a new low toxicity polymer crosslinking system //Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. – Society of Petroleum Engineers, 1996.
27. *Seright R. S. et al.* A survey of field applications of gel treatments for water shutoff //SPE Latin America/Caribbean Petroleum Engineering Conference. – Society of Petroleum Engineers, 1994.
28. *Shutang G. et al.* Alkaline/surfactant/polymer pilot performance of the West Central Saertu, Daqing oil field //SPE Reservoir Engineering. – 1996. – Т. 11. – №. 03. – С. 181-188.
29. *Natarajan D. et al.* Control of in-situ gelation time for HPAAM-chromium acetate systems //SPE/DOE improved oil recovery symposium. – Society of Petroleum Engineers, 1998.
30. *Song W. et al.* Alkaline-surfactant-polymer combination flooding for improving recovery of the oil with high acid value //International Meeting on Petroleum Engineering. – Society of Petroleum Engineers, 1995.
31. *Farasat A. et al.* Effects of reservoir temperature and water salinity on the swelling ratio performance of enhanced preformed particle gels //Korean Journal of Chemical Engineering. – 2017. – Т. 34. – №. 5. – С. 1509-1516.
32. *Goudarzi A. et al.* A laboratory and simulation study of preformed particle gels for water conformance control //Fuel. – 2015. – Т. 140. – С. 502-513.
33. *Gruesbeck C. et al.* Entrainment and deposition of fine particles in porous media //Society of Petroleum Engineers Journal. – 1982. – Т. 22. – №. 06. – С. 847-856.
34. *Imqam A., Bai B.* Optimizing the strength and size of preformed particle gels for better conformance control treatment //Fuel. – 2015. – Т. 148. – С. 178-185.
35. *Imqam A. et al.* Preformed-particle-gel extrusion through open conduits during conformance-control treatments //SPE Journal. – 2015. – Т. 20. – №. 05. – С. 1,083-1,093.
36. *Saghafi H. R. et al.* Performance evaluation of viscosity characteristics of enhanced preformed particle gels (PPGS) //Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering (IJCCE). – 2016. – Т. 35. – №. 3. – С. 83-92.
37. *Saghafi H. R. et al.* Performance evaluation of optimized preformed particle gel (PPG) in porous media //Chemical Engineering Research and Design. – 2016. – Т. 112. – С. 175-189.

38. *Seright R. S. et al.* Use of preformed gels for conformance control in fractured systems //SPE production & facilities. – 1997. – Т. 12. – №. 01. – С. 59-65.
39. *Huseynov E. M., Naghiyev T. G., Aliyeva U. S.* Thermal parameters investigation of neutron-irradiated nanocrystalline silicon carbide (3C–SiC) using DTA, TGA and DTG methods //Physica B: Condensed Matter. – 2020. – Т. 577. – С. 411788.
40. *Saghafi H. R. et al.* Improvement in thermo- chemical stability of nanocomposite preformed particle gels for conformance control in harsh oil reservoir conditions //The Canadian Journal of Chemical Engineering. – 2016. – Т. 94. – №. 10. – С. 1880-1890.
41. *Farasat A. et al.* Mechanical entrapment analysis of enhanced preformed particle gels (PPGs) in mature reservoirs //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Т. 157. – С. 441-450.
42. *Sang Q. et al.* Enhanced oil recovery by branched-preformed particle gel injection in parallel-sandpack models //Fuel. – 2014. – Т. 136. – С. 295-306.

УДК 622.276

**ПРЕДПОСЫЛКИ К ПРИМЕНЕНИЮ МЕТОДОВ СЕЛЕКТИВНОЙ
ИЗОЛЯЦИИ ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ КРЕМНИЙОРГАНИЧЕСКИХ
СОЕДИНЕНИЙ НА ПРИОБСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

К.И. Бабицкая, В.Д. Китов

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
vladislavkitov@yandex.ru*

Приобское нефтяное месторождение открыто в 1982 году, введено в разработку в 1988 году. Территориально находится в центральной части Западно-Сибирской равнины (рисунок 1).

Продуктивные горизонты Приобского нефтяного месторождения имеют высокую расчленённость и низкую проницаемость. Это является причиной трудноизвлекаемости запасов месторождения и следствием того, что разработка Приобского нефтяного месторождения не представляется возможной без грамотного применения комплекса геолого-технологических мероприятий.

Основными нефтегазоносными пластами в разрезе Приобского нефтяного месторождения являются пласты серии АС₇-АС₁₂. Нефтеносность этих продуктивных пластов обусловлена в основном литологически экранированными ловушками, которые приурочены к нефтенасыщенным линзам коллекторов. Исключения - пласты АС₉ и АС₇, где также встречаются структурно-литологические залежи с водонефтяными контактами.

[1]

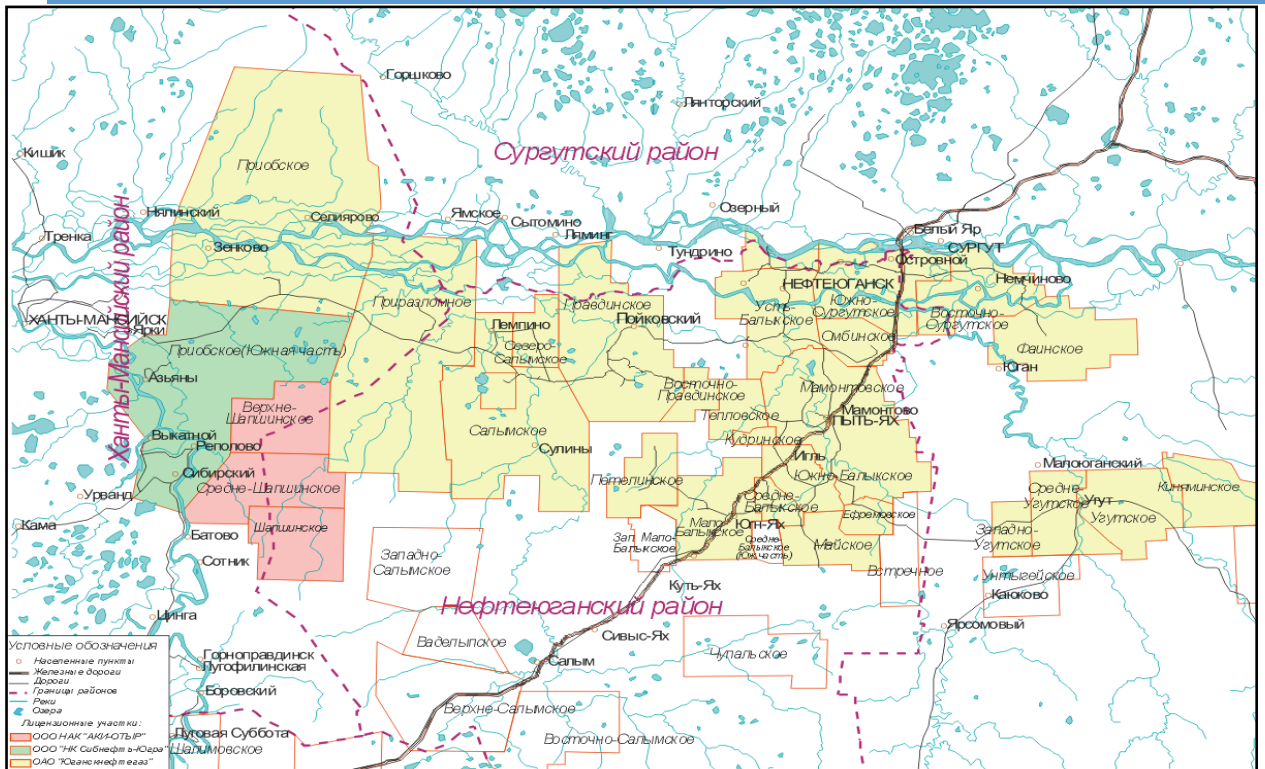


Рис. 1 - Обзорная карта месторождений Ханты-Мансийского автономного округа

Большая часть фонда скважин эксплуатируется при обводненности добываемой продукции более 70 %. Ежегодное увеличение числа обводненных скважин превышает число скважин, в которых были проведены ремонтно-изоляционные работы. В связи с этим задача ограничения и изоляции притока вод в добывающих скважинах является одной из приоритетных.

Приобское месторождение многопластовое, для него имеет место быть объединение тех или иных пропластков в один объект разработки на начальных этапах.

Однако на более поздних стадиях разработки, по мере поступления дополнительной геологической информации, выявляется неравномерная выработка запасов нефти отдельных прослоев и их слабое участие в процессе разработки, а также преждевременное обводнение отдельных пропластков.

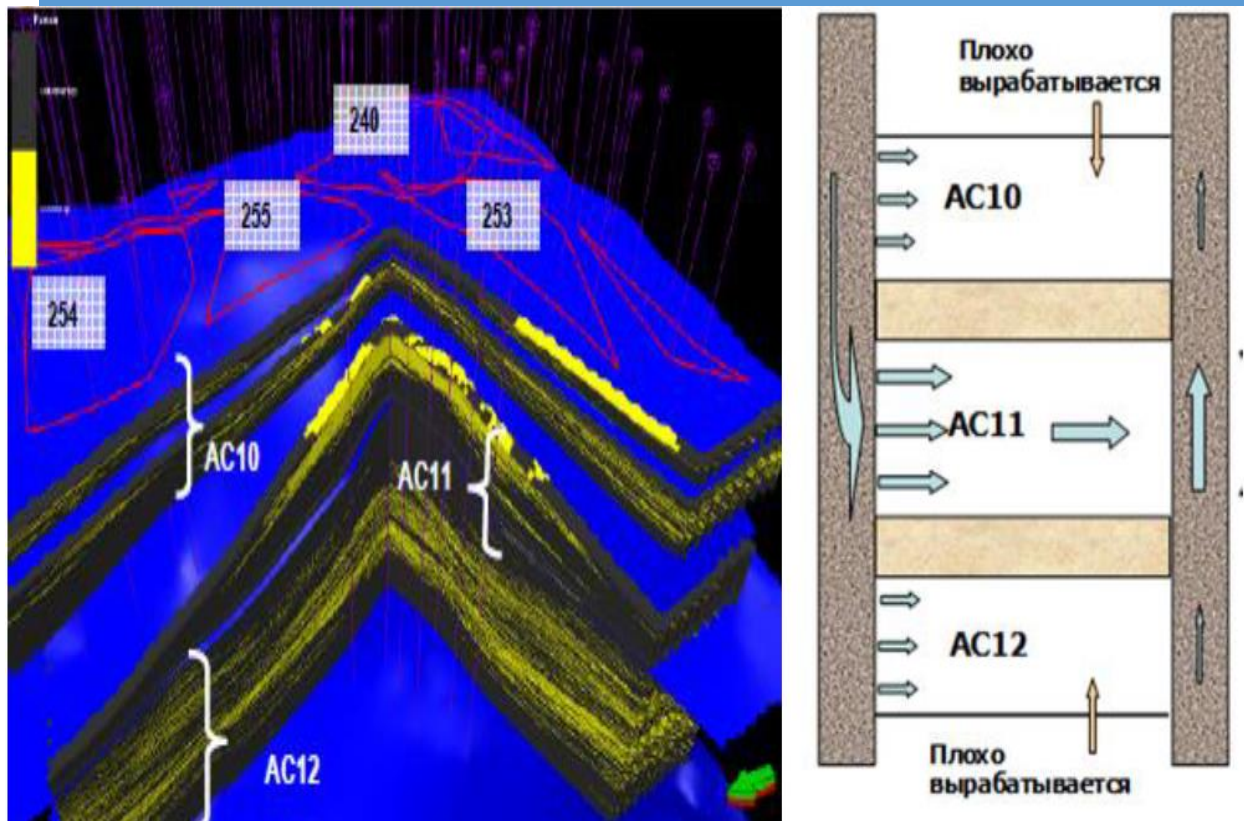


Рис. 2 – Карта продуктивных пластов Приобского месторождения

Большая часть добывающих скважин правобережной части месторождения обводняется по пласту АС₁₁ (рисунок 2). Об этом в первую очередь свидетельствуют данные промыслово-геофизических исследований, что и является предпосылкой для использования технологии селективной изоляции обводненного пласта.

Для эффективной эксплуатации нефтяных месторождений необходимо предусматривать работы по снижению затрат на подъем попутно добываемой воды. Ремонтно-изоляционные работы являются одним из основных комплексов геолого-технических мероприятий, применяемых с этой целью. [2]

Одним из методов ремонтно-изоляционных работ является селективная изоляция пласта – ремонтно-изоляционные работы по отключению отдельных обводненных интервалов.

Сущность данной технологии заключается в выборочной изоляции обводненных прослоев неоднородного по проницаемости пласта при условии расчлененности пласта глинистыми непроницаемыми перемычками (рисунок 3).

До недавнего времени на добывающих скважинах Приобского нефтяного месторождения для отключения пластов применялась технология, предусматривающая закачивание цементных растворов в интервал изоляции, разбуривание цементного моста и проработку ствола скважины гидравлическим скрепером в заданном интервале с последующей установкой пластыря из расчета перекрытия пласта на 2-3 м ниже и выше интервала перфорации.

Однако существующий метод не доказал свою эффективность, а его существенным недостатком осталась недолговечность.

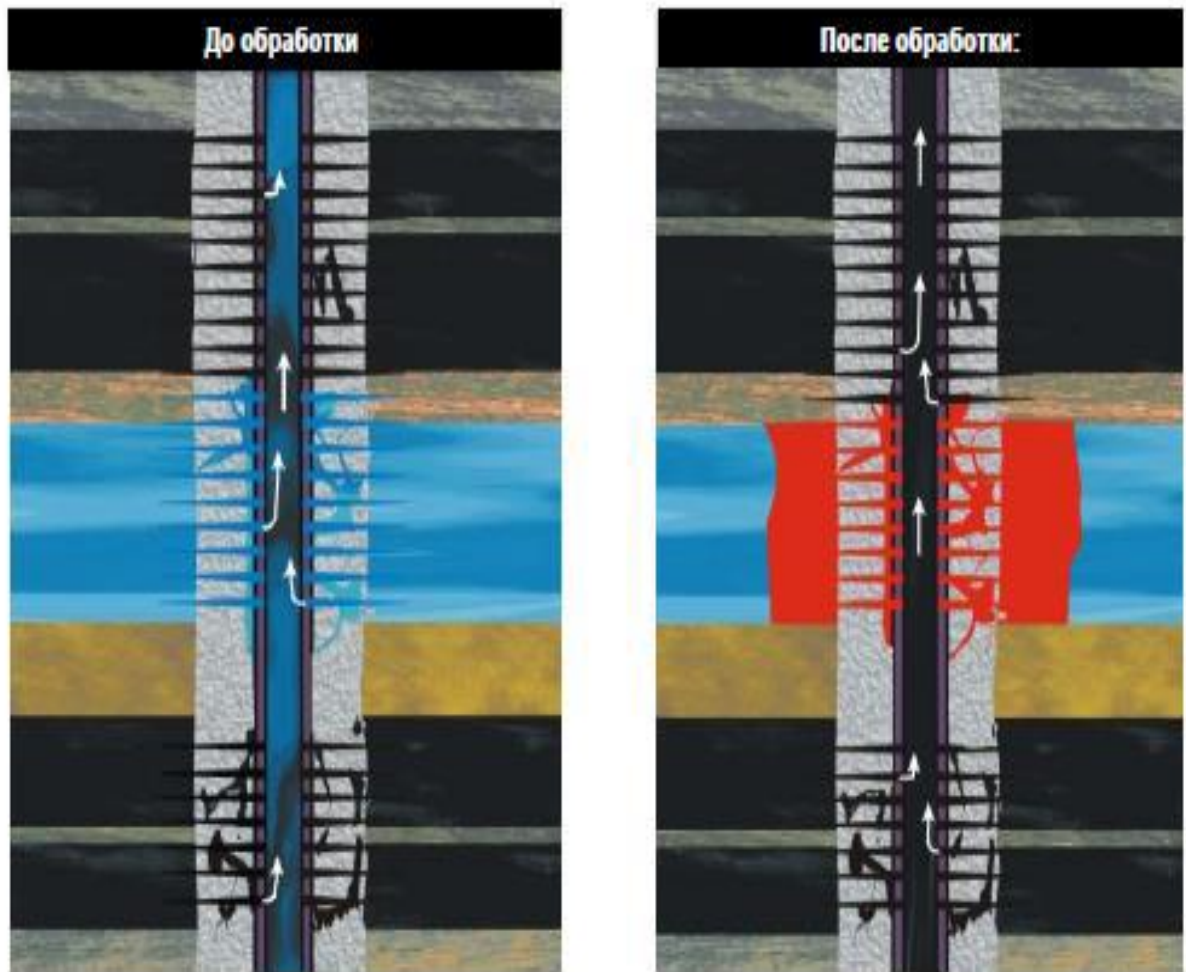


Рис. 3 - Технология селективной изоляции

В связи с этим, для поиска других путей решения этой проблемы была создана группа разработки новых технологий в области РИР. Работа группы в этом направлении была разбита на несколько этапов:

- Сбор и анализ технологий
- Выбор технологии, удовлетворяющей заложенным требованиям
- Подбор скважин-кандидатов для внедрения селективной изоляции
- Испытание и анализ технологии

Существует множество технологий и реагентов, применяемых с целью ограничения водопритока, одним из которых является изоляция водопритоков кремнийорганическими соединениями.

Проведенный анализ выбора реагента (рисунок 4) позволяет сделать выбор в пользу реагента на основе кремнийорганических соединений.

Выбор реагента для проведения операции

Параметры	Применяемая технология					Пласт АС11
	Технологии на основе КОС	Технологии на основе термообратимых полимерных гелей	Закачка водных растворов жидкого стекла	Технологии, основанные на применении полимеров акриламида (ПАА)	Технологии, основанные на применении биополимеров	
Нефтенасыщенная толщина, м	>4	>3	>3	>4	>4	7.3
Проницаемость, мкм ²	0.005 - 0.8	0.05 - 2	>0.6	0.03 - 2	0.015 - 2	0.012
Содержание глин, %	<15	<20	<15	<15	<15	<15
Начальная нефтенасыщенность, %	>40	>40	>35	>35	>40	74.0
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	1-50	1-50	1-50	1-50	1-50	1.36
Общая минерализация воды, г/л	нет ограничений	нет ограничений	нет ограничений	нет ограничений	нет ограничений	10
Температура, оС	<150	50-70	<120	<75	нет ограничений	89.0
Заключение о применимости метода	+	-	-	-	-	

Рис. 4 – Выбор реагента для проведения операции

Для успешного проведения операций с применением технологий по закачке кремнийорганических соединений необходимо проведения целого комплекса геофизических исследований. Это делается для определения источника обводнения и температуры в зоне изоляции.

Изоляция водопритоков кремнийорганическими соединениями основана на их свойстве отверждаться в пластовых условиях при контакте с водой. В результате попадания в продуктивный пропласток состав на основе КОС реагирует с водой, при этом образуется полимер, который обладает способностью закупоривать водонасыщенную породу. [3]

На рисунке 5 приведены параметры одной из скважин Приобского нефтяного месторождения, соответствующей критериям подбора для проведения процесса водоизоляции притока.

Скважины, которые являются кандидатами на проведение операции, должны соответствовать некоторым требованиям:

- расчленённость или неоднородность по проницаемости пласта;
- обводненность скважины более 75 %;
- герметичность обсадной колонны за исключением интервала перфорации;
- начальная нефтенасыщенность продуктивного пласта более 45 %;
- пластовая температура менее 120 °С;
- приемистость по воде не выше 150 м³/сут (давление нагнетания менее 10 МПа) или 90 м³/сут (давление нагнетания менее 5 МПа).

Куст	95
Скважина	104
Назначение	Добывающая
Тип коллектора	Терригенный
Свойства пласта	
Пористость, д. ед.	0,17
Эффективная мощность, м	7,55
Нефтенасыщенность, д.ед.	0,52
Прочность породы на разрыв, МПа	15
Коэффициент Пуассона, д. ед.	0,3
Свойства изолирующего состава и воды	
Плотность состава, кг/м ³	982
Коэффициент сжимаемости состава	0,24
Вязкость состава, мПа·с	9
Плотность воды, кг/м ³	1009
Параметры цементировочного агрегата	
Тип цементировочного агрегата	ЦА-320А
Подача насоса, л/с	9,08
Давление закачки, МПа	12,6
Параметры скважины	
Забойное давление, МПа	23
Пластовое давление, МПа	25
Внутренний диаметр НКТ, м	0,0062
Расстояние от устья до середины перфорированного интервала, м	2424

Рис. 5 – Параметры скважины-кандидата

Таким образом, в условиях Приобского нефтяного месторождения существуют предпосылки для использования технологий селективной изоляции пласта. Рассмотренная технология изоляции пласта АС₁₁ на Приобском нефтяном месторождении соответствует критериям применимости и может быть предложена к использованию.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Абдулмазитов Р.Д., Баймухаметов К.С., Викторин В.Д. и др.* Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России/ Москва ОАО «ВНИИОЭНГ» 1996 г.
2. *Демахин С. А., Демахин А. Г.* Селективные методы изоляции водопритока в нефтяные скважины. Учебное пособие, Саратов: Изд-во ГосУНЦ "Колледж", 2003. – 164 с.
3. *Земцов Ю.В.* Научно-методические основы применения полифункциональных кремнийорганических и полимерных соединений для эффективного ограничения водопритоков: дис. ... канд. тех. наук: 25.00.17/ Тюменский индустриальный университет. – Тюмень, 2019. – 221.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ОБВОДНЕННЫХ СКВАЖИН, РАБОТАЮЩИХ В ПЕРИОДИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ ОТКАЧКИ, НА ПРИМЕРЕ МУХАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.

Л.Н. Баландин, В.В. Коришунов

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

Vlad28-95@yandex.ru, l.n.balandin@mail.ru

В некоторых случаях разработки нефтяных месторождений целесообразным и оптимальным по эффективности методом добычи выступает так называемая периодическая эксплуатация скважин. Применяется такой подход при работе с малодебитными по нефти скважинами, а его суть заключается в последовательном чередовании периодов накопления нефти в зоне забоя скважины и периодов ее извлечения.

Целесообразность применения периодической эксплуатации скважины заключается в обеспечении экономии ресурсов (например, электроэнергии), а также снижении износа оборудования.

Любой метод периодической эксплуатации скважины имеет циклический характер. Периодическая эксплуатация обводненных скважин имеет ряд особенностей, обусловленных гравитационной сегрегацией флюидов в стволе скважины. Чередование циклов откачки и накопления продукции позволяет в определенной степени использовать эти особенности для уменьшения обводненности продукции и недопущения образования стойких водонефтяных эмульсий. Рассмотрим 3 цикла работы насоса в скважине с обводненной продукцией.

1 цикл. Это период простоя, когда оборудование остановлено, в скважине находится динамический столб жидкости, происходит накопление флюида в скважине. В скважину притекают нефть и вода.

2 цикл. Запуск рабочего процесса и подача жидкости в скважину для подъема добываемого флюида на поверхность. При этом давление полностью восстановилось, исчезло влияние гидродинамических сил в пласте, происходит гравитационное расслоение жидкости в скважине, а также за счет разности плотностей нефти и воды нефть в пласте стремится подняться вверх, при этом создается избыточное давление. Если кровля пласта горизонтальна или имеет уклон в сторону скважины, то в скважину будет притекать нефть. Вода в процессе гравитационного разделения уходит в пласт. Если нефти достаточно в окружающей скважину пласте, то она может полностью заполнить скважину. Если кровля пласта имеет уклон от скважины, то приток нефти в скважину будет очень незначительный или его вообще не будет.

3 цикл. Спустя определенный промежуток времени запускается насос. Если насос установлен так, что его прием оказывается в зоне всплывшей нефти, то он отбирает нефть, уровень снижается, граница раздела фаз (ГРФ) поднимается. В зависимости от характеристики притока в скважину до приема насоса дойдет либо динамический уровень, либо ГРФ, либо то и другое вместе. После этого останавливают насос. Происходит переход к 1 этапу.

В зависимости от времени простоя скважины 2 цикл может либо отсутствовать, при этом средняя обводненность жидкости, поднимаемой насосом на поверхность, будет равна обводненности жидкости, поступающей из пласта. Либо присутствовать, при этом за счет гравитационного противотока нефти из пласта в скважину, воды из скважины в пласт обводненность жидкости на устье скважины может уменьшиться, теоретически вплоть до нуля.

Явление гравитационного замещения воды нефтью (так называемый «метод коротких подвесок») характерно не для всех скважин. Поэтому рекомендуется производить выбор скважин и определять время простоя экспериментально.

После запуска скважины в работу, ее продукция будет характеризоваться резкими скачками обводненности. Сначала на поверхность будет поднят отстоявшийся столб нефти из подъемных труб, затем осевшая в трубах вода, затем вода из ствола скважины. Когда ГРФ опустится до приема насоса, в выкидную линию пойдет продукция, обогащенная нефтью за счет снижающегося динамического уровня. Лишь когда динамический уровень займет свое стационарное положение, определяемое равенством производительностей скважины и насоса, обводненность продукции на устье стабилизируется, и будет равна обводненности жидкости, поступающей из пласта.

Поочередное поступление в насос жидкости с большей и меньшей обводненностью, по сравнению со средней, будет играть положительную роль в снижении образования стойких эмульсий. Чтобы использовать этот эффект, необходимо целенаправленно спроектировать оборудование и режим его работы.

Рассмотрим скважину №428 Мухановского месторождения, работающую в периодическом режиме откачки 1ч в работе 1,5 ч в накоплении.

Рассчитаем процесс раздельной откачки воды и нефти при периодической работе насоса. Исходные данные приведены в таблице 1.

Таблица 1.

№ скв	К пр, м ³ /сут/атм	Обводненность, %	АПВ	Н д, м	Дэк внутр, мм	Днкт внеш, мм	Нсп нас, м	Нзаб, м	Плот-ть, г/см ³	Производительность насоса, м ³ /сут
428	2,1	72,9	10 ч/сут (1/1.5)	1829	146	73	2010	2078	0,839	45

Площадь сечения кольцевого пространства составит:

$$F=0,785 \cdot (146^2-73^2) \cdot 10^{-6} \text{ м}^2=12,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$$

Знаменатель в формуле Вирновского будет равен

$$K\rho_{н}g=2,1 \cdot 10^{-5} \cdot 839 \cdot 9,81=173 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{сут}$$

При снижении уровня на 157 м дебит притока будет равным:

$$q=173 \cdot 10^{-3} \cdot 157=27,15 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Тогда время откачки воды составит:

$$t_1=\frac{12,5 \cdot 10^{-3}}{173 \cdot 10^{-3}} \cdot \ln \frac{45}{45-27,15} = 0,07 \text{ сут} = 1,6 \text{ ч} \approx 2 \text{ ч}$$

За это время всплывающая нефть только-только дойдет до приема насоса, поэтому на выходе из скважины будет идти вода. Рассчитаем затем время откачки от дебита притока 27,15 м³/сут до 44 м³/сут при производительности насоса 45 м³/сут.

$$t_2=\frac{12,5 \cdot 10^{-3}}{173 \cdot 10^{-3}} \cdot \ln \frac{45-27,15}{45-44} = 0,209 \text{ сут} \approx 5 \text{ ч}$$

Обводненность продукции X₁ при откачке порции «нефти» найдем по уравнению:

$$Q \ln \frac{Q - q_2}{Q - q_1} = \frac{B}{B - X_1} (q_1 - q_2); \text{ откуда}$$

$$X_1 = B - \frac{B(q_1 - q_2)}{Q \ln \frac{Q - q_2}{Q - q_1}}$$

Подставляя значения найдем

$$X_1 = 72.9 \cdot \left[1 - \frac{44 - 27.15}{45 \ln \frac{45 - 27.15}{45 - 44}} \right] = 65\%$$

Таким образом, при периодической откачке обводненность продукции может быть выведена за пределы, при которых образуются стойкие эмульсии. В данном примере насос будет примерно 2 часа откачивать воду, затем около 5 часов - жидкость с обводненностью 65%. Время простоя составит, полагая конечный дебит равным 1 м³/сут,

$$t = \frac{12.5 \cdot 10^{-3}}{173 \cdot 10^{-3}} \cdot \ln \frac{44}{1} = 0.275 \text{ сут} \approx 6 \text{ ч.}$$

Время полного цикла 2+5+6=13 часов.

Сравнив полученные данные с текущим режимом работы скважины, можно рекомендовать изменение режима работы скважины на 7 часов в работе, 6 часов в накоплении.

В условиях образования стойких водонефтяных эмульсий рассматриваемый режим эксплуатации может оказаться экономически целесообразным. В ряде случаев он может оказаться и единственно возможным, поскольку область применения разделителей фаз ограничена максимальным дебитом, зависящим от свойств нефти, параметров скважины и установленного в ней оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов.- 2-е изд., испр.- М.: Нефть и газ, 2003.- 816 с
2. Юрчук А.М., Истомин А.З. Расчеты в добыче нефти., "Недра", 1979 г. , 271 с.
3. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. – М.: Недра. 1989. – 209 с.

УДК 662.276

ОБОСНОВАНИЕ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В АКВАТОРИЯХ С АРКТИЧЕСКИМИ ЛЕДОВЫМИ УСЛОВИЯМИ

Е.В. Игнатьев, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
NataliX99@mail.ru*

Аннотация. В статье авторами обоснована необходимость проектирования и строительства дорогостоящей системы резервных внутри промысловых газопроводов,

связывающих шельфовые месторождения с континентальными сооружениями для арктических территорий Российской Федерации.

Ключевые слова: Внутри промысловые газопроводы, арктические акватории.

В настоящее время до 50 % всех углеводородов уже добывается на морских шельфах, и эта цифра будет только расти [1]. И хотя Российской Федерации принадлежит самый большой шельф в мире (примерно 6 млн. км²) с колоссальными запасами порядка 100 млрд. т., наша страна только приступает к их освоению.

К сожалению, основные морские запасы углеводородов Российской Федерации находятся на её северном шельфе с крайне жесткими погодными условиями (полярная зима до 10 месяцев в году, тяжелейшая ледовая обстановка, температура воздуха до – 50 °С и ниже). Освоение углеводородных месторождений в подобных условиях крайне дорогое удовольствие (цена комплексной добывающей платформы может достигать до 3 млрд. \$, а стоимость 1 км подводного арктического трубопровода до 10 млн.\$). Поэтому понятны стремления Российских добывающих компаний к всяческому упрощению проектов с целью снижения их стоимости. Но в тоже время природа Севера крайне ранима и без создания резервных систем в наше время обойтись уже невозможно [2].

Поэтому представляло интерес рассмотреть обоснование создания резервных систем в условиях Российского Заполярья.

Объектом исследования является газовое месторождение в акватории Обской губы (залив Карского моря) рис.1.

Согласно проектных документов, объединенных под названием «Обустройство газового месторождения Каменномысское-море», в составе многочисленных объектов предусматривается строительство ледостойкой стационарной платформы (ЛСП «А»), ледостойких блок-кондукторов (ЛБК «В», ЛБК «С», ЛБК «D»), береговой установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на мысе Парусный, а также многочисленных подводных межпромысловых и внутрипромысловых трубопроводов и береговых трубопроводных коммуникаций.

На акватории Обской губы и на суше предстоит создать объединенную газотранспортную систему (ГТС) из морских и береговых трубопроводов.

Такая система будет связывать Юрские газовые месторождения с системой существующих магистральных экспортных газопроводов.



Рис.1. Район обустройства месторождения

Газотранспортная система должна обеспечить транспортировку газа месторождения «Каменномыское-море» до подключения к головным компрессорным станциям (ГКС) единой системой газопроводов (ЕСГ) на территории Ямбургского ГКМ.

Пластовый газ с морских платформ ЛСП «А», ЛБК «В», ЛБК «С» и ЛБК «D» транспортируется по трубопроводам на УКПГ для его подготовки и дальнейшему транспорту на ГКС «Ямбургская».

Транспортировка газа осуществляется под устьевым давлением скважин до 14 года эксплуатации, когда пластовое давление станет не достаточным.

В результате, для компенсации упавшего давления предусматривается подключение дожимной компрессорной станции (ДКС), расположенной на ЛСП «А».

Начальная температура транспортируемого газа на морских платформах составляет 18 °С.

После ввода ДКС на ЛСП «А» температура транспортируемого на берег газа увеличится до 40,7 °С.

Объекты добычи и подготовки газа включены в состав верхних строений платформы и береговых объектов обустройства. Срок эксплуатации трубопроводов закладывается в 30 лет. Глубина моря по трассам подводных трубопроводов изменяется от 5,0 до 17,0 м и уменьшается до 0,0 м при подходе к берегу. Дно подвержено размыву от волн, течений и экзарации (пропахивания) ледовыми образованиями (стамухами).

Актуальность работы заключается в определении варианта резервирования газопровода – коллектора от месторождения до береговой установки комплексной подготовки газа с осуществлением гидравлического и теплового расчета с учетом фазового состояния транспортируемого продукта, а также в осуществлении математического моделирования вероятности выхода газопровода из строя.

Резервирование морских подводных трубопроводов на данных участках вызвано необходимостью повышения эксплуатационной надежности в сложных природно – климатических условиях Обской губы. Выход из строя трубопровода в этих условиях при ледовом покрове приведет к остановке всего морского промысла.

Устранение возможных аварий потребует недопустимо длительной остановки транспорта газа с нарушением экспортных контрактов.

Применение резервного морского газопровода позволяет не только существенно снизить подобные риски, но и существенно уменьшить гидравлические потери, а, значит, отсрочить сроки ввода в эксплуатацию ДКС на платформе ЛСП «А».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Борисевич Ю.П., Краснова Г.З.* Сбор и подготовка нефти, газа и воды на шельфе: Учеб.пособ./-Самара: СамГТУ, 2009.-233 с.
2. *Гусейнов Ч.С., Иванец В.К., Иванец Д.В.* Обустройство морских нефтегазовых месторождений. - М.: Нефть и газ, 2003. -607 с.

УДК 665.62

АНАЛИЗ МЕТОДОЛОГИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ УПСВ ГОРБАТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.И. Дьячков, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
NataliX99@mail.ru*

Аннотация: в статье авторы рассматривают и анализируют основные методики проектирования технологических установок, обнаруживают их недостатки и намечают пути их совершенствования на стадии управления проектами

Ключевые слова: УПСВ, технологический проект, технологическая схема, управление проектами.

В настоящее время исходными данными для проектирования технологических установок подготовки добываемых углеводородов являются соответствующие проекты разработки месторождений.

Однако, проекты разработки появляются лишь через несколько лет пробной эксплуатации, да к тому же неоднократно пересматриваются, т.к. они базируются не только на переменных исходных параметрах, но, зачастую, на гипотетических величинах.

Например, известно, что учет потенциала ПНГ ведётся, как правило, расчетным путём, согласно которого объём добываемой нефти просто умножается на величину ГФ, а состав ПНГ вообще определяется один раз, как правило, на стадии пробной эксплуатации путём отбора глубинных проб. Но, не секрет, что ГФ, а также состав ПНГ, меняется в процессе эксплуатации в весьма широких пределах. Погрешности на месторождениях с газовыми шапками или газовыми пластами ещё в несколько раз выше, не говоря уже о газо – конденсатных месторождениях. Влияние условий разгазирования на состав ПНГ вообще игнорируется.

Поэтому представляло интерес проанализировать методологию разработки одного из типовых современных проектов технологических установок подготовки жидких и газообразных углеводородов и предложить пути управления подобными проектами.

В качестве объекта исследования был взят один из технологических регламентов, реализованных в Самаре в 2018 году [1].

Технологический процесс предварительной подготовки поступающей на УПСВ пластовой жидкости (обводнённой нефти) заключается в разгазировании нефти и отделении пластовой воды.

Принципиальная технологическая схема объекта приведена на рис.1. Продукция скважин с месторождений ЦДНГ-6 и объектов ЦПН-6 поступает на УПСВ пятью потоками в нефтеотстойники первой ступени (НО-1 – НО-7) где должна отстаиваться 30-40 мин.

Первый поток – включает в себя продукцию скважин Горбатовского месторождения и поступает в нефтеотстойник первой ступени НО-7 объёмом 200м³ под давлением 4,0–11,5 кгс/см².

Второй поток – включает в себя жидкость с УПСВ «Карагайская», УПСВ «Софинско-Дзержинская» и продукцию скважин Холмового купола. Поток поступает в нефтеотстойник первой ступени объёмом 200м³(НО-1, НО-2, НО-3, НО-4) под давлением 3,0–15, кгс/см².

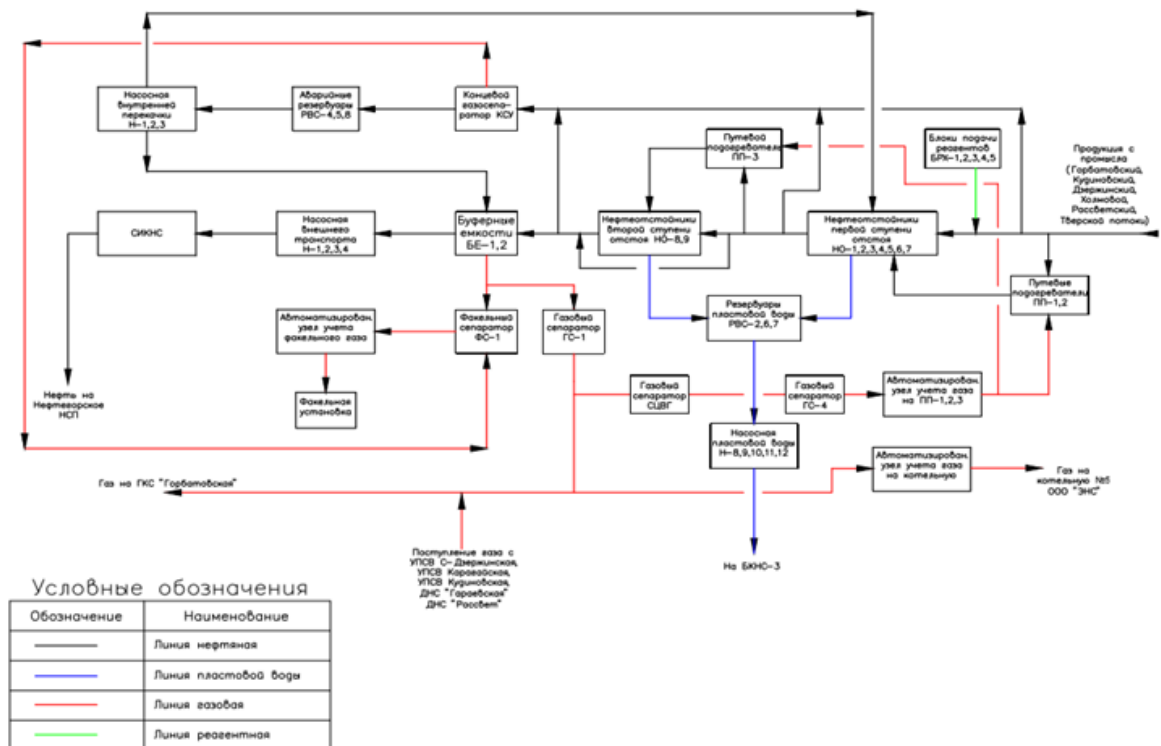


Рис.1. Принципиальная схема Горбатовской УПСВ

Для улучшения процесса обезвоживания обвязкой предусмотрена подача потока через путевой подогреватель ПП-1,6 №1 объёмом 200м³.

Третий поток - включает в себя продукцию скважин с Кудиновской УПСВ (Кудиновское и Аглосское месторождения) направляется непосредственно в буферные емкости объёмом 200м³ под давлением 3,0–10,0 кгс/см² для дальнейшей перекачки (на подготовку в нефтеотстойники подается в необходимых случаях во второй поток).

Четвертый поток – включает в себя жидкость поступающую с ДНС «Рассветская» и ДНС «Гараевская» под давлением 4,5–6,5 кгс/см². Поток поступает в нефтеотстойник первой ступени НО-6 либо НО-5 объёмом 200м³.

Пятый поток – включает в себя жидкость поступающую с ДНС «Тверская» продукцию скважин Тверского и Подъем-Михайловского месторождений под давлением 6,0–15,0 кгс/см². Поток поступает в нефтеотстойник первой ступени НО-3 либо НО-4 объемом 200м³. Для улучшения процесса обезвоживания обвязкой предусмотрена подача потока через путевой подогреватель ПП-1,6 № 2 или № 1.

Отделившаяся вода из нефтеотстойников первой ступени НО-1 – НО-7 подается в водяной резервуар РВС 2000 м³ № 2,6,7. Частично обезвоженная нефть не более 20 % массовых, для дополнительной подготовки смешиваясь в один поток, поступает в нефтеотстойники второй ступени НО-8, 9 объемом 200м³ откуда вода подается в водяные резервуары РВС 2000 м³ № 2, 6, 7, а нефть с остаточным содержанием воды под собственным давлением подается в буферные емкости. В буферных емкостях происходит сепарация нефти от газа. Далее нефть подается на прием насосов Н-1, 2, 3, 4 (ЦНС 180х425) и откачивается на НСП г. Нефтегорск, а газ через сепаратор ГС-1 транспортируется на ГКС «Горбатовская».

Вода из водяных резервуаров насосами Н - 8, 9, 10, 11, 12 (АХ 250-200-315) подается на БКНС-3 и далее в систему поглощения.

Проанализируем сложившееся положение.

На данный момент, после сепарации обводненной воды в НО 1-5,7 частично обезвоженная нефть не более 20% массовых поступает на нефтеотстойник НО 6, работающий как 2ая ступень, откуда должна выходить продукция с содержанием воды не более 5% массовых. Однако сепарация на отстойниках не стабильна и сильно зависит от динамики поступающей жидкости.

Из-за смены деэмульгатора, а также хим. очистки на месторождениях, продукция, поступающая на УПСВ «Горбатовская» может потребовать большего времени отстоя, чем заявленные 30-40 мин. Это ведет к тому что, на выходе из нефтеотстойников первой ступени, процент обводненности может достигать более 30%.

В последствии, эта продукция не успевает сепарироваться согласно проектной документации в нефтеотстойниках второй ступени, в результате чего на выходе получается продукция обводненностью более 10% мас.

Таким образом, требования проекта не выполняются.

В следствие, периодически нестабильных входящих потоков и роста обводненности месторождений, со временем, технологический режим УПСВ «Горбатовская» будет нарушен полностью, так как этот фактор не учитывается в проекте.

Таким образом, продукция со всех потоков совершенно иная.

В результате, 1ая и 2ая ступень УПСВ после полной загрузки будет работать на совершенно иной смеси хим. реагента и нефти и обводненности, а это абсолютно не учитывается в проекте.

Также, динамика изменения количества и качества сырья по годам абсолютно не учитывается.

Вывод: Существующие на сегодняшний день методики проектирования технологических установок подготовки углеводородов лишены технологической гибкости, статичны по своей сути, что затрудняет их адаптацию к изменяющейся динамике внутренних и внешних параметров.

Перспективы развития, модернизирования и совершенствования технологической схемы должны быть изначально заложены в принятых решениях.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Технологический регламент на эксплуатацию УПСВ «Горбатовская» версия 2.00 П1-01.05 ТР-183 ЮЛ-035 АО «Самаранефтегаз», 2018 г.

ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КАРБОНАТНЫЕ ПОРОДЫ ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА ЗАПАДНОГО СКЛОНА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА НА ПРИМЕРЕ БЕРКЕТ-КЛЮЧЕВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А.Бурлаков, А.А.Симдянов, А.М.Зиновьев

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Данная работа посвящена теме: «Геолого-технологическое обоснование применения методов кислотного воздействия на карбонатные породы турнейского яруса западного склона Южно-Татарского свода на примере Беркет-Ключевского нефтяного месторождения».

Целью проведения данной работы является геологическое обоснование применения технологии стимуляции притока нефти по предлагаемой методике исследования и анализа фактического материала: образцы керна, образцы пластовых флюидов, данные ГИС.

Для достижения поставленной цели и решения необходимых задач использовались теоретический и эмпирический методы исследования

Ключевые слова: карбонатный коллектор, стимуляция притока, кислотный состав, тесты на совместимость, скин-эффект, профиль проникновения.

Geological and technological justification for the application of acidic methods for carbonate rocks of the Tournaisian stage of the western slope of the South Tatar Arch using the example of the Berket-Klyuchevskoye oil field

Burlakov A.A. Simdyanov A.A.
Samara State Technical University (SamSTU),
2-Institute of Correspondence Education-8AM
Zinoviev A.M.
Samara State Technical University (SamSTU)

This work is devoted to the topic: “Geological and technological justification for the application of acidic methods for carbonate rocks of the Tournaisian stage of the western slope of the South Tatar arch using the example of the Berket-Klyuchevsky oil field”.

The purpose of this work is the geological justification for the application of oil stimulation technology according to the proposed research and analysis of the actual material: core samples, formation fluid samples, well log data.

To achieve this goal and solve the necessary problems, theoretical and empirical research methods were used.

Key words: carbonate reservoir, stimulation of influx, acid composition, compatibility tests, skin effect, penetration profile.

Введение:

На территории юго-востока Республики Татарстан в карбонатных коллекторах нижнего и среднего карбона сосредоточены значительные запасы нефти. В основной своей массе они сосредоточены на восточном борту Мелекесской впадины и Южно-Татарском своде. На некоторых месторождениях подтвержденные запасы нефти в карбонатных отложениях башкирского и турнейского ярусов превышают 30-50%.

Большинство этих месторождений введены в активную разработку в начале 2000-х годов, в результате чего текущее пластовое давление составляет 30-60% от первоначального. Нефти башкирского и турнейского ярусов юго-востока Татарстана относятся, как правило, к высоковязким, сернистым. Коллекторы сложены переотложенными, выщелоченными и трещиноватыми известняками, что как правило крайне затрудняет внедрение системы поддержания пластового давления. По этой причине одним из немногих методов удержания уровня добычи нефти являются различные виды кислотных обработок призабойной зоны (ОПЗ) скважин. Эффективность стандартных решений при ОПЗ карбонатных пластов падает при увеличении кратности их применения.

На сегодняшний день в России нет единой и обоснованной методики подбора решений при ОПЗ карбонатных коллекторов. Как правило они основываются на РД крупных вертикально интегрированных компаний, которые оценивают лишь характеристики кислотных составов, применяемых при стимуляции, зачастую не учитывая геологические особенности слагающих коллекторов. Сказанное, зачастую, вызвано трудностью взаимоотношения добывающих нефтяных компаний (имеющих в своем арсенале собственные НИИ) с классическими университетами (обладающими мощной научной базой), а также отсутствие заинтересованности сервисных компаний в развитии научного потенциала отрасли.

В основу настоящей работы положены данные изучения геологического строения отложений турнейского яруса Беркет-Ключевского месторождения, методики подбора кислотных составов для стимуляции притока пластов с учетом их совместимости с пластовыми флюидами, анализ и прогноз эффективности предлагаемой технологии стимуляции в лицензионном программном продукте «StimPro», производства компании «Carbo Ceramics», а также промышленное внедрение и испытание технологии.

Подборка технологии ОПЗ.

Правильное решение задачи подбора технологии ОПЗ может быть достигнуто после всесторонней оценки геолого-физических параметров пластов.

При разработке месторождений с коллекторами сложного строения может происходить отключение отдельных прослоев из разработки как со стороны нагнетательных, так и со стороны добывающих скважин.

Менее проницаемые пропластки в большинстве случаев не вырабатываются, так как, во-первых, с самого начала не подключаются к разработке, во-вторых, могут со временем отключаться из процесса нефтевытеснения по различным причинам. Для подключения этих участков к работе применяются различные виды обработки призабойной зоны скважины.

Исходя из полученных данных исследования геологии, нефтегазоводонасыщенности и кернового материала можно сделать вывод, что коллектор турнейского яруса состоит в основном из биокластового зоогенного известняка, который имеет порово-трещинный тип. Нефти турнейского яруса сернистые, парафинистые, тяжелые, высоковязкие.

Из вышесказанного вытекает, что наиболее подходящим методом для ОПЗ является комплексное химическое воздействие.



Рис.1.1 – Геологические факторы подбора технологии ОПЗ

Основной целью кислотного воздействия является максимальный охват пласта по глубине и толщине. Для этого необходимо правильно подобрать технологию СКО, так как все этапы проведенных работ оказывают влияние на эффективность.

В целом в нефтепромысловой практике применяют следующие виды кислотных обработок:

- а) Кислотные ванны;
- б) Простые кислотные обработки;
- в) Ступенчатая кислотная обработка;
- г) Поинтервальная кислотная обработка;
- д) Направленная или циклическая СКО;
- е) Глубокая СКО;
- ж) Большеобъемные СКО;
- з) Термокислотные обработки;
- и) Кисотно-импульсные обработки;
- к) Кислотные обработки с применением кислотных систем, начинающих работать непосредственно в коллекторе;
- л) Кислотный ГРП.



Рис. 1.2 – Технологические критерии

На практике для детализации параметров обработки используется ряд технологических критериев и ПО «STIMPRO» (Carbo Ceramics) для моделирования и анализа кислотных обработок (Рисунок 1.2).

На турнейской залежи Беркет-Ключевского месторождения имеют место быть все четыре обозначенных технологических критерия (рисунок 2.7). Установлено, что с увеличением кратности солянокислотного воздействия величина дополнительной добычи нефти снижается. Есть предел количества обработок, после которых дальнейшие работы приводят к существенному уменьшению дополнительной добычи (рисунок 1.3). Основной причиной уменьшения величины доп. добычи является поглощение новых порций кислоты дренированными зонами пласта, а неработающие участки так и остаются необработанными.

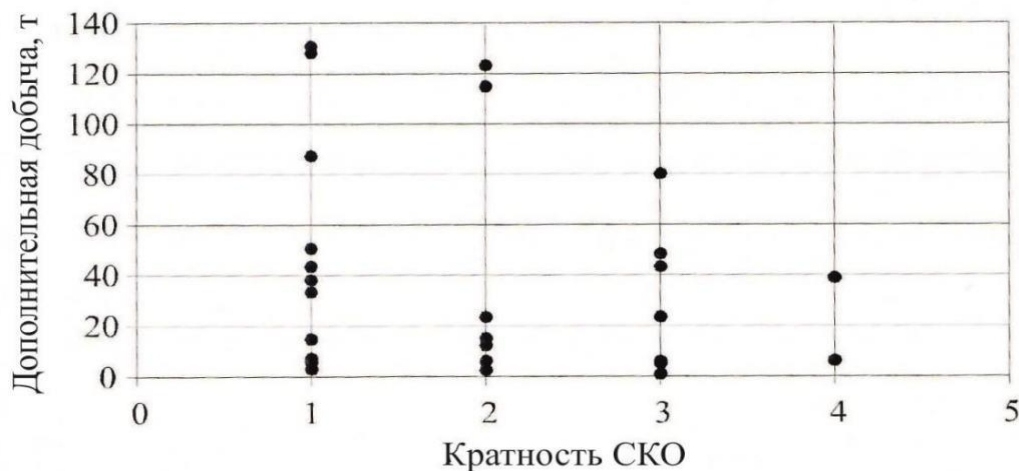


Рис. 1.3 – Прирост дебита в зависимости от кратности SKO на примере Аканского месторождения

Низкое текущее пластовое давление турнейской залежи обусловлено выработанностью запасов нефти. В силу неоднородности карбонатных пород существуют сложности в введении системы ППД. Нефть по высокопроницаемым зонам двигается к скважине, при этом низкопроницаемые зоны не дренируются. Обычная солянокислотная обработка объектов с текущим пластовым давлением ниже начального на 40% и более не приводит к высокой эффективности воздействия. Использование направленных солянокислотных обработок решает проблему дренирования низкопроницаемых зон.

НСКО предусматривает закачку гидроэмульсионного раствора, представляющий из себя высоковязкую эмульсию воды и нефти, перед закачкой кислотного состава.

Водонефтяную эмульсию можно заменить на нефтекислотную. Данное решение позволяет получить двойной эффект – блокировка высокопроницаемых зон пласта и обработка низкопроницаемых зон. Обволакивание кислотных пузырьков нефтью позволяет транспортировать их до поровых каналов, размер которых меньше пузырьков кислоты, где происходит разрыв нефтяной пленки и вдавливание кислоты в мелкие поры.

При необходимости обработки объектов с большой перфорированной толщиной и неоднородностью использование циклической НСКО предпочтительно. Технология представляет собой несколько последовательно выполняемых операций НСКО за одну скважино-операцию. На практике количество циклов и их объем рассчитывается ПО «STIMPRO».

Авторским коллективом Галеева Р.Г. также были созданы кислотные композиции с замедленной скоростью кислотной реакции с породой. Такие составы доходят до места назначения менее нейтрализованными, что способствует более глубокому воздействию.

После проведенного анализа полученных данных, был сделан вывод о необходимости проведения на скважине № 1981 глубокой циклической направленной солянокислотной обработки, с закачкой нефтекислотной эмульсии и взаимного растворителя. Данная технология позволит решить следующие задачи:

- а) закачка взаимного растворителя создаст оторочку, которая позволит диспергировать АСПО и снизит поверхностное натяжение водных растворов с пластовыми УВ, создаст однородную систему;
- б) использование нефтекислотной эмульсии создаст двойной эффект – направленность и дополнительное воздействие на карбонаты;
- в) закачка больших объемов НКЭ и КС необходимо в силу неоднократного проведения СКО;
- г) использование кислотного состава с замедленной реакцией позволит увеличить глубину охвата кислотным воздействием.

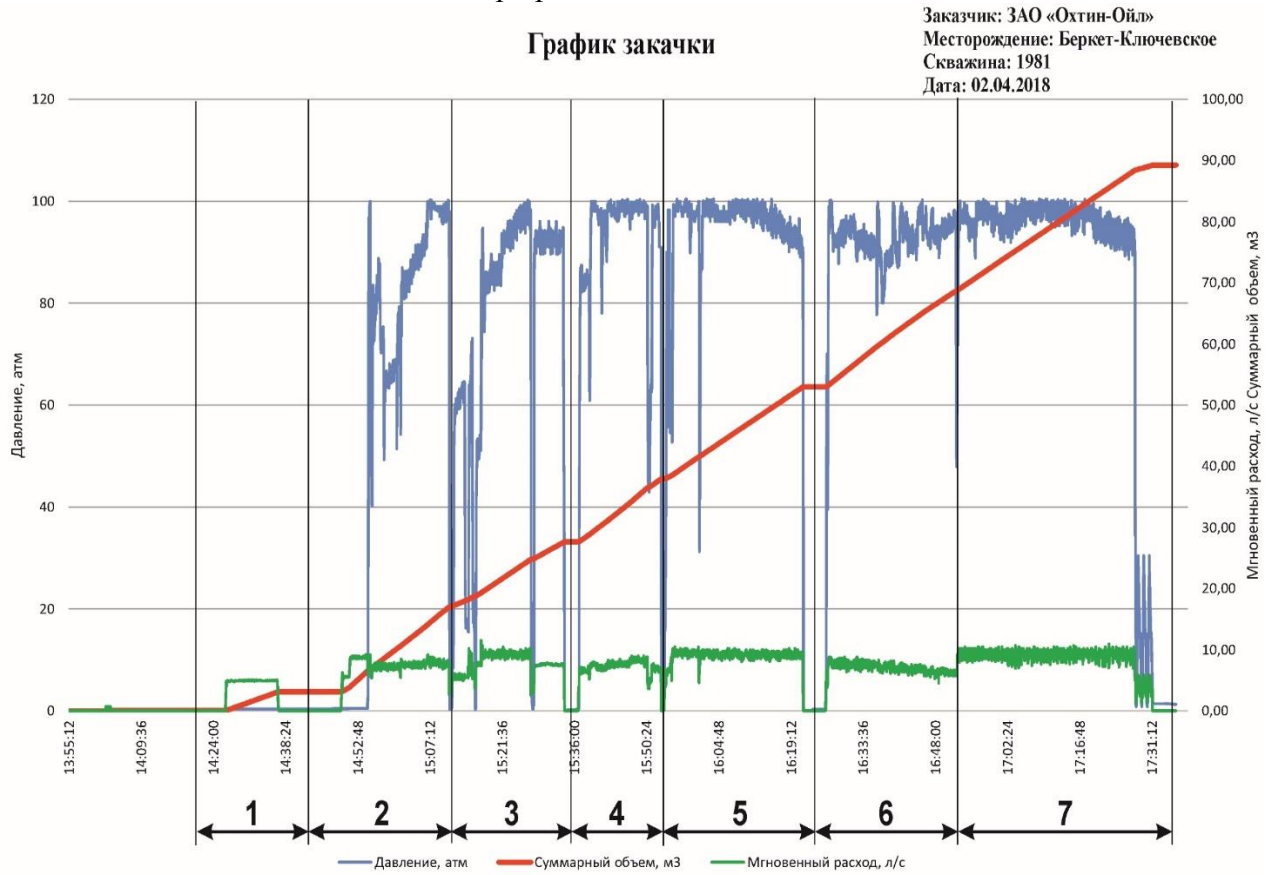
Внедрение и испытание предложенной технологии ОПЗ

По предложенной технологии была проведена обработка призабойной зоны пласта скважины №1981.

Визуально процесс закачки представлен на графиках построенных по данным полученным со станции контроля параметров на устье и глубинного манометра на забое (рисунки 2.1-2.2).

Все стадии были выполнены в полном объеме с соблюдением заданных расхода и давления (таблица 2.3).

Рис. 2.1 – График закачки на скважине №1981



Процесс закачки:
 1 - «WaxPro-6»; 2 - НКЭ; 3 - ПАКС-1М(б);
 4 - НКЭ; 5 - ПАКС-1М(б); 6 - НКЭ; 7 - ПАКС-1М(б)

Рис. 2.2 – График закачки и осваивания скважины по результатам глубинного манометра



Стадия №	Название стадии	Химический состав	Объем химических составов, м ³	Расход, м ³ /мин
1	Предварительная промывка	Взаимный растворитель	3,0	0,5
2	Отклонение	НКЭ	14,0	
3	Основная кислота	ПАКС-1М(б)	10,0	
4	Отклонение	НКЭ	10,0	
5	Основная кислота	ПАКС-1М(б)	15,0	
6	Отклонение	НКЭ	15,0	
7	Основная кислота	ПАКС-1М(б)	20,0	
8	Продавка	Техническая вода	10,0	

Таблица 2.3 – Проектный график закачки предложенный «STIMPRO»

Анализ полученных результатов

В представленной работе проведен анализ влияния геолого-физических характеристик на ожидаемую эффективность от проведенной операции по НСКО.

Изучаемые породы-коллекторы турнейской залежи Беркет-Ключевского месторождения характеризуется сложным характером пустотного пространства, формирование которого определяется, как их структурно-текстурными особенностями, закладываемыми в стадию седиментации, так и постседиментационными преобразованиями.

Спецификой карбонатных пород является широкий спектр структурных видов. Именно карбонатные породы наиболее часто представляют собой коллекторы сложного типа.

В ходе проведенных лабораторных исследований на совместимость пластовых флюидов с кислотным составом было установлено отсутствие негативного влияния на поровое пространство породы-коллектора, исключены процессы эмульсиообразования и шламообразования.

Лабораторные эксперименты по растворению карбонатной породы под действием кислотных составов подтвердили правильность выбора в качестве основного рабочего агента ПАКС-1М(б).

Построение дизайна позволило обеспечить необходимые параметры выполнения операции НСКО - скорость закачки реагента, объем реагентов, количество стадий; спрогнозировать технологический эффект.

Скважина № 1981 Беркет-Ключевского месторождения была введена в эксплуатацию в 2004 году. До операции по обработке призабойной зоны пласта по технологии НСКО на скважине было выполнено три мероприятия по ОПЗ пластов скважин. Наиболее продолжительный эффект (10 мес.) от работ был зафиксирован после создания КНН. Средний дебит нефти составлял 4,5т/сут (за временной интервал с дебитом нефти выше базового по скважине – 3,9т/сут). На 1.06.2018 г. средний дебит нефти после операции по НСКО составляет 4,05т/сут при забойном давлении 42атм, что ниже прогнозного за первый месяц. Это связано с тем, что прогноз был рассчитан при условии, что забойное давление будет составлять 24атм. Для получения достоверных результатов, был проведен пересчет прогноза для забойного давления равного 42атм (таблица 3.1). Как видно из таблицы после пересчета фактический дебит нефти за первый месяц (май) превышает прогнозные. Средняя обводненность продукции составляет 11,5%.

Таблица 3.1 – Сравнение прогнозного и фактического дебита нефти

Время, месяц	Прогноз ПО «STIMPRO»				Фактический дебит нефти, т/сут
	Дебит нефти, т/сут	Забойное давление, атм	Дебит нефти, т/сут	Забойное давление, атм	
1	6,207	24,0	3,536	42,0	4,05
2	6,699		3,823		-
3	6,701		3,851		-
4	6,559		3,757		-
5	5,097		2,932		-
6	3,881		2,201		-

По изменению данных шестикомпонентного состава добываемой пластовой воды после обработки был сделан вывод о начале влияния соседней нагнетательной скважины (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Сравнение химического состава пластовых вод по скважине №1981 до и после НСКО

Катионы-анионы	Содержание вещества в дм ³	
	до	после
	мг	мг
HCO ₃ ⁻	268,40	181,90
SO ₄ ²⁻	759,70	358,80
Cl ⁻	153302,50	75337,90
Ca ²⁺	10621,20	5976,10
Mg ²⁺	4620,80	1813,10
Na ⁺ + K ⁺	78965,90	38816,10
Минерализация	248538,50	122493,70
Удельный вес при 20С, г/см ³	1,16	1,10

До проведения НСКО на скв. № 1981 Беркет-Ключевского месторождения плотность пластовой воды составляла 1,16 г/см³. После проведения НСКО значение плотности воды снизилось до 1,10 г/см³. Этот факт свидетельствует о начале реагирования данной добывающей скважины на работу нагнетательной скважины № 1972. Ранее система ППД не характеризовалась ожидаемой эффективностью в условиях резко выраженной зональной неоднородности - рост дебита жидкости добывающих скважин с одновременным увеличением приёмистости нагнетательной скважины не наблюдался.

Практический опыт подготовки к проведению работ по НСКО на эксплуатационных объектах кизеловского и черепетского возраста, полученный с учетом геологического обоснования применения методов стимуляции, обеспечивает целостный системный анализ процесса кислотной обработки карбонатных коллекторов.

Внедрение данной последовательности операций способно значительно повысить экономическую эффективность проводимых кислотных обработок на Беркет-Ключевском месторождении

Выводы

В настоящей работе на основании собственных исследований произведен выбор и адаптация технологии кислотного воздействия на карбонатные породы турнейского яруса Беркет-Ключевского месторождения. На этой основе опробована методика поэтапного подбора технологии стимуляции скважины. Предлагается следующая последовательность:

1. Анализ слагающих пласт пород на основании макро- и микроописания кернового материала (изучение шлифов, рентгенографический анализ);
2. Подбор кислотных составов на основании данных, полученных при изучении керна (концентрация, добавки к кислотному пакету);
3. Исследование подобранных кислотных составов на совместимость с пластовыми флюидами (образование нерастворимы осадков, распад эмульсии);
4. Расчет в программном продукте профиля проникновения, изменения скин-эффекта и прогнозного изменения дебита на основе геолого-технических данных пласта, а также планируемых кислотных составов и технологических решений;
5. Анализ полученных данных после промысловых испытаний и сравнение их с прогнозными данными.

В ходе работы поставленные задачи были выполнены, цель достигнута.

Основным результатом работы следует считать поэтапный многофакторный подбор технологии стимуляции скважин с подтверждением запланированных параметров работы скважины.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеев А.С. Состояние и перспективы совершенствования общей и региональных шкал каменноугольной систем России / Верхний палеозой России: стратиграфия и фациальный анализ: материалы Второй Всероссийской конференции. – Казань, 2009.
2. Буров Б.В. Совершенствование литолого-стратиграфического разреза палеозоя на территории Республики Татарстан для геологоразведочных работ на нефть: реферат. – Казань: КГУ, 2005.
3. Войтович Е. Д., Гатиятуллин Н. С. Тектоника Татарстана – Казань: Изд. КГУ. – 2003
4. Галеев Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья – М.: КУБК-а, 1997.
5. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана под ред. д. г.-м. н., профессора Р.С. Хисамова. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2010.
6. Геология турнейского яруса Татарстана Р.Х.Муслимов, Г.И.Васянин А.Н.Шакиров, В.В.Чендарев. – Казань: Изд-во «Мониторинг», 1999.
- Зими́на С.В. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений [Текст]: учеб. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003

УДК 622.276

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ*В.А. Долматов, В.А. Ольховская**Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия**vitaly-dolmatof@yandex.ru*

Рассмотрена упрощённая математическая модель, позволяющая прогнозировать эффективность водоизоляционных работ в горизонтальных скважинах. За счёт ограничения притока непродуцирующей воды ожидается прирост дебита нефти в неоднородном по проницаемости пласте.

Одной из проблем разработки нефтяного месторождения на поздних этапах является увеличение обводнённости продукции скважин. Часто это обусловлено геологической причиной – слоистой неоднородностью пласта, различной проницаемостью подключённых к скважине интервалов и неодинаковой скоростью их обводнения. Для снижения обводнённости проводят водоизоляционные работы (ВИР) с применением различных технологий [1,2,3]. Обоснование эффективности ВИР является актуальной задачей, поскольку универсальных методик прогнозирования эффекта не существует.

В работе [4] предложена математическая модель, позволяющая прогнозировать эффективность ВИР в горизонтальных скважинах (ГС), вскрывших неоднородный по проницаемости пласт. Данная модель является модификацией известного расчёта технологии ограничения водопитока (ОВП) в вертикальной скважине [5] и базируется на условной трёхслойной математической модели пласта. Расчёт основан на вычислении коэффициента продуктивности скважины и обводнённости продукции до и после создания водоизоляционного диска (ВИД). Определяемыми технологическими

критериями эффективности являются степень снижения добычи жидкости, степень снижения добычи воды и кратность увеличения дебита нефти.

Целью работы являлось тестирование расчётной методики[5] для горизонтальной скважины и пласта с заданными характеристиками. Принимается, что ГС длиной 300 м вскрывает прямоугольный сегмент пласта с двусторонним контуром питания и тремя разнопроницаемыми интервалами притока. Как видно из рисунка 1, наименее проницаемым является средний интервал ($k=0,1 \text{ мкм}^2$), он ограничен наиболее проницаемыми крайними интервалами ($0,3 \text{ мкм}^2$ и $0,25 \text{ мкм}^2$). Обводнённость интервалов в модели подбирается через сочетание фактической обводнённости продукции скважины (85%) и проницаемости интервалов. Скважина с внешней и внутренней фильтрационными зонами расположена симметрично относительно границ сегмента.

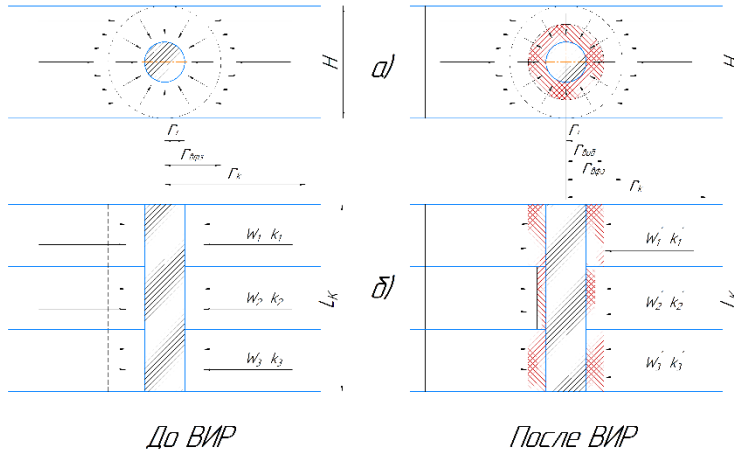


Рис. 1 – Схема слоисто-неоднородного пласта, вскрытого горизонтальной скважиной:
а) вид спереди; б) вид сверху

При расчёте определяются следующие параметры.

1. Обводнённость продукции W и коэффициент продуктивности скважины K до создания ВИД:

$$W = \frac{\sum_i^n L_{ki} k_i \rho_{i(\text{см})} W_i}{\sum_i^n L_{ki} k_i \rho_{i(\text{см})}} \quad (1)$$

$$K = \frac{2}{\mu} \sum_i^n K_i = \frac{2}{\mu} \left[\frac{\pi}{\ln \frac{r_{i(\text{вфз})}}{r_c}} + \frac{h}{r_k - r_{i(\text{вфз})}} \right] * \sum_i^n L_i k_i \rho_{i(\text{см})} \quad (2)$$

где индекс i принадлежит интервалу пласта или участку ствола скважины; $r_{i(\text{вфз})}$ – радиус внутренней фильтрационной зоны i -го интервала, м; прочие обозначения являются стандартными, используется размерность системы СИ.

2. Обводнённость скважины W' и коэффициент продуктивности скважины K' после внедрения технологии ОВП. Обводнённость снижается в зоне создания водоизоляционного диска радиусом $r_{i(\text{вид})}$, тогда:

$$W' = \sum_i^n W_i \cdot \frac{K_{i(\text{вид})}}{K^*} \quad (3)$$

$$K_{i(\text{вид})} = \frac{2\pi L_{ki} k'_i \rho_{i(\text{см})}}{\mu} \left(\frac{1}{\ln \frac{r_{i(\text{вид})}}{r_c}} \right) \quad (4)$$

$$K^* = \sum_i^n K_{i(\text{вид})} \quad (5)$$

где $K_{i(\text{вид})}$ – коэффициент продуктивности i -го интервала в зоне водоизоляционного диска радиусом $r_{i(\text{вид})}$; k'_i – проницаемость интервала после создания ВИД; K^* – суммарный коэффициент продуктивности интервалов в зоне водоизоляционного диска радиусом $r_{\text{вид}}$.

3. Коэффициент продуктивности в зоне за пределами ВИД:

$$K^{**} = \sum_i^n \frac{2\pi L_{ki} k_i p_{cmi}}{\mu} \left(\frac{\pi}{\ln \frac{r_{вфз} - r_{i(вид)}}{r_d}} + \frac{h}{r_k - r_{вфз}} \right) \quad (6)$$

4. Коэффициент продуктивности скважины после изоляции:

$$K' = \frac{K^* K^{**}}{K^* + K^{**}} \quad (7)$$

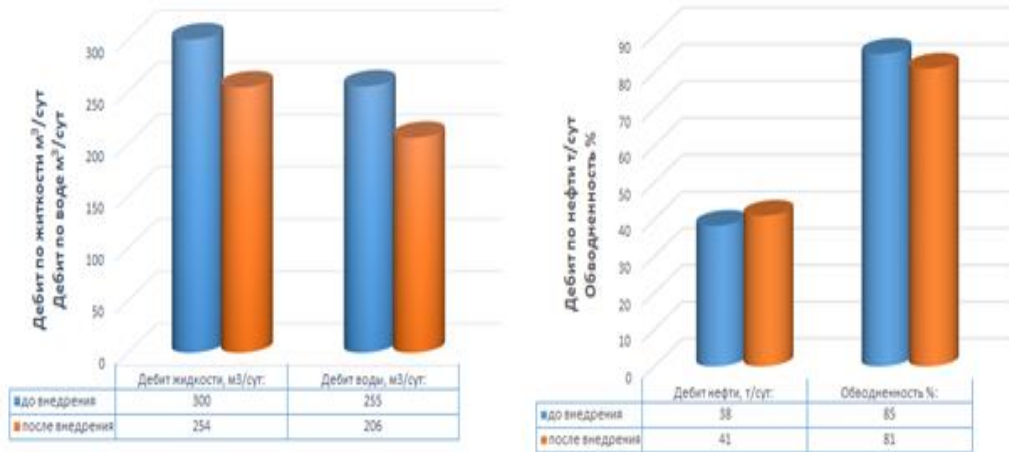


Рис. 2 – Результаты расчёта

На рисунке 2 отображены итоговые результаты расчёта. После проведения ВИР дебит по жидкости и воде снизится на 15% и 19%, соответственно. Абсолютный прирост пластового дебита по нефти составит 3 т/сут. Таким образом, математическая модель, предложенная в работе [5], позволяет ориентировочно оценить эффективность ВИР, хотя и не учитывает скин-фактор пласта в прискважинной зоне. Повысить эффективность можно, комбинируя ВИР с интенсифицирующей обработкой и оптимизируя параметры воздействия с помощью рассмотренной модели.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Абдрахманов Г.С., Ахмадишин Ф.Ф., Муслимов Р.Х. и др. Расширяемые трубные изделия и технология регулируемого отбора нефти и воды, повышающие доходность нефтяных месторождений // Георесурсы. 2017. - Т. 19. № 3. Ч. 1. - С. 191-197.
2. Павлов И.В. Обоснование технологии ограничения притока воды в горизонтальные скважины составами направленного действия: Дис. ... канд. техн. наук. – Санкт-Петербург, 2009 г. – 129 с.
3. Корниенко Р.Д. Исследования по использованию тампонажных составов на полимерной основе при ремонтно-изоляционных работах в скважинах (на примере Юрубчено-Тохомского месторождения): Дис. ... магистра – Красноярск, 2017 – 69с.
4. Ленченков Н.С. Математическое моделирование процессов повышения эффективности эксплуатации горизонтальных скважин с применением гелеобразующих составов // Нефтегазовое дело, 2012, №3. - С.392–399.
5. Ибрагимов Г.З., Хисамутдинов Н.И., Муравленко С.В. и др. Разработка нефтяных месторождений. Т. II. Эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – С.87-94.

ПЕРЕРАБОТКА ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ С ПОМОЩЬЮ ГАЗОТУРБИННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

К.А.Овчинников, Д.Н.Васильев

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Попутный нефтяной газ (ПНГ) - природный углеводородный газ (смесь газов и парообразных углеводородных и неуглеводородных компонентов), растворенный в нефти или находящийся в "шапках" нефтегазоконденсатных месторождений[1]. Добываемая сырая нефть доводится до товарного состояния в интегрированных установках подготовки нефти (УКП). Помимо обезвоживания, десульфуризации и опреснения нефти, нефть стабилизируется, то есть отделяется в специальных стабилизационных колоннах от легких фракций. С помощью УКПН стабилизированная нефть требуемого качества подается через коммерческие нефтемеры в магистральные нефтепроводы. Выделенный ПНГ доставляется потребителям при наличии специального газопровода, а при отсутствии "трубы" сжигается, используется для собственных нужд или перерабатывается. Стоит отметить, что ПНГ отличается от природного газа, состоящего на 70-99% из метана, высоким содержанием тяжелых углеводородов, что делает его ценным сырьем для нефтехимического производства[2]

Проблема сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) является одной из наиболее актуальными и острыми для нашей страны, поскольку Россия занимает лидирующие позиции в мире по объему сжигания ПНГ. Сжигание ПНГ приводит к экологическому ущербу, способствует парниковому эффекту, наносит вред здоровью населения, а также экономике страны - ценное химическое сырье и энергоресурсы просто выбрасываются на ветер. По данным Минприроды РФ, из 55 млрд м³ ПНГ, ежегодно добываемого в России, только 26% (14 млрд. м³) направляется на переработку, 47% (26 млрд. м³) идет на нужды хозяйства или списывается на технологические потери и 27% (15 млрд. м³) сжигается на факелах[3]

В связи с появлением новых технологий, развитием инновационной деятельности в России и, в частности, развитием таких отраслей, как нефтедобыча и переработка полученных ресурсов, появляются новые, более экономичные и емкие возможности переработки побочных продуктов нефтегазосмеси.

Проблема утилизации попутного нефтяного газа стоит перед всеми нефтяными компаниями.

Использование газа в энергетике позволяет не только улучшить экологическую обстановку, но и решить проблему тепло- и электроснабжения нефтяных компаний. При постоянно растущих тарифах на электроэнергию и их доле в себестоимости продукции использование ПНГ для выработки электроэнергии можно считать экономически оправданным. Учитывая высокую энергоемкость нефтедобычи, во всем мире существует практика использования ПНГ для выработки электроэнергии для коммерческих нужд. Использование попутного нефтяного газа в газопоршневых электростанциях (ГПЗ) широко применяется всеми ведущими мировыми компаниями. Постепенно этот опыт внедряется и в нашей стране. Переработка попутного нефтяного газа в первую очередь является существенным источником дохода для нефтяных компаний.

С технической точки зрения добыча нефти и газа - это совокупность технологических процессов, обеспечивающих ее использование в народном хозяйстве. Источником добычи нефти и газа является нефтяное месторождение (естественное накопление нефти в недрах земли). Совокупность нефтяных залежей, расположенных на одной части земной поверхности, представляет собой нефтяное месторождение[4].

Попутный нефтяной газ (ПНГ) - это углеводородный газ, находящийся в нефтяных залежах в растворенном состоянии и выделяющийся из нефти при снижении давления. Количество газов в м³ на 1 тонну добываемой нефти зависит от условий формирования и залегания нефтяных месторождений и может варьироваться от 12 до нескольких тысяч м³. основными компонентами ПНГ являются маргинальные углеводороды-гомологи метана от С_Н4 до С₆Н₁₄[1].

Современные технологии утилизации попутного нефтяного газа позволяют в полной мере использовать попутный нефтяной газ на месторождениях, получать дополнительную электроэнергию, тепло и углеводородное газомоторное топливо, в первую очередь сжиженный нефтяной газ.

Существует два возможных способа утилизации попутного нефтяного газа - энергетический и нефтехимический:

1. Нефтехимический. Утилизация попутного нефтяного газа может осуществляться с получением сухого газа, подаваемого в магистральную трубопроводную систему, газового бензина, широкой фракции легких углеводородов и сжиженного газа для бытовых нужд. При таком использовании из попутного нефтяного газа могут быть созданы различные нефтехимические продукты, такие как каучуки, пластмассы и компоненты высокооктанового бензина.

2. Производство энергии имеет очень широкий спектр применения, Чаще всего она используется в рыболовстве. ПНГ - это высококалорийный, экономичный и экологически чистый вид топлива. Поэтому использование ПГ для выработки электроэнергии в горнодобывающей промышленности является рациональным методом ее эксплуатации.

Газотурбинная электростанция (ГТЭС) - это сложный комплекс энергоблоков, вырабатывающих электроэнергию и тепло. В качестве главного привода электрогенератора используется газовая турбина, приводимая в движение газо-воздушной смесью, подаваемой под высоким давлением. При этом вырабатывается не только электроэнергия, но и тепловая энергия, что является выгодным экономическим моментом. Современная ГТЭС - это высокотехнологичное предприятие по производству и поставке электроэнергии. Система распределения и фильтрации газа (природного и попутного) позволяет свести к минимуму поломку ответственных деталей и узлов. Автоматизация и электроника позволяют персоналу станции эффективно контролировать все процессы, происходящие как в самом генераторе, так и во всех вспомогательных конструкциях[2].

В настоящее время газотурбинные установки начали использоваться для покрытия потребности в электроэнергии для добычи нефти на месторождениях, удаленных от центров энергоснабжения, что решает проблемы как энергоснабжения, так и утилизации попутного нефтяного газа.

На рисунке 1 показана газотурбинная установка. Компрессор 1, камеры сгорания 2 и газовая турбина 3 расположены в едином сборном корпусе. Роторы 6 и 5 компрессора и турбины жестко соединены между собой и опираются на три подшипника. Четырнадцать камер сгорания расположены вокруг компрессора, каждая в своем собственном корпусе. Воздух поступает в компрессор через впускную трубу и выходит из газовой турбины через выхлопную трубу. Корпус газотурбинной установки опирается на четыре опоры 4 и 8, которые расположены на одной раме 7.

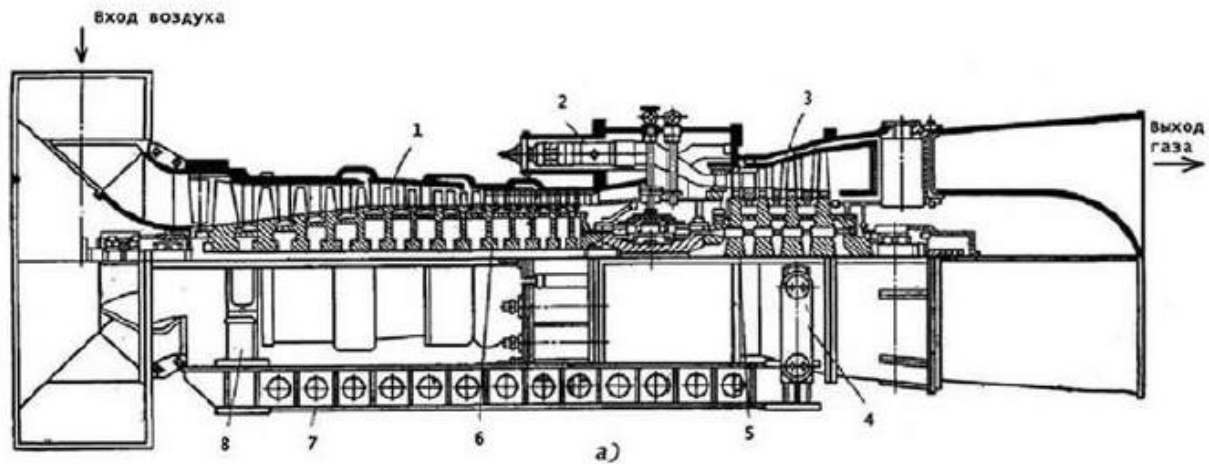


Рис. 1. Устройство газотурбинной установки

1- компрессор; 2 - камера сгорания; 3- газовая турбина; 4,8- опоры; 5 - роторы турбины; 6 - ротор компрессора; 7 - рама.

Принцип работы газотурбинной установки можно рассмотреть на схеме, приведенной на рисунке 2. Атмосферный воздух всасывается в компрессор и сжимается до рабочего давления 4-6.5 бар (кг/м^2). Сжатый воздух затем направляется в камеру сгорания, где он снабжается теплом за счет сжигания топлива, подаваемого в камеру сгорания. Продукты сгорания, достигающие температуры 1800-2000°C в эффективной зоне, а камеры сгорания 2, не могут быть использованы в турбине из-за ограниченного теплового сопротивления и термостойкости лопаток турбины. В связи с этим, помимо воздуха, в зону камеры сгорания подается дополнительный воздух через отверстия или щели в тепловой турбине, сжимающей температуру продуктов сгорания до 600-850°C.

Поскольку топливо и воздух поступают в камеру сгорания непрерывно, то после первоначального воспламенения топливной смеси от внешнего источника тепла процесс горения осуществляется в течение всего периода работы газовой турбины. Давление газа до и после камеры сгорания автоматически поддерживается неизменным. Из камеры сгорания газы направляются в газовую турбину, где они расширяются.

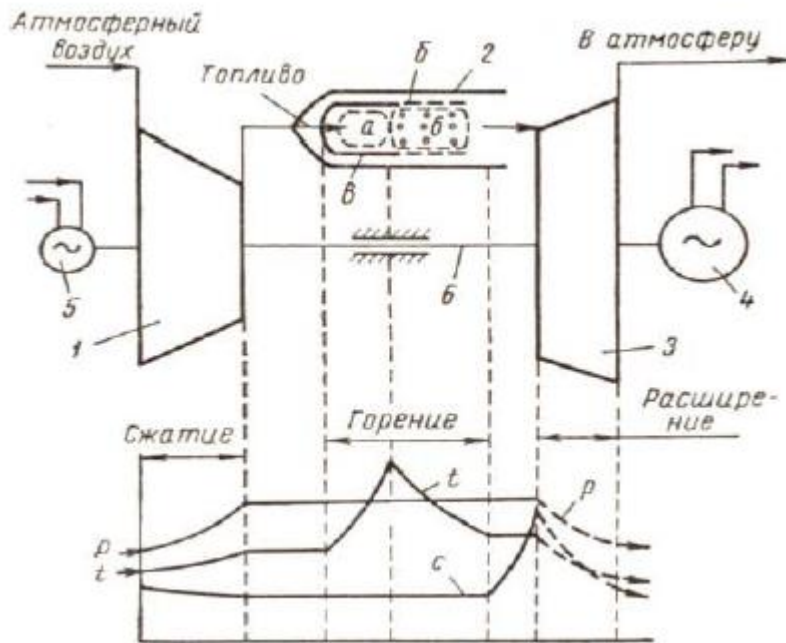


Рис. 2. Схема газотурбинной установки

1- воздушный компрессор, 2- камера сгорания (а - зона горения, б - зона подвода вторичного воздуха, в - жаровая труба), 3 - газовая турбина, 4 - электрогенератор или другой потребитель мощности турбины, 5 - пусковой двигатель, б - вал турбины, р - давление, t- температура, с- абсолютная скорость газа.

Процесс расширения сопровождается падением давления и температуры, увеличением скорости и увеличением кинетической энергии движущегося потока газа, используемого для вращения ротора турбины. Газ, используемый в турбине, выходит с пониженной скоростью через выхлопную трубу в окружающую среду. Механическая работа, полученная на валу турбины, частично используется для привода воздушного компрессора 1 и других вспомогательных устройств (регулятора, масляных насосов) и частично передается потребителю 4. Мощность, потребляемая воздушным компрессором, составляет 60-75% от мощности, вырабатываемой газовой турбиной. ГТУ может работать при наличии сжатого воздуха, поступающего от компрессора, приводимого в движение газовой турбиной, что допускается от внешнего источника энергии 5 (пусковой электродвигатель или турбогенератор) [3].

Одним из наиболее распространенных способов утилизации ПНГ является использование его в качестве топлива для электростанций. При приемлемом составе ПНГ эффективность этого метода высока. По словам разработчиков, электростанция с рекуперацией тепла (КПД около 80%), работающая на ПНГ, при ее учетной стоимости 300 рублей за 1000 м³ окупает себя за 3-4 года. Предложение энергоблоков на рынке очень широкое. Отечественные и зарубежные компании наладили выпуск установок, как в газотурбинном (ГТУ), так и в поршневом исполнении. Как правило, для большинства структур возможна работа на ШФЛУ или ПНГ (определенного состава). Практически всегда в системе теплоснабжения месторождения предусмотрена рекуперация тепла отработавших газов, а также предлагаются варианты наиболее современных и технологичных парогазовых установок. Одним словом, можно уверенно говорить о буме внедрения маломасштабных энергетических объектов нефтяными компаниями с целью снижения зависимости от поставок электроэнергии от РАО ЕЭС, упрощения

инфраструктурных требований при разработке новых месторождений, снижения энергозатрат при одновременной утилизации ПНГ и ШФЛУ. Согласно расчетам, стоимость 1 кВт*ч электроэнергии для ГТУ "Пермские моторы" составляет 52 копейки, а для импортного агрегата на базе поршневого двигателя "Катерпиллер" - 38 копеек. (если невозможно работать на чистом топливопроводе и есть потеря мощности при работе на смешанном топливе) [5]

«Сургутнефтегаз», утилизирующий до 96% ПНГ, ведет строительство 4 газотурбинных электростанций на отдаленных месторождениях – Рускинском, Лукьявинском, Лянторском и Биттемском. Осуществление проекта позволит обеспечить выработку 1,2 млрд. кВт*ч/год (суммарная мощность электростанции 156 МВт на базе 13 энергоблоков единичной мощностью 12 МВт производства «Искра-Энергетика»). Каждый из этих энергоблоков способен в год переработать до 30 млн. м³ попутного газа и выработать до 100 млн. кВт*ч электроэнергии. Общая стоимость проекта по разным оценкам составляет от \$125-200 млн., его выполнение задерживается в связи со срывом графика поставки энергоблоков [6]

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Байков Н.* Перспективы российской нефтегазовой промышленности и альтернативных источников энергии / Н. Байков, Р. Гринкевич // *Мировая экономика и международные отношения.* – 2008. - №6. – С.49-56.
2. Газотурбинные установки в нефтяной и газовой промышленности. Могильницкий И.П., Стешенко В.Н. Изд-во «Недра», М., 1971, стр.160.
3. *Кортаев Ю. П., Закиров С. Н.,* Переработка попутного нефтяного газа на сложных месторождениях, М., 1988.
4. *Коржубаев А.Г., Ламерт Д. А., Эдер Л. В.* Проблемы и перспективы эффективного использования попутного нефтяного газа в России. // *Бурение и нефть, 2012, № 04*
5. *Транспортная энергетика: учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений/ Ю.Г.Котиков, В.Н.Ложкин; под ред. Ю.Г.Котикова: М.:Издательский центр «Академия», 2006.-272с.*
6. Переработка попутного газа на нефтепромыслах: сегодняшний день и перспективы. http://www.energostop.com/texts/26/index.php?PAGEN_1=1#nav_start.

УДК 622.276

КОМБИНИРОВАННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОЖАРООПАСНОЙ СИТУАЦИИ НА РЕЗЕРВУАРАХ УПН «АЛАКАЕВСКАЯ»

В.А. Долматов, Р.Н. Сергеев, Д.А. Уваров.

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

В статье рассмотрена применяемая на практике прогнозная оценочная модель зон аварийного разлива нефти, возникающих при возгорании нефтепродуктов на резервуарах при наличии и отсутствия ветра. Моделирование помогает визуально оценить степень серьезности опасности.

Ключевые слова: Пожарная безопасность, установка подготовки нефти, моделирование опасных ситуаций.

Обеспечение пожарной безопасности на резервуарных парках является одной из главных задач современной нефтяной отрасли. Возникновение пожара на таких объектах способен принести материальный ущерб для организации и непоправимый вред здоровью человека. Прогнозирование аварийной ситуации и опасных факторов при возгорании резервуаров способствует минимизации материальных и физических потерь.

Целью данной работы является определение размеров опасных зон, возникающих при возгорании резервуаров на примере установки подготовки нефти «Алакаевская» (УПН) «Самаранефтегаз». УПН располагается в 50 км к северо-востоку от города Самара. УПН «Алакаевская» предназначена для обработки продукции скважин Алакаевского и Путиловского месторождений, а также частично подготовленной нефти, транспортируемой с УПСВ «Ново-Запрудненская» и УПСВ «Белозерско-Чубовская». На территории УПН расположены 2 стальных вертикальных резервуара (РВС) объемом 3000 и 5000 м³.

Расчет проводился для самого худшего варианта развития событий, связанной с полностью разрушенными РВС и с образованием гидродинамической волны нефтепродукта при наличии ветра со скоростью 2 м/с, которая либо промывает обвалование, либо перехлестывает через него и разливается на значительной площади в форме круга за территорией объекта. Первым шагом рассчитывается площадь зоны разлива нефти по формуле:

$$F_{зр} = f_3 \varepsilon_3 V_p \quad (1)$$

Где $F_{зр}$ – площадь разлива, м²; f_3 – коэффициент разлива, м⁻¹; ε_p – степень заполнения резервуара (принимается равным 0,9); V_p – номинальная вместимость резервуара, м³.

Коэффициент разлива определяют исходя из расположения наземного резервуара на местности: f_3 равен 5, если расположен в низине или на ровной поверхности с уклоном ниже 1%; f_3 равен 12 при расположении на возвышенности.

В данном случае, влияние ветра на форму зоны разлива пятна не влияет, так как форма зависит в первую очередь от географической широты места и скорости распространения пятна по поверхности земли.

Таким образом для одного РВС объемом 5000 м³ площадь аварийного пятна будет составлять 22500 м². Радиус зоны составляет 85 м. Для РВС объемом 3000 м³ будет составлять 13500 м² и 66 м

Вторым шагом определяется зона избыточного давления. Расстояние до границы зоны опасного избыточного давления определяют от центра зоны разлива.

Для резервуаров объемами 3000 м² и 5000 м² радиусы опасных зон равны 738 м и 875 м соответственно [1].

Третьим шагом определяется опасные тепловые зоны при пожарах разливов нефтепродуктов. При отсутствии характерных размеров зон разлива опасность теплового излучения пожара определяют для крупномасштабной аварии по следующим формулам методом последовательных приближений.

Плотность потока теплового излучения (q_n) на границе зоны при горении нефтепродукта на площади разлива, кВт/м²:

$$q_n = q_\phi \cdot F_{обл}, \quad (2)$$

где q_ϕ – максимальная среднеповерхностная плотность излучения, кВт/м², $F_{обл}$ – коэффициент облученности.

Максимальная среднеповерхностная плотность излучения факела пламени пожара и штиль, кВт/м²:

$$q_\phi = (335 + 7112/d_p) m_{выг}, \quad (3)$$

где d_p – характерный диаметр зоны разлива, м; $m_{выг}$ – массовая скорость выгорания нефтепродукта, кг/с⁻¹/м²

В качестве критерия опасного теплового воздействия на границе зоны принято для:

- людей - тепловые нагрузки, больше 1,4 кВт×м-2;
- сгораемых элементов конструкций зданий (двери, рамы и т. п.), а также для резервуаров с нефтепродуктами, не оборудованных установками охлаждения, - 7,5 кВт×м-2;
- резервуаров с нефтепродуктами, оборудованных установками охлаждения, - 13 кВт×м-2.

При расчете опасных тепловых зон плотность теплового излучения пожара разлива принята равной 50 кВт×м-2. В данном случае опасные зоны теплового излучения при «пожарах разлива» нефтепродуктов для людей, сгораемых элементов конструкций зданий, резервуаров с нефтепродуктами, оборудованных установками охлаждения для каждой емкости, будут равны соответственно 162, 36, 22 кВт×м⁻²

Четвертым шагом определяется зона взрывоопасных концентраций при испарении нефтепродукта с поверхности разлива. Расчетная формула, заимствованная из работы [3] и имеет вид:

$$X_{звк} = \sqrt{\frac{AJ_n t}{j_{нп}}} \quad (4)$$

где $X_{звк}$ - расстояние от источника испарения, м; A - константа, равная 0,17; J_n - интенсивность испарения, кг×с⁻¹, t - продолжительность испарения, с; $j_{нп}$ - нижний концентрационный предел распространения пламени для нефтепродуктов, равный 0,04 кг×м⁻³

Подвижность воздуха приравниваем к нулю, а температуру нефтепродукта к среднемесячной температуре окружающей среды. Таким образом, при площади аварийной зоны равной 22500 м² глубина взрывоопасной зоны от границы разлива нефтепродукта составляет 214 м. При 13500 м² глубина равна 166 м.

Исследования показывают, что при скорости ветра более 2 м/с угловые размеры зоны испарений составит 45 градусов и за полчаса час испарения переместятся на расстояние 5 км [4]. Тогда площадь зоны поражения облаком испарения рассчитывается по формуле [5]:

$$S_в = 8,72 \cdot 10^{-3} \cdot \varphi \cdot \Gamma^2 \quad (5)$$

где: $S_в$ – площадь зоны возможного заражения, км²; Γ – глубина зоны возможного заражения, км; φ – угловые размеры зоны возможного заражения, град.

Таким образом площадь возможной зоны поражения испарениями составит 9,81 км².

Ниже представлены рисунки размеров опасных зон при возникновении аварии на резервуарах УПН «Алакаевская» (Рис. 1)

Моделирование показало, что при полностью разрушенных РВС объемами 3000 м² и 5000 м² размеры опасных зон достигают 738 и 875 м. Эти зоны выходят за пределы территории УПН. При наличии ветра зона взрывоопасных концентрации способна дойти до соседнего села Екатериновка менее чем за 40 минут.

Стоит отметить, что моделирование проводилось лишь для самого крайнего случая, на практике такие ситуации случаются крайне редко. Для предотвращения аварии рекомендуется выполнять все нормы [6,7].



Рис. 1 – Опасные зоны, возникающие при горении нефтепродуктов на УПН «Алакаевская»

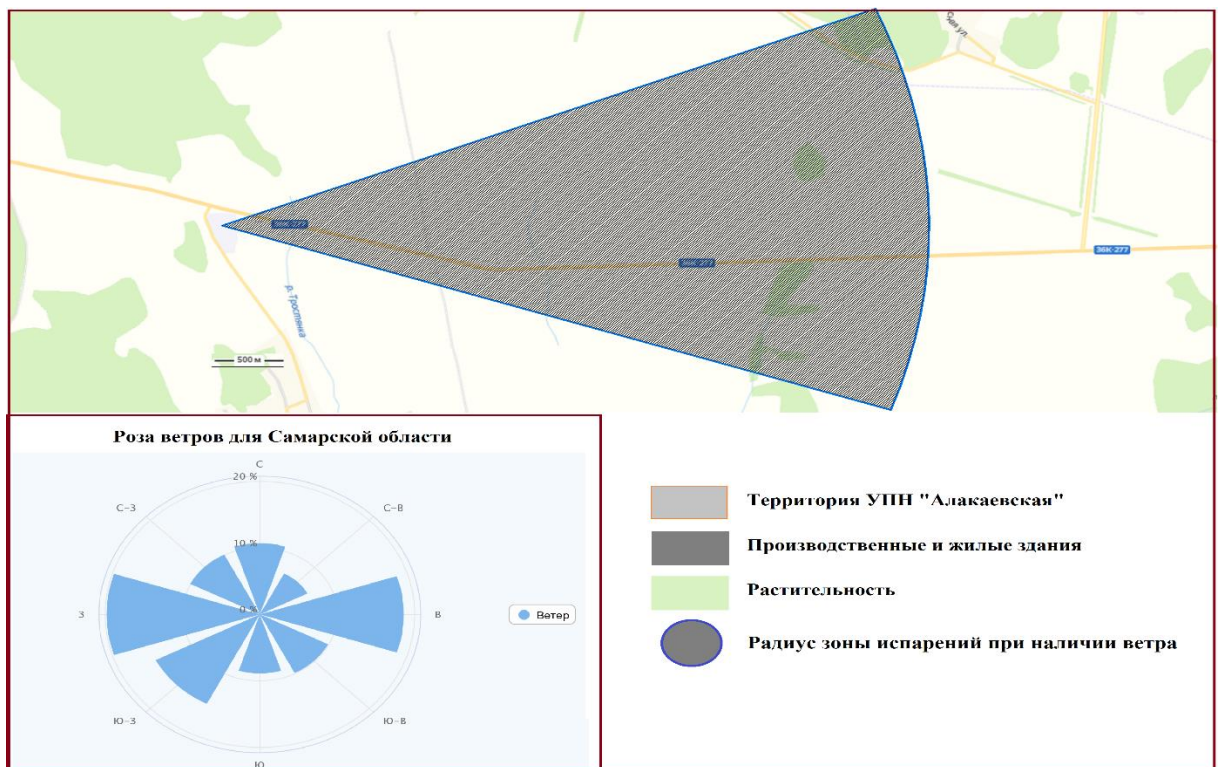


Рис.2 – Распространение зоны взрывоопасных концентраций при наличии ветра.

Таким образом, комбинированное моделирование пожароопасных ситуаций на УПН «Алакаевская» помогает визуально определить опасные зоны, возникающих при пожаре.

Эти данные также помогают планировать строительство различных пожароопасных объектов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сучков В.П., Куликов А.В., Молчанов В.П. и др. Рекомендации по обеспечению пожарной безопасности объектов нефтепродуктообеспечения, расположенных на селитебной территории. М., 1997. 23 с
2. Макаров В.З., Молочко А.В., Фролов В.А., Чумаченко А.Н. Моделирование факторов пожароопасной ситуации на нефтесборных пунктах с использованием геоинформационных технологий // Известия Саратовского университета. 2009. Т. 9. Сер. Науки о Земле, вып. 1 – С. 33-38.
3. Эльтермана В. М. "Охрана воздушной среды на химических и нефтехимических предприятиях" (М., Химия, 1985)
4. Хисматуллина А. Ф., Гасилов В. С., Чижова М. А., Хайруллина Л. И. Влияние метеорологических условий на распространение токсичных веществ в окружающем пространстве // Вестник технологического университета. 2017. Т.20, №12 – С.152 – 157
5. Прогноз заражения АХОВ: методические указания к практическому занятию по дисциплине «Оценка воздействия на среду и экологическая экспертиза / Л. П. Майорова, Хабаровск: Изд-во Тихоокеан. гос. ун-та, 2017 36 с.
6. Строительные нормы и правила: СНиП 21-01-97 Пожарная безопасность зданий и сооружений (с Изменениями N 1, 2) – Москва, 1998г. – 36 с.
7. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности ППБО 116-85 – СССР, 1985г. – 48 с.

УДК 622.276

АНАЛИЗ РАСЧЁТА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА

А. А. Гайзулина, В. А. Ольховская

Самарский государственный технический университет,

Самара, Россия

angelkulakova565@gmail.com

В настоящее время большое внимание уделяется увеличению добычи углеводородов путем вовлечения в разработку низкопроницаемых неоднородных коллекторов. Рентабельная разработка таких объектов возможна при активном использовании технологии бурения горизонтальных скважин (ГС) с проведением многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП). Применение технологии ГС с МГРП при разработке нефтенасыщенных низкопроницаемых коллекторов показывает высокую эффективность этой технологии как метода интенсификации добычи, так и увеличения конечной нефтеотдачи. В Самарской и Оренбургской областях запланировано бурение ГС с МГРП, при этом остро стоит вопрос метода количественной оценки технологического эффекта от проведения МГРП. При планировании бурения необходимо рассчитать производительность скважины для обоснования экономической целесообразности данного бурения.

В статье мною проанализированы две формулы для расчёта производительности ГС с МГРП: формула Джоши [1], часто применяемая в практике эксплуатации горизонтальных скважин, и модель, полученная в работе [2], учитывающая угол отклонения трещин от нормали к скважине. Для анализа рассмотрено 9 горизонтальных скважин на месторождениях Самарской и Оренбургской областях. Ниже представлены формулы, по которым рассчитывалась производительность ГС с МГРП.

Модель С.В. Елкина, А.А. Алероева, Н.А. Веремко, М.В. Чертенкова, учитывающая угол отклонения трещин от нормали к скважине:

$$Q = \frac{k \cdot h \cdot L}{b \cdot \mu (R - x_f \cdot \cos \alpha)} \cdot \left(P_{\Pi} - \frac{P_0}{2} - \frac{P_3}{2} \right)$$

P_0 -промежуточное давление на границе межтрещинного пространства, которое рассчитывается по следующей формуле:

$$P_0 = \frac{P_{\Pi} - P_3 \cdot \left(\frac{1}{2} - (N - 1)^2 \cdot \frac{4 \cdot x_f \cdot (R - x_f \cdot \cos \alpha)}{L^2 \cdot \cos \alpha} \right)}{\frac{1}{2} + (N - 1)^2 \cdot \frac{4 \cdot x_f \cdot (R - x_f \cdot \cos \alpha)}{L^2 \cdot \cos \alpha}}$$

Дебит крайних трещин вследствие псевдорadiaльного притока рассчитываем по формуле:

$$Q_D = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{\Pi} - P_3)}{b \cdot \mu \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot R}{x_f} \right)}$$

Дебит всей скважины:

$$Q_{ж} = Q + Q_D$$

Формула Джоши:

$$q_0 = J_0 + \Delta P = \frac{k_h \cdot h \cdot \Delta P}{18.41 \cdot B_0 \mu_0 \left(\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \left(\frac{I_{ani} h}{L} \right) \left(\ln \frac{I_{ani} h}{[r_w (I_{ani} + 1)]} + S \right) \right)}$$

где $I_{ani} = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$,

$$a = \frac{L}{2} \left\{ 0.5 + \left[0.25 + \left(\frac{r_e}{L/2} \right)^4 \right]^{0.5} \right\} \text{ при } h < L < 1.8 \cdot r_e$$

Результаты представлены в виде диаграмм, в которых указаны дебиты по жидкости и нефти, полученные в результате расчёта по формуле Джоши и модели, учитывающая угол отклонения трещин от нормали к скважине, а также представлен фактический запуск скважины.

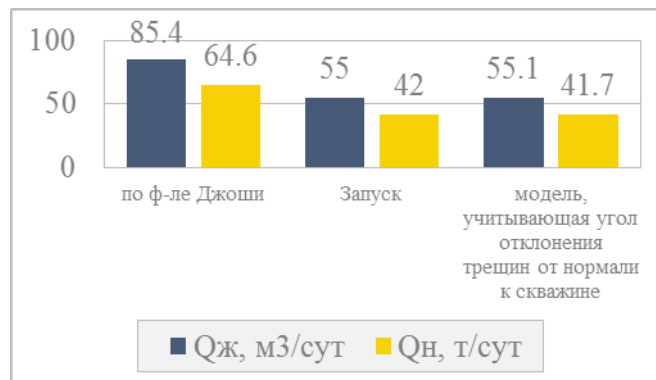


Рис.1. Анализ фактических параметров скв. 1 месторождения А

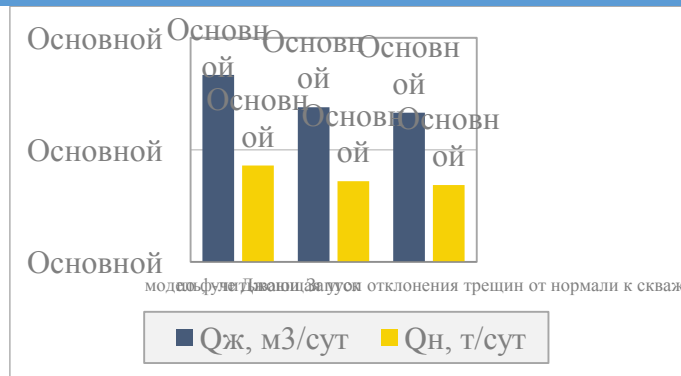


Рис.2. Анализ фактических параметров скв. 2 месторождения А

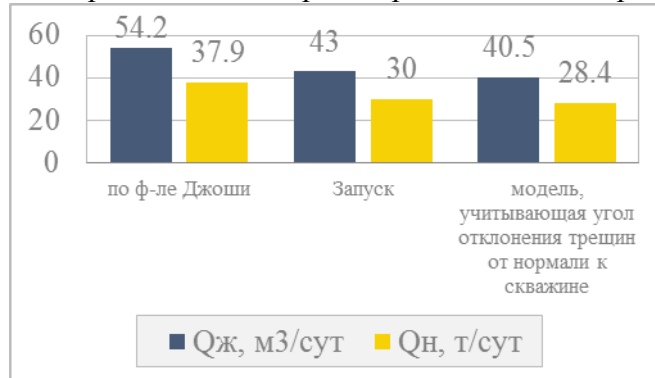


Рис.3. Анализ фактических параметров скв. 3 месторождения Б

Таким образом были рассчитаны и проанализированы 6 ГС с МГРП, пробуренные на месторождениях Самарской и Оренбургской областях, процент отклонения от фактического запускового дебита представлен в таблице 1.

Таблица 1. Процент отклонения от фактического запускового дебита нефти

№ скважины, название месторождения	Расчет по формуле Джоши	Расчет по модели, учитывающая угол отклонения трещин от нормали к скважине
скв. 4 месторождения Б	4,2%	1,2%
скв. 5 месторождения В	32%	4,8%
скв. 6 месторождения В	34%	5,4%
скв. 7 месторождения Г	39%	2,2%
скв. 8 месторождения Г	27%	16%
скв. 9 месторождения Д	46%	30%

Было выявлено, что погрешность по модели от запусковых параметров составляет, в среднем, 8%, а по формуле Джоши погрешность больше и составляет 30% от запусковых параметров. В результате данного анализа можно сделать вывод, что формула, учитывающая влияния отклонения трещин от перпендикулярного положения к горизонтальной скважине на дебит жидкости после многозонного гидроразрыва пласта имеет практическую значимость и может использоваться для оценки производительности горизонтальной скважины.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Horizontal well technology. S. D. Joshi, Ph. D. Joshi Technologies International, Inc. — Tulsa, OK, U.S.A. 1990 г.

2. Учет влияния отклонения трещин от перпендикулярного положения к горизонтальной скважине на дебит жидкости после многозонного гидроразрыва пласта /С.В. Елкин, А.А. Алероев, Н.А. Веремко, М.В. Чертенков// Нефтепромысловое дело.-2016.- №10.- С.37-42.

УЛУЧШЕННАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ РАСЧЕТА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ

В.П. Телков, Д.С. Круглов
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ УВАРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.А.Головина

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Аннотация

Рассмотрены источники водоснабжения для целей ППД (поддержания пластового давления), рассмотрено дальнейшее совершенствование системы поддержания пластового давления в перспективный период разработки месторождения. Приведены источники водоснабжения для целей заводнения продуктивных пластов, планируемые объемы закачки и сброса пластовых сточных вод.

В настоящее время Уваровское месторождение разрабатывается с поддержанием пластового давления продуктивных нефтяных пластов СII и CIV, которые залегают на глубинах от 2280 до 2390м. Закачка воды осуществляется в 7 нагнетательных скважин: №№34, 108, 115, 143, 144, 145, 148. При этом, нагнетательные скважины №№115, 144, 145 работают только на пласт СII, нагнетательные скважины №№34, 143 только на пласт CIV, а нагнетательные скважины №№ 108, 148 – одновременно на два пласта СII и CIV.

Источником водоснабжения для целей ППД на месторождении служат пластовые сточные воды, сбрасываемые с установки предварительного сброса воды. УПСВ «Уваровская» предназначена для двухступенчатой сепарации нефти с выделением попутного газа, для частичного отделения пластовой воды от нефти и закачки воды в нагнетательные скважины, для откачки частично обезвоженной нефти (до 2% об. остаточного водосодержания) на установку промысловой подготовки нефти по нефтепроводу УПСВ «Уваровская» - Яблоневский товарный парк.

В перспективный период разработки месторождения предусматривается дальнейшее совершенствование системы поддержания пластового давления, в связи с чем предлагается продолжать закачку воды в продуктивные пласты СII, CIV с организацией системы заводнения в продуктивный пласт CIa.

На Уваровском куполе намечено продолжение закачки в действующие нагнетательные скважины №№34, 108, 115, 143, 144, 145, 148 по существующей схеме. В целях усиления системы ППД предполагается перевести из добывающего фонда под закачку воды на пласт CIa скважины №107 и № 127.

На Елховатском куполе намечена организация системы ППД пласта CIa в нагнетательной скважине №14.

С учетом геолого-физических характеристик продуктивных нефтяных пластов, состава и свойств пород и насыщающих их флюидов, а также исходя из опыта эксплуатации и расчетов, давление нагнетания на устьях нагнетательных скважин рекомендуется принять порядка 5МПа.

В рассматриваемый период разработки в качестве источника водоснабжения для целей заводнения продуктивных пластов Уваровского месторождения предусматривается использовать очищенные пластовые сточные воды, сбрасываемые с УПСВ «Уваровская» до 2% об. остаточного водосодержания. Всю избыточную пластовую воду, которая не используется в системах заводнения, предлагается утилизировать в поглощающий горизонт серпуховского яруса.

Для заводнения нагнетательной скважины №14 Елховатского купола, в связи со значительной удаленностью от Уваровской УПСВ (порядка 5,5 км) и небольшим объемом предполагаемой максимальной закачки воды (78 м³/сутки), предлагается использовать подземные высокоминерализованные воды серпуховского горизонта. В рассматриваемом районе серпуховский водоносный горизонт залегает на глубине порядка 1800-1900м, имеет толщину 85-135 м и минерализацию 267 г/л. В нагнетательной скважине №14 рекомендуется организовать внутрискважинный принудительный переток.

Для этого в нагнетательной скважине №14 намечаемый серпуховский водоносный горизонт и нефтеносный пласт С1а предлагается разобщить пакером, на насосно-компрессорной трубе установить индивидуальный погружной электроцентробежный насос марки ЭЦНАВ-80 в коррозионностойком исполнении. Конструктивно установка УЭЦНАВ должна быть выполнена по «перевернутой схеме» относительно традиционного насоса УЭЦН – таким образом, что поток жидкости направляется сверху вниз по насосно-компрессорной трубе, обеспечивая закачку воды в продуктивный пласт той же скважины с требуемым давлением нагнетания воды в пласт.

Планируемые объемы закачки и сброса пластовых сточных вод и направления их использования и утилизации по Уваровскому месторождению приведены в таблице 1.

Основными технологическими требованиями к рабочим агентам для заводнения являются:

- сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин;
- предотвращение осложнений при эксплуатации водоводов и оборудования системы заводнения из-за отложения неорганических солей;
- предупреждение коррозионного износа водоводов системы заводнения и оборудования скважин;
- предупреждение бактериальной жизнедеятельности в призабойной зоне нагнетательных скважин.

На основании данных технических требований формируются требования к качеству подготовки закачиваемых вод.

На основании данных технических требований формируются требования к качеству подготовки закачиваемых вод.

В связи с увеличением объемов закачки потребуются расширение объектов и сооружений системы ППД на Уваровском месторождении.

Максимальный сброс пластовой воды с Уваровской УПСВ ожидается порядка 4069м³/сутки (2022г.). Максимальная закачка с целью ППД предположительно составит порядка 2848м³/сутки, максимальный объем избытка пластовой воды в 2026г. ориентировочно составит порядка 2818м³/сутки.

После соответствующей очистки подготовленная пластовая вода в настоящее время и в перспективный период будет поступать на прием насосов блочной кустовой насосной станции на площадке Уваровской УПСВ.

Для утилизации пластовой воды в качестве поглощающих скважин предлагается использовать скважины № 141, №145, №144, №128, №131 с 2022г. Скважину №181

предлагается использовать в качестве резервной поглощающей скважины. При этом под поглощение переводятся скважины №№144, 145 из нагнетательного фонда, скважины №№128, 131, 141, 181 из бездействующего добывающего фонда. С целью усиления системы ППД на Уваровском месторождении предлагается обустроить устья 3 нагнетательных скважин. Необходимо также предусмотреть строительство водоводов к новым нагнетательным скважинам условным диаметром 50-80 мм протяженностью порядка 2,1км и водоводов к новым поглощающим скважинам условным диаметром 100мм протяженностью порядка 2,3км.

Таблица 1- Планируемые объемы закачки и сброса пластовых сточных вод и направления их использования и утилизации по Уваровскому месторождению

Годы	Планируемые объемы закачки воды в систему ППД Уваровского месторождения, м3/сутки	Предполагаемые объемы сброса пластовой воды с УПСВ «Уваровская», м3/сутки	Предполагаемые объемы использования воды в системе заводнения, м ³ /сутки			Предполагаемые объемы утилизации избытка пластовой воды в систему поглощения Уваровского месторождения, м3/сутки	Предполагаемые объемы остаточной пластовой воды в составе продукции УПСВ «Уваровская», после использования в системах ППД и утилизации в системе поглощения, м3/сутки
			Всего по месторождению	в том числе:			
				Пластовая вода С УСПВ	подземная вода серпуховского яруса		
2020	1738	3871	1738	1666	73	2132	13
2021	1572	3972	1572	1502	70	2400	12
2022	1393	4069	1393	1326	67	2676	11
2023	1329	3919	1329	1263	65	2591	12
2024	1158	3867	1158	1096	62	2708	12
2025	1116	3932	1116	1055	61	2816	12
2026	1012	3830	1012	951	62	2818	11
2027	886	3686	886	826	60	2801	10
2028	874	3433	874	815	59	2558	9
2029	901	3263	901	842	60	2361	8
2030	906	3136	906	848	58	2230	9
2031	936	3131	936	878	58	2195	8
2032	920	3041	920	862	58	2122	8
2033	898	3064	898	841	57	2165	7
2034	890	2980	890	833	57	2090	7
2035	689	2707	689	632	57	2018	6
2036	625	2623	625	567	57	1998	6

Принципиальная схема систем ППД и поглощения Уваровского месторождения приведена на рисунке 1.

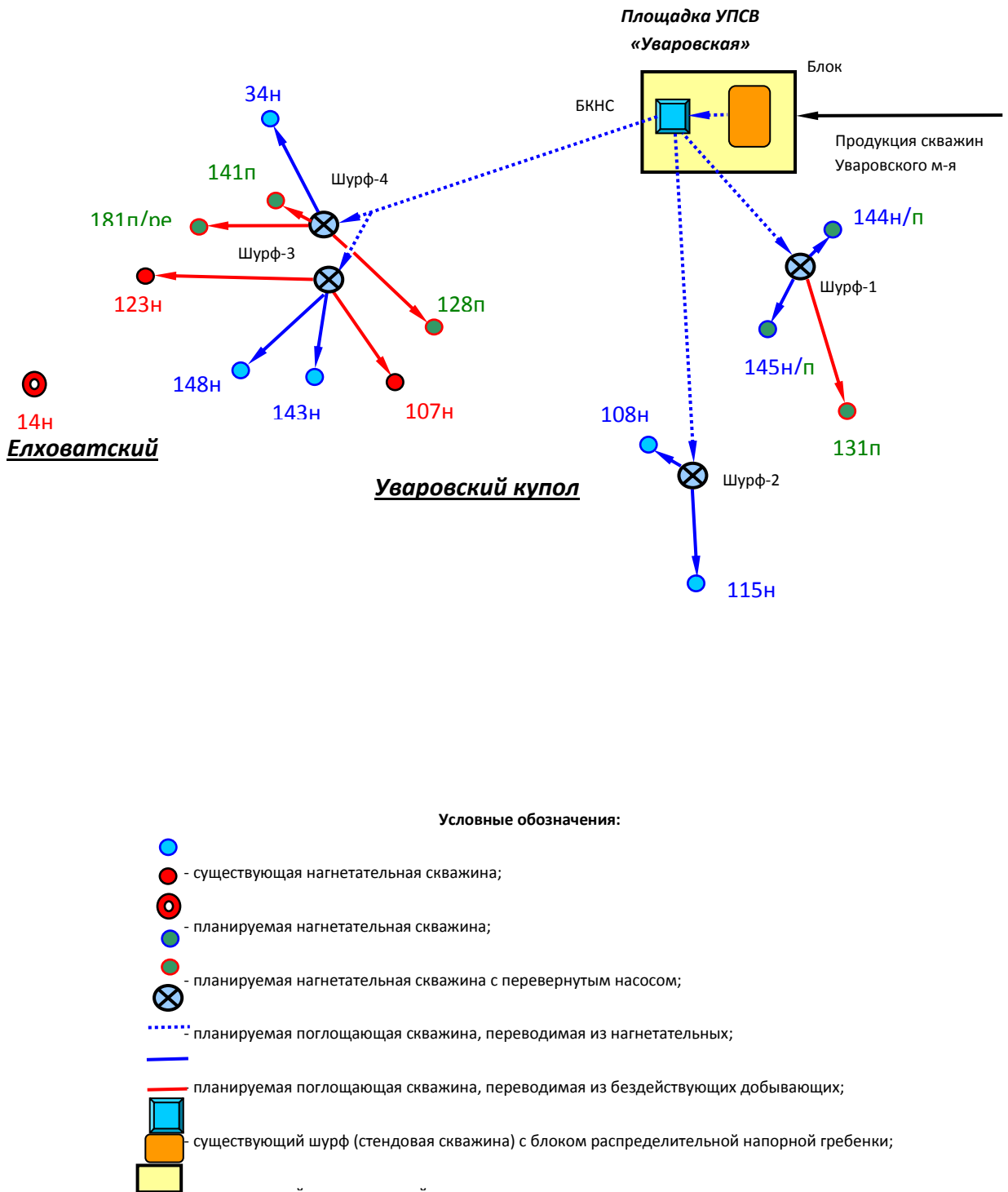


Рис. 1 - Принципиальная схема системы ППД Уваровского месторождения

Для защиты трубопроводов и оборудования систем заводнения и поглощения от коррозионного воздействия пластовой воды необходимо предусмотреть антикоррозионную изоляцию водоводов, применение полимерно-металлических труб, ввод ингибитора коррозии.

На площадках БКНС и шурфов (стендовых скважин) предусматривается замер расхода и давления закачиваемой воды.

Системы заводнения и поглощения намечается оборудовать запорно-регулирующей и предохранительной арматурой. Нагнетательный и поглощающий фонды скважин должны быть оснащены расходомерами.

Для сохранения требуемого температурного режима рабочих агентов для закачки с целью ППД рекомендуется предусмотреть надежную теплоизоляцию водоводов систем заводнения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дополнение к проекту разработки Уваровского газонефтяного месторождения Самарской области, 2018.

КОНТРОЛЬ ОХВАТА ПЛАСТОВ МИХАЙЛОВСКО-КОХАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРОЦЕССАМИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

Ю.А.Головина, Ю.А. Дубовицкая

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Аннотация

Рассмотрены вопросы, связанные с необходимостью осуществления контроля за процессом разработки продуктивных пластов. Выявлены основные цели контроля за разработкой.

Рассмотрены главные задачи по обеспечению наиболее полного вовлечения объёма залежей в процесс дренирования. Приведены методики, по которым может осуществляться обнаружение источника обводнения, а также приведен рекомендуемый комплекс исследований и их периодичность.

В течение всего срока эксплуатации месторождения необходимо осуществлять контроль за процессом его разработки. Основной задачей контроля является получение, обработка и обобщение регулярной достоверной информации о работе скважин и изменении параметров, характеризующих работу пласта.

Основные цели контроля за разработкой – это оценка фактической технологической эффективности системы разработки залежи в целом и отдельных технологических мероприятий по ее осуществлению и регулированию; оптимизация осуществляемого процесса.

Контроль за разработкой нефтяных месторождений проводится различными геолого-промысловыми, гидродинамическими и промыслово-геофизическими методами.

Геолого-промысловые исследования проводятся с целью контроля за дебитами, приёмистостью, обводнённостью продукции, изменением состава нефти, попутной воды, закачиваемой жидкости, газосодержания нефти

Гидродинамические методы исследования позволяют решать вопросы контроля за изменением пластового и забойного давлений, продуктивности, дебита и обводнённости скважин, определения работающих пластов а нагнетательных и части добывающих скважин, контроля за изменением параметров пластовой нефти в процессе разработки, а также межскважинных исследований с помощью волн давлений В процессе разработки нефтяных залежей, особенно с применением методов воздействия на пласт (заводнение с применением холодной воды, теплофизические, термохимические методы) происходит изменение теплового режима продуктивных пластов Необходима постановка

систематического контроля за отклонениями пластовой температуры в интервалах продуктивной части разреза скважин от природных геотерм.

Одной из главных задач при разработке нефтяных залежей является обеспечение наиболее полного вовлечения их объёма в процесс дренирования. Следовательно, основные усилия в процессе контроля за разработкой должны быть направлены на определение степени охвата продуктивного пласта процессом вытеснения нефти водой. Охваченными процессом вытеснения считают те части эксплуатационного объекта, где в результате поступления в пласты нагнетаемой и законтурной воды, подъёма ВНК и продвижения контуров нефтеносности не происходит снижение пластового давления, а выработка отдельных зон пласта происходит равномерно. Благодаря этому скважины эксплуатируются с устойчивыми дебитами как по жидкости, так и по нефти, соответствующими продуктивной характеристике пластов.

Для оценки степени эффективности принятой системы разработки, необходимо регулярное обновление информации об охвате пласта воздействием. Для этого может быть рекомендовано периодическое составление (не реже 1 раза в год) карт охвата процессом вытеснения, как по пластам, так и для всего объекта в целом.

Сложной задачей является определение охвата вытеснением многопластового объекта, вскрытого единой системой скважин. Здесь помимо данных геолого-промыслового контроля необходимы дополнительные исследования скважин, направленные на определение характера работы каждого пласта в скважине. В первую очередь необходимо организовать систематические наблюдения за работой тех нагнетательных и добывающих скважин, в которых вскрыт перфорацией только один из пластов. В связи с неоднородностью и расчленённостью эксплуатационного объекта, его разной скоростью выработки, необходимо постоянно совершенствовать организацию системы контроля за разработкой, основной задачей которой является определение продвижения контуров нефтеносности и закачиваемой воды, подъёма ВНК, состояния заводнения пластов и их выработки.

Для получения информации об охвате пласта заводнением, текущей нефтенасыщенной и обводняемой толщине пласта, коэффициенте текущей нефтенасыщенности в добывающих обводненных скважинах использовать импульсный нейтрон-нейтронный метод, термометрию. При этом в зонах высокой концентрации остаточных запасов рекомендуется проводить в добывающих скважин исследования методом каротаж-закачка-каротаж. Эти исследования позволяют определять распределение текущих нефтенасыщенностей, определять заводненные интервалы в добывающих скважинах, кроме этого данные технологии делают возможным количественно характеризовать величины заколонных перетоков в добывающих скважинах. Все это делает возможным адресное составление мероприятий по увеличению нефтеотдачи пласта.

Контроль за продвижением нагнетаемой воды (в частности, слабо минерализованной) по продуктивным пластам в добывающих скважинах с целью обнаружения источника обводнения может осуществляться по следующим методикам:

1. Закачка жидкостей с различными индикаторами, избирательно проникающими в водоносную или нефтеносную часть пласта;
2. Использование нейтронных методов для выделения нефтеносных и водоносных коллекторов по разной скорости расформирования зоны проникновения предварительно задавленных водных растворов в пласты;
3. Добавка в буровой раствор технической буры (тетраборнокислый натрий) или закачка в пласт жидкости с добавкой буры;

4. Волновой диэлектрический метод (глубина проникновения 40 см). Метод наведённой активности кислорода (основан на различии в содержании кислорода в нефтеносной и водоносной частях пласта);

5. Применение опробователей пластов на кабеле (различие в содержании метана в закачиваемой и пластовой воде);

6. Метод высокочувствительной термометрии;

7. Радиогеохимический метод (повышение естественной радиоактивности заводнённых пластов);

8. Радоновый индикаторный метод;

9. Применение высокочастотной электрометрии в скважинах со специальной конструкцией (обсадная колонна в продуктивном интервале выполнена из неметаллического электропроводящего материала с удельным электрическим сопротивлением, близким к удельному сопротивлению бурового раствора).

Контроль за движением жидкости в пласте осуществляется посредством закачки в пласт меченых жидкостей (третий, аммиачная селитра, карбамид), добавки в нагнетаемую воду трассирующих веществ (растворители, ПАВ и отходы химических заводов), одновременно являющихся рабочими агентами МУН, изучением миграции нефти в пласте по изменению коэффициента светопоглощения (сильно зависит от содержания смол и асфальтенов). Эти методы позволяют оценить степень гидродинамической связи между пластами эксплуатационного объекта, между нагнетательными и эксплуатационными скважинами, определить участки аномально высоких скоростей движения закачиваемых вод, оценить эффективную работающую мощность пластов, обнаружить застойные зоны и целики нефти в заводнённых зонах, уточнить корреляцию пластов, а также установить изменение охвата залежи заводнением при внедрении новых МУН пластов.

Обязательные системные комплексы исследований и измерений по контролю за разработкой должны равномерно охватывать всю площадь объекта разработки, весь фонд наблюдательных и контрольных скважин.

Рекомендуемый комплекс исследований и их периодичность, приводится в таблице 1.

Таблица 1 - Периодичность проведения промыслово-геофизических исследований при контроле за разработкой

Категории и виды скважин	Исследование профиля притока	Определение источника в интервалах обводнения пластов, вскрытых перфорацией	Исследование профиля поглощения	Определение пластовой температуры	Контроль положения ВНК и оценка изменения нефтенасыщенности	Контроль положения ГНК и оценка изменения нефтегазонасыщенности	Обследование состояния обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Действующие добывающие:							
1.1 фонтанные	○	○		◐	○	○	К
1.2 газлифтные	○	○		◐	○	○	К
1.3 оборудованные ЭЦН							К
1.4 оборудованные ШГН	○	○		◐	○	○	К

2. Действующие нагнетательные			●	●			○
3. Пьезометрические							
4. Скважины, по которым проводятся ГТМ (ремонты):							
4.1. до ГТМ	I	K		●			I
4.2. после ГТМ	K	K		●	H	H	I
5. Наблюдательные и опорной сети				●	●	●	
6. Скважины, переводящиеся из добывающих в наблюдательные:							
6.1 до перевода			I	●			
6.2 после перевода	I	I	I	●			
7. Скважины, переводящиеся из добывающих в пьезометрические:							
7.1 до перевода	I	I					
7.2 после перевода				●			

Условные обозначения:

●	-исследования 1 раз в квартал	I -	исследования разовые
●	-исследования 1 раз в полугодие	K -	исследования при капитальном ремонте
○	-исследования 1 раз в год	H -	исследования при необходимости

Кроме указанных в таблице систематических исследований скважин и пластов, проводятся разовые измерения дебитов (приёмистости) скважин после ГТМ или ремонта для определения их продуктивности. Аналогично проводятся единичные замеры обводнённости, газового фактора, забойного и пластового давления, снятие КВД, исследование методом установившихся отборов, исследование профиля притока и поглощения.

Кроме того, необходимо отметить, что по большинству продуктивных горизонтов месторождения не проводились лабораторные исследования по определению коэффициентов вытеснения нефти водой. Для этих горизонтов данный показатель принимался по объектам – аналогам. Для уточнения величин коэффициентов вытеснения по данным горизонтам, более точной идентификации параметров пластовых систем, выбора наиболее оптимальных методов воздействия на пласт, рекомендуется провести специальные лабораторные исследования насосного оборудования на отдельных скважинах добывающего фонда в зависимости от текущих показателей их работы и фактической продуктивности; ввод из бездействия ряда нагнетательных скважин третьего эксплуатационного объекта; проведение ОПЗ пластов по улучшению их фильтрационно-емкостных показателей.

Фактическая технологическая эффективность проводимых мероприятий в среднем достаточно высока.

Среди проведенных за последние годы крупномасштабных мероприятий по регулированию разработки следует отметить также проведенные опытно-промышленные работы по закачке в ряд нагнетательных скважин (№№112 (пл. CIa), №120 (CIa), №409

(СП) так называемых большеобъемных гелевых систем (БГС) с целью регулирования направления движения фильтрационных потоков. Несмотря на краткосрочность своего применения, технология продемонстрировала свою достаточно высокую эффективность. Эффект выразился в значительных объемах дополнительно добытой нефти.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Технологический проект разработки Михайловско-Коханского газонефтяного месторождения Самарской области, 2018.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВЫХ И ЗАКАЧИВАЕМЫХ ВОД НА ДЕРЮЖЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ю.А. Головина, Е.И. Соболева

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Аннотация

Рассмотрены воды, используемые для закачки в продуктивные пласты Дерюжевского месторождения, с целью их совместимости с пластовыми. Дана характеристика закачиваемых сточных вод. Приведены данные о сульфатной стабильности пластовых и закачиваемых вод. Рассмотрен химсостав сточной воды на прогнозный период. Выданы рекомендации для предотвращения образований гипса в порах пород призабойной зоны нагнетательных скважин.

В соответствии с рекомендуемым вариантом разработки Дерюжевского месторождения предусматривается продолжать заводнение продуктивных пластов верейского горизонта – A_2+A_3 , бобриковского горизонта – B_2 и турнейского яруса – V_1 и начать заводнение тиманского горизонта – Дк. В настоящее время для закачки в указанные продуктивные пласты применяется сточная вода, поступающая с Дерюжевской УПСВ, представляющая собой смесь вод пластов Pd-III, Pd-V, A_2+A_3 , B_2 , V_1 , ДI Дерюжевского месторождения и вод пластов B_2 , Дк, ДI Садового месторождения.

В перспективный период разработки для заводнения вышеуказанных пластов планируется продолжать использование сточной воды в качестве закачиваемого агента, а для заводнения пласта Дк предлагается использовать пресную воду уржумского яруса верхней перми.

Проба пресной воды уржумского яруса биармийского отдела была отобрана со скважины №1 Дерюжевского месторождения, числящейся в водозаборном фонде.

Расчетные значения шестикомпонентного состава сточной воды принимались с учетом объемного соотношения вод за 2033 г., поскольку данная смесь в этот период будет характеризоваться как наиболее нестабильная по гипсу за весь перспективный период разработки и будет содержать 14,2% вод пластов терригенного девона (пласты Дк и ДI+ДII), обладающих наибольшим дестабилизирующим действием в отношении выпадения сульфатов и сульфидов.


Результаты расчетного определения сульфатной стабильности по методике В.П. Зверева вод заводняемых продуктивных пластов Дерюжевского месторождения показали, что воды продуктивных пластов A_2+A_3 , B_2 , V_1 характеризуются сульфатной стабильностью


при пластовых условиях, с дефицитами насыщения по гипсу представленными в таблице 1, из которой видно, что при более низких температурах воды теряют стабильность. Пластовая вода продуктивного пласта Дк тиманского горизонта, а также намечаемая для его заводнения пресная вода биармийского отдела (пласт Р_{2иг}) обладают стабильностью по CaSO₄ во всем исследованном интервале температур (0-40°С).

В настоящее время и в перспективный период установка предварительного сброса воды «Дерюжевская», на которую поступает продукция продуктивных пластов Pd-III, Pd-V, А₂+А₃, Б₂, В₁, ДI+ДII Дерюжевского месторождения работает и будет работать как однопоточная, т.е. обработка нефти пластов девонской и каменноугольной системы осуществляется совместно.

Таблица 1– Данные о сульфатной стабильности пластовых и закачиваемых вод на Дерюжевском месторождении

Воды продуктивных горизонтов, а также закачиваемые воды	Абсолютное пересыщение вод гипсом (мг/л) и характеристика их сульфатной стабильности при следующих температурах (°С):									
	0°		10°		18°		25°		40°	
Верейский горизонт, пл. А ₂ +А ₃	304		150		20		-133		-199	
Бобриковского горизонта, пл. Б ₂	573		366		244		65		-4	
Турнейский ярус, пл. В ₁	34		-85		-173		-285		-333	
Тиманский горизонт, пл. Дк	-137		-166		-189		-218		-231	
Вода уржумского яруса, пл. Р _{2иг}	-1685		-1831		-1951		-2048		-2131	
Сточная вода УПСВ «Дерюжевская», 2011 г.	1005,4		862,2		746		599		530	
Сточная вода УПСВ «Дерюжевская», 2033 г.	496		406		336		248		210	

Условные обозначения:  компоненту стабильна;

 - вода по данному осадкообразующему



- сл слабовыраженная нестабильность;



- не стабильность в умеренной степени.

Согласно шестикомпонентному составу пробы сточной воды, после обработки продукции с УПСВ «Дерюжевская», данная вода характеризуется существенной нестабильностью по карбонату и сульфату кальция. При этом не типичном для пластовых вод составе в сточной подтоварной воде УПСВ «Дерюжевская» нарушается равновесное состояние и стабильность воды относительно карбоната и сульфата кальция существенно снижается с абсолютным пересыщением при температуре 25°C по CaCO_3 – 76 мг/дм³ и по CaSO_4 – 599 мг/дм³. За 72 часа стояния при закрытых условиях из воды может выделиться 19 мг/дм³ кальцита и 218 мг/дм³ гипса.

Таким образом, химический состав сточной воды УПСВ «Дерюжевская» на сегодняшний день предопределяет ее склонность к солеотложениям в виде карбонатов и сульфатов кальция, что впоследствии, при использовании данной воды в качестве закачиваемого агента, может привести к снижению приемистости продуктивных нефтенасыщенных пластов Дерюжевского месторождения.

В перспективный период существенного изменения химсостава сточной воды УПСВ «Дерюжевская» не прогнозируется, поскольку преобладание количества добываемой продукции пластов карбона будет сохраняться. В перспективный период сточную воду УПСВ «Дерюжевская» принимаем условно стабильной по карбонату кальция.

В соответствии с рекомендуемым вариантом разработки Дерюжевского месторождения, согласно перспективным уровням добычи жидкости и нефти, объем добываемой продукции скважин пластов Дк и ДІ+ДІІ, поступающей на УПСВ «Дерюжевская», будет увеличиваться до 2037 г. До 2020 г. сточная вода будет характеризоваться как стабильная по сульфату кальция при температуре выше 25°C, с понижением температуры смесь начнет испытывать пересыщение данным компонентом. А в период 2021-2037 г.г. сточная вода будет пересыщена гипсом в интервале температур 0-40°C. Начиная с 2038 г. и по 2048 г., сточная вода приобретёт сульфатную стабильность в диапазоне температур 25-40°C. В период 2050-2062 г.г. сточная вода будет стабильна при температуре выше 5°C, а начиная с 2063 г. и далее стабильна при температуре выше 10°C.

Наиболее неблагоприятное объемное соотношение вод продуктивных пластов Pd-III, Pd-V, A₂+A₃, B₂, B₁, Дк и ДІ+ДІІ, химсостав которых и определяет химсостав сточной воды, составит - 2:1,3:27,2:12,7:42,5:1,6:12,7%, соответственно (ожидается в 2033 г.), при котором будет наблюдаться максимальное пересыщение сточной воды сульфатом кальция в количестве 210 мг/дм³ при 40°C (температура пластов A₂+A₃, B₂ и B₁ – 29, 38, 38,5°C, соответственно). В период 2021-2037 г.г., требования качества вод для заводнения указанных пластов (до 40 мг/дм³) не будут удовлетворены.

В связи с вышеизложенным, в случае применения сточной воды УПСВ «Дерюжевская» в системе ППД продуктивных сероводородсодержащих пластов Дерюжевского месторождения в настоящее время и в период 2021-2037 г.г., рекомендуется применение ингибиторов солеотложений (например, СНПХ-5312, SP-203, Ное E2849 и др.), что позволит добиться требуемого качества закачиваемой воды и сохранения достаточно высокой и устойчивой приемистости нагнетательных скважин. В период 2012-2020 г.г., а далее 2038-2048 г.г. рекомендуется ограничивать или компенсировать тепловые потери закачиваемой сточной воды, поддерживая температурный режим не ниже 25°C для предотвращения отложения гипса.

Для выбора наиболее оптимальных и эффективных реагентов, а также для получения подробных рекомендаций по их применению, физико-химических условий проведения процесса, технологической схемы подачи реагента и техники безопасности рекомендуется проведение лабораторных испытаний.

Воды продуктивных пластов A₂+A₃, B₂, B₁ и сточная вода с УПСВ Дерюжевская условно совместимы по карбонату кальция.

Смешение сточной воды УПСВ Дерюжевская на текущий момент, с пластовыми водами продуктивных пластов каменноугольной системы, а именно верейского,

бобриковского горизонтов и турнейского ярусов (пластов A_2+A_3 , B_2 , B_1) не приведет к дополнительным образованиям сульфата кальция, по сравнению с нестабильной закачиваемой сточной водой, т.е., воды совместимы условно. Степень снижения приемистости нагнетательных скважин в этом случае будет определяться качеством закачиваемой вод пропорционально объемному содержанию закачиваемой воды в смеси вод.

В перспективный период разработки Дерюжевского месторождения прогнозируется полная химическая совместимость вод продуктивных пластов A_2+A_3 , B_2 , B_1 и закачиваемой сточной воды по карбонату кальция.

По сульфату кальция сточная вода с УПСВ «Дерюжевская» будет условно совместима с водами пластов A_2+A_3 в диапазоне температур от 25-40°C. Пересыщенные сульфатом кальция смеси образуются уже при содержании закачиваемой воды в смеси 20% (при 25°C) и 25%(при 40°C), однако максимально образующееся абсолютное пересыщение в количестве 247 и 208 мг/дм³ (95:5%), соответственно, не превышает значений абсолютного пресыщения наиболее нестабильной из смешиваемых вод. При смешении сточной воды с водой пласта B_1 прогнозируется умеренная нестабильность по сульфату кальция смесей вод, которая будет ожидать при содержании закачиваемой воды в смеси вод в диапазоне 60-95% при 40°C. Максимальное пересыщение образующихся смесей будет наблюдаться при соотношении закачиваемая вода-пластовая вода 60:40 и составит для 40°C–186 мг/дм³. Данные воды также отнесены к категории условно совместимых по сульфату кальция.

В случае заводнения продуктивного пласта B_2 сточной водой расчетного состава дополнительно образуется осадок сульфата кальция. Максимальное значение абсолютного пересыщения смеси вод по сульфату кальция составит при объемном соотношении (1:1) – 348 мг/дм³ при температуре 40°C.

Таким образом, для предотвращения образований гипса в порах пород призабойной зоны нагнетательных скважин, снижающих пористость и проницаемость, и поддержания хорошей приемистости при использовании сточной воды для заводнения в настоящее время и в перспективный период 2021-2037 г.г. рекомендуется применение ингибиторов сульфатных отложений (например, СНПХ-5312, SP-203 и др.), для выбора которых и для получения подробных рекомендаций по их применению рекомендуется также проведение лабораторных испытаний.

В случае заводнения продуктивного пласта Дк водой уржумского яруса верхней перми прогнозируется полная химическая совместимость пластовых и закачиваемых вод по сульфату кальция и сульфиду железа при любой технологической операции, связанной со смешением и закачкой для целей ППД Дерюжевского месторождения.

По карбонату кальция смешение данных вод приведет к пересыщению смесей, поскольку вода продуктивного тиманского горизонта имеет в своем составе повышенное количество кальция, чем это нужно для сохранения карбонатной стабильности при смешении данных вод, а выбранная для заводнения вода пермской системы относится к гидрокарбонатно-натриевому типу вод (согласно классификации пластовых вод В.А. Сулина) и насыщена бикарбонатами. Поэтому смешение данных вод в широких диапазонах объемных соотношений приведет к карбонатной нестабильности их смесей между собой. Максимальное выпадение карбоната кальция будет наблюдаться при объемном соотношении между пластовой и закачиваемой водами 1:4, которое соответствует абсолютному пересыщению по $CaCO_3$ - 120 мг/дм³. Способность смесей вод продуктивного пласта Дк терригенного девона с пресной водой уржумского яруса выделять за 1-72 часа порядка 9-41 мг/дм³ $CaCO_3$, с одной стороны, и требования качества вод для заводнения этого пласта до 15 мг/л по содержанию механических примесей и нефти с другой стороны, определяет их несовместимость по карбонату кальция.

Для предотвращения образований кальцита в порах пород призабойной зоны нагнетательных скважин, снижающих пористость и проницаемость, и поддержания хорошей приемистости, при заводнении пласта Дк пресной водой уржумского яруса, рекомендуется применение ингибиторов от отложений карбоната кальция (например, СНПХ-5311, СНПХ-5312, U105 и др.), растворяющих и связывающих карбонат кальция в хелатные комплексы, после чего карбонаты уже не способны к повторному осаждению.

В связи с вышеизложенным для выбора наиболее оптимальных и эффективных реагентов, а также для получения подробных рекомендаций по их применению, физико-химических условий проведения процесса, технологической схемы подачи реагента и техники безопасности рекомендуется проведение лабораторных испытаний.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дополнение к проекту разработки Дерюжевского нефтяного месторождения Самарской области, 2018.

УДК 665.62

МОДЕРНИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ВНУТРИПРОМЫСЛОВОЙ СИСТЕМЫ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ К ТРАНСПОРТУ НА НЕФТЕГОРСКОЙ ДНС С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

П.А. Головкин, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
NataliX99@mail.ru*

Аннотация. В работе рассмотрена модернизация ДНС, представлены показатели энергопотребления до и после модернизации.

Ключевые слова: газированная жидкость, перекачка, ДНС, энергопотребление

Внутрипромысловая перекачка разгазированной жидкости на объекты подготовки продукции скважин традиционно является одним из основных потребителей электроэнергии, на нужды которой расходуется до 50 % всей используемой электроэнергии [1, 2].

А поскольку повышение энергоэффективности и энергосбережение сегодня является одним из главных направлений развития любого производственного объекта представляло интерес рассмотреть возможность модернизации Нефтегорской ДНС с целью понижения энергопотребления с сохранением существующих объемов перекачки.

Существующая схема Нефтегорской ДНС приведена на рис. 1

На ДНС для привода насосов ЦНС 300-600 применяются электродвигатели ВАО 2-560 с характеристиками, приведенными в табл. 1

Таблица 1

Характеристики двигателей ЦНС 300-600

Тип двигателя	Мощность, кВт	Напряжение, В	Об/мин	КПД%
ВАО 2-560	800	6000	1500	95,7

При традиционной работе 2-х насосов их энергопотребление приведено в табл. 2

Таблица 2

Показатели энергопотребления при традиционной работе насосов

Период	Потребление, кВт
1 месяц	1 152 000,00

При рассмотрении вариантов модернизации ДНС было решено смонтировать блок подачи реагента БР-10.

В качестве реагента будет использоваться противотурбулентная присадка присадка FLO MXA (ТУ 2548-002-17642043-2010), состоящая из суспензии полимера со сверхмолекулярным весом, диспергированным в алкиловом спирте. Стандартный диапазон дозировок ПТП – от 5 до 50 г/т. Оптимальная дозировка устанавливается по результатам опытно-промысловых испытаний.

Подобное техническое решение позволит снизить энергопотребление ДНС за счет отключения одного насоса и уменьшения частоты вращения ротора, увеличить пропускную способность трубопровода и повысить надежность его работы за счет снижения рабочих давлений с сохранением прежней производительности.

Предлагаемая схема Нефтегорской ДНС приведена на рис.2.

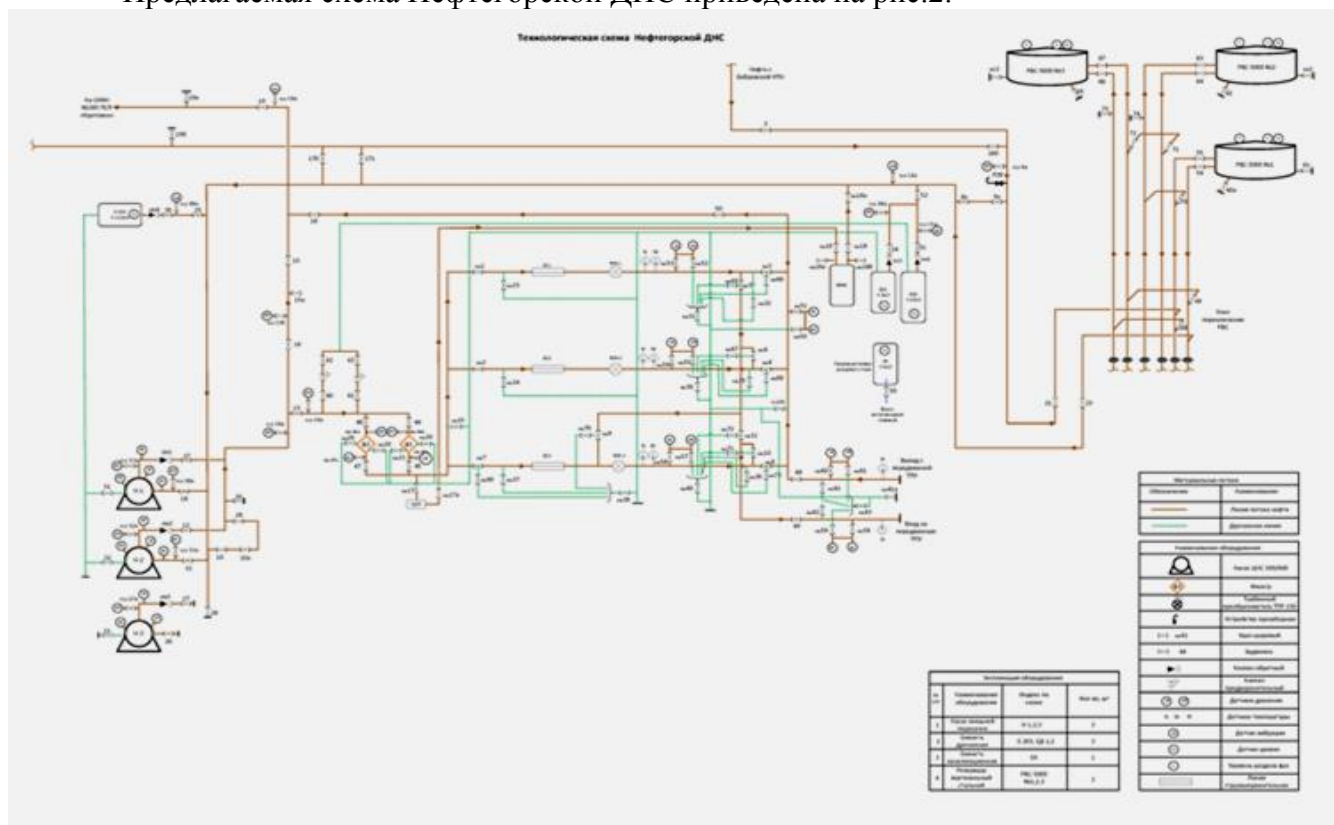


Рис.1. Схема Нефтегорской ДНС до проведения модернизации

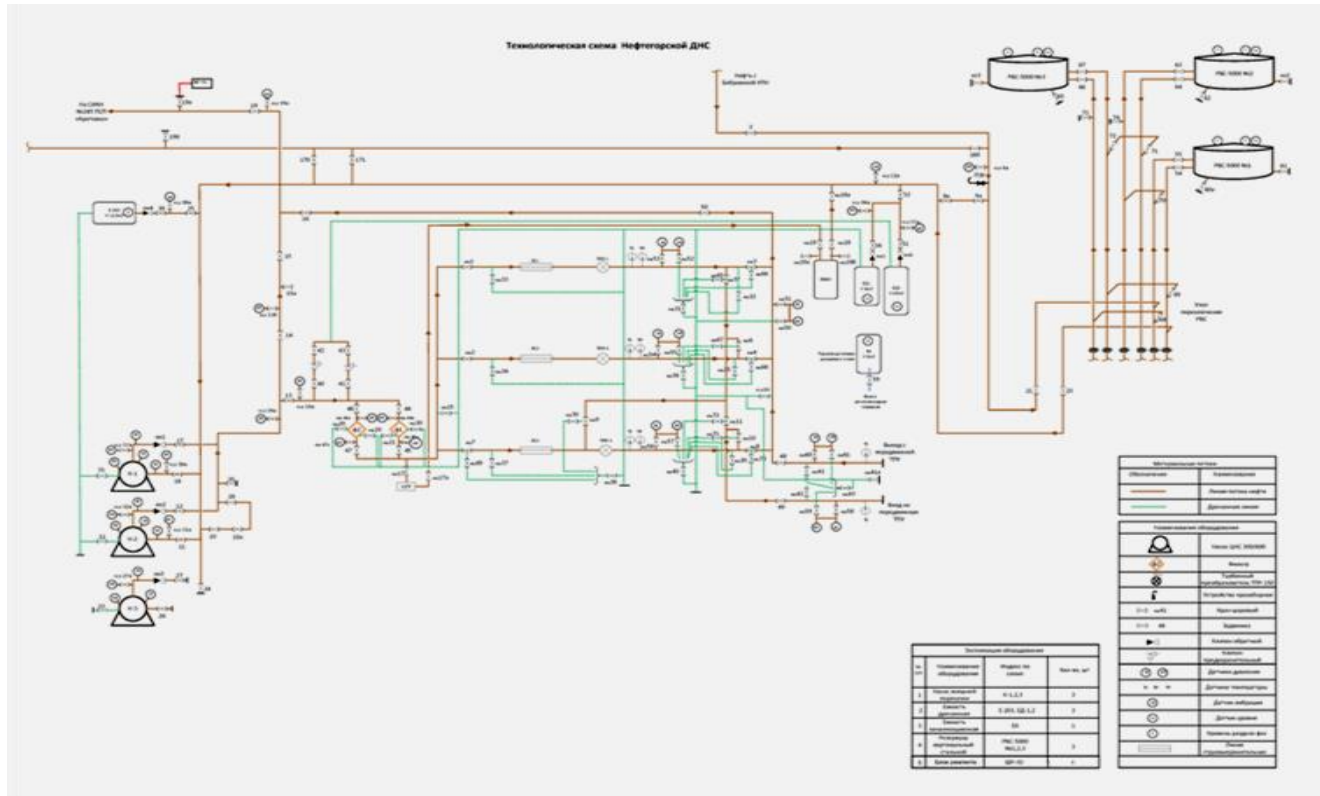


Рис.1. Схема Нефтегорской ДНС после проведения модернизации

Энергопотребление ДНС после осуществления модернизации приведено в табл.3.

Таблица 3

Показатели энергопотребления насосов после осуществления модернизации

Период	Потребление, кВт
1 месяц	576 000,00

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Губин В.Е., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов.- М.:Мир, 1982.- 295 с.
2. Миркин А.З., Усильи В.В. Трубопроводные системы.- М.: Мир. 1991, 250 с.

УДК 622.276

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УЭЦН НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

О.А. Грибенников, И.А. Жерельев

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

o.a.gribennikov@mail.ru

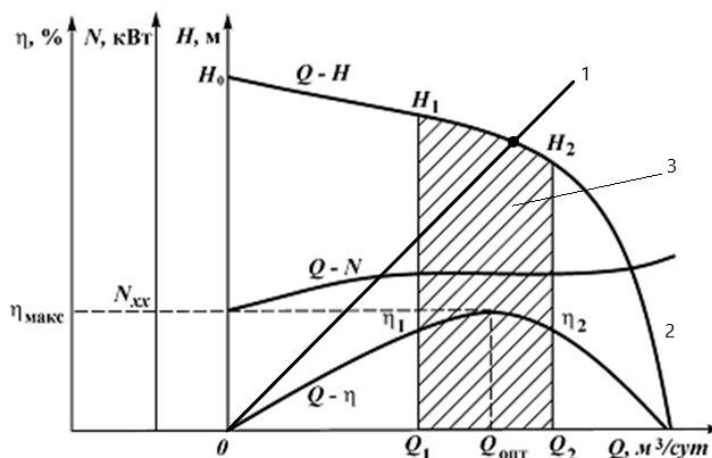
Аннотация

В работе рассматривается вопрос оценки эффективности работы установки электроцентробежного насоса в нефтяных скважинах на примере месторождений Самарской области. В результате проведенных расчетов и сравнений было выявлено, что в скважинах, имеющих обводненность от 30 до 75%, необходимо учитывать характеристики перекачиваемой среды для расчета коэффициента подачи. В ином случае с погрешностью менее 5% можно брать при расчете коэффициента подачи оптимальную подачу насоса из паспортной характеристики.

Ключевые слова: эффективность работы, УЭЦН, нефтяная скважина, коэффициент подачи, вязкие жидкости

Оптимизация технологических режимов работы скважин представляет собой процесс, предназначенный для повышения эффективности эксплуатации скважин механизированного фонда за счет увеличения точности и оперативности выбора оптимальных технологических параметров и режимов работы, и надежности их поддержания, технологических мероприятий по оптимизации режимов работы насосных установок, их подбор и практическое осуществление рекомендаций.

Для решения данного вопроса необходимо рассматривать систему «Пласт-Насос» как единое целое, поскольку стационарный режим работы погружной установки не является определяющим оптимальность работы системы. Система работает в оптимальном режиме только при условии, что подача насоса совпадает с притоком жидкости из пласта, причем подача насоса обязательно должна находиться в оптимальной области работы (рис. 1) [2].



1 – напорная характеристика пласта; 2 – напорная характеристика насоса; 3 – рабочая область насоса

Рис.1 – Напорные характеристики насоса и пласта

Для определения оптимальности работы скважины на практике часто используют коэффициент подачи. Если судить по коэффициенту подачи, то скважина работает оптимально в диапазоне от 0,75 до 1,25. Сам коэффициент подачи определяется по формуле:

$$k_{\text{подачи}} = \frac{Q_{\text{факт}}}{Q_{\text{ном}}}$$

где $Q_{\text{факт}}$ - фактический дебит скважины, м³/сут; $Q_{\text{ном}}$ - номинальная производительность насоса, м³/сут.

На примере месторождений ЦДНГ 5 АО «Самаранефтегаз» (рис.2) можно увидеть распределение фонда скважин (202 ед.) по коэффициенту подачи [3]. Учитывались скважины, которые оборудованы УЭЦН и работают в постоянном режиме.

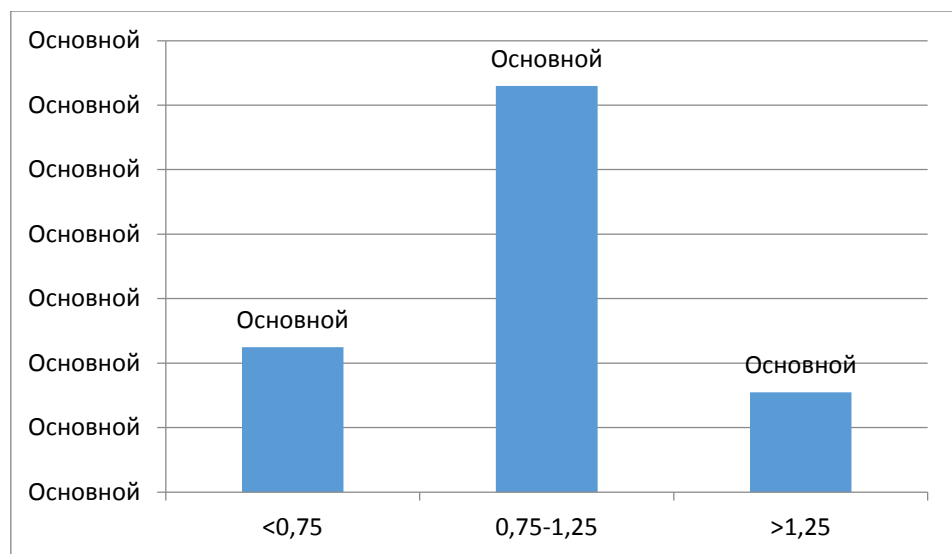


Рис. 2 - Распределение по коэффициенту продуктивности

В данном случае номинальная подача установки бралась из маркировки насоса. И встает вопрос: «А правомерно ли так оценивать эффективность работы насоса в скважине?» Ведь номинальная подача, которая указывается в маркировке, была получена путем гидравлических испытаний на чистой воде, и напорная характеристика насоса была также построена на воде, а в скважине насос перекачивает жидкость (нефть, нефть+вода, вода).

При расчете коэффициента подачи погружного центробежного насоса необходимо учитывать влияние плотности и вязкости перекачиваемой жидкости на его характеристику.

Подача и напор центробежного насоса не зависят от плотности перекачиваемой жидкости, а давление, развиваемое насосом, и потребляемая мощность изменяются прямо пропорционально плотности жидкости.

Влияние вязкости на характеристику ЭЦН значительно сложнее и ввиду этого не поддается теоретическому расчету. При увеличении вязкости жидкости обычно уменьшаются напор, подача и КПД насоса, а потребляемая насосом мощность растёт. Это объясняется увеличением гидравлических потерь. Когда вязкость жидкости мало отличается от вязкости воды, а размеры центробежного насоса и частота вращения вала достаточно велики, характеристика насоса на жидкостях различной вязкости может оставаться практически неизменной. Иногда небольшое увеличение вязкости жидкости по сравнению с вязкостью воды приводит даже к повышению напорной характеристики некоторых центробежных насосов.

П.Д. Ляпков провёл фундаментальные обобщающие исследования и разработал на их основе эмпирическую методику, позволяющую учитывать влияние вязкости жидкости

на характеристику ЭЦН с достаточной для практики точностью. Основные положения этой методики заключаются в следующем [1].

Характеристику насоса при откачке вязкой среды определяют путём пересчёта водяной насосной характеристики с использованием коэффициентов подачи K_{Qv} , напора K_{Hv} и КПД – $K_{\eta v}$ на вязкой жидкости по формулам:

$$Q_v = K_{Qv} Q_B; \quad (1)$$

$$H_v = K_{Hv} H_B; \quad (2)$$

$$\eta_v = K_{\eta v} \eta_B; \quad (3)$$

$$N_v = \frac{Q_v H_v \rho g}{\eta_v}, \quad (4)$$

где Q_v , H_v , η_v и N_v – подача, напор, КПД и потребляемая насосом мощность на вязкой жидкости;

Q_B , H_B , η_B – подача, напор, КПД и потребляемая насосом мощность на соответственном режиме водяной характеристики;

ρ – плотность вязкой жидкости;

g – ускорение свободного падения.

Зависимости коэффициентов K_{Qv} , K_{Hv} и $K_{\eta v}$ от числа Рейнольдса были получены П.Д. Ляпковым путём обработки большого объёма результатов экспериментальных исследований различных центробежных насосов.

Зная величины подачи Q_B , напора H_B и КПД η_B на водяной характеристике ЭЦН, рассчитывают параметры насоса на вязкой жидкости.

Вначале определяют значение модифицированного числа Рейнольдса центробежного насоса:

$$Re_{\text{ц}} = \frac{\rho(\omega Q_B^2)^{\frac{1}{3}}}{\mu}, \quad (5)$$

где $Q_{B,\text{опт}}$ – подача насоса в м³/с при работе на воде в оптимальном режиме;

ω – угловая частота вращения вала насоса, 1/с;

n – частота вращения вала насоса, об/мин;

μ – средняя динамическая вязкость среды в насосе, Па·с;

ρ – средняя плотность среды в насосе, кг/м³.

После этого находят величины коэффициентов подачи K_{Qv} , напора K_{Hv} и КПД – $K_{\eta v}$ на вязкой жидкости по формулам:

$$K_{Qv} = \frac{Re_{\text{ц}}}{363 + Re_{\text{ц}}}; \quad (6)$$

$$K_{Hv} = 1 - 5,15 \sqrt{\frac{Q_B}{Q_{B,\text{опт}} Re_{\text{ц}}}}; \quad (7)$$

$$K_{\eta v} = 0,183 \ln Re_{\text{ц}} - 0,859, \text{ если } Re_{\text{ц}} < 4624; \quad (8)$$

$$K_{\eta v} = \frac{Re_{\text{ц}}}{2123 + Re_{\text{ц}}}, \text{ если } Re_{\text{ц}} > 4624. \quad (9)$$

После этого рассчитываются параметры насоса Q_v , H_v , η_v и N_v на вязкой жидкости.

В тех случаях, когда жидкая фаза откачиваемой насосом продукции является водонефтяной эмульсией, её вязкость может существенно превышать вязкость однородной жидкости.

При расчётах определяют эффективную динамическую вязкость эмульсии $\mu_{\text{э}}$ в проточных органах ЭЦН для потоков типа «нефть в воде» по формуле

$$\mu_{\text{э}} = \mu_{\text{в}} 10^{3,2(1-\beta_{\text{в}})}, \quad (10)$$

а для потоков типа «вода в нефти» по формуле

$$\mu_{\text{э}} = \mu_{\text{н}} \frac{1 + 2,9\beta_{\text{в}}}{1 - \beta_{\text{в}}}, \quad (11)$$

где $\mu_{\text{в}}$, $\mu_{\text{н}}$ – значения динамической вязкости воды и нефти соответственно; $\beta_{\text{в}}$ – объёмная обводненность эмульсии, доли ед.

Для определения типа эмульсии необходимо обратиться к табл. 1

Таблица 1

Зависимость вида эмульсии от обводненности продукции и скорости восходящего потока

$\beta_{\text{в}} \leq 0,5$		$\beta_{\text{в}} > 0,5$
$\omega_{\text{см}} \leq \omega_{\text{кр1}}$	$\omega_{\text{см}} > \omega_{\text{кр1}}$	н/в
н/в	в/н	

Согласно выше указанным формулам пересчета напорной характеристики УЭЦН в работе по фонду скважин ЦДНГ 5 АО «Самаранефтегаз» был пересчитан коэффициент подачи с учетом характеристик перекачиваемой среды. Результаты расчета представлены на рисунке 3.

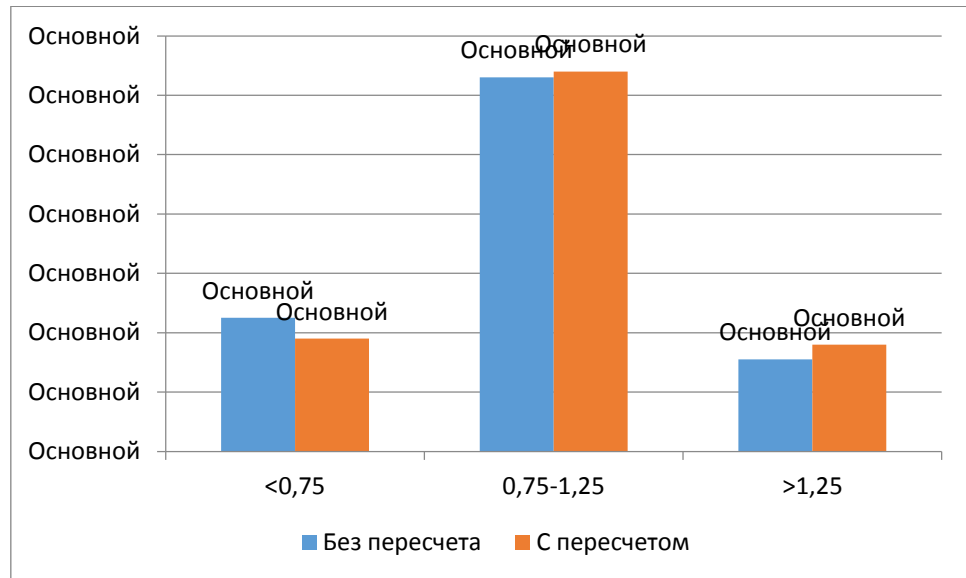


Рис. 3 – Распределение коэффициента подачи по фонду скважин ЦДНГ 5 с учетом характеристик перекачиваемой среды и без учета

Как видно из рисунка 3, распределение коэффициента подачи с учетом характеристик перекачиваемой среды и без учета отличаются, однако отличие не существенное. Это отличие объясняется тем, что основной фонд скважин имеет обводненность более 90%. Кроме того, в результате расчета фактический коэффициент

подачи у 52 скважин отличается от коэффициента подачи без пересчета на 5-67%. В этих скважинах обводненность составляет от 30 до 75%, что соответствует диапазону образования эмульсий с резким увеличением вязкости перекачиваемой среды.

Таким образом можно сделать вывод, что учитывать характеристики перекачиваемой среды необходимо только при условии, что обводненность продукции составляет от 30 до 75%. В остальных случаях с погрешностью менее 5% можно брать оптимальную подачу насоса, указанную в паспортной характеристике.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях: Учеб. пособие. М.: МАКС Пресс, 2008. – 312 с.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. – 448 с.
3. Технологический режим нефтяного фонда, ЦДНГ5, август 2020.

УДК 330

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В КАЧЕСТВЕ ИНСТРУМЕНТА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

О.А.Грибенников, А.А.Мельников

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
, arsmelnikov@yandex.ru*

Аннотация

В данной работе представлено экономическое обоснование применения математического моделирования в качестве инструмента гидродинамических исследований скважин, взамен традиционно используемого исследования – снятия кривой восстановления давления (КВД). Приведено схематическое сравнение структур затрат при использовании обоих способов получения гидродинамической информации о состоянии пластовой системы.

Ключевые слова: КВД, ГДИС, Математическое моделирование, структура затрат

Структура затрат рассматриваемых операций

Для оценки экономической эффективности описанной математической модели[1], необходимо описать структуру затрат, возникающую при использовании традиционных ГДИС[2], а также её изменение, при использовании предлагаемой математической модели.

На рисунке 1 схематично приведена структура затрат на проведение наиболее информативного ГДИС – снятие кривой восстановления давления, где необходимое количество исследуемых скважин равно 30% от суммарного фонда скважин месторождения, для получения минимально допустимой погрешности исследования[3].

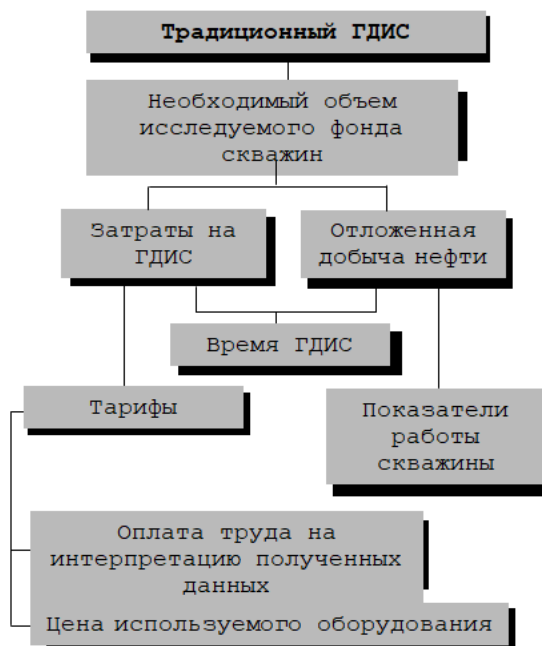


Рис. 1 – схема структуры затрат на проведение ГДИС (КВД)

Далее на рисунке 2 схематично представлена структура затрат при интерпретации данных вывода скважины на режим путем использования представленной в настоящей работе математической модели.

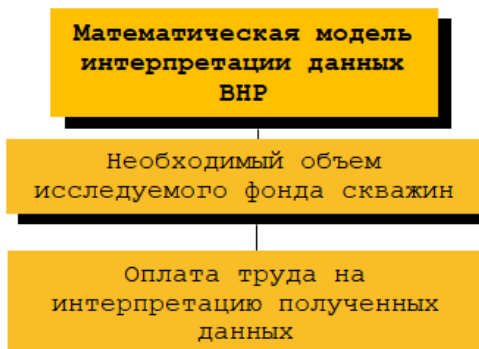


Рис. 2 - схема структуры затрат при интерпретации данных ВНР

При сравнении представленных структур, следует отметить, что структура затрат при интерпретации данных ВНР заметно меньше, чем при проведении КВД. Данный фактор обусловлен тем, что при интерпретации данных ВНР отсутствует необходимость в остановке скважины на проведение исследования, что позволяет убрать из критериев подбора потенциал скважины, в виду того, что возникает необходимость в сохранении ежемесячно утвержденных объемов добычи углеводородов.

Необходимые данные для интерпретации получаются после запуска скважины и вывода её на режим после ремонта, что не входит в затраты, т.к. ремонт скважины обусловлен другими производственными причинами и возникают без необходимости в исследовании фонда скважин.

Далее необходимо указать изменение объема затрат, при исследовании скважин сравниваемыми методами.

Для начала необходимо показать изменение разовых затрат на одну операцию по исследованию скважин. В таблице 1 приведены показатели, участвующие в формировании разовых затрат:

Таблица 1 – сравнение разовых затрат рассматриваемых методик исследования

Проведение ГДИС (КВД)		Интерпретация данных ВНР	
показатель	числовое значение	показатель	числовое значение
Среднее время проведения исследования, сут	5	Среднее время проведения исследования, сут	менее 1
Средняя стоимость проведения КВД, руб/час	600	Средняя стоимость интерпретации, тыс. руб/месяц*	75
Усредненная отложенная добыча*	75	Усредненная отложенная добыча*	0
Цена тонны нефти, тыс. руб	17000	Цена тонны нефти, тыс. руб	17000
Суммарные удельные затраты, тыс. руб	1275	Суммарные удельные затраты, тыс. руб	75

*в качестве показатели отложенной добычи в пример взята скважина со средним дебитом по нефти

15 т. нефти/сут

*стоимость интерпретации данных ВНР включает в себя введение трудовой единицы со ставкой или окладом, следовательно, стоимость интерпретации корректнее показать в месячной заработной плате, для получения конкретных цифр.

При рассмотрении годовых затрат на проведение исследований таблица 1 будет иметь вид:

Таблица 2 – сравнение годовых затрат рассматриваемых методик исследования

Проведение ГДИС (КВД)		Интерпретация данных ВНР	
показатель	числовое значение	показатель	числовое значение
Необходимый объем исследований фонда скважин месторождения, для соблюдения оптимальной погрешности [133], %	30	Необходимый объем исследований фонда скважин месторождения, для соблюдения оптимальной погрешности [133], %	30
Фонд скважин месторождения, ед	800	Фонд скважин месторождения, ед	800
Среднее время проведения исследования, сут	5	Среднее время проведения исследования, сут	менее 1
Средняя стоимость проведения КВД, руб/час	600	Средняя стоимость интерпретации, тыс. руб/месяц*	75
Усредненная отложенная добыча*	75	Усредненная отложенная добыча*	0
Цена тонны нефти, тыс. руб	17000	Цена тонны нефти, тыс. руб	17000
Суммарные годовые затраты, млн. руб	306	Суммарные годовые затраты, млн. руб	0,9

*в качестве показатели отложенной добычи в пример взята скважина со средним дебитом по нефти

15 т. нефти/сут

*стоимость интерпретации данных ВНР включает в себя введение трудовой единицы со ставкой или окладом, следовательно, стоимость интерпретации корректнее показать в месячной заработной плате, для получения конкретных цифр.

Таким образом удельные затраты в обоих случаях могут быть найдены по формуле 1, результаты сведены в таблицу 3:

$$УЗ = \frac{\sum ГЗ}{\text{кол} - \text{во исследуемых скважин}} \quad .1)$$

где УЗ - удельные затраты, руб/операция;
 Σ ГЗ – суммарные годовые затраты, руб.

Таблица 3 - удельные затраты на рассматриваемые операции

Проведение ГДИС (КВД)	Интерпретация данных ВНР
1275000 руб	3750 руб

Факторный анализ экономической эффективности

Для описания влияния переменных на величину затрат произведем факторный анализ [3,4] для необходимости оценки влияния различных ситуация на стоимость проведения рассматриваемых исследований.

На начальном этапе необходимо выделить данные, участвующие в оценке экономической эффективности, которые по каким либо причинам могут измениться. При проведении ГДИС КВД это:

- время проведения исследования;
- цена тонны нефти;
- добыча нефти останавливаемой скважины.

Далее, выделим тенденцию к изменению стоимости одного исследования, путем изменения одно из представленных показателей (рис. 3 – 6):

Удельные затраты при изменении времени исследования скважины

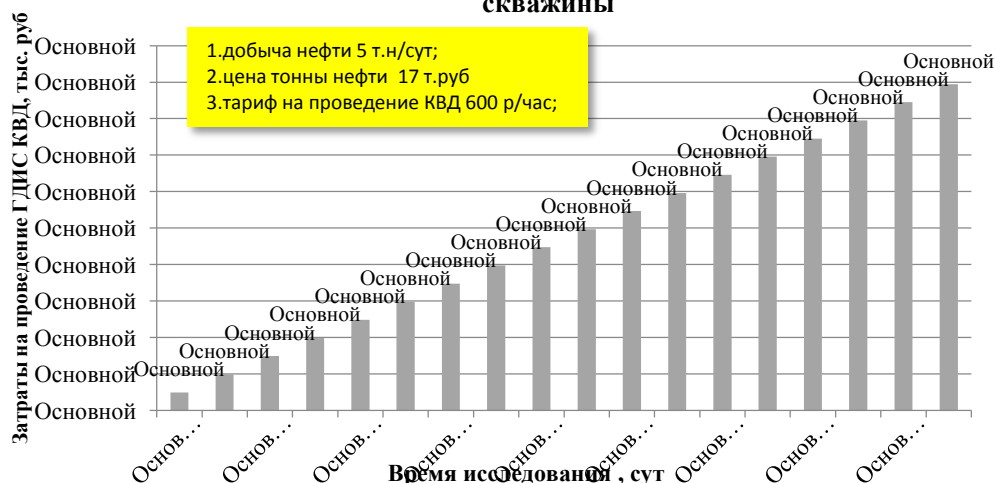


Рис. 3 – изменение удельных затрат на ГДИС при различных временах исследований

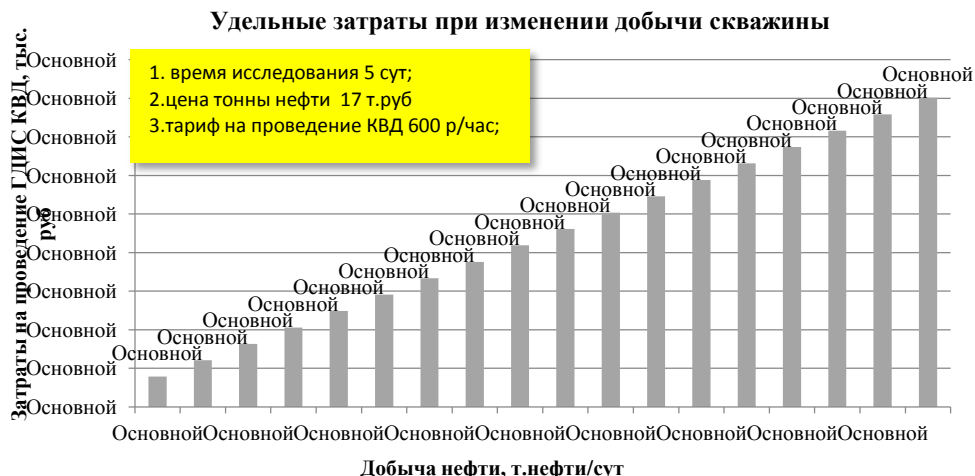


Рис. 4 – изменение удельных затрат на ГДИС при различной добычи нефти

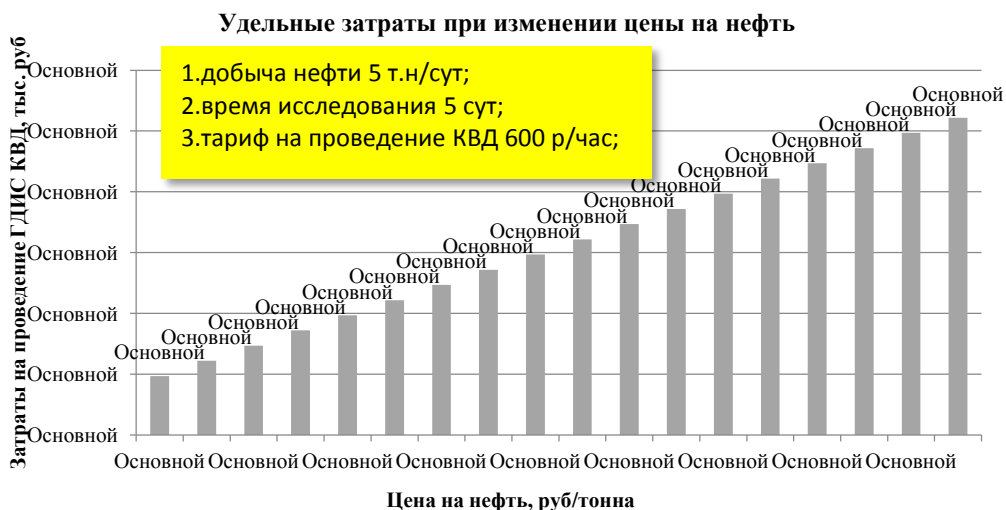


Рис. 5 – изменение удельных затрат на ГДИС при различной цене на нефть

По представленным диаграммам можно оценить, что наибольшее влияние на затраты исследования имеет время его проведения, в виду наибольшего шага увеличения удельных затрат при изменении времени проведения ГДИС.

Переменный фактор при математическом моделировании – ставка, заработная плата трудовой единицы, участвующей в интерпретации данных. Графическое изменение годовых и удельных затрат представлено на рисунке 6.

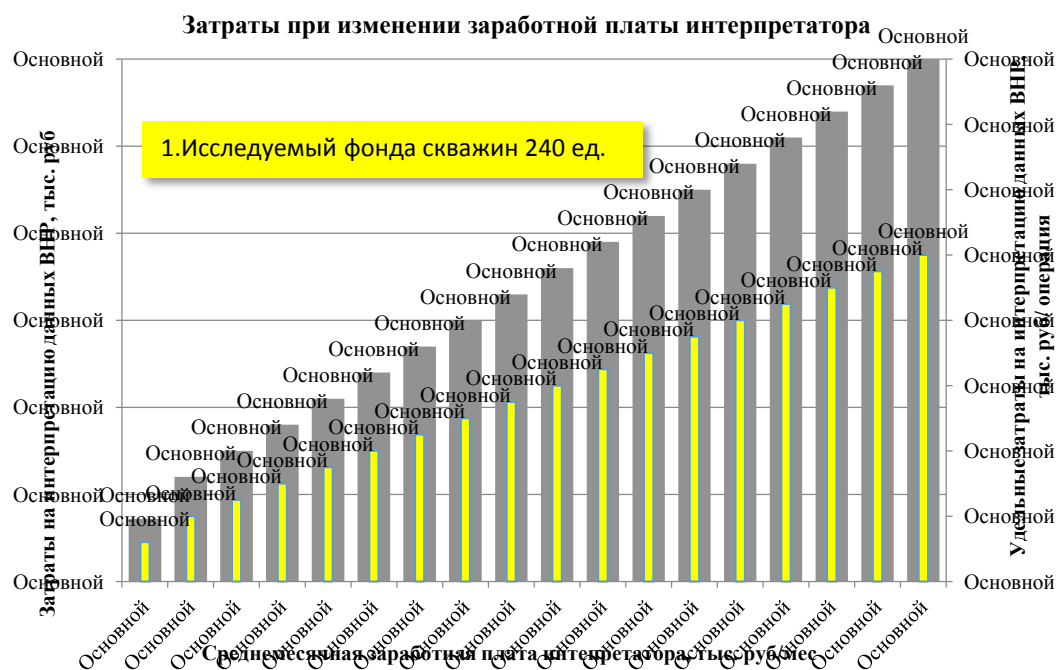


Рис. 6 – изменение годовых и удельных затрат при изменении заработной платы интерпретатора

Таким образом, изменение затрат при интерпретации данных вывода скважины на режим сводится к тому, какой объем исследований будет выполнен (влияние на удельные затраты), и какова будет заработная плата интерпретатора (влияние на затраты в целом).

Экономическая эффективность на конкретном примере

В заключительной части представленной работы будет выполнена экономическая оценка разработанной методологии исследования геологического состояния пласта. Исходные данные представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Исходные данные оценки экономической эффективности

Показатель	Обозначение	Размерность	Величина
Недостающее количество скважин до значения минимально допустимой погрешности по РД 153-39.0-109-01 [1]	%скв	%	7
Количество скважин добывающего фонда месторождения, оборудованных УЭЦН	пфонд	единицы	571
Средняя стоимость проведения и интерпретации КВД, КВУ	Рквд/кву	тыс. руб	70
Оплата трудовой единицы технолог/геолог	ЗПсут	руб/сут	5922
Отложенная добыча нефти при исследовании	QнефтиГДИС	тонны	282932
Процент замены общего количества исследований на математическое моделирование	%ГДИС	%	10
Средняя цена продажи одной тонны нефти	Рнефти	тыс. руб	17

Экономическая оценка сводится к расчету показателей:

- 1) Расчет средней стоимости проведения ГДИС на всех скважинах, неохваченных исследованиями согласно [5]:

$$\sum P_{\text{квд/кву}} = n_{\text{фонд}} \cdot \%_{\text{скв}} \cdot P_{\text{квд/кву}} = 571 \cdot 7 \cdot 70 = 2\,800 \text{ тыс. руб} = 2,8 \text{ млн. руб} \quad 2)$$

где $\sum P_{\text{квд/кву}}$ - средняя стоимость проведения ГДИС на всех скважинах, неохваченных исследованиями, тыс. руб.

2) Расчет средней стоимости проведения исследования по скважинам, с применением представленной математической модели. В данном расчете рассматривается введение дополнительной должности в лице геолог/технолог для проведения исследования:

$$\begin{aligned} \sum P_{\text{мат.модель.}} &= 3P_{\text{сут}} \cdot N_{\text{год}} = 5922 \cdot 365 = 2\,161 \text{ тыс. руб} \\ &= 2,161 \text{ млн. руб} \end{aligned} \quad (3)$$

где $N_{\text{год}}$ - количество дней в году;

$\sum P_{\text{мат.модель.}}$ - средняя стоимость проведения исследования по скважинам, с применением представленной математической модели.

3) Расчет экономических потерь при отложенной добыче нефти на ГДИС.

$$\begin{aligned} C_{\text{нефтиГДИС}} &= P_{\text{нефти}} \cdot Q_{\text{нефтиГДИС}} = 17 \cdot 282932 = 4\,809\,844 \text{ тыс. руб} \\ &= 4\,810 \text{ млн. руб} \end{aligned} \quad (4)$$

где $C_{\text{нефтиГДИС}}$ - экономические потери на отложенную добычу нефти при ГДИС, тыс. руб.

4) Общей экономической эффективности от внедрения предложенной методологии

$$\begin{aligned} P_{\text{Г}} &= \sum \frac{P_{\text{квд}}}{\text{кву}} - \sum P_{\text{мат.модель.}} + \left(C_{\text{нефтиГДИС}} \cdot \frac{\%_{\text{ГДИС}}}{100} \right) = 2,8 - 2,16 + \\ &+ \left(4\,810 \cdot \frac{10}{100} \right) = 481,6 \text{ млн. руб} \end{aligned} \quad (5)$$

где $P_{\text{Г}}$ - экономический эффект в реализации предлагаемой методики
Результаты расчета приведены в таблице 5.

Таблица 5 – результаты экономического расчета

Расчет	КВУ, КВД	2.8 млнруб
	Мат. моделирование	2.161 млн. руб
	Доп. потери нефти при исследовании	4.8 млрд. руб
Экономия*	481,6 млн. руб	

Следует отметить, что в качестве дополнительного инструмента для исследования пластовой системы предлагается исследовать фонд скважин, сократив потери в нефти на 10 %, за счет замены ГДИС математическим моделированием.

Исходя из ситуации, сложившейся на сегодняшний день, с уменьшением цены на нефть была рассчитана экономическая эффективность при разных ценах на нефть. Результат и графическое представление сведено в таблицу 6 и рисунок 7.

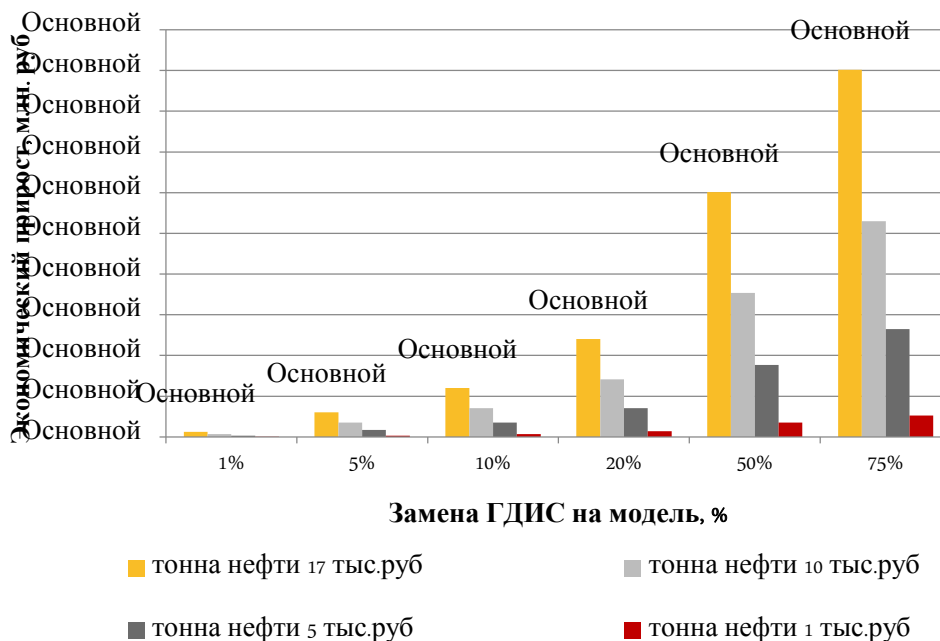


Рис. 7 – графические показатели изменения экономической эффективности при различной цене на нефть

Таблица 6 - числовые показатели изменения экономической эффективности при различной цене на нефть

Экономия при замене ГДИС на моделирование				
% замены	Цена тонны нефти			
	17 т р.	10 т р.	5 т р.	1 т р.
Экономический эффект, млнруб				
1	49,3	26.9	12.8	1,5
5	241,7	140.1	69.4	12,8
10	481,6	281.6	140.1	26,9
20	963,2	564.5	281.6	55,2
50	2 406,1	1413.3	706.1	140,1
75	3 608,1	2120.6	1059.6	210,4

Таким образом, исходя из самых негативных исходов, при цене на нефть в одну тысячу рублей наблюдается экономия, когда процент замены ГДИС на интерпретацию данных ВНР составляет всего 1%.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Деева Т.А, Камартдинов М.Р, Кулагина Т.Е, Мангазеев П.В, Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных/ Т.А. Деева, М.Р. Камартдинов, Т.Е. Кулагина, П.В. Мангазеев – Томск ЦППС НД ТПУ, 2009. – с. 240.
2. Баландин Л.Н, Математическая модель процесса вывода на режим скважины, оборудованной УЭЦН/ Баландин Л.Н, Астафьев В.И, Грибенников О.А// SPE ReservoirEvaluationandEngineering, 2014. SPE-171306-RU.
3. Басовский И.Г. Экономический анализ: учебник/ И. Г. Басовский – Москва: ИНФРА – М, 2016. – 319 с.

4. Факторный, дискриминантный и кластерный анализ: Пер. с англ./Дж.-О. Ким, Ч. У. Мьюллер, У. Р. Клекка и др.; под ред. И. С. Енюкова. — М.: Финансы и статистика, 1989. — 215 с:
5. РД 153-39.0-109-01 Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных И нефтегазовых месторождений

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ГРП НА ОСНОВЕ ВУ ПАВ

А.В.Жадяев, В.В Коновалов

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Аннотация. В статье представлен обзор литературных источников по применению вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ВУ ПАВ) в качестве компонентов технологических жидкостей для гидроразрыва пласта (ГРП). Представлена информация о наиболее часто используемых ПАВ, отмечаются достоинства и недостатки, а также возможные направления совершенствования технологий их применения.

Ключевые слова. Технологические жидкости, ГРП, ВУ ПАВ, достоинства и недостатки, основные направления совершенствования.

Наиболее распространенным из физических методов воздействия на пласт является метод ГРП. Механизм действия ГРП связан со стимулированием добычи углеводородов за счет создания сетки трещин с высокой проводимостью, которая не только улучшает проницаемость пласта-коллектора, но и увеличивает область дренирования.

Успешность и эффективность ГРП в значительной степени зависит от качества используемых технологических жидкостей (ЖГРП). На сегодняшний день известно использования целого ряда ЖГРП: растворы солей, водные растворы полимеров, сшитые полимерные жидкости, углеводороды и структурированные углеводородные гели, кислотные системы, пены, эмульсии, загущенная углекислота, бесполимерные жидкости на основе ВУ ПАВ и некоторые другие.

Среди многообразия существующих жидкостей особое место занимают ЖГРП на основе ВУ ПАВ, для которых отмечается ряд преимуществ [1,2]: минимальное повреждение пласта, стабильность реологических характеристик, низкие потери на трение, легкое освоение скважин после проведения ГРП, технологичность и безопасность приготовления и применения, минимальный ущерб для окружающей среде и т.д. Для систем на основе ВУ ПАВ отмечается и ряд недостатков: высокая скорость фильтрации, и, следовательно, низкая эффективность при проведении ГРП в высокопроницаемых коллекторах; снижение эффективности при высоких пластовых температурах. Температурный диапазон применимости ЖГРП обычно не превышает 100⁰С. Сообщается о разработке стабильных при высоких температурах ЖГРП за счет введения определенных добавок [1,5]: алкиламмониевые соли, производные сульфонола и т.д. Использование данных добавок требует учета особенности их взаимодействия с остальными компонентами, усложняется технология приготовления и повышается стоимость ЖГРП. Например, в работах [2,10] сообщается, что в процессе повышения температурной устойчивости ЖГРП на основе ВУ ПАВ за счет увеличения концентрации солей регистрировалось ухудшение реологических характеристик полученного раствора.

Анализ публикаций, показывает, что в качестве ЖГРП предложено применение различных классов ПАВ: цвиттерионные, катионные, и анионные, а также их сочетания. Наиболее часто используют производные четвертичных аминов и алкилбетаинов [1-10].

Помимо ПАВ ЖГРП могут содержать ряд дополнительных компонентов [1,2]: усилители вязкости органического и неорганического типа, электролиты, со-ПАВ, деструкторы (карбамид, тиомочевина), кислородсодержащие соединения, взаимные растворители и т.д.

Наиболее часто применяемые ВУ ПАВ для ЖГРП представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Применение ВУ ПАВ в качестве технологических жидкостей ГРП

Тип ПАВ	Концентрация, %	Ограничение по температуре применения, °С	Растворитель (основа)	Литература
Четвертичные амины	35-50%	70	Вода	[1]
Олеилбетаины	до 10%	138	рассол плотностью более 1,3 г\см ³	[2]
Динатриевый иминодипропионат твердого жира (Mirataine T2C, Mirataine ВЕТ-О), фталиевая кислота	5 %	-	вода	[2]
Эрукамидопропилгидрокси-пропилсульфобетаин\ Эрукамидопропилгидрокси-этилсульфобетаин\Эрукамидопропилгидрокси-метилсульфобетаин (как отдельно, так и в составе смеси)	до 10%	148	водные растворы ZnBr ₂ / CaBr ₂ / CaCl ₂ (смесь), NaBr ₂ , CaCl ₂	[2]
ПАВ на основе олеамидопропилбетаина динатрия	5-10%	-	водный раствор КСl (3,0 %) и фталиевой кислоты (0,5 %)	[3]
ПАВ на основе амидобетаинов (Нефтенол ВУ ПАВ)	7%	20-30	водный раствор NaCl (10%)	[4]
ПАВ на основе эрукамидопропилдиметиламина	3%	120	водный раствор NaCl (3-8%)	[5]
ПАВ на основе олеилметилтаурата натрия с модифицированным оксидом кремния	3%/ 0,12 %	-	Вода	[6]
Кокамидопропил-бетаин (цвиттер-ионное ПАВ)+ додецилбензосульфонат натрия (анионное ПАВ)	5%	10-35	вода	[7]
Смесь на основе сахарозы эпихлоргидрина и амидоаминов	60%	50-90	водный раствор КСl (4 – 10 %)	[8]

Таким образом, большая часть применяемых составов разрабатывается на основе бетаина и/или его производных (цвиттерионные ПАВ), верхний температурный предел применения большинства ЖГРП на основе ВУ ПАВ составляет около 100 °С, а диапазон рабочих концентраций от 5 до 10%.

На основе анализа литературных источников, можно выделить следующие перспективные направления в совершенствовании применения ВУ ПАВ для ГРП:

- разработка вязкоупругих систем для высоких пластовых температур;
- разработка систем с использованием в качестве основы подтоварной воды, в том числе высокоминерализованной;

- минимизация количества добавок для достижения необходимых технологических свойств ЖГРП (снижение стоимости составов и упрощении технологии их приготовления на промысле);
- модификации ВУ ПАВ различными добавками, т.ч. нано и пьезочастицами;
- разработка систем на основе ВУ ПАВ для высокопроницаемых коллекторов (смеси ПАВ и полимерных волокон по аналогии с т.н. технологией NiWAY – технологией ГРП);
- снижение концентрации активных компонентов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Пат. 2591001 Российская Федерация, МПК С09К 8\64, E21В 43\22, E21В 43\26. Композиция для приготовления вязкоупругой технологической жидкости для ГРП и вязкоупругая технологическая жидкость для ГРП / Шипилов А.И., Крутихин Е.В., Меньшиков И.А. [и др.]; заявитель и патентообладатель Акионерное общество «Полиэкс» (АО «Полиэкс»). - № 2015142821; заявл. 26.05.2015; опубл. 10.07.2016, Бюл. № 19.
2. Пат. 2691906 Российская Федерация, МПК С09К 8\035, С09К 8\00, С09К 8\74, С09К 8\68, E21В 43\26. Синергетический эффект вспомогательных поверхностно – активных веществ в отношении реологических характеристик жидкостей для бурения, закачивания скважины\ вскрытия пласта и ГРП / АКЦО НОБЕЛЬ КЕМИКАЛЗ ИНТЕРНЭШНЛ Б.В. (NL). - № 2015119613/05; заявл. 12.03.2014; опубл. 18.06.2019, Бюл. № 17.
3. Пат. 2198906 Российская Федерация, МПК С09К 7\02, С11D 1\94, С07С 211\63, В01F 17\00. Вязкоупругая жидкость, содержащая вязкоупругое поверхностно – активное вещество (варианты) / Шлюмбергер ТЕКНОЛОДЖИ КОРПОРЕЙШН (US). - № 2000100339\04; заявл. 09.06.1998; опубл. 20.02.2003.
4. *Силин М.А.* Беспolyмерная технологическая жидкост для гидроразрыва пласта на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ / М.А. Силин, Л.А. Магадова, Д.Н. Малкин, П.К. Кирсанова, С.А. Бородин, Фан Ву Ань // Территория нефтегаз. – 2017. - № 5. – С. 36-38.
5. *Kang Wanli.* Development of smart viscoelastic surfactants and its applications in fracturing fluid: A review / Wanli Kang, Silvia John Mushi, Hongbin Yang, Pengxaiang Wang, Xiaoyu Hou // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020.
6. *Исмагилов, И.Ф.* Супрамолекулярная система на основе цилиндрических мицелл анионного ПАВ и оксида кремния: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. хим. наук (02.00.11) / Исмагилов Ильнур Фанзатович; ФГБОУ «Казанский национальный исследовательский технологический университет». – Казань, 2016. – 54 с.
7. *Sullivan P.F. et all.* Optimization of a Viscoelstic Surfactant (VES) Fracturing Fluid for Application in Hight-Permeability Formation // International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control heild in Lafayette. – February 2006.
8. *Whitlock L. et all.* The Evaluation of Polycationic, Carbohydrate- Based Surfactant as Viscoelastic (VES) Fracturing Fluids // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry held in the Woodlands. – April 2015.
9. *Cobianco S. et all.* Continuous Improvement in Fracturing Fluid Design in Gas Fields of the Italian Adriatic Sea Region // SPE European Formation Damage Conference held in Scheveningen. – May 2005.
10. *Crews B. James.* Internal Breakers for Viscoelastic- Surfactant Fracturing Fluids // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry held in Huston. – February- March 2017.

УДК 665.62

ВНЕДРЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ПОКРОВСКОЙ УПСВ

М.В. Касьянов, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
NataliX99@mail.ru*

Аннотация. Авторами обоснована и рассмотрена реконструкция Покровской УПСВ.

Ключевые слова: реконструкция, пластовая вода, попутный газ

Реконструкция старых технологических установок является одной из самых острых проблем нефтегазовой отрасли. И дело тут не столько в сложностях, связанных с изменением технологии и изменившимися объемами загрузки, сколько в необходимости замены аппаратов, а то и целых узлов, что тяжким бременем ложится на бюджет предприятия [1,2].

При этом, любая реконструкция должна сопровождаться повышением показателей энергоэффективности производства и снижением рисков для экологии.

Поэтому, при реконструкции Покровской УПСВ было принято непростое решение о строительстве рекуператорной установки, на которой тепло, полученное от сжигания попутных газов, уже не будет бесполезно рассеиваться в атмосфере как при сжигании на факеле, а будет использоваться для подогрева отделенной пластовой воды через промежуточный циркулирующий водяной теплоноситель с помощью пластинчатого теплообменника. Кроме того, циркулирующий промежуточный водяной теплоноситель будет работать в паре с блочно – модульной котельной, что позволит существенно снизить энергозатраты на поддержание температуры на всем основном оборудовании УПСВ, включая нефтеотстойники, РВС, нефтесепараторы и т.д.

В результате, удастся повысить пропускную способность установки, улучшить качество сброшенной воды и снизить содержание остаточной воды в нефти, что и позволит добиться существенной экономии на дальнейшей перекачке обработанного сырья и снижении затрат в системе ППД за счет возросшей приемистости нагнетательных скважин не говоря уже о более полном сгорании попутного газа в рекуператоре по сравнению с факельной установкой, что не может не сказаться на улучшении экологической составляющей всего процесса.

Принципиальные схемы Покровской УПСВ до и после реконструкции приведены на рис. 1 и 2.

На рисунках: БДР – блок дозировки реагента; Вх.гр – входная гребенка; ГС1/ГС2 – газосепараторы; СИКГ – система измерения количества газа; НО – нефтеотстойники; Ф – факельная установка; БМК – блочно модульная котельная; С1/С2 – нефтесепараторы; РЕК – рекуператорная установка; ТО – теплообменник.

Факельная установка будет выведена из работы и будет служить в качестве резервного оборудования.

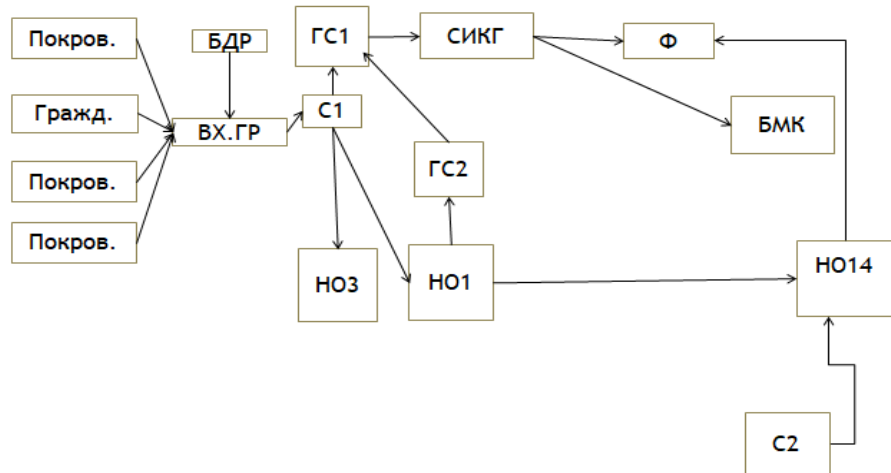


Рис.1. Схема Покровской УПСВ до реконструкции

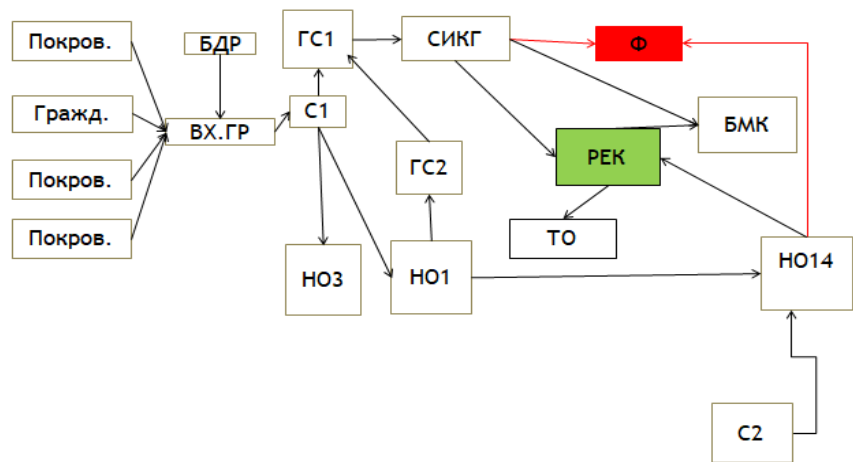


Рис.2. Схема Покровской УПСВ после реконструкции

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Назаров В.Д., Гурвич Л.М., Русакович А.А. Водоснабжение в нефтедобыче: учеб. пособие.- Уфа: Виртуал, 2003.- 508 с.
2. Тронов В.П., Тронов А.В. Очистка вод различных типов для использования в системе ППД.- Казань: Изд-во ФЭН, 2001.-560 с.

УДК 665.614

**О ПРОБЛЕМЕ ОБРАЗОВАНИИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ ЭМУЛЬСИИ ПРИ
МЕХАНИЗИРОВАННОМ СПОСОБЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ И СПОСОБАХ ЕЕ
РЕШЕНИЯ***Е.В. Левин, И.В. Царьков**Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
levin.e.v@mail.ru*

В настоящее время одной из актуальных проблем разработки нефтяных месторождений является истощение запасов легких маловязких видов нефти, что вынуждает переходить к разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Одним из таких видов запасов являются высоковязкие нефти. Извлечение этих нефтей осложнено не только непосредственно высокой вязкостью, но в условиях высокой обводненности еще и образованием эмульсии.

Попутная вода при перемешивании с высоковязкой нефтью, содержащей относительно большое количество асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ) способствует образованию стойких высоковязких водонефтяных эмульсий различной природы, что в свою очередь осложняет процесс добычи, сбора и подготовки нефти. Разрушение стойких водонефтяных эмульсий, возникающих в результате перемешивания нефти с пластовой водой, является одной из задач нефтедобычи, требующих решения.

Эмульсия – это гетерогенная система, состоящая из двух несмешивающихся или мало смешивающихся жидкостей, одна из которых диспергирована в другой в виде мелких капель (глобул) диаметром более 0.1 мкм. При образовании эмульсий образуется огромная поверхность дисперсной фазы. На такой огромной межфазной поверхности может адсорбироваться большое количество стабилизирующих эмульсию веществ - эмульгаторов. Основными эмульгаторами и стабилизаторами эмульсий являются высокомолекулярные соединения нефти (асфальтены, смолы и высокоплавкие парафины) и высокодиспергированные твердые минеральные частицы.

Считают, что устойчивость образующихся эмульсий зависит не столько от концентрации эмульгаторов в нефти, сколько от их степени дисперсности, которая в свою очередь определяется значением турбулентности при перемешивании нефти и пластовой воды с помощью рабочих органов электроцентробежных насосов (ЭЦН) и содержанием в нефти парафиновых и ароматических углеводородов.

Для борьбы с этой проблемой используют различные методы: отстаивание, фильтрация, центрифугирование, электрическое воздействие и т.д. Но в последнее время широко стала применяться внутритрубная деэмульсация. Этот метод основан на введении в эмульсию специального химического реагента-деэмульгатора, который позволяет разрушить эмульсию непосредственно в процессе добычи.

Деэмульгаторы – это поверхностно-активные вещества, способные вытеснить с поверхности глобул воды, диспергированной в нефти, бронирующую оболочку, состоящую из полярных (входящих в её состав) компонентов, а также частиц парафина и механических примесей.

Подбор более эффективных деэмульгаторов остается актуальным вопросом на сегодняшний день. Это обусловлено тем, что каждое месторождение уникально по компонентному составу нефти, степени обводненности, физико-химическим свойствам добываемого флюида и пластовой воды. Именно поэтому данный метод разрушения эмульсий требует индивидуального подхода в выборе необходимого реагента.

Для каждой нефтяной эмульсии эффективным считается тот деэмульгатор, который способен обеспечить максимальную глубину обезвоживания и обессоливания нефти при минимальном расходе реагента и температуре обработки. Важными критериями в выборе деэмульгатора являются следующие показатели: расход, качество подготовленной нефти, то есть содержание в ней механических примесей, солей, воды, а также продолжительность отстоя.

Так же немаловажным фактором является место введения деэмульгатора в эмульсию. Рассмотрим механизированный способ добычи нефти, а именно с использованием электроцентробежных насосов (ЭЦН). Образование эмульсии в данном случае имеет гораздо более высокую вероятность, так как нефть и пластовая вода активно перемешиваются на рабочих органах насоса. Как известно, эмульсия имеет свойство «стареть», т.е. чем дольше существует эмульсия, тем она устойчивее и тем труднее ее разрушить. Поэтому в данном случае оптимальное место ввода деэмульгатора – это прием ЭЦН. Это обеспечивает не только своевременную подачу реагента (эмульсия «нестарая»), но и эффективное его распределение.

В рамках написания диссертации был проанализирован процесс добычи нефти, осложненный образованием высоковязких эмульсий, из пласта О₄ месторождения Оренбургской области. На данном месторождении имеется осложненный фонд в количестве 24 скважин, добыча нефти из которых сопровождается образованием высоковязких эмульсий. Режимные параметры имеют следующий вид: обводненность – 81%, плотность нефти – 0,866 г/см³, плотность пластовой воды – 1,165 г/см³, вязкость нефти – 5,9 сПз. Все скважины эксплуатируются при помощи УЭЦН. Для борьбы с образованием высоковязких эмульсий на прием насоса при помощи капиллярной трубки в постоянном режиме подается реагент-деэмульгатор Decleave V-1855. На текущий момент на данном месторождении целесообразно провести исследования с целью определения эффективности используемого реагента и поиска возможных аналогов на рынке реагентов.

Таким образом, разрушение водонефтяных эмульсий с помощью деэмульгаторов остается основным методом увеличения объемов нефтедобычи при разработке залежей с высоковязкими нефтями. Однако данный метод не является универсальным, и для каждого конкретного месторождения требуется подбор специфического реагента с целью получения максимального эффекта от использования деэмульгатора.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кузора И.Е., Елиин А.И., Войтик В.С., Чижев В.Б. // Нефтехимия и нефтепереработка. 1996. - № 10. - С. 19-21.
2. Позднышев Т.Н. // Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. М.: Недра, 1982.-224 с.
3. Тронов В.П. // Разрушение эмульсий при добыче нефти. - М.: Недра, 1974. 269 с.
4. Тонкошууров Б.П., Сербина Н.Н., Смирнова А.М. // Основы химического деэмульгирования нефтей. / Под ред. П.А.Ребиндера. М.-Л: Гостоптехиздат, 1946. -67 с.
5. Левченко Д.Н., Берштейн Н.В., Худякова А.Д., Николаева Н.М. // Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения. - М.: Химия, 1967. - 200с.

УДК 621.31

ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ ПОГРУЖНЫЕ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИ. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ.*Е.А.Шувалов, И.В.Царьков, А.А.Мельников**Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*Elviolll@gmail.com

В современном техногенном мире энергия – ключевой и важнейший ресурс для развития общества. Без нее не были бы возможны научные прорывы, достижения науки и техники, новые познания для человеческой цивилизации. Но вместе с ее приручением и использованием человек должен осознать важность ее экономии и бережливого использования.

В настоящее время в нашей стране, как и во всем мире, нефтяная промышленность все отчетливее обозначает свой вектор развития в сторону бережливого производства. Бережливое производство основывается на принципе сокращения всех видов потерь, в том числе сокращения энергопотребления.

Россия уделяет большое внимание вопросам энергосбережения и повышения энергоэффективности. Основные положения энергетической политики государства закреплены в Федеральном законе № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» и в «Энергетической стратегии России на период до 2030 года». Согласно Стратегии, основной целью государственной энергетической политики в сфере повышения энергетической эффективности является рациональное использование энергетических ресурсов.

Повышение энергоэффективности добычи нефти является приоритетной задачей для каждой нефтедобывающей компании. По разным подсчетам более 50% расходов на электроэнергию приходится на подъем скважинной жидкости механизированным способом. Только в России энергопотребление в сегменте механизированной добычи нефти составляет не менее 28,3 млрд кВт-ч в год.[1]

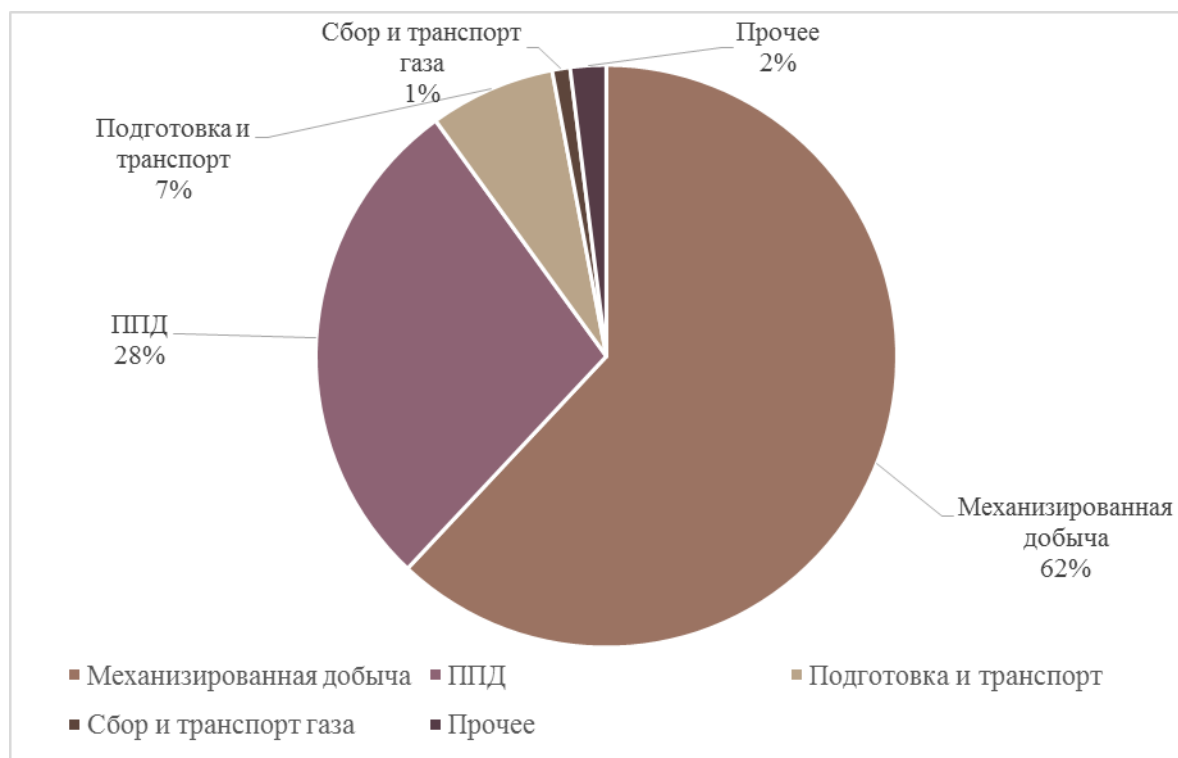


Рис. 1. Распределение энергопотребления на предприятиях нефтедобычи.

В добыче нефти и газа расход электрической энергии складывается из потребления на основные и вспомогательные технологические процессы. К основным процессам относятся: извлечение продукции из скважин на поверхность, ее сбор, транспортировку, подготовку, закачку воды в пласт. (рисунок 1)

При нормировании расхода электрической энергии на добычу нефти в рамках предприятия рассчитываются нормы на:

- механизированную добычу нефти и газа
- транспортировку и подготовку нефти и газа
- систему ППД
- общепромысловые расходы и т.д.

В современной нефтедобыче большая часть извлеченной из недр земли нефти приходится на установки электроцентробежных насосов (УЭЦН). Задача повышения эффективности эксплуатации УЭЦН является актуальной для предприятий, осуществляющих разработку оборудования для добычи нефти. В рамках такой задачи необходимо достижение следующих целей: увеличение дебита добываемой жидкости, снижение энергопотребления, увеличение ресурса и надежности, уменьшение количества внезапных отказов, соблюдение рациональных режимов работы оборудования.

Основным видом погружных электродвигателей, служащих для привода центробежных насосов являются асинхронные маслонаполненные двигатели с короткозамкнутыми роторами (рисунок 2). При частоте тока 50 Гц синхронная частота вращения их вала (без учета скольжения) равна 3000 мин⁻¹. Двигатели, как и насосы, должны иметь малые диаметры, различные для скважин с различными обсадными колоннами. Мощность двигателей достигает 500 кВт. Напряжение тока у двигателей (400—3000 В) и сила рабочего тока (от 10 до 100 А) зависит от типоразмера двигателя.

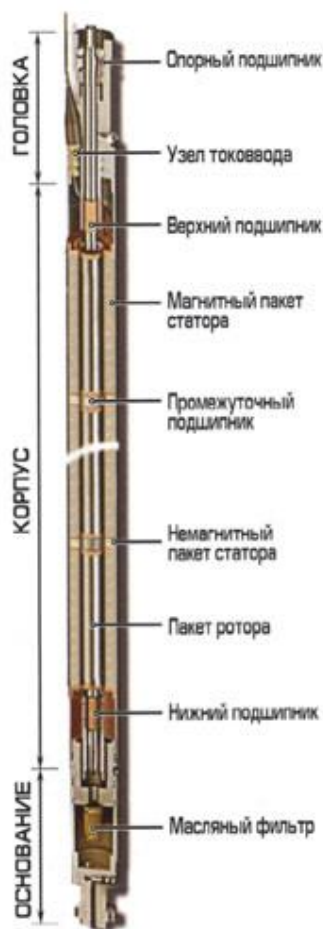


Рис.2. Схема погружного электродвигателя.

Электродвигатель (рисунок 3) состоит из статора 1, ротора 3, головки 5, основания 10 и узла токоввода 9. Статор 1 представляет собой выполненную из специальной трубы корпус, в который запрессован магнитопровод из листовой электротехнической стали. В пазы статора уложена трехфазная протяжная обмотка из специального обмоточного провода. Фазы обмотки соединены в звезду. Внутри статора размещается ротор 3, представляющий собой набор пакетов, разделенных между собой промежуточными подшипниками и последовательно надетыми на вал. Вал ротора выполнен пустотелым для обеспечения циркуляции масла. Пакеты ротора набраны из листовой электротехнической стали. В пазы пакетов вставлены медные стержни, сваренные по торцам с медными кольцами. В головке электродвигателя размещен узел упорного подшипника 6, который воспринимает осевые нагрузки от веса ротора. В нижней части электродвигателя расположено основание 10, в котором размещен фильтр 11 для очистки масла.

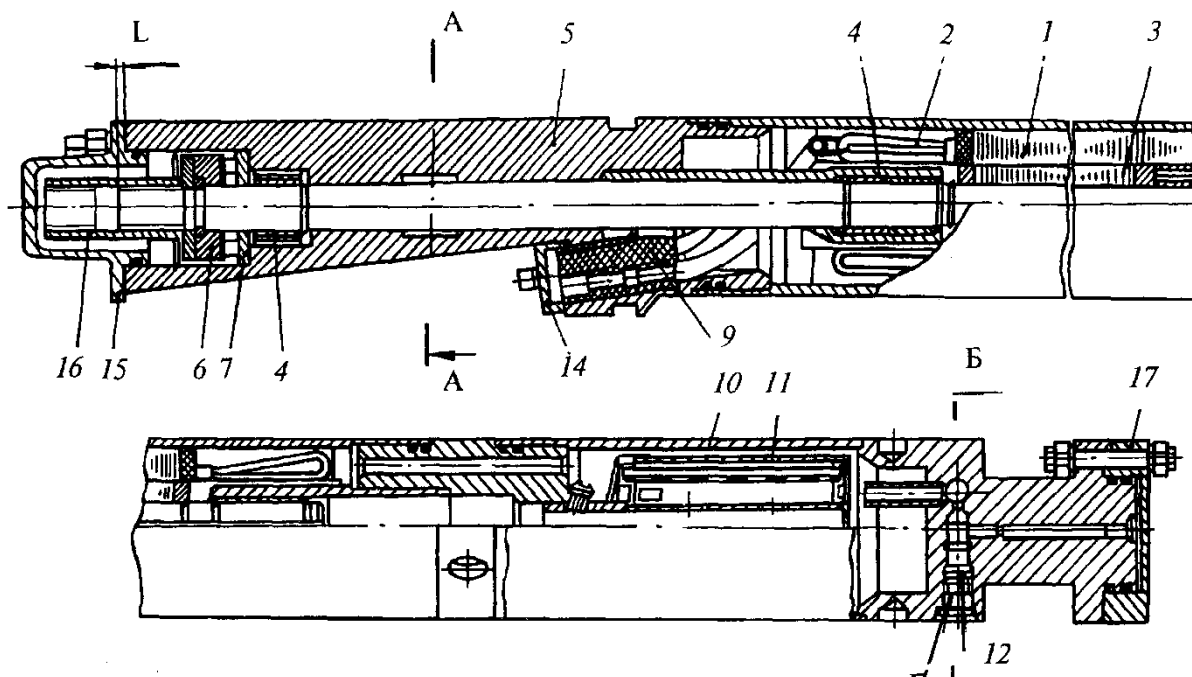
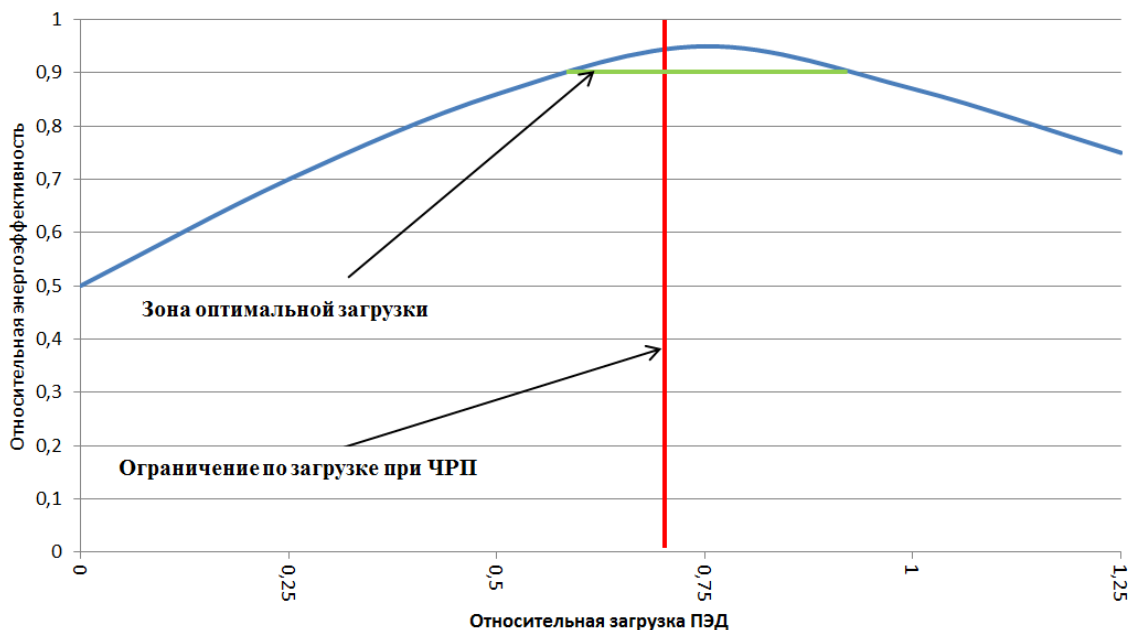


Рис. 3. Схема погружного электродвигателя.

Анализ нагрузочной характеристики асинхронных погружных электродвигателей показывает, что они должны эксплуатироваться, с точки зрения максимальной энергоэффективности, в интервале от 65 до 95% от номинальной выходной мощности (мощность на валу ПЭД). Снижение нагрузки ПЭД ниже 50% от номинала приводит к снижению КПД на 3-5% и к соответствующему повышению удельных затрат мощности. К этому надо добавить, что резко снижается коэффициент мощности - $\cos \phi$, что увеличивает потери, связанные с потреблением реактивной мощности в системе электропитания УЭЦН.

Увеличение нагрузки на ПЭД позволяет увеличить КПД, однако при запуске установок в работу (особенно при условии отложения парафина и солей) будет требоваться пусковая мощность, значительно превышающая номинальную - в 1,2-1,5 раза. При этом пусковые токи могут составить 150-250% от токов в номинальном режиме, что не только увеличивает энергопотребление, но и приводит к отказам кабельных линий. Необходимо также помнить, что при использовании частотных преобразователей для изменения рабочих характеристик УЭЦН увеличение частоты вращения вала насоса приводит к увеличению потребляемой мощности в кубической зависимости, а мощность на валу ПЭД при этом возрастает только линейно (рисунок 4).

Рис.4. Зависимость энергоэффективности асинхронных погружных ЭД от загрузки.



Изучение потерь в погружной установке УЭЦН показывает, что основные из них происходят в насосе, двигателе и погружном кабеле. Проведённые анализы и накопленный практический опыт показал, что общий КПД оборудования не превышает 40%. Вся остальная энергия тратится на нагрев, вибрацию, износ и прочие разрушительные процессы. Данный факт приводит не только к избыточному потреблению электроэнергии, но и к другим негативным последствиям – снижению надёжности оборудования, его преждевременному отказу и, как следствие, увеличению затрат на его обслуживание и ремонт. Ключевой задачей при эксплуатации скважины механизированным способом является не только наличие энергоэффективного оборудования на скважине, но и грамотная комбинация узлов насосной установки, подбора и мониторинга режима работы, а также правильный выбор наземного электрооборудования.

Основные причины неэффективной эксплуатации УЭЦН:

- некорректный расчет потенциала скважины;
- потери мощности в ФА (штуцере) при отклонении по напору;
- потери мощности в НКТ в зависимости от диаметра и глубины спуска насосной установки;
- потери мощности в кабеле в зависимости от сечения, глубины спуска насосной установки, температуры и рабочего тока;
- потери мощности при отклонении параметров подачи от рабочих характеристик;
- потери мощности в ПЭД при отклонении фактической мощности от номинальной (K_3) $\cos \varphi$, КПД ПЭД.
- брак монтажа, некачественное оборудование.

Расход электрической энергии на насосную добычу зависит от динамического уровня, физико-химических свойств нефти, ее обводненности, технических характеристик насосных установок и режимов их эксплуатации. Все перечисленные параметры фонда

эксплуатационных скважин различны. Расчет удельного расхода и оценку эффективности использования электроэнергии необходимо выполнять по каждой скважине индивидуально.

Основные принципы энергоэффективного дизайна УЭЦН:

- Дизайн не должен приводить к снижению установленного в технологическом режиме уровня отбора жидкости;
- Делается не менее 3-х вариантов дизайна для выбора наиболее энергоэффективного.
- Применение оборудования с максимальным КПД;
- Проектирование работы ЭЦН в точке максимального КПД;
- Проектирование ПЭД таким образом, чтобы его загрузка была не менее, чем 70%;
- Максимальное снижение потерь в кабеле путем оптимального увеличения его сечения и снижения глубины спуска оборудования при условии отсутствия потерь нефти от приподъема УЭЦН;
- Выбор ПЭД с максимально возможным напряжением и минимальным током;
- Отказ в ряде случаев от использования газосепараторов и обратных клапанов;

Метод	Снижение, %
Увеличение КПД насоса за счет оптимизации рабочей точки.	До 30
Увеличение КПД насоса за счет применение новейших конструкций ступеней.	До 15
Снижение потерь в кабеле и гидравлических потерь за счет уменьшения Глубины подвески.	До 10
Снижение потерь в кабеле за счет увеличения сечения жил.	До 10
Увеличение КПДПЭД за счет увеличение его загрузки с 70 до 90%.	1-3
Выбор ПЭД с максимально возможным напряжением и минимальным током.	До 7
Отказ от применения без необходимости дополнительного оборудования (газосепараторы, шламоуловители, обратные клапана и т.д.)	0,5-3
Увеличение КПДПЭД за счет применения 117 габарита вместо 103 или 130 габарита	До 4
Снижение гидравлических потерь за счет увеличения диаметра НКТ и устранение штуцера.	До 20

Таблица 1. Основные методы, применяемые для снижения потребляемой мощности на стадии дизайна

Сегодня существуют различные методы и технические решения по повышению энергоэффективности добычи углеводородного сырья механизированным способом, различные технологии, успешно применяемые в индустрии.

Одно из таких решений – высоковольтные электродвигатели. Погружные высоковольтные электродвигатели (НПЭД) – электродвигатели с повышенным рабочим напряжением. Суть идеи заключается в снижении тепловых потерь в кабеле за счет снижения силы рабочего тока, для чего повышается напряжение питания ПЭД. Поскольку увеличение напряжения питания ПЭД приводит к значительному снижению рабочего тока, увеличить количество витков в обмотке статора возможно, применив медную проволоку меньшего диаметра. Таким образом, требуется минимальное изменение технологии изготовления, что в итоге не приводит к значительному увеличению стоимости

двигателя. Применение асинхронного погружного электродвигателя с повышенным рабочим напряжением обеспечивает значительное снижение потерь в кабельных линиях, длина которых достигает 2500м.

Основные преимущества НПЭД:

- применение ПЭД с повышенным напряжением позволяет снизить потребление электроэнергии на 5-7 % (эффект снижения энергопотребления увеличивается пропорционально длине кабеля)
- применение технологии позволяет либо вообще обойтись без инвестиций, либо требует незначительных начальных затрат
- применение ПЭД с повышенным напряжением позволяет одновременно снизить затраты на электроэнергию и затраты на закупку комплекта УЭЦН

Мо щность, кВт	ПЭД		НПЭД	
	Номинальное напряжение, U _{ном.} , В (не менее)	Номинальный ток, I _{ном.} , А (не более)	Номинальное напряжение, U _{ном.} , В (не менее)	Номинальный ток, I _{ном.} , А (не более)
16	500	21	1650	9
22	700	24,4	1900	10,5
32	1000	27	1900	15
45	1400	27,3	2100	19
63	2000	27,5	2700	20,5
90	2000	36,5	2700	30
125	3100	40	3100	40

Таблица 2. Сравнительные характеристики ПЭД и НПЭД 117 габарита.

Одним из первых опытов применения высоковольтных двигателей на месторождениях Западной Сибири можно считать опыт ОАО "Варьеганнефтегаз". Первые результаты испытания на месторождениях ОАО "Варьеганнефтегаз" показали снижение рабочего тока на 40 % и потребления электроэнергии в среднем на 3,1 кВт·ч на установку.[2]

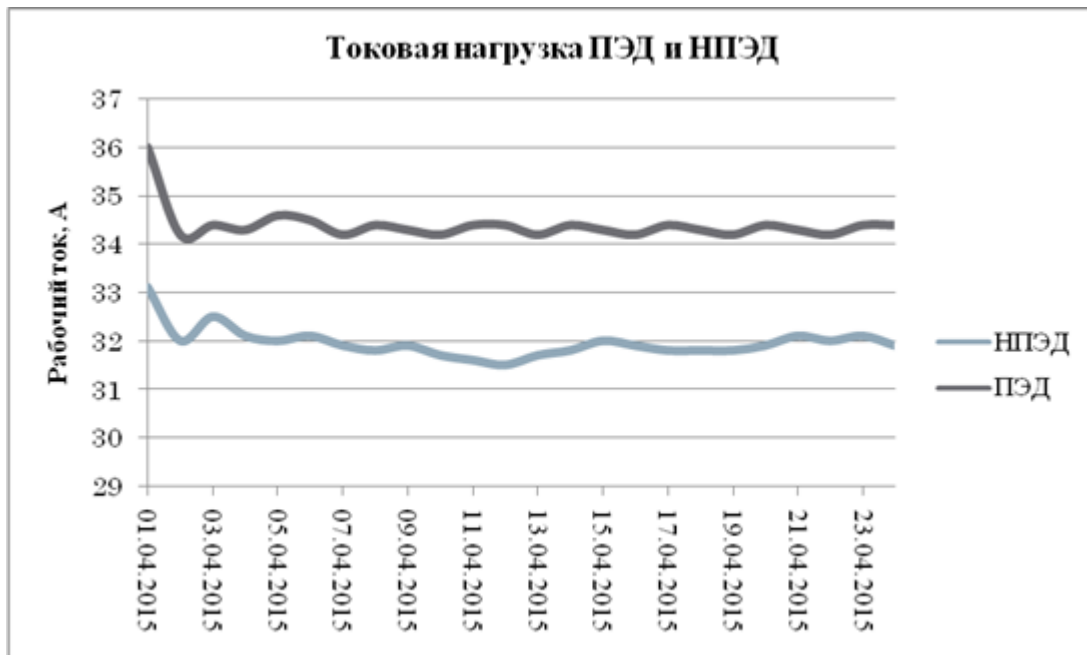


Рис. 5. Показатели потребления электроэнергии ПЭД и НПЭД на месторождениях ОАО «Варьеганнефтегаз»

В 2012 инженеры «Самотлорнефтегаза» провели ОПИ высоковольтного электродвигателя мощностью 180кВт с номинальным напряжением 4500В. Номинальный ток данного НПЭД составляет $I=36,2$ (номинальный ток ПЭД в обычном исполнении $I=64-70A$). Данные характеристики снижают потери в кабеле и трансформаторе, что позволяет достигнуть повышенной энергетической эффективности.

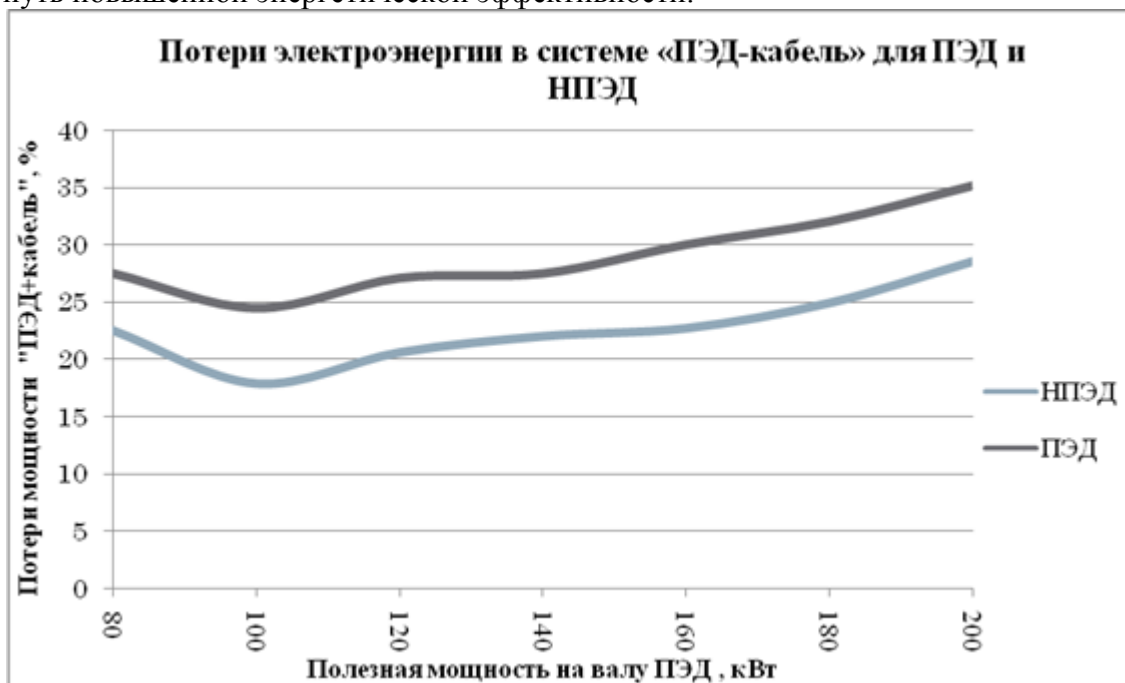


Рис. 6. Потери электроэнергии в системе «ПЭД+кабель» для ПЭД и НПЭД

В результате опытно-промышленных испытаний достигнут эффект снижения энергопотребления на 6-7% по сравнению со стандартными электродвигателями.[3]

Однако у данной технологии существуют свои риски и ограничения: использование асинхронного погружного электродвигателя с повышенным рабочим напряжением

мощностью более 56 кВт требуются модернизации или замены типового трансформатора на более производительный.

При расчете планового расхода электроэнергии при добыче продукции, используя высоковольтные погружные электродвигатели, можно посчитать экономическую эффективность замены погружных электродвигателей в классическом исполнении, на высоковольтные погружные электродвигатели на примере скважины 442 Южно-Неприковского месторождения.

Показатель	Единицы измерения	Базовый вариант	Оптимизация
Средняя потребляемая мощность	кВт/ч	30,7	28,4
Тариф на э/э на промышленном предприятии	руб. за кВт	3,8	
Дебит жидкости	м ³ /сут	49,5	51,3
Затраты на э/э месяц	кВт	22 104	20 448
Затраты на э/э месяц	руб.	83995,2	77702,4
Тип насоса		ЭЦН-45-1600	ЭЦН-45-1600
Тип двигателя		ЭД32-117М	НПЭД32-117М
Уотп.	В.	1180	2297
Рабочий ток	А.	19,3	9,3

Таблица 3. Показатели экономической эффективности внедрения НПЭД.

Целесообразность применения технологии высоковольтных электродвигателей – достижение экономической выгоды добычи нефти и газа. Поскольку для изготовления ПЭД с повышенным напряжением не требуется значительно изменять технологию производства, стоимость НПЭД не сильно выше стоимости ПЭД традиционного исполнения. Главное преимущество двигателя с повышенным напряжением – снижение рабочего тока УЭЦН на 40 %, что позволяет использовать кабель меньшего сечения, а стало быть, снизить стоимость комплекта УЭЦН.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. <https://neftegaz.ru/science/Oborudovanie-uslugi-materialy/331456-energoberegayushchie-nasosnye-sistemy-klyuch-k-snizheniyu-sebestoimosti-dobychi-nefti/>
2. Якимов С.Б., Каверин М.Н., Тарасов В.П., Косилов Д.А., Цыбин А.В. – «Погружные электродвигатели с повышенным напряжением – двойной эффект без инвестиций». Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 3/2012.
3. Елисеев Д.Б., Кулаев Э.Г., Косилов Д.А., Якимов С.Б. – «Высоковольтный погружной двигатель мощностью 180кВт. Первый опыт применения в России». Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 6/2013.

УДК 622.276

**ОСЛОЖНЕНИЯ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН,
ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН НА ДАНИЛОВСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ***Г.Ю. Лукашов, И.В. Царьков**Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
Georgiy.lukashov@mail.ru*

Аннотация

Цель представленной работы – анализ осложнений, возникающих при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН на Даниловском нефтегазоконденсатном месторождении. Методы исследования – анализ научной литературы по заданной проблеме, а также практического отечественного опыта.

Ключевые слова: эксплуатация, скважины, установки электроцентробежных насосов, насосно-компрессорные трубы, нефть, асфальтосмолопарафиновые отложения.

На особенности эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН), на Даниловском нефтегазоконденсатном месторождении влияет совокупность внутренних и внешних факторов. По мере подъема скважинной продукции от погружного насосного оборудования до устья скважины по колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) снижается давление и температура перекачиваемой среды. В результате снижения давления в потоке жидкости начинает выделяться попутный нефтяной газ. При снижении температуры потока начинается кристаллизация асфальтенов, парафинов и смол, что провоцирует появление на внутренних стенках НКТ асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Благодаря выпадению АСПО уменьшается полезный проходной диаметр насосно-компрессорных труб и, как следствие, значительно снижается дебит скважины по жидкости, и увеличивается расход электроэнергии при работе глубинно-насосного оборудования. В некоторых случаях АСПО может полностью перекрыть внутреннее проходное сечение НКТ, что приведет к остановке скважины.

Для предотвращения АСПО на внутренней поверхности труб применяют насосно-компрессорные трубы с защитными покрытиями. Следует отметить, что некоторые виды покрытия для предотвращения появления АСПО эффективно препятствуют коррозии НКТ.

В соответствии с современными научными представлениями [1,3,5] образование кристаллов асфальтосмолопарафиновых веществ происходит при понижении температуры жидкости менее температуры начала кристаллизации парафина (ТНКП). Снижение температуры потока скважинной продукции происходит при его контакте со стенкой насосно-компрессорных труб, при снижении давления в потоке ниже давления насыщения – при этом происходит выделение растворенного попутного нефтяного газа и охлаждение потока жидкости, а также при прохождении продукции скважин через штуцерирующие устройства (эффект Джоуля-Томсона).

При изменении свойств внутренней поверхности труб можно достичь значительного изменения скорости образования АСПО внутри НКТ. Этот эффект обычно достигается по двум разным механизмам: снижение шероховатости внутренней поверхности труб и изменение полярности (гидрофильности) материала стенки.

Шероховатые поверхности при длительном пребывании в скважине оказываются покрыты слоем АСПО, прочность сцепления которых с поверхностью превышает разрушающее усилие сдвига со стороны восходящего потока движущейся скважинной продукции. В тоже время, гладкие поверхности в скважинах ведут себя по-разному. Одни из них АСПО формируются с высокой интенсивностью (полиэтилен, фторопласт-4, эбонит, капроны марок КК, ПР и др.), на других поверхностях АСПО не образуются в течение весьма продолжительного времени нахождения НКТ в скважине (стекло, бакелит, клей МПС, полиамиды ПК РТ-3, ПФЭ 2/10 и др.). Исходя из этого, можно сделать вывод, что высокая степень гладкости поверхности является важным, но не единственным условием для предотвращения появления АСПО.

Исследования значительного количества материалов показали, что степень адгезии АСПО с поверхностями зависит от степени их полярности. Чем выше полярность (гидрофильность) покрытий поверхностей, тем ниже сцепляемость отложений с покрытиями внутренней поверхности насосно-компрессорных труб.

В настоящее время для борьбы с АСПО в качестве защитных покрытий в основном используют силикатные материалы и поликонденсационные смолы (фенолформальдегидные, эпоксидные).

Итак, можно сделать вывод, что использование защитных покрытий НКТ является одним из эффективных способов для предотвращения появления АСПО. Этот способ предохранения НКТ от АСПО не является оптимальным, некоторые покрытия показывают отрицательный результат при проведении опытно-промышленных испытаний (ОПИ). Для каждого конкретного месторождения необходимо подбирать конкретное соответствующее покрытие НКТ, исходя из свойств добываемой нефти и прочих условий [1].

Характерной проблемой при эксплуатации скважин с УЭЦН на Даниловском нефтегазоконденсатном месторождении является отложение солей. Соли могут кристаллизоваться, выпадать из пластовой воды и откладываться на всем пути, по которому движется обводненная скважинная продукция. Соли могут откладываться в пласте и трубопроводах, в технологическом оборудовании и внутри скважины. Выпадение солей обусловлено смешиванием пластовых вод различного химического состава. Другой причиной может быть изменение термодинамических условий, тогда возникает перенасыщенность водно-солевых систем. При отложении солей снижаются показатели добычи нефти, увеличивается периодичность проведения ремонтов и технологических простоев [2].

Бороться с солями можно либо методами их удаления, либо методами по предупреждению их выпадения. Чтобы предупредить выпадение солей, можно обратиться опять же к использованию химических реагентов – ингибиторов солеотложений. Будет достаточно периодически задавливать их в пласт или закачивать в затрубную область. Замедление процессов солеобразования представляется возможным при использовании ингибиторов с характерным для них пороговым эффектом. Как правило, для этой цели используются полифосфаты.

Следует отметить негативное влияние свободного газа на работу глубинно-насосного оборудования в скважинах. Предупредить вредное влияние газа можно с увеличением глубины погружения насоса. За счет этого растёт гидростатическое давление на приеме погружного насоса, при превышении давления насыщения перестаёт выделяться растворенный в нефти попутный нефтяной газ. Благодаря этому исключается негативное воздействие свободного газа на работу УЭЦН.

Одним из видов осложнений, возникающих при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН на Даниловском нефтегазоконденсатном месторождении, является вынос механических примесей или пескопроявление. Оно значительно снижает эффективность эксплуатации добывающих скважин, приводя к таким серьёзным

осложнениям, как пробкообразование, выходы из строя погружного оборудования, в том числе и электроцентробежного насоса (ЭЦН), и т.д.

При эксплуатации нефтегазодобывающих скважин в случаях отрицательного влияния механических примесей необходимо соблюдение баланса между эффективностью работы глубинно-насосного оборудования, которая характеризуется достижением максимальных отборов пластовой жидкости и надёжностью, и долговечностью самого оборудования.

Причины, заставляющие бороться с пескопроявлением, связаны с тем, что при выносе частиц породы из пласта снижается производительность скважин, разрушаются щелевые забойные фильтры и другое скважинное эксплуатационное оборудование, возникает проблема очистки добываемой продукции от песка.

Производственная практика показывает, что предупреждение пескопроявления должно быть осуществлено ещё до того, как пластовые флюиды начнут серьёзно выносить песок и мех.примеси из продуктивного пласта. При увеличении объёма выносимого песка становится всё труднее контролировать процесс разрушения ПЗП. Поэтому первоначальные действия по контролю за выносом песка и механических примесей гораздо более эффективны, чем последующие ремонтно-восстановительные работы [3].

Основными источниками мех.примесей, попадающих в погружное насосное оборудование, являются продукты разрушения (суффозии) горных пород, либо проппант, закачанный в продуктивный пласт при его гидроразрыве (ГРП), а также кристаллы солей; технологические жидкости, закачиваемые в скважину: растворы глушения, промывочная жидкость, различные химреагенты, растворитель и т.д.; продукты коррозии эксплуатационной колонны с образованием солей железа [4].

Таким образом, выявлены несколько проблем при эксплуатации добывающих скважин, оборудованных УЭЦН на Даниловском нефтегазоконденсатном месторождении. Данные проблемы обусловлены геологическими особенностями месторождения, физико-химическими свойствами пластовых флюидов и характеристиками используемого оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Чифилёв С.М.* Применение покрытий внутренней поверхности НКТ для защиты от отложений АСПО /Тюменский Индустриальный Университет, Нижневартовск, Россия (URL: <https://scienceforum.ru/2019/article/2018016991>).
2. *Беззубов А.В., Щелкалин Ю.В.* Насосы для добычи нефти: Справочник рабочего. М.: Недра, 2016. 22 с.
3. Предупреждение пескопроявления в добывающих скважинах / Х. Юргенс, З. Невигер// Инженер-нефтяник, №2, 2009, С. 8-10.
4. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями /Р.С. Камалетдинов, А.Б. Лазарев// Инженерная практика. 2010. №2. С. 6-13.

УДК 622.276

ЦИРКУЛИРУЮЩИЙ СТЕНД ДЛЯ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ПОКРЫТИЯ НКТ И МУФТ К НИМ

И.В.Ольховский, К.А. Овчинников

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия,
olhovsi@mail.ru*

Российские нефтяные компании тратят на закупку, ремонт и транспортировку НКТ значительную часть финансовых ресурсов. Если посмотреть оборот трубной продукции за рубежом, видно, что никто в мире не занимается транспортировкой и ремонтом труб в тех объемах, в каких это происходит у нас. Одной из причин можно назвать частые обрывы эксплуатационных колонн, которые происходят по ряду причин, одной из которых является разрушение НКТ и муфт к ним в результате изменения толщины стенок, вызванных ускоренным движением добываемой жидкости, как следствие – утонение стенок и коррозией металла [1].

Для продления срока службы НКТ и муфт на них наносятся различные порошковые и жидкие покрытия.

С целью оптимизации затрат на ремонтные работы создан опытный образец циркулирующего стенда имитации процессов коррозии для предварительной оценки качества внутренних и внешних покрытий НКТ и муфт. (рис. 1).



Рис.1 Циркулирующий стенд имитации процессов коррозии

Работа стенда:

1. В контур производится заливка агрессивной среды - нефти, объемом 200 литров;
2. Происходит продувка системы рабочим газом – азотом (дегазация кислорода);
3. Насыщение системы коррозионными агентами: CO_2 и H_2S происходит за счет газовых баллонов. Насыщение происходит до величин (2 % H_2S и 3 % CO_2). Нагнетается общее давление и поддерживается постоянным;
4. Нагрев системы производится ТЭНами, встроенными в испытательный стенд, до температуры 35 °С;
5. Циркуляция среды в контуре осуществляется за счет последовательно подключенного циркуляционного насоса;

6. Образцы в процессе испытаний размещают горизонтально на расстоянии не менее 100 мм друг от друга способом, исключающим непосредственный контакт образцов друг с другом и со стенками испытательной камеры;

7. Проведение ресурсных испытаний в течение 30 дней в контролируемой среде (в случае отсутствия результатов происходит увеличение концентрации и повторное проведение ресурсных испытаний в течении 30 дней).

По окончании цикла испытываемые образцы проходят проверку:

- толщина покрытия контролируется по ГОСТ 31993 [2] с помощью прибора для измерения геометрических параметров «Константа БК»;

- прочностные характеристики покрытия при ударе контролируются по PS 1164 на приборе для контроля защитных покрытий при ударе «Константа КП»;

- диэлектрическая сплошность покрытия проверяется по ASTM G62 [3] на электроискровом дефектоскопе «Elcometer D236»;

- адгезионная прочность покрытия замеряется методом отрыва по ГОСТ 32299 на испытательной электромеханической разрывной машине WDW-200E.

Результирующим критерием будет являться параллельное сравнение результатов исследования образцов без натуральных испытаний (на одном комплекте образцов) и после натуральных испытаний (на другом комплекте образцов).

Оценка результатов коррозионных испытаний производится в соответствии с ГОСТ 9.908-85[4] по следующим показателям:

- Внешний вид образцов до и после удаления продуктов коррозии в сравнение с контрольными образцами;

- Характер коррозионных поражений (сплошная коррозия, коррозия пятнами, питтинговая коррозия);

- Изменение геометрических параметров, в том числе глубины локальных поражений.

По результатам проведенных испытаний отобраны трубы и муфты, не рекомендуемые к применению. На внутреннем покрытии образца №1 обнаружены многочисленные отслоения алюминиевой пудры от цинкового покрытия (Рис.2).

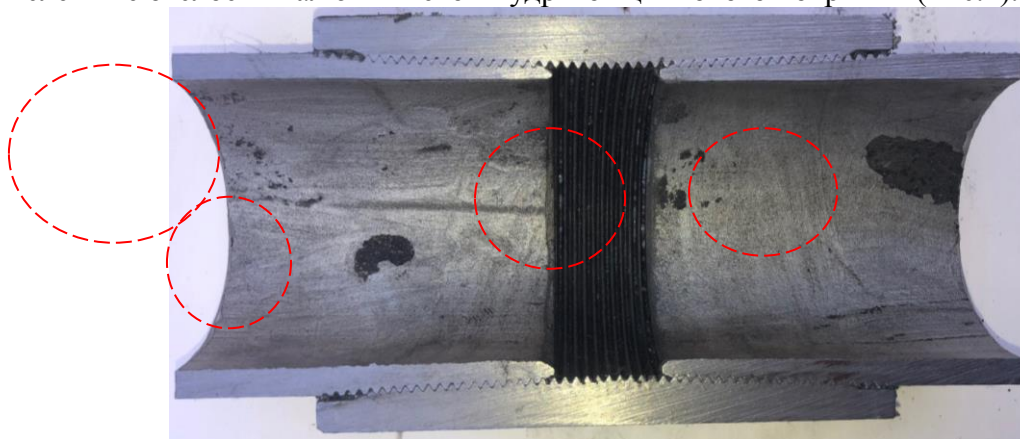


Рис.2 Образец №1 после испытаний в циркулирующем стенде

На внутреннем покрытии образца №2 обнаружены вздутие покрытия (Рис.3).

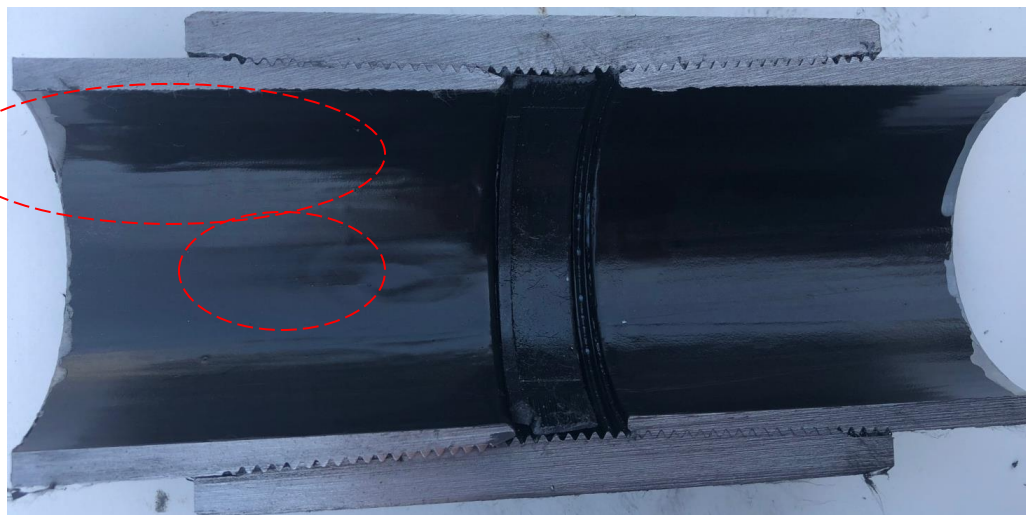


Рис.3 Образец №2 после испытаний в циркулирующем стенде

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Антипов Ю.Н. Виды повреждений насосно-компрессорных труб при эксплуатации. – Самара, 2016. – 2 с.
2. ГОСТ 31993-2013. Материалы лакокрасочные. Определение толщины покрытия. – Москва: Стандартинформ, 2014. – 26 с.
3. ASTM G62 – 14. Стандартные методы определения пропусков в защитном покрытии трубопровода. – USA.
4. ГОСТ 9.908-85. Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 1999. – 32 с.

УДК 665.62

РЕКОНСТРУКЦИЯ ВАХИТОВСКОЙ ГАЗОКОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

А.Н. Полухин, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

NataliX99@mail.ru

Аннотация. Авторами обоснована реконструкция газокompрессорной станции

Ключевые слова: компримированный газ, газопровод, экологическая обстановка.

Обеспечение на Вахитовской газокompрессорной станции (ГКС), в настоящее время, охлаждения компримированного газа осуществляется аппаратами воздушного охлаждения (АВО), степень охлаждения продукта в которых зависит от температуры окружающего воздуха.

В связи с недостаточным (особенно в летний период) охлаждением конденсация паров легких углеводородов продолжается в трубопроводе Вахитовская ГКС – Загорская УКПНГ протяженностью 120 км.

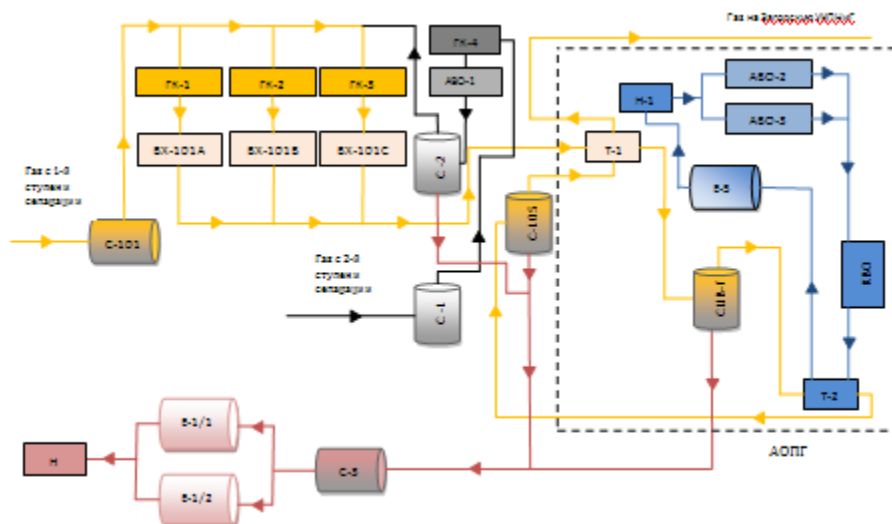


Рис.2. Принципиальная схема ГКС после реконструкции газ первой ступени сепарации; — газ второй ступени сепарации; линия ШФЛУ; — линия этиленгликоля

Экспликация оборудования

Наименование оборудования	Индекс по схеме
Нефтегазовый сепаратор НГС II-1,6-1600-2И	С-101
Компрессор поршневой AJAX DPC-2804LE	ГК-1,2,3
Модуль компрессорный ХАР-ХА365-28	ГК-4
АВО трехсекционный с вентилятором	ВХ-101 А, В, С
Сепаратор газовый ГС 2-1,6-1600-1И	С-1,2
Сепаратор НГСВ-2-2,5—2400-1ИТ	С-3
Газовый сепаратор сетчатый ГС2-4,0-1200-2И	С-105
Налив с насосной	Н
Узел запуска поршня	УЗП
Емкостной цилиндрический аппарат 1-100-1,0-1	Е-1/1,2
Теплообменник кожухопластинчатый «газ-газ» SVEGA SHELL	Т-1
Теплообменник кожухопластинчатый «газ-гликоль» SVEGA SHELL	Т-2
Аппарат воздушного охлаждения АВО-28	АВО-1,2,3
Блок емкостного аппарата промежуточного теплоносителя	Е-5
Блок – бокс компрессорно – испарительный GSE D 6125 07 SP EEX	КВО

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дытнерский Ю.И. Основные процессы и аппараты химической технологии.-М.: Химия, 1983,266 с.

УДК 622.276

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ МНОГООТВОРНОЙ СКВАЖИНЫ ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ ЗАПАСОВ И ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТОВ Т1 И Т2 ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА И ПЛАСТА Д3 АРДАТОВСКОГО ЯРУСА

Н.Б. Сопронюк, И.А. Боярова

*АО «Оренбургнефть»,
г.Бузулук, Россия,
E-mail iaboyarova@gmail.com*

***Аннотация:** В настоящее время поиск новых проектных решений, позволяющих повысить экономическую эффективность эксплуатации нефтяных месторождений, является актуальной задачей. Это связано с выработкой основных запасов месторождений Волго-Уральской нефтеносной провинции, разработка которых началась еще в середине XX века. Инновационные методы добычи, применяемые в настоящее время, позволяют добывать нефть из пластов, отнесенных к неперспективным и трудно извлекаемым запасам.*

***Ключевые слова:** МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ПЛАСТ, СКВАЖИНА, НЕФТЕНОСНОСТЬ, ПОКАЗАТЕЛИ ВЫРАБОТКИ, ОБЪЕКТ, ДОБЫЧА*

***Abstract:** currently, the search for new design solutions to improve the economic efficiency of oil field operation is an urgent task. This is due to the development of the main reserves of the fields of the Volga-Ural oil-bearing province, the development of which began in the middle of the XX century. Innovative production methods currently used to extract oil from reservoirs are classified as unpromising and difficult to recover reserves.*

***Keywords:** FIELD, OIL, RESERVOIR, BOREHOLE, OIL CONTENT, PRODUCTION INDICES, OBJECT EXTRACTION*

В настоящее время предприятия, осуществляющие эксплуатацию нефтегазовых месторождений, затрачивают значительные средства на повышение их экономической эффективности. Особенно актуально это для месторождений, на которых уже выработаны их основные запасы. Одним из таких является Пронькинское месторождение.

Оно расположено на территории Сорочинского района Оренбургской области, в 40 км к востоку от г. Бузулука и в 187 км к северо-западу от г. Оренбурга.

В тектоническом отношении месторождение расположено в пределах Бузулукской впадины и приурочено Бобровско-Покровскому валу, который является структурным осложнением южного борта Камско-Кинельской системы впадин.

Пронькинское месторождение открыто в 1965 году, в промышленной разработке с 1979 года. Месторождение расположено на Пронькинском и Покровско-Сорочинском лицензионных участках. Эксплуатацию его осуществляет в настоящее время ПАО «Оренбургнефть».

Месторождение многокупольное и многопластовое. Промышленно нефтеносными являются пласты [1]:

- А0 каширского,
- А1+2 верейского горизонтов,
- А4 и А4-1 башкирского яруса,
- О4, О5в и О6 окского надгоризонта,
- Б2 бобриковского горизонта,
- Т1 и Т2 турнейского яруса,
- Д3 ардатовского горизонта.

Залежи газа выявлены в отложениях уфимского и артинского ярусов (пласты У1 и Art1).

Всего на Пронькинском месторождении керн отбирался из 33 скважин.

При последнем пересчете запасов нефти и газа по состоянию на 01.01.2008 г. для изучения физико-литологической и стратиграфической характеристик разреза керн был отобран из 30 разведочных скважин.

Освещенность продуктивных пластов исследованиями керна неравномерная. Основной объем петрофизических исследований образцов керна приходится на пласты А₁₊₂ (117 обр.), А₄ (568 обр.), А₄₋₁ (167 обр.) и Б₂ (137 обр.), являющиеся основными объектами разработки.

С начала разработки (см. рисунок 1) по месторождению:

- отобрано 12226,6 тыс. т нефти и 18056,8 тыс. т жидкости,
- закачка воды составила 20777,9 тыс. м³,
- текущий КИН – 0,226, при утвержденном – 0,468,
- отбор НИЗ – 48,4 %,
- обводненность - 54,0 %.

Большая часть добычи нефти (69 %) приходится на основной объект разработки А4+А4-1 [1].

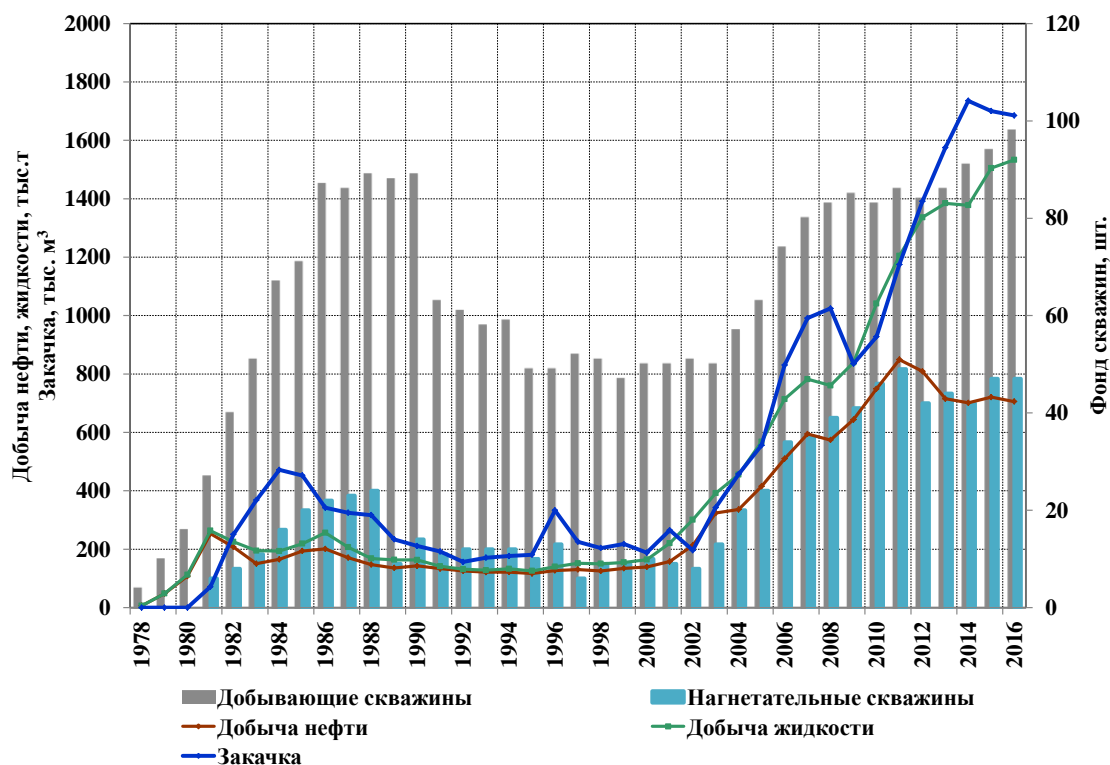


Рис.1 - Основные показатели разработки Пронькинского месторождения.

К настоящему моменту на месторождении пробурено 188 скважин, из них 120 добывающих, 43 нагнетательная, 21 водозаборная, одна и четыре газовых.

В эксплуатационном фонде числятся [1]:

- добывающих: 101 скважина (в т.ч. действующих – 98, бездействующих – три);
- нагнетательных – 47 (все действующие);
- газовых – 1 скважина;
- водозаборных - 1 скважина.

Из всего пробуренного фонда переведено в контрольный фонд – 23 скважины, ликвидировано – 15 скважин.

Добыча нефти на месторождении, в основном, ведется механизированным способом. Скважины оборудованы ЭЦН (в основном) и ШГН. Фонтанным способом эксплуатируется одна скважина [1].

Основным на Пронькинском месторождении является объект разработки пласт А4+А4-1. Он включает в себя два продуктивных пласта: А4 и А4-1. Пласты полностью совпадают в плане, пласт А4-1 залегает ниже пласта А4 на 1-60 м, доля площади пласта А4-1 от А4 составляет 11 %.

В пластах А4 и А4-1 выделено одна и три залежи, соответственно [1].

Пласт А4-1 является литологическим аналогом пласта А4, имеет схожие пластовые условия, коллекторские свойства, свойства пластовых флюидов, что позволило объединить пласты в один эксплуатационный объект.

На объекте реализована площадная семиточечная система заводнения, трансформирующаяся к периферийным частям в приконтурную систему воздействия. Поддержание пластового давления осуществляется с 1981 года

Объект Б2 - основной объект разработки, второй по значимости после объекта А4+А4-1 [1].

Разрабатывается объект с 1980 года. В настоящее время в разработке находятся обе указанные выше залежи.

Отбор от НИЗ нефти в целом по месторождению составил 48,4 %. Распределение накопленной добычи нефти по объектам разработки представлено на рисунке 2 [2].

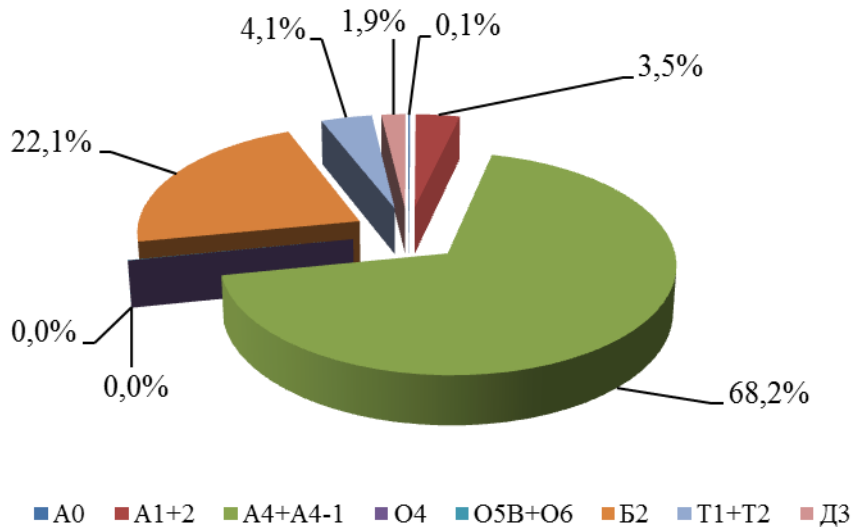


Рис. 2 - Распределение накопленной добычи нефти по объектам разработки.

Распределение выработки запасов по объектам представлено на рисунке 3 [2].

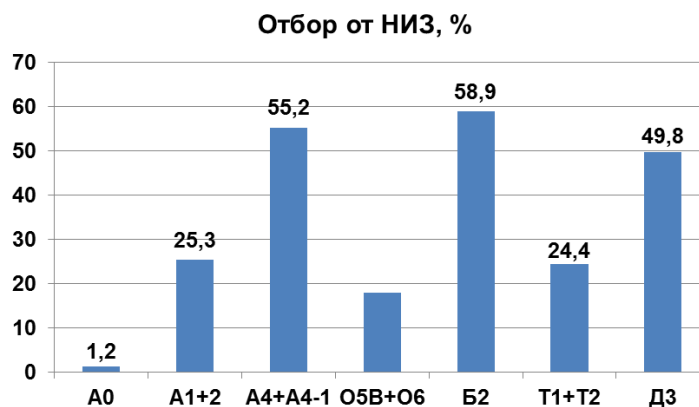


Рис. 3 – Распределение выработки запасов по объектам разработки

Величина остаточных извлекаемых запасов нефти по месторождению составляет 13030 тыс. т, на долю пластов А4 и А4-1 приходится около половины остаточных запасов, запасы объектов О5в+О6 и Д3 незначительны.

Однако, в виду недостаточной изученности объектов О4, О5в и О6 окского надгоризонта и Т1 и Т2 турнейского яруса, весьма перспективной может оказаться их доразведка. За последние 20 лет исследования этих объектов не проводились, так как запасы в них считались незначительными.

Промышленная нефтеносность установлена в пластах О5в и О6 окского надгоризонта.

Объект разрабатывался единственной скважиной. В целом по объекту отобрано 17,9 % НИЗ. Выявлено две литологически экранированные залежи нефти, процессом разработки охвачен только пласт О5в. На текущий момент фонд скважин на объекте отсутствует, объект не разрабатывается с сентября 2015 года.

Проведенный анализ разработки позволил сделать следующие выводы:

- объект находится на начальной стадии разработки: фактический КИН составляет 0,060 д. ед. при утвержденном 0,341 д. ед.;
- согласно проектным решениям объект носит статус возвратного;
- для достижения утвержденного значения коэффициента нефтеотдачи необходимо продолжение выполнения проектных решений по переводу скважин с других объектов.

Система разработки для объектов Т1 и Т2 турнейского яруса сформирована только на центральных залежах обоих пластов. К центральным залежам относится основной объем запасов и накопленной добычи нефти.

В наибольшей степени выработаны запасы северной залежи пласта Т2 и центральных залежей обоих пластов. Выработка запасов всех разрабатываемых в настоящий момент залежей сопровождается опережающей обводненностью.

Проведенный анализ разработки позволил сделать следующие выводы:

- объект находится на первой стадии разработки: фактический КИН составляет 0,097 д. ед. при утвержденном 0,395 д. ед.;
- объект разрабатывается согласно проектным решениям: очаговая система заводнения, размещение скважин по сетке 500 м;
- для достижения утвержденного значения коэффициента нефтеотдачи необходимо продолжать реализацию проектных решений по доформированию системы разработки на разрабатываемых залежах и по вводу в разработку залежей, не охваченных воздействием.

Промышленная нефтеносность установлена в пласте Д3 ардаповского горизонта. В целом по объекту отобрано 49,8 % НИЗ при достигнутой обводненности 30,0 %.

Коэффициент охвата перфорацией по толщине составляет 95 %.

Прогнозирование извлекаемых запасов нефти по текущей тенденции методом характеристик вытеснения по состоянию на 01.01.2017 г. преждевременно (низкая степень обводнения, несформированная система разработки).

Проведенный анализ разработки позволил сделать следующие выводы:

– объект эксплуатируется единственной скважиной, фактический КИН составляет 0,2853 д. ед. при утвержденном 0,572 д. ед.;

– для достижения утвержденного значения коэффициента нефтеотдачи необходимо продолжать реализацию проектных решений по формированию системы разработки путем перевода скважин с других объектов.

Таким образом, по результатам анализа решений по разработке продуктивных пластов Пронькинского месторождения можно рекомендовать следующие мероприятия для повышения его экономической эффективности.

Для уточнения запасов пластов Т1 и Т2 турнейского яруса и пласта Д3 ардаатовского горизонта предлагается выполнить бурение многоствольной скважины с горизонтальным окончанием стволов. Это мероприятие позволит вскрыть на значительной длине продуктивные пласты, имеющие небольшую мощность (пласт Д3 – 30 м; пласт Т1 – 2,6...25,3 м; пласт Т2 – 0,5...17,8 м). Кроме того, этот метод позволит осуществлять совместную добычу нефти с нескольких пластов, что обусловлено их схожими физико-химическими свойствами и компонентным составом.

Схема такой скважины приведена на рисунке 4.

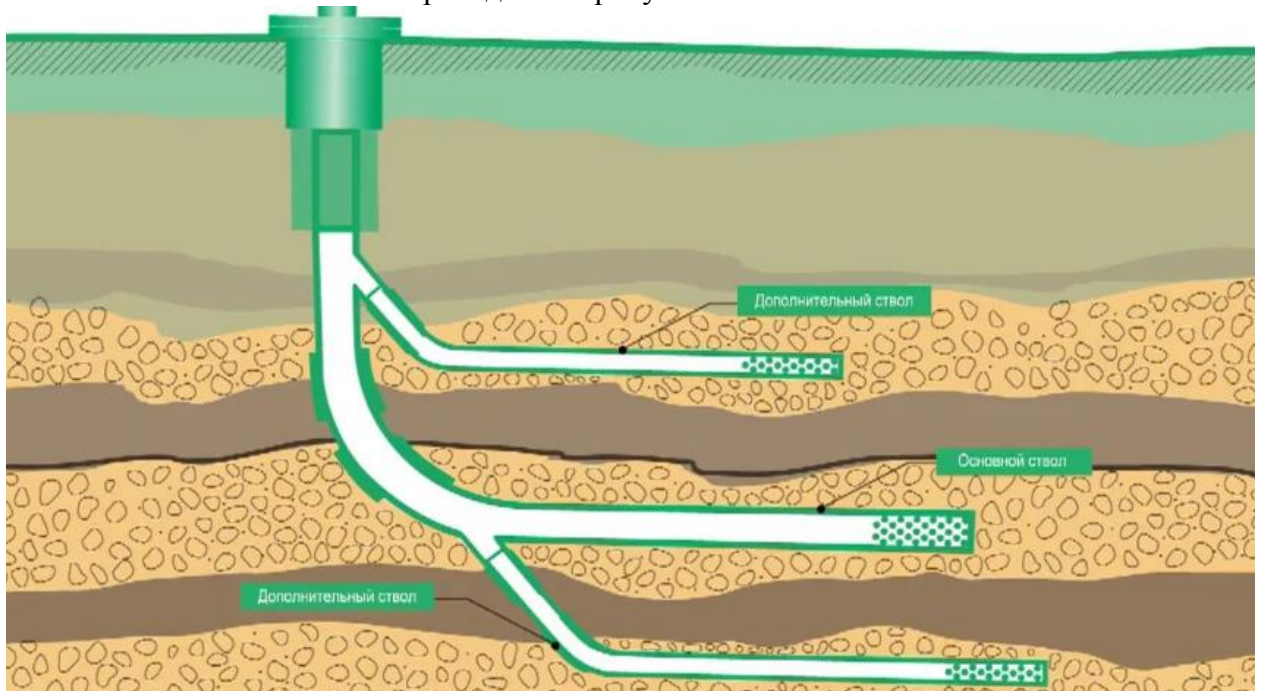


Рис. 4 – Схема многоствольной скважины.

Предлагаемый способ дальнейшей разработки продуктивных пластов позволит вскрыть горизонтальным стволом значительный участок пласта небольшой мощности. Протяженный горизонтальный участок одного из стволов, может быть выполнен таким образом, чтобы имелась возможность вскрыть одним стволом сразу оба пласта Т1, Т2 с учетом их расположения и небольшой мощности.

С целью определения эффективности работы скважины с боковым горизонтальным стволом был проведен расчет дебита такой скважины и его сравнение с дебитом вертикальной скважины.

Исходные геолого-физические данные для расчета дебита рассмотренных скважин-кандидатов представлены в таблице 1.

При этом принято, что в существующей скважине №30 будет выполнен горизонтальный ствол на пласт Т1. Существующая скважина №1207 вертикальная и рассмотрена для сравнения.

Таблица 1 – Исходные геолого-физические данные для расчета дебита скважины горизонтальным стволом и вертикальной скважины

Наименование	Параметр	Номер скважины	
		№30	№1207
Динамическая вязкость нефти, мПа·с	μ	2,66	2,66
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	ρ	844,9	844,9
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	b_n	1,0852	1,0852
Радиус контура питания, м	R_K	600	600
Радиус скважины, м	r_c	0,1	0,1
Эффективная нефтенасыщенная толщина	h	4,2	3,9
Пластовое давление, МПа	$P_{пл}$	26,2	26,2
Давление на забое вертикальных скважин, МПа	$P_з$	3,9	3,9
Депрессия на пласте, МПа	Δp	3,3	3,3
Проницаемость пласта, 10 ⁻¹² м ²	k	0,0017	0,0017
Скин-фактор	S	0,85	0,85
Коэффициент анизотропии	β	2	2
Дебит т/сут	Q	2	0,7
Длина горизонтальной части ствола, м	L	300	-

Существуют различные математические модели для расчета притока флюида из пласта к горизонтальной скважине, учитывающие форму площади дренирования скважины: методы Борисова, Жижье, Джоши, Ренарда и Дупье. Основным их различием является входящий в формулу расчета компонент, отражающий приток пластового флюида к скважине в горизонтальной плоскости.

Исходя из этого, наиболее точной формулой для определения продуктивности БГС является формула Джоши-Экономидеса, которая с помощью коэффициента анизотропии проницаемости учитывает приток пластового флюида к скважине в вертикальной плоскости [9,14].

На первом этапе проводим расчет дебита и коэффициента продуктивности БГС без учета потерь давления на трение по модели Джоши–Экономидеса (1) для установившегося притока и после этого согласно полученным результатам осуществляется сравнение:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{пл} - P_з)}{142,2 \cdot \mu \cdot b_n \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{\beta \cdot h}{L} \cdot \ln \left(\frac{\beta \cdot h}{r_c \cdot (\beta + 1)} \right) + s \right]} \quad (1)$$

$$a = \frac{L}{2} \cdot \sqrt{0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2 \cdot R_K}{L} \right)^4}} \quad (2)$$

Коэффициент продуктивности скважины определяется по следующей формуле:

$$K = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{142,2 \cdot \mu \cdot b_n \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{\beta \cdot h}{L} \cdot \ln \left(\frac{\beta \cdot h}{r_c \cdot (\beta + 1)} \right) + s \right]} \quad (3)$$

где μ – динамическая вязкость нефти, Па·с;

b_n – объемный коэффициент нефти;

k – проницаемость пласта, m^2 ;
 $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;
 P_3 – забойное давление, МПа;
 $(P_{пл}-P_3)$ – депрессия на пласт;
 a – большая полуось эллипса дренирования (площади дренирования скважины), м;
 L – длина горизонтальной части ствола, м;
 R_k – радиус контура питания, м;
 h – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;
 r_c – радиус скважины, м;
 $\beta = \sqrt{k_H/k_V}$ – параметр анизотропии проницаемости, k_H, k_V – проницаемости в горизонтальном и вертикальном направлениях соответственно;
 S – скин-фактор;
 J – коэффициент продуктивности скважины с БГС.

Так же для сравнения рассчитываем дебит и коэффициент продуктивности вертикальной скважины по следующим формулам.

Для расчета дебита вертикальной скважины используем формулу Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi hk(P_{пл}-P_3)}{\mu b_H \left[\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right) + s \right]} \quad (4)$$

Коэффициент продуктивности вертикальной скважины:

$$K = \frac{Q}{(P_{пл}-P_3)} = \frac{2\pi hk}{\mu b_H \left[\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right) + s \right]} \quad (5)$$

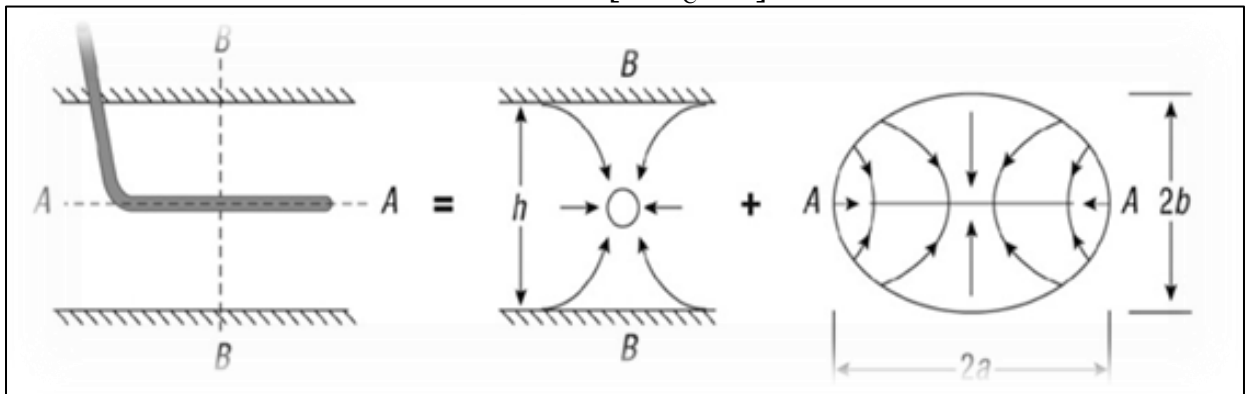


Рис.. 5 - Контур питания горизонтального участка скважины

Проведем примерный расчет для скважины № 39 и в зависимости от полученных результатов смотрим эффективность резки боковых стволов с горизонтальным окончанием.

Дебит вертикальной скважины №1207 получаем:

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 3,9 \cdot 0,0017 \cdot 10^{-12} \cdot (26,2 - 3,9) \cdot 844,9 \cdot 86400}{2,66 \cdot 10^{-3} \cdot 1,0852 \cdot \left[\ln \left(\frac{600}{0,1} \right) + 0,9 \right]} = 24,45 \frac{т}{сут}$$

Коэффициент продуктивности вертикальной скважины:

$$K = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 3,9 \cdot 0,0017 \cdot 10^{-12}}{2,66 \cdot 10^{-3} \cdot 1,0852 \cdot \left[\ln \left(\frac{600}{0,1} \right) + 0,9 \right]} = 15,02 \frac{т}{сут \cdot МПа}$$

Теперь проводим расчёт бокового ствола с горизонтальным окончанием для $L=300$ м для скважины №30.

$$a = \frac{300}{2} \cdot \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2 \cdot 600}{300}\right)^4}} = 609,447$$

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{пл} - P_3)}{142,2 \cdot \mu \cdot b_H \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{\beta \cdot h}{L} \cdot \ln \left(\frac{\beta \cdot h}{r_c (\beta + 1)} \right) + s \right]}$$

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 4,2 \cdot 0,0017 \cdot 10^{-12} \cdot (26,2 - 3,9) \cdot 844,9 \cdot 86400 \cdot 10^6}{142,2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-3} \cdot 1,0852 \cdot \left[\ln \left(\frac{609,447 + \sqrt{609,447^2 - \left(\frac{300}{2}\right)^2}}{\frac{300}{2}} \right) + \frac{2 \cdot 4,2}{300} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 4,2}{0,1 \cdot (2+1)} \right) + 0,9 \right]}$$

$$Q = 72,99 \text{ т/сут}$$

$$K = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 4,2 \cdot 0,0017 \cdot 10^{-12}}{142,2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-3} \cdot 1,0852 \cdot \left[\ln \left(\frac{609,447 + \sqrt{609,447^2 - \left(\frac{300}{2}\right)^2}}{\frac{300}{2}} \right) + \frac{2 \cdot 4,2}{300} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 4,2}{0,1 \cdot (2+1)} \right) + 0,9 \right]}$$

$$K = 18,01 \frac{\text{т}}{\text{сут} \cdot \text{МПа}}$$

Как показывают приведенные выше расчеты, дебит скважины №30 с горизонтальным стволом, пробуренным на пласт Т1 выше, чем дебит горизонтальной скважины.

Следовательно, можно заключить, что преимуществами горизонтальных скважин при сравнении их с вертикальными, являются:

- возможность снизить общее количество скважин на всем месторождении;
- рост коэффициента нефтеизвлечения за счет организации оптимальной системы разработки;
- повышение дебита добывающих скважин вследствие роста поверхности зоны, через которую осуществляется фильтрация и увеличение площади зоны дренирования;
- уменьшение удельных капитальных вложений, которые обусловлены временем бурения, наличием осложнений, поломкой бурового инструмента;

Таким образом, использование только одной многоствольной скважины с горизонтальными окончаниями стволов позволит ввести в эксплуатацию не охваченные разработкой пласты, провести комплекс ГИС, выполнить совместную добычу нефти с нескольких пластов. Бурение одной скважины на несколько пластов снижает затраты на бурение и эксплуатацию в сравнении с использованием двух скважин.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Васильев В.В., Шарафутдинов Э.Р.* (отв. исп.). Технологический проект разработки Пронькинского газонефтяного месторождения Оренбургской области. – Тюмень, ООО «ТННЦ», 2013.
2. *Бабушкина А.Н., Шумилина М.В.* (отв. исп.). Пересчет запасов нефти и ТЭО КИН Пронькинского месторождения Оренбургской области. – Тюмень, ООО «ТННЦ», 2008.

ВЛИЯНИЕ СТУПЕНЧАТОГО УВЕЛИЧЕНИЯ ТЕМПОВ ЗАВОДНЕНИЯ ПЛАСТА НА ДОБЫЧУ НЕФТИ ПОСЛЕ ЗАКАЧКИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНО СФОРМИРОВАННЫХ ГЕЛЕВЫХ ЧАСТИЦ

Э.Ф.Велиев

*НИПИ «Нефтегаз», SOCAR,
Баку, Азербайджан,
Elchinf.veliyev@socar.az*

Аннотация

Большинство нефтяных месторождений на сегодняшний день находятся на поздней стадии разработки, что естественно сопровождается увеличением обводненности и себестоимости добываемой продукции, а также неизбежным падением темпов добычи нефти. Все вышеперечисленные факторы увеличивают гетерогенность резервуара и в этой связи методы выравнивания профиля приемистости скважины и фронта вытеснения нефти приобретают особую актуальность. Предварительно сформированные гелевые частицы (PPG) широко применялись в последние десятилетия для решения подобного рода задач преимущественно на месторождениях, где основным методом увеличения нефтедобычи является заводнение. В представленной работе предложена композиция предварительно сформированных частиц. Рассмотрены такие вязкоупругие свойства гелей как комплексная вязкость, модули упругости и потерь. На примере насыпных моделей пласта было изучено влияние ступенчатого увеличения темпов заводнения после закачки PPG.

Ключевые слова: *Предварительно сформированные гелевые частицы, Азери Чираг Гюнешли, пористость, проницаемость, набухаемость*

Введение

Большинство нефтяных месторождений на сегодняшний день находятся на поздней стадии разработки, что естественно сопровождается увеличением обводненности и себестоимости добываемой продукции, а также неизбежным падением темпов добычи нефти. Все вышеперечисленные факторы увеличивают гетерогенность резервуара и в этой связи методы выравнивания профиля приемистости скважины и фронта вытеснения нефти приобретают особую актуальность [1-4]. Предварительно сформированные гелевые частицы (PPG) широко применялись в последние десятилетия для решения подобного рода задач преимущественно на месторождениях, где основным методом увеличения нефтедобычи является заводнение. Так помимо неизбежного образования водонасыщенных участков пласта, зачастую не менее неизбежно образование высокопроницаемых каналов, вызванных многолетним вымыванием пород.

PPG представляет собой полимерный материал, обладающий трехмерной структурой с высокой водопоглощающей и водоудерживающей способностью [5-8]. Подобные свойства значительно увеличить охват и эффективность вытеснения [9-11].

Накопленный опыт практического внедрения технологии закачки предварительно сформированных гелевых частиц позволяет с уверенностью утверждать, что при должном подборе состава и свойств данной гелевой системы можно значительно уменьшить, не только объем водопритоков, но и увеличить коэффициент вытеснения нефти и как следствие нефтедобычу [12,13]. Отсутствие токсичности применяемых материалов и возможность использования вод с различной минерализацией в качестве несущего и вытесняющих агентов, а также использование стандартной для нагнетающих скважин

обязки оборудования являются дополнительными, но не менее важными плюсами применения данного метода.

Первый успешный крупномасштабный проект по внедрению был осуществлен на нефтяном месторождении Жонгуан, Китай в 1991г. Уже в 1999 г. Ли с соавт. публикуют работу описывающую различные составы PPG набухающие в широком диапазоне температур от 20 до 100⁰С демонстрирующие высокую термоустойчивость и водоудерживающие способности в течении 12 месяцев [14].

Несмотря на высокий изоляционный эффект при использовании PPG, данная гелевая система ввиду хороших фильтрационных показателей в пористой среде, достаточно успешно может применяться и для изменения направлений фильтрационных потоков в пласте [15]. В последнее десятилетие опубликован ряд работ, посвященных комбинированной с поверхностно активными веществами закачки PPG [16-18].

Увеличение темпов заводнения на высоко обводненных месторождениях, по не которым оценочным данным может привести к увеличению коэффициента извлечения нефти практически на 20%. В представленной работе рассмотрено влияние ступенчатого увеличения темпов заводнения после закачки PPG на примере гетерогенной модели пористой среды.

Методология

Предварительно сформированные гелевые частицы были синтезированы с использованием следующих химических реагентов: мономер акриламида, поливинилпирролидон, акриловую кислота, азот и дистиллированная вода. Ввиду того, что данный состав находится на рассмотрении в патентном ведомстве, привести более детальное описание процесса синтеза на момент публикации не представляется возможным.

В исследованиях применялись образцы нефти с месторождения Азери – Чираг – Гюнешли (АЧГ) и синтетическая морская вода. Табл.1,2

Таблица 1. Свойства сырой нефти с месторождения Азери- Чираг- Гюнешли

Вязкость в пластовых условиях	Вязкость при атмосферных условиях	Плотность
0,96 мПа*с	4 мПа*с	705 кг/м ³

Таблица 2. Состав синтетической морской воды

Состав воды	Единица измерения	Синтетическая морская вода
pH		8,03
CO ₃ ²⁻	млн ⁻¹	10.8
HCO ₃ ⁻	млн ⁻¹	212.3
OH ⁻	млн ⁻¹	0
Cl ⁻	млн ⁻¹	5642
Ca ²⁺	млн ⁻¹	335.8
Mg ²⁺	млн ⁻¹	743.4
SO ₄ ²⁻	млн ⁻¹	3494.2
K ⁺ +Na ⁺	млн ⁻¹	3624.8
TDS	млн ⁻¹	14063.3

Определение степени набухаемости PPG в морской воде

Степень набухаемости PPG измерялась методом, описанным в работе Янга [19]. Суть метода заключается в измерении увеличении объема образцов геля помещенных в 100 мл мерный цилиндр находящихся в водяной бане для поддержания стабильной температуры. Измерения проводились при температуре в 62 °С. прим. (пластовая температура месторождения АЧГ) Степень набухания определялась при достижении гелем стабильного объема и отсутствию его дальнейшего увеличения, как отношение конечного объема к первоначальному выраженное в процентах и вычисляемое по формуле (1).

$$R = \frac{V_t}{V_0} \times 100\%$$

где R является степенью набухаемостью; V_0 и V_t являются объемом до и после набухания образца соответственно.

Реология

Реологические измерения проводились на ротационном вискозиметре Physica MCR 301 (Anton Paar, Австрия) при температуре в 62 °С и скоростях сдвига в интервале от 0.1 до 100 s⁻¹ согласно стандартной процедуре проведения испытаний.

Методика подготовки и проведения экспериментов на насыпных моделях пласта

Схема экспериментальной установки приведена на рис. 1. Основные параметры насыпных моделей использованных при испытании приведены в таблице 3.

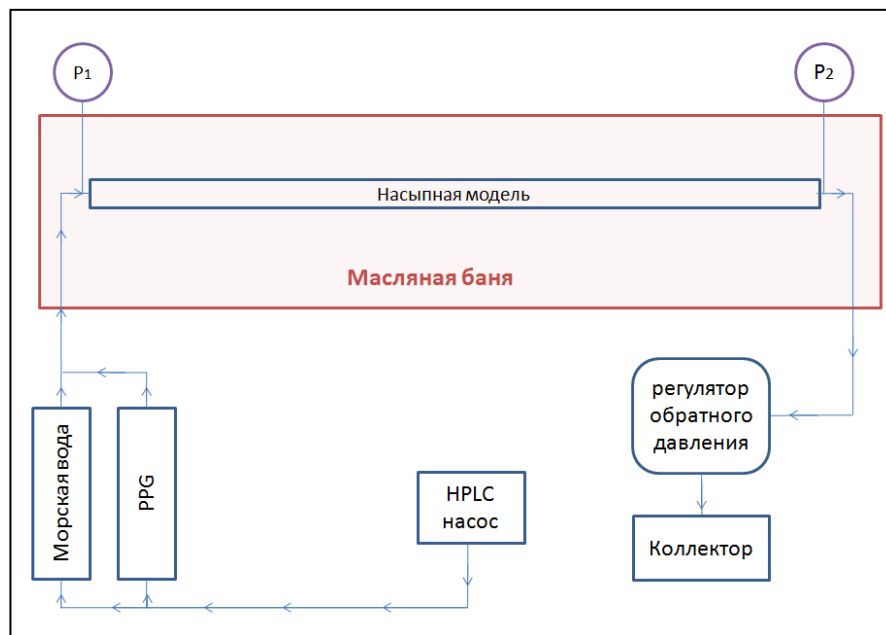


Рис. 1. Схема экспериментальной установки вытеснения

Таблица 3. Параметры насыпных моделей

Насыпная модель	Тип	Проницаемость	Фракция песка
A1	однородный	3,45 Д	75-90 мкм
A2	однородный	1,32 Д	63-75 мкм
A3	неоднородный 2:1	2,3 Д : 1,15 Д	63-90 мкм
A4	неоднородный 4:1	2,18 Д : 0,58 Д	45-90 мкм

Процедура проведения испытаний:

1. После подготовки пористой модели пласта с помощью вакуумного насоса был предварительно выкачан воздух для обеспечения полного насыщения водой исследуемого образца.

2. Пористость модели была измерена с помощью метода взвешивания, заключающегося в измерении разности веса модели до и после насыщения. Впоследствии по закону Дарси определялась проницаемость модели по воде.

3. Для моделирования остаточной водонасыщенности при возрастающих значениях расхода насоса закачивалась нефть до получения на выходе из модели не менее 98% фильтрата нефти.

4. Остаточная нефтенасыщенность моделировалась закачкой морской воды до получения на выходе не менее 98% фильтрата морской воды.

5. Далее производилась закачка раствора PPG при скорости 0.5 мл/минут до получения на выходе из модели не менее 98% фильтрата PPG

6. На заключительном этапе испытаний производилась закачка морской воды при ступенчато возрастающих значениях расхода насоса от 0,5 до 1.5 мл/минуту.

Результаты

Набухаемость PPG

Результаты испытаний набухаемости PPG приведены на Рис. 2. Как видно из рис. 2. коэффициент набухания значительно увеличивается на ранней стадии с последующим уменьшением темпов набухания до полной стабилизации процесса по истечению 40 часов. Наиболее активно процесс протекает в первые 24 часа. За первые 5 ч в независимости от концентрации образцы показали практически идентичную степень набухания. При концентрации PPG в 1000 мг/л, образец увеличился в объеме на 23 раза за 40 часа. При концентрации PPG в 1250 мг/л увеличение в объеме незначительно отличается от предыдущего образца и составляет 23,5 раза, но за менее продолжительный период в 30ч. При дальнейшем увеличении концентрации PPG до 1500 мг/литр напротив наблюдалось ухудшение данных показателей, так увеличение объема образца составило 22,7 раза за 40 часа. Именно данные последнего образца были приняты как индукционный период для набухаемости PPG.

Таким образом, концентрация в 1250 мг/л была принята как наиболее оптимальная с точки зрения индукционного периода и полученных результатов.

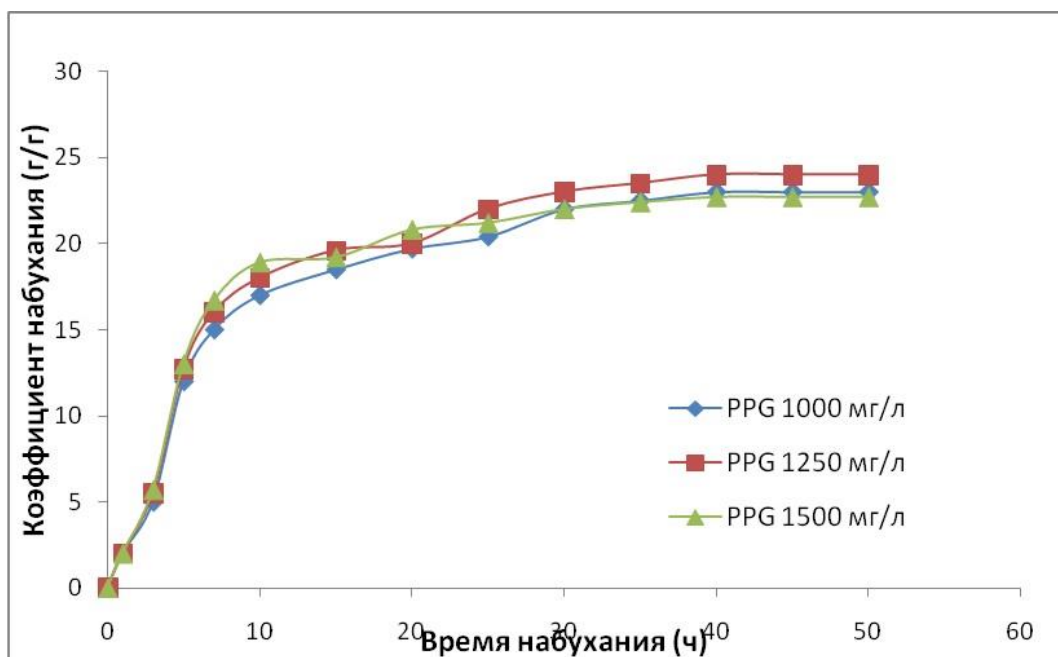


Рис. 2. Результаты испытаний набухаемости PPG.

Реологические свойства PPG

На рис.3 представлено сравнение вязкостей верхних и нижних слоев гелевых образцов для различных концентраций растворов PPG. С увеличением скорости сдвига во всех исследуемых образцах вне зависимости от исследуемого слоя раствора наблюдалось уменьшение вязкости.

Увеличение концентрации раствора напротив закономерно приводило к увеличению вязкости, при этом значение вязкости верхних слоев было меньше по сравнению с нижними слоями.

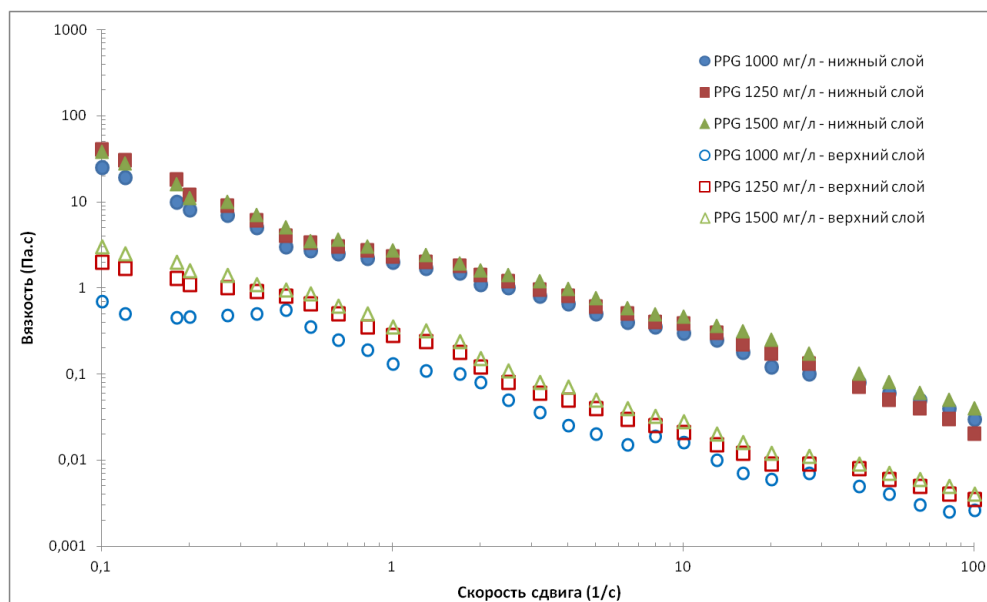


Рис. 3. Зависимость вязкости от концентрации раствора PPG

Динамический модуль упругости (storage modulus) больше модуля потерь (loss modulus) для нижнего слоя раствора вне зависимости от концентрации раствора, при этом модуль эластичности с увеличением концентрации раствора также увеличивается (рис 4).

Так при увеличении концентрации раствора с 1000 мг/л до 1250 мг/л, модуль упругости увеличился с 6,39 Па до 13,7 Па, а при увеличении концентрации до 1500 мг/л значение модуля упругости составило 24,9 Па. Механизм данного явления по всей видимости обусловлен увеличением агломерации частиц с увеличением концентрации.

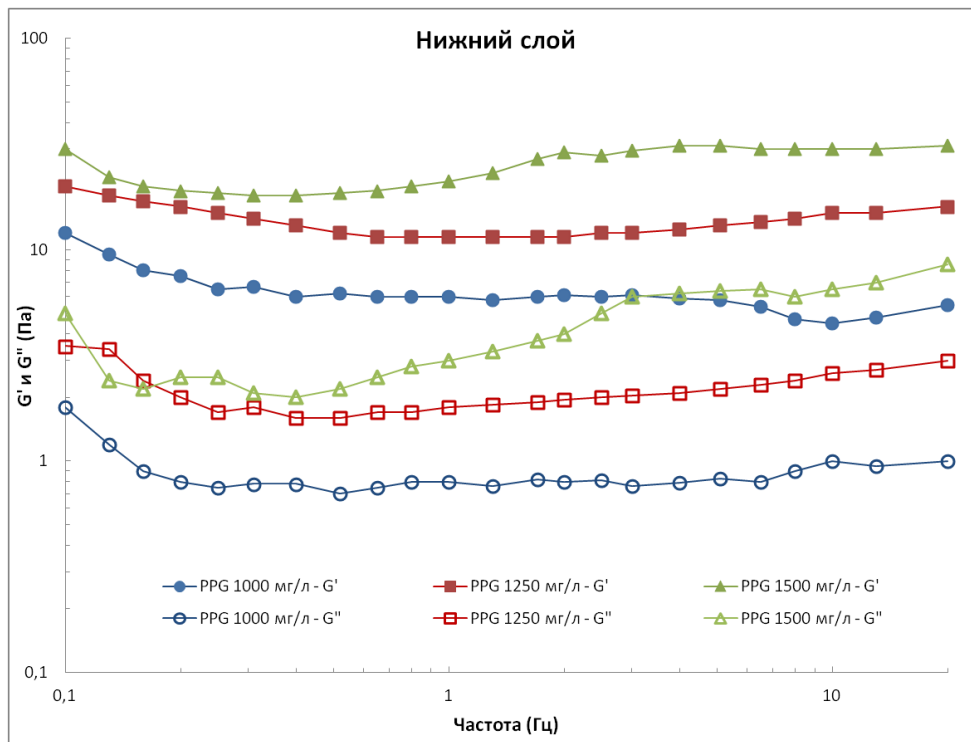


Рис.4. Вязкоупругость нижнего слоя раствора PPG

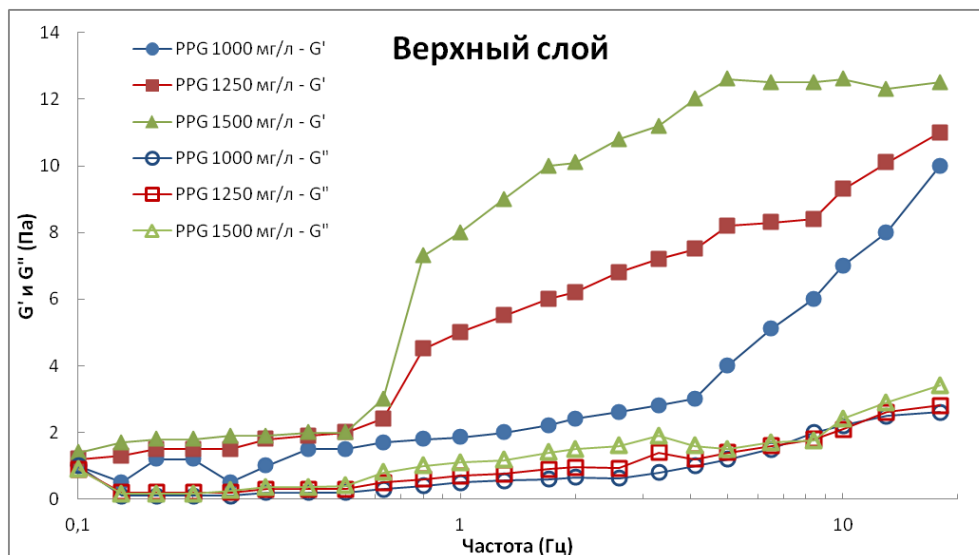


Рис. 5. Вязкоупругость верхнего слоя раствора PPG

Влияние ступенчатого увеличения заводнения после закачки раствора PPG

На основе полученных результатов исследований раствор с концентрацией в 1200 мг/л был отобран для проведения испытаний на насыпной модели пласта. Модели А1-А2 и А3-А4 использовались для моделирования гомогенной и неоднородной пористой среды соответственно.

На Рис. 8 и Рис. 9, отметки: (①, ②, ③, ④, ⑤), указывают на расход насоса в период проведения испытаний и соответствуют следующим значениям 0,5, 0,75, 1, 1,25, 1,5 мл/мин. соответственно. Следует отметить, что с увеличением скорости закачки, температуры и проницаемости пласта уменьшается значение удержания полимера пористой средой.

Модель однородной пористой среды.

На рис.6 представлены кривые отображающие результаты испытаний на однородных моделях пласта. показывают в Таблицах 4 и 5. Эксперимент проведенной на модели А1 показал следующие значения КИН:

1. 51,2 % при первичном заводнении
2. 69,1 % при закачке РРГ при скорости закачки в 0,5 мл/мин
3. 84 % при последующем ступенчатом увеличении скорости закачки

Таким образом применение ступенчатого увеличения скорости закачки привело к практически 6,68% увеличению КИН, для образца А2 этот показатель составил 10,1%. Механизм данного явления по всей видимости связан с вязко-упругими свойствами частиц геля, позволяющие им деформироваться в размерах и проникать в неохваченные вытеснением участки модели.

Таблица 4. КИН проведенных экспериментов

Эксперимент	Проницаемость	КИН первичного заводнения	КИН закачки РРГ	Конечный КИН
A1	3,45 Д	51,2	69,1	84
A2	1,32 Д	42,4	57,8	76

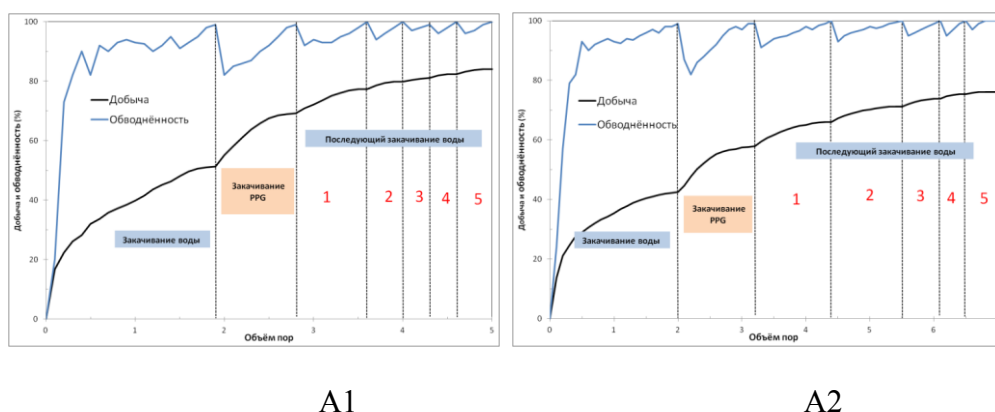


Рис. 6. Ступенчатое увеличение темпов заводнения в однородной пористой среде

Таблица 5. Результаты ступенчатого увеличения скорости закачки

Скорость закачки	0,5	0,75	1	1,25	1,5
КИН для А1	77,32	79,82	81,07	82,33	84
КИН для А2	65,99	71,21	73,77	75,31	76

В модели А1 с проницаемостью в 3,45 Д не наблюдалось значительного увеличения давления закачки по сравнению с моделью А2, причиной является по всей видимости большие диаметры поровых каналов в модели с высокой проницаемостью.

Данный результат был вполне предсказуем и закономерен. Однако в модели А2 с увеличением скорости закачки наблюдалось уменьшение давления закачки, что подтверждает выше изложенный механизм вытеснения, основанный на эластичности гелевых частиц. Так с увеличением, давления закачки частицы геля деформируются в размерах, что позволяет им продавливаться сквозь узкие поровые каналы, закупоренные ими при более низких значениях дифференциального давления.

Модель неоднородной пористой среды.

На рис.10 представлены схематическое изображение неоднородной модели пласта. Отношение проницаемости в используемых моделях А3 и А4 составляло: 2:1 и 4:1 соответственно. Полученные результаты испытаний представлены на Рис. 8,9 и в Табл.7

Испытания, проводимые на обоих образцах, показали достаточно быстрый рост обводненности фильтрата. Так для модели А3 75% обводненность была уже достигнута при закачке 0,35 поровых объемов гелевого раствора, а для модели А4 и вовсе после закачки 0,2 поровых объемов. Полученные результаты вполне закономерны, в виду высокой пористой неоднородности модели А4.

Эксперимент проведенной на модели А4 показал следующие значения КИН:

1. 58,53 % при первичном заводнении
2. 68,82 % при закачке PPG (скорости закачки в 0,5 мл/мин)
3. 71,28 % при последующем ступенчатом увеличении скорости закачки

Таким образом, ступенчатое увеличение скоростей закачки продемонстрировало себя как достаточно эффективный инструмент и при испытаниях на гетерогенной модели пласта.

Таблица 6. Результаты ступенчатого увеличения скорости закачки

Эксперимент	КИН первичного заводнение	КИН закачки PPG	КИН последующего заводнение	Конечный КИН
А3	54,3	57,7	59,58	62
А4	58,53	68,82	71,28	73

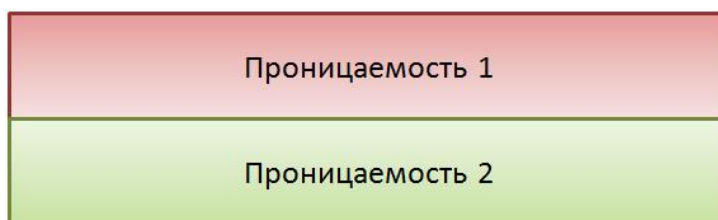


Рис.7. Схематическое изображение неоднородной модели пласта

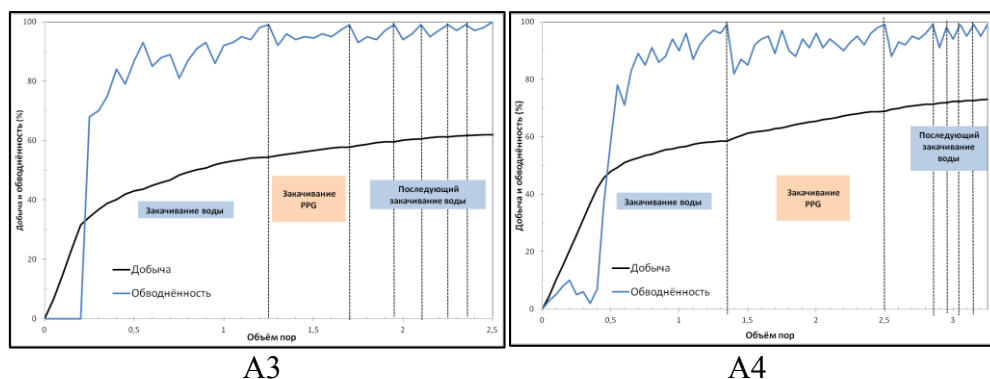


Рис.8. Ступенчатое увеличение темпов заводнения в неоднородной пористой среде

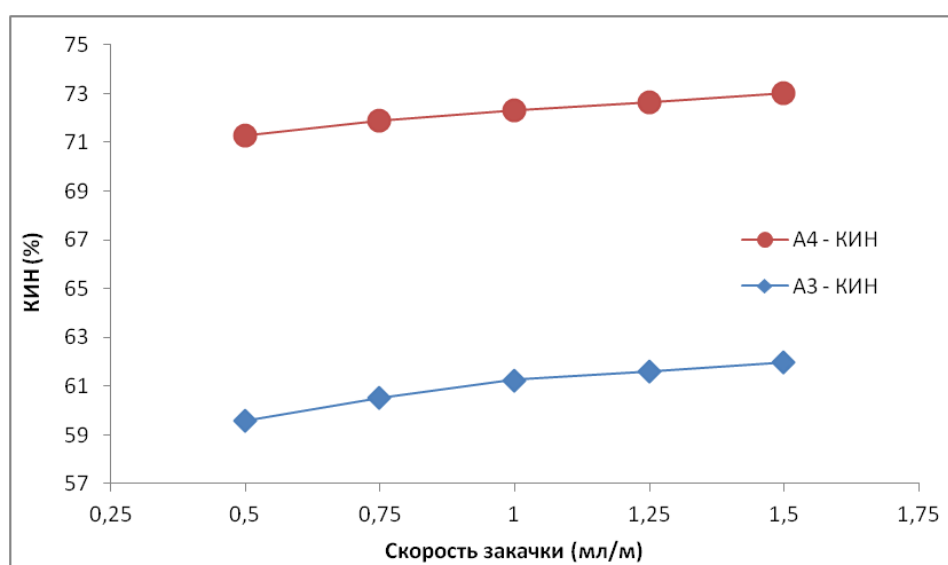


Рис.9. Соотношение КИН и скорости закачки

Заключения

- Процесс набухания гелевых частиц наиболее интенсивно протекает в первые 24 часа, при этом существуют незначительные отличия в реологических свойствах верхних и нижних слоев гелевого раствора.
- Предварительно сформированные гелевые частицы обладают способностью деформироваться в размерах, что в свою очередь позволяет им при увеличении дифференциального давления проходить через каналы малого диаметра, которые они при более низких значениях перепада давления закупоривали
- Ступенчатое увеличение скорости закачки приводит к увеличению КИН как в неоднородной, так и однородной пористой средах.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Baojun B., Yuxiang L., Xiang L. An Overview of Oil Well Water Plugging & Profile Control Technologies at Home and Abroad [J] //Fault-Block oil & Gas Field. – 1998. – Т. 1.
2. Sydansk R. D. et al. A newly developed chromium (III) gel technology //SPE Reservoir Engineering. – 1990. – Т. 5. – №. 03. – С. 346-352.

3. *Suleimanov B. A. et al.* Comparative analysis of the EOR mechanisms by using low salinity and low hardness alkaline water //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Т. 162. – С. 35-43.
4. *Hoskin D. H., Mitchell T. O., Shu P.* Gels for profile control in enhanced oil recovery under harsh conditions : пат. 4785028 США. – 1988.
5. *Bai B. et al.* Preformed particle gel for conformance control: factors affecting its properties and applications //SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2007. – Т. 10. – №. 04. – С. 415-422.
6. *Pritchett J. et al.* Field application of a new in-depth waterflood conformance improvement tool //SPE international improved oil recovery conference in Asia Pacific. – Society of Petroleum Engineers, 2003.
7. *Seright R. S. et al.* A comparison of different types of blocking agents //SPE European Formation Damage Conference. – Society of Petroleum Engineers, 1995.
8. *Joseph A. et al.* A review of water shutoff treatment strategies in oil fields //Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2010.
9. *Nagiyeva, N.V.* Colloidal Dispersion Gels for Align the Injectivity Profile of Injection Wells// *SOCAR Proceedings, 2, 67-77.* (2020).
10. *Veliyev, E. F.* Review of Modern In-Situ Fluid Diversion Technologies// *SOCAR Proceedings, 2, 50-66.* (2020).
11. *Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Azizagha A. A.* Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – С. 107411.
12. *Bai B., Wei M., Liu Y.* Injecting large volumes of preformed particle gel for water conformance control //Oil & Gas Science and Technology–Revue d'IFP Energies nouvelles. – 2012. – Т. 67. – №. 6. – С. 941-952.
13. *Zhang H. et al.* Preformed particle gel transport through open fractures and its effect on water flow //SPE Improved Oil Recovery Symposium. – Society of Petroleum Engineers, 2010.
14. *Li Y. et al.* Research of expansion grain chemical for water shutoff and profile control //Oil Drilling & Production Technology. – 1999. – Т. 21. – №. 3. – С. 65-68.
15. *Goudarzi A. et al.* A laboratory and simulation study of preformed particle gels for water conformance control //Fuel. – 2015. – Т. 140. – С. 502-513.
16. *Elsharafī M. O., Bai B.* Influence of strong preformed particle gels on low permeable formations in mature reservoirs //Petroleum Science. – 2016. – Т. 13. – №. 1. – С. 77-90.
17. *Sang Q. et al.* Enhanced oil recovery by branched-preformed particle gel injection in parallel-sandpack models //Fuel. – 2014. – Т. 136. – С. 295-306.
18. *Tongwa P., Bai B.* Degradable nanocomposite preformed particle gel for chemical enhanced oil recovery applications //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – Т. 124. – С. 35-45.
19. *Yang H. et al.* Synthesis and plugging behavior of fluorescent polymer microspheres as a kind of conformance control agent in reservoirs //RSC advances. – 2018. – Т. 8. – №. 19. – С. 10478-10488.

ГЕЛЕВАЯ КОМПОЗИЦИЯ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКОВ*А.Д. Шовгенов*

*Филиал компании Халлибуртон Интернэшнл ГмбХ
Москва, Российская Федерация,
e-mail: shovgenov@mail.ru*

Аннотация

Закачка гелей на основе частичного гидролизованного полиакриламида (ЧГПАА) с использованием неорганических сшивающих агентов зарекомендовала себя одним из лучших методов изоляции водопритоков и увеличения нефтеотдачи пласта. Частично гидролизованный полиакриламид формирует гелевую структуру в присутствии ионов трехвалентных металлов, таких как Cr^{3+} , Al^{3+} , выполняющих функцию сшивателя. В данном случае осуществляется последовательная закачка раствора полимера и сшивающего агента в пласт и гель образуется непосредственно в пласте. Многочисленные успешные примеры внедрения данной технологии для уменьшения обводненности добываемой продукции явились основой для разработки нового гелевого состава с учетом недостатков уже существующих. В работе представлены результаты лабораторных исследований на керновом материале с применением предложенного гелевого состава на основе частично гидролизованного полиакриламидного полимера и различных сшивающих агентов (прим. тиомочевина/ $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$).

Ключевые слова: *частично гидролизованный полиакриламид, Азери-Чыраг-Гунешли, сшиватель.*

Введение

Текущее состояние разработки большинства нефтяных месторождений характеризуется повышенной обводненностью добываемой продукции, как правило ввиду того, что подавляющее большинство находится на поздней стадии разработки [1, 2]. Избыточная обводненность добываемой нефти неизбежно приводит как к серьезным экономическим, так и эксплуатационным проблемам. Снижение уровня нефтедобычи, высокий уровень коррозии используемого как внутрискважинного, так и устьевого оборудования, образование стойких водо-нефтяных эмульсий является лишь небольшим примером из достаточно обширного списка проблем связанных с избыточной обводненностью скважинной продукции.

Учитывая вышеперечисленное, технологии по изоляции водопритоков приобретают особую значимость для исследователей. Несмотря на то, что в настоящее время уже имеется достаточно широкий ассортимент различных составов для проведения ремонтно-изоляционных работ по ограничению водопритока, до сих пор активно ведутся исследования по созданию новых и улучшению уже имеющихся составов, с целью повышения технического результата от их применения [3-10].

Для решения проблем с добычей воды используются многочисленные методы, варьирующиеся в достаточно широком диапазоне от установки цементных мостов пробки и цементирования под давлением, до более сложных схем, включающих одновременно – раздельную эксплуатацию пластов, горизонтальное бурение и также комбинирование различных методов. Каждый из методов, естественно, обладает своим набором преимуществ и недостатков. Так один из самых простых с технологической точки зрения методов, основанный на закачке цементного раствора, практически не обладает селективностью воздействия и зачастую блокирует не только водоносные участки пласта, но и нефтеносные. Применение цементных растворов на нефтяной основе, созданных с целью предотвращения именно этой проблемы, позволяет частично избежать вышеизложенной ситуации. Применение дорогостоящего скважинного оборудования или

внедрение сложных эксплуатационных технологий хоть и является достаточно эффективным способом применяется не часто.

В данном случае список ограничений по внедрению технологии включает в себя более широкий спектр причин от геологического строения месторождения до наличия высококвалифицированных специалистов. Таким образом, методы изоляции водопритоков на основе закачки химических реагентов на сегодняшний день составляют лидирующее большинство. Количество применяемых с этой целью составов очень разнообразно: смолы, полимеры, осадкообразующие композиции, цементные растворы и тд. В особую группу следует выделить гели [10-17]. Многие исследователи закономерно считают их применение одним из наиболее эффективных химических методов для проведения ремонтно-изоляционных работ в добывающих скважинах. Полимерные гелевые системы как правило двухкомпонентные и состоят из водорастворимого полимера и сшивающего агента [17-25]. (прим. органического или неорганического).

Первоначально гелевый раствор обладает малой вязкостью, что обеспечивает высокую фильтрационную способность и проникновение в высокообводненные участки вдали от ствола скважины. После определенного промежутка времени происходит резкое возрастание кинематической вязкости до загустевания системы, т.е. раствор резко теряет текучесть и превращается в гель. Образовавшийся в пласте гелевый экран успешно блокирует обводненные интервалы пласта, ограничивая поступление воды в добывающую скважину [25-45].

Однако, следует отметить, что большинство известных к настоящему времени гелеобразующих водоизоляционных составов обладают рядом недостатков, среди которых: низкая проникающая способность в пласт, нестабильность в пластовых условиях, токсичность и высокая стоимость.

В работе предложена гелевая система на основе частично гидролизованного полиакриламида. В качестве сшивающего агента применялось соединение на основе бихромата калия и тиомочевины, обеспечивающая окислительно-восстановительную систему для получения широкого диапазона времени гелеобразования. Регулируемое время гелеобразования позволяет применять данный состав как для околоскважинных обработок, так и в качестве потоко-отклоняющего агента в глубинных зонах пласта.

Методология

Синтез гелевого состава

Раствор частично гидролизованного полиакриламида готовили в рассоле, содержащем 200 млн^{-1} хлорида натрия, при постоянном перемешивании на магнитной мешалке до получения однородной консистенции с последующей выдержкой в комнатной температуре в течение 24 часов. Далее полученный раствор смешивали при заданном соотношении компонентов с раствором сшивателя для получения геля при постоянном перемешивании на магнитной мешалке. рН среды регулировался посредством растворов NaOH и HCl.

Исследования на керновом материале

Исследования эффективности предложенного гелеобразующего состава для изоляции водопритоков проводились на керновом материале, отобранном с месторождения Азери-Чыраг-Гунешли, Азербайджан (АЧГ) [46]. Тестирование проводилось согласно следующей процедуре: после установки исследуемых образцов в кернодержатель в условиях пластовой температуры и давления, образец насыщался синтетической морской водой. После установления стационарного режима вытеснения определялась проницаемость образца. Далее при расходе в $0,2 \text{ мл/мин}$ в рассчитанном объеме закачивались гели. Образец, насыщенный гелевым раствором, выдерживался в стационарном положении в течение 5 дней при пластовой температуре (62°C) для полного набухания гелевых частиц. По прошествии индукционного периода вновь закачивалась синтетическая морская вода для измерения снижения проницаемости.

Таблица 1. Основные показатели месторождения "Гюнешли"

Вязкость АРІ	Вязкость нефти в пластовых условиях, сП	Вязкость нефти при температуре 20 °С, сР	Нефтенасыщенность, %	Тип коллектора	Давление насыщения, МПа
32	0.96	4	78	песчаник	23.3
Мощность пласта, м	Средняя проницаемость, мД	Средняя пористость, %	Средняя глубина, м	Температура, °С	Текущее давление пласта, МПа
66.5	195	27	2900	62	16

Таблица 2. Данные образцов керна

Образец №	Проницаемость, мД	Пористость, %	Длина, см	Диаметр, см
1	195	24	20.694	7.712

Таблица 3. Состав синтетической морской воды

Название	Плотность, 20°С, кг/м ³	Na ⁺ K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cr	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	RCOO ⁻	НВ ₄ О ₇
Синтетическая морская вода	1008.7	33.20	4.22	12.58	33.87	14.73	0.8	0.37	0.17	0.05

Результаты

Предложенный гелевый состав обладает регулируемым временем гелеобразования, позволяющим подобрать практически любые временные интервалы в зависимости от условий внедрения. Время гелеобразования контролируется путем варьирования концентраций полимера и сшивающего агента. Влияние концентрации сшивающего агента на время гелеобразование показано в Таблице 1.

Как видно из полученных результатов существует прямая зависимость между концентрацией сшивателя и временем гелеобразования, то есть при уменьшении концентрации сшивающего агента скорость гелеобразования снижается, а при увеличении, наоборот, повышается. Механизм действия сшивателя основан на том, что бихромат калия и тиомочевина образуют сложную структуры с карбоксилатными группами частично гидролизованного полиакриламида формируя трехмерные гелевые сетки.

Концентрация полимера так же оказывает значительное влияние на физические свойства геля и время гелеобразования. Рис. 1 Табл.4-6. Однако, в данном случае зависимость является обратной, так при уменьшении концентрации полимера, время гелеобразования увеличивается. Данный эффект, по всей видимости, связан с уменьшением количества точек сшивания в растворе.

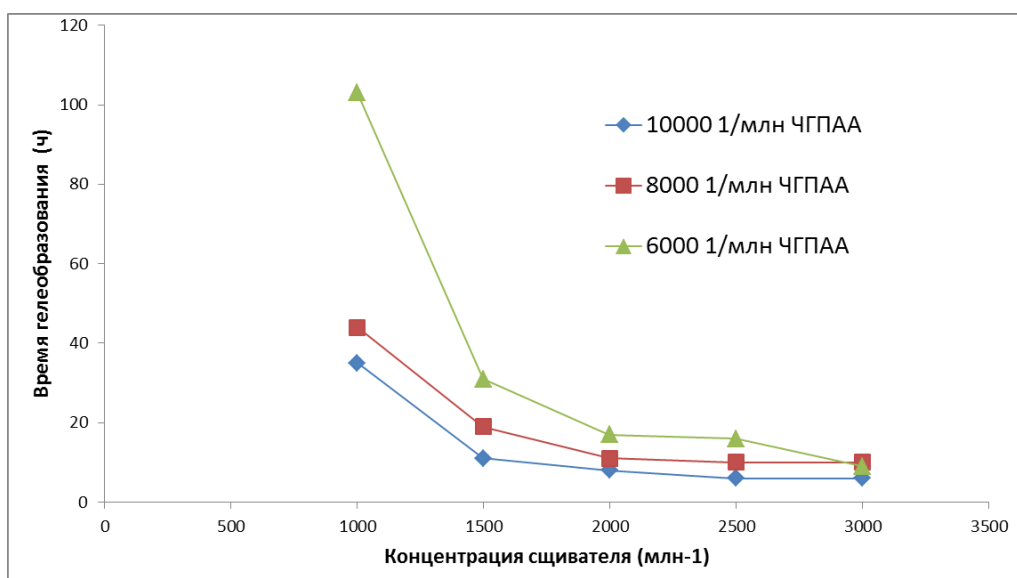


Рис. 1. Влияние концентрации сшивающего агента на время гелеобразования.

Таблица 4. Влияние концентрации сшивающего агента на время гелеобразования 10000 млн⁻¹ ЧГПАА при 70 °С.

Концентрация полимера (млн ⁻¹)	Концентрация сшивателя (млн ⁻¹)		Концентрация рассола (млн ⁻¹)	рН	Время гелеобразования (ч)
	K ₂ Cr ₂ O ₇ /Тиомочевина				
10000	3000		10000	6.9	6
10000	2500		10000	7.0	6
10000	2000		10000	7.1	8
10000	1500		10000	7.2	11
10000	1000		10000	7.4	35

Таблица 5. Влияние концентрации сшивающего агента на время гелеобразования 8000 млн⁻¹ ЧГПАА при 70 °С.

Концентрация полимера (млн ⁻¹)	Концентрация сшивателя (млн ⁻¹)		Концентрация рассола (млн ⁻¹)	рН	Время гелеобразования (ч)
	K ₂ Cr ₂ O ₇ /Тиомочевина				
8000	3000		10000	6.7	10
8000	2500		10000	6.8	10
8000	2000		10000	6.9	11
8000	1500		10000	7.0	19
8000	1000		10000	7.2	44

Таблица 6. Влияние концентрации сшивающего агента на время гелеобразования 6000млн⁻¹ ЧГПАА при 70 °С.

Концентрация полимера (млн ⁻¹)	Концентрация сшивателя (млн ⁻¹)	Концентрация рассола (млн ⁻¹)	рН	Время гелеобразования (ч)
	К ₂ Сг ₂ О ₇ Тиомочевина			
6000	3000	10000	6.7	9
6000	2500	10000	6.8	16
6000	2000	10000	6.9	17
6000	1500	10000	7.0	31
6000	1000	10000	7.1	103

Результаты экспериментов проведенных на керновом материале представлены в Таблице 7-8. Пористость образца керна составила 24%, а начальная проницаемость 195 мД. После выдержки индукционного периода производилась закачка синтетической морской воды для определения снижения проницаемости, и как следствие, фактора остаточного сопротивления. Проницаемость снизилась до 35,2 мД, то есть практически на 82%. Таким образом, полученная гелевая система является достаточно эффективным агентом для снижения обводненности добываемой продукции и перекрытия водонасыщенных зон пласта.

Таблица 7. Состав гелеобразующего раствора для исследований в керне АЧГ

Компоненты	Ед. изм	Концентрация
ЧГПАА	млн ⁻¹	8000
Рассол	млн ⁻¹	20000
К ₂ Сг ₂ О ₇	млн ⁻¹	4000
Тиомочевина	млн ⁻¹	4000

Таблица 8. Влияние гелеобразующего раствора на проницаемость образец керна АЧГ

№	Параметры	Ед. изм	Полученные результаты
1	Пористость	%	20
2	Начальная проницаемость	мД	195
3	Проницаемость после гелеобразования	мД	35,2
4	Снижение проницаемости	%	82
5	Остаточный фактор сопротивления	-	5,5

Полученное значение фактора остаточного сопротивления и возможность регулировать время гелеобразования в широком диапазоне, позволяют рассматривать

данную систему не только в качестве водоизоляционного состава, но и как агента для изменения фильтрационных потоков в глубинных зонах пласта.

Выводы

По результатам проведенных исследований сделаны следующие выводы:

1. С увеличением концентрации сшивающих агентов или полимера время гелеобразования уменьшается.
2. Проницаемость образца керна АЧГ значительно снизилась после закачки гелевого раствора, что указывает эффективность данного состава для борьбы с обводненностью добываемой продукции на нефтяных месторождениях.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Sparlin D. D., Hagen R. W.* Controlling water in producing operations Part 1-- Where it comes from and the problems it causes //World Oil;(United States). – 1984. – Т. 198. – №. 4.
2. *Seright R. S. et al.* A strategy for attacking excess water production //SPE Production & Facilities. – 2003. – Т. 18. – №. 03. – С. 158-169.
3. *Nasr-El-Din H. A., Taylor K. C.* Evaluation of sodium silicate/urea gels used for water shut-off treatments //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2005. – Т. 48. – №. 3-4. – С. 141-160.
4. *Saxon A.* Keeping Water in its Place //Middle East Well Evaluation Review. – 1997. – Т. 19.
5. *Simjoo M.* Gel Polymer Performance for Reducing Water Cut in Producing Well : дис. – М. Sc. Thesis, Petroleum University of Technology, Ahwaz, IRAN, 2006.
6. *Veliyev E. F. et al.* Water shutoff using crosslinked polymer gels //SPE Annual Caspian Technical Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2019.
7. *Nagiyeva N.V.* Colloidal Dispersion Gels for Align the Injectivity Profile of Injection Wells// SOCAR PROCEEDINGS-2020.– №. 2 . – С. 67-77.
8. *Veliyev E. F.* Review of Modern In-Situ Fluid Diversion Technologies. // SOCAR PROCEEDINGS-2020.– №. 2. – С. 50-66.
9. *Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Azizagha A. A.* Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – С. 107411.
10. *Willhite G. P., Pancake R. E.* Controlling Water Production Using Gel Polymer System. – SPE/DOE SYMPOSIUM ON IMPROVED OIL RECOVERY, 2004.
11. *Sydansk R. D. et al.* A new conformance-improvement-treatment chromium (III) gel technology //SPE enhanced oil recovery symposium. – Society of Petroleum Engineers, 1988.
12. *Al-Dhafeeri A. M. et al.* High-permeability carbonate zones (super-k) in Ghawar field (Saudi Arabia): Identified, characterized, and evaluated for gel treatments //SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific. – Society of Petroleum Engineers, 2005.
13. *Suleimanov B. A. et al.* Screening evaluation of EOR methods based on fuzzy logic and bayesian inference mechanisms //SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2016.
14. *Suleimanov B. A. et al.* Compressive Strength of Polymer Nanogels Used for Enhanced Oil Recovery EOR //SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2016.
15. *Suleimanov B. A. et al.* Control of Displacement Front Uniformity by Fractal Dimensions //SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2017.
16. *Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Dyshin O. A.* Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR) //Petroleum Science and Technology. – 2015. – Т. 33. – №. 10. – С. 1133-1140.

17. *Suleimanov B. A., Veliyev E. F.* The effect of particle size distribution and the nano-sized additives on the quality of annulus isolation in well cementing //SOCAR PROCEEDINGS. – 2016. – №. 4. – С. 4-10.
18. *Ali E. et al.* Effective gas-shutoff treatments in a fractured carbonate field in Oman //SPE Production & Operations. – 2008. – Т. 23. – №. 01. – С. 14-23.
19. *Zolfaghari R. et al.* Preparation and characterization of nanocomposite hydrogels based on polyacrylamide for enhanced oil recovery applications //Journal of applied polymer science. – 2006. – Т. 100. – №. 3. – С. 2096-2103.
20. *VAFAEI S. M. et al.* LABORATORY STUDY OF GEL POLYMER TREATMENT FOR WATER SHUT OFF IN PRODUCING WELLS. – 2008.
21. *Simjoo M. et al.* Polyacrylamide gel polymer as water shut-off system: preparation and investigation of physical and chemical properties in one of the Iranian oil reservoirs conditions //Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering (IJCCE). – 2007. – Т. 26. – №. 4. – С. 99-108.
22. *Moradi-Araghi A.* A review of thermally stable gels for fluid diversion in petroleum production //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2000. – Т. 26. – №. 1-4. – С. 1-10.
23. *Green D. W. et al.* Enhanced oil recovery. – Richardson, TX : Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998. – Т. 6. – С. 143-154.
24. *Perez D. et al.* Applications of polymer gel for establishing zonal isolations and water shutoff in carbonate formations //SPE Drilling & Completion. – 2001. – Т. 16. – №. 03. – С. 182-189.
25. *Sydansk R. D. et al.* A new conformance-improvement-treatment chromium (III) gel technology //SPE enhanced oil recovery symposium. – Society of Petroleum Engineers, 1988.
26. *Vossoughi S.* Profile modification using in situ gelation technology—a review //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2000. – Т. 26. – №. 1-4. – С. 199-209.
27. *Sydansk R. D., Argabright P. A.* Conformance improvement in a subterranean hydrocarbon-bearing formation using a crosslinked polymer : пат. 4744419 США. – 1988.
28. *Seright R. S. et al.* Impact of gelation pH, rock permeability, and lithology on the performance of a monomer-based gel //SPE Reservoir Engineering. – 1993. – Т. 8. – №. 01. – С. 43-50.
29. *Taylor K. C., Nasr-El-Din H. A.* Water-soluble hydrophobically associating polymers for improved oil recovery: A literature review //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 1998. – Т. 19. – №. 3-4. – С. 265-280.
30. *Liu J. et al.* Rheology of gels used for conformance control in fractures //SPE Journal. – 2001. – Т. 6. – №. 02. – С. 120-125.
31. *Simjoo M. et al.* Polyacrylamide gel polymer as water shut-off system: preparation and investigation of physical and chemical properties in one of the Iranian oil reservoirs conditions //Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering (IJCCE). – 2007. – Т. 26. – №. 4. – С. 99-108.
32. *Abbasi F., Mirzadeh H., Simjoo M.* Hydrophilic interpenetrating polymer networks of poly (dimethyl siloxane) (PDMS) as biomaterial for cochlear implants //Journal of Biomaterials Science, Polymer Edition. – 2006. – Т. 17. – №. 3. – С. 341-355.
33. *Sharifpour E., Riazi M., Ayatollahi S.* Smart technique in water shutoff treatment for a layered reservoir through an engineered injection/production scheme //Industrial & Engineering Chemistry Research. – 2015. – Т. 54. – №. 44. – С. 11236-11246.
34. *Al-Muntasheri G. A., Nasr-El-Din H. A., Hussein I. A.* A rheological investigation of a high temperature organic gel used for water shut-off treatments //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2007. – Т. 59. – №. 1-2. – С. 73-83.
35. *Maerker J. M. et al.* Mechanical degradation of partially hydrolyzed polyacrylamide solutions in unconsolidated porous media //Society of Petroleum Engineers Journal. – 1976. – Т. 16. – №. 04. – С. 172-174.

36. *Marker J. M. et al.* Dependence of polymer retention on flow rate //Journal of Petroleum Technology. – 1973. – Т. 25. – №. 11. – С. 1,307-1,308.
37. *Maerker J. M. et al.* Shear degradation of partially hydrolyzed polyacrylamide solutions //Society of Petroleum Engineers Journal. – 1975. – Т. 15. – №. 04. – С. 311-322.
38. *McDaniel B. W. et al.* How Proppant Slugs and Viscous Gel Slugs Have Influenced the Success of Hydraulic Fracturing Applications //SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2001.
39. *Mody B. G. et al.* Proper application of crosslinked polymer decreases operating costs //Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. – Society of Petroleum Engineers, 1988.
40. *Needham R. B. et al.* Polymer flooding review //Journal of Petroleum Technology. – 1987. – Т. 39. – №. 12. – С. 1,503-1,507.
41. *Norman C. et al.* Improving volumetric sweep efficiency with polymer gels in the Cuyo Basin of Argentina //SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. – Society of Petroleum Engineers, 2006.
42. *Norman C. et al.* A review of over 100 polymer gel injection well conformance treatments in Argentina and Venezuela: Design, field implementation and evaluation //International Oil Conference and Exhibition in Mexico. – Society of Petroleum Engineers, 2006.
43. *Gogarty W. B. et al.* Mobility control with polymer solutions //Society of Petroleum Engineers Journal. – 1967. – Т. 7. – №. 02. – С. 161-173.
44. *Green D. W. et al.* Enhanced oil recovery. – Richardson, TX : Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998. – Т. 6. – С. 143-154.
45. Interstate Oil Compact Commission. Improved Oil Recovery. – Interstate Oil Compact Commission, 1983.
46. *Suleimanov B. A., Latifov Y.A., & Veliyev E. F.* Softened Water Application for Enhanced Oil Recovery// SOCAR PROCEEDINGS -2019. – №. 1. – С. 019-029.

УДК 665.62

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН УЭЦН ДУЛЬСИМЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.А. Зюзин, Н.Ю. Хохлова

*Самарский государственный технический университет
Самара, Российская Федерация,
zuuzin_1982@mail.ru*

Аннотация: в работе рассмотрены возникающие осложнения при добычи маловязкой нефти Дулисьминского НГКМ. Приведены основные методы борьбы с АСПО. Для комплексной борьбы было предложено внедрение НКТ с эмалированным покрытием.

Ключевые слова: нефть, ингибитор, парафин, насос

Как известно маловязкую нефть легче извлекать, но все же существуют осложнения при её добыче. Рассмотрим их на примере Дулисьминского месторождения расположенного в Восточной Сибири на севере Иркутской области. По состоянию на 01.05.19г. в эксплуатации Дулисьминского НГКМ находятся 106 добывающих скважин. Из них фонтанным способом эксплуатируется 33 скважин, механизированным – 73 скв. Среднесуточный дебит скважин составляет 32 тн/сут. Среднесуточная добыча нефти

составляет порядка 3270 тн. Текущая обводненность добываемой жидкости составляет около 4,5 %.

Нефть Дулисьминского НГКМ является малопарафинистой (до 2,2%), тем не менее, аномально низкая пластовая температура (до 32⁰ С), Рпл близкое к Рнас и высокий газовый фактор (на мех. фонде - до 400 м³/м³, на фонтанном фонде - до 1900 у нефтяных скважин, до 4500 у конденсатных) создают условия для интенсивного отложения парафинов, гидратов и их смесей на стенках глубинно-насосного и наземного оборудования. Проблема отложений в разной степени сложности присутствует на всех скважинах ДНГКМ.

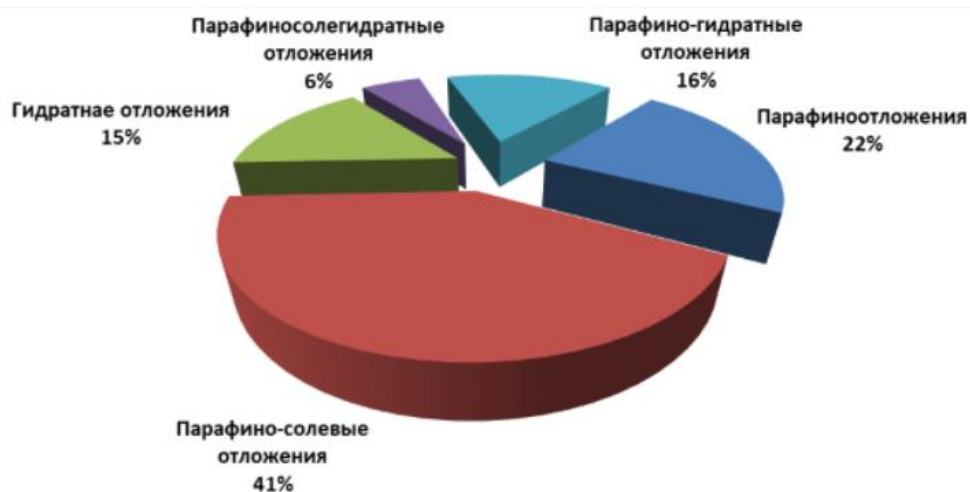


Рис.1. Диаграмма распределение эксплуатационного фонда по видам осложнений

Наиболее осложненными на сегодняшний день являются 40 скважин. В процессе эксплуатации скважины парафины откладываются в рабочих органах электроцентробежных насосов, лифтах НКТ, манифольдной обвязке устья, нефтепровода.

Основными методами борьбы с АСПО применяемыми на ДНГКМ являются:

Технологические промывки скважин горячей нефтью с применением АДПМ;

Греющий кабель для спуска в скважину на глубину 2000м;

Подача ингибиторов в затрубное пространство с помощью дозаторных установок;

Капиллярная система подачи реагента на прием насоса;

Закачка удалителя парафин отложений (СНПХ-7850; ФЛЭК-021) порционными дозами.

На сегодняшний день в термических обработках скважин задействованы 4 единицы АДПМ и 10 нефтевозов в круглосуточном режиме.

Количество обработок постоянно возрастает в связи с увеличением фонда скважин, соответственно возрастает потребность в спец. технике. За период с 2017-2019 года удельно возросло количество нефти на одну обработку с 29м³ до 36,5 м³. Это связано с тем, что в 2017 году по причине снижения пластового давления отложение парафина стало происходить на глубине 1500-2000 м и на приеме насосов ЭЦН. Из аналитики 2016 года отложение образовывались на глубине 800-1200 м. Кроме того отсутствие химреагентов для ликвидации плотных отложений парафина в скважине приводит к необходимости проводить больше объёмные промывки.

Обработки горячей нефтью не всегда дают положительный результат, особенно в нижнем интервале, в виду остывания нефти при нисходящем движении по стволу эксплуатационной колонны.

К выше перечисленным способам борьбы с отложениями используются такой метод как подача химреагента в коллектор посредством УДХ, которые подают ингибитор парафиноотложений СНПХ-7821, но недостатком данного метода на скважинах мех. фонда является риск частичного выноса реагента через затрубный отвод фонтанной арматуры в систему нефтесбора не доходя до приема насоса. Помимо отложений, явно определяемых в НКТ, существует проблема отложений в рабочих органах погружных насосных установок. Практически треть всех отказов УЭЦН связана с отложениями. Сюда можно отнести такие причины как клин ЭЦН, слом вала, снижение подачи. Кроме уже описанных АСПО и солей-галитов (NaCl), на рабочих колесах насоса откладываются кальциты в виде накипи. Образующихся в результате вскипания пластовой жидкости при срывах подачи и прорывах газа при работе ЭЦН на низких динамических уровнях (менее 300м над приемом насоса), что приводит к заклиниванию установки. Кроме этого работа ЭЦН со срывом подачи приводит к преждевременному физическому истиранию рабочих органов (износ колес, подшипников, перегрев ступеней, износ шлицев валов, буртов направляющих аппаратов и т.д.)

Для комплексной борьбы было предложено внедрение НКТ с эмалированным покрытием для борьбы с отложениями парафина и солей.

Исследованиями ученых БашНИПИнефти и ТатНИПИнефти установлено, что шероховатость поверхности труб обсадных и подъемных колонн является одним из факторов, способствующих образованию отложений АСПО. Известно, что при эксплуатации в промысловых условиях НКТ подвергаются при перевозках, спускоподъемных операциях и в скважинах значительным ударным, растягивающим, сжимающим, изгибающим и другим нагрузкам. Испытания показали, что этим условиям наиболее соответствуют трубы с эпоксидными и эмалевыми покрытиями С этих позиций лучшими могут считаться НКТ, с эмалевым покрытием. Прочность и адгезия эмали высоки. Сколы в процессе спускоподъемных операций и транспортировки не наблюдаются. Большое сопротивление истиранию, низкая тепло- и электропроводность открывают большие перспективы внедрения труб с эмалевым покрытием. Данный метод позволит сократить объемы ГО. Если по данным скважинам использовалось 612 тонн/месяц (потребность октября 2018 года), то после внедрения расхода нефти на горячие обработки не будет. Эффективность – сокращение объемов на 612 тонн в месяц, 5837 тонн по году.м.

В виду проведенных расчетов, исследований и внедрением выше указанных мероприятий планируется снизить затраты на извечение продукции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения, ООО «ВолгоУралНИПИГаз», 2004 г.
2. Технологическая схема разработки Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения, ООО «Гео Дэйта Консалтинг», 2006 г.
3. Дополнение к технологической схеме разработки Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения, ООО «Петродата консалтинг», 2011 г.
4. Дополнение к технологической схеме разработки Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения, ООО «СЖЖ Восток», 2013 г.
5. Влияние на нефтеотдачу форсированных отборов и перспективы их применения. В.П. Сонич и др. Нефтяное хозяйство. № 8 2001 г.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСА ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО ПРИВОДА (ВЧРП) НА ГАЗОКОМПРЕССОРНОЙ УСТАНОВКЕ АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»

Г.З.Краснова, Е.В.Иванова

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
renigm.samgtu@gmail.com*

Аннотация. *Рассматривается применение высоковольтного частотно-регулируемого привода на газокompрессорной установке №2 АО «Самаранефтегаз».*

Ключевые слова: *газокompрессорная установка, высоковольтный частотно-регулируемый привод, оптимизация энергопотребления, энергоэффективность*

Ежегодно на компрессорной станции сжигается около 600 тыс.м³ попутного нефтяного газа, нанося огромный вред экологии, и экономическим издержкам для Общества в виде: дополнительных платежей за сожженный ПНГ и потерь товарного попутного нефтяного газа. Для решения данной проблемы предлагается оптимизировать технологический процесс и снизить эксплуатационные расходы газокompрессорной станции УКПН-2 путем применения высоковольтного частотно-регулируемого электропривода. Суть заключается в более гибком управлении напряжением двигателя при изменении нагрузки, что позволяет в некоторых режимах дополнительно сэкономить до 30% потребляемой электроэнергии за счет снижения потерь в двигателе.

Преимуществами ВЧРП являются:

1. ЧРП позволяют существенно снизить энергопотребление оборудованием. Для достижения лучшего эффекта перед использованием проводят технико-экономическое обоснование, которое позволит определить сроки окупаемости.

2. Приводы увеличивают мощность агрегатов любого типа и обеспечивают большую эффективность работы.

3. Оборудование меньше работает вхолостую, соответственно, увеличивается срок службы.

4. ЧРП позволяет контролировать скорость вращения двигателя и его работу в целом.

Исследование текущего состояния производственно-технологического объекта:

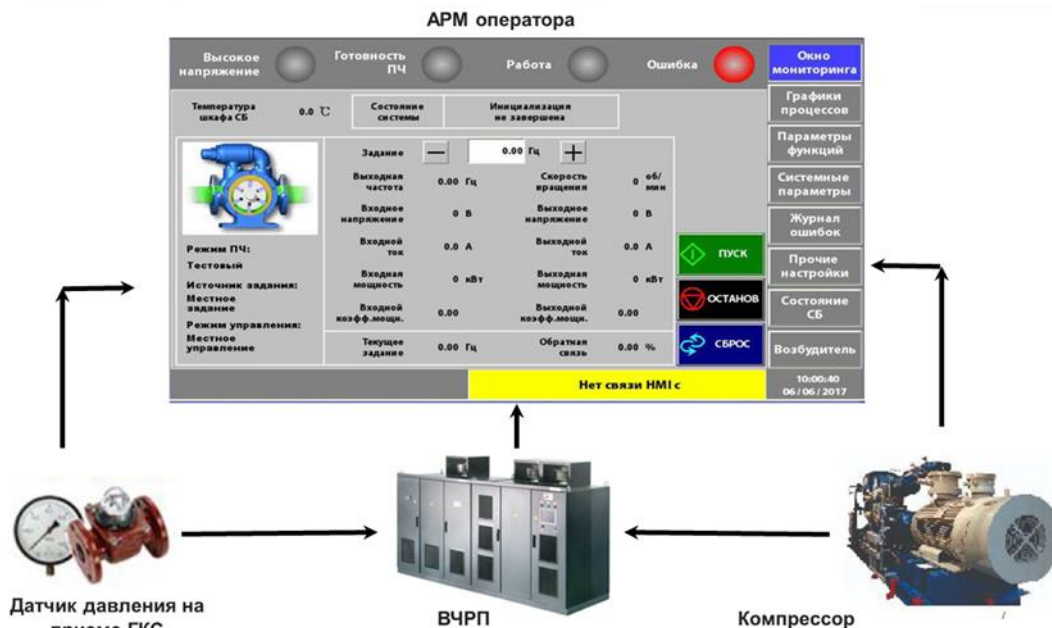


Рис.1. Схема взаимодействия ВЧРП и компрессорного оборудования ГКС-2

Система управления ВПЧА расположена в шкафу управления. Терминал с сенсорным экраном установлен на лицевой стороне шкафа силовых блоков и управления. Интерфейс пользователя выполнен на русском языке. Сенсорный экран обеспечивает удобный интерфейс с оператором, позволяет контролировать и изменять параметры преобразователя частоты, осуществляет управление ВПЧА в местном режиме.

Оператор имеет возможность контроля и местного управления подключенным к ВПЧА двигателем, пуска и остановка, регулировки его оборотов посредством изменения рабочей частоты. Также может быть реализована возможность ПИД-регулирования технологического параметра (например, давления) по заданному значению. Промышленный терминал обеспечивает удобный интерфейс с оператором, позволяет контролировать и изменять параметры преобразователя частоты, осуществляет управление ВПЧА в местном режиме. При производстве высоковольтных преобразователей частоты серии ВПЧА используются комплектующие ведущих мировых производителей, что является одной из форм гарантии надежности используемых компонентов.

Режимы управления:

- местное управление – осуществляется со встроенных органов управления;
- удаленное управление – осуществляется по внешним дискретным каналам связи и по интерфейсу RS 485 (протокол MODBUS).

Тип управления:

- разомкнутый – соответствует работе ВПЧА в разомкнутой системе (без обратной связи);

- замкнутый – работа в системе с замкнутым контуром обратной связи.

В местном режиме управления оператору доступны следующие функции:

- управление режимами работы ВПЧА;
- настройка параметров работы ВПЧА;
- управление частотным пуском (остановом) двигателя;
- регулирование скорости;
- просмотр информации о текущем состоянии ВПЧА;
- просмотр архивной информации о работе и неисправностях.

Система управления ВПЧА обеспечивает:

- управление частотным пуском и торможением двигателя с заданным ускорением в пределах допустимой перегрузки преобразователя частоты;

- установку диапазона времени изменения частоты от минимальной до максимальной в заданных пределах;

- возможность автоматического регулирования параметров в замкнутом контуре.

Для удобства работы дисплей имеет значительные размеры и эргономичное колористическое решение ВПЧА конструктивно состоит из:

- шкафа трансформатора,
- шкафа силовых блоков и управления

Доступ к оборудованию, размещённому в шкафах осуществляется с помощью дверей, оснащенных механическими замками и концевыми выключателями.

Внутри шкафа трансформатора установлен многообмоточный сухой трансформатор.

Его вторичные обмотки разделены на группы, которые имеют одинаковую величину фазового сдвига напряжений последующей группы относительно предыдущей группы обмоток. Каждая трехфазное напряжение питания для соответствующей группы силовых блоков.

В шкафу трансформатора установлен контроллер температуры сухого трансформатора.

Контроллер обеспечивает контроль температуры трансформатора, сигнализацию и защиту от перегрева, индикацию текущей температуры по каждой фазе трансформатора.

В шкафу силовых блоков и управления установлены силовые блоки, которые конструктивно разделены на три группы. В каждой группе силовые блоки соединены последовательно в одном ряду и составляют одну фазу. Фазы А и С шкафа силовых блоков оснащены датчиками для контроля и индикации выходного тока и напряжения ВПЧА. На задней стенке шкафа силовых блоков и управления конструктивно предусмотрен вытяжной воздуховод для охлаждения. Холодный воздух проходит через фильтрующий слой и обдувает радиаторы силовых блоков. Нагретый воздух вытягивается задней частью шкафа и выводится наружу. Вытяжка осуществляется вентиляторами, расположенными в верхней части ВПЧА.

Частотные преобразователи разных типов широко вошли в современную индустрию. На какое предприятие не попади, практически везде используются те или иные частотные преобразователи. В зависимости от выполняемых работ используются частотные преобразователи с разным набором функционала. За счет того, что преобразователи имеют большое КПД при малых затратах, они делают производственные работы более выгодными в финансовом и энергосберегающем плане.

Использование ВЧРП позволит обеспечить:

- Повышение срока службы оборудования;
- Обеспечение максимального пускового момента;
- Экономия электроэнергии при переменной нагрузке.
- Снижение объемов сжигания ПНГ на факельной установке

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шабанов В.А. Проблемы внедрения высоковольтных частотно регулируемых приводов / Россия, 2014
2. Хрусталёв В.А. О применении частотно-регулируемого привода / Россия, 2018

УДК 550.81.553.98

**ВЛИЯНИЕ ГЕОДИНАМИЧЕСКОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ
ДИЗЬЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ НА ФИЛЬТРАЦИОННУЮ
НЕОДНОРОДНОСТЬ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА ТЕКТОНИЧЕСКИ-
ЭКРАНИРОВАННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ.**

Н.М.Максимкина

*Самарский государственный технический университет,
г.Самара, Россия,*

E-mail: Maksimkina.Natalya@yandex.ru

В связи с активным освоением трудно-извлекаемых запасов углеводородного сырья, приуроченных к сложно-построенным ловушкам, одной из проблем процесса вытеснения флюидов является зональная фильтрационная неоднородность коллекторов, даже в пределах одной и той же литологической разности. Указанное явление характерно, прежде всего, для залежей, осложнённых разрывными тектоническими нарушениями. В этом случае исследование строения как самих разломов, так и, с учетом динамической составляющей, участков, примыкающих к ним, имеет приоритетное значение для выбора эффективных технологий вытеснения нефти в процессе эксплуатации объектов разработки.

Последними исследованиями [1] было установлено влияние геодинамических напряжений, возникающих при непосредственном воздействии дизьюнктивной тектоники, на процессы фильтрации УВ. Появившиеся в результате активных фаз тектогенеза разрывные нарушения, в современном научном плане рассматриваются двояко: с одной стороны, существование, по общепринятым представлениям, непроницаемых экранов, с другой, наоборот, - зон раздробленности с повышенной и, даже, достаточно высокой проводимостью. Следующим этапом в изучении залежей, осложненных разрывной тектоникой, стало выделение участков с максимальной и минимальной геодинамической нагрузкой, зон сжатия и растяжения, исследования в них пространственной ориентации, густоты, объема трещинной составляющей фильтрационной системы.

К подобным тектонически-экранированным ловушкам приурочены залежи девонских пластов Вахитовского (ДVI бийского, ДV-2; ДV-1 афонинского, ДI-1 и ДI-2 пашийского горизонтов) и Колганского (Дк-1, Дк-2, Дк-4 тиманского, ДI-1, ДI-2 пашийского, ДII (Д₂^{ml}) муллинского, ДIII ардаатовского, ДV-1 афонинского и ДVI-2 бийского горизонтов) месторождений. В региональном тектоническом плане месторождения находятся в пределах Восточно-Оренбургского сводового поднятия, в зоне сочленения его с южным погружением Бузулукской впадины, Соль-Илецким сводом и Уральским краевым прогибом. Особенности строения залежей обусловлены этапами формирования сложной системы разломов этого тектонического узла. Большинство исследователей [3] полагают, что наиболее древними являются системы разломов, преимущественно субширотной ориентации, контролирующие ступенчатое погружение южной части Бузулукской впадины в направлении Прикаспийской синеклизы, и субмеридиональной направленности, генетически связанные с формированием Предуральского краевого прогиба (рис.1).

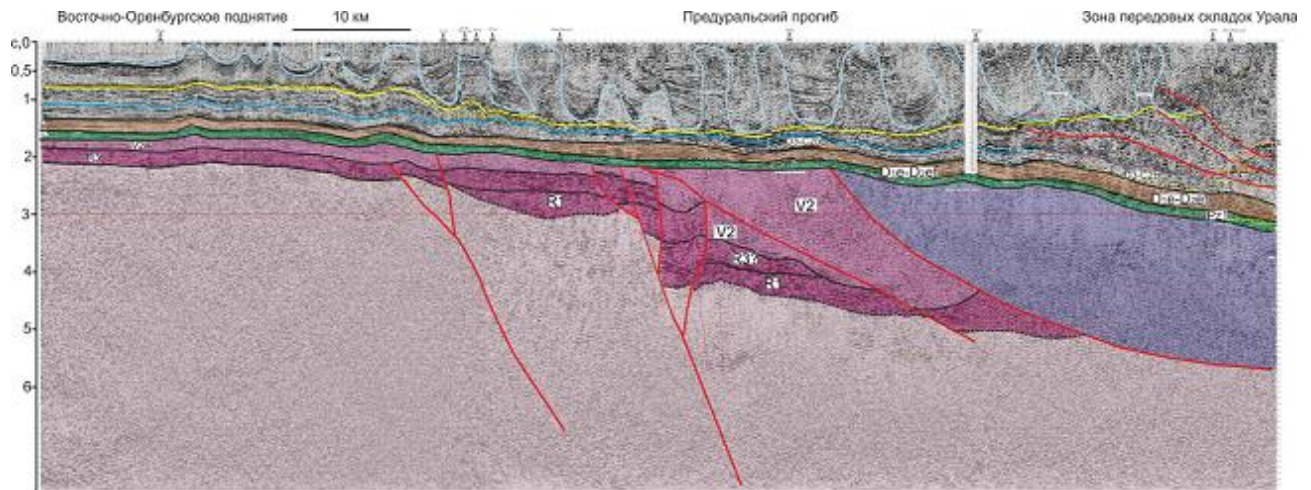


Рис.1 Временной сейсмический разрез показывающий зону перехода от Восточно-Европейской платформы к Уралу [3]

Вахитовское и Колганское месторождения являются составными частями Колганско-Кичкасской приподнятой зоны, контролируемой системой дугообразных нарушений, субпараллельных Оренбургскому и Акъярскому разломам, и осложненной дизъюнктивной тектоникой северо-восточной, субмеридиональной направленности, как Ашкадарская разломная зона, трассирующаяся на Колганской площади. Возникшие и возобновляющиеся в разное время тектонической активности, предположительно, позднедевонское и послепермское, разрывные нарушения имеют сложное строение и характеризуются разными амплитудами, наличием горизонтальных сдвигов и микродвигов. (Рис.2)

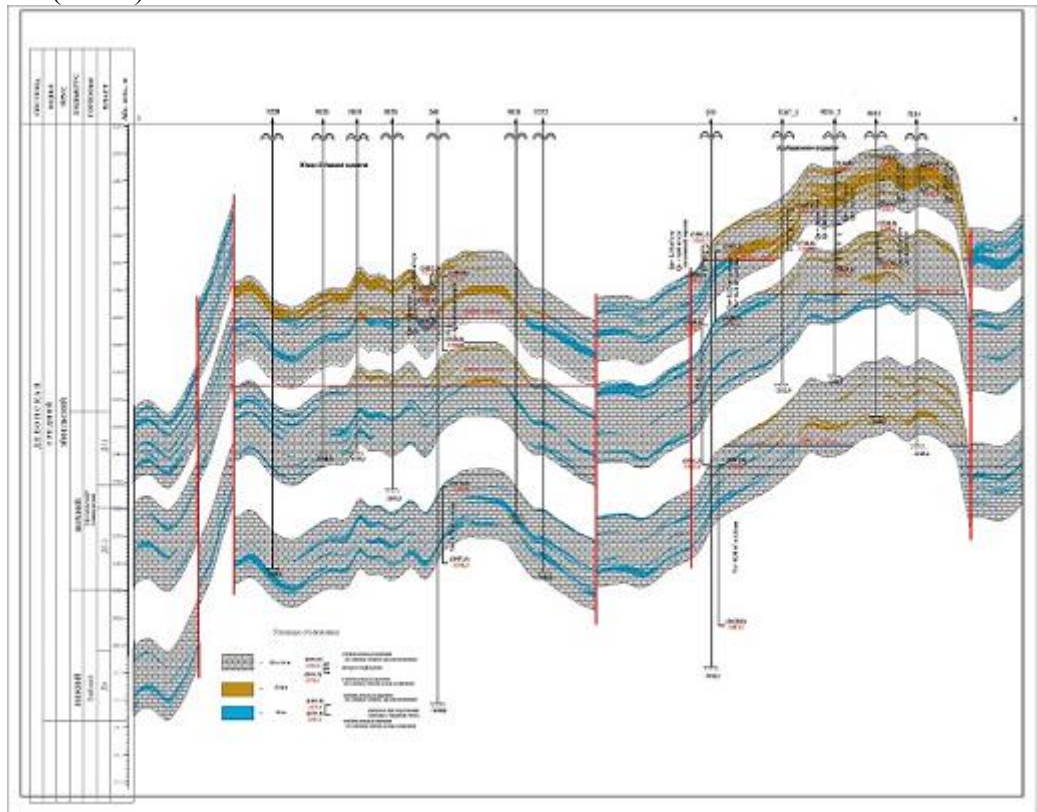
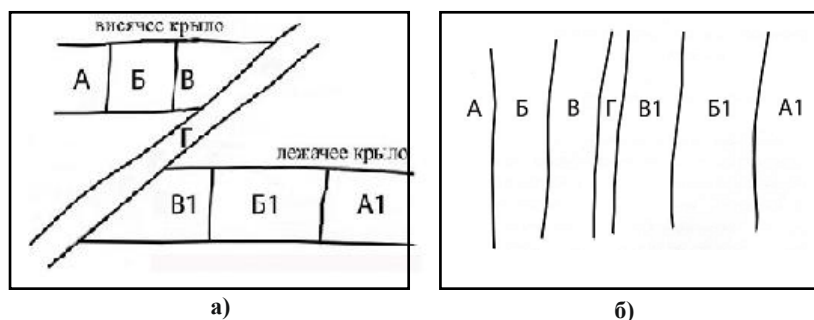


Рис.2 Литолого-стратиграфический профильный разрез продуктивных отложений афонинского и бийского горизонтов Вахитовского месторождения.

Развитие зон трещиноватости, как следствия геодинамических напряжений, имеет сложно распространённую структуру по объёму и площади их развития. Большинство исследователей указывает на интенсивное развитие системы трещин достаточно высокой степени плотности в районе висячих крыльев структур, высказывая предположение о различном строении внешней и внутренней фильтрационных зон дизъюнктивного нарушения и разнообразии типов коллекторов, приуроченных к ним.



*Рис.3 Упрощенная схема строения зон дизъюнктивного нарушения (сброса) [1]
 а) – в разрезе; б) – в плане. А, А1 – невозмущенная зона пласта; Б, Б1 – внешняя зона нарушения с трещиноватостью, возрастающей по направлению к зоне нарушения; В, В1 – зона повышенной трещиноватости, в крупных разломах может объединяться с зоной дробления; Г – зона разлома.*

Зона Г может быть проводящей, особенно, при возобновлении тектонической активности в более поздние этапы тектогенеза вдоль возникшего ранее дизъюнктивного нарушения. Но может обладать экранирующими свойствами вследствие контакта проницаемых пород с непроницаемыми, а также из-за диагенетических преобразований породы в зоне разлома в post седиментационный период. Строение самой зоны Г и прилегающих зон В, В1 может быть более сложным при наличии микросдвигов вдоль нарушения, что выражается в неравномерном распространении участков геодинамического напряжения и разгрузки в непосредственной близости от разлома. Вероятность существования тектонического генезиса ловушки на Клубниковском поднятии Вахитовского месторождения косвенно подтверждается характером стилолитовых «швов», имеющих «пилообразный» характер по керну, поднятому из отложений нижележащего пласта ДVI бийского горизонта (Рис.4)

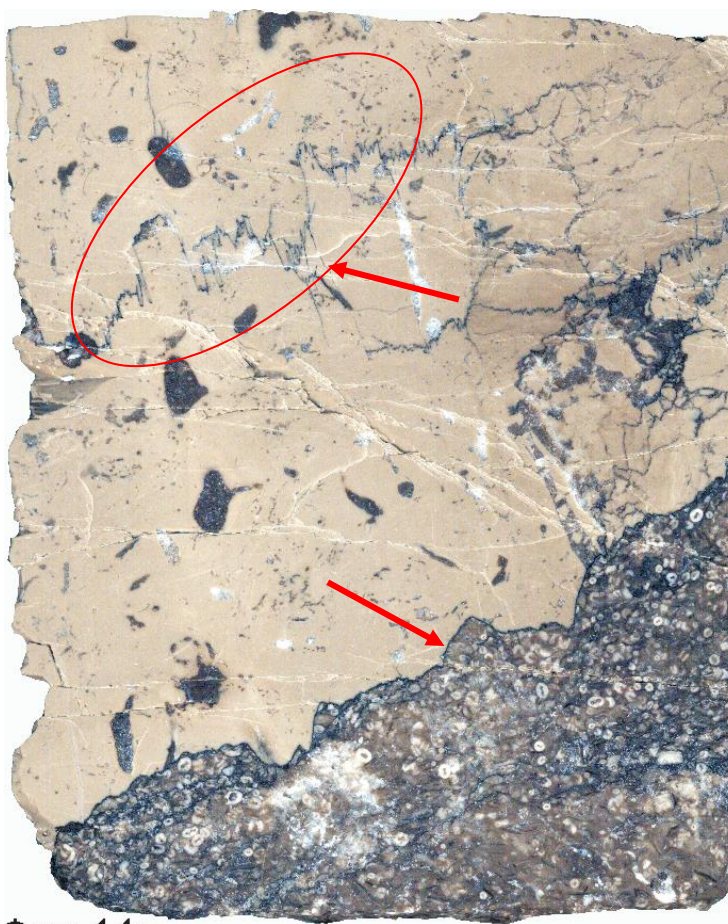


Рис.4. Резкий наклонный контакт по стилолитовому шву известняка биохемогенного и известняка органогенно-детритового, криноидного. Скважина 5012, интервал 3556-3574 м, начало интервала, D_{2af}

На Клубниковском поднятии магистральный разлом северо-восточной направленности, вероятно, осложнен серией «оперяющих» разломов (рис.5) в результате чего, возможно, возникла зона с ухудшенными фильтрационными свойствами пласта, о чем свидетельствует карта накопленных отборов по пласту. Примечательно, что зона восточной части залежи, особенно, примыкающая к дугообразному разлому преимущественно субширотной направленности, как видно из рисунка, наоборот, обладает неплохими фильтрационными характеристиками. Исключением являются скважины 5118 и 5119, пробуренные в непосредственной близости к дизъюнктивному нарушению. Вступившая в эксплуатацию на эйфельский объект (ДV-1 + ДV-2 + ДVI) в 2011 г. (скв.5119) скважина характеризовались низкой продуктивностью и в июне 2019 г. была переведена на вышележащий пашийский объект. Диапазон колебания накопленной добычи нефти по скважине за весь период эксплуатации до перевода находился в пределах до 5 тыс. т. В скважине 5118 притока нефти при опробовании пластов афонинского горизонта получено не было, и скважина также была переведена на другой эксплуатационный объект

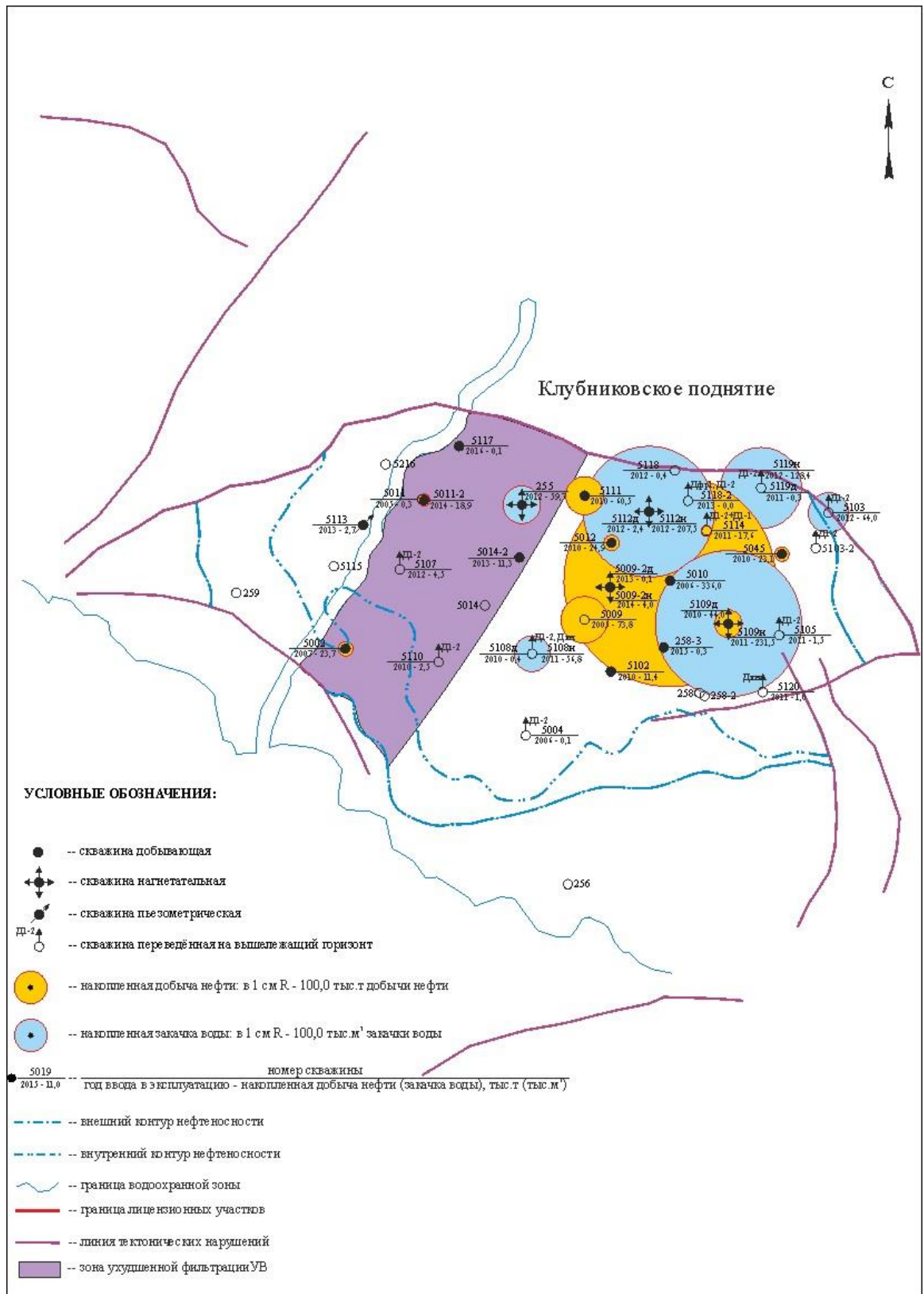


Рис. 4 Зона ухудшенной фильтрации тектонически-экранированной залежи ДУ-1 Клубниковского поднятия Вахитовского месторождения

Не исключено, что скважины могли попасть в зону капиллярного барьера, который, по мнению, некоторых авторов [1] формируется на участке резкой смены фильтрационных характеристик породы-коллектора.

Возможно, в подобную зону сжатия попала и нагнетательная скважина 5217 Южно-Кубанского поднятия Вахитовского месторождения, вступившая в эксплуатацию на эйфельский объект в 2015 году (рис.5). Вероятно, одна из причин низкой приемистости и, как следствие, неэффективности работы скважины, связана именно с неблагоприятными условиями её местоположения.

Зона с оптимальными условиями фильтрации Южно-Кубанского поднятия располагается субпараллельно магистральному разлому субширотной направленности, осложняющему северное крыло структуры. Как видно из рисунка 5, она совпадает с пониженными средними значениями акустического импеданса, а также с невысокими значениями атрибута Minimum amplitude Ip в интервале пластов ДV-1 и ДV-2, что характерно для трещиноватых зон.

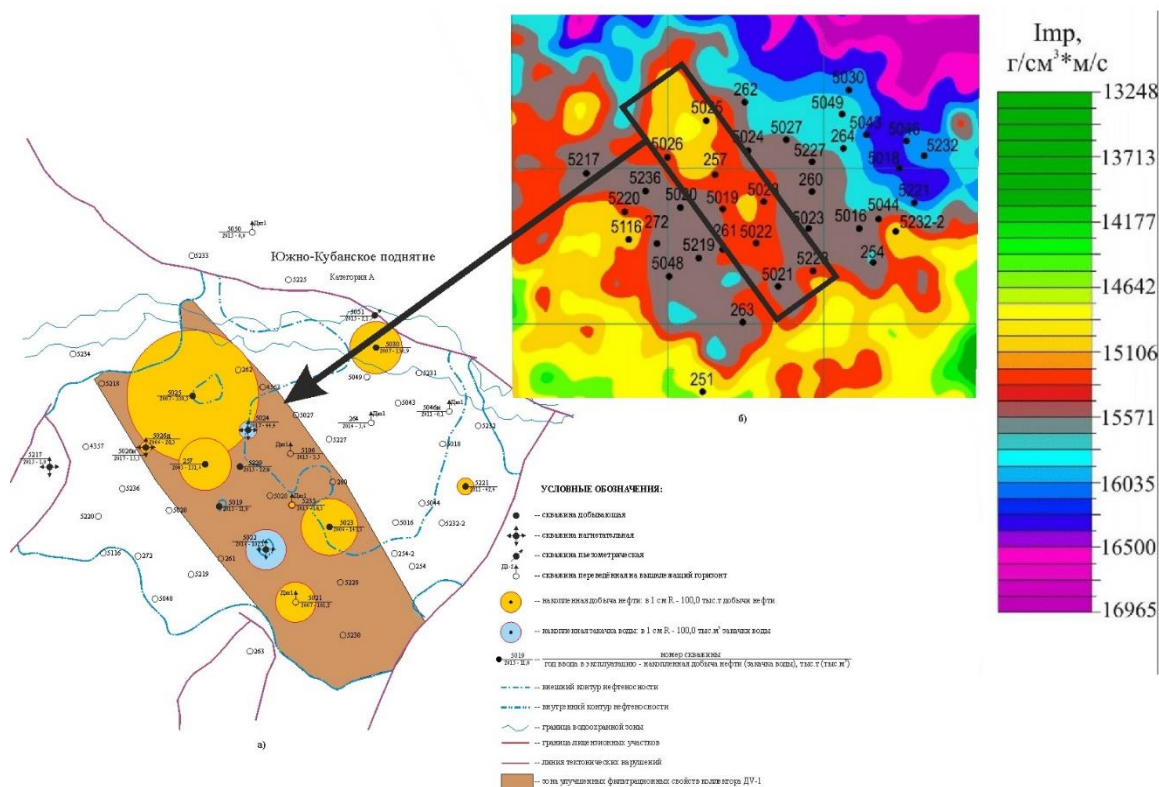


Рис.5 Южно-Кубанское поднятие.

а) Карта накопленных отборов по пласту ДV-1 б) Карта средних значений акустического импеданса в интервале развития пласта ДV-1

При отсутствии дополнительных видов исследований, позволяющих получить данные о зонах упругой деформации коллектора, осложненного дизъюнктивными нарушениями, обычно выбирается редкая сетка эксплуатационных скважин, которая, в последующем уплотняется на нерегулярной основе, в зависимости от анализа работы эксплуатационного фонда. Под нагнетание рекомендуется переводить скважины, какое-то время отработавшие на нефть, во избежание попадания последних в зону с низкими фильтрационными характеристиками пласта-коллектора.

По материалам ВСП [2] установлено, что на границах зон с повышенной субвертикальной трещиноватостью происходят резкие изменения значений скоростей и углов подхода волн. Сравнение скоростных распределений и комплексирование их с данными кроссдипольного многоволнового акустического каротажа позволяет получить информацию об азимутах распространения вертикальных трещин, которая необходима при

заложении горизонтальных нагнетательных и добывающих скважин с целью достижения высоких показателей продуктивности их работы

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Вольпин С.Г., Афанаскин И.В., Юдин В.А., Ефимова Н.П.* // Возможность определения фильтрационных параметров дизъюнктивных нарушений на нефтяных месторождениях по данным гидродинамических исследований пластов и скважин // Отчет в рамках гранта РФФИ № 18-07-00676_А, М:2018 г.-262 с.

2. *Лобусев М.А.* // Методика построения скоростной модели среды в методе ВСП на основе использования данных о поляризации сейсмических волн. // Автореферат диссертации на соискание степени к.т.н., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, 2006 г.

3. *Селезнева Н.Н.* // Рифейско-среднедевонские отложения юго-восточного склона Волго-Уральской антеклизы.// Диссертация на соискание степени к.г.-м.н., ФГБУН Геологический институт Российской академии наук, Москва, 2017 г.

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА НЕФТИ И ГАЗА С ПОМОЩЬЮ ГОРЮЧЕ-ОКИСЛИТЕЛЬНЫХ СОСТАВОВ (ГОС)

М.В.Ховрина М.В., С.И. Губанов

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
masha.hovrina@yandex.ru*

В силу особенностей поисково-оценочных и разведочных скважин, таких как отдаленность разведываемых участков, сложность и повышенная стоимость транспортировки необходимого оборудования, материалов к месту проведения работ, а также прочих сложностей, количество возможных к применению технологий интенсификации сокращается. При этом эффективность, применяемых методов, незначительна и в ряде случаев не оправдывает понесенных затрат. Основными факторами, обуславливающими низкую успешность применяемых мероприятий, являются:

- особенности геологического строения разведываемых площадей (низкие ФЕС (фильтрационно-емкостные свойства), малая эффективная мощность, высокая расчлененность, недонасыщенность пластов и т.д.);

- значительная зона фильтрации бурового раствора в продуктивный пласт вследствие увеличенного времени строительства скважин;

- несовершенство применяемой техники, технологии и способов воздействий [1].

Опыт разработки сложнопостроенных объектов Западной Сибири показал, что наиболее эффективным методом интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пластов является ГРП (гидроразрыв пласта). Использование данного вида обработок требует множества специализированной техники, оборудования и материалов (химических реагентов для приготовления геля, пропантов и т.д.). Поэтому его применение в условиях поисково-оценочных и разведочных скважин осложнено отдаленностью разведываемых участков и, в большинстве случаев, отсутствием подъездных путей к месту проведения работ, что приводит к значительному увеличению затрат на транспортировку флота ГРП, в том числе, за счет привлечения авиации [2].

Гораздо менее сложным в техническом исполнении и менее затратным способом создания трещин в ПЗП, является технология ГДРП (газодинамич. разрыв пласта),

предусматривающая использование ТТГД(твёрдотопливный генератор давления) и жидких ГОС(горюче-окислит.состав)

Технология ГДРП основана на использовании для очистки ПЗП и создания техногенных трещин энергией высокотемпературных газов (температура может достигать до 2500 °С), образующихся при сгорании твердотопливных систем и жидких ГОС. Процесс формирования трещин при ГДРП отличается от ГРП интенсивностью набора давлений. В процессе ГРП происходит раздвижка стенок трещин. Порода претерпевает упругие деформации, т.к. при ГРП обеспечиваются скорости нагружения горных пород не более 1 МПа/с. После снятия величины внешней нагрузки трещина неизбежно вновь смыкается, это предопределяет необходимость закрепления трещины расклинивающим агентом [3]. Отличительной особенностью ГДРП является возможность в широких пределах изменять динамику нагружения горных пород, создавать напряженное состояние в пласте со скоростью 10-106 МПа/с. В результате, образующиеся трещины после снятия избыточного давления не закрываются полностью, что обусловлено свойствами горных пород при высокоскоростных нагрузках необратимо деформироваться. Спад давления разрыва в скважине происходит в форме затухающей пульсации репрессивно-депресссионных воздействий в течение времени, превышающем время горения топливных систем. Мощное механическое воздействие, возникающее в ПЗП, создает разветвленную систему остаточных трещин протяженностью 1,5-15 м и более. Производится разрушение водонефтяных барьеров, ПЗП очищается от продуктов химических реакций и песчано-глинистых частиц [4].

Преимущества технологии газодинамического разрыва пласта с помощью ГОС.

На рисунке 1. показана динамика нагружения горных пород при ГРП, инициации ТТГД на примере ГДК-100 и ГОС.

Основными преимуществами технологии ГДРП являются:

- возможность в широких пределах изменять динамику нагружения горных пород за счет конструкции зарядов и системы воспламенения, регулируя характер трещинообразования;

- отсутствие необходимости закрепления остаточных трещин;

- технология достаточно проста, не требует применения специального оборудования и значительных финансовых затрат [5].

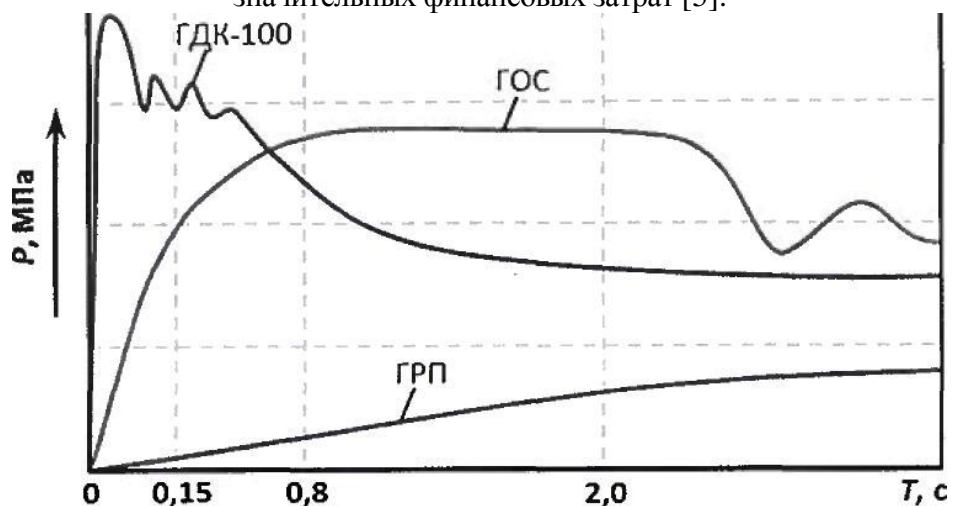


Рис. 1 -Динамика нагружения горных пород при ГРП, инициации ТТГД на примере ГДК-100 и ГОС

По сравнению с твердыми топливами ГОС обладают четырьмя важнейшими преимуществами, а именно;

- возможностью обработки сплошного и достаточно протяженного интервала и, как следствие, получения существенно более продолжительного по времени импульса давления,

создающего более протяженные трещины (до 25 и более метров);

- оперативного изменения (перед закачкой в скважину) соотношений между компонентами ГОС, позволяющих регулировать величину максимального давления в зоне обработки скважины;

- получения непосредственно на месте применения реакционноспособных высокоэнергетических композиций из компонентов, которые в обычных условиях являются взрывопожаробезопасными;

- по результатам воздействия на пласт данная технология близка к гидроразрыву, но значительно проще и дешевле [6].

ГОС представляют собой нетоксичные маловязкие растворы на водной основе плотностью 1,25-1,31 кг/м³ (в зависимости от рецептуры), которые готовят непосредственно на месте проведения работ, закачивают в скважины через НКТ и поджигают специальным воспламенителем (зарядами ТТГД).

ГОС при работах на поверхности не способны к воспламенению от типовых источников огня (спирали, горячей ветоши, пороха, детонирующей шашки), воспламенение ГОС происходит только при повышенных давлениях (не менее 10 МПа) от внешнего источника энергии. Это свойство обеспечивает высокую безопасность технологии ГДРП с использованием ГОС.

Рецептуры ГОС достаточно разнообразны, однако все они состоят из минерального окислителя (50-60 %), органического водорастворимого горючего (10-20 %) и воды (30-35 %) как общего растворителя двух первых компонентов. В составе ГОС применяются водные растворы нитрата аммония, нитратов щелочных металлов и водорастворимые горючие вещества органического происхождения (уротропин, этиленгликоль, карбамид, глицерин и др.).

Трехкомпонентный гомогенный состав (смесь окислителя, горючего и воды) претерпевает химическое превращение по многостадийному механизму: термораспад окислителя, термораспад горючего, реакции взаимодействия продуктов термораспада с выделением энергии. Температура начала интенсивного разложения составляет:

- для нитрата аммония - 290-300 °С;

- для глицерина, этиленгликоля - 220-230 °С; -для

карбамида - 270-280 °С [7].

Таким образом, давление в реакционном объеме должно составлять в пределах 12-14 МПа. Второе условие: энергетический баланс - энергия воспламенителя ТТГД должна быть достаточной для обеспечения прогрева воды до температуры кипения и для инициирования реакций термораспада.

Выбирая различные марки и энергетические характеристики ГОС, а также условия их воспламенения, можно регулировать амплитудно-временные параметры давлений и температур, воздействующих на продуктивный пласт. Объем закачиваемого в скважину ГОС определяется горно-геологическими параметрами пласта, техническим строением скважины и составляет 700-1500 л.

При выполнении работ используется следующая технологическая схема обработки пласта (рисунок 2).

- производится приготовление и закачка расчетного объема ГОС в зону обработки;

- в интервале продуктивного пласта размещается ТТГД;

- инициируется подрыв ТТГД для создания начальной системы трещин и воспламенения ГОС. При сгорании зажигательное устройство и ГОС полностью превращаются в газообразные продукты.

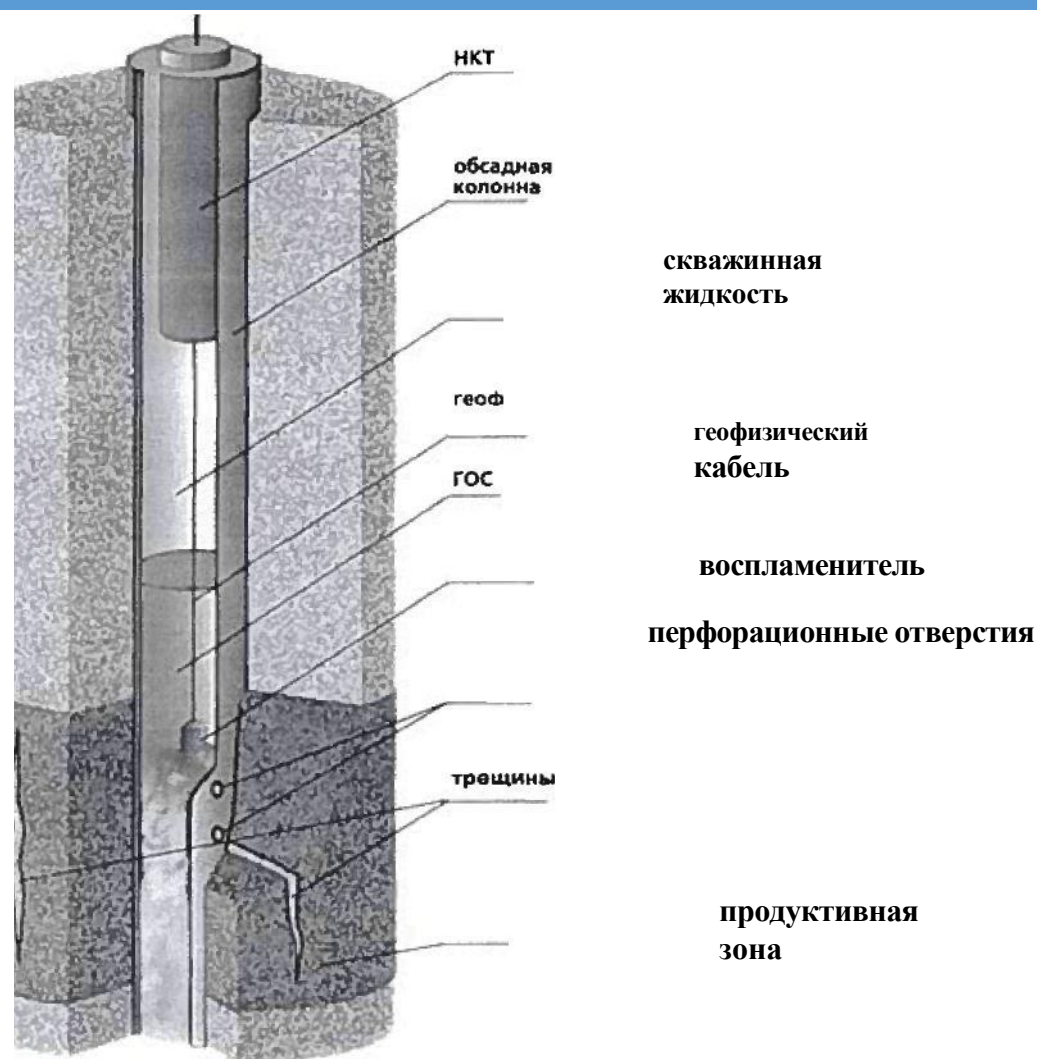


Рис. 2 - Технологический процесс производства ГДРП с использованием ГОС

Горение порохового генератора и ГОС в скважине, полностью или частично заполненной жидкостью, сопровождается очень быстрым образованием большого количества газообразных продуктов горения, повышением давления и температуры и пульсацией давления с затухающими амплитудами в течение времени, значительно превышающего время горения пороховых зарядов и ГОС. В результате этого процесса пласт, подвергается одновременному механическому, тепловому и физико-химическому воздействию продуктов горения [8].

Повышение давления в зоне горения до горного давления и выше и поддержание его в течение нескольких секунд обеспечивает высокоэнергетическое импульсное нагружение пород ПЗП, под действием которого происходит разрыв пласта и образование протяженных трещин, являющихся надежным и рациональным способом улучшения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и увеличения притока в скважинах.

Тепловое воздействие продуктов горения порохового генератора и ГОС состоит в расплавлении асфальто-смолистых веществ и снижении вязкости нефти в ПЗП путем передачи тепла от газообразных продуктов горения, температура которых в зоне горения может достигать 900 - 1700°C (ГОС) и 2500°C (пороховые генераторы). После окончания горения температура в зоне обработки падает, достигая начального значения через 36-48 часов (при отсутствии поглощения или притока).

Физико-химическое воздействие продуктов горения, состоящих из CO_2 , CO , H_2 , H_2O , HCl , проявляется в снижении коэффициентов вязкости и поверхностного натяжения нефти на границе с водой, частичном растворении карбонатных пород и цемента в скважине.

В качестве основной схемы обработки ПЗП, предлагается проведение обработки в два этапа:

- Для первого этапа характерна высокая скорость нарастания давления в результате срабатывания в зоне продуктивного пласта порохового генератора давления ГДК-100, создающего резкий импульс давления продолжительностью 1-2 с и амплитудой равной от 0,8 до 1,5 горного давления; в результате в ПЗП образуется сеть многочисленных остаточных трещин;

- Второй этап характеризуется низкой скоростью нарастания давления, но увеличенной продолжительностью его воздействия за счет сгорания ГОС (воспламенение которого происходит продуктами горения порохового генератора) давления ГДК-100 создающего импульс давления длительностью от 5 до 25 с и амплитудой равной или превышающей горное. Это обеспечивает дальнейшее развитие трещин вглубь пласта, увеличивая протяженность созданных трещин в несколько раз [9].

Критерии выбора скважин для обработки.

Наиболее благоприятными объектами являются скважины, расположенные на месторождениях с высокой пластовой энергией, у которых фильтрационные характеристики ПЗП хуже, чем в целом по пласту.

Объектами обработок являются в основном средне и низкопроницаемые, в т.ч. сложнопостроенные с трудноизвлекаемыми запасами пласты-коллекторы. Для обработки не рекомендуются пластичные и рыхлые породы.

Основные геолого-технические параметры объектов для интенсификации притока приведены в табл. 1.

Таблица 1 – Основные геолого-технические параметры объектов

Параметр	Описание и физическая величина параметров
Характеристика разреза и коллекторов	Терригенные породы с межзерновой пористостью и карбонатные породы порового, трещинно-порового и кавернозно-трещинно-порового типа
Литология	Не ограничена, за исключением слабосцементированных песчаников, песков, а также песчаников и алевролитов с высокой глинистостью
Пористость пласта, %	от 5 до 25
Проницаемость пласта, мкм^2	0,3 - 0,05 и менее
Содержание глины в пласте, %, не более	20
Нефтегазонасыщенность, %, не менее	30
Пластовое давление, Рпл	Не ограничивается, снижение не более 30% от первоначального

Плотность перфорации, отверстий на метр	от 10
Состояние обсадной колонны и качество цементирования	Обсадная колонна, вне интервала перфорации, не должна иметь повреждений вблизи интервала обработки (от 150 до 200 м) не должно быть незацементированных участков, качество цементирования удовлетворительное

Скважины, подлежащие обработке, должны удовлетворять следующим требованиям:

- эксплуатационная колонна вне (выше и ниже) интервала перфорации не должна иметь повреждений;

- сцепление цементного камня с колонной и горной породой должно быть качественным;

- минимальное гидростатическое давление должно быть не менее 8 МПа, что необходимо для надежного воспламенения и горения ГОС;

- максимально допустимая температура в зоне продуктивного пласта должна быть не более 180°С;

- не должно быть поглощения или перемешивания (разбавления) ГОС, размещенного в интервале обработки;

- расстояние до водоносного горизонта (пласта) должно быть не менее 3-5 м от перфорационных отверстий, при условии качественного затрубного цемента.

Допускается обработка скважин, продуктивные пласты которых не перекрыты обсадными трубами и сложены плотными низкопроницаемыми породами [10].

Выводы

Одной из наиболее перспективных и относительно недорогих технологий интенсификации притока, а также повышения нефтеотдачи пластов является гидродинамический разрыв пласта. Повысить эффективность работ возможно созданием более раскрытых и протяженных остаточных трещин, за счёт увеличения продолжительности положительной фазы импульса давления на продуктивный пласт. Увеличение длительности избыточного давления, создаваемого в процессе ГДРП, достигается применением горюче-окислительных составов. Дополнительным источником энергии является пороховой генератор или твёрдотопливный воспламенитель.

Эффективность описанной технологии подтверждается результатами выполненных работ на ряде месторождений Западной Сибири.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Апасов, Т.К. Анализ применения комплексных аппаратов ГП-105 на скважинах Кошильского месторождения: Известия высших учебных заведений. Сер. Нефть и газ / Т.К. Апасов, Г.Т. Апасов, М.Л. Макурин, Р.Т. Апасов // Тюмень, ТюмГНГУ. 2011. – 21-38с.

2. А.с. 121398 СССР, МКИ Е 21 43 5а/41. Устройство для создания мгновенных депрессий на пласт / Ф.С. Абдулин, Ш.С. Гарифулин (СССР). –No594596/22; Заявлено 10.03.58, Бюл. No 87-105с.

3. А.с. 408008 СССР МКИ Е 21 В 43/18. Устройство для создания мгновенных депрессий на пласт / Ф.С. Абдулин, Б.З. Сергеев, В.В. Калашнев (СССР). – No1463705/22; Заявлено 27.06.70; Опубл. 10.12.73, Бюл. No 54-117с.

4. *Байбаков Н.К., Гарушев А.Р.* Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1987. 254–342с.
5. *Гошовский С. В., Абдуладзе А. К., Клибанец В. А.* Совершенствование способов вскрытия нефтегазоносных пластов. – Обзорная информация, ВНИИОЭНГ, сер. «Бурение», 1983. – 21-115с.
6. *Гадиев, С.М.* Использование вибрации в добыче нефти / С.М. Гадиев. М.: Недра, 1977, 56-125с.
7. *Дуванов, А.М.* Перфоген – новое устройство для одновременного вскрытия и газодинамической обработки пласта: Нефтяное хозяйство / А.М. Дуванов, Л.С. Воробьев, А.В. Балдин. – 2003. – No 11. – 87-201с.
8. *Иванов, С.И.* Интенсификация притока нефти и газа к скважинам: Учебное пособие / С.И. Иванов – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 311-565с.
9. *Кабиров, М.М.* Интенсификация добычи нефти и ремонт скважин: конспект лекций / М.М. Кабиров, У.З. Ражетдинов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1994, 96-204с.
10. *Некрасов, В.И.* Гидроразрыв пласта: внедрение и результаты, проблемы и решения / В.И. Некрасов, А.В. Глебов, Р.Г. Ширгазин, В.В. Вахрушев. Лангепас. – 2001, 221-240с.

УДК 622.276.63

ВЫБОР СПОСОБА ЗАЩИТЫ ОТ КИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Н.Ю. Хохлова, О.М. Елашева

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
NataliX99@mail.ru*

Аннотация: в работе авторами предложена методика выбора способа защиты от кислотной коррозии оборудования. Произведен расчет и подбор ингибитора коррозии на примере фонтанирующей скважины.

Ключевые слова: коррозия, соляная кислота, сталь, ингибитор, скорость кислотной коррозии, коэффициент торможения коррозии.

При выборе способа защиты от кислотной коррозии в каждом случае следует задаваться предельно допустимым значением скорости коррозии, которая может быть рассчитана по максимально допустимым значениям уменьшения толщины стенки насосно-компрессорных труб или обсадной колонны:

$$V = \frac{\delta \rho}{\tau} 10^3, \quad (1)$$

где δ – уменьшение толщины стенки труб, допускающееся при проведении данной обработки; ρ – плотность металла труб (7,8 г/см³); τ – время контакта.

Уменьшение толщины стенки труб не должно превышать 0,5 мм. Если трубы ранее подвергались или будут подвергаться действию кислоты, то значение δ уменьшается.

Практика показала, что при рациональном применении средств антикоррозионной защиты, насосно-компрессорные трубы могут выдержать до 10 кислотных обработок, поэтому, минимальное значение δ в расчетах можно принимать равным 0,05мм.

Скорость кислотной коррозии оценивается массой металла, которая растворяется с единицы поверхности в единицу времени [1]:

$$v = \frac{m}{S \cdot \tau}, \quad (2)$$

где m – уменьшение массы металла; S – поверхность контакта, τ – время контакта.

Учитывается поправка на скорость движения кислоты скорость коррозии стали можно определить, в соответствии с эмпирической формулой:

$$v_1 = v_0(1 + 0,15u), \quad (3)$$

где: v_1 – скорость коррозии в потоке кислоты; v_0 – скорость коррозии в неподвижной кислоте; u – скорость потока кислоты.

По формуле из работы [2] рассчитывается необходимый коэффициент торможения коррозии,

$$\gamma = \frac{v_1}{v}, \quad (4)$$

где v_1 – скорость коррозии металла без ингибитора; v – скорость коррозии металла в присутствии ингибитора.

После чего по рис. из работы [2] выбирается метод защиты, тип и дозировка ингибитора.

Максимальное уменьшение толщины стенки рассчитывается по формуле:

$$\delta = \frac{v_1 \tau}{\rho} 10^{-3}.$$

Все расчеты проводятся относительно забойной температуры в скважине. При необходимости учитывается степень снижения температуры забоя от темпа закачки (рис. 1) [3].

В качестве примера рассмотрим фонтанирующую скважину, которая эксплуатирует трещиноватый карбонатный пласт на глубине 2600 м. Дебит нефти - 40 т/сут, пластовая температура - 95°C. Насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм спущены до глубины 2590 м. Необходимо обеспечить защиту оборудования при обработке пласта 28%-ой соляной кислотой. Объем кислоты - 36 м³, темп нагнетения 0,36 м³/мин.

Время прокачки кислоты по насосно-компрессорным трубам:

$$\tau = \frac{36}{0,36} = 1,67 \text{ час.}$$

Принимаем допустимое уменьшение толщины стенки труб $\delta=0,1$ мм. В этом случае сохраняется возможность без ревизии труб провести на скважине еще 4 подобных обработки.

Предельно допустимая скорость (1):

$$V = \frac{0,1 \cdot 7,8}{1,67} \cdot 10^3 = 467 \text{ г/м}^2 \cdot \text{ч.}$$

Понижение температуры при закачке кислоты, согласно рис.1 [3], составит 6°. Забойная температура будет равна: 95-6=89°C.

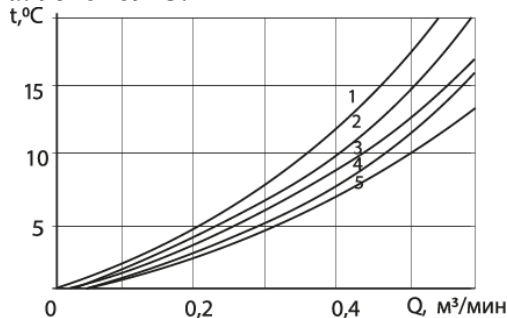


Рис. 1. Понижение температуры при закачке в скважину холодной жидкости на глубине 2500(1), 3000(2), 3500(3) 4000(4) и 4500м(5) (начальная температура на глубине 2500 должна быть не менее 60°C). [3]

Скорость коррозии в неподвижной 26%-ой соляной кислоте при температуре 89°C, согласно рис.2 [2], равна 3400 г/м²·ч.

Скорость потока кислоты:

$$u = \frac{0,36}{3,14 \cdot 0,031^2} = 1,98 \text{ м/с.}$$

Скорость коррозии в динамических условиях (3):

$$v1 = 3400(1 + 0,15 \cdot 1,98) = 4330 \text{ г/м}^2 \cdot \text{ч.}$$

Необходимый коэффициент торможения коррозии (4):

$$\gamma = \frac{4330}{467} = 9,26.$$

Согласно рис.3 необходимая величина γ при температуре 89°C обеспечивается ингибиторами В-2: выбираем его для обработки (поставляется в составе ингибированной кислоты) $\gamma=55$, тогда фактическая скорость коррозии составит:

$$v2 = \frac{4330}{55} = 78 \text{ г/м}^2 \cdot \text{ч}$$

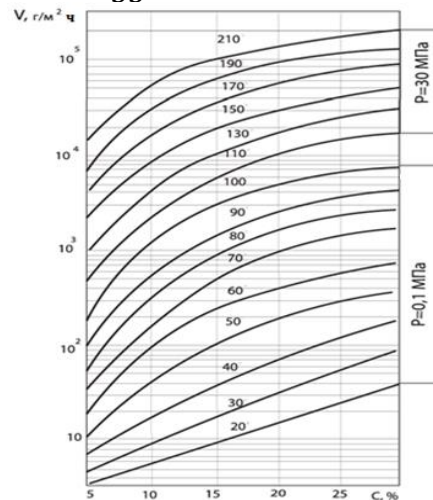


Рис. 2. Скорость коррозии стали Д в растворах соляной кислоты концентрации С (%) при различных температурах

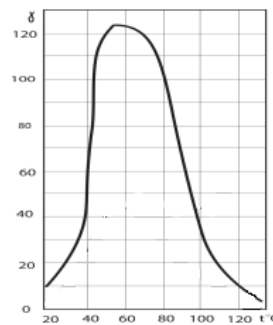


Рис. 3. Защитное действие ингибитора кислотной коррозии В-2 в разбавленных растворах соляной кислоты (18%, для примера применения методики подбора)

Фактическое уменьшение толщины стенки:

$$\delta = \frac{78 \cdot 1,67 \cdot 10^{-3}}{7,8} = 0,0167 \text{ мм.}$$

Ввиду того, что величина δ мала, дополнительные защитные мероприятия не требуются.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Овчинников К.А., Елашева О.М., Хохлова Н.Ю. Влияние соляно-кислотных обработок скважин на коррозионные процессы. Естественные и технические науки, № 3 (127), 2019, с.118 – 120.
2. Елашева О.М., Хохлова Н.Ю., Зюзин Н.А. Исследование защитного действия ингибиторов коррозии металла. Естественные и технические науки, №1 (139), 2020, с.95 – 98.
3. Елашева О.М., Хохлова Н.Ю., Андриевская И.С. Исследование защитного действия нефтекислотных эмульсий. Естественные и технические науки, № 3 (141) 2020 г. с.122-124.с.

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ CO₂ В СВЕРХКРИТИЧЕСКОМ СОСТОЯНИИ В ПРОЦЕССЕ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ)

Р.Ш.Зиганшин, Л.Н.Хромых

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Хорошо известно, что пласты-коллекторы высоковязкой нефти могут дать лишь небольшую долю от реально извлекаемых запасов. На вопрос, как добыть оставшуюся нефть, рано или поздно нужно будет ответить. Вероятно, ответ на этот вопрос становится более важным в условиях текущей низкой цены на нефть, так как дорогостоящее бурение, ГРП и заканчивание должны быть сведены к минимуму. Таким образом, вопрос использования существующих скважин для извлечения остаточной нефти становится наиболее важным. Учитывая различные методы повышения нефтеотдачи, закачка газа, вероятно, является наиболее осуществимым методом [1].

Анализ активного фонда скважин группы месторождений Самарской области и прогноз на ближайшие годы показали существенное увеличение доли скважин, разрабатывающих месторождения высоковязкой нефти (рисунок 1).

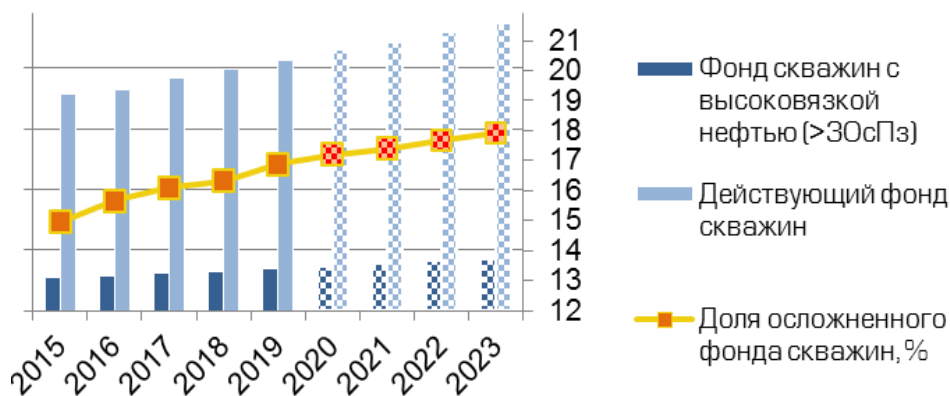


Рис. 1. Прогноз увеличения доли скважин, добывающих ВВН по группе месторождений Самарской области [2]

Для разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов в качестве вытесняющего агента в основном используются углеводородные газы, азот, углекислый газ и их смеси.

Одной из перспективных технологий повышения нефтеотдачи, в том числе для разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, в настоящее время является

применение закачки в пласты CO_2 в сверхкритическом состоянии [3]. Закачка CO_2 в пласт позволяет снизить вязкость нефти, обеспечить увеличение объема (набухание) нефти, способствовать увеличению пластового давления, снижать межфазное натяжение на границе «нефть – вода», что способствует улучшению условий вытеснения нефти из коллектора при подходящих условиях [3]. Однако, следует отметить ряд недостатков такого флюида: высокая коррозионная активность по отношению к металлическим изделиям (насосно-компрессорным трубам, насосам и т.д.), возможность выпадения асфальтенов, смол и парафинов из нефти. Поэтому применение такого метода увеличения нефтеотдачи требует проведения ряда предварительных лабораторных исследований и последующего гидродинамического моделирования.

Для оценки возможности применения закачки CO_2 в сверхкритическом состоянии была выполнена первичная выборка объектов по текущему пластовому давлению и температуре. Таким условиям соответствует 51 месторождение по выбранному региону. Затем был проведен последующий отбор по ряду критериев (обводненность продукции, размер объекта, его запасов и др.), что уменьшило количество приоритетных объектов до 26: 17 месторождений высоковязкой нефти и 9 с легкой нефтью.

Для одного из объектов с вязкой нефтью был проведен расчет технологического эффекта от применения CO_2 в сверхкритическом состоянии при газоциклической закачке. Для условий моделирования было установлено три критерия подбора: термобарическое состояние пласта, позволяющее CO_2 находиться в сверхкритическом состоянии, уровень нефтенасыщенности выше 25% и упругий/упруговодонапорный режим разработки объекта. Модель: залежь нефти характеризуется мощностью 3,4 м, пластовым давлением 163 атм, пластовой температурой 37°C, вязкостью нефти в пластовых условиях 49,1 сПз. При проведении моделирования было установлено, что потенциальный эффект при закачке 300-500 тонн CO_2 выражается как в увеличении стартовой суточной добычи нефти с 3 т/сут до 33,9 т/сут после закачки, так и в повышении нефтеотдачи при массовом применении циклических закачек CO_2 на объекте.

Таким образом, выполнено моделирование закачки и технологического эффекта по различным вариантам, также предложено создание специализированной бригады по газоциклическим закачкам CO_2 в добывающие скважины подходящих по критериям объектов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *J.J. Sheng, T. Cook, W. Barnes, F. Mody, M. Watson, M. Porter, H. Viswanathan, Screening of the EOR potential of a Wolfcamp shale oil reservoir, in: Paper ARMA 15-438 Presented at the 49th US Rock Mechanics/ Geomechanics Symposium Held in San Francisco, CA, USA, 28 June – 1 July, 2015.*
2. Обоснование структуры технологических вызовов при скважинной добыче АО «Самаранефтегаз» (2015-2019г).
3. *Абдулагатов И.М. Экспериментальные исследования теплофизических свойств чистых веществ и бинарных смесей, используемых в процессах сверхкритической экстракции / И.М. Абдулагатов, Х.С. Абдулкадырова, М.Н. Дадашев // Теплофизика высоких температур. – 1993. – Т. 31. – № 5. – С. 830–849.*

На месторождении выделено 15 эксплуатационных объектов: АВ0, АВ1-3, АВ4, АВ5, АВ6, АВ71, АВ72-6, АВ8, БВ1-2, БВ61, БВ62, БВ71, БВ10+Ач, ЮВ0, ЮВ1.

На текущий момент основным объектом применения ГРП на Ватьеганском месторождении является объект АВ1-3.

По состоянию на первое января 2016 года на объекте обводненность составила 95 %. Текущий КИН – 0,247, отбор от НИЗ – 70,1 %.

Остаточные запасы Ватьеганского месторождения сосредоточены в замкнутых блоках, которые ограничены разрывными нарушениями по данным сейсморазведки, а также по закономерным изменениям физико-химических свойств пород в присборсовых областях, по существенной разнице значений пластового давления в продуктивном пласте по разные стороны от дизъюнктива и по разным гипсометрическим уровням ВНК [3].

По состоянию на первое января 2016 года на объекте АВ1-3 выполнена 351 операция ГРП, в эксплуатацию введены 349 скважин. В целом, количество обработок на объекте не велико в сравнении с фондом скважин на объекте, что обусловлено близким расположением водонасыщенных пластов и невыраженными глинистыми перемычками [3].

Доля добытой нефти за счет ГРП на объекте не превышает 6 % от общей добычи и составляет 2192 тыс. т или 6,52 тыс. т на скважину. Охват фонда методом ГРП составляет на 01.01.2016 г. 10,9 %.

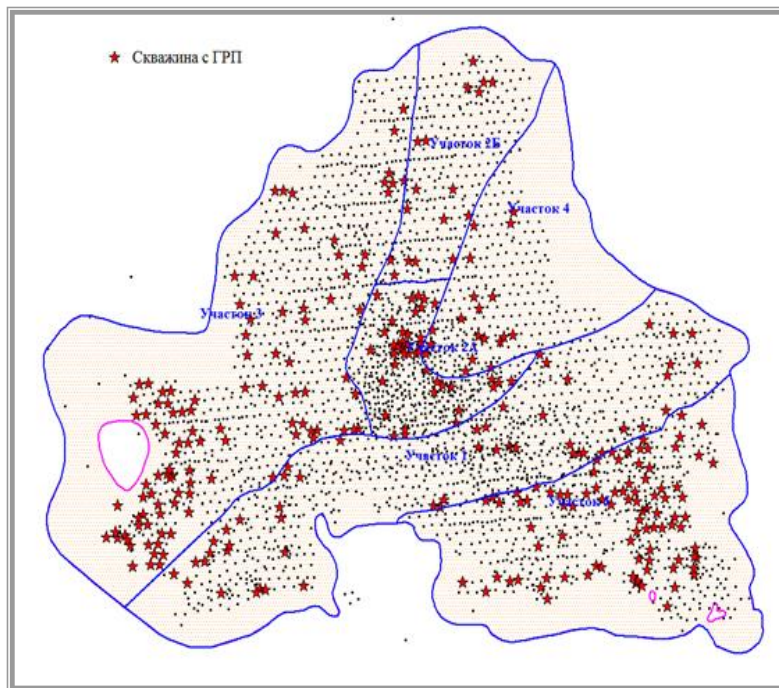


Рис.2. Расположение скважин с ГРП на объекте АВ1-3

Основным отличием обработок является существенное увеличение базовой обводнённости до ГРП и дебита жидкости. Так, в начальный период применения метода базовая обводнённость на скважинах не превышала 10 %, в 2014 г. обводнённость составила 96 %, в 2015 г. – 97,5 %. Кроме неравномерной выработки и обводнения целевых пластов на Ватьеганском месторождении существует проблема негерметичности эксплуатационной колонны.

Применение ГРП на таких скважинах стало возможно благодаря нестандартным подходам при выполнении обработок как на стадии подготовительно-заключительных работ (ПЗР), так и непосредственно при ГРП: ремонтно-изоляционные (РИР) работы спуском дополнительной колонны диаметром 102 мм; ГРП на линейном геле; стандартные ПЗР, либо ГРП по стандартной технологии; РИР; установка цементного моста; закачка тампонирующего

состава; закачка тампонирующего состава с докреплением цементом; двухстадийный ГРП; использование пенной жидкости ГРП на основе азота; использование жидкости ГРП без сшивающих реагентов; использование жидкости ГРП на основе углеводородов; использование жидкости ГРП на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ) позволило выполнять обработки на скважинах со слабовыраженными глинистыми перемычками [1,3].

Подобные виды ГРП является длительным и дорогостоящим мероприятием и также несет в себе ряд рисков. В том числе помимо вышеупомянутых геологических рисков, появляются технологические, в частности, ограничение по глубине спуска глубинного насосного оборудования, что накладывает ограничения на потенциальный дебит жидкости после ГРП.

Проведя анализ можно заметить, что условия разработки месторождений со временем усложняются, из-за уменьшения текущих дебитов и увеличение обводненности продукции, при относительно постоянных среднегодовых приростах дебитов, полученных в результате проведения ГРП, количество скважин с высокой эффективностью ГРП снижается, а с низкой эффективностью – возрастает. Недостижение плановых показателей по дополнительной добыче нефти обусловлено различными факторами, как ошибками при планировании показателей, так и ухудшенной структурой фонда скважин-кандидатов и снижением применяемых масс проппанта [2]. На Ватьеганском месторождении в 2016 г. наиболее распространенной причиной является неподтверждение нефтенасыщенности, это связано со сложным геологическим строением объекта АВ1-3 из-за подстилающей воды, на отдельных участках контактность запасов, отсутствие мощных глинистых барьеров, высокая макронеоднородность [4].

Ухудшение структуры фонда скважин вследствие выработки запасов, обводнения залежей, снижения энергетики пласта в локальных зонах, перехода на низкопроницаемые объекты, объективно приводит к снижению эффективности данного метода.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Мищенко И.Т.* Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов. – М.: Нефть и газ, 2003. – 816 с.
2. *Усачев П.М.* Гидравлический разрыв пласта: Учебник для ВУЗов. – М.: Издательство «Недра», 2011. – 165 с.
3. Отчет о НИР «Авторский надзор за разработкой Ватьеганского месторождения». СибНИИИП. – Тюмень, 2009 г.
4. *Ковтун В.В.* Анализ эффективности гидроразрыва пласта на примере Ватьеганского месторождения // Научный форум. Сибирь Том 4. — 2018. — № 1. — С. 28-29.
5. *Зандер А. А., Торяник В. Ю., Шевхужев А. Р.* Технологические особенности интенсификации нефтедобычи из низкопроницаемых коллекторов // Молодой ученый. — 2017. — №16. — С. 176-178.

УДК 622.276

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ИНТЕГРИРОВАННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ
ДЛЯ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ НОВЫХ АКТИВОВ***А.Ю. Кулинич П.Рощин**Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
Turikurit@gmail.com***АННОТАЦИЯ**

В статье проведен анализ применения методов интегрированного проектирования для комплексной оценки новых активов. Методология исследования – анализ научной литературы по заданной проблеме, а также практического отечественного опыта.

Ключевые слова: методы, интегрированное проектирование, новые активы, комплексная оценка.

На современном этапе рыночных отношений становится актуальным вопрос планирования и приобретения предприятиями новых активов. В России и в других странах мира начинает формироваться индустриальное общество нового поколения. И главное место здесь отводится инновационным отраслям экономики.

В современных условиях становятся актуальными методами, при помощи которых можно провести комплексную оценку в отношении новых активов. Как раз эти активы могут войти в состав инновационных портфелей предприятий. Чтобы провести комплексную оценку в отношении новых активов, необходимо сформировать и обосновать систему показателей. На ее основе будет осуществляться интегрированное проектирование. Выбор конкретной системы показателей зависит от множества факторов, начиная от структуры и величины предприятия, заканчивая возможностями по извлечению управленческой информации для интегрированного проектирования. [1]

Самими предприятиями комплексная оценка рассматривается как сложный процесс, в основу которого могут быть положены собственные инновационные метрики. Чаще всего при применении методов интегрированного проектирования сотрудниками предприятий допускается ошибка, связанная со взятием за основу слишком большого количества показателей. В результате на проведение комплексной оценки уходит слишком много затрат. Более того, в отношении оценки новых активов сотрудники предприятия придерживаются проектной точки зрения. А сама оценка активов осуществляется с использованием стандартных финансовых показателей. [2]

Показатели комплексной оценки новых активов довольно часто разрабатываются и применяются отдельными подразделениями предприятия. При этом они не имеют никакой связи с системой корпоративных показателей. В условиях конкуренции предприятия делают упор на снижение издержек. Однако при оценке тех же новых активов нельзя оставлять без внимания потребности клиентов.

Даже если какой-то из активов будет связан с большими издержками, в интересах клиентов можно внедрить инновационные технологии для управления им. Это позволит снизить издержки и повысить привлекательность актива в целом для рынка.

Комплексная оценка новых активов должна проводиться на основе группы показателей, связанных со стратегическими целями и показателями эффективности

предприятия. Группа показателей для комплексной оценки должна быть разработана с привлечением к этой работе квалифицированных специалистов. [3]

Эксперты должны быть знакомы со спецификой работы предприятия и специфику новых активов, запланированных к приобретению или уже приобретенных. Оценивать новые активы необходимо с разных позиций - с позиции их инновационности, с позиции экономических и социальных показателей. В первую группу для комплексной оценки предлагается включить экономические с финансовыми показателями, во вторую группу предлагается включить технологические показатели. А в третью группу предлагается включить социальные показатели. [4]

В комплексную оценку также можно включить группу организационно-управленческих показателей. Комплексная оценка новых активов должна производиться с позиции финансово-экономических составляющих, с позиции инновационности активов и показателей внутренних ресурсных возможностей предприятия. Высокой привлекательностью для бизнеса отличаются активы, которые повышают эффективность вложения предприятием инвестиций, являются перспективными с позиции результатов инновационной деятельности предприятия.

После формирования перечисленных выше групп показателей должен быть проведен анализ для отбора наиболее влиятельных показателей в отношении интегральной оценки новых активов. Чаще всего для этой работы используется метод экспертных оценок.

Более сложным в применении считается метод регрессионного анализа. В отношении несложных активов чаще используется метод экспертных оценок. Для оценки новых активов на основе метода экспертных оценок за основу могут быть взяты следующие показатели: внутренняя норма рентабельности и интегральный эффект, динамика рентабельности после приобретения актива и оценка рентабельности актива с учетом норм дисконта, окупаемость актива и объемы полученных средств от приобретения актива, абсолютная эффективность актива и оценка его текущей стоимости с учетом дисконтированных денежных потоков в будущем от его реализации, потенциал функциональности.

Для каждого из приведенных выше показателей присваивается оценка (от 0 до 10 баллов). Оценка 5 считается средним значением (нормой). Все, что будет находиться ниже, будет считаться отрицательным показателем.

Для каждого индикатора предусматривается одинаковый вес, а итоговое значение определяется как среднее арифметическое значение от всех индикаторов. Если итоговая оценка будет равна 5 или большему значению, то это указывает на эффективность приобретенного или запланированного к приобретению нового актива. [5]

Интегрированный показатель эффективности нового актива поможет комплексным образом оценить новый актив. Расчет интегрированного показателя осуществляется по формуле: $I = \sum_{i=1}^n a_i (P_i - R_i)$. В ней I является интегрированным показателем, через который оценивается результат от приобретения актива. Вес отобранного показателя (a_i) определяется по формуле $\sum_{i=1}^n a_i$. Более высокое значение показателя для достижения целей предприятия подразумевает присвоение ему большего веса.

Бальной экспертной оценкой является значение P_i . Что касается самой экспертной оценки, то она отображает способность нового актива обеспечить достижение отобранного показателя. Показатель R_i рассматривается как балльная оценка экспертов, которая касается рисков в отношении нового актива. Эти риски будут мешать достижению отобранного показателя. Задача экспертов сводится к тому, чтобы оценить риски при приобретении нового актива с позиции их влияния на достижение отобранного показателя. Значение n определяет количество отобранных показателей.

Для экспертных оценок присваивается балл в интервале от 1 до 5. 1 балл характеризует низкий уровень результативности от приобретения актива по отобранному показателю и минимальный уровень рисков. 2 балла выставляется для активов с низким уровнем результативности и таким же низким уровнем рисков. 3 балла выставляются для активов со средним уровнем результативности и таким же уровнем рисков. 4 балла

выставляется в отношении активов с высоким уровнем результативности и таким же уровнем рисков. 5 баллов выставляется для активов с максимальным уровнем результативности от приобретения и таким же уровнем рисков.

На практике так чаще и получается, что более высокие риски характерны для активов с высокой результативностью от их приобретения. Задача комплексной оценки сводится к тому, чтобы найти баланс с позиции рисков и результативности. Таким образом, комбинация метода экспертных оценок и интегрального показателя позволяет провести комплексную оценку в отношении приобретенных или планируемых к приобретению новых активов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Bartolomeu M.J., Abdrakhmanov A.B.* Integrated production modelling of gas condensate field // Society of Petroleum Engineers. - 2014. - № 171453. - P. 1-18.
2. *Kyrnaev D.V.* RITEK starts to develop an intelligent field approach // Oil.Gas. Innovations. - 2015. - № 1. - P. 62-63.
3. *Зунур В.Г.* Эксплуатация газоконденсатных месторождений в условиях самозадавливания добывающего фонда // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIII Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. - Томск, 2019. - Т. I. - С. 105-107.
4. *Ghoraeb K., Holmes J.A., Torrens R.* Field planning using integrated surface/sub surface modeling // Society of Petroleum Engineers. -2015. - № 92381. - P. 1-9.
5. *Закиров С.Н.* Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: Недра, 2018. - 628 с.

УДК 622.276

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПРОТИВОДЕЙСТВИЯ ВЫНОСУ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ ИЗ НЕФТЯНЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ, СЛОЖЕННЫХ СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННЫМИ ПЕСЧАНИКАМИ

Д.А. Малахов, Г.З. Краснова

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

malden_199696@mail.ru

Аннотация

Цель представленной работы – рассмотреть различные существующие физико-химические методы противодействия пескопроявлениям из нефтяных продуктивных пластов, сложенных слабосцементированными песчаниками.

Ключевые слова: скважина, механические примеси, пескопроявление, слабосцементированные песчаники, крепление, физико-химические методы.

Значительное число нефтяных месторождений в России разрабатываются в слабосцементированных песчаниках, в связи с этим вынос механических примесей из продуктивных пластов в добывающих скважинах становится всё более распространённым

процессом. Оно значительно снижает эффективность эксплуатации таких скважин, приводя к серьёзным осложнениям, таким как пробкообразование, выходы из строя подземного оборудования, в том числе и электроцентробежного насоса (ЭЦН), и т.д.

При эксплуатации нефтегазодобывающих скважин в условиях выноса механических примесей необходимо соблюдение баланса между эффективностью работы погружного оборудования, которая характеризуется достижением максимальных отборов пластовой жидкости, и его надёжностью, и долговечностью.

Рассмотрение промыслового опыта разработки нефтяных месторождений, сложенных слабосцементированными терригенными коллекторами, показало, что при пескопроявлении снижается производительность скважин, разрушаются щелевые фильтры и другое скважинное эксплуатационное оборудование, появляется проблема очистки добываемой продукции от песка. Кроме того, в горизонтальных скважинах в интервале максимальной депрессии на пласт, обычно в начале горизонтального участка, формируется каверна до зон водонефтяного (ВНК), что приводит к интенсивному обводнению продукции скважины.

Промысловая практика показывает, что предупреждение выноса песка должно быть осуществлено ещё до того, как продуктивный пласт будет серьёзно подвергнут разработке. При увеличении отборов жидкости и, как следствие, объёма выносимого песка, становится всё труднее контролировать дальнейший процесс разрушения прискважинной зоны продуктивного пласта. Поэтому первоначальные действия по контролю за пескопроявлением гораздо более эффективны, чем последующие ремонтно-восстановительные работы [1].

Основными источниками механических примесей, попадающих в подземное оборудование, являются продукты разрушения горных пород, либо проппант, закачанный при гидроразрыве пласта (ГРП), а также кристаллы солей; технологические жидкости, закачиваемые в скважину: растворы глушения, промывочная жидкость, различные химреагенты, растворитель и т.д.; продукты коррождения эксплуатационной колонны с образованием солей железа [2].

Последствиям разрушения коллектора, способам и средствам предотвращения выноса частиц породы в процессе эксплуатации нефтяных скважин, а также их заканчиванию посвящено много работ. Однако известные способы и средства по тем или иным причинам малоэффективны.

Основные способы эксплуатации пескопроявляющих скважин можно условно разделить на две группы:

- способы эксплуатации скважин, обеспечивающие вынос разрушенной породы на дневную поверхность;
- способы эксплуатации скважин, препятствующие выносу разрушенной породы из пласта [3].

На основе современного представления способы борьбы с пескопроявлением условно можно разделить на мероприятия, снижающие вынос песка, и мероприятия, предотвращающие вынос песка.

Технологические способы основаны на изучении механических свойств горных пород, слагающих продуктивные пласты, при начальных горных условиях и изменении текущих горных условий при нарушении равновесного состояния термогидродинамической системы [4].

После оценки скоростей выноса частиц разрушенной породы было предложено эксплуатировать скважину с постоянной скоростью фильтрации. Если же рассматривать приствольную зону продуктивного пласта с точки зрения сохранения её прочности, то ориентироваться нужно на постоянную депрессию. Существуют общеизвестные методики и расчётные формулы. По ним можно определить минимально-допустимое забойное давление, при котором начинается разрушение горных пород и, соответственно, вынос механических примесей. Однако эти расчёты очень редко применяются на практике, поскольку, в основном ставится задача достичь необходимого отбора жидкости из скважины [5]. Авторами работы

[6] рассмотрены вопросы пескопроявления и его влияние на прочность эксплуатационного объекта.

Причины разрушения призабойной зоны пласта изучены недостаточно. Одни исследователи [7] считают основными факторами фильтрационные нагрузки; другие [8], учитывая реологические характеристики слабосцементированных песчаников, утверждают, что вследствие трансформации геостатических нагрузок в пристволенной зоне скважины возникает горное давление, которое приводит к разрушению пристволенной зоны продуктивного пласта.

Известно, что горные породы в зависимости от скорости приложения нагрузки могут вести себя как упругие и неупругие (пластические, вязко-пластические) тела. Даже напряжения, составляющие 1-2 % от разрушающих, но действующие в течение долгого промежутка времени, дают необратимые остаточные деформации.

Для рыхлых несцементированных песчаников сцепление равно нулю, и устойчивость пород определяется силами внутреннего трения. Угол внутреннего трения уменьшается с увеличением содержания в породах мелких пылевидных и глинистых частиц, а также водонасыщенности [9].

Таким образом, для обеспечения устойчивости закреплённой зоны пласта вблизи забоя скважины необходимо обеспечить статическое равновесие пористой среды [3].

Ключевым недостатком технологического способа борьбы с пескопроявлением является кавернообразование, разрушение и обвал стенок скважины в пристволенные зоны продуктивного пласта, связанный с выносом частиц породы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Юргенс, Х. Предупреждение пескопроявления в добывающих скважинах / Х. Юргенс, З. Невигер// Инженер-нефтяник, №2, 2009, С. 8-10.
2. Камалетдинов, Р.С. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями /Р.С. Камалетдинов, А.Б. Лазарев// Инженерная практика. 2010. №2. С. 6-13.
3. Гилаев, Г.Г. Вопросы теории и практики ограничения пескопроявлений в нефтедобывающих и водозаборных скважинах / Г.Г. Гилаев, М.А. Бурштейн, Г.Т. Вартумян, А.Т. Кошелев. — Краснодар: Советская Кубань, 2004. — 224 с.
4. Минеев, А.В. Методы защиты насосного оборудования при добыче пескосодержащей нефти / А.В. Минеев, Н.Д. Булчаев, П.М. Кондратов// Территория нефтегаз. 2010. №10. С. 82-84.
5. Зотов, П.А. Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах / П.А. Зотов, А.В. Динков, В.А. Черных. - М.: Недра, 1986. —256 с.
6. Басков, Б.Н., Дьячков В.Н. К вопросу образования песчаных пробок в водозаборных скважинах, эксплуатируемых на месторождениях НГДУ «Нижнесуртымскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз». // НТИС. Сер.: «Нефтепромысловое дело». - М.: ВНИИОЭНГ, 1966, № 8, 9. - С. 14 - 19.
7. Ибрагимов, Э.И. Методика прогнозирования состояния призабойных зон эксплуатационных скважин по заданному режиму их работы / Э.И. Ибрагимов, Л.С. Мелик-Асланов//Тр. АзНИИДН, вып. XXIII. Баку, Азерб. Гос. Изд-во, 1972, С. 399-408.
8. Желтов, Ю.П. Деформации горных пород. М., Недра, 1966. 196 с.
9. Ржевский, В.В. Основы физики горных пород / В.В. Ржевский, Г.Я. Новик// - М., Недра, 1978. - 390 с.

УДК 665.1.09

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОНОЭТАНОЛАМИДОВ ЖИРНЫХ КИСЛОТ В СОСТАВАХ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Ю.М. Ярочкина, И.А. Жорник, П.В. Склюев

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

p.v.sklyuev@gmail.com

Вследствие неспособности первичных и вторичных методов добычи нефти извлечь свыше 20-40% начальных геологических запасов нефти, применение методов повышения нефтеотдачи пластов стало важнейшей задачей. Процессы, основанные на использовании поверхностно-активных веществ, показали себя как экономически рентабельные методы повышения нефтеотдачи пластов [1].

Наиболее распространёнными компонентами технологий повышения добычи пластов являются ПАВ различных классов, на уникальных свойствах которых (изменение межфазного натяжения, смачиваемости, кинетики реакции кислот, солюбилизации, образование мицеллярных систем и т.д.) базируется целый ряд современных технологий [2].

Поверхностно-активные вещества применяются на поздних стадиях разработки месторождений для улучшения фильтрационно-ёмкостных свойств коллектора за счёт адсорбции ПАВ в пористой среде. Адсорбируясь в пористой среде, ПАВ также способны изменять смачиваемость породы, тем самым увеличивая проницаемость по нефти и приводя к увеличению притока скважинной жидкости. Также ПАВ используются для увеличения коэффициента вытеснения нефти, что связано с их способностью понижать межфазное натяжение на границе раздела нефть-вода и, как следствие, капиллярное давления.

Одними из наиболее ценных сырьевых источников поверхностно-активных веществ являются метиловые эфиры жирных кислот (МЭЖК), и сами жирные кислоты, полученные переэтерификацией растительных масел [3, 4], на их основе получен широкий спектр поверхностно-активных производных [5, 6]. В качестве растительных масел рассматриваются обычно масло подсолнечника, рапсовое масло, коксовое масло и ряда других культур. Среди относительно легко получаемых производных растительных масел можно выделить этаноламиды жирных кислот, которые образуются в среде щелочных катализаторов из моноэтаноламина и растительных масел [7]. Данные соединения представляют собой пастообразные маслорастворимые массы, которые могут оказаться перспективными для применения в процессах интенсификации нефтедобычи.

Цель настоящей работы определить возможность применения моноэтаноламидов жирных кислот, полученных обработкой растительного масла моноэтаноламином, для интенсификации добычи нефти. В рамках поставленной цели проводили синтез данных ПАВ, определение их поверхностной активности и фильтрационные испытания углеводородного раствора моноэтаноламидов ЖК на насыпной модели керна. В процессе выполнения эксперимента фиксировали изменение проницаемости и вытеснение остаточной нефти.

Межфазное натяжение измеряли методом вращающейся капли при помощи видеотензиометра Spinning Drop Video Tensiometer SVT 20N (Data Physics, Germany). Фильтрационные испытания проводили на установке для исследования проницаемости керна и насыпных моделей ПИК-ОФП-1-40-АР/РР (АО Геологика), рассеивание песка и уплотнение нужной фракции в кернадержателе осуществляли при помощи вибростенда Retsch AS 200. Содержание жирных кислот и их метиловых эфиров, определенное при помощи газового хроматографа Хроматэк-Кристалл 5000, приведено в таблице 1.

Таблица 1

Содержание жирных кислот в исходном сырье (масле подсолнечника) и их метиловых эфирах (биодизеле) % масс.

Масло подсолнечника		Эфир метиловый	
Пальмитиновая кислота $C_{16}H_{32}O_2$	6	Пальмитат	6,1
Стеариновая кислота $C_{18}H_{36}O_2$	3	Стеарат	4,0
Олеиновая кислота $C_{18}H_{34}O_2$	17	Олеат	22,2
Линолевая кислота $C_{18}H_{32}O_2$	73	Линолеат+линоленат	67,7
Линоленовая кислота $C_{18}H_{30}O_2$	1		
Эйкозеновая кислота $C_{20}H_{38}O_2$	0	Эйкозеноат	0
Эруковая кислота $C_{22}H_{44}O_2$	0	Эруконоат	0

Методы получения моноэтаноламидов жирных кислот

Контроль за протеканием реакций осуществляли методом ТСХ и по межфазному натяжению, каждые 2 часа отбирая пробы реакционной смеси в процессе нагревания.

Метод синтеза моноэтаноламидов жирных кислот из биодизеля

В круглодонной колбе ёмкостью 100 мл, снабженной обратным холодильником, растворили металлический натрий (150 мг) в 5мл изопропанола при нагревании. Смесь охладили до комнатной температуры и добавили 29,31 г метиловых эфиров жирных кислот (биодизеля) и 6,1 г моноэтаноламина, после чего смесь нагревали с обратным холодильником 6 часов при 120-140°C. По окончании реакции, моноэтаноламиды ЖК, охлажденные до 60°C, промывали водой при помощи делительной воронки, по возможности, не допуская эмульгирования. Нижний слой отделили, а верхний высушили в сушильном шкафу при 100°C до постоянной массы. Выход этаноламидов ЖК составил 84%.

Метод синтеза моноэтаноламидов жирных кислот из растительного масла

Метод получения моноэтаноламидов ЖК из растительного масла аналогичен получению их из биодизеля. Масса растительного масла 44,02 г, МЭА – 9,15 г. Выход составил 80% от теоретического.

Из приведенных таблицы 2 и рис.1 видно, что для протекания реакции образования моноэтаноламидов ЖК из соответствующих метиловых эфиров достаточно 6 часов. Значение межфазного натяжения реакционной смеси, содержащей масло подсолнечника, через 6 часов нагревания составляет 4,65 мН/м. В случае использования растительного масла в качестве сырья моноэтаноламиды образуются с меньшим на 4% выходом. Также цвет образующегося продукта более темный, чем в случае использования биодизеля.

Таблица 2

Значения межфазного натяжения проб реакционной смеси (на примере биодизеля) 1% раствор в керосине на границе с дистиллированной водой

Время от начала реакции, ч	0	2	4	6	8	10
Межфазное натяжение σ , мН/м	5,06	4,93	4,7	4,59	4,6	4,58

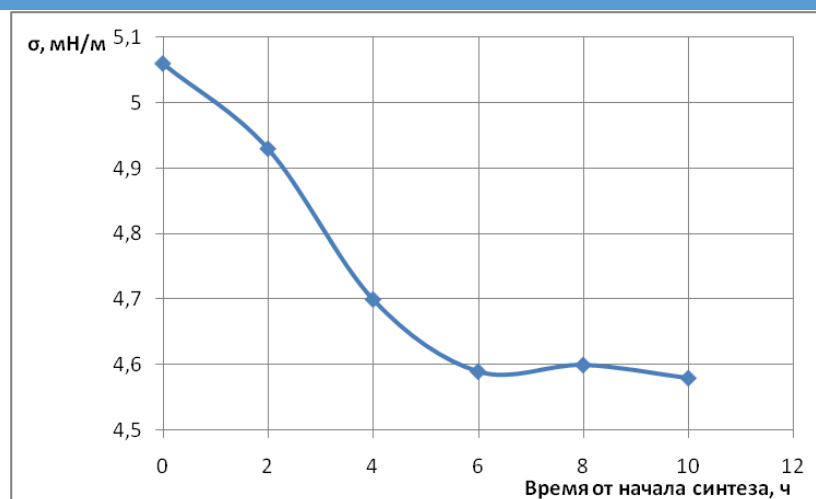


Рис. 1. Межфазное натяжение в зависимости от времени реакции

Для насыпной модели керна был использован кварцевый песок фракции 0,075-0,212 мм. Длина модели керна составляла 200 мм, диаметр 20 мм. Объем пор (V_p) определяли по пресной воде. Через модель керна прокачивались жидкости до установления перепада давления в следующей последовательности: минерализованная вода, нефть, закачиваемая вода (разбавленная вдвое минерализованная вода), углеводородный раствор ПАВ, закачиваемая вода, нефть. Концентрация этаноламида ЖК в керосине составляла 1% масс., размер оторочки – $0,2 V_p$. Для фильтрационных исследований использовалась минерализованная вода с плотностью $1,107 \text{ г/см}^3$, нефть с вязкостью $1,6 \text{ сПз}$.

По результатам проведенных фильтрационных испытаний на насыпной модели керна видно, что после закачки оторочки моноэтаноламидов ЖК проницаемость по закачиваемой воде падает, что связано с гидрофобностью этаноламидов ЖК. После обработки проницаемость по воде немного возрастает и составляет $1027,85 \text{ мД}$, в то время как проницаемость по нефти возрастает более значительно (максимум в 1,8-1,9 раз). По мере фильтрации закачиваемой воды существенного изменения проницаемости не наблюдается. Снижение проницаемости по воде непосредственно после прокачки реагента, вероятно, связано с образованием нестабильной эмульсии, которая разрушается при высоком содержании водной фазы, и моноэтаноламиды жирных кислот удерживаются пористой средой. Напротив, при прокачке нефти происходит постепенное снижение коэффициента проницаемости в связи с десорбцией реагента с пористой среды. В результате прокачки $0,2$ объемов пор оторочки моноэтаноламидов ЖК было вытеснено $47,6\%$ остаточной нефти.

Таблица 3

Изменение коэффициента проницаемости до и после обработки насыпной модели керна раствором моноэтаноламидов жирных кислот

Флюид	Коэффициент проницаемости, мД		$K_{пр \text{ после}}/K_{пр \text{ до}}$
	До обработки	После обработки	
Пластовая вода	1508,68	-	-
Закачиваемая вода	987,92	1027,43	1,04
Нефть	1020,43	1720,63 ($1V_p$)	1,69
		1500,59 ($2V_p$)	1,47
		1326,11 ($2,6V_p$)	1,30

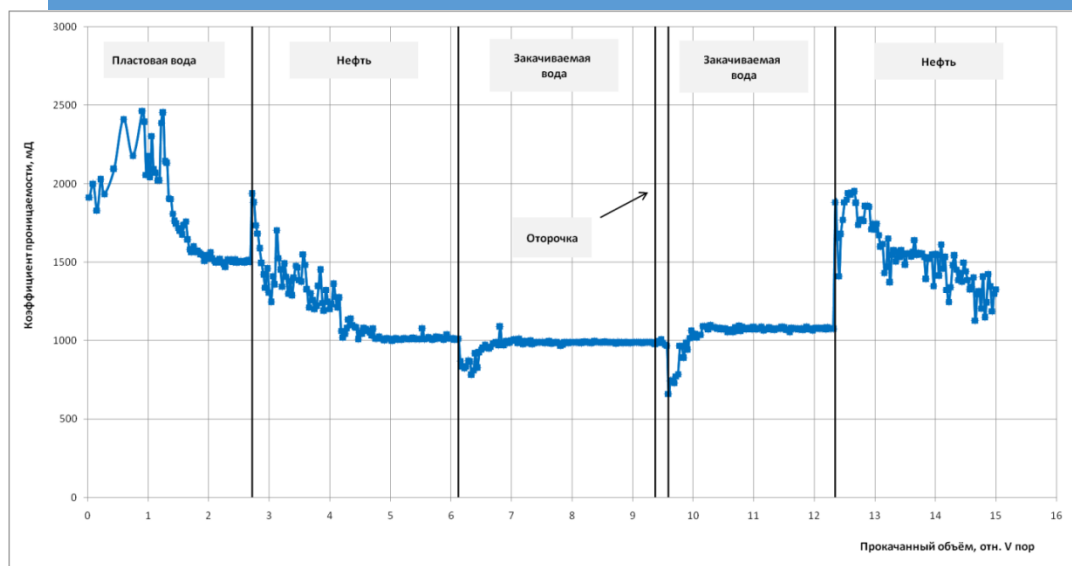


Рис.2. Зависимость коэффициента проницаемости от объема прокачанной жидкости относительно объема пор V_n

Эффективность нефтевытеснения составом, а также гидрофобизации пористой среды может быть улучшена подбором соответствующих компонентов для композиции того или иного назначения. Основываясь на данных проведенных экспериментов, можно рассматривать применение моноэтаноламидов ЖК подсолнечного масла как одного из компонентов в составах для гидрофобизации пористой среды.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Olajire A.A.* Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges / *Energy*, N. 77, 2014, pp. 963-982
2. *Крянев Д.Ю.* Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов в России и за рубежом. Опыт и перспективы. / *Бурение и нефть*. – 2011. - №02.
3. *Николаев П. В., Козлов Н. А., Петрова С. Н.* Основы химии и технологии производства синтетических моющих средств. — Иваново: ИГХТУ, 2007. — 117 с.
4. Поверхностно-активные вещества и композиции: справочник / Под ред. М. Ю. Плетнева. — М.: ООО «Фирма Клавель», 2002. — 768 с
5. *Hill K.* Fats and oils as oleochemical raw materials / *Pure Appl. Chem.*, Vol. 72, No. 7, pp. 1255–1264, 2000
6. New Syntheses with Oils and Fats as Renewable Raw Materials for the Chemical Industry / *Angew. Chem. Int. Ed.* , 2000, 39, pp. 2206-2224
7. *Карнеева И. Э., Зорина А. В., Шихалиев Х. С.* Синтез амидов жирных кислот подсолнечного масла // *Вестник ВГУ, серия: Химия. Биология. Фармация*, 2013, № 2, с. 39-41

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОВОГО ПОТОКА,
ВОЗБУЖДАЕМОГО ПОВЕРХНОСТНЫМ РАЗРЯДОМ**

Л.Н.Смирнова, А.В.Фролов

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Аннотация: В работе исследуется оптическая схема цифрового, (ЦСИ), применявшегося для визуализации газового потока, создаваемого вследствие горения двойного поверхностного разряда в электродной системе. Электродная система представляет собой уголкового электрода, ориентированный вершиной вдоль направления лучей, попадающих на вход объектива телекамеры, получает питание от источника высокого напряжения

Ключевые слова: шлирен-метод, газовый поток, световые волны, пучок света, поверхностный разряд, спекл-структура, константа Гладстона-Дейла, диэлектрик-газ, теневой метод, светофильтр, флуктуация.

Abstract: The paper examines the optical digital circuitry used to visualize the gas flow generated by the double surface combustion in the electrode system. The electrode system is a corner electrode, oriented by the top along the direction of the rays entering the entrance of the camera lens, receives power from a high voltage source

Keywords: grinding method, gas flow, light waves, beam of light, surface discharge, speckle-structure, Gladstone-Dale constant, dielectric gas, shadow method, light-filter, fluctuation.

Для исследования газового потока, возбуждаемого незавершенным поверхностным разрядом используются методы визуализации, при которых в объект исследований (газовый) не вводятся никаких дисперсных составляющих (дыма, пыли). К ним относятся оптические методы исследований, основанные на рассеянии излучения, на флуктуациях коэффициента преломления среды.[1,2]

Для надежного применения незавершенного газового разряда на практике требуется исследование газовых потоков в целом, а не только их воздействия на поверхности. При исследовании необходимо использовать такие методы, как теневой метод и спекл-интерферометрию.

Под научным термином "поверхностный разряд" (ПР) обычно понимается процесс формирования газоразрядной плазмы на поверхности границы раздела диэлектрик-газ в условиях переменного электрического поля. В физике газового разряда различают импульсные и импульсно-периодические ПР, которые могут реализоваться в завершенных и незавершенных фазах, перекрывая или не перекрывая межэлектродный промежуток. разряд называется незавершенным поверхностным разрядом(НПР). [3,4]. При условии применения НПР плазма существенно не нагревает нейтральную компоненту газа, а также увеличивается ресурс диалектической подложки. Незавершенный поверхностный разряд в исследуемом случае создается знакопеременным током с частотой 1...10 кГц и представляет собой в данном случае частотный самоограничивающийся поверхностный разряд.

Шлирен-метод Тендера (метод ножа и щели) основан на регистрации отклонения фронта световой волны при взаимодействии проходящего света с исследуемым объемом прозрачной среды (газа, жидкости, плазм.[3,5]ы). Шлирой называют оптическую неоднородность, занимающую сравнительно небольшой объем. Степень отклонения пучка в шлирен-схеме и соответствующие изменения его интенсивности определяются локальным градиентом показателя преломления среды. Поэтому изучение изменения показателя преломления позволяет судить о распределении плотности во всем объеме исследуемой среды. Шлирен-метод дает возможность проводить преимущественно качественные наблюдения.

Для определения угла отклонения света, прошедшего через объект, имеющий градиент показателя преломления, рассматривается прохождение световой волны через

плоскопараллельный слой объекта толщиной l , расположенный перпендикулярно падающему пучку света и имеющий оптическую неоднородность с постоянным градиентом показателя преломления $dn/dx = \text{const}$ в вертикальном направлении.

На уровнях: x и $x+dx$ показатель преломления будет соответственно равен: n и $n + dn$.

Показатель преломления среды вне слоя примем равным n . В силу зависимости скорости света в среде от показателя преломления, получим

$$V = c/n \quad \text{на уровне } x \text{ и}$$

$$V' = c/(n + dn) \text{ на уровне } x + dx.$$

В связи с этим на прохождение слоя l свет затратит на уровне: x время $t=l/c$, а на уровне: $x+dx$ потребуется время $t + dt = l/(n+ dn)c$. Очевидно, что в момент, когда волна выйдет из слоя на уровне $x+dx$, фронт световой волны на уровне x будет опережать фронт на уровне $x+dx$ на величину

$$\Delta = vdt = cdt/n,$$

что приведет к отклонению фронта волны на угол

$$\varepsilon_x \approx \text{tg } \varepsilon_x = \frac{l}{n} \cdot \frac{dn}{dx}.$$

Таким образом,

$$\varepsilon_x = \int_0^{\varepsilon} d\varepsilon_x = \int_0^l \frac{1}{n} \cdot \frac{dn}{dx} dl = \frac{l}{n} \cdot \frac{dn}{dx}, \quad (1)$$

где dl — элемент пути вдоль направления луча; l — протяженность слоя, содержащего градиент показателя преломления вдоль зондирующего луча света; dn/dx — компонента градиента показателя преломления, перпендикулярная кромке ножа Фуко. [6]

Если градиент показателя преломления вдоль траектории луча является функцией координат, т. е. переменной величиной $dn(x, y, z)/dx$, то

$$\varepsilon_x = \int_0^l \frac{1}{n} \cdot \frac{\partial n}{\partial x} dl. \quad (2)$$

Плотность вещества ρ имеет взаимосвязь с показателем преломления n через постоянную Гладсона-Дейла K и записывается в виде

$$n-1=K\rho \quad (3)$$

Для многокомпонентного газа суммарный показатель преломления может быть вычислен по парциальным плотностям и константам Гладсона-Дейла для отдельных компонент:

$$n-1 = \sum K_i \rho_i = \left(\sum K_i c_i \right) \rho \quad (4)$$

Как показывает анализ уравнений (1) и (2), оптические методы диагностики чувствительны к изменению плотности среды, ее температуры, состава.

Величина константы Гладсона-Дейла зависит от поляризуемости молекул, составляющих газовую среду, и зависит от сил. линий осцилляторов f_i , собственных частот молекулы ν_i , частоты падающего излучения ν и молекулярных констант:

$$K = \frac{L_0 e^2}{2\pi m_e \mu} \sum_i \frac{f_i}{\nu_i^2 - \nu^2} \quad (5)$$

здесь L_0 – число Лоренца; μ – удельная молярная масса; e – заряд электрона; m_e – его масса.

Величина K испытывает сильную дисперсию вблизи резонансных линий ($\nu = \nu_i$). Вне резонансных частот зависимость $K(\nu)$ слабая. Она может быть выражена через длины волн:

$$K = \frac{L_0 e^2}{2\pi n_e c_0 \mu} \sum_i \frac{f_i \lambda_i^2 \lambda^2}{\lambda^2 - \lambda_i^2} \quad (6)$$

(c_0 – скорость света в вакууме).

Частично диссоциированный газ может рассматриваться как двухкомпонентная смесь:

$$(n-1) = \rho [K_M (1 - \alpha_D) + K_A \alpha_D], \quad (7)$$

где K_M , K_A – константы Гладстона-Дейла для молекул и атомов соответственно; α_D – степень диссоциации. Для ионизированных газов выделяется электронная составляющая показателя преломления n_e :

$$(n-1) = \rho [(1 - \alpha_I) K_A + \alpha_I K_I] + (n_e - 1) \quad (8)$$

здесь α_I – степень ионизации; K_I – константа Гладстона-Дейла для ионов.

Электронная составляющая показателя преломления является отрицательной и зависит от плотности электронов N_e и квадрата длины волны:

$$n_e - 1 = -\lambda^2 N_e e^2 / (2\pi n_e c_0^2) \quad (9)$$

Для величины N_e , $1/\text{см}^3$, и λ см выражение (7) может быть записано в виде:

$$(n-1) = -4,46 \cdot 10^{-14} \lambda^2 N_e \quad (10)$$

Таким образом, для определения пространственного распределения плотностей недостаточно знать распределения показателя преломления среды. Необходимо также знать распределение константы Гладстона-Дейла, а для этого необходимо определение распределения концентраций ионов и электронов в объекте исследований, которое существенно вблизи диэлектриков. Это исследование можно проводить методом спектрального анализа.

Принцип действия сканера плотности заключается в следующем (Рис. 1):

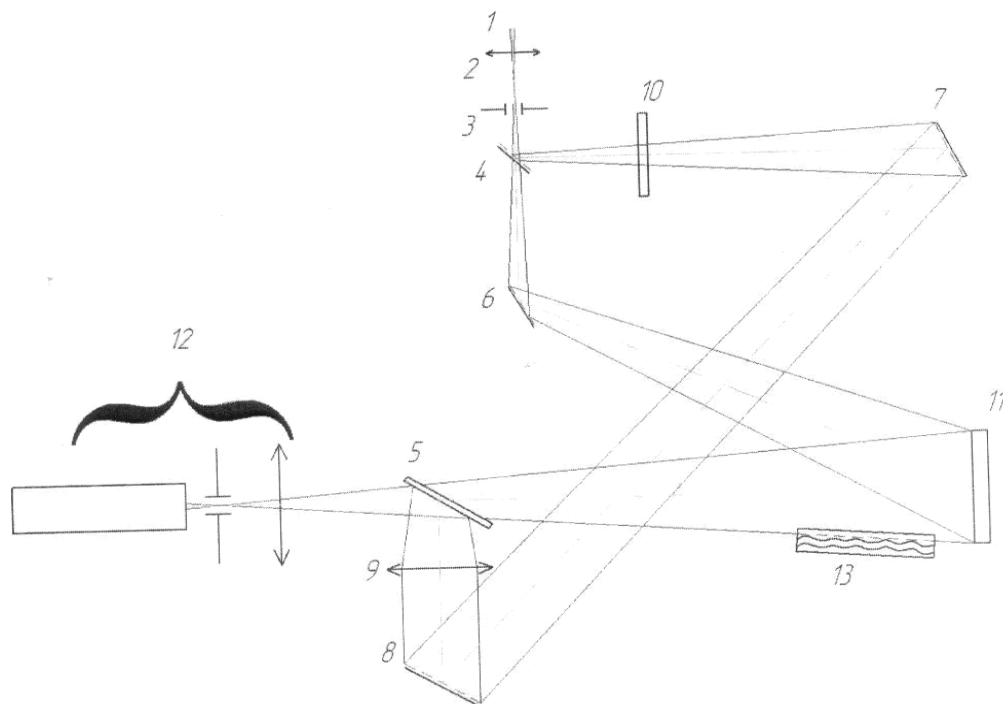


Рис. 1. Оптическая схема спекл-интерферометра для визуализации газового потока поверхностного разряда:

1- лазерный луч; 2- короткофокусная линза; 3-точечная диафрагма; 4,5- проходное зеркало; 6,7,8 - глухое зеркало; 9- объектив; 10- светофильтр; 11- экран; 12- телекамера с объективом; 13- электродная система поверхностного разряда.

Получение спеклограммы ЭТГ потока двойного поверхностного разряда, возбуждаемого в угольном электроде 13, происходит в два этапа. Сначала осуществляется опорная экспозиция без исследуемого объекта, а затем генерируется ЭТГ поток и делается повторная экспозиция суммарного спекл-поля. В результате набега фазы в объектном плече интерферометра, описываемого уравнением

$$\Delta\varphi(x; y) = \frac{2\pi}{\lambda} \int_{z_1}^{z_2} [n(x, y) - n_{\infty}] dz, \quad (11)$$

В памяти ЭВМ интерферометра формируется разностная цифровая спекл-интерферограмма, которая выводится на экран монитора. Характерный вид спекл-интерферограммы усредненной картины течения газа в ЭТГ потоке приведен на рисунке 2. [9] Здесь корреляционные (темные) полосы соответствуют распределению плотности газа в потоке

При когерентном освещении случайно неоднородных объектов, например, шероховатая поверхность в рассеянном поле, формируется спекл-структура (от английского speckle-пятнышко), увеличенный фрагмент которой представлен на рисунке 2.

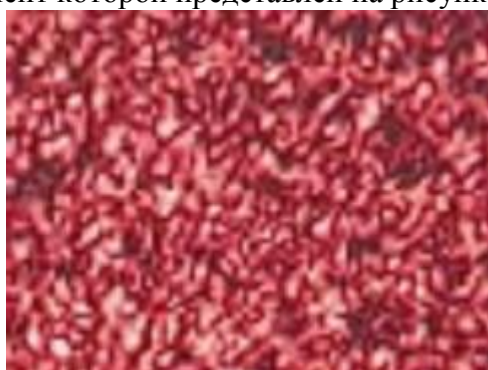


Рис. 2. Характерный вид спекл-структуры.

Такая картина получается в результате интерференции волн от отдельных неоднородностей поверхности объекта. Теперь допустим, что между шероховатой поверхностью и фиксатором (камерой) находится оптически неоднородная среда (объект исследования), в этом случае спекл-структура изменится. Сопоставляя различными методами исходную (без объекта) и полученную (с объектом) спекл-структуру, можно довольно четко судить о распределении оптической неоднородности.

Преимущество метода: его панорамность, он дает сразу всю картину. Недостаток: требуются довольно сложные методы обработки спекл-структур, чтобы получить четкие численные значения параметров.

Методы обработки спекл-структур основаны на рассмотрении оптической схемы цифрового спекл-интерферометра (ЦСИ), применявшегося для визуализации газового потока, создаваемого вследствие горения двойного поверхностного разряда в электродной системе 13. Электродная система 13 представляет собой угольный электрод, ориентированный вершиной вдоль направления лучей, попадающих на вход объектива телекамеры, запитывается от источника высокого напряжения $U=5$ кВ с $\nu=8$ кГц.

Лазерный луч 1, проходя через короткофокусную линзу 2 и точечную диафрагму 3, попадает на проходное зеркало 4. Отраженная часть излучения проходит через светофильтр 10 и, отражаясь от глухого зеркала 3, попадает на глухое зеркало 8 - и далее - в объектив 9. Часть лазерного излучения, проходящая через зеркало 4, отражается от глухого зеркала 6 и падает на экран 11, на поверхность которого нанесено специальное покрытие для лучшего рассеяния. Рассеянное лазерное излучение от экрана 11 проходит через область перед электродом 13. Пройдя через проходное зеркало 5, предметный пучок совмещается с опорным пучком. Далее совмещенные пучки попадают в объектив телекамеры 12. На экран монитора выводится спекл-картина, на которой наглядно представлен исследуемый процесс.

В соответствии с масштабным фактором на рисунке 3. можно сделать вывод, что спекл-интерферометр дает более протяженную структуру ЭТГ потоков.

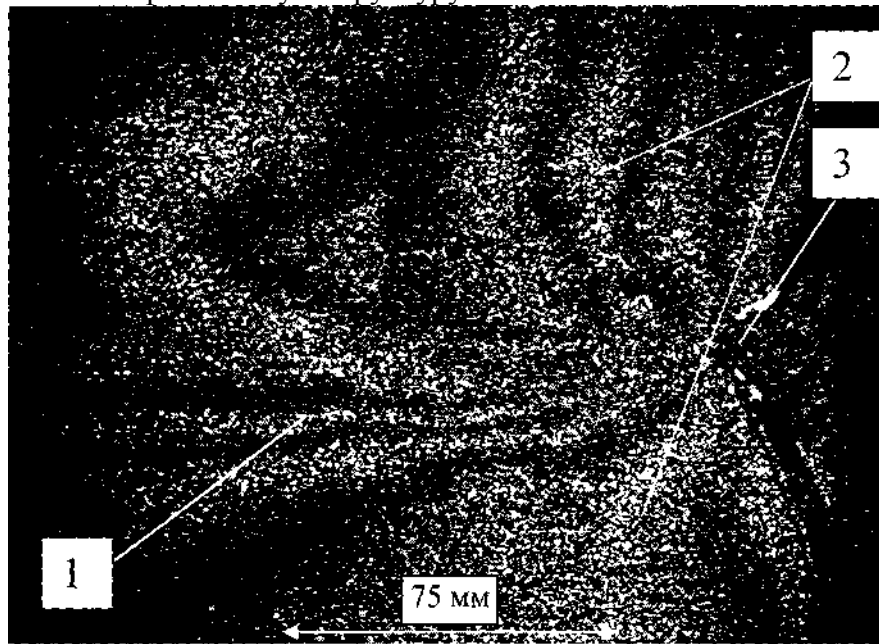


Рис. 3. Характерный вид усредненной во времени спекл-интерферограммы ЭТГ потока: 1 скоростная составляющая потока; 2 тепловая оболочка; 3 профиль уголкового электрода.

Математический анализ опорной экспозиции без исследуемого объекта показывает следующее: поскольку вследствие воздействия внешних случайных факторов полученная экспозиция по времени непостоянна, то для проверки достоверности полученных данных требуется определить среднеквадратичное отклонение яркостей, которое определяется по формуле:

$$\sigma(x, y) = \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{(E_i(x, y) - E_{cp}(x, y))^2}{n}}, \quad (12)$$

где $E_{cp}(x, y)$ - средняя по кадрам величина яркости точки с цифровыми координатами x, y в полученном фильме,

$E_i(x, y)$ - величина условной яркости (варьируется от 0 до 255) точки с цифровыми координатами x, y в i -кадре полученного фильма;

n – количество кадров полученного фильма.

Определения скорости в потоке. можно получить по перемещению полос. Для определения перемещения полос используем определение перемещение точек локального максимума. Отслеживая перемещение точек локального максимума, можно численно с некоторыми допущениями судить о скорости. Распределение скоростей определено с помощью программы, Исследование газового потока, создаваемого НПП может быть осуществлено с использованием спекл-интерферометрии, так как другие методы мало приемлемы. Метод сканера плотности так же приемлем, но весьма сомнительно его техническое решение с требуемыми параметрами.

Необходимо отметить, что для исследования газового потока спекл-интерферометрией требуется применение и разработка новых методов анализа. Метод среднеквадратичных отклонений и метод перемещения полос опробованы. Разработанные методы являются перспективными и нуждаются в доработке.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. <http://de.ifmo.ru/--books/0049/ch34.htm>.
2. Автоматизированная виброметрия механических конструкций на основе помехоустойчивого цифрового спекл-интерферометра. Лабораторный практикум. Под ред. В.П.Шорина. Самара: СГАУ, 2007. - С 124.
3. Журавлев О.А., Ивченко А.В. Визуализация газовых потоков, возбуждаемых частотным поверхностным разрядом в воздухе атмосферного давления // Материалы Всеросс. н.-т. конференции «ФНТП 2007». Петрозаводск: Изд.Петр.ГУ, Т.1. - С.82-86.
4. Смирнова Л.Н., Фролов А.В. исследование газового потока, возбуждаемого незавершенным поверхностным пвзрядом в воздухе атмосферного давления.
5. Журавлев О.А., Мединская Л.Н., Шорин В.П. Лазерная диагностика двухфазных течений: Учебное пособие. - Куйбышев: КуАИ, 1989. - С.74.
6. Знаменская И.А. Современные методы визуализации газовых потоков // Труды VII Междун. н.-т. конференции «Оптические методы исследования потоков». М.: МЭИ, 2003. - С. 281-283.
7. Оптика и атомная физика. Лабораторный практикум по физике /Под ред. Р.И.Солоухина. Новосибирск: Наука, 1983. - С.384.
8. Развитие газодинамических возмущений из зоны распределенного поверхностного скользящего разряда / И.А.Знаменская, Д.Ф.Латфуллин, А.Е.Луцкий и др. // ЖТФ, 2007, Т.77, №5. - С.10-18.
9. Фомин Н.А. Спекл-интерферометрия газовых потоков. Мн.: Наука и техника, 1989. - С.168.

УДК 622.276

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРА САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

В.В.Васильев, С.С.Булыжкин, К.И.Бабицкая

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
dosu2009@yandex.ru*

Аннотация

Целью данной работы является анализ проведенных геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на увеличение продуктивности скважин на месторождениях севера Самарской области. Сделаны выводы об эффективности тех или иных методов воздействия на пласт.

Ключевые слова: интенсификация добычи нефти, растворитель, кислотная обработка, дополнительная добыча нефти

В процессе длительной эксплуатации скважины коллекторские свойства призабойной зоны пласта ухудшаются по ряду причин: выпадение солей, смол, парафинов и/или продуктов коррозии, образование стойких эмульсий и др. Для воздействия на призабойную зону пласта чаще всего используют минеральные и органические кислоты. Для растворения карбонатов кальция и магния может быть использована любая кислота, чаще всего – соляная HCl. При реакции взаимодействия HCl с карбонатами образуются растворимые хлориды кальция и магния, а также углекислый газ и вода. При растворении терригенных пород, основу которых составляет двуокись кремния SiO₂, и глинистых пород на основе алюмосиликатов необходимо обязательно применять плавиковую кислоту HF.

Однако проникновение состава в низкопроницаемые нефтенасыщенные пропластки зачастую невозможно из-за высокого межфазного натяжения на границе «кислота-нефть», в результате чего основная часть кислоты поступает в высокопроницаемые и водонасыщенные пропластки, увеличивая их проницаемость, что в результате приводит к обводнению скважинной продукции и недостаточному увеличению продуктивности скважины по нефти. Этот фактор обуславливает необходимость применения различных добавок к кислотным составам в целях достижения заданных физико-химических показателей интенсифицирующих растворов или технологических показателей при проведении обработки [1].

Основными добавками к кислотным составам являются поверхностно-активные вещества (ПАВ) различного типа.

Одним из перспективных направлений применения композиций ПАВ являются «самоотклоняющиеся» кислотные составы.

В процессе реакции «самоотклоняющего» состава с карбонатной породой происходит образование вязкоупругого геля. Образовавшийся экран позволяет отклонять новые порции кислотного состава к ранее необработанным низкопроницаемым участкам пласта. После проведения обработки вязкоупругий гель легко разрушается нефтью и выносится из скважины.

Таким образом, применение кислотного состава на основе вязкоупругого ПАВ обеспечивает равномерную интенсификацию всего продуктивного интервала нефтяного пласта [2].

Одним из методов направленной и глубокой кислотной обработки трещиноватых пластов является применение кислот в виде обратных эмульсий.

Эмульсия – это двухфазная жидкая система из водной и углеводородной фаз. В обратных эмульсиях водная фаза – внутренняя, а внешней является углеводород с добавкой ПАВ.

Кислотная эмульсия обратного типа со значительной вязкостью позволяет селективно воздействовать на нефтенасыщенные пропластки, не вовлекая в разработку водонасыщенные участки пласта. Селективность проникновения в нефтенасыщенные участки пласта реализуется за счет того, что при разбавлении нефтью вязкость эмульсии снижается, а при разбавлении водой вязкость эмульсии возрастает.

В обратных кислотных эмульсиях кислота «спрятана» внутри глобул и до их разрушения не взаимодействует с породой. Разрушение происходит после закачки композиции в трещиноватый пласт. «Время жизни» эмульсий подбирается экспериментально и обычно составляет несколько часов. После разрушения эмульсия распадается на два слоя – углеводород и раствор кислоты, который начинает взаимодействовать с породой. Однако опыт применения в Самарской области показал, что эта технология имеет ряд ограничений, которые связаны с высокой вязкостью состава (70-110 мПа·с), что не позволяет применять его для коллекторов с проницаемостью менее 50 мД, и температура применения не выше 80°C [3].

Выше представленные методы не применимы к геолого-физическим условиям месторождений севера Самарской области. Нефти этих месторождений относятся к высоковязким со значительным содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ, в результате чего происходит снижение проницаемости ПЗП и продуктивности добывающих скважин. Для разрушения конгломератов АСПО и растворения их необходимо проведение обработки ПЗП растворителями.

В данной статье представлен опыт проведения геолого-технических мероприятий на месторождениях севера Самарской области (таблица 1).

Таблица 1 - Успешность проведенных ГТМ

Технология	Пласт	параметры до ГТМ (ЦДС)			запускные параметры после ГТМ			% достижения запускной прирост
		Qн, т/сут	Qж, м3/сут	%	Qн, т/сут	Qж, м3/сут	%	
углевод. раств.	А4	5,1	12,0	53,0	12,5	30,0	54,0	102,46%
углевод. раств.	Б2	1,2	4,3	68,6	5,4	13,0	54,0	143,07%
углевод. раств.	Б2(С1)	2,0	7,0	69,0	5,1	11,0	50,0	103,47%
углевод. раств.	Б2(С1)	2,0	4,0	45,0	5,7	13,0	53,0	104,63%
СКО	В1				3,6	20,0	79,0	60,00%
СКО	К1+К2+К3+К4	0	0	39	3,3	7,0	44,0	101,92%
СКО	Рд3Рд5				6,2	41,0	84,0	103,88%
СКО	А3				5,1	9,0	36,0	83,20%
СКО	В1				3,0	13,0	74,5	75,33%
СКО	РД4				5,4	8,0	22,0	36,32%
СКО	К1+К2	0	0	41	6,9	14,0	42,2	113,61%
СКО	К2	0	0	34	5,7	9,5	29,2	124,65%
СКО	А3				4,2	5,0	5,0	82,76%

Как следует из представленных данных, мероприятия по обработке призабойной зоны пласта при помощи соляной кислоты не всегда показывают положительный результат, в отличие от растворителя.

Анализ представленных результатов выполненных геолого-технических мероприятий позволяет сделать вывод, что совместное одновременное применение кислотных составов и углеводородных растворителей при обработках призабойной зоны добывающих скважин может иметь хорошие технологические перспективы применения в части получения прироста дебита по нефти и снижения обводненности добываемой продукции скважин.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кислотная композиция для увеличения продуктивности скважин низкопроницаемых терригенных коллекторов с высоким содержанием карбонатов / М.А. Силин, Л.А. Магадова, В. А. Цыганков, М. М. Мухин // Технологии нефти и газа. -2010 -№1 -С. 41-45;
2. *Курашов Д.А.* Структура и вязкоупругие свойства смешанных мицеллярных растворов олеиламидопропилбетаина и анионного ПАВ:канд.хим.наук.-02.00.11. – Казань, 2009. – 146 с.
3. *Елесин В.А., Латыпов Р.Т., Шмидт А.А., Марносов А.В., Кулешов С.П.* Свойства и опыт применения новой кислотно-углеводородной эмульсии для стимуляции высокообводненных карбонатных коллекторов в АО «Самаранефтегаз». – Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», №4. – 2016. – С.60-63

ОБЗОР СПОСОБОВ РАСЧЁТА ЭКВИВАЛЕНТНОЙ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ ПЛОТНОСТИ

М.Е. Коваль, В.А. Капитонов, В.П. Шакшин, А.А. Мокрев

*ООО «СамараНИПИнефть»,
Самарский государственный технический университет
. Самара, Россия
KapitonovVA@gmail.com*

Аннотация

Одной из основных функций бурового раствора является вынос разрушенной породы (шлама) на дневную поверхность. Эффективность очистки ствола от шлама влияет на эквивалентную циркуляционную плотность. В данной статье рассмотрены подходы по моделированию очистки ствола скважины и расчёту эквивалентной циркуляционной плотности. Расчёты выполняются как на стадии проектирования, так и в процессе бурения скважин для предупреждения возникновения осложнений.

Ключевые слова: расчёт плотности и реологических свойств по стволу скважин, расчёт эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП), нестационарная модель выноса шлама, машинное обучение для прогнозирования ЭЦП

OVERVIEW OF METHODS FOR CALCULATION OF THE EQUIVALENT CIRCULATING DENSITY

Koval M., Kapitonov V., Ph.D. in Engineering Science
SamaraNIPIneft LLC, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Samara State Technical University, Samara, Russia,
KapitonovVA@gmail.com

Shakshin V., Mokrev A.
SamaraNIPIneft LLC, Samara, Russia

Abstract

One of the main functions of the drilling fluid is transportation of the destroyed rock (cuttings) to the surface. The efficiency of the wellbore cleaning from cuttings will affect the equivalent circulating density. This article discusses approaches to simulation of wellbore cleaning and calculation of the equivalent circulating density. Calculations are performed both at the design stage and during well drilling to prevent the occurrence of complications.

Key words: calculation of equivalent circulating density (ECD), simulation of cuttings transportation, nonstationary model of cuttings transportation, computer-assisted learning for ECD prediction

Введение

Поглощение буровых растворов часто сопровождает процесс строительства скважин Волго-Уральской провинции. Причиной возникновения поглощений является превышение давления в стволе скважины над пластовым давлением или над давлением гидроразрыва. Одной из причин появления скачков давления при бурении скважин является ухудшение выноса выбуренной породы. Очевидно, что понимание участков локализации шлама, а также знание того, как обеспечить очистку ствола скважины от скопившегося шлама, имеет решающее значение для успешного строительства скважин. На вынос шлама оказывают

влияние свойства бурового раствора, траектория и геометрия скважины, режим бурения. Для всеобъемлющего понимания процессов, происходящих со шламом в стволе скважины, необходимо создание точной физико-математической модели, учитывающей влияние многочисленных факторов на движение шлама. Если модель не будет описывать основные влияющие факторы, то её применение может привести к неправильным инженерным решениям при проводке скважин.

Любое моделирование физических процессов всегда связано с принятием некоторых допущений, позволяющих сделать поставленную задачу разрешимой. В зависимости от вида исходных данных, тесноты функциональной связи и их изменений во времени выделяют детерминистические, стохастические и динамические модели.

1 Рассмотрение процесса бурения

1.1 Способы бурения

Процесс бурения заключается в разрушении горной породы долотом без доступа человека. Для подведения к долоту осевой нагрузки, передачи вращения, подведения электрической или гидравлической энергии, подачи раствора для очистки забоя и выноса шлама, замера кривизны скважины и обеспечения других функций используются различные компоновки буровой колонны. В состав буровой колонны снизу-вверх входит:

- породоразрушающий инструмент (долото), забойный двигатель и утяжелённые буровые трубы, инструменты для центрирования (опорно-центрирующие элементы) и калибрования, для управления траекторией бурящейся скважины (телеметрическая система), для проведения аварийных и других специальных работ в стволе скважины (ясы, безопасные переводники и другая оснастка). Перечисленные элементы внутрискважинного оборудования, расположенного в нижней части буровой колонны, называют компоновкой низа буровой колонны (КНБК);

- сборка из буровых труб, скрепленных между собой буровыми замками. Их диаметр меньше диаметра скважины, и они составляют основную длину буровой колонны при глубоком бурении;

- рабочая (ведущая) труба для передачи вращения буровой колонне от ротора при одновременном осевом перемещении буровой колонны;

- вертлюг – устройство между нагнетательной линией бурового насоса, подающего промывочный агент, и вращающейся буровой колонной. Вертлюг является соединительным звеном между поступательно перемещающимся талевым блоком с крюком, буровым рукавом и вращающейся буровой колонной;

- гибкий буровой рукав один конец которого крепится к отводу вертлюга, а второй к стояку, поднятому на высоту немного больше половины длины гибкого рукава.

В зависимости от конструкции скважины компоновка низа буровой колонны будет различной при бурении вертикальных скважин, при бурении наклонно-прямолинейного интервала, при бурении искривленных интервалов наклонных и горизонтальных скважин. Отдельно выделяют бурение с роторными управляемыми системами. [1]

Изменение угла при бурении выполняется с помощью винтовых забойных двигателей с искривлённым переводником между секцией шпинделя и рабочей секцией. Развитием данной технологии является применение короткого двигателя-отклонителя с забойной телеметрической системой Measuring While Drilling (MWD) по результатам работы которой вычисляют азимутальный и зенитный углы скважины. Бурение вертикального или наклонно-прямолинейного участка сопровождается одновременной работой забойного двигателя-отклонителя и медленным вращением буровой колонны с помощью верхнего силового привода или ротора – *вращательный режим бурения*. Если требуется изменить угол бурения скважины, то перестают вращать буровую колонну и в результате работы винтового забойного двигателя происходит набор требуемого угла. Такой режим бурения называется *слайдированием* или *скольжением*.

Верхний силовой привод (ВСП) совмещает функции вертлюга и силового привода, а также автоматизирует операции свинчивания/развинчивания бурильных труб. В отличие от ведущей трубы, применение ВСП позволяет увеличить длину интервала бурения или расширения (проработки) с вращением и промывкой с 9 м до (18 – 27) м, пошагово поворачивать бурильную колонну, что увеличивает точность наклонного бурения, и повысить скорость вращения колонны бурильных труб до 100 об/мин или до 200 об/мин, в зависимости от применяемого ВСП.

Вращательный режим бурения приводит к увеличению диаметра скважины и придание стволу спиралевидной формы. Стенки скважины покрываются неровностями, что увеличивает трение бурильной колонны. При скользящем режиме бурения отсутствует вращение бурильной колонны, что приводит к осаждению шлама и повышает риск прихвата, в том числе дифференциального. Переключение между режимами сопровождается увеличением неровностей и резких изгибов ствола, в которых может накапливаться шлам. Эти недостатки решаются применением роторной управляемой системы (РУС), позволяющей изменять траекторию забоя при непрерывном вращении бурильной колонны.

1.2 Классификация процессов, влияющих на изменение забойного давления

Можно выделить пять динамических процессов, отличающихся по величине возникающих на забое перепадов давлений:

- бурение с вращением колонны;
- бурение в слайде;
- промывка с отрывом долота от забоя до стабилизации давления;
- спуск/подъём компоновки с закрытым концом;
- спуск/подъём компоновки с открытым концом.

Первые три из перечисленных процессов будут крайними случаями возникающих гидравлических нагрузок, связанных с циркуляцией бурового раствора. К промежуточным случаям можно отнести расширение ствола скважины, проработку при наращивании или в процессе спуско-подъёмных операций (СПО).

В случае прямой промывки следует обращать внимание на давление в нагнетательной линии (на стояке), потери давления в бурильной колонне, потери давления на долоте и в затрубном пространстве. *Эквивалентная циркуляционная плотность* (ЭЦП) связана с проявлением сопротивления течению бурового раствора в кольцевом пространстве. Она определяется как плотность бурового раствора, создающего такое же давление, как сумма гидростатического давления и дополнительного давления, возникающего в затрубном пространстве, при циркуляции бурового раствора.

Давление в нагнетательной линии широко используется для контроля нагрузки на долото при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин с большим отходом [2]. А также может быть использовано для контроля износа породоразрушающего инструмента [3].

При проектировании бурения скважин важно обеспечить очистку ствола с минимальным давлением, не допуская проявлений и поглощений бурового раствора. Эффективность очистки ствола будет определяться скоростью потока бурового раствора в каждом сечении скважины, которая в свою очередь зависит от давления циркуляции, профиля скважины, бурильной колонны, компоновки низа бурильной колонны, а также плотности и реологических свойств бурового раствора. Таким образом, регулированием реологических свойств и расхода бурового раствора можно оптимизировать гидродинамику промывки скважины. [4]

2 Анализ применяемых подходов по моделированию

2.1 Рекомендуемая практика Американского нефтяного института API RP 13D

Основополагающим документом для гидравлических расчётов промывки является стандарт API RP 13D [5]. Вначале документа указано, что он предназначен как для

проведения расчётов инженерами в офисе, так и непосредственно на буровой с использованием электронных таблиц. В данной рекомендуемой практике не предусмотрено рассмотрение продвинутых численных решений для реализации которых требуется создание отдельного программного обеспечения.

В стандарте рассматривается как ламинарное, так и турбулентное течение однофазного потока жидкости. Учитывается влияние температуры и давления на реологические характеристики и плотность бурового раствора. Целью расчётов является проектирование и оценка циркуляционной системы скважин, а именно:

- а) расчет потерь давления на трение в трубах и кольцевых зазорах;
- б) определение эквивалентной циркуляционной плотности бурового раствора в скважинных условиях;
- в) определение режимов течения в затрубном пространстве;
- г) оценка эффективности очистки ствола скважины;
- д) оценка свабирования / гидроразрыва;
- е) оптимизация системы циркуляции бурового раствора для повышения эффективности бурения.

Прогнозирование поведения буровых растворов в скважине начинается с расчёта **циркуляционной температуры по стволу скважины**. Для этого применяется упрощённая процедура, основывающаяся либо на известной статической пластовой температуре, либо на известном геотермическом градиенте. При определении геотермического градиента, за температуру на поверхности принимают температуру, измеренную на глубине 15 м или, берут приблизительно равную ей среднегодовую температуру поверхности. Рассчитывается температура циркуляции или динамическая температура. При этом динамическая температура на поверхности соответствует температуре бурового раствора в выкидной линии. По результатам расчётов строится статический и динамический температурный профиль по вертикальной глубине скважины, значения которого используются при расчётах. В стандарте [5] кроме бурения на суше также приводится методика определения температур при морском бурении.

Точность **прогнозирования реологических свойств в скважине** влияет на точность гидравлических расчётов потери циркуляционного давления, давление гидроразрыва и свабирование, а также на точность расчётов эффективности очистки скважины. Эта точность может стать критичной для пластов, у которых разница между пластовым (поровым) давлением и давлением гидроразрыва не велика. Случаи бурения глубоких скважин с высокими температурами / высокими давлениями и случаи глубокого морского бурения, когда флюиды в райзерах подвергаются воздействию холодной морской воды, являются частными случаями, когда моделирование реологических свойств буровых растворов и жидкостей глушения в скважине повышает точность гидравлических расчетов. Воздействия температур обычно являются причиной повышения вязкости буровых жидкостей в скважинах при низких температурах (до 21 °С), и снижения их вязкости при высоких температурах (более 150 °С). Влияние температуры на вязкость жидкости, как правило, нелинейно. Воздействие давления обычно способствует увеличению вязкости буровых растворов. Влияние давления на вязкость жидкости обычно носит экспоненциальный характер. Влияние температуры и давления на реологические свойства жидкостей в скважинах наиболее заметно для неводных буровых растворов. Измерения с использованием вискозиметров высокой температуры / высокого давления необходимы для прогнозирования поведения в скважине буровых растворов на нефтяной и синтетической основе, а также в упомянутых выше особых случаях для буровых растворов на водной основе. Для расчёта реологических моделей рекомендуется применять модель Гершеля-Балкли (Herschel-Bulkley), также известную как модифицированный степенной закон.

Изменение плотности бурового раствора с ростом температуры и давления. Плотность в скважинных условиях наиболее сильно отличается от измеренной на поверхности для обратных эмульсий и полностью неводных флюидов, в состав которых

входят дизельное топливо, минеральные масла, олефины, сложные эфиры и т. д. Разные неводные жидкости ведут себя по-разному при изменении температуры и давления. Поэтому данные характеристики следует получать по результатам лабораторных исследований для каждого состава индивидуально. Также влияние температуры и давления заметно на плотность двухвалентных высокоминерализованных растворов. Влияние температуры на плотность жидкости обычно почти линейно. При высоких температурах наблюдается снижение плотности. Воздействие давления обычно способствует увеличению плотности бурового раствора в целом линейным образом.

Моделирование влияния температуры и давления на плотность бурового раствора. Плотность бурового раствора в скважине можно прогнозировать с помощью композиционной модели, которая учитывает сжимаемость и тепловое расширение жидкой и твердой фаз в буровом растворе. Общая плотность жидкости определяется из долей объемной массы компонентов (углеводородной основы, минерализованного раствора и твердых частиц) и их плотностей. Когда буровой раствор подвергается воздействию забойного давления и температуры, объем изменяется в основном из-за расширения или сжатия углеводородной основы и минерализованного раствора. Доля углеводородной основы, воды и твердой фазы определяется с помощью ретортного анализа. Массовая доля соли, рассматриваемой как хлорид кальция, определяется с помощью титрования фильтрата бурового раствора. Растворимые соли из минерализованных растворов при проведении ретортного анализа также попадают в объемную долю высушенных твердых частиц, поэтому это учитывается в расчёте. Подробное описание расчетов для определения состава минерализованных растворов и скорректированного содержания взвешенных твердых частиц кроме стандарта API RP 13D также приведено в стандарте API 13B-2. По результатам расчетов строится профиль изменения плотности при статической температуре бурового раствора – *эквивалентная статическая плотность* на вертикальной глубине $H_{\text{верт}}$ (ЭСП) и при динамической (циркуляционной) температуре – *эквивалентная динамическая плотность* на вертикальной глубине $H_{\text{верт}}$ (ЭДП), а также определяется изменение объема бурового раствора в скважине при переходе от динамических к статическим условиям.

Потери давления на трение в бурильной колонне и кольцевом пространстве. Приведённые в стандарте API RP 13D уравнения применимы для расчета гидростатических давлений и потерь давления на трение через различные элементы циркуляционной системы буровой скважины. Информация подходит для гидравлического анализа, планирования и оптимизации, а также может оказаться полезной при моделировании специальных операций по строительству скважин, таких как глушение скважины, цементирование, спуско-подъемные операции и спуск обсадных труб. Уравнения применимы к жидкостям на водной, масляной и синтетической основе; они не рассматривают воздух/газ, пены и другие аэрированные или сильно сжимаемые жидкости.

Давление насоса (P_n) равно сумме потерь давления на трение, противодействия на поверхности и разницы гидростатического давления между затрубным пространством и бурильной колонной [5]

$$P_n = P_{\text{пов}} + P_{\text{бк}} + P_{\text{комп}} + P_{\text{дол}} + P_{\text{кол}} + P_{\text{дрос}} + P_{\text{зат}} + P_{\text{г.кол}} - P_{\text{г.бк}}, \quad (1)$$

где P_n – давление насоса (стояка); $P_{\text{пов}}$ – потеря давления на соединениях поверхности; $P_{\text{бк}}$ – потери давления в бурильной колонне; $P_{\text{комп}}$ – скважинный инструмент + потеря давления на гидравлическом забойном двигателе; $P_{\text{дол}}$ – потеря давления на долото, $P_{\text{кол}}$ – потеря давления в кольцевом пространстве; $P_{\text{дрос}}$ – потеря давления при циркуляция через дроссельную линию на скважинах с блоками подводных противовыбросовых превенторов; $P_{\text{зат}}$ – противодействие в затрубном пространстве при бурении с контролируемым давлением; $P_{\text{г.кол}}$ – кольцевое гидростатическое давление; $P_{\text{г.бк}}$ – гидростатическое давление в бурильной колонны.

При расчёте потерь давления формулы (1), связанных с геометрически протяжёнными участками для учета скважинных условий выполняется разбиение бурильной колонны и

кольцевого пространства на сегменты (или «ячейки»). Геометрические секции или интервалы обсадных труб, также могут выступать в качестве сегментов для критически важных скважин; однако различные параметры должны быть правильно усреднены по длине каждого сегмента.

Эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП) на интересующей вертикальной глубине $H_{\text{верт}}$ без учёта шлама определяется по формуле [5]

$$\text{ЭЦП} = \text{ЭДП}_{\text{кол}} + \frac{P_{\text{кол}} + P_{\text{дрос}} + P_{\text{зат}}}{9,81 \cdot H_{\text{верт}}}, \quad (2)$$

где $\text{ЭДП}_{\text{кол}}$ – плотность бурового раствора в кольцевом пространстве при динамической (циркуляционной) температуре, кг/м^3 ; $P_{\text{кол}}$ – потеря давления в кольцевом пространстве, Па; $P_{\text{дрос}}$ – потеря давления при циркуляции через дроссельную линию на скважинах с блоками подводных противовыбросовых превенторов, Па; $P_{\text{зат}}$ – противодействие в затрубном пространстве при бурении с контролируемым давлением, Па.

Эквивалентная циркуляционная плотность с учётом шлама [5]

$$\text{ЭЦП} = (1 - c_{\text{ш}}) \text{ЭДП}_{\text{кол}} + c_{\text{ш}} \rho_{\text{ш}} + \frac{P_{\text{кол}} + P_{\text{дрос}} + P_{\text{зат}}}{9,81 \cdot H_{\text{верт}}}, \quad (3)$$

где $c_{\text{ш}}$ – объёмная концентрация шлама, доли ед.; $\rho_{\text{ш}}$ – плотность шлама, кг/м^3 .

В рекомендуемой практике Американского нефтяного института API RP 13D [5] обозначена важность выноса шлама на поверхность. Но в нем, к сожалению, приведены только косвенные расчёты. Интерпретация результатов этих расчётов очень сильно зависит от знаний и опыта применяющих их специалистов. Реализованный в стандарте API RP 13D подход не учитывает комбинированное влияние вращения колонны, неньютоновское поведение жидкости, эксцентриситет бурильных труб и устойчивость стенок скважины.

2.2 Применение численного моделирования

Частично недостатки стандарта API RP 13D устранены в работе [6], в которой авторами для точной оценки выноса шлама из ствола скважины предложен подход по моделированию выноса шлама, учитывающий вращение труб, эксцентриситет и расположение бурильных труб в стволе скважины.

Циркулирующий буровой раствор моделируется с помощью реологической модели Гершель-Балкли (Herschel Bulkley), но реализация модели не ограничена только этой моделью, вместо неё может быть применена любая другая. Модель Гершель-Балкли – это трехпараметрическая модель, которая обычно лучше отражает поведение бурового раствора, чем двухпараметрические модели Шведова-Бингама и степенная модель.

Модель Гершель-Балкли записывается следующим уравнением:

$$\tau = \tau_y + K \dot{\gamma}^m, \quad (4)$$

где τ – напряжение сдвига, τ_y – предел текучести, K – индекс консистенции, $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, а m – показатель текучести.

Чтобы учесть влияние смещения буровой колонны, уравнение неразрывности и уравнение сохранения импульса решаются путем аппроксимации геометрии. Практический подход к аппроксимации эксцентрических колец как множества концентрических колец выполняется с учетом отклонения внутренней трубы от центральной линии [6]

$$R_{o, \text{new}} = E \cos(\theta + \beta) + \sqrt{R_o^2 - [E \sin(\theta + \beta)]^2}. \quad (5)$$

где R_o – радиус скважины; E – эксцентриситет; графическая интерпретация остальных величин уравнения представлена на рисунке 1.

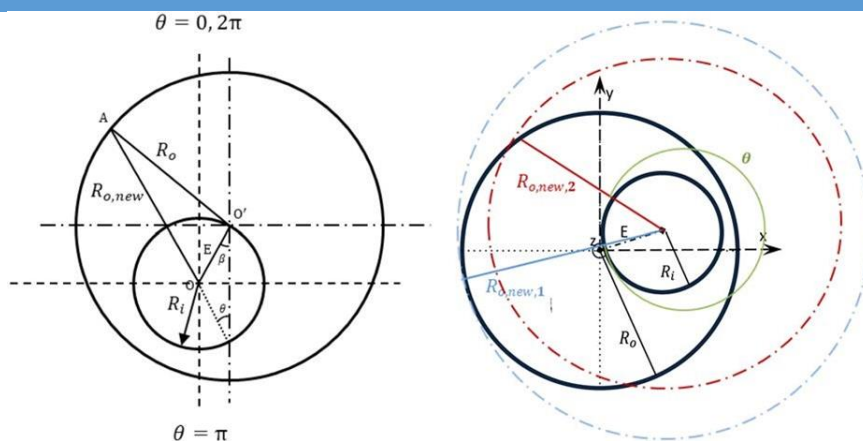


Рис. 1 – Графическая интерпретация уравнения аппроксимации эксцентрических колец [6]

Следующим шагом для расчета выноса шлама является построение сетки. Пример построенной сетки представлен на рисунке 2.

После построения сетки выполняется расчет локальных скоростей в каждой ячейке сетки. Данный расчёт возможно выполнить любым из следующих методов:

- численная схема по методу конечных разностей;
- аналитическое решение и метод численного интегрирования;
- подход с узким сближением.

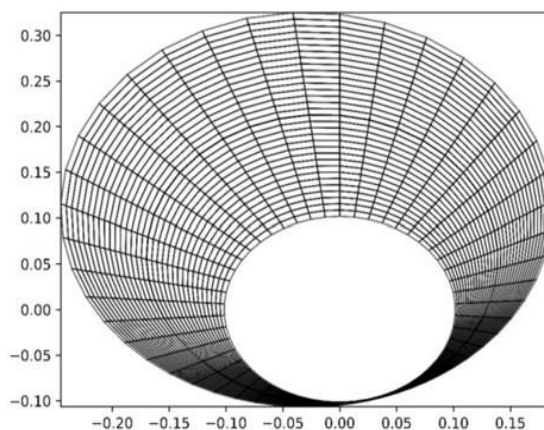


Рис. 2 – Пример построения сетки эксцентрических колец [6]

Затем рассчитывается результирующая скорость [6]

$$v_{res} = \sqrt{v_z^2 + v_\theta^2} \quad (6)$$

и критическая скорость по методике, изложенной в работе [7]

$$v_c = f(ROP, I, \varepsilon, D_o, D_i, \mu, \rho_s, \rho_f), \quad (7)$$

где ROP – скорость проходки; I – наклон ствола скважины; ε – эксцентриситет, D_o – диаметр ствола скважины; D_i – диаметр бурильной трубы, μ – вязкость, ρ_s – плотность шлама, ρ_f – плотность жидкости.

Выполняется сравнение полученных профилей скоростей, по результатам которого выявляются места отложения шлама. Шлам оседает там, где местная результирующая скорость ниже локальной критической скорости.

Численное решение уравнения массы и уравнения сохранения импульса с учётом времени, эксцентриситета, потока в кольцевом пространстве и вращения бурильной колонны будет сложно реализовать и потребует больших вычислительных мощностей. Предлагаемый авторами [6] подход основан на практическом методе, при котором вышеупомянутая

стационарная модель расширяется до псевдо-динамической модели выноса шлама. Это достигается путем пересчета всего профиля бурения на каждом временном шаге с учетом результатов предыдущего шага. Таким образом достигается простой в реализации и менее ресурсоемкий в вычислительном отношении метод. Метод может выполняться в режиме, близком к реальному времени, что удобно для полевых приложений.

Применение рассматриваемой стационарной модели в трех пространственных измерениях локализует участки отложения шлама в стволе скважины, в том числе вдоль траектории ствола скважины (рисунок 3).

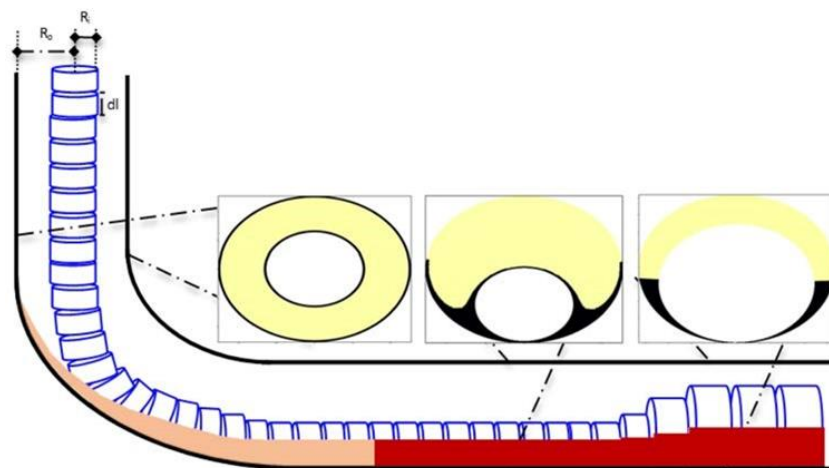


Рис. 3 – Локализация участков накопления шлама вдоль ствола скважины [6]

Результатом создания рассмотренной модели является возможность моделирования накопления шлама при различных параметрах бурения в зависимости от времени.

Полученные в работе [6] результаты подтверждают, что одного осевого потока недостаточно для эффективной очистки ствола скважины, особенно в скважинах с большим отходом и горизонтальных скважинах. Без вращения бурильной колонны, даже при повышенных осевых расходах в полностью смещенном кольцевом пространстве, шлам будет оседать на нижней стороне ствола и вокруг бурильной колонны.

Рассмотренное численное моделирование позволяет оптимизировать операции бурения, связанные с очисткой ствола. На этапе подготовки задания на проектирование моделирование может выявить любые потенциальные проблемы проектирования, которые могут негативно сказываться на очистке ствола скважины. На этапе строительства скважины модель может использоваться для получения точного представления о состоянии выноса шлама из скважины, что, в свою очередь, поможет улучшить управление очисткой ствола в реальном времени и избежать проблем.

Предлагаемая в работе [6] методика не учитывает ингибирующей способности применяемого бурового раствора, что в свою очередь существенно сказывается на стабильности пород интервалов, склонных к размыву, набуханию или обрушению. Также следует вспомнить что измерения параметров буровых растворов выполняются инженерами и не всегда носят достоверный характер. Тем не менее, наличие в исходной информации недостоверных данных может быть преодолено путём применения для вычисления ЭЦП машинного обучения.

2.3 Обзор возможностей машинного обучения (нейро-сети)

2.3.1 Основные задачи машинного обучения

Рассмотрим классификацию задач, решаемых в настоящее время с помощью Machine Learning (ML):

1. Различные регрессионные задачи с целью прогноза вне обучаемого диапазона прогнозируемых величин. На выходе получают расчетное (прогнозное) значение величины. К этому классу, в частности, относятся задачи построения регрессии, как правило, выполняется с помощью обучения с учителем на этапе тестирования. Сюда же можно частично отнести построение ранговых зависимостей и восстановление плотности распределения вероятности по набору данных.

2. Задачи классификации – отнесение к отдельному классу объекта на основе набора признаков и заданного набора обучающей выборки.

3. Задачи кластеризации – разделение данных на группы тем или иным образом (можно представлять, как облака однородных свойств).

4. Задачи снижения размерности признаков (в т. ч. выделение главных компонент модели и т. д.).

5. Задачи выявления аномалий – по сути, разделение на два класса. Основное отличие в том, что аномалии являются также редкими явлениями, что не позволяет напрямую использовать методы классификации. Можно рассматривать как задачу одноклассовой классификации и выявления новизны.

2.3.2 Основные виды машинного обучения

Все задачи, решаемые с помощью ML можно разбить на две большие группы:

- Обучение с учителем (любое вмешательство человека);
- Обучение без учителя.

Поскольку ML образовался в результате разделения науки о нейросетях на методы обучения сетей и виды топологий их архитектуры, а также в большей степени опирается на методы математической статистики, то способы ML исходят из практики использования нейросетей, одновременно имеют в арсенале собственные методы для обучающей выборки (дискриминантный анализ, оперирующий обобщённой дисперсией и ковариацией наблюдаемой статистики, байесовские классификаторы). Однако, т. к. такие виды нейросетей, как однослойный и многослойный перцептрон (а также их модификации), могут обучаться как с учителем, так и без учителя, с подкреплением и самоорганизацией, а также, поскольку статистические методы и ряд нейросетей относятся к единственному способу обучения, то наиболее корректно будет классифицировать не методы ML в зависимости от способа обучения, а скорее проводить типизацию самих алгоритмов обучения нейронных сетей.

2.3.3 Основные алгоритмы машинного обучения

2.3.3.1 Дерево принятия решений

Является методом поддержки принятия решений. Основывается на использовании древовидного графа (в частном случае бинарного дерева), и является моделью принятия решений, учитывающей их последствия. Также может опираться на статистические методы (включая марковские цепи, байесовскую классификацию и т. п.)

2.3.3.2 Байесовская классификация

Байесовские классификаторы относятся к семейству вероятностных классификаторов, главным теоретическим основанием для которых является теорема Байеса.

Цель классификации состоит в определении принадлежности объекта классу, т. е. в необходимости нахождения условно наиболее вероятного класса объекта.

Постановка задачи следующая:

Изо всех классов выбрать тот, который дает максимум вероятности $P(y = c|x)$:

$$c_{opt} = \arg \max_{c \in C} P(y = c|x) = \arg \max_{c \in C} \frac{P(x|y = c)P(y = c)}{P(x)} \quad (8)$$

Для каждого класса вычисляется $P(y = c|x)$ (условная вероятность того, что $y = c$ при том, что зафиксировано x) и выбирается класс c максимальной вероятностью. Вероятность $P(x)$ не зависит здесь от c и является постоянной, а поэтому можно оптимизировать величину:

$$\arg \max_{c \in C} P(x|y = c)P(y = c) \quad (9)$$

2.3.3.3 Метод наименьших квадратов

Метод наименьших квадратов – это метод определения оптимальных параметров некоторой параметрической системы минимизируя невязку (расхождение) с помощью евклидовой нормы, может быть обобщен на произвольные нормированные и метрические пространства (в случае метрических – используется метрика):

$$\|\vec{F}(\vec{x}; \vec{a}) - \vec{y}\| \rightarrow \min \quad (10)$$

где \vec{x} – входные параметры; \vec{a} – параметры, описывающие семейство функций; \vec{y} – вектор выходных параметров.

2.3.3.4 Логистическая регрессия

Логистическая регрессия – частный случай регрессии. В качестве параметрического семейства функций используется логистическая функция (для одной переменной приведена ниже):

$$f(x) = \frac{1}{1 + e^{a(x-b)}} \quad (11)$$

2.3.3.5 Метод опорных векторов (SVM)

Представляет собой набор алгоритмов для решения задач на классификацию и регрессионный анализ. Исходя из того что объект, находящийся в N -мерном пространстве, относится к одному из двух классов, метод опорных векторов строит гиперплоскость с мерностью $(N - 1)$, максимально удаленную от самой близкой точки каждой группы.

2.3.3.6 Метод ансамблей

Базируется на алгоритмах с множеством классификаторов, разделяет вновь поступающие объекты на основе их усреднения и дальнейшего голосования. Первоначально являлся частным случаем байесовского усреднения, был дополнен собственными алгоритмами:

- бустинг (boosting) – преобразование слабых моделей в сильные, формированием ансамбля классификаторов;
- бэггинг (bagging) – собирает усложнённые классификаторы, параллельно обучая базовые;
- корректирование ошибок выходного кодирования.

Из-за того, что первоначальная гипотеза постоянно расширяется – исключает выход за рамки множества базовых гипотез, что, в принципе, не всегда может оказаться преимуществом.

2.3.3.7 Алгоритмы кластеризации

Кластеризация заключается в распределении множества объектов по категориям так, чтобы в каждой категории оказались наиболее схожие между собой элементы. Соответственно отнесение к кластеру зависит всецело от алгоритма отнесения к группе объектов (кластеру):

- на основе центра тяжести треугольника;
- на базе подключения;
- сокращение размерности;
- на основе пространственной плотности точек (основанные на пространственной кластеризации);
- вероятностные;

– машинное обучение, в том числе нейронные сети.

2.3.3.8 Метод главных компонент (РСА)

Задача анализа главных компонент имеет, как минимум, четыре базовых версии:

- аппроксимировать данные линейными многообразиями меньшей размерности;
- найти подпространства меньшей размерности, в ортогональной проекции на которые разброс данных (то есть среднеквадратичное отклонение от среднего значения) максимален;
- найти подпространства меньшей размерности, в ортогональной проекции на которые среднеквадратичное расстояние между точками максимально;
- для данной многомерной случайной величины построить такое ортогональное преобразование координат, в результате которого корреляции между отдельными координатами обратятся в нуль.

Метод главных компонент, или РСА, представляет собой статистическую операцию по ортогональному преобразованию, которая имеет своей целью перевод наблюдений за переменными, которые могут быть как-то взаимосвязаны между собой, в набор главных компонент – значений, которые линейно не коррелированы. По сути, следуя Фреше [8], метод главных компонент является обобщением метода наименьших квадратов для метрических линейных пространств.

Векторы главных компонент могут быть найдены как решения однотипных задач оптимизации:

1. Централизуются данные (вычитанием среднего):

$$x_i := x_i - \bar{x} \quad (12)$$

Тогда $\sum_{i=1}^n x_i = 0$.

2. Отыскивается первая главная компонента как решение задачи:

$$a_1 = \operatorname{argmin}_{\|a_1\|=1} \left(\sum_{i=1}^m \|x_i - a_1(a_1, x_i)\|^2 \right) \quad (13)$$

если решение не единственно, то осуществляется выбор одного из них.

3. Из данных вычитается проекция на первую главную компоненту:

$$x_i := x_i - a_1(a_1, x_i) \quad (14)$$

4. Отыскивается вторая главная компонента как решение задачи:

$$a_2 = \operatorname{argmin}_{\|a_2\|=1} \left(\sum_{i=1}^m \|x_i - a_2(a_2, x_i)\|^2 \right) \quad (15)$$

Если решение не единственно, то выбирается одно из них.

Далее процесс продолжается, то есть на шаге $(2k - 1)$ вычитается проекция на $(k - 1)$ -ю главную компоненту (к этому моменту проекции на предшествующие $(k - 2)$ главные компоненты уже вычтены):

$$x_i := x_i - a_{k-1}(a_{k-1}, x_i) \quad (16)$$

и на шаге $2k$ определяется k -я главная компонента как решение задачи:

$$a_k = \operatorname{argmin}_{\|a_k\|=1} \left(\sum_{i=1}^m \|x_i - a_k(a_k, x_i)\|^2 \right) \quad (17)$$

(если решение не единственно, то выбирается одно из них).

2.3.3.9 Сингулярное разложение (SVD)

В линейной алгебре сингулярное разложение, или SVD, определяется как разложение прямоугольной матрицы, состоящей из комплексных или вещественных чисел. Так, матрицу

M размерностью $[m \times n]$ можно разложить таким образом, что $M = U\Sigma V$, где U и V будут унитарными матрицами, а Σ – диагональной.

Вычисление главных компонент может быть сведено к вычислению сингулярного разложения матрицы данных или к вычислению собственных векторов и собственных значений ковариационной матрицы исходных данных. Поэтому можно считать различными типами одной задачи сингулярное разложение и метод главных компонент.

2.3.3.10 Анализ независимых компонент (ICA)

Это один из статистических методов, который выявляет скрытые факторы, оказывающие влияние на случайные величины, сигналы и пр. ICA формирует порождающую модель для баз многофакторных данных. Переменные в модели содержат некоторые скрытые переменные, причем нет никакой информации о правилах их смешивания. Эти скрытые переменные являются независимыми компонентами выборки и считаются негауссовскими сигналами.

В отличие от анализа главных компонент, который связан с данным методом, анализ независимых компонент более эффективен, особенно в тех случаях, когда классические подходы оказываются бессильны.

Вообще говоря, данный метод пришёл из акустики и электродинамики, т. к. это вычислительный метод в обработке сигналов для разделения многомерного сигнала на аддитивные подкомпоненты. Этот метод применяется при предположении, что подкомпоненты являются негауссовыми сигналами и что они статистически независимы друг от друга. АНК является специальным случаем слепого разделения сигнала. Типичным примером приложения является «Задача о выделении сигнала среди шума» – когда требуется различить передаваемый сигнал не зависимо от наличия других сигналов и шума.

2.3.4 Применение машинного обучения для вычисления эквивалентной циркуляционной плотности

Выбор какой из рассмотренных выше методов машинного обучения (ML) будет применён для расчёта ЭЦП будет определяться требуемыми результатами. Так, в работе [9] авторами ML было применено для предсказания реологических свойств раствора в скважине на основе измерений параметров в поверхностных условиях. В качестве реологических моделей использовалась степенная, Хершела-Балкли и пластическая модель Бингама. В качестве алгоритмов ML были применены линейная модель, дерево принятия решений, метод опорных векторов, нейронная сеть (1 скрытый слой и 10 скрытых нейронов и до 10 скрытых слоев с 440 нейронами в каждом), а также метод ансамблей, показавший наивысшую точность в 0,964. Тем не менее, рассмотренный в статье алгоритм задействовал физические измерения, а также обучение к этим данным.

Следует отметить, что поставленная в работе [9] задача не вполне была достигнута. Однако, следует признать, что вычисление ЭЦП в режиме реального времени потенциально достижимо при использовании обучения с дополнительными пространственными переменными, что позволит получить региональные банки моделей для адекватного прогнозирования ЭЦП в условиях искажения исходных данных.

Выводы

Для предупреждения поглощений при строительстве скважин требуется учитывать не только статическое давления бурового раствора, определяемого его плотностью, но и динамические колебания давления, характеризующиеся эквивалентной циркуляционной плотностью (ЭЦП).

В стандарте API RP 13D реализованы подходы по расчёту ЭЦП в виде стационарной модели очистки ствола, не учитывающей комбинированное влияние вращения колонны, неньютоновское поведение жидкости, эксцентриситет буровых труб и устойчивость стенок скважины.

Методика с применением численного моделирования, изложенная в работе [6], базируется на нестационарном моделировании, которое позволяет выполнять расчёты в режиме близком к реальному времени. Получаемая модель выноса шлама из ствола скважины учитывает вращение труб, эксцентриситет и расположение бурильных труб в стволе скважины. Несмотря на учёт большего количества факторов, оказывающих существенное влияние на эффективность очистки ствола скважины и соответственно большую точность при расчёте ЭЦП, подход [6] не учитывает ингибирующую способность буровых растворов и наличие «человеческого фактора» в исходных данных.

Одним из перспективных направлений по повышению точности определения ЭЦП в условиях искажения достоверности исходных данных и влияния большого количества как вербализованных, так и не вербализованных факторов, является машинное обучение. Стоит отметить, что имеющийся пример реализации данного подхода [9] показывает, что он пока не полностью автоматизирован.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Виды компоновок низа бурильной колонны [Электронный ресурс] // URL: <https://rosprombur.ru/vidy-komponovok-niza-burilnoj-kolonny.html> (дата обращения: 14.10.2020).
2. Пат. 2313667 Российская Федерация, МПК E21B 44/06 (2006.01). Способ создания и контроля необходимой нагрузки на долото при бурении горизонтальных и наклонно-направленных скважин винтовым забойным двигателем с большими смещениями забоев от устья скважины / Бикчурин Т. Н. [и др.]. – № 2006102611/03; заявл. 30.01.2006; опубл. 10.08.2007. Бюлл. № 36. – 7 с.
3. А. с. 1376649 СССР МКИ 5E21B4/02. Способ контроля режима работы породоразрушающего инструмента при бурении скважин винтовыми забойными двигателями / Д. Ф. Балденко [и др.]. – № 3858239/22-03; заявл. 22.02.1985; опубл. 30.09.1990. Бюл. № 36. – 2 с.
4. Руководство по буровым растворам для инженеров-технологов. Редакция 2.1. – Mi Swaco, 2009. – 1000 с
5. API RP 13D. Rheology and Hydraulics of Oil-well Drilling Fluids. Seventh edition, September 2017. – 98 p.
6. Erge O. Modeling Cuttings Transport and Annular Pack-Off Using Local Fluid Velocities with the Effects of Drillstring Rotation and Eccentricity / Oney Erge, Eric van Oort // Paper SPE 199587. – 2020. – 18 p.
7. Ozbayoglu M. E. Critical Fluid Velocities for Removing Cuttings Bed Inside Horizontal and Deviated Wells / M. E. Ozbayoglu, A. Saasen, M. Sorgun & K. Svanes // Petroleum Science and Technology, 28:6. – 2010. – P. 594-602.
8. Fréchet M. Les éléments aléatoires de nature quelconque dans un espace distancié. Ann. Inst. H. Poincaré, 10 (1948). – P. 215—310.
9. Shirangi M. G. Digital Twins for Drilling Fluids: Advances and Opportunities / M. G. Shirangi [and etc.] // Paper SPE 199681. – 2020. – 18 p.

**ПЕРСПЕКТИВА БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ
ИЗ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА***О.Ю. Васильчук, М.В. Мартынов**ООО "СамараНИПИнефть"**г. Самара, Россия*VasilchukOYu@samnipi.rosneft.ru,MartynovMV@samnipi.rosneft.ru**Аннотация**

На основании проведенного анализа реализации программы зарезки боковых стволов (ЗБС) за последние три года выявлено две проблемы. Первая – при формировании рейтинга ЗБС скважины-кандидаты с внутренним диаметром эксплуатационной колонны менее 126 мм исключаются по техническим причинам. Вторая – высокий процент отскоков вследствие образования заколонной циркуляции (ЗКЦ) в интервалах целевых объектов. Для решения перечисленных проблем предлагается применить бицентричные долота. В статье приводится сравнительный анализ текущей технологии зарезки боковых стволов с предлагаемым решением. Техническая возможность применения предлагаемой технологии для бурения боковых стволов обоснована инженерными расчётами, выполненными в ПО «Landmark». В заключении дано предложение по последовательности испытания и тиражирования проанализированной технологии.

Ключевые слова: боковые стволы, заколонная циркуляция, бицентричное долото, инженерные расчеты

Abstract

Two issues have been found out based on the conducted analysis of implementation of the sidetracking program for the last three years. The first one is that during formation of the sidetracking rating the candidate wells with internal diameter of production casing less than 126 mm are excluded due to technical reasons. The second one is a high percentage of spikes at the target facilities due to the formation of behind-the-casing flows. Use of use bicentric bits is proposed in order to solve above issues. A comparative analysis of the current sidetracking technology with proposed solution has been conducted. Technical possibility of use of the proposed sidetrack drilling technology is justified by engineering calculations carried out in the Landmark software. Proposal on testing and replication of the analyzed technology is given in conclusion.

Keywords: sidetracks, behind-the-casing flow, bicentric bit, engineering calculations

Большинство месторождений Самарской области находится на завершающей, четвертой стадии разработки. Эксплуатационный фонд преимущественно «старый» - большинство скважин пробурено в период 1960-1990 гг. Зачастую этим обусловлено несовершенное техническое состояние фонда (коррозионные дефекты, нарушения эксплуатационной колонны, неудовлетворительное состояние цементного камня, наличие аварийного оборудования), которое не позволяет реализовать все планируемые геолого-технические мероприятия (ГТМ). Зарезка боковых стволов зарекомендовала себя, как один из наиболее эффективных методов «реанимации» действующего фонда скважин.

Был проведение анализ реализации программы ЗБС на месторождениях Самарской области за последние три года.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН



Рис. 1. Динамика объемов бурения ЗБС и основные технологические показатели

Из представленных данных видно, что за последние три года отмечается рост количества пробуренных боковых стволов и средней проводки на скважину при сохранении суммарного запускного дебита на уровне 2017 года. Это обусловлено тем, что наиболее рентабельные запасы нефти вовлечены в разработку в предшествующие года, а при бурении приходится сталкиваться с всё большими технологическими сложностями. При этом скважины с внутренним диаметром 124 мм не считаются кандидатами на проведение ЗБС по технологическим причинам, хотя такие кандидаты неоднократно предлагались. В ходе проведенного анализа выявлено, что при формировании рейтинга ЗБС 2017-2019 гг порядка 15% скважин исключается по причине несоответствия конструкции.

Анализ освоения скважин после проведения ЗБС выявил ещё одну проблему. На 34% от общего числа пробуренных скважин при освоении получена заколонная циркуляция в интервалах целевых объектов. Объекты возврата, к сожалению, были не во всех пробуренных боковых стволах. В результате многие из этих скважин оказались экономически неэффективными.

Целью данной работы является поиск технологического решения, позволяющего как осуществлять зарезку боковых стволов (БС) из скважин малого внутреннего диаметра, так и повысит качество цементирования БС, для уменьшения отскоков по ЗКЦ.

Текущее технологическое решение, применяемое для зарезки БС

Рассмотрим основные этапы проведения зарезки бокового ствола из материнской колонны с внутренним диаметром 126 мм, а также оборудование, которое используется на каждом этапе.

Сначала выполняют шаблонирование эксплуатационной колонны. Для этого применяют трубчатый шаблон наружного диаметра 122 мм. Далее проводятся геофизические исследования скважин (ГИС) – оценка технического состояния эксплуатационной колонны, акустический контроль цементирования (АКЦ). Далее выполняют установку опорного цементного моста и клина-отклонителя. На этом подготовительные работы к ЗБС заканчиваются.

Далее проводится вырезка «окна» с помощью фрезера диаметром 122 мм. С помощью стандартного PDC (Polycrystalline Diamond Bits) долота диаметром 120,6 мм выполняют подбуривание «кармана», отход от материнской колонны и собственно бурение бокового ствола. Для заканчивания применяется подвеска хвостовика ПХГМЦ 102/146 и хвостовик диаметром 102 мм.

Предлагаемое технологическое решение для зарезки БС из скважин малого внутреннего диаметра

Если мы рассмотрим скважину-кандидат на ЗБС с внутренним диаметром материнской колонны 124 мм, то проблемы начнутся уже на первом этапе – при шаблонирование эксплуатационной колонны.

Согласно РД 08-625-03 при подготовительных работах к ЗБС необходимо придерживаться следующих рекомендаций: «6.7. Прошаблонировать эксплуатационную колонну трубчатым шаблоном длиной не менее 3 м и диаметром на 3-4 мм менее внутреннего диаметра колонны». То есть при подготовительных работах к ЗБС придется использовать шаблон диаметром 120-121 мм. Но по технологическому регламенту при проведении операции шаблонирования должен использоваться шаблон большего диаметра, чем оборудование, посредством которого будет осуществляться сама зарезка, в данном случае это фрезер ФД-122 для вырезки «окна» и PDC долото ФД-120,6 мм для бурения породы. Использовать шаблон диаметром 122 мм нельзя, так как зазор между шаблоном и стенкой эксплуатационной колонны составит всего 2 мм – возникнут риски застревания оборудования. Возможное уменьшение диаметра долота приведет к уменьшению диаметра самого бокового ствола, что в конечном итоге приведет к невозможности его эксплуатации с применением установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) для создания необходимой депрессии (УЭЦН габарита 2А имеет максимальное диаметральное сечение 82 мм и рекомендован к эксплуатации в хвостовиках наружного диаметра 102 мм). Как видно, идея бурения боковых стволов из скважин с внутренним диаметром 124 мм по текущей технологии становится утопичной уже на самом первом этапе.

Шаблонирование эксплуатационной колонны предлагается осуществлять с применением шаблона диаметром 120 мм.

Вырезку «окна» предлагается осуществлять с помощью фрезера диаметром 120 мм, в отличие от применяемого 122 мм. Для подбуривания кармана и отхода от материнской колонны предлагается использовать стандартное PDC долото диаметром 118 мм, в отличие от применяемого 120,6 мм.

Наконец, заключительное и самое важное отличие – саму операцию бурения бокового ствола предлагается проводить с помощью бицентричного долота 114x132 мм. Данное долото имеет меньший проходной диаметр (114 мм), чем у применяемого на текущий момент, но в силу технологических особенностей позволяет делать горную выработку большего диаметра (132 мм). По результатам бурения с использованием бицентричного долота расстояние между породой и стенкой хвостовика составит 15 мм против 9,3 мм (10 мм и 4,3 мм соответственно в области муфтового соединения) при использовании стандартного PDC долота, что непосредственно повлияет на качество цементирования хвостовика в лучшую сторону.

Для заканчивания предлагается использовать подвеску хвостовика ПХГМЦ 102/140-89/119, проходной диаметр которой позволит эксплуатировать скважину с УЭЦН габарита 2А. Наглядно отличия представлены на таблице 1.

Таблица 1

Сравнение текущего технологического решения для зарезки БС с предлагаемым к внедрению вариантом

Этап	Текущая технология		Предлагаемая технология	
	Тип	Наименование/Ø	Тип	Наименование/Ø
Вырезка окна	Фрезер	ФД-122	Фрезер	ФД-120
Подбуривание кармана и отход от э/к	PDC Долото	120,6	PDC долото	118
Бурение БС	PDC Долото	120,6	Бицентрич-ное долото	114x132 TSD513M/TSD613MH
Заканчивание	Подвеска хвостовика + хвостовик	ПХГМЦ 102/146 + Хвостовик 102мм	Подвеска хвостовика + хвостовик	ПХГМЦ 102/140-89/119 + Хвостовик 102мм

Опыт использования бицентричных долот для бурения боковых стволов на месторождениях Самарской области уже есть – в 2018 г боковой ствол на скважине Никольско-Спиридоновского месторождения был пробурен на целевой объект Д1' с помощью бицентричного долота 114x132 TSD513M/TSD613MH. Выбор такого долота был

обусловлен внутренним диаметром эксплуатационной колонны 125 мм. На рисунке 3 представлена геологическая и техническая информация по данному боковому стволу.

Как видно, по данным АКЦ контакт цемент/колонна, цемент/порода преимущественно сплошной. Несмотря на подстилающую воду по данным ГИС накопленная добыча по боковому стволу на 01.01.2020 г составила 10 тыс. т нефти, таким образом результаты бурения БС по скважине можно оценить, как успешные.

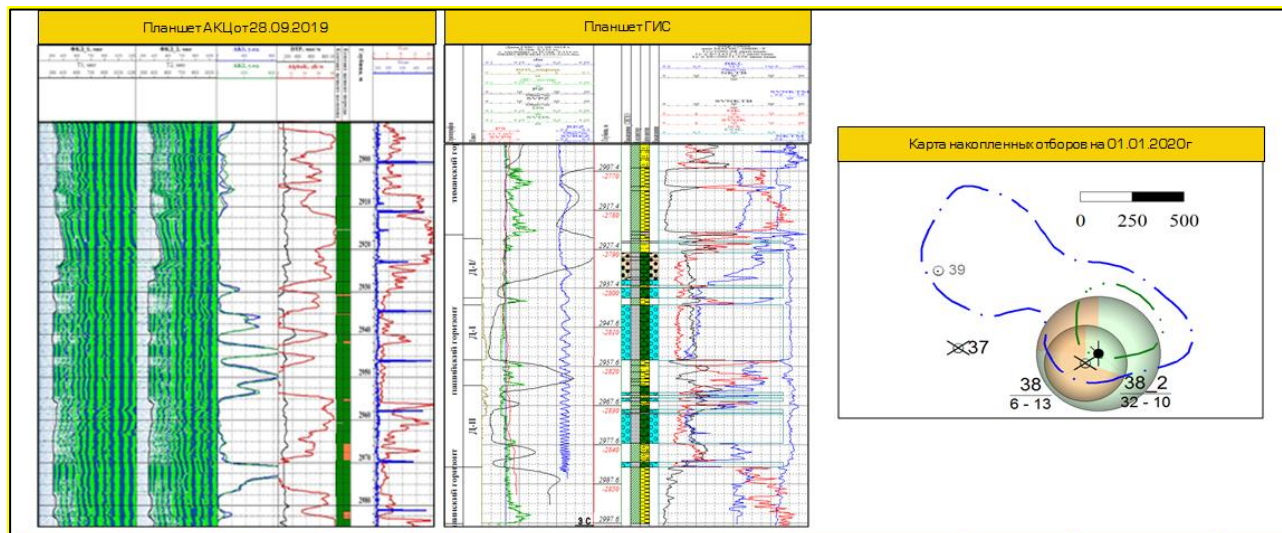


Рис.3. Результаты ЗБС по скважине, пробуренной с использованием бицентричного долота

Однако дальнейшее тиражирование применения бицентричных долот для бурения боковых стволов не произошло. Основным негативным фактором использования бицентричных долот является падение механической скорости проходки до полутора раз в сравнении с PDC долотами. Из-за этого увеличивается цикл бурения бокового ствола и, соответственно, конечная стоимость операции ЗБС. Плюсы в качестве цементирования при получении горной выработки большего диаметра ранее не рассматривались. Но высокий процент отскоков по ЗКЦ после ЗБС заставляет принимать во внимание не только скорость бурения боковых ствол, но и качество цементирования скважин. Использование бицентричных долот также позволит технологически осуществить операцию ЗБС на скважинах, которые ранее кандидатами не считались – на скважинах с внутренним диаметром материнской колонны 124 мм.

Стоит отметить, что в целом на месторождениях Самарской области с 2008 г пробурено более 50 боковых стволов из скважин с внутренним диаметром близким к 124 мм. Однако операция по зарезке боковых стволов из скважин малого внутреннего диаметра выполняется с использованием типовых PDC долот диаметром 120,6 мм, а операция шаблонирования с использованием шаблона диаметром 122 мм. Таким образом, возникают высокие риски технологического отскока по ЗБС в результате застревания компоновки, как при операции шаблонирования, так и при бурении бокового ствола в результате предельно малого зазора между компоновкой и стенкой эксплуатационной колонны. Заказчик берет на себя технологические риски, которых можно бы было избежать при использовании бицентричных долот диаметром 114x132 мм, дополнительно повышая качество цементирования хвостовика.

Оценка технической возможности бурения

Рассмотрим техническую возможность зарезки бокового ствола на примере скважины Бариновско-Лебяжинского месторождения Северо-Парфеновского поднятия с внутренним диаметром эксплуатационной колонны 124 мм.

Оценка технической возможности бурения основана на инженерных расчётах, выполненных в ПО «Landmark». Вырезание «окна» в эксплуатационной колонне планируется в интервале 1124-1139 м, проектная глубина бокового ствола составляет 2436 м.

Для бурения данной скважины внешний диаметр бурильных труб и элементов компоновки низа бурильной колонны (КНБК) подбирается с учетом прохождения в материнском стволе. Максимальный внешний диаметр применяемых труб составляет 108 мм, диаметр бицентричного долота – 114,3х132х95 мм.

В процессе расчетов были проанализированы растягивающие и сжимающие нагрузки, момент на столе ротора, усталостный износ и вес на крюке (рис. 4).

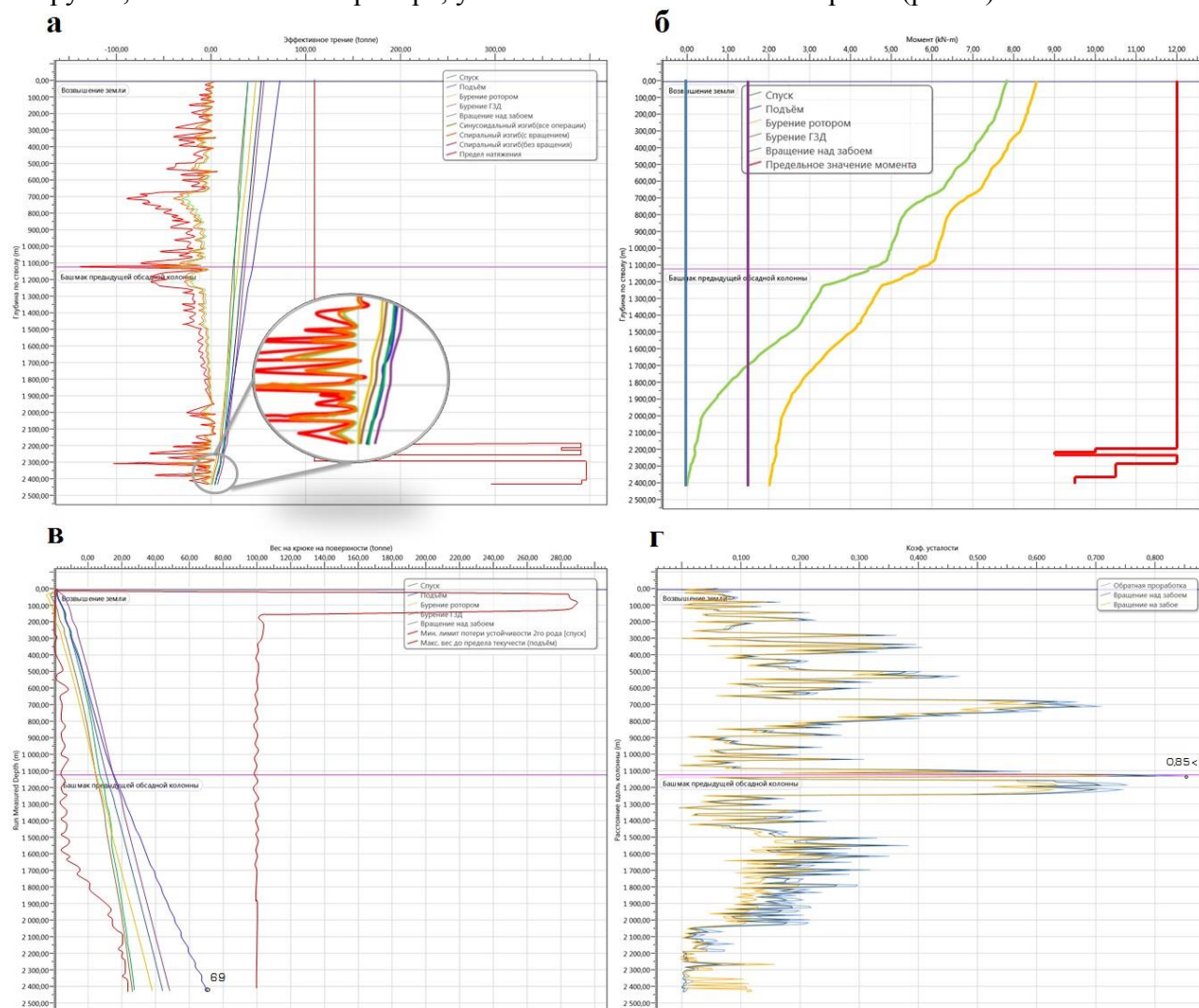


Рис. 4 – Результаты расчета строительства секции под спуск хвостовика: а – эффективное натяжение, б – момент, в – вес на крюке, г – коэффициент усталости.

На основании данных графиков можно сделать следующие выводы:

1. Рассмотренная бурильная колонна и элементы КНБК проходят по допустимым растягивающим и сжимающим нагрузкам с учетом коэффициента запаса 1,5. Превышение предела возникновения «баклинга» отсутствует.
2. Согласно диаграмме моментов, принятая бурильная колонна и элементы компоновки подходят по допустимым моментам при бурении. Наибольший момент

возникает при бурении ротором – 8,57 кН·м – и не превышает момента свинчивания резьбовых соединений – 12 кН·м.

3. Максимальный вес бурильной колонны возникает при ее подъеме без вращения и составляет 69 т.

4. В связи с тем, что нагрузки на бурильную колонну и интенсивность профиля не имеют высоких значений, не требуется дополнительных мероприятий по снижению усталостного износа бурильной колонны.

Для проведения гидравлического расчета были подобраны полимер-глинистый буровой раствор плотностью 1050 кг/м³ в интервале 1124-1500 м, гипсоизвестковый буровой раствор плотностью 1160 кг/м³ в интервале 1500-1800 м, гипсоизвестковый буровой раствор плотностью 1230 кг/м³ в интервале 1800-2436 м. Исходные данные для расчета приведены в таблице 2.

Таблица 2

Исходные данные для гидравлического расчета

Механическая скорость проходки, м/ч	Скорость оборотов ротора, об/мин	Расход бурового насоса, л/сек	Насадки на долото, мм	Диаметр частиц шлама, мм	Пористость шламовой подушки, %	Плотность частиц шлама, кг/м ³
8	40	10	5x7,9	2,5	36	2500

В результате расчетов было определено, что для обеспечения качественной очистки ствола скважины минимальный расход промывочной жидкости должен составлять 9,6 л/с. При заданных режимах бурения и промывки обеспечивается качественная очистка, шламовая подушка не образуется.

Далее произведен расчет спуска обсадной колонны Ø102 мм до забоя с перекрытием эксплуатационной колонны на 75 м выше интервала зарезки «окна».

В результате сделаны следующие выводы: спуск хвостовика до забоя возможен без смятия обсадной колонны, а подъем с финального забоя 2436 м возможен без превышения предела прочности (рис 5).

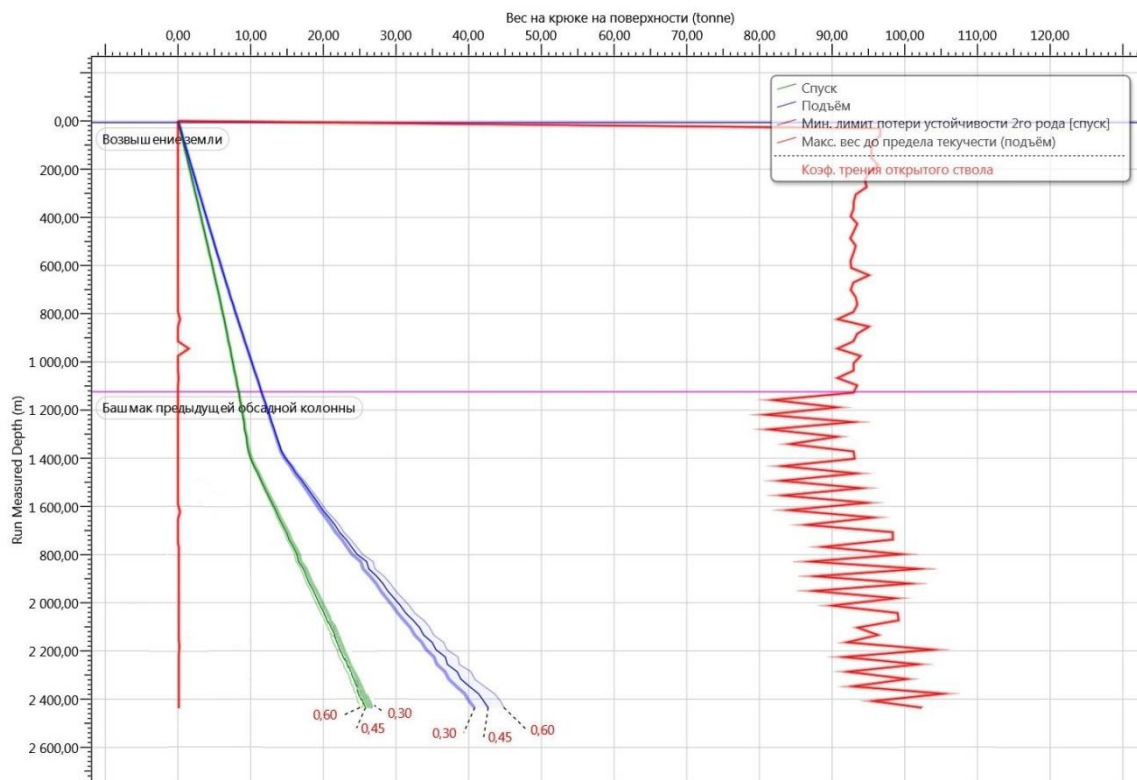


Рис.5 – Вес на крюке на поверхности при спуске и подъеме обсадной колонны Ø102 мм

В связи с наличием риска недоподъема цемента до подвески хвостовика для расчета цементирования было принято две порции цемента: тяжелый цемент плотностью 1920 кг/м³ и облегченный – 1540 кг/м³. Тяжелый цемент перекрывает нефтеносные пласты и закачивается в интервал 2436-1550 м, облегченный – в интервал 1550-1049 м.

Опыт ранее пробуренных соседних скважин, показывает возможность возникновения поглощения интенсивностью 3-8 м³/час. Предполагаемое проектное время строительства составляет 41 день без учета осложнений, с учетом – 43 дня.

Заключение

Технические расчеты, проведенные в ПО «Landmark», показали, что предложенное технологическое решение для бурения ЗБС из скважин малого диаметра с использованием бицентричных долот 114x132 мм может быть воплощено в жизнь. Подобрано 6 адресных скважин-кандидатов для бурения ЗБС с эксплуатационной колонной внутреннего диаметра 124 мм, которые предлагается использовать в качестве пилотного проекта.

На этом потенциал внедрения технологии не заканчивается. В случае положительных результатов по освоению скважин пилотного проекта рекомендуется тиражировать технологию на всю программу ЗБС, так как в результате получения горной выработки большего диаметра при бурении бицентричными долотами улучшится качество цементирования заколонного пространства, что позволит снизить процент отскоков по ЗКЦ.

Список используемых источников информации

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденные Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, приказ № 101 от 12.03.2013 в ред. Приказа Ростехнадзора от 12.01.2015.
2. РД 08-625-03 «Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины», утвержденная постановлением Госгортехнадзора России от 27.12.02 № 69.
3. Инструкция по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин – М.: ВНИИТнефть, 1997
4. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин – М.: 1997
5. Официальный сайт АО «УДОЛ» [Электронный ресурс] // URL: <https://udol.ru/products/7/201/> (дата обращения: 20.01.2020).
6. Официальный сайт Трубной металлургической компании [Электронный ресурс] // URL: <https://tmk-group.ru> (дата обращения: 14.01.2020).

**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ДИСПЕРСНОГО АРМИРОВАНИЯ НА
ИЗОЛЯЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ**¹А.С. Жаркенов, ²В.В. Живаева¹ООО «СамараНИПИнефть»²Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

ZharkenevAS@samnipi.rosneft.rubngssamgtu@mail.ru

Аннотация. Поднята проблема обеспечения герметичности крепи скважин. Освещены значимые для обеспечения качества разобщения пластов физико-механические свойства тампонажного раствора и получаемого цементного камня. Описан метод дисперсного армирования, обеспечивающий улучшение изоляционных свойств цементного камня. Показана эффективность применения волокон минерального происхождения, обоснованная теоретическим и опытным путями.

Ключевые слова: цементирование, тампонажный раствор, цементный камень, армирование, водоотдача, седиментационная устойчивость, проницаемость, дисперсное армирование.

Abstract

The problem of ensuring the tightness of the well support is raised. The article highlights the physical and mechanical properties of the cement slurry and the resulting cement stone that are significant for ensuring the quality of separation of layers. A method of dispersed reinforcement is described, which improves the insulating properties of cement stone. The efficiency of the use of fibers of mineral origin, substantiated by theoretical and experimental methods, is shown.

Key words: cementing, cement slurry, cement stone, reinforcement, fluid loss, sedimentation stability, permeability, dispersed reinforcement.

Обеспечение герметичности заколонного пространства является одной из значимых проблем в области заканчивания скважин. Применяемые при цементировании скважин портландцементы, обладая рядом преимуществ перед другими тампонажными материалами, имеют значительные недостатки, снижающие качество крепления. Прежде всего, это относится к изоляционным свойствам цементного камня. Для обеспечения герметичности крепи скважин, необходимо, чтобы тампонажный раствор и сформированный цементный камень соответствовали целому ряду требований.

Особое внимание необходимо уделить снижению водоотдачи цементного раствора. В связи с тем, что при прохождении трещиноватых и проницаемых пород цементный раствор отфильтровывает значительное количество воды затворения в пласт, цементный камень получается трещиноватым и пористым. При этом уменьшается механическая прочность цементного камня. В местах отфильтровывания воды из цементного камня (раствора) образуются трещины, развитие которых в дальнейшем протекает в сторону расширения их по поперечному сечению и высоте столба. Схватывание цементного раствора и твердение камня происходит неравномерно. При отделении избыточной воды из цементного раствора происходит удаление гидроксида кальция и некоторых других продуктов гидратации. Данный фактор отрицательно влияет на физико-механические свойства цементного камня.

С водоотдачей напрямую связаны и другие показатели, обеспечивающие условия получения безусадочного камня. Особое внимание здесь необходимо уделить повышению стабильности и седиментационной устойчивости применяемых тампонажных растворов. Недостаточная седиментационная устойчивость тампонажных растворов приводит к увеличению проницаемости цементного камня вдоль направления движения восходящей при

седиментации жидкости затворения. Также седиментационная неустойчивость является одной из причин образования каналов в цементном камне.

С точки зрения обеспечения надежной изоляции пластов на длительный период эксплуатации скважины, важным параметром, при условии отсутствия перетоков, является проницаемость цементного камня. Проницаемость цементного камня зависит от ряда факторов, среди которых наиболее важным являются природа цемента, водоцементное отношение, температура и сроки твердения.

Одним из путей модернизации тампонажных материалов на основе портландцемента, является применение дисперсного армирования. Данный метод, как правило, применяется с целью улучшения прочностных и деформационных свойств цементного камня за счет распределения армирующей добавки в цементной матрице, препятствующей образованию и развитию трещин в композиции. Однако прочность цементного камня является интегрирующим показателем, который напрямую связан практически со всеми другими свойствами цементного камня. Анализ оценки влияния армирующих добавок на свойства тампонажных материалов, направленных на обеспечение герметичности, представлен в таблице 1.

Таблица 1.

Характеристики	Влияние волокон
Прочность	Повышение
Удароустойчивость	Повышение
Проницаемость	Снижение
Контракция при твердении	Снижение
Расширение при твердении	Не исследовано
Седиментационная устойчивость	Улучшение

На основании данных, представленных в таблице 1, обоснованных результатами исследований, установлена возможность регулирования свойств тампонажных растворов путем применения технологии дисперсного армирования.

Известно применение различных видов волокон: природных, искусственных, органических, неорганических. Перспективным направлением является применение, в качестве основного армирующего компонента, волокон минерального происхождения серпентиновой группы (гидросиликат магния – хризотил-асбест). Высокая удельная поверхность волокон определяет его высокую адсорбционную активность, в особенности по отношению к гидроксидам щелочноземельных металлов, в особенности к гидроксиду кальция, что очень важно в его композициях с цементом. За счет высокой удельной поверхности происходит коагуляция пор армирующей добавкой, что будет также уменьшать пористость цементного камня. Наличие в составе волокон оксидов, близких по составу к цементу, способствует улучшению адгезии волокон с цементной матрицей, что способствует образованию общей структуры.

Ряд экспериментальных исследований [5, 6], направленных на определение влияния армирования на свойства тампонажных растворов показывает эффективность данного метода.

В частности, специалистами [5] установлено незначительное влияние армирующих добавок на водоотдачу тампонажных растворов. В этом случае для снижения водоотдачи необходимо предусмотреть совместное использование с регентами понизителями водоотдачи.

Однако влияние дисперсного армирования на седиментационную устойчивость более значительно (рисунок 1):

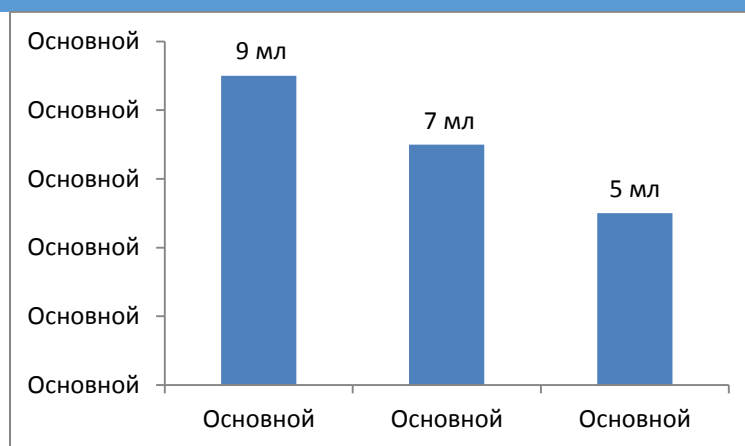


Рис. 1. Влияние дисперсного армирование на седиментационную устойчивость

При увеличении концентрации волокон уменьшается водоотделение. Данный фактор обусловлен наличием в составе волокон оксидов, близких по составу цементу, что способствует образованию более прочной структуры в цементном растворе, удерживающей свободную воду.

Также экспериментально оценено положительное влияние армирующей добавки на проницаемость цементного камня.

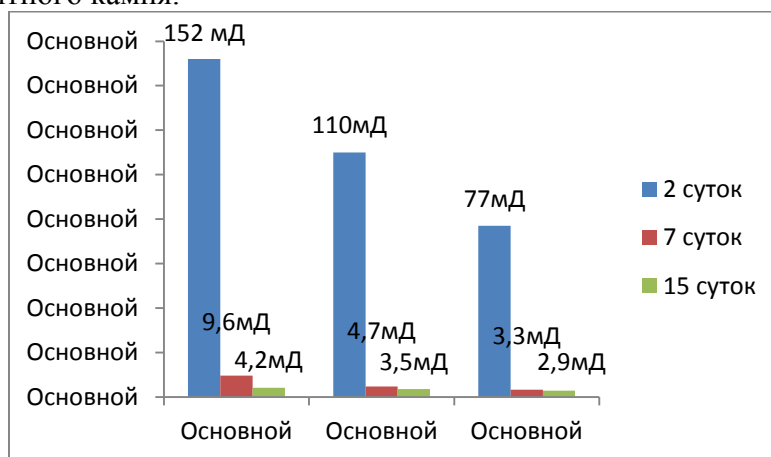


Рис. 2. Влияние дисперсного армирование на проницаемость цементного камня

Эффект заметен уже при вводе волокон с наименьшей концентрацией. С увеличением концентрации волокон проницаемость цементного камня уменьшается из-за раннего образования замкнутых пор.

Выводы

1. На основании проведенного анализа определена возможность регулирования основных свойств тампонажных растворов путем ввода армирующих компонентов.
2. Влияние армирующей добавки хризотил-асбеста на водоотдачу цементных растворов незначительно. В данном случае необходимо совместное использование с реагентами понизителями водоотдачи.
3. Установлено положительное влияние армирующей добавки хризотил-асбеста на седиментационную устойчивость тампонажного раствора и получаемого цементного камня.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Булатов А.И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин. - Краснодар: Просвещение-Юг, 2009.

2. *Живаева В.В.* Регулирование свойств тампонажных растворов для крепления проницаемых пластов. Сб. Трудов студ. научного общества. – Самара. – 1997. С.25-29.
3. *Коваль М.Е., Воронин А.А., Жаркенов А.С.* Анализ причин негерметичности цементной крепи и методы их предупреждения на месторождениях Самарской области. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. №7, 2019. С.26-29.
4. *Живаева В.В., Мельченков Д.А.* Анализ причин и предложения по предупреждению межпластовых перетоков и устьевых проявлений при эксплуатации нефтегазовых скважин. Молодежь и наука, третье тысячелетие: Тез. докл. Междунар. конгресса (Москва, 1997). 1997.
5. *Агзамов Ф.А., Тихонов М.А., Каримов Н.Х.* Влияние фиброармирования на свойства тампонажных материалов. Территория нефтегаз. №4, апрель, 2013. С.24-28.
6. *Рабинович Ф.Н.* О некоторых особенностях работы композитов на основе дисперсно-армированных бетонов. Бетон и железобетон. 1998. № 6. С. 19–23.

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕКОМБИНИРОВАННЫХ ПРОБ КАК СПОСОБ ИЗУЧЕНИЯ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Д.Р. Закиров, Е.Н. Чернов

**ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи»**

г. Самара, Россия

ZakirovDR@samnipi.rosneft.ru

В настоящее время большинство месторождений Оренбургской области вступает в завершающую стадию разработки. Добыча осуществляется, как правило, насосным способом. Условия для отбора представительных глубинных проб чаще всего отсутствуют. С другой стороны, постоянно возникает необходимость в дополнительном массиве экспериментальных данных. Это связано с решением экологических вопросов при проектировании разработки и обустройства месторождений, а также с изменением ранее определённых свойств пластового флюида вследствие изменения зон дренирования работающих скважин, обводнённости их продукции и т.д.

Ключевые слова: нефтяные месторождения, нефть, газ, глубинные пробы, рекомбинированные пробы, пластовые флюиды, давление насыщения, газосодержание.

Во многих скважинах изучаемых месторождений Оренбургской области происходит снижение забойного и текущего пластового давлений ниже давления насыщения, обводнённость продукции скважин достигает 10-60 массовых % и не представляется возможным отбор представительных глубинных проб.

В силу указанных причин, в последние годы широкое распространение получает исследование рекомбинированных проб пластового флюида. Это регламентируется в п. 10.2.5.4. действующего нормативного документа [1].

Как показала многолетняя практика изучения пластовых нефтей Башкирии [2] в ходе разработки залежи свойства насыщающей ее нефти могут изменяться даже в условиях упруго-водонапорного режима. Однако, направление изменения таково, что давление насыщения при этом, как правило, не увеличивается. Наоборот, в период, когда продукция скважин обводнена, падает газовый фактор и давление насыщения вследствие вымывания газовых компонентов из нефти при опережающей фильтрации закачиваемой воды. Поэтому

в качестве критерия при приготовлении рекомбинированных проб было выбрано давление насыщения.

Анализ полученных результатов исследования пластовых флюидов на ранней стадии разработки месторождений и рекомбинированных проб нефтей на поздней стадии разработки группы близко расположенных месторождений Оренбургской области показывает, что состав растворенного газа находится в зависимости от состава и свойств разгазированной нефти [3].

В качестве иллюстраций, на рисунках 1-5 приведены зависимости физико-химических свойств, исследованных пластовых и рекомбинированных проб нефтей отложений карбона и девона от плотности разгазированной и пластовой нефти.

Как показано на рисунках 1, 2, 3, в растворенном газе больше суммарное содержание азота и метана. Это приводит к меньшей растворимости газа в пластовых условиях (уменьшается газосодержание), увеличивается плотность пластовой нефти, уменьшается объемный коэффициент и коэффициент изотермической сжимаемости, увеличивается пластовая вязкость, что отражено на рисунках 4, 5.

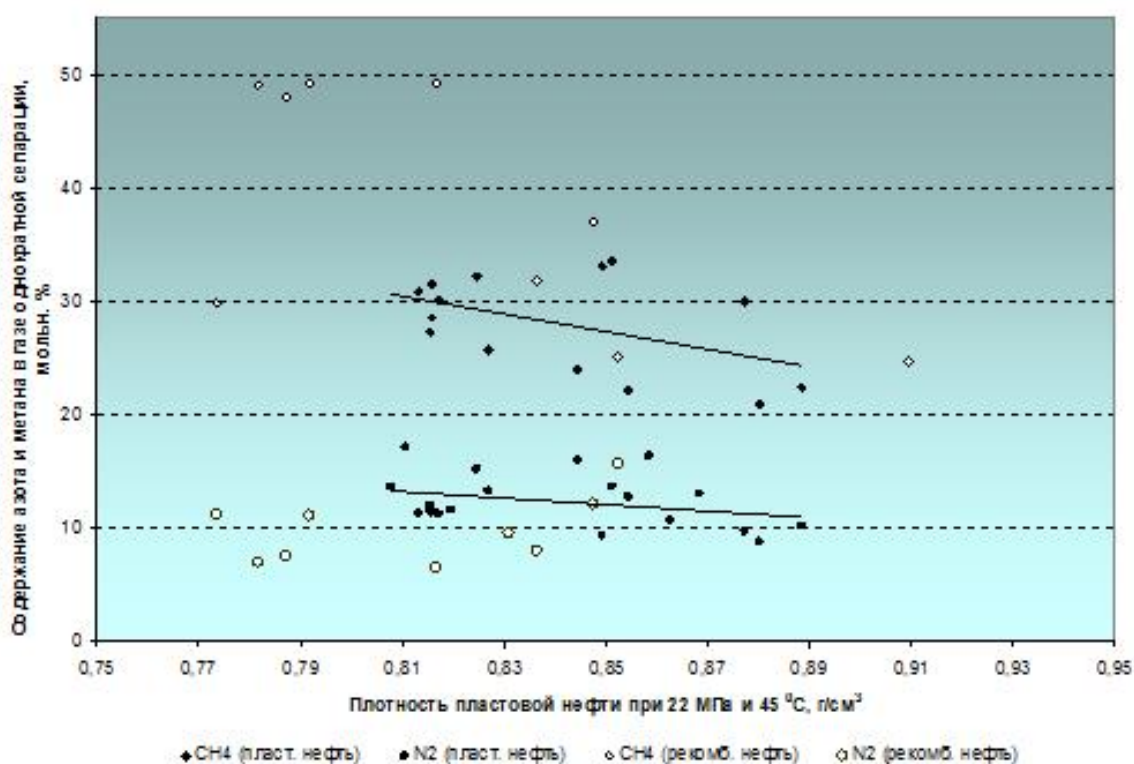


Рис. 1 – Зависимость содержания азота и метана в газе однократной сепарации нефти отложений карбона от плотности пластовой нефти ($G/P_s=3,9-7,8 \text{ м}^3/\text{т МПа}$)

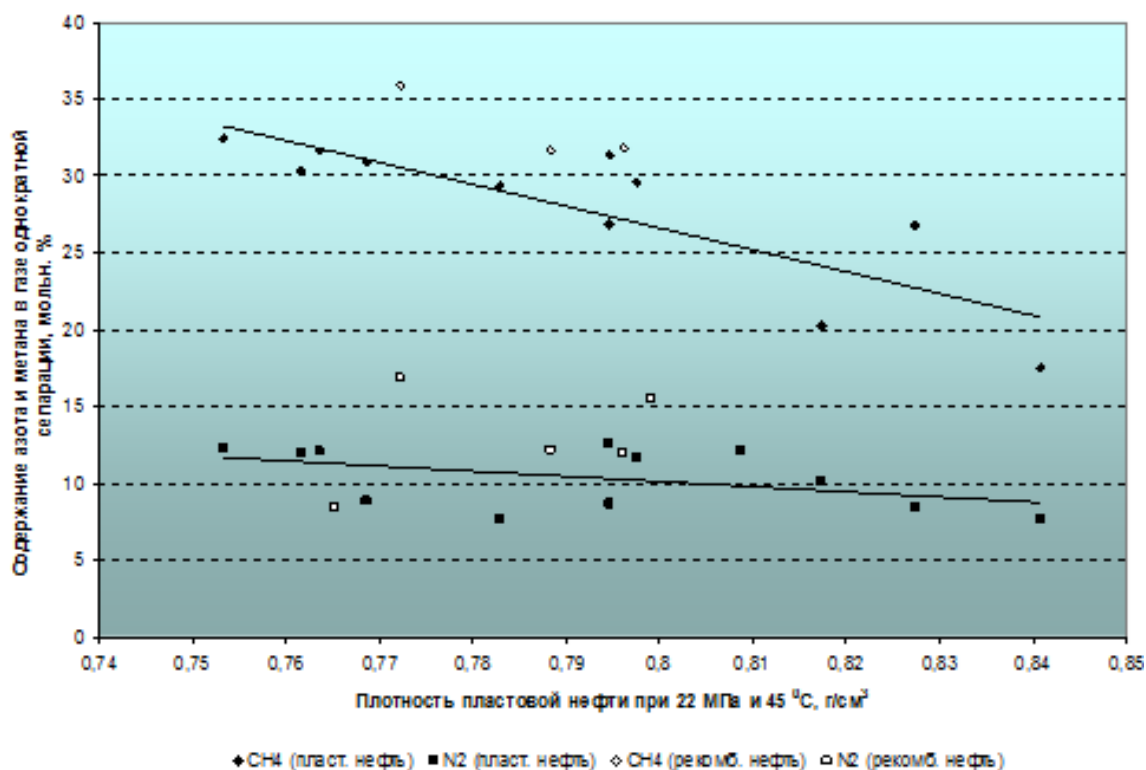


Рис. 2 – Зависимость содержания азота и метана в газе однократной сепарации нефти отложений карбона от плотности пластовой нефти ($G/P_s=7,8-11,5 \text{ м}^3/\text{т МПа}$)

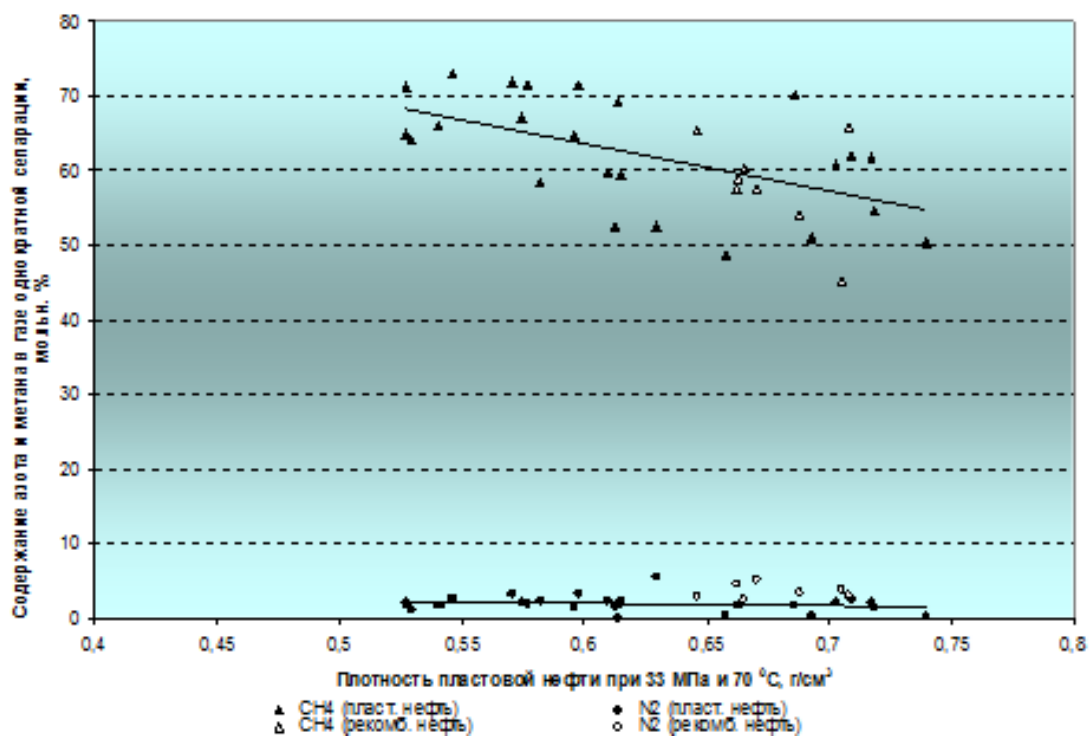


Рис. 3 – Зависимость содержания азота и метана в газе однократной сепарации нефти отложений девона от плотности пластовой нефти ($G/P_s=9,0-25,7 \text{ м}^3/\text{т МПа}$)

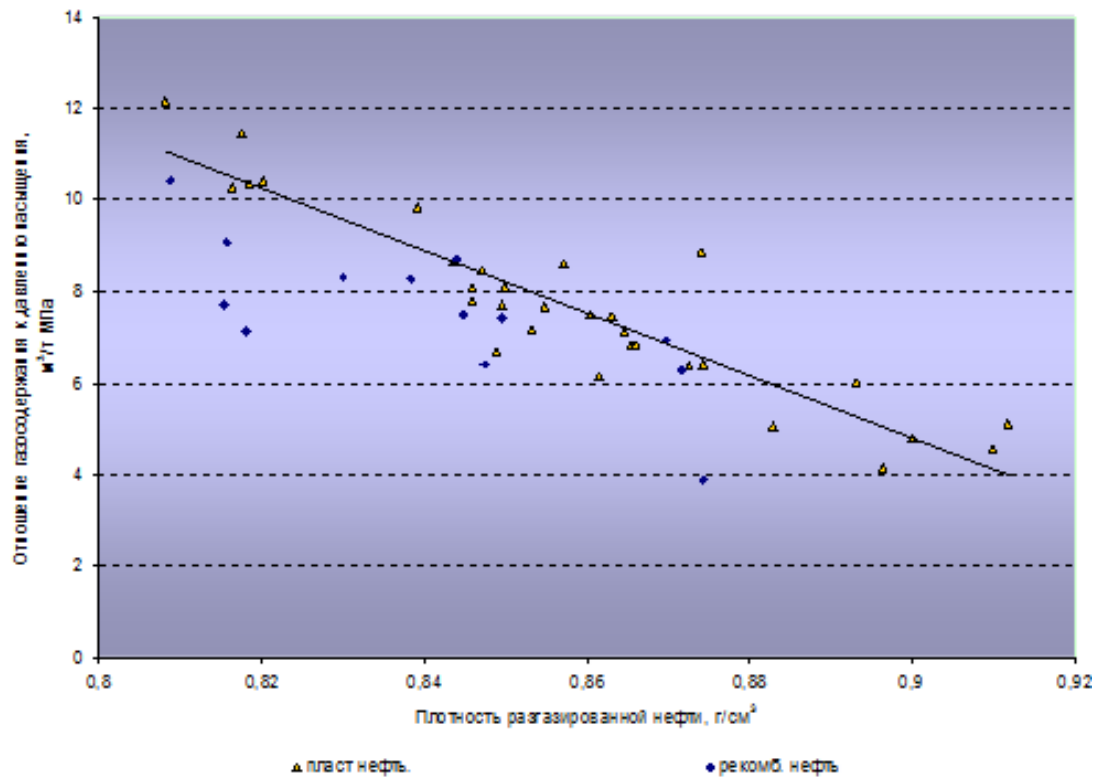


Рис. 4 – Зависимость коэффициента растворимости от плотности разгазированной нефти отложений карбона

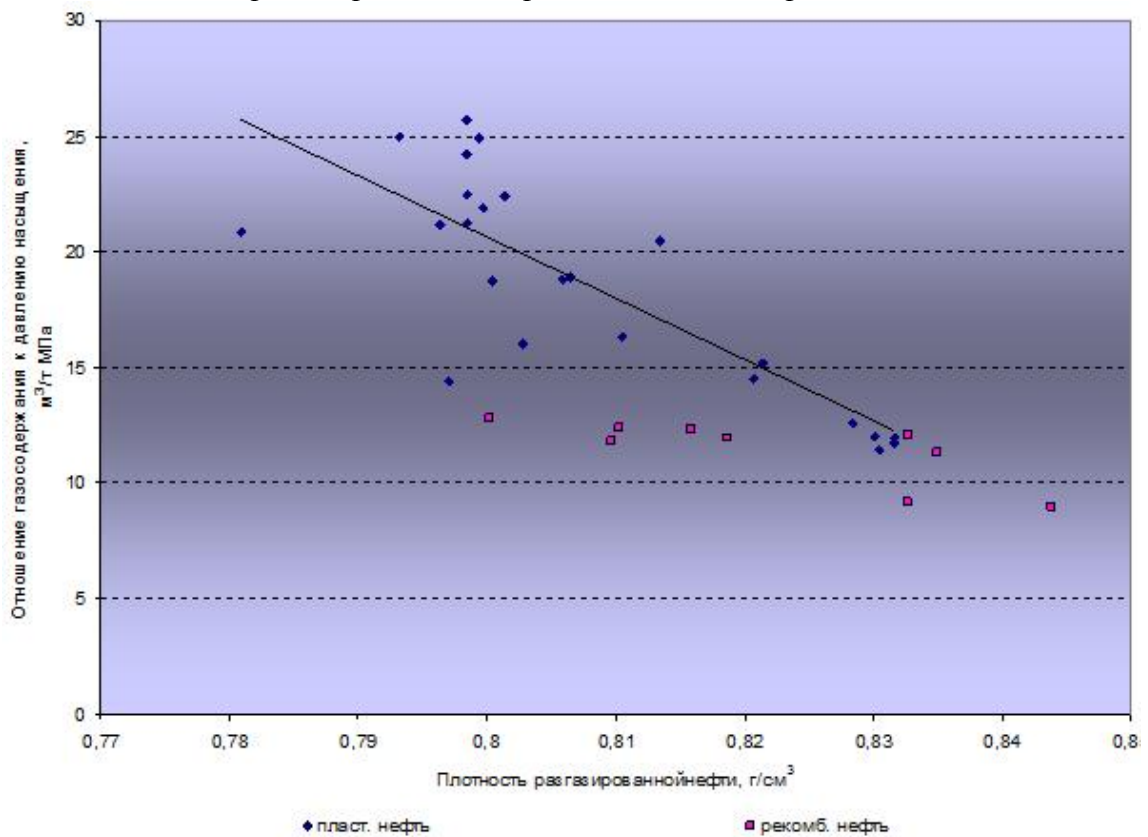


Рис. 5 – Зависимость коэффициента растворимости от плотности разгазированной нефти отложений девона

Проведенный анализ подтверждает, что использование рекомбинированных проб является достаточно четким индикатором изменения свойств продукции скважин во времени.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений.
2. *Шейх-Али Д.М.* Изменение свойств пластовой нефти и газового фактора в процессе эксплуатации нефтяных месторождений. Уфа, Издательство БашНИПИнефть, 2001. - 140 с.
3. ОСТ 153-39.2-048-2003 Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и форма представления результатов.

УЧЕТ ВЛИЯНИЯ НЕОГЕНОВЫХ ВРЕЗОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ СРР НА ТЕРРИТОРИИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

Р.З.оглы Мамедов, Э.И.Зиганшин, С.В.Трошкин

*ООО «СамараНИПИнефть»
г. Самара, Россия*

Аннотация

Погребённые неогеновые речные долины, имеющие широкое распространение в пределах территории Самарской области, являются почти единственными источниками информации о длительном периоде развития территории в неогеновое время. Исследование врезов дает обширную информацию не только о развитии речной сети, но и о различных аспектах развития рельефа, является важным источником палеогеографических реконструкций. Для геофизических исследований неогеновые врезы представляют собой контрастные скоростные аномалии. Недоучет влияния этих скоростных аномалий приводит к значительным сложностям при обработке и интерпретации данных СРР, как в следствии к искажению реальной морфологии отражающих горизонтов, создавая ложные антиклинальные структуры и нивелируя истинные.

Общий плановый рисунок неогеновой долинной сети близок к современной речной сети Самарской области, что свидетельствует об устойчивости развития речных долин в неоген-четвертичное время. Основной рекой на протяжении всего неогена была Палео-Волга и ее притоки.

Одной из проблем в настоящее время является устаревшая, не актуализированная модель ВЧР Самарской области, которая создана на основании данных 1975 г. Карта, построенная к 1978 г. на бумажном носителе не применима к современным реалиям, т.к. после было пробурено большое количество скважин, и для ускорения процесса обработки и интерпретации данных необходима единая цифровая модель врезов на всю территорию Самарской области.

В процессе работы с фондовыми источниками был собран фактический материал по структурным скважинам. В результате была получена современная цифровая модель неогенового вреза, которую возможно загружать в современные программные комплексы для оперативного решения производственных задач. Также важной задачей является создание цифровой базы данных модели вреза в пределах Самарской области для учета

влияния аномалий при проведении обработки и интерпретации сейсморазведочных исследований, которая содержит скважинную информацию, а именно отбивки по ОГ, мощности неогеновых отложений и т.д.

Неогеновый врез затрагивает значительную часть участков АО «Самаранефтегаз» и может влиять на успешность поисково-разведочного бурения (рис. 1).

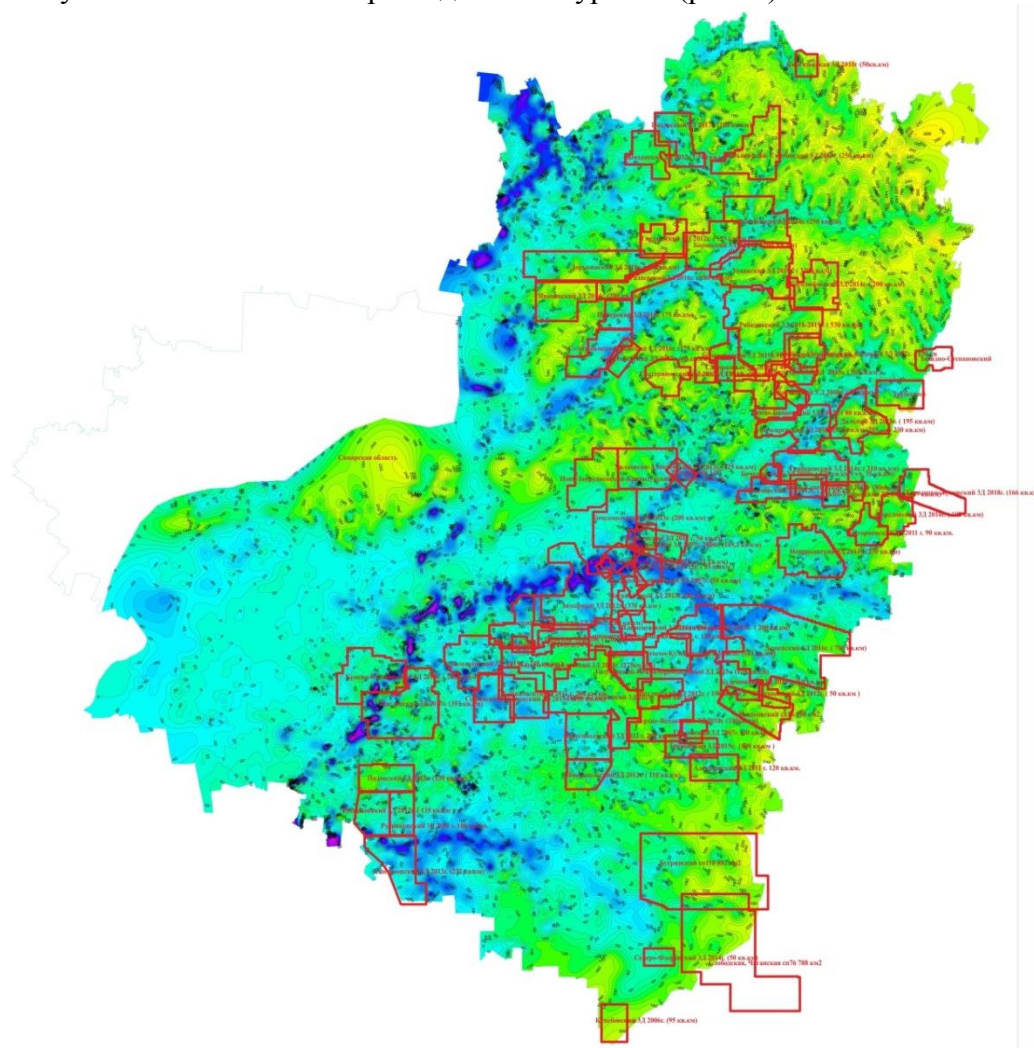


Рис.1. Современная цифровая модель донеогеновых отложений Самарской области (2020г.), с нанесением границ участков СРР

Недоучёт влияния неогеновых врез ведёт к формированию ложных и нивелированию истинных структур. Следствием недоучёта является бурение неуспешных скважин и не достижение стратегической цели Компании в «достижении успешности ГРП 95-98%», также есть вероятность вскрыть зоны поглощений различной интенсивности (от незначительных и частичных до полных с потерей циркуляции раствора) в неогеновых и пермских отложениях, обусловленные разрушенными массивами горной породы, оставшимися после полных размывов вышележащих горизонтов. Точное прогнозирование поглощений в верхних интервалах разреза осложняется недостаточной изученностью осложнений и отсутствием современной информации о территориальной распространённости данных зон. Недостаточный учет особенностей геологического разреза ВЧР и зон осложнений (на примере Покровского месторождения Самарской области) при проектировании и проведении буровых работ иногда становится причиной значительных материально-экономических потерь. Бурение в условиях полного поглощения и обвалов приводят к авариям бурового инструмента. В ходе длительной ликвидации аварий в

осложненных условиях происходит обрушение устья скважины, необходимо выполнять работы по демонтажу оборудования и перебуриванию скважины [2].

Как упоминалось ранее, одной из проблем в настоящее время является устаревшая, не актуализированная модель ВЧР Самарской области, которая создана в 1978 г. (рис. 2) на бумажном носителе. Выполняя актуализацию отчетов структурного бурения, выяснилось, что с 1975 г. не учтено 105 площадей структурного бурения и 3586 структурных скважин.

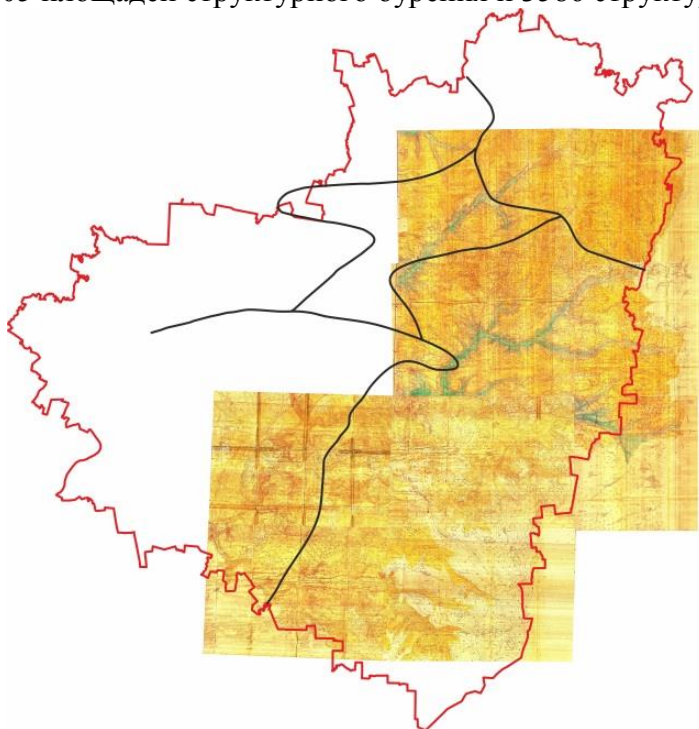


Рис.2. Сводная карта рельефа донеогеновых отложений северной части Куйбышевской области (1978г.)

Для устранения данных проблем была построена современная и дополненная цифровая модель неогеновых врезов с возможностью ее актуализации с новыми данными и способностью выгрузки в современные программные комплексы (рис. 3). Для построения модели был произведен сбор и анализ геолого-геофизической информации, использованы данные по 18 570 скважинам и верифицировано 477 площадей структурного бурения.

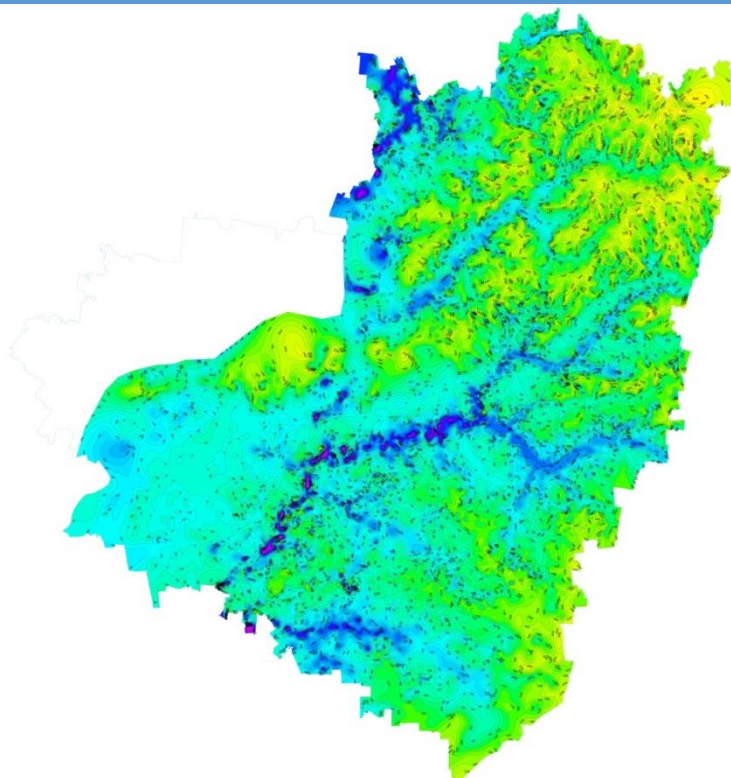


Рис.3. Современная цифровая модель донеогеновых отложений Самарской области (2020г.)

Данная модель на раннем этапе сводится к помощи в планировании полевых СРР, с учетом влияния сложного геологического строения ВЧР (выбор правильной методики проведения полевых работ в зоне распространения скоростной аномалии для получения более качественного материала), а также учет влияния при дальнейшей обработке и интерпретации полученных данных для снижения времени-трудозатрат на прослеживания распространения неогенового вреза и введения в дальнейшем дополнительных поправок, необходимых для снижения скоростной аномалии волнового поля.

Литологически неогеновые отложения представлены переслаиванием глин, с линзами песков различной толщины и алевролитов (аллювиальные разуплотнённые отложения). Породы плиоцена залегают на размытой поверхности верхне и нижне-казанского яруса, заполняют древние русла Палео-Волги и ее притоков. Вмещающие их породы, незатронутые влиянием эрозионных врезов, представлены отложениями средней и нижней перми, которые сложены более уплотнёнными глинами, доломитами и ангидритами, с прослоями известняков и с включениями гипса (терригенно-карбонатные отложения) (рис. 4).

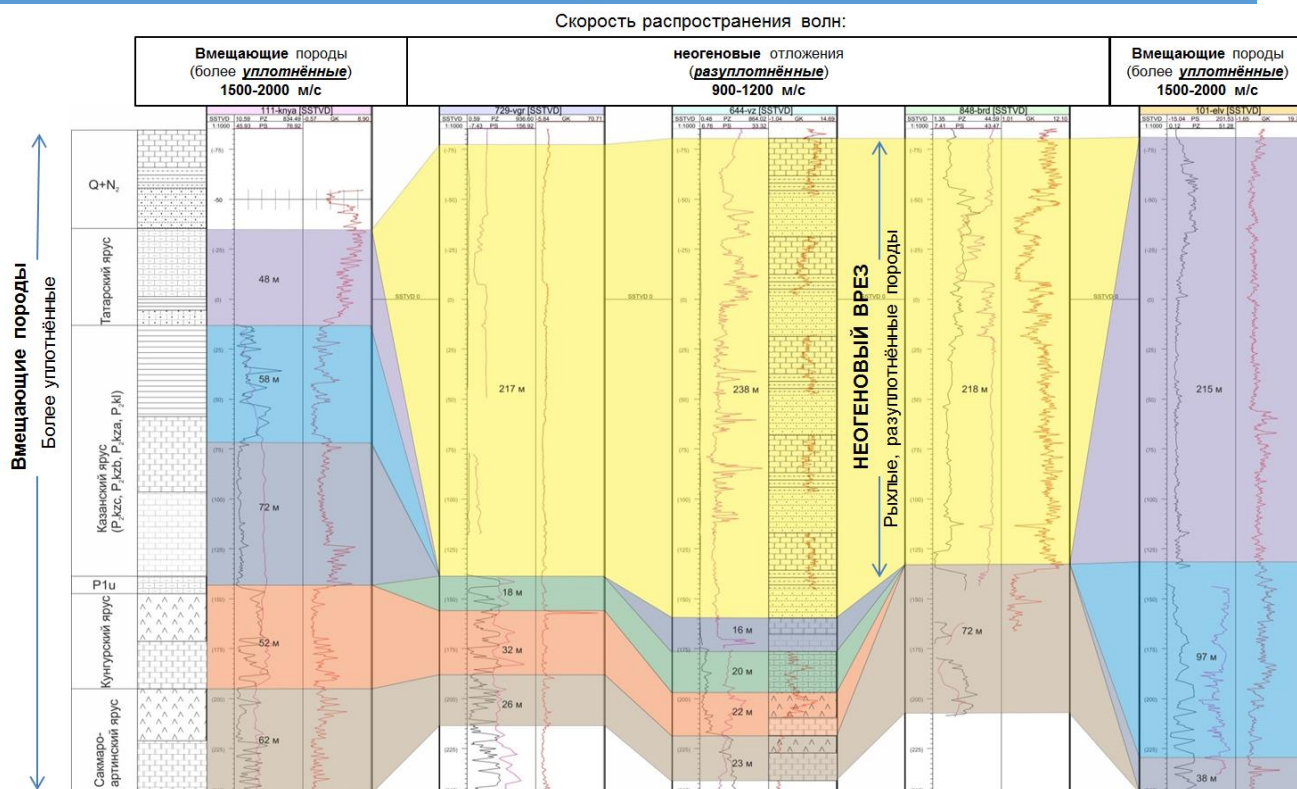


Рис.4. Корреляционная схема по структурным скважинам, с нанесением литологического состава и мощности пород

Различие литологии, разность между плотностными характеристиками пород и большая мощность неогеновых врез, оказывают влияние на формирование волновой картины, создавая аномалии из-за разных скоростей распространения волн (в неогеновых отложениях 900-1200 м/с, во вмещающих породах 1500-2000 м/с).

Также недоучёт влияния скоростных аномалий ВЧР при обработке и интерпретации сейсморазведочных данных ведёт к риску получения погрешностей структурных построений (возникновению ложных структур). Указанную погрешность ранее нивелировали проведением высадки на геологию, с учётом сложности строения ВЧР. Очень важно, что некорректный учёт наличия в ВЧР неогенового вреза на этапе посадки на геологию, приводит к формированию ещё больших и «фатальных» ошибок при последующих структурных построениях.

На рисунке 5 представлен пример некорректной высадки на геологию, где учитывалась аномалия в ВЧР, это привело к образованию ложных структур на нижележащих горизонтах. Ошибка была обнаружена на этапе глубинно-динамических преобразований и, после корректировки ГСМ, погрешность в нижележащих горизонтах удалось сnivelировать.

Еще одной рекомендацией для учёта влияния скоростной аномалии в зоне малых скоростей, является построение анизотропной модели по первому интервалу. Необходимо подбирать параметры Томсона, которые позволяют выбрать скорости, учитывая анизотропию среды, нивелируя все скоростные аномалии.

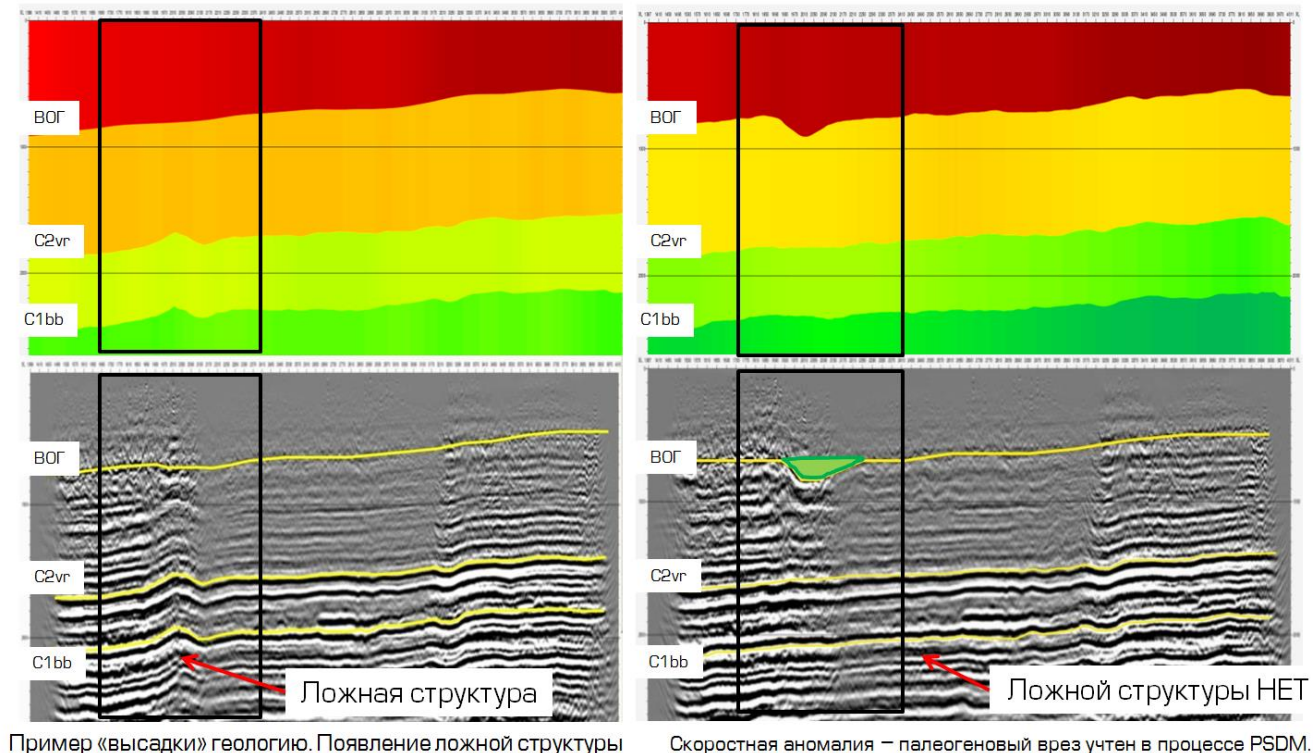


Рис.5. Пример волнового поля с учетом и без учета корректного ввода длинно-периодных поправок

Экономическая эффективность при использовании данной цифровой модели заключается в снижении время-трудозатрат: на дополнительный сбор и анализ геолого-геофизической информации; построение модели неогеновых врезов в отдельности для каждого участка СРР; на проведение дополнительных итераций обработки сейсмического материала, связанных с недоучетом влияния неогенового вреза; также исключение значительных временных и материально-технических затрат на ликвидацию поглощений бурового раствора при бурении скважин в верхних интервалах разреза. Дополнительные преимущества заключаются: в сокращении сроков КП в среднем на 1 месяц на этапах обработки; высокое качество результирующих данных; минимизация бурения «пустых» скважин на ложные структуры.

Заключение, выводы

Использование цифровой модели неогеновых врезов позволяет на этапе проектирования полевых СРР выбрать правильную методику для получения более качественного материала для дальнейших исследований.

При проведении обработки и интерпретации сейсмических данных учет наличия сложного геологического строения ВЧР снижает затраты на прослеживание распространения неогенового вреза и введения в дальнейшем дополнительных поправок, необходимых для снижения скоростной аномалии волнового поля.

Недоучёт влияния скоростных аномалий ВЧР при обработке и интерпретации сейсморазведочных данных ведёт к риску получения погрешностей структурных построений (возникновению ложных структур). Следствием является бурение неуспешных скважин и не достижение стратегической цели Компании в «достижении успешности ГРП 95-98%».

Использование современной цифровой модели позволит минимизировать вероятность вскрытия зон поглощений различной интенсивности (от незначительных и частичных до полных с потерей циркуляции раствора) в неогеновых и пермских отложениях, обусловленные разрушенными массивами горной породы, оставшимися после полных размывов вышележащих горизонтов.

В целом разработанная модель позволяет снижать затраты, время на работу и на выходе получать более качественный материал, что, соответственно, повышает ресурсный потенциал Компании.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Научная статья: «Закономерности размещения неогеновых речных долин в пределах территории Республики Татарстан и их соотношение с современной речной сетью», Е.В. Петрова;
2. Научная статья: «Повышение эффективности прогнозирования зон поглощений в неогеновых и пермских отложениях на месторождениях Самарской области», К.А. Шиповский, В.С. Циркова, М.Е. Коваль, Е.Ю. Пилипец, Д.Д. Крепостнов;
3. Отчеты структурного бурения.

ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН И КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С УЧЕТОМ ПЛАНИРУЕМОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

А.В. Худяков, А.А. Попов, А.Ю. Корнев

ООО «СамараНИПИнефть»

г. Самара, Россия

KhudyakovAV@samnipi.rosneft.ru

Аннотация

В статье описан новый подход к выбору оптимального расположения скважин и кустовых площадок на месторождении с учетом планируемой инфраструктуры за счет подключения службы бурения на этапе планирования обустройства месторождения. Показана схема взаимодействия между службами и подробно рассмотрена роль службы бурения с конкретными примерами.

Ключевые слова: устье скважины, кустовая площадка (КП), профиль скважины, оптимизация, строительство скважины.

Abstract

The article describes a new approach to the selection of the optimal location of wells and well pads at the field, taking into account the planned infrastructure by involving of the drilling service department at the planning stage of the field development. The diagram of interaction between service departments is shown, detailed description of the drilling service department role is considered and specific examples are given.

Keywords: well head, well pad, well profile, optimization, well construction.

Бурение является наиболее затратной частью строительства скважин. Несмотря на это существующий механизм оптимального выбора схемы разбуривания месторождения и определения устья скважин не предусматривает технико-технологическую проработку. Это проблема многих нефтедобывающих компаний.

В настоящее время во многих нефтегазодобывающих компаниях довольно часто встречаются проблемы взаимопонимания между техническими и геологическими службами в части определения оптимальных траекторий скважин, как на этапе планирования разработки месторождения, так и в процессе строительства скважин.

В данной статье рассматривается новый комплексный подход к данной ситуации, заключающийся в проведении технической оценки бурения скважин до начала выполнения работ по проектированию обустройства месторождения.

Это позволит наладить взаимопонимание между службами, с точки зрения бурения оптимизировать траекторию профиля скважины, а значит минимизировать осложнения, уменьшить количество «пустой» работы, когда площадка уже спроектирована, а скважина оказывается не бурима, и, наконец, положительно повлиять на экономическую часть.

Как правило, к вопросам выбора местоположения устьев скважин, кустовых площадок (КП) и схем раскустования на месторождении традиционно подходят с позиции приоритета геологической службы. Первоначально определяются геологические цели бурения, после чего выбирается участок местности, с которого будет производиться бурение. Далее разрабатывается «Проект обустройства месторождения», в котором технологические аспекты строительства скважин во внимание не принимаются. Представители технологических служб бурения, которые непосредственно осуществляют процесс проектирования строительства скважины, на данном этапе к этому процессу не привлечены (рис. 1). [1]



Рис. 1 – Существующая схема взаимодействия при раскустовании месторождения

Если рассматривать куст, как общую площадку для множества целей, то его стараются расположить равноудаленно от геологических целей (северный вариант). При расположении кустовой площадки для одиночной цели глубокая технологическая оценка

вовсе не проводится. На практике же, при окончательном выборе положения устья скважины (кустовой площадки), сталкиваются со множеством ограничений по подбору наилучшего положения устья скважин, таких как рельеф местности, природоохранные зоны и т.д. Таким образом, выбор расположения устья скважин и кустовых площадок планируется без учета оценки технической возможности строительства и рисков при их бурении. [2]

В результате проектировщик вынужден строить профиль скважины на основании вводных данных по неоптимальному варианту. В частности, для выхода с заданного устья на проектные цели приходится осуществлять бурение по сложно реализуемым профилям, характеризующимся:

- большим азимутальным разворотом траектории (до 180 градусов);
- увеличением отхода для выхода на проектные цели;
- необходимостью бурения горизонтальных скважин на близкорасположенные к устью цели, вследствие чего получается профиль с обратным отходом.

С технической точки зрения в результате бурения скважин по «неоптимальному» профилю возникают следующие проблемы и осложнения:

- Недохождение нагрузки на долото, вследствие возникновения изгиба бурильной колонны («баклинг-эффект»).

Отрицательна сторона - снижение механической скорости, по причине не доведения необходимой нагрузки на долото;

- Увеличение крутящего момента и осевых нагрузок на бурильный инструмент и элементы КНБК, повышение усталостного износа бурильного инструмента, а также повышение риска недоспуска обсадной колонны (ОК) и преждевременный износ эксплуатационного оборудования.

Отрицательная сторона – высокий риск получения аварии вследствие преждевременного износа и слома бурильного инструмента;

- Ухудшение очистки ствола скважины от выбуренной породы.

Отрицательная сторона – увеличение риска прихватов инструмента и компоновки низа бурильной колонны (КНБК), дополнительные промывки, технические спуско-подъемные операции (СПО) для очистки ствола скважины.

Полученные осложнения увеличивают сроки и стоимость строительства скважины.

Специалистами ООО «СамараНИПИнефть» предложен новый комплексный подход к планированию разработки месторождения, заключающийся в технической оценке бурения скважин до начала выполнения работ по проектированию обустройства месторождения.

Службы, вовлеченные в процесс:

- Геолого-исследовательские работы (ГИР);
- Служба бурения;
- Проектно-изыскательные работы (ПИР);
- Концептуальное проектирование (КП);
- Служба энергетики;
- Экология и специальные разделы.

Такой подход позволяет оценить техническую возможность строительства скважины на геологические цели и оптимизировать расположение устьев скважин (кустовой площадки), учитывая наличие объектов наземной инфраструктуры и особенностей рельефа. Это дает возможность осуществлять планирование и обустройство кустовых площадок исходя из оптимального расположения каждой скважины относительно проектных целей. По результатам выполненной работы Заказчик до начала этапа разработки проектной документации на строительство скважин имеет полноценную картину их технической реализации.

Предпроектная техническая оценка включает в себя следующие этапы:

- разработку оптимального профиля каждой скважины с учетом геологических и технологических рисков;

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

- оптимизацию расположения кустовой площадки (КП) на месторождении;
- оптимизацию очередности бурения скважин на КП (северный вариант);
- техническую оценку возможности бурения скважины до начала проекта обустройства КП;
- предварительное планирование необходимых технологических решений, выбор бурового и технологического оборудования.

Порядок взаимодействия между службами показан на рисунке 2.

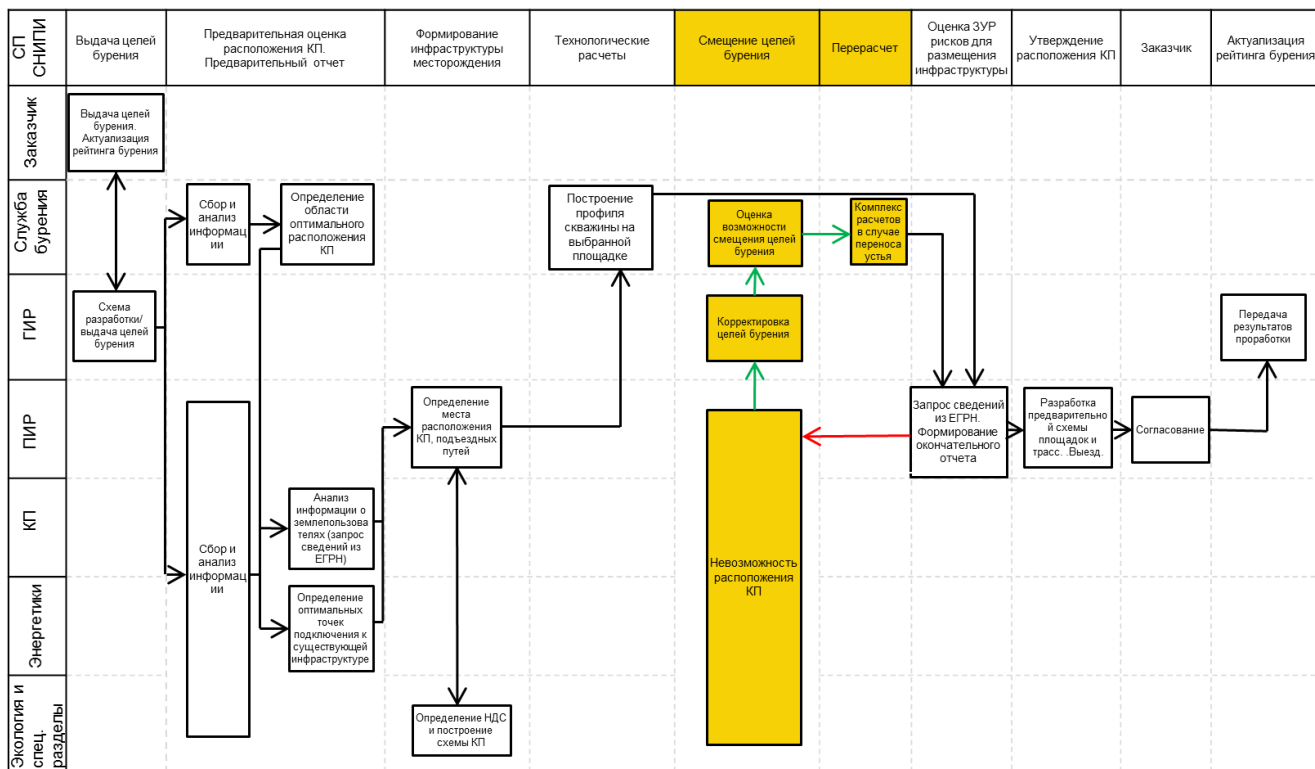


Рис. 2 – Схема взаимодействия между службами

Говоря о горизонтальных скважинах, то они чаще всего имеют высокий индекс сложности бурения (DDI). Если профиль скважины еще и с обратным отходом, то этот показатель достигает максимального значения (рис. 3). Таким образом, устье скважины крайне нежелательно располагать близко к целям бурения ввиду возможности профиля с обратным отходом или, наоборот, слишком далеко от целей бурения ввиду большой протяженности ствола скважины. На глаз определить границы этих двух «зол» нельзя, а цена ошибки будет стоить более высокой вероятности возникновения осложнений и аварий, что, в свою очередь, увеличит сроки и, следовательно, стоимость строительства скважины. Именно поэтому требуется проведение расчетов с помощью специализированного программного обеспечения.

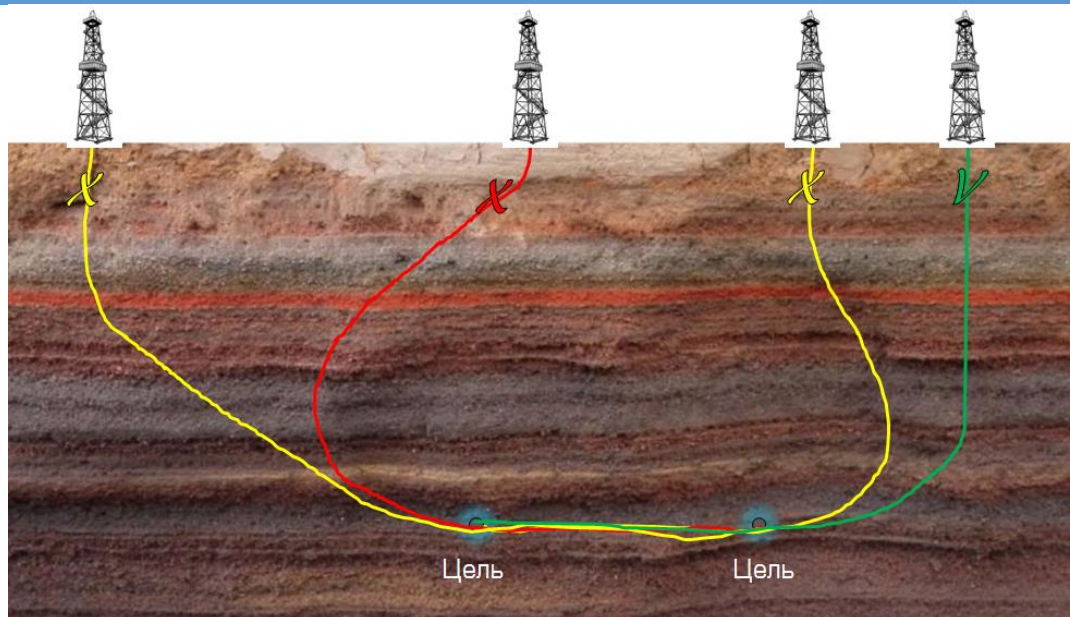


Рис.3 – Варианты построения горизонтального профиля

Разработанная схема взаимодействия была апробирована на пилотном проекте, учитывающем рекомендации всех заинтересованных служб.

Результатом стал не только выбор оптимального расположения устья скважины, но и подтверждение жизнеспособности схемы (рис. 4).



Рис. 4 – Местоположение устья и целей скважины

Приведем пример, когда нужно подобрать месторасположение КП для двух скважин (скважины № 100 и № 200). Для этого в первую очередь определяется область возможного расположения устья каждой скважины по отдельности. Таким образом, выполняется построение профилей, учитывая геологические риски, области ранее пробуренных скважин, оценку рисков пересечения траекторий скважин. Далее производится оценка технической возможности бурения скважины.

В итоге подбирается максимально возможное расстояние от цели до устья, при котором будет реализуемый профиль. На рисунках 5 и 6 приведены наглядные результаты проделанной работы.



Рис. 5 – Область возможного расположения устья скважины № 100

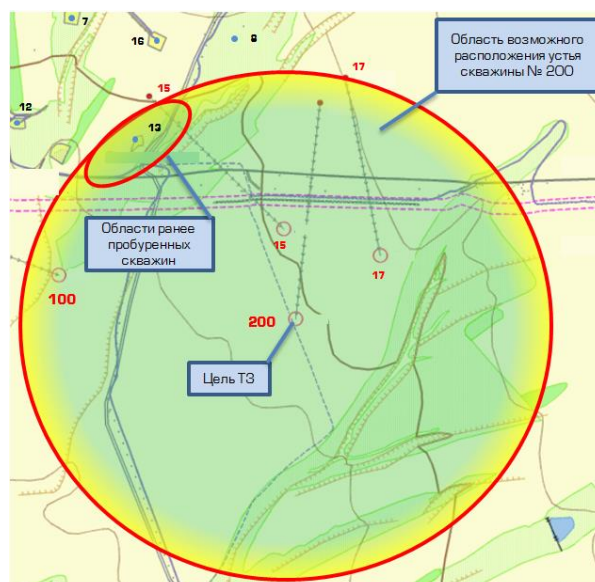


Рис. 6 – Область возможного расположения устья скважины № 200

Следующим шагом выделяется общая область, где возможно расположение одной КП для двух скважин (рис. 7).

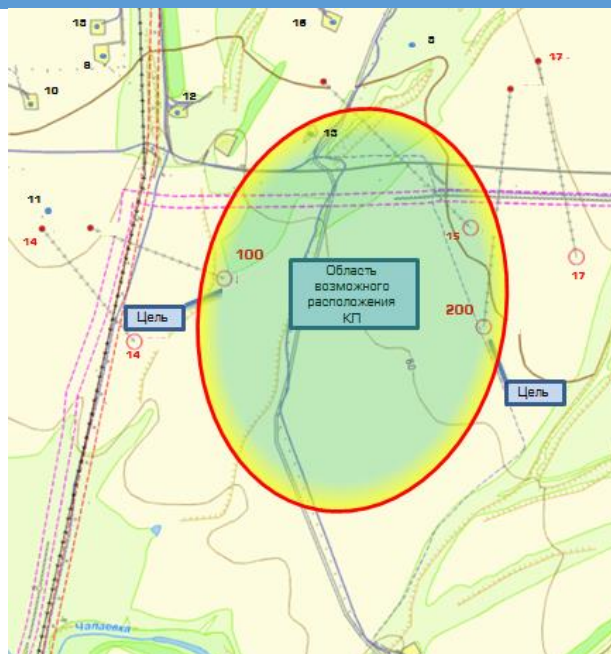


Рис. 7 – Область возможного расположения КП

Далее готовится отчет, содержащий области возможного расположения устьев и оценку технической возможности бурения по самой сложной скважине, который передается другим службам для выбора окончательного местоположения КП.

После того, как будут выбраны координаты местоположения КП, служба бурения формирует отчет с рабочими вариантами профилей, рекомендациями, описанием возможных рисков и оценкой технической возможности бурения каждой скважины (табл. 1 и табл. 2).

Таблица 1

Матрица оценки рисков бурения

№ скв.	Глубина скважины	Максимальный зенитный угол	Вид профиля скважины	Риск столкновения со скважинами	Профиль с обратным отходом	Примечания
Вариант 1 (2 КП)						
100	2963,9	19	J	-	-	
200	3119,9	30	J	-	-	
Вариант 2 (1 КП)						
100	3013,4	21,97	J	Со скв. №18	-	1. Скважина имеет незначительное удлинение 2. Риск пересечения со скважиной №18
200	3195,8	33,9	J	Со скв. №18	-	1. Скважина имеет незначительное удлинение 2. Риск пересечения со скважиной №18

Оценка технической возможности бурения

№ скв.	Глубина скважины	Максимальный зенитный угол	Индекс сложности бурения (DDI)	Заключение
100	21,97	3013,4	5,28	Технически реализуема
200	33,9	3195,8	5,38	Технически реализуема

Стоит отметить, что предлагаемая схема взаимодействия между службами обеспечивает значительное сокращение расходов. Экономический эффект в каждом конкретном случае будет зависеть от особенностей строительства конкретной скважины за счет снижения рисков возникновения осложнений. [3]

Разработанный комплексный подход к системе разработки месторождения позволяет выбрать оптимальный вариант траектории скважины, количество и очередность бурения скважин на кустовой площадке. Учитывая, что данная оценка проводится на начальном этапе проектирования разработки месторождения, становится возможным предупредить риски аварий и осложнений в бурении, минимизировать расходы на обустройство и эксплуатацию месторождения и положительно повлиять на стоимость строительства скважин за счёт сокращения сроков бурения.

Предлагаемый подход способствует оптимизации капитальных затрат при формировании схем раскустования на этапе проектирования разработки месторождения и позволяет ведение грамотного планирования всего цикла работ по скважине от обустройства КП до объектов сбора и транспортировки нефти и газа.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Петров М.В., Ильясов А.А., Ефимов А.В., Коваль М.Е.* Предпроектная техническая оценка возможности строительства скважин и оптимизация расположения кустовых площадок // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – С. 5-10.
2. *Нестерова Т.Н., Поздеев И.А.* Проектирование и оптимизация траекторий скважин месторождения// Бурение и нефть. - №6. - 2015.
3. *Можчиль А.Ф., Третьяков С.В., Дмитриев Д.Е., Гильмутдинова Н.З., Есипов С.В., Карачев А.А.* ООО «Газпромнефть НТЦ»). Технико-экономическая оптимизация кустования скважин при интегрированном концептуальном проектировании. // Нефтяное хозяйство. - №10. – 2016.

**РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

¹Е.Н. Чернов, ¹Е.С. Калинин, ²В.А.Волков, ²А.Н.Турапин, ³С.В. Афанасьев

¹ООО «СамараНИПИнефть», ²ООО «Дельта-пром инновации»
³ПАО «Тольяттиазот»

г. Самара, г. Тольятти, Россия
ChernovEN@samnipi.rosneft.ru,
sdelta63@mail.ru
zavod@corpo.toaz.ru

Рассмотрены приемы регулирования приемистости нагнетательных скважин нефтяных месторождений. Показано, что подавляющее большинство из них основывается на использовании химических реагентов. За счет правильного рецептуростроения удается добиться изоляции водопритока в нефтяные скважины, регулирования профиля их приемистости, ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн и заколонного пространства, а также подавления соле- и пескопроявления

Ключевые слова: нагнетательные скважины, приемистость, заводнение, заиливание, кольматация, фильтрация пласта, нефтедобыча.

Основным способом разработки нефтяных месторождений в России и в других странах является поддержание необходимого пластового давления с помощью закачки воды. При этом достижение максимальных показателей нефтедобычи во многих случаях определяется эффективностью работы нагнетательных скважинных агрегатов.

В процессе разработки нефтяных месторождений важно знать, как характер, так и динамику приемистости скважин, возможность максимального охвата пластов закачиваемой водой [1]. К сожалению, на практике зачастую отсутствуют не только широкомасштабные промысловые исследования, но и описания реальной геологической модели.

Несмотря на это, в результате широкого развития очагового заводнения доля нагнетательных скважин в эксплуатационном фонде постоянно растет.

В процессе нагнетания в скважины пресных вод открытых водоемов, стоков с нефтепромыслов наблюдается заиливание поверхности фильтрации привнесенными взвешенными твердыми фракциями, смолами, нефтепродуктами и солями.

В результате этого происходит снижение и зачастую полная потеря приемистости пластов и как результат - снижение нефтедобычи.

Важнейшим фактором, влияющим на данный показатель, является качество подготовки призабойной зоны нагнетательных скважин, вводимых под закачку после бурения или из эксплуатационного фонда. Эта важная задача решается путем очистки призабойной зоны от глинистого раствора, твердых и дисперсных фракций, асфальтеновых и смолопарафинистых отложений, образующихся в процессе эксплуатации скважин.

На заключительных этапах разработки месторождений с использованием закачки воды может возникнуть проблема недостаточного охвата продуктивного пласта.

Это связано с особенностями геологического строения залежи, неоднородностью, коллекторскими свойствами пород, а именно: пористостью, проницаемостью, остаточной нефтенасыщенностью, податливостью системы заводнения.

В результате основной объем закачиваемой воды фильтруется по промытым каналам, оставляя невыработанными менее проницаемые объемы продуктивного пласта.

С целью предупреждения потерь приемистости сегодня разработаны многочисленные методы регулирования фильтрационно-емкостных характеристик в

призабойной зоне, которые призваны качественно и количественно восстановить ее и увеличить охват пластов заводнением. Подавляющее большинство основываются на использовании химических реагентов (кислот, ПАВ, полимерных гелей и т.д.) [2-4].

Состав композиций подбирают таким образом, чтобы решить несколько проблем. Это изоляция водопритока в нефтяные скважины, регулирования профиля приемистости нагнетательных скважин, ликвидация негерметичности эксплуатационных колонн и заколонного пространства, а также подавление соле- и пескопроявления. В частности, решение ряда проблем на некоторых месторождениях удалось достичь включением в состав реагентной композиции гелеобразующих компонентов [5]. Подобный инновационный прием был использован авторами [6-8], которые для обработки призабойного пласта использовали комбинацию следующих химреагентов:

- препарат моющий «МЛ-Супер», ТУ-2383-002-51881692-2000;
- высокодисперсный порошок «Полисил»
ТУ 2169-001 -05793979-00,
- неионогенное ПАВ марки «Неонол АФ9-12»
ТУ 2483-077-05766801 -98;
- соляную кислоту ингибированную (24%-ную)
ТУ 6-01-04689381-85-92,
- техническую воду.

При рецептуростроении композиций было принято во внимание, что высокое межфазное натяжение углеводородных сред в призабойной зоне пласта затрудняет их извлечение из капиллярных каналов пористой среды, снижая рабочие дебиты, а наличие в порах газообразной фазы делает это явление более резко выраженным. Для снижения поверхностного и межфазного натяжений при обработке нагнетательных скважин весьма удачным оказалось применение подкисленных растворов поверхностно-активного вещества, например, «Неонола АФ9 - 12».

Его закачка в нагнетательную скважину дает возможность кислоте более полно проникать в пустоты пористой среды и в тонкие каналы продуктивного пласта, удаляя нефть с поверхности породы. Такой вид обработки изменяет также смачиваемость пород-коллекторов, предотвращает образование или разрушение эмульсии кислота - нефть, благоприятствует удалению из призабойной зоны отработанного кислотного раствора и продуктов реакции, включая твердые взвеси, предупреждая образование твердых компонентов или увеличение вязкости при контакте кислоты с нефтью.

Увеличение приемистости нагнетательных скважин объясняется тем, что при попадании «Полисила» в поровое пространство происходит сильная гидрофобизация поверхности. Это изменяет энергетику поверхностного слоя коллектора, обуславливая удаление рыхлосвязанной пластовой воды из ранее недренируемых или слабо дренируемых интервалов и зон пласта, что не позволяет воде в течение длительного времени блокировать коллектор в призабойной зоне. Кроме того, гидрофобизация породы препятствует диспергированию и набуханию содержащихся в пласте глинистых частиц в присутствии водного фильтрата. Это увеличивает эффективное сечение поровых каналов за счет снижения толщины гидратных оболочек физически связанной воды с гидратированной поверхностью глинистых частиц. С другой стороны, при обработке породы «Полисилом» ее поровое пространство приобретает органофильные свойства, что снижает межфазное натяжение на границе нефть - порода - вода. В результате этого повышаются фазовые проницаемости для нефти и воды. Указанные факторы способствуют улучшению капиллярной пропитки и, в конечном счете, увеличивают скорость фильтрации закачиваемой воды [6].

В ходе проведенного исследования было показано, что неионогенные ПАВ являются не только активными эмульгаторами, но и в значительной степени снижают адгезию

глинистых частиц к породе продуктивного пласта. Данный практический вывод позволил создать реагент «МЛ- Супер», способный снизить стабильность водонефтяной эмульсии и обеспечить эффект «вымывания» нефти из горных пород. К достоинствам данного ПАВ можно отнести и то обстоятельство, что в его присутствии меняется характер протекания процессов, происходящих на границах нефть - газ - вода - порода, улучшаются реологические свойства нефти.

С целью проверки влияния новых реагентов на увеличение приемистости пластов были приготовлены и экспериментально апробированы две композиции.

Экспериментальное изучение процесса фильтрации пресной воды в глинизированных коллекторах проводилось на модели элемента пласта, представляющей собой трубку тока длиной 22 см и диаметром 3,2 см, которая заполнялась смесью из 95% кварцевого песка и 5% монтмориллонитовой глины. Из трех основных типов глин - каолинит, гидрослюды и монтмориллонит - различных по степени набухания, в качестве глинистого компонента модели был выбран монтмориллонит, как обладающий наибольшей способностью к набуханию.

Модель элемента пласта вакуумировалась и насыщалась пластовой водой (принципиальная схема узла вакуумирования и имитации насыщения породы пластовой водой для определения пористости и объема пор представлена на рис. 1).

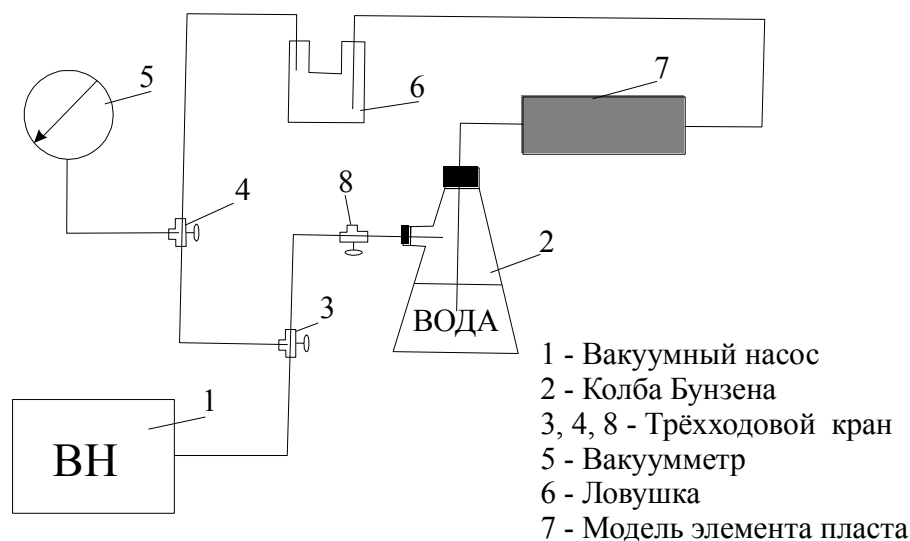


Рис. 1. Принципиальная схема узла вакуумирования и насыщения пластовой водой модели элемента пласта для определения пористости и объема пор

Водопроницаемость керна находилась на фильтрационной установке фирмы «Gilson» (принципиальная схема узла фильтрации представлена на рис. 2).

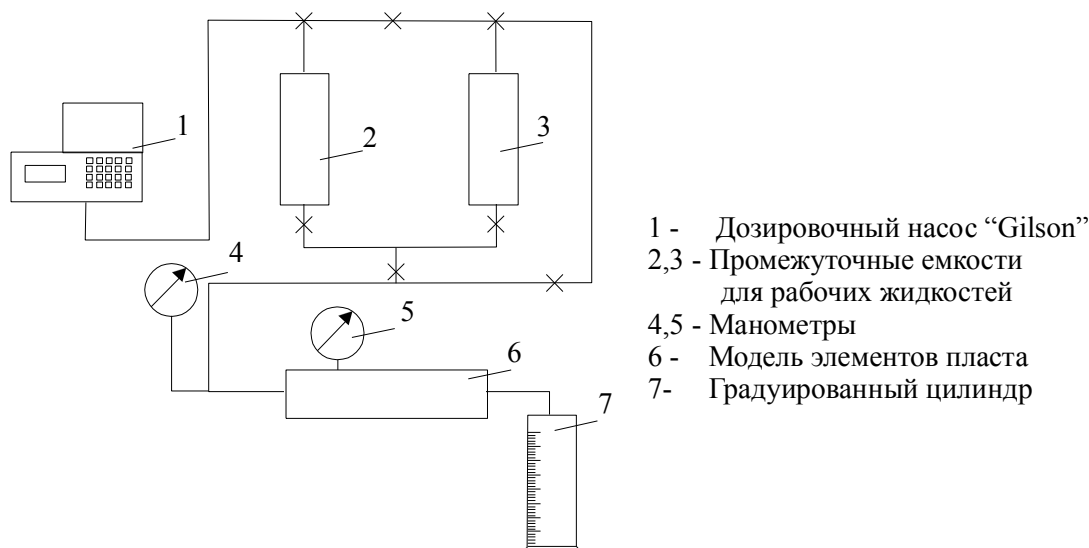


Рис.2. Принципиальная схема узла фильтрации по определению реологических и нефтевытесняющих свойств заканчиваемых флюидов

Первоначально пластовая вода вытеснялась из трубки керосином (создание остаточной водонасыщенности), а затем керосин - пластовой водой (создание остаточной нефтенасыщенности).

Так как степень набухания глинистых частиц зависит от минерализации закачиваемой воды, то в проводимых экспериментах для получения наибольшего эффекта в модель элемента пласта после создания остаточной нефтенасыщенности, закачивалась пресная вода, по которой определялась водопроницаемость. Полученная до закачки исследуемого состава водопроницаемость (K_1) сопоставлялась с водопроницаемостью после закачки химсоставов (K_2 и K_3). По отношению данных показателей ($\theta_1=K_2/K_1$ и $\theta_2=K_3/K_1$) делали заключение об эффективности того или иного химсостава или технологии его применения.

В проведенных экспериментах объем закачиваемой оторочки химсостава составлял - 0,1 объема пор модели элемента пласта; линейная скорость фильтрации - 7 м/сут. Полученные экспериментальные данные приведены в таблице 1.

Из таблицы следует, что наилучшие результаты получены в опытах №7 и №9. Так, например, после прокачки кислотного «МЛ-Супер» было достигнуто увеличение исходной проницаемости в 2,17 раза, а при добавлении в этот же состав небольшого количества реагента «Полисил» - увеличение проницаемости составило 2,43 раза. Подобный позитивный результат может быть объяснен наличием в используемой композиции гидрофобных добавок в виде кремнийсодержащих соединений, а также соляной кислоты. При взаимодействии последней с карбонатными породами образуется углекислый газ, разжижающий нефть и снижающий ее поверхностное натяжение [9].

Таблица 1. Результаты исследований химреагентов с целью повышения проницаемости коллектора

№ опыта	Объем пор, см ³	Пористость, %	Проницаемость по пластовой воде, мкм ²	Проницаемость по пресной воде (K ₁), мкм ²	Начальная нефтенасыщенность, %	Остаточная нефтенасыщенность, %	Состав 1	Проницаемость по пресной воде (K ₂), мкм ²	K ₂ /K ₁	Состав 2	Проницаемость по пресной воде (K ₃), мкм ²	K ₃ /K ₁
1	70,43	39,87	1,8126	0,0143	63,9	15,6	5% p-p FeCl ₃	0,0178	1,25	-	-	-
2	67,83	38,40	1,7136	0,0321	59,0	20,6	«МЛ-Супер»	0,0434	1,35	8 % p-p NaHCO ₃	0,0396	1,23
3	76,25	43,00	3,4059	0,0543	68,2	15,5	«МЛ-Супер», рН=1	0,0981	1,81	8 % p-p NaHCO ₃	0,0778	1,43
4	66,60	37,60	1,1632	0,0507	70,6	21,0	15% p-p HCl	0,0507	1,00	8 % p-p NaHCO ₃	0,0480	0,95
5	66,60	37,60	1,4400	0,0350	64,6	15,0	8% NaHCO ₃	0,0360	1,03	15 % p-p HCl	0,0520	1,43
6	64,67	36,60	1,4594	0,0549	63,5	15,5	8% p-p NaHCO ₃	0,0490	0,89	МЛ-Супер, рН = 1	0,0814	1,48
7	68,53	38,70	1,7060	0,0440	70,0	14,6	МЛ-Супер рН = 1	0,0954	2,17	МЛ-Супер + 8% p-p NaHCO ₃	0,1175	2,67
8	65,63	37,00	1,2790	0,0360	67,0	15,2	МЛ-Супер + 8% p-p NaHCO ₃	0,0420	1,16	МЛ-Супер рН=1	0,1040	2,89
9	65,63	37,00	1,5509	0,0390	68,6	15,2	МЛ-Супер рН = 1 + Полисил	0,0950	2,43	МЛ-Супер рН = 8 + Полисил	0,0645	1,65

В соответствии с полученными лабораторными результатами с целью увеличения проницаемости были обработаны 7 нагнетательных скважин НГДУ «Сергиевскнефть» и «Первомайскнефть» АО «Самаранефтегаз». Данные промысловых испытаний представлены на рис. 3

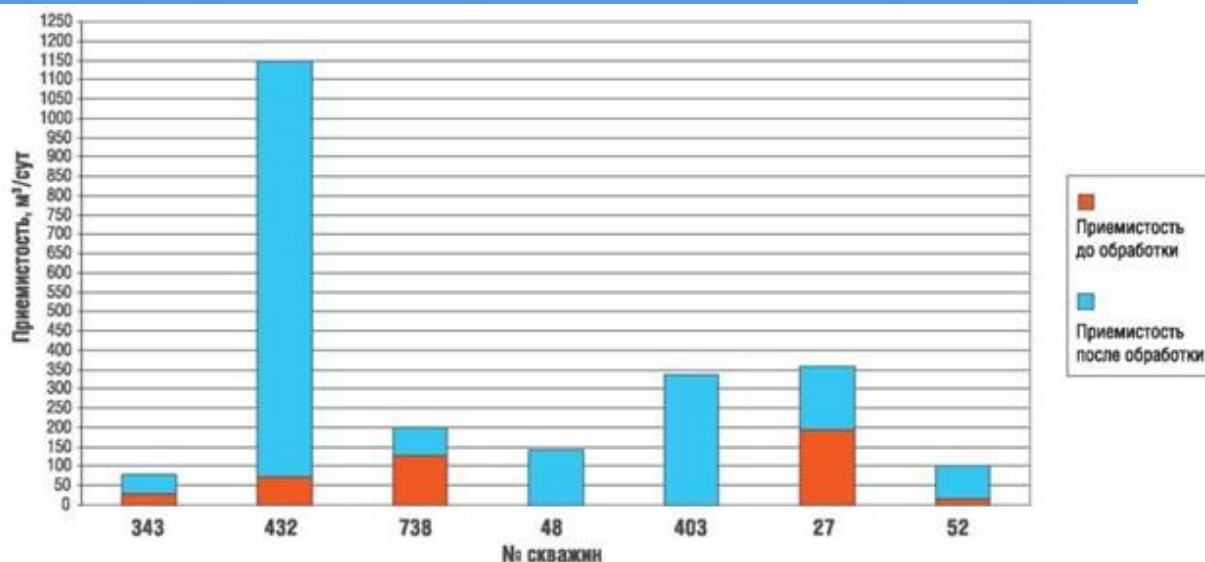


Рис.3. Результаты промысловых испытаний поверхностно-активных композиций на основе материалов «МЛ-Супер» и «Полисил»

Для увеличения приемистости были исследованы следующие составы:

Композиция 1 - Кислотная поверхностно-активная композиция (КПАК):

- Неонол АФ9-12-5,3%
- Кислота соляная концентрированная - 47,3%
- Вода техническая - остальное.

Композиция 2 - Поверхностно-активная композиция (ПАК):

- «Полисил-Супер» - 1%
- «МЛ-Супер» - 99%

Расход каждой композиции составлял не менее 1 м³ на один погонный метр перфорированной толщины пласта.

Процесс реагентной обработки осуществляли по следующей схеме:

На первой стадии - подача кислотным агрегатом расчетного количества КПАК в насосно-компрессорные трубы (НКТ) и вслед за этим дозирование требуемого объема ПАК при максимально возможном давлении, не превышающем уровня опрессовки эксплуатационной колонны. Перемещение компонентов композиции к забою пласта проводили технической водой с помощью агрегата ЦА - 320 в объеме НКТ. По окончании работы скважину оставляли на двухчасовую выдержку и подключали затем к водоводу.

Предложенная технология широко используется в России и республиках СНГ, так как позволяет в широких пределах регулировать приемистость нагнетательных скважин, активно растворять осадки выпавших солей, подавлять разбухание глинистой составляющей продуктивных пластов и высокоэффективно отмывать породу от адсорбированных на ней нефтепродуктов. Благодаря этому существенно повышается эффективность воздействия на грунт соляной кислоты, присутствующей в поверхностно-активной композиции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Хисамутдинов Н.И., Ибрагимов Г.З., Кобяков Н.И., Муслимов Р.Х., Телин Д.Г., Ким М.Б., Хазипов Р.Х. Опыт восстановления и регулирования производительности добывающих и нагнетательных скважин. - М.: ВНИИОЭНГ, 1990. - 50 с.

2. Патент RU № 2112873. Способ обработки пласта нефтяных месторождений (опубл. 1998 г.).

3. Патент RU № 2279463. Состав для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, снижения обводненности и повышения нефтеотдачи и способ его приготовления (опубл. 2006 г.).
4. Патент RU № 2307860. Состав для удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений и гидрофобизации призабойной зоны пласта (опубл. 2007г.).
5. *Афанасьев С.В., Волков В.А., Турапина А.Н.* Полимерные гелевые композиции для очистки магистральных трубопроводов сложной конфигурации и переменного диаметра от отложений // *Neftegaz.ru*. Деловой журнал. 2019. № 12. С. 64-67.
6. *Гоайфер В.И., Колесников А.И., Котельников В.А. и др.* Возможность повышения конечного нефтеизвлечения за счет обработок нагнетательных скважин материалом «Полисил» // *Нефтяное хозяйство*. 1999. № 5. С.44-46.
7. *Калинин Е.С., Кирьянова Е.В., Степаненко В.Ф.* К вопросу о применении моющего препарата «МЛ-СУПЕР» в технологиях по реагентной разглинизации продуктивных коллекторов // *Интервал*. 2002. № 1. С. 14-16.
8. *Акташев С.П., Волков В.А., Калинин Е.С. и др.* Увеличение приемистости нагнетательных скважин месторождений Самарской области с применением многофункционального реагента «МЛ-СУПЕР» и «Полисил» // *Интервал*. 2003. № 2. С. 12-14.
9. *Афанасьев С.В.* Углекислый газ как сырье для крупнотоннажной химии // *Neftegaz.ru*. Деловой журнал. 2019. № 9. С. 94 - 106.

ОСОБЕННОСТИ ВСКРЫТИЯ КОШАЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

^{1,2} *О.В. Ножкина*, ^{1,2} *О.А. Нечаева*, ¹ *А.Д. Леяков*

¹ *Самарский государственный технический университет*

² *ООО «СамараНИПИнефть»*,

г. Самара, Россия

bngssamgtu@mail.ru

NozhkinaOV@samnipi.rosneft.ru

Аннотация. Поднята проблема устойчивости стенок скважины при бурении глинистых отложений кошайской пачки на месторождениях Западной Сибири. Выявлены особенности вскрытия стволом скважины разреза, включающего кошайские глины. Показаны зависимости успешности бурения интервала отложений от выбранного целевого пласта, от особенностей траектории скважины, от выбора системы бурового раствора и качества её исполнения в условиях производства, от компонентного состава промывочной жидкости, от величины значений параметров и от многих других факторов при строительстве участка скважины под эксплуатационную колонну Ø178 мм.

Ключевые слова: буровой раствор, эксплуатационная колонна, траектория скважины, фильтрация, устойчивость стенок скважины, глинистые отложения, непроизводительное время, целевой пласт.

Abstract

The problem of the stability of the borehole walls during drilling of clay deposits of the Koshaisk unit in the fields of Western Siberia is raised. The features of opening the section with the

wellbore, including the Koshay clays, are revealed. The dependences of the success of drilling the sediment interval on the selected target formation, on the features of the well trajectory, on the choice of the drilling fluid system and the quality of its performance in production conditions, on the component composition of the drilling fluid, on the value of the parameter values and on many other factors during the construction of the well section for production are shown. column Ø178 mm.

Key words: mud drilling, production string, well trajectory, filtration, wellbore stability, clay deposits, non-productive time, target formation.

Устойчивость глинистых отложений на месторождениях Западной Сибири остаётся актуальной в настоящее время, несмотря на существование множества прогрессивных технологий, направленных на повышение эффективности бурения.

Особого внимания требует процесс вскрытия стволом скважины разреза, включающего отложения кошайской пачки, являющиеся верхней подствитой Алымской свиты. Рассматриваемые отложения кошайской пачки являются глинистыми покрывками продуктивного горизонта АВ1 и являются весьма неоднородными по своему литологическому составу и представлены широким рядом минералов, присутствующих в различном соотношении. Кошайские глины характеризуются высокой степенью распределения в разрезе, их мощность может варьироваться в достаточно широких пределах. Эти глинистые пачки характеризуются на геофизических диаграммах низкими и достаточно постоянными сопротивлениями, повышенными значениями диаметра скважины (d_c), что позволяет судить о процессах обвалообразования в породе в данном интервале при строительстве ствола скважины [1,2].

Многие добывающие компании на протяжении многих лет сталкиваются с проблемами вскрытия кошайских глин при строительстве скважин, обозначая основной проблемой склонность вскрываемых отложений к обвалообразованию.

С целью выявления причин возникновения осложнений и увеличения сроков строительства скважин, нами был проведён анализ большого массива технологической информации, представленной более чем по 70-ти скважинам, пробуренным на одном месторождении.

Для консолидации и корректной интерпретации данных нами был сформирован перечень ключевых показателей, позволяющих наиболее полно оценить итоги бурения скважин. Перечень критериев был оформлен в таблицу в формате Excel.

Основное внимание при формировании критериев оценки процесса бурения скважин, со вскрытием отложений кошайской пачки было направлено на фиксирование положительного и отрицательного опыта [3]. В данном случае учитывали такую информацию, как выбор целевого пласта бурения, величина зенитного угла и протяжённость участка вскрытия глин, общее и удельное время спуско - подъёмных операций, промывок и проработок, общее время бурения интервала в целом, а также, время нахождения во вскрытом состоянии кошайских глин.

По общему и удельному времени спуско - подъёмных операций, промывок и проработок можно достаточно достоверно судить о суммарном времени технологических операций, направленных на поддержание и восстановление целостности ствола скважины. Несмотря на то, что проблемы, возникающие при строительстве скважин, имеют различную природу и не всегда могут быть связаны с процессом обвалообразования, по этим двум показателям мы можем выделить определённый перечень скважин, который заслуживает особого внимания и детального рассмотрения. Следующим этапом провели анализ основных параметров бурового раствора, отмеченных при вскрытии кошайских отложений, и дающих представление о качественных характеристиках системы: плотности, реологии, фильтрации, содержание ионов ингибитора (K^+) в фильтрате бурового раствора и содержанию кольматанта. При этом рассматривались как программные значения параметров, так и

значения, зафиксированные в суточном рапорте сервисного подрядчика по буровым растворам. После анализа параметров бурового раствора рассмотрели типы буровых растворов, особенности рецептур, путём контроля концентраций химических реагентов и их фактического соблюдения. Анализ фактических концентраций компонентов бурового раствора позволяет отследить зависимость возникших осложнений от того, какой фактический перечень химических реагентов и в каких концентрациях был использован, насколько он позволяет поддерживать значения параметров системы в диапазонах, указанных в программе.

При проведении анализа данных по результатам бурения скважин нельзя было не отметить наличие таких факторов, как время проведения ремонтных работ, простоев, ликвидации поглощений и прихватов бурового инструмента. Присутствие перечисленных факторов может значительно увеличивать общее время строительства интервала и увеличивать время нахождения в открытом состоянии отложений кошайских глин, если они были уже вскрыты на момент возникновения непроизводительного времени (НПВ).

Анализируемые в рамках предоставленной информации скважины конструктивно представляют собой либо горизонтальные, либо наклонно-направленные с горизонтальным окончанием. Вскрытие основного массива отложений кошайской пачки осуществляется при строительстве интервала под эксплуатационную колонну Ø 178 мм. В зависимости от выбора целевого объекта, бурение проводилось на продуктивные горизонты, представленные на рисунке 1.

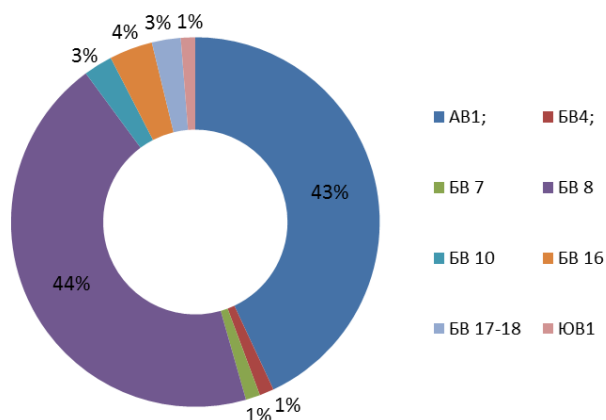


Рис. 1 – Распределение скважин по целевым объектам

Как видно, наибольшее количество скважин из анализируемого массива данных пробурено на пласты АВ1 и БВ8. Дальнейшая интерпретация информации проводилась в основном по скважинам на данные целевые объекты. Пласт БВ8 приурочен к Мегионской свите.

Было отмечено, что наиболее сложной является геометрия ствола скважины под эксплуатационную колонну (ЭК) Ø 178 мм при бурении на пласт АВ1. При бурении скважин на данный целевой объект наблюдаются максимальные зенитные углы в траекториях до 86 градусов, а также максимально протяжённые интервалы вскрытия отложений кошайской пачки по стволу до 150 метров. Такое расположение траекторий обусловлено тем, что отложения кошайской пачки являются глинистыми покрывками, перекрывающие продуктивный горизонт АВ1. Всего на 15% скважин, пробуренных на данный целевой объект, были реально отмечены посадки и затяжки бурового инструмента при проведении спуско-подъёмных операций (СПО).

Бурение же на пласт БВ8 обусловлено менее сложной траекторией, так как целевой объект расположен на большей глубине относительно пласта АВ1. При бурении на БВ8 зенитные углы вскрытия кошайской пачки не превышали 38 градусов, а протяжённость

интервала вскрытия по стволу варьировалась от 18 до 23 метров. При бурении на пласт БВ8 выраженных посадок и затяжек при проведении СПО не отмечалось.

При рассмотрении зависимости удельного времени спуско - подъёмных операций, промывок и проработок (удельное время СПОПП, мин/м), определяющего суммарное время перечисленных операций, приходящихся на метр проходки, от многих, определённых ранее, существенных для идентификации осложнений показателей, были выявлены закономерности увеличения удельного времени СПОПП или их отсутствие для пласта АВ1, как целевого объекта с наиболее сложной траекторией ствола.

Одной из самых показательных зависимостей оказалась зависимость удельного времени СПОПП от значения фильтрации при бурении на пласт АВ 1, представленная на рисунке 2.

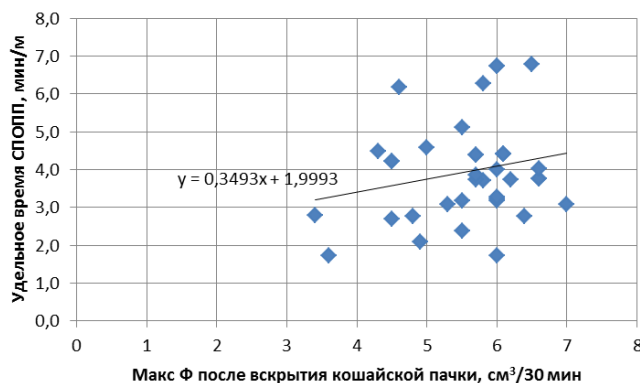


Рис. 2 – Зависимость удельного времени СПОПП от фильтрации

На графике рисунка 2, видна явная зависимость роста удельного времени СПОПП от увеличения значений фильтрации бурового раствора и данную зависимость можно считать прямой. Это вполне логично, так как более высокая фильтрация способствует повышенному проникновению фильтрата между частицами, образующими породу, оказывая как смачивающий, так и расклинивающий эффект, с последующим разупрочнением породы [4,5]. Чем меньше значение фильтрации, тем больше вероятность сохранения целостности номинального ствола скважины.

Основным, применяемым на месторождении типом бурового раствора был инкапсулирующий буровой раствор на основе двух два акриловых полимеров различной молекулярной массы с добавлением в качестве ингибирующих добавок органического ингибитора и асфальтена.

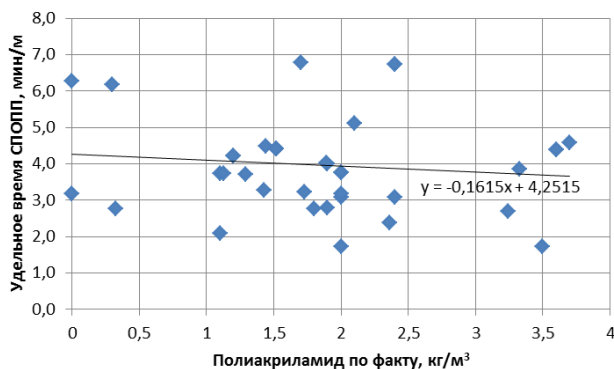


Рис. 3 – Зависимость удельного времени СПОПП от концентрации полиакриламида

При рассмотрении зависимости на рисунке 3, стоит отметить, что наименьшие

значения удельного времени СПОПП соответствуют концентрации полиакриламида от 2 кг/м³ до 3,5 кг/м³. Данная концентрация компонента является оптимальной для подобного типа бурового раствора.

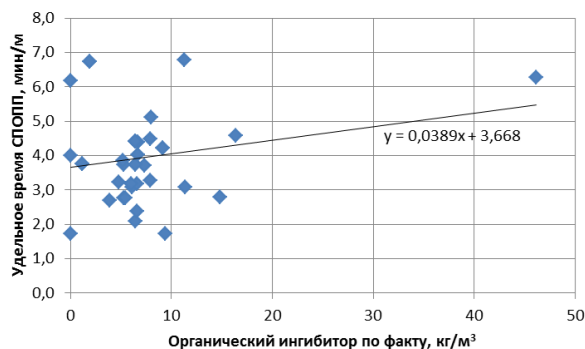


Рис. 4–Зависимость удельного времени СПОПП от концентрации органического ингибитора

Наблюдается прямая зависимость роста удельного времени СПОПП и от концентрации ингибирующей добавки, как показано на графике рисунка 4.

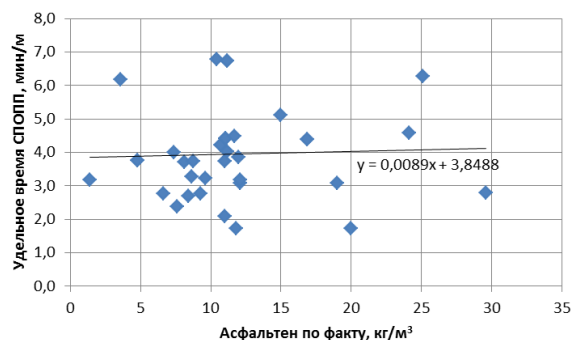


Рис.5–Зависимость удельного времени СПОПП от концентрации асфальтена

При бурении скважин на пласт АВ1 отмечается наличие наименьших значений удельного времени СПОПП от поддержания оптимальной концентрации асфальтена в буровом растворе от 11 кг/м³ до 20 кг/м³, как отражено на графике рисунка 5.

Существенной зависимости удельного времени СПОПП от значений иных параметров бурового раствора и концентраций компонентов рецептуры не выявлено. Некоторую неоднозначность при интерпретации зависимостей добавляют такие существенные факторы, отмечаемые при строительстве скважин, как наличие значительного времени ремонтных работ и технологических простоев по различным причинам.

Выводы

По результатам анализа технологической информации со скважин можно отметить ряд особенностей, которые могут характеризовать общую закономерность вскрытия отложений кошайской пачки.

1. Особенность вскрытия кошайских отложений будет связана с выбранным целевым пластом. С этим будет связана и протяжённость интервала вскрытия глин, и особое соотношение компонентов в буровом растворе, и применение тех или иных химических реагентов, чей функционал будет направлен на сохранение целостности стенок скважины.

2. Успешность строительства скважин, содержащих в разрезе кошайские глины, может зависеть не только от правильно выбранной системы бурового раствора, но и от

качества исполнения рецептуры в условиях производства, зависящего от фактически использованного перечня компонентов.

3. Отмечена выраженная зависимость успешности строительства (меньшее удельное время СПОПП) интервала от величины значения фильтрации бурового раствора.

4. Успешность строительства скважины можно оценивать только с учётом полного комплекса факторов, оказывающих влияние на процесс, учитывая, как положительный, так и отрицательный опыт бурения, делая соответствующие выводы и внося коррективы в технологический процесс.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Александров В.М.* Особенности геологического строения сложнопостроенных коллекторов: монография / В. М. Александров. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 240 с.

2. *Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В.* Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Наука, 2001. – 238 с.

3. *Арсланбеков А.Р.* Устойчивость глин разных стадий литогенеза на Юрхаровском месторождении при бурении скважин на растворах на углеводородной основе / А.Р. Арсланбеков, Н.М. Севедин, С.Г. Соловьёв, В.А. Мосин и [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 6 с. 24 – 30.

4. *Пеньков, А. И.* Требования к растворам безглинистым и с низким содержанием твердой фазы / А. И. Пеньков, В. А. Шишов, Р. И. Федосов // Нефтяное хозяйство.- № 5.- 1981.- С. 23 - 29.

5. *Городнов, В. Д.* Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении / В. Д. Городнов - М.: Недра, 1984.- 229 с.

ПОДБОР ИНГИБИРУЮЩЕЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОХОДКИ ИНТЕРВАЛОВ, СЛОЖЕННЫХ АРГИЛЛИТАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

В. А. Капитонов, Е. О. Игнатьева, М.А.Ахмед

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

Александрия, Египет

kapitonovva@gmail.com

Неустойчивость стенок скважин может приводить к прихватам бурильного инструмента, геофизических приборов или обсадных колонн. К причинам, вызывающим неустойчивость пород относятся напряженно-деформированное состояния массива вокруг стенок скважины [1] и химическое взаимодействие бурового раствора и его фильтрата с горными породами [2].

Аргиллиты девонских пород Нижнего Поволжья, залегающие в интервале глубин от 2500 до 5500 м часто бывают неустойчивы – это создает дополнительные сложности при бурении скважин [2]. Основные минералы девонских пород не подвергаются внутрикристаллическому набуханию [3], что связано с низким содержанием глин монтмориллонитовой группы, которые обладают высокой способностью набухания при взаимодействии с водой. Но также известно, что применение не ингибированных растворов приводит к длительными проработкам, вследствие прихвата инструмента [2]. Использование ингибированных растворов замедляет интенсивность осыпей, сказывающееся на сокращении времени бурения в несколько раз, но размер каверн практически не меняется и составляет три-четыре диаметра долота.

В составе аргиллитов, находящихся на этапе среднего катагенеза (2100 – 3600 м), преобладают гидрослюда, смешаннослойные минералы (с количеством набухающего вещества не более 30 %) и хлориты. Общая пористость на нижней границе (4 – 12) %, давление и температура соответственно составляют (60 – 80) МПа и (80 – 100) °С. При температурах выше (65 – 70) °С в глинах начинается освобождение от прочносвязанной (адсорбционно-связанной) воды за счёт протонизации (диссоциации) молекул воды, вызванного сильным поляризующим действием противоионов двойного электрического слоя. Увеличивается живое сечение пор. Происходит растворение солей и некоторых силикатов, что повышает концентрацию порового раствора и активизирует кристаллизационные процессы приводя к срастанию глинистых частиц и образованию поликристаллических сростков пластинчатой формы. Преобладание растворения и выноса вещества над процессом образования новых соединений ведёт к разрушению концентраторов напряжений – наиболее крупных пор и микроагрегатов, а деформирование пород сохраняет ползучий (пластифицированный) характер и не сопровождается разрывом сплошности пород (появлением микротрещиноватости). В данном интервале характерно образование аномально высоких поровых давлений. [4]

На устойчивость аргиллитовых пород также влияет величина водоотдачи бурового раствора. Чем ниже водоотдача, тем длительнее будет наблюдаться устойчивое состояние аргиллитов и стенки скважины. [2] Поэтому одним из перспективных направлений в отношении предотвращения осложнений, вызванных нарушением целостности стенок скважины, признаны активно ингибирующие буровые растворы. Наибольшее ингибирующее воздействие на глины оказывают соли Ca, Al, Fe с анионами SO_4^{2-} , NO_3^- и PO_4^{3-} . В присутствии солей поливалентных металлов замедляется набухание, усиливаются прочность и устойчивость глин [5].

Оценивая результаты бурения нефтяных и газовых скважин по глинистым породам, можно сделать вывод, что задача стабилизации стенок скважин с применением кальциевых растворов, не решалась из-за слабого ингибирующего действия [6], поэтому появилась необходимость применения буровых растворов с низким содержанием твердой фазы или недиспергирующих растворов. В этих растворах используются полимеры и растворимые соли. Высокие технико-экономические показатели бурения, при использовании полимерных растворов, достигаются благодаря сравнительно низким реологическим параметрам, удовлетворительным смазывающим, ингибирующим и флокулирующими свойствам, которые можно регулировать в зависимости от конкретных горно-геологических условий.

В данной работе приведены результаты исследований по методу Ченеверта [7, 8] ингибирующего влияния хлорида кальция различной концентрации на образцы аргиллитов, отобранных в виде обвального шлама при бурении скважины Дмитриевского месторождения Самарской области. В проведенном исследовании использовались 4 различные концентрации раствора хлорида кальция, представленные в таблице 1. Растворы хлорида кальция заданной концентрации наливался на дно эксикатора. Над раствором размещали керамический диск, на котором устанавливали открытые бюксы с навеской измельченных, просеянных и просушенных, до постоянной массы при 105 °С, образцов аргиллитов массой от 5 г до 10 г. Динамика изменения массы шлама представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Изменение массы шлама скважины Дмитриевского месторождения в зависимости от концентрации хлорида кальция и времени

Концентрация CaCl ₂ , г/л	0	125	250	400	
Плотность растворов, г/см ³	1	1,09	1,16	1,31	
Изменение массы шлама, сут.	0	8,0228	6,4582	8,2965	9,4509
	0,5	8,3952	6,7279	8,6223	9,7092
	1,7	8,5031	6,8001	8,7026	9,8224

Графические зависимости динамики изменения массы шлама, в процентах от начальной массы, приведены на рисунке 1.

Проведенный эксперимент показал, что наименьший прирост массы аргиллитов наблюдается над наиболее концентрированным раствором хлорида кальция. Из этого следует, что с увеличением концентрации хлорида кальция возникающие адсорбционные процессы замедляются, что предотвращает поступление влаги из бурового раствора и его фильтрата в массив горных пород, предупреждая обвалы.

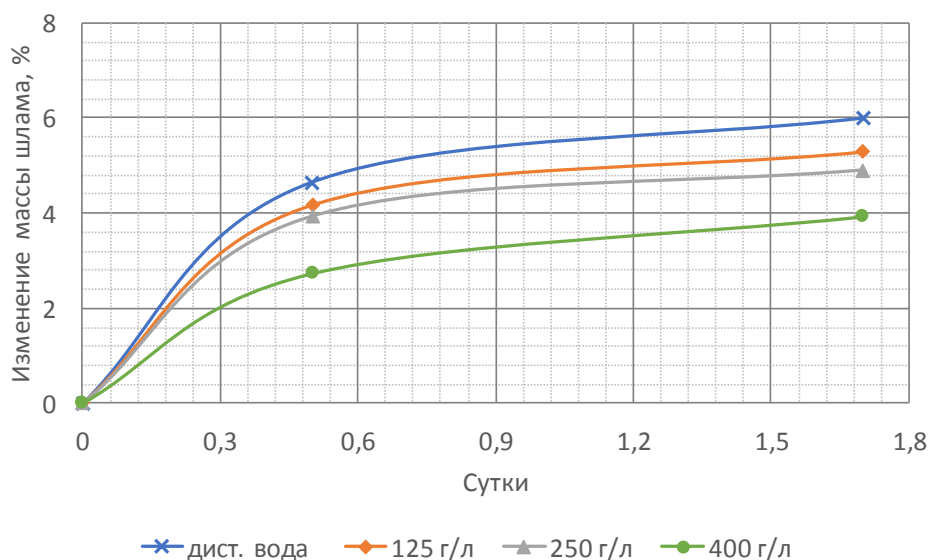


Рис. 1 – Изменение массы шлама со скважины Дмитриевского месторождения в среде паров растворов хлорида кальция

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Митчел Д. Безаварийное бурение: учебный курс / Хьюстон: Дрилберт Инжиниринг Инк. – 2001.
2. Новиков В. С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. – М.: ОАО «Издательство "Недра"», 2000. – 270 с.: ил.
3. Капитонов В. А. Рассмотрение факторов, влияющих на устойчивость аргиллитов / В. А. Капитонов, О. В. Федосенко, В. В. Юрченко // Нефть. Газ. Новации. - 2017. - № 10. - С. 22-25.
4. Осипов В. И. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений / В. И. Осипов, В. Н. Соколов, В. В. Еремеев. – М.: Наука, 2001. – 238 с.

5. *Горшков И. В.* Разработка ингибирующего бурового состава для бурения скважин в осложненных условиях: магистерская диссертация. – Самара, 2018. – 61 с.
2. *Ахмадеев Р. Г., Данюшевский В. С.* Химия промывочных и тампонажных жидкостей: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1981 – 152 с.
7. *Андерсон Б. А., Шарипов А.У., Минхайров К.Л.* Полимерные буровые растворы за рубежом. / ОИ Сер. Бурение. - М.: ВНИИОЭНГ, 1980. – С. 167-168.
8. *Растегаев Б. А.* Ингибирование гидратации глинистых отложений / Б. А. Растегаев, В. А. Капитонов // Ашировские чтения: Сб. трудов Международной научно-практической конференции. Том II / Отв. редактор В. В. Живаева. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2012. - С. 5 - 12.

УДК 62-462.3-408.7

ПРИМЕНЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

В.Н. Гнибидин, А.А. Подъячев, Куасси Нгессан Жоко Моиз

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
Абиджан, Кот-д'Ивуар*

В настоящее время вопросы, связанные с износом и отработкой насосно-компрессорных и бурильных труб, являются весьма актуальными. Трубы в процессе строительства и эксплуатации скважины являются одним из важнейших инструментов. Этот ресурс наиболее часто подвержен износу, и аварии, связанные с ними, занимают значительную долю непроизводственного времени. Поэтому методы учета износа и списания труб в каждой фирме ведутся по-разному, и зачастую списание и перевод бурильных труб из одного класса в другой производится на основании внешнего осмотра, инструментальных измерений и данных по дефектоскопии.

Основным критерием перевода трубы из класса в класс является замер диаметров тела трубы и замка, которые изнашиваются в результате абразивного трения. Списанный комплект имеет большое количество труб с недоработанным ресурсом из-за отсутствия контроля за компоновкой колонны при бурении следующей скважины. Фактически спуск труб в каждую последующую скважину без учета их остаточного ресурса (степени износа) и физико-механических свойств пород в интервале отработки комплекта увеличивает диапазон разброса величины замеряющих износ бурильных труб. Повышается вероятность аварий, вызванной трубами с повышенным износом, что в свою очередь ведёт к увеличению времени на бурение одной скважины.

Повышенный износ замковых соединений бурильных труб служит причиной увеличения сроков проведения технологических операций, связанных с их сборкой и разборкой, а это, в свою очередь, увеличивает время на бурение скважины в целом. Значительный материальный урон может принести и преждевременная отбраковка бурильных труб, не исчерпавших ресурс своей работоспособности.

Причиной описанных недостатков является то обстоятельство, что, в соответствии со сложившейся практикой, учет износа бурильных труб ведется не индивидуально на каждую трубу, а покомплектно. Практически при поступлении новых труб на буровое предприятие формируется новый комплект, оформляется паспорт комплекта труб и далее трубы перемещаются на площадку бурения для последующей их эксплуатации.

История эксплуатации труб, включая наработку по метрам проходки, часам циркуляции или оборотам ротора ведется техническими специалистами для комплекта в

целом. В результате реальное состояние и текущий ресурс отдельной бурильной трубы достоверно определить невозможно, кроме как по внешним признакам ее физического износа при проведении инспекции.

В результате часто возникает ситуация, когда практически новый комплект может быть выведен из эксплуатации по причине нескольких случаев возникновения промывов бурильных труб. Как правило, промыв становится результатом критического накопления усталостных напряжений в теле бурильной трубы. Однако, поскольку средствами дефектоскопии определить трубы с критическим накоплением усталостных повреждений можно лишь на этапе, когда усталостные микротрещины уже сформированы и ресурс трубы близок к исчерпанию, технические специалисты предпочитают перестраховаться, вывести комплект из эксплуатации и переместить его на базу хранения для дальнейшего списания.

Избежать описанных недостатков в системе эксплуатации бурильных труб можно, используя систему индивидуального учета наработки каждой трубы из комплекта. Это дает возможность своевременно отбраковать единичные экземпляры труб, подвергшиеся воздействию усталостных напряжений (в результате, например, наличия скрытых внутренних дефектов в структуре металла тела трубы) и существенно увеличить полезный ресурс комплекта в целом.

Вышеупомянутая система индивидуального учета может быть реализована, в частности, за счет применения технологии радиочастотной модификации RFID (Radio Frequency Identification). Данная технология основана на бесконтактном обмене данными, передающимися путем радиочастотного электромагнитного излучения. Технология RFID широко применяется в технике для автоматической идентификации и учета объектов. Сама по себе RFID-метка представляет собой микроэлектронное устройство - электронную схему произвольной сложности (кристалл), изготовленную на полупроводниковой подложке (пластине или плёнке) и помещённая в неразборный корпус или без такового, в случае вхождения в состав микросборки [1].

В процессе эксплуатации бурильные трубы совершают возвратно-поступательные и вращательные движения внутри скважины. В результате этого наружная поверхность как самих труб, так и их замковых соединений, находится в непрерывном контакте со стенками скважины, в результате чего подвергается интенсивному абразивному воздействию как со стороны горных пород, так и со стороны циркулирующего в затрубном пространстве скважины бурового раствора, содержащего значительное количество твердых абразивных частиц и агрессивных химических соединений. Указанные особенности эксплуатации бурильных труб диктуют необходимость предотвращения возможности непосредственного контакта RFID-метки с элементами окружающей среды. Выполнение данного условия достигается за счёт того, что RFID-метка устанавливается в специальное углубление в теле бурильного замка (в дальнейшем - «специальное технологическое углубление - СТУ»). При определении конфигурации СТУ, предназначенного для защиты RFID-метки от повреждения, необходимо иметь в виду, что по мере углубления метки снижается вероятность ее повреждения, но при этом ухудшается её способность считываться сканером, а также уменьшается дальность считывания, поскольку окружающий металл экранирует радиочастотный сигнал между меткой и RFID-считывателем [2].

С целью выяснения возможности и целесообразности внедрения на практике оперативного индивидуального контроля работоспособности бурильных труб с помощью RFID-технологии авторами настоящего исследования:

– разработка и проведение процедуры математического моделирования изменения прочностных характеристик и работоспособности замкового соединения бурильных труб под воздействием изменения его конфигурации в результате создание в его наружной поверхности специального технологического углубления (СТУ);

– оценка степени влияния изменения конфигурации наружной поверхности замкового соединения бурильных труб на их прочностные характеристики и работоспособность.

Обоснованный выбор методов решения поставленных задач невозможен без четкого понимания условий работы бурильной колонны при различных способах бурения. Необходимо иметь в виду, что при любых из применяемых ныне на практике способах бурения бурильная колонна находится в условиях сложного напряженного состояния. Главная особенность работы бурильной колонны как длинномерного упругого тела заключается в том, что различные ее участки в один и тот же момент или в разные моменты времени подвергаются действию различных по величине и характеру нагрузок. Другая особенность состоит в том, что одни и те же факторы вызывают различные по характеру и величине нагрузки. Поскольку бурильная колонна делит ствол скважины на внутриколонное и заколонное пространства, то в зависимости от соотношения давлений в них колонна будет подвергаться действию разрывающих или сминающих напряжений. Большое влияние на условия работы труб оказывают тип профиля скважины и параметры искривления. Этот фактор можно отнести к третьей особенности работы бурильной колонны. И, наконец, четвертая особенность связана со способом бурения скважины: без вращения или с вращением труб. В этом случае существенное значение приобретает характер вращения и изгиба труб. Различные виды нагрузок, действующих на бурильную колонну, приведены на рис. 1.



Рис. 1 - Основные типы нагрузок, действующих на колонну бурильных труб.

Еще одним необходимым элементом исследования является принципиальное понимание характера влияния СТУ на прочностные характеристики замкового соединения бурильных труб. Особое внимание изучению именно замкового соединения обусловлено тем, что этот элемент бурильной колонны имеет наибольшую толщину стенки, и, следовательно, априори является наиболее безопасным с точки зрения локализации СТУ.

Очевидно, что изменение конфигурации внешней поверхности бурильного замка неизбежно приводит к уменьшению площади его поверхности в поперечном сечении ниппеля, момента инерции, полярного момента инерции. Следствием указанных геометрических изменения является увеличение напряжений, обусловленных силовыми воздействиями, описанными ранее (см. рис. 1).

С целью отработки методики оценки влияния изменения конфигурации поверхности замка на его напряженное состояние выбрана конфигурация СТУ, представленная на рис. 2.

Компьютерное моделирование является одним из эффективных методов изучения сложных систем. Компьютерные модели проще и удобнее применять и исследовать в силу их возможности проводить вычислительные эксперименты. Вычислительный эксперимент – это эксперимент, осуществляемый с помощью компьютерной модели, с целью прогноза состояний системы, ее реакций на входные сигналы.

Компьютерные модели позволяют выявлять основные факторы, определяющие свойства изучаемого объекта оригинала, в частности, исследовать отклик моделируемой технической системы на изменения ее параметров и начальных условий. Компьютерное моделирование заключается в проведении серии вычислительных экспериментов на компьютере, целью которых является анализ, интерпретация и сопоставление результатов моделирования с реальным поведением изучаемого объекта.

Важнейшим этапом математического моделирования является установление управляемых параметров процесса, а также диапазоны изменения их значений. В данном случае под управляемыми параметрами понимаются такие параметры технологии бурения скважин, значения которых могут быть целенаправленно изменены в ходе самого процесса углубления скважины. Значения управляемых параметров выбраны в соответствии с рекомендациями [3] одного из производителей трубной продукции для предельно критических условий эксплуатации (таблица 1).

Таблица 1 – Управляемые параметры процесса бурения, используемые для математического моделирования напряженного состояния бурильного замка

№	Наименование параметра	Значение параметра
1	Агрессивность среды: промывочная жидкость - высокоминерализованный буровой раствор	-
2	Абразивность окружающих пород: очень твёрдая и абразивная порода	-
3	Максимальная интенсивность искривления ствола скважины в зоне установки анализируемого замкового соединения	3,3°/10 м
4	Значение боковой нагрузки на замковое соединение	119,1 кгс/м
5	Скорость вращения бурильного инструмента	180 об/мин
6	Удельный вес бурового раствора	2,16 кгс/см ³
7	Максимальная нагрузка на замковое соединение составляет 80% от несущей способности на растяжение для бурильных труб	-
8	Контрольное время работы бурильного инструмента	500 часов
9	Ударные нагрузки соответствуют по динамике работе ясса соответствующего типоразмера при условии полного прихвата бурильных труб	-
10	Диаметр скважины, в которую спускается компоновка бурильных труб	222,3 мм

В качестве источника ударного воздействия выбран ясс гидравлический ЯГБ-105-2 производства ООО НПП «БУРИНТЕХ», имеющий следующие динамические характеристики ударного воздействия на бурильную колонну:

- максимальное усилие расцепления для удара вверх - 300 кН;
- максимальное усилие расцепления для удара вниз - 150 кН.

В ходе математического моделирования была воспроизведена максимальная ударная нагрузка.

В качестве целевой функции в процессе математического моделирования рассматривалось соотношение уровней напряжений в отдельных элементах замкового

соединения при приложении к нему нагрузок различного рода. Индикатором опасности снижения работоспособности при этом должна была служить концентрация наиболее высоких напряжений в зоне СТУ. Во всех остальных случаях упомянутое гнездо не является наиболее опасным элементом и, следовательно, не может рассматриваться в качестве источника повышенной опасности.

Процесс математического моделирования производился в несколько этапов, каждый из которых был посвящен изучению влияния различных видов нагрузок на работоспособность замкового соединения бурильных труб.

1. Моделирование влияния растягивающих осевых нагрузок на работоспособность замкового соединения бурильных труб

Данный этап математического моделирования был посвящен изучению влияния растягивающих осевых и знакопеременных осевых нагрузок. Величины нагрузок выбраны равными 80% от несущей способности на растяжение для бурильных труб исследуемого типоразмера и группы прочности. Направления деформаций, возникающих в ниппеле замкового соединения в процессе приложения растягивающих осевых нагрузок, представлены на рис. 4. Абсолютные величины деформаций, возникающих в теле ниппеля при его растяжении, отображены на рис. 5.

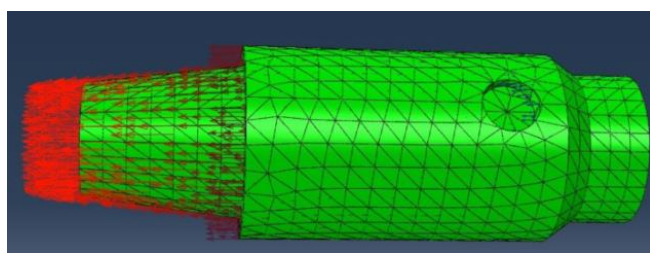


Рис. 4 – Векторы деформаций, возникающих при растяжении ниппеля замкового соединения

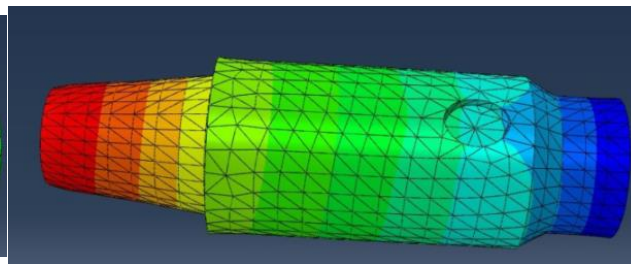


Рис. 5 - Величины деформаций, возникающих при растяжении ниппеля замкового соединения

Данные, представленные на рис. 1, свидетельствуют, о том, что наибольшие величины деформаций растяжения приурочены к резьбовой части ниппельного соединения. В зоне СТУ деформационные изменения отсутствуют. Сравнение величин деформаций, возникающих в различных элементах ниппеля (см. рис. 5), подтверждают ранее сделанный вывод о локализации деформаций в резьбовой части ниппеля. Гнездо метки при этом деформации не подвергается.

С точки зрения изучения влияния интегрированного в тело ниппеля гнезда метки особый интерес представляет рассмотрение распределения напряжений, представленного на рис. 6.

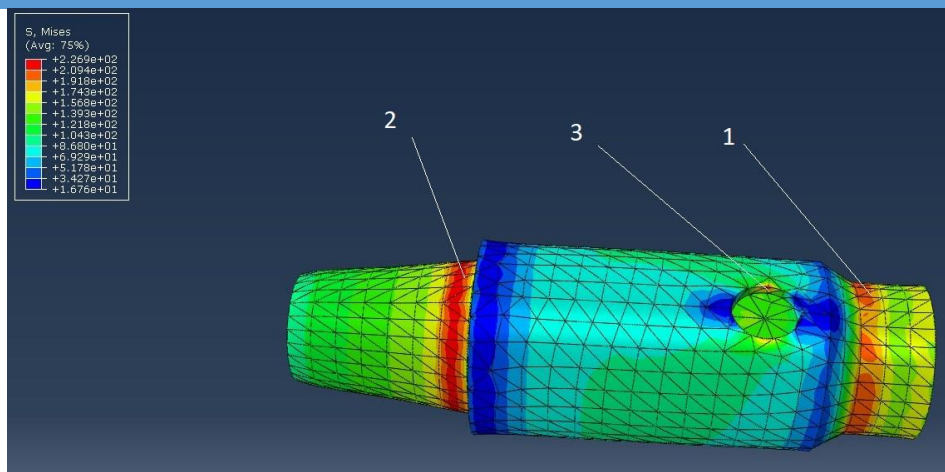


Рис. 6 - Величины напряжений, возникающих при растяжении ниппеля замкового соединения

Локализация максимальных напряжений связана с переходной зоной изменения диаметров ниппеля (1) и последними нитками резьбы (2). Напряжения в области гнезда метки (3) по величине значительно меньше. При этом площадь зоны повышенных напряжений незначительна. Тем самым еще раз подтверждается отсутствие значимого влияния СТУ на снижение эксплуатационных характеристик замкового соединения. Тем не менее, само по себе явление локализации напряжений в этом месте может явиться причиной возникновения усталостных напряжений в случае длительного воздействия растягивающих нагрузок. Данное обстоятельство свидетельствует о целесообразности проведения работ по оптимизации конфигурации СТУ.

Наряду с перечисленными на рис 1 видами нагрузок на бурильную колонну в процессе бурения скважин имеют место знакопеременные нагрузки, обусловленные взаимодействием породоразрушающего инструмента с забоем. С целью изучения возможного влияния такого режима работы на безопасность замкового соединения произведено математическое моделирование, результаты которого представлены на рис. 7.

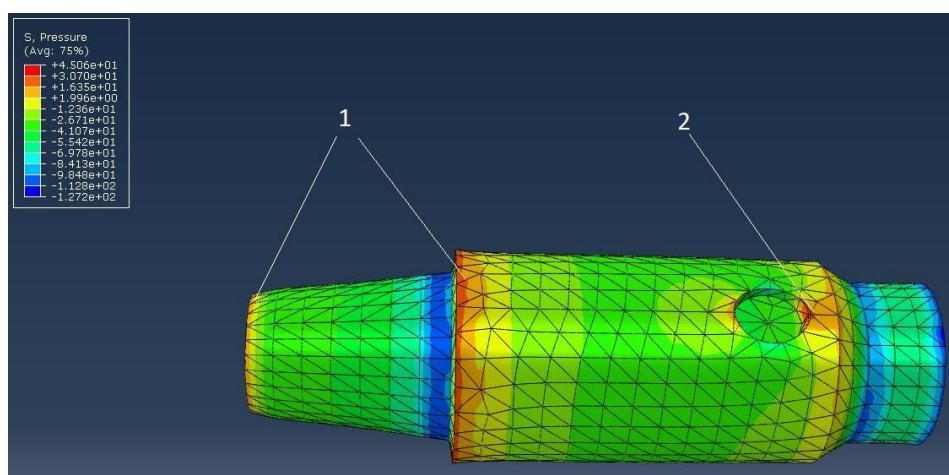


Рис. 7 - Величины напряжений, возникающих при воздействии знакопеременных нагрузок при растяжении ниппельной части замкового соединения

Результаты исследований, представленные на рис. 7, свидетельствуют, что величины напряжений, возникающих при воздействии на тело ниппеля знакопеременных нагрузок, в 5 раз менее тех напряжений, которые обусловлены растягивающими нагрузками. Однако локализованы они как по торцам тела ниппеля (1), так и в зоне перемычки между СТУ и ограничивающей поверхностью ниппеля (2). Данное обстоятельство также может, по

нашему мнению, явиться потенциальной причиной возникновения усталостных дефектов при длительном воздействии знакопеременных нагрузок.

2. Моделирование влияния сжимающих осевых нагрузок на работоспособность замкового соединения бурильных труб

Данный этап математического моделирования был посвящен изучению влияния сжимающих осевых и знакопеременных осевых нагрузок. Величины нагрузок выбраны равными 80% от несущей способности на растяжение для бурильных труб исследуемого типоразмера и группы прочности. Направления деформаций, возникающих в ниппеле замкового соединения в процессе приложения сжимающих осевых нагрузок, представлены на рис. 8. На рис. 9 отображены абсолютные значения деформационных перемещений, возникающих в теле ниппеля при его сжатии.

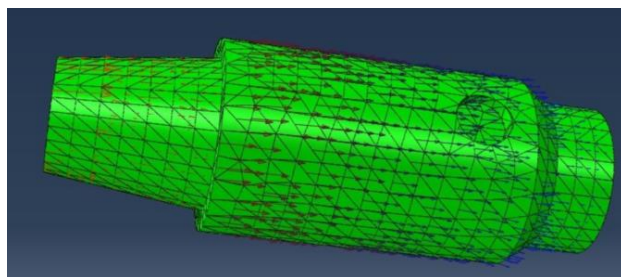


Рис. 8 - Векторы деформаций, возникающих при сжатии ниппеля замкового соединения

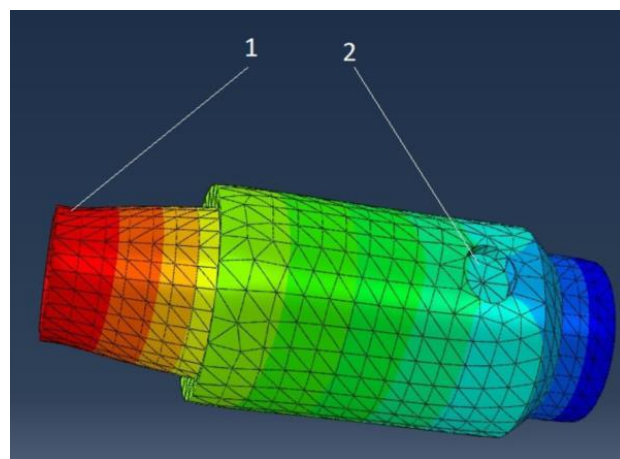


Рис. 9 - Величины деформаций, возникающих при сжатии ниппеля замкового соединения

Данные, представленные на рис. 8, свидетельствуют о том, что деформационные изменения, обусловленные осевым сжатием изделия, практически равномерно распределены по поверхности ниппельного соединения и имеют незначительную величину. Каких-либо аномалий в зоне СТУ не отмечается. Наибольшие значения деформаций (см. рис. 9) отмечаются в интервале сбег резьбового соединения (1). В зоне СТУ (2) деформации отсутствуют.

На рис. 10 показано влияние сжимающих осевых нагрузок на напряженное состояние замкового соединения. На рис. 11 представлены результаты моделирования влияния на прочность ниппельной части замка знакопеременных нагрузок, возникающих в процессе бурения.

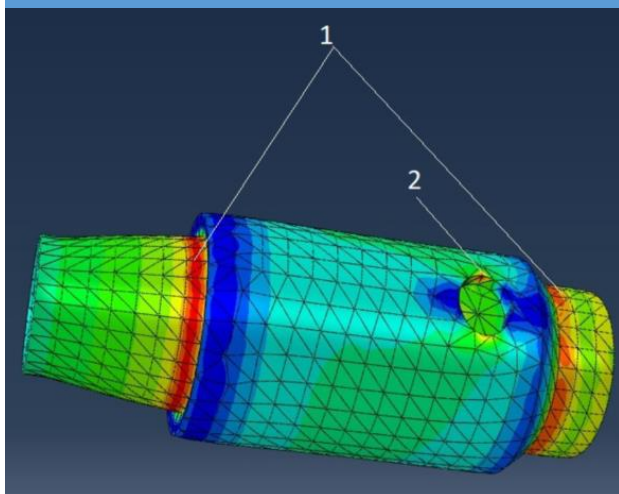


Рис. 10 - Величины напряжений, возникающих при сжатии ниппеля замкового соединения

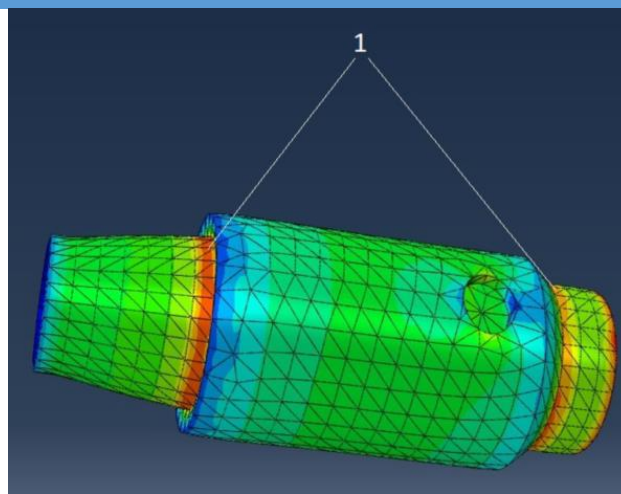


Рис. 11 - Величины напряжений, возникающих при воздействии знакопеременных нагрузок при сжатии ниппельной части замкового соединения

Полученные данные свидетельствуют, что основным концентратором напряжений в этом случае являются переходные зоны (см. рис. 10, поз. 1). В области гнезда метки также образуются небольшие области, напряжения в которых имеют в 1,5 раза меньшие значения (рис. 10, поз. 2). Это обстоятельство свидетельствует в пользу относительной безопасности гнезда с точки зрения возможности преждевременного разрушения изделия под воздействием сжимающих нагрузок (рис. 10, поз. 1).

Изучение данных о влиянии знакопеременных нагрузок свидетельствуют, что под их воздействием концентрация напряжений происходит в переходных зонах (см. рис. 11, поз. 1). В отличие от этих зон в области гнезда метки опасной концентрации напряжений не возникает.

3. Моделирование касательных напряжений, возникающих под влиянием крутящего момента при вращении колонны бурильных труб

Наибольшей величины касательные напряжения достигают в момент проворачивания бурильной колонны ротором в случае ее прихвата. С целью математического моделирования такой ситуации принято, под воздействием крутящего момента бурильная колонна была провернута на 1° относительно плоскости защемления, проходящей через торец ниппельного соединения. Векторы скручивающих деформаций, возникающих в этом случае, представлены на рис. 12. Данные математического моделирования свидетельствуют о том, что наибольшие деформации при таком виде нагружения сосредоточены в прилегающей к резьбовому соединению части ниппеля, а также в самой резьбе. В области СТУ аномальных деформаций поверхности ниппеля не наблюдается. Вывод об отсутствии отрицательного влияния метки на прочность ниппельного соединения подтверждается данными об абсолютной величине деформаций, возникающих при освобождении бурильной колонны от прихвата (рис. 13).

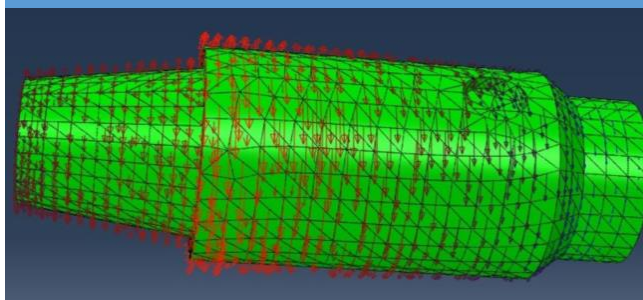


Рис. 12 - Векторы деформаций скручивания, возникающих при освобождении бурильной колонны от прихвата

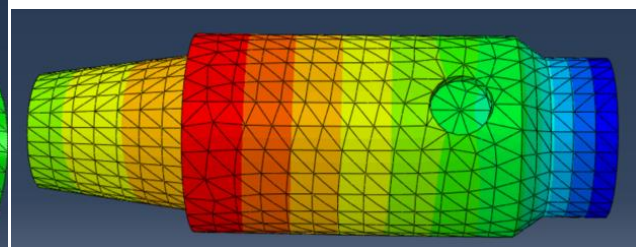


Рис. 13 - Абсолютные значения величин деформаций в nipple, возникающих при вращении прихваченной бурильной колонны

Анализ результатов, представленных на рис. 12, дает основания утверждать, что при данной схеме нагружения наиболее значимые деформационные изменения формы поверхности nipple располагаются в зоне, прилегающей к резьбовому соединению. В зоне расположения гнезда метки деформационных изменений не наблюдается.

Иная картина наблюдается в том случае, если к телу nipple части замкового соединения прилагаются знакопеременные крутящие нагрузки. Подобное может иметь место на практике при освобождении бурильной колонны от прихвата с помощью крутильного ясса или же при создании ударных нагрузок ротором (рис. 14). В этом случае, гнездо для установки метки является концентратором касательных напряжений при знакопеременных нагрузках. Но относительные величины этих напряжений существенно меньше, чем напряжения на основной трубе при том же типе знакопеременных нагрузок.

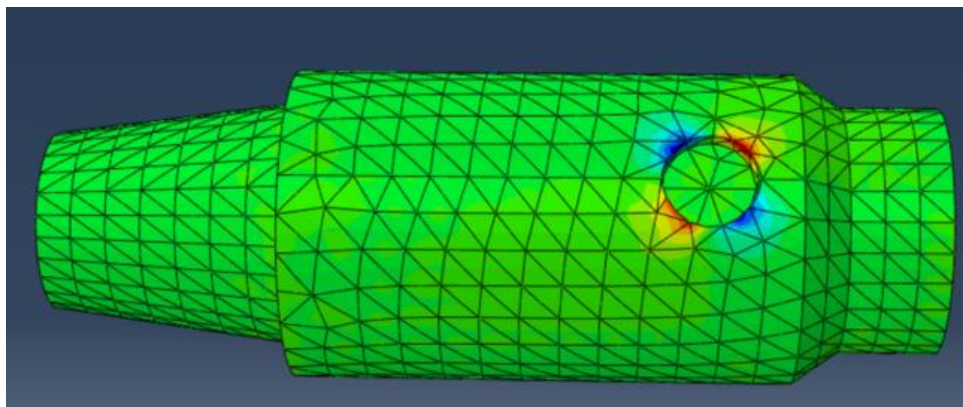


Рис. 14 - Напряжения в теле nipple, возникающие при создании знакопеременных крутящих нагрузок

4. Моделирование напряжений, возникающих при изгибе колонны бурильных труб

В связи с возрастанием сложности профилей скважин, вызванным массовым переходом на наклонно-направленное и горизонтальное бурение, изгиб бурильной колонны стал наиболее часто встречающимся источником деформационного воздействия на нее. Векторы деформаций, возникающих при изгибе бурильной колонны, представлены на рис. 15. Анализ результатов моделирования свидетельствует, что деформация в этом случае имеет асимметричный характер и затрагивает, в основном, резьбовую часть nipple. В зоне расположения гнезда для установки метки значимых деформационных явлений не

наблюдается. Данный вывод четко подтверждается результатами моделирования деформаций, возникающих при изгибе бурильной колонны (рис. 16).

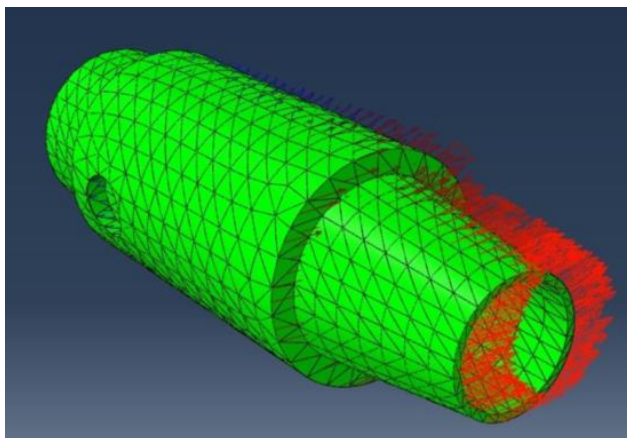


Рис. 15 - Векторы деформации ниппеля замкового соединения бурильной колонны при изгибе

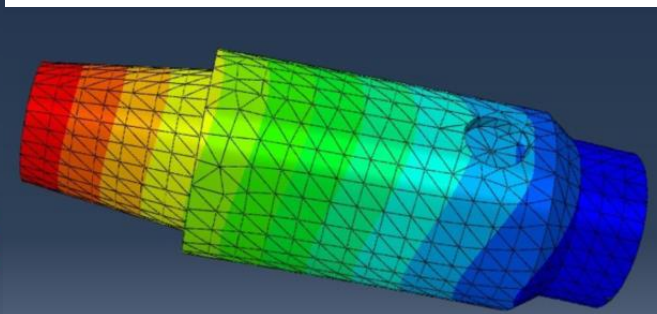


Рис. 16 - продольном изгибе

Знакопеременные нагрузки при изгибе бурильной колонны существенного влияния на состояние зоны СТУ также не оказывают (рис. 17).

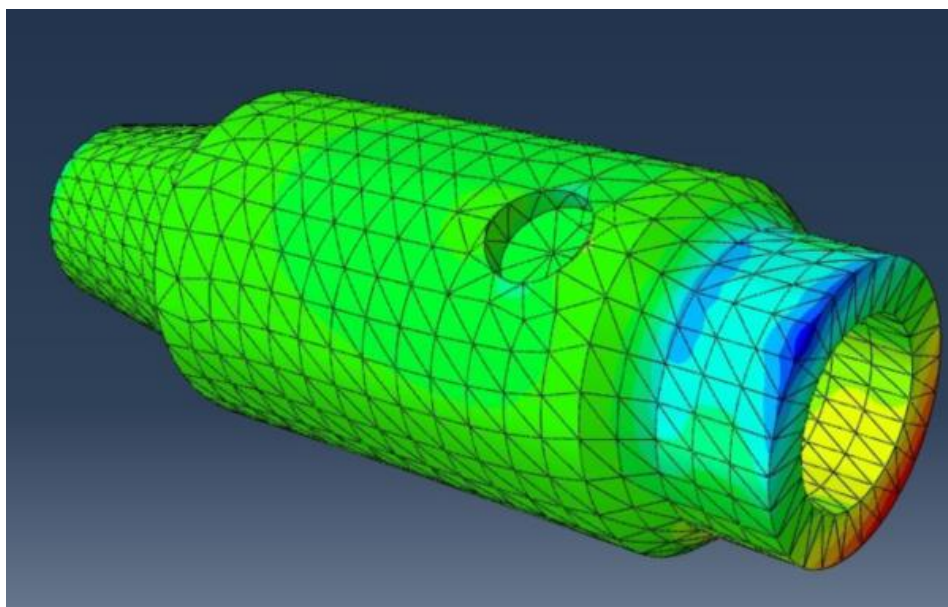


Рис. 17 - Напряжения, возникающие в ниппеле замкового соединения бурильных труб при продольном изгибе в случае приложения знакопеременных нагрузок

Таким образом, все исследованные виды нагрузок, обусловленные продольным изгибом бурильной колонны, не оказывают существенного влияния на снижение работоспособности замкового соединения, оснащенного СТУ.

5. Моделирования влияния внутреннего давления в бурильных трубах на работоспособность замкового соединения, оснащенного СТУ

Избыточное внутреннее давление в бурильных трубах вызывает возникновение радиальных деформаций. Векторная диаграмма таких деформаций представлена на рис. 18.

Данные рис. 18 показывают, что описанные деформации имеют симметричный характер и интегрированное в тело ниппеля гнездо метки не оказывает влияния на характер их распределения и концентрацию. Анализ математической модели с точки зрения прогнозирования величин деформаций, возникающих при создании избыточного внутритрубного давления, также подтверждает вывод об отсутствии влияния СТУ на характер и концентрацию напряжений в зоне его расположения (рис. 19).

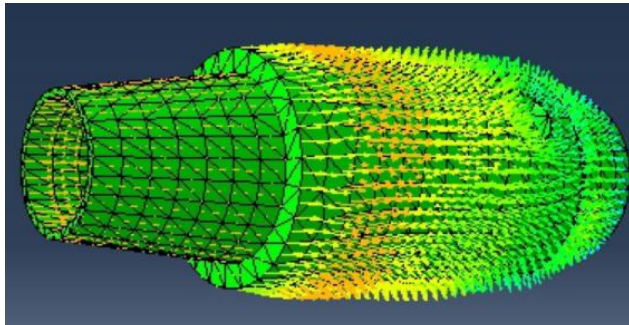


Рис. 18 - Векторная диаграмма радиальных деформаций ниппеля замкового соединения бурильных труб, вызванных избыточным внутренним давлением

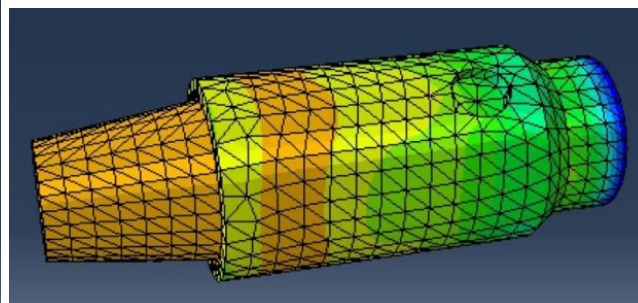


Рис. 19 - Величины радиальных деформаций ниппеля замкового соединения бурильных труб, вызванных избыточным внутренним давлением

Расчет величин напряжений, возникающих в теле ниппеля под воздействием избыточного внутреннего давления в бурильных трубах, также свидетельствует об отсутствии значимого влияния на зону расположения СТУ (рис. 20). Отсутствие влияния интегрированного в тело ниппеля гнезда на величину напряжений, возникающих в результате воздействия знакопеременных нагрузок, вызванным колебаниями внутреннего давления, иллюстрируется данными, приведенными на рис. 21.

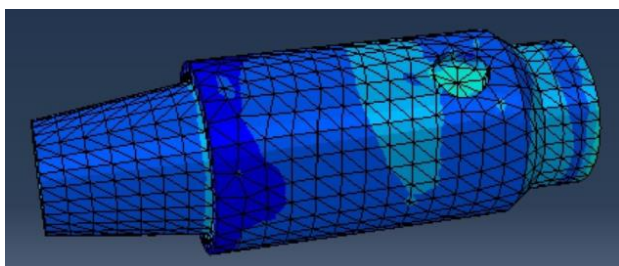


Рис.20 -

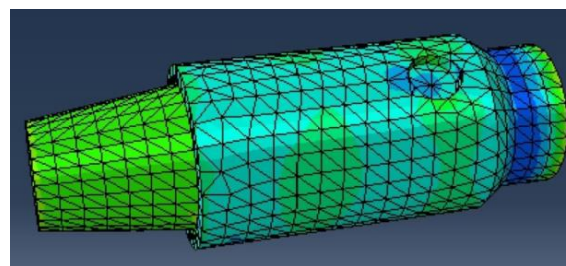


Рис. 21 -

6. Моделирование ударного воздействия на колонну бурильных труб с помощью ясса

С целью изучения ударного воздействия на прочностные характеристики ниппеля замкового соединения, оснащенного СТУ, было произведено динамическое моделирование процесса. При этом изучалось изменение во времени возникающих деформаций и напряжений. На рис. 22, 23 представлены соответствующие фазы испытания, характеризующие изменение во времени обоих упомянутых параметров. При рассмотрении полученных результатов необходимо иметь в виду, что процесс ударного воздействия воспроизводится на протяжении определенного периода. С целью идентификации фаз

нанесены временные метки, обозначающие величину отрезка времени, прошедшего с момента нанесения удара.

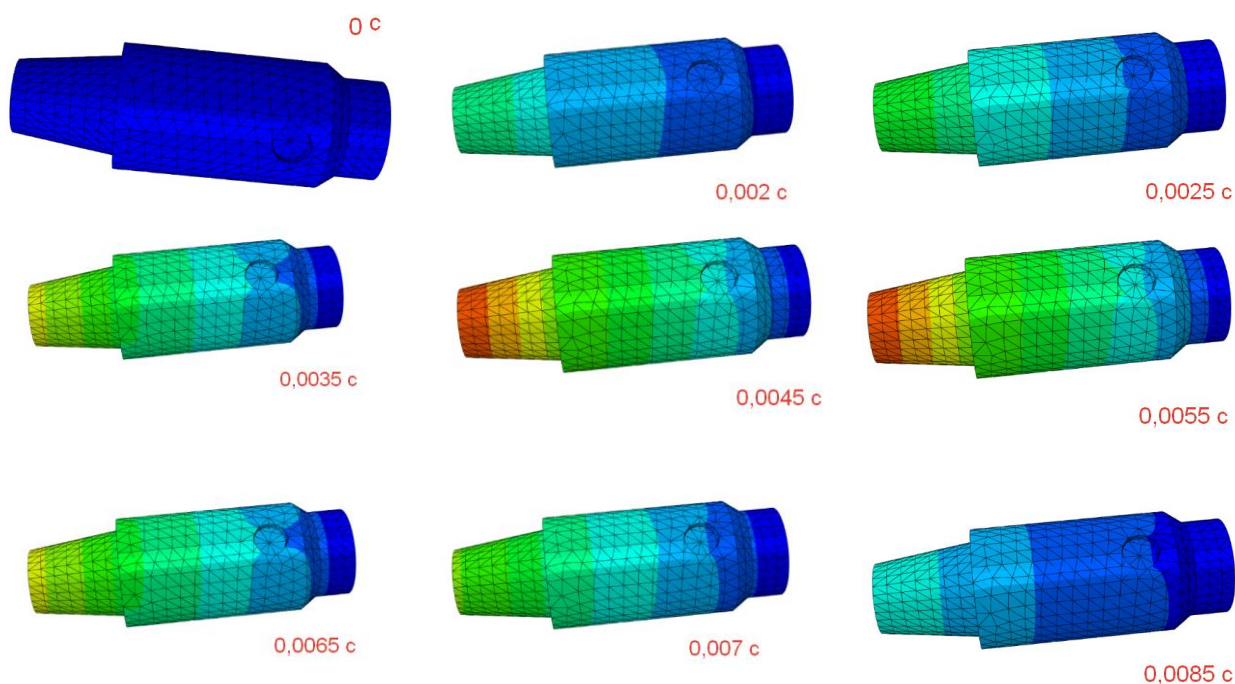


Рис. 22 – Динамика изменения деформаций в теле ниппеля бурильной трубы в процессе движения ударной волны

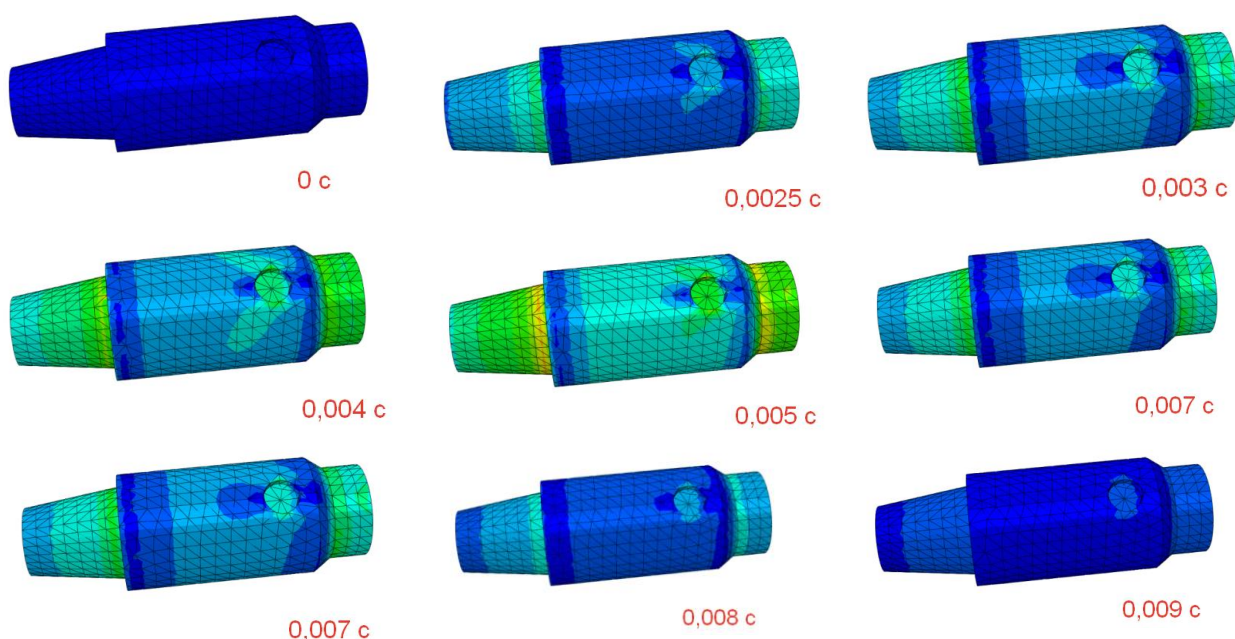


Рис. 23 – Динамика изменения напряжений в теле ниппеля бурильной трубы в процессе движения ударной волны

7. Методика построения конечно-элементной модели

Для построения сеточных моделей существует множество пакетов сеткопостроителей. Для расчетов твёрдых тел и их узлов было выбрано программное обеспечение Dassault Systemes ABAQUS. Перед началом моделирования необходимо провести некоторое упрощение геометрии. Это необходимо для качественного описания модели методом конечных объемов. Как правило, для сеткопостроения и расчётов твёрдых

упругих тел осесимметричных деталей и узлов, имеющих форму тел вращения, используют сектор детали сборочной единицы с границами периодичности. При необходимости полноразмерного расчета проводят процедуру «склеивания» секторов сеточных моделей и производят конечно-элементный расчет полноразмерной детали. Операция выделения сектора из осесимметричной детали проводится с целью сокращения вычислительных ресурсов и времени расчета.

Вносимые в геометрию изменения незначительно меняют расчетную область. При этом не меняется характер деформации, распределение напряжённости и суммарной энергии, не изменяются эффективные площади и пр.

В ходе упрощения геометрии работают над такими элементами, как:

- уступы;
- элементы крепежа;
- технологические отверстия;
- «ушки»;
- острые углы;
- элементы скругления.

Элементы, описывающие ступенчатый переход диаметров, при создании сетки обычно имеют низкое качество, что приводит к неточному описанию объема детали. Также необходимо учесть, что такие элементы, как скругления, отверстия и прочие элементы небольших размеров нужно выделять в отдельные группы. Это позволит задать для них особые размеры элементов сетки, что обеспечит более качественное описание геометрии.

Из-за симметрии по осям x и y , достаточно смоделировать только четверть ниппеля. Однако, соответствующие граничные условия по перемещениям должны быть приложены к узлам, лежащим на осях симметрии, так, чтобы их перемещения соответствовали перемещениям узлов целой детали, т.е. узлам на оси симметрии необходимо разрешить перемещения вдоль оси (нулевые перемещения, перпендикулярно оси). Двумерный плоский изопараметричный квадратичный по напряжениям элемент может быть использован для этой задачи. Можно использовать 8-узловые четырехугольные либо 6-узловые треугольные элементы, или их комбинацию, с полной или пониженной интеграцией.

В представленной задаче использованы 8-узловые изопараметричные квадратичные элементы с 2×2 (уменьшенным количеством) точек интегрирования (код элемента CPE8R в ABAQUS).

В связи с ожидаемым быстрым изменением напряжений в области отверстия, сетка возле него была сгущена. По той же причине, были использованы квадратичные элементы для моделирования всей детали ниппеля.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках настоящего исследования произведена оценка степени влияния технологического углубления для установки RFID-метки на прочностные характеристики и работоспособность замковых соединений бурильных труб группы прочности G105 диаметром 101,6 мм с толщиной стенки 8,38 мм. Конфигурация и параметры локализации гнезда в теле ниппеля замкового соединения бурильной трубы также определена Техническим заданием.

С целью выполнения задачи исследования произведены следующие работы.

- Рассмотрены условия работы колонны бурильных труб в процессе проводки скважины. При этом описаны виды и характер нагрузок, действующих на элементы бурильной колонны.

– Рассмотрены различные методы моделирования, среди которых определен оптимальный, с точки зрения авторов исследования, метод - компьютерное моделирование с использованием метода конечных элементов.

– Исходя из целей и задач исследования, а также особенностей эксплуатации бурильного инструмента, определены управляемые параметры и целевые функции, подлежащие моделированию.

– На основании анализа нормативной документации, регламентирующей вопросы контроля за эксплуатацией бурильных труб, определены граничные значения технологических параметров, характеризующих наиболее сложные условия практического применения бурильных труб.

– Методом конечных элементов произведено математическое моделирование влияния изменения конфигурации поверхности ниппеля замкового соединения бурильных труб на его прочностные характеристики при условии воздействия на трубы различных нагрузок: осевых растягивающих, осевых сжимающих, крутильных, изгибающих, ударных, а также нагрузок, возникающих под воздействием внутреннего давления.

– Произведена оценка влияния каждого из перечисленных видов воздействия на прочностные характеристики замкового соединения бурильных труб, модифицированного путем интегрирования дополнительного технологического углубления.

В результате произведенных исследовательских работ сделаны следующие **выводы**.

В пределах граничных условий, определенных Правилами эксплуатации бурильных труб группы прочности G105 диаметром 101,6 мм, специальное технологическое углубление для установки RFID-метки с определенными производителем труб характеристиками, не оказывает отрицательного воздействия на прочностные характеристики и параметры работоспособности базового изделия. Тем самым технология индивидуального мониторинга работоспособности бурильных труб может быть рекомендована к промышленному внедрению.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Deployment of Radio Frequency Identification (RFID) in the oil and gas industry – Norwegian Oil and Gas Association Guideline No. 112, 2010.
2. Усталостное разрушение бурильных труб, его прогнозирование и профилактика – ROGTEC № 52, Олег Фомин, 2018.
3. «Трубы бурильные. Руководство по эксплуатации. ПАО «ТМК», ООО «НИИнефтетрубы», Самара, 2019 г.

**ПОВЫШЕНИЕ ИНТЕНСИВНОСТИ РАЗРУШЕНИЯ ПОРОДЫ ВООРУЖЕНИЕМ
ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ ТИПОВ СТ И Т**

Р.М.Богомолов, Г.С.Мозговой, Карим М.Хагаз

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
Александрия, Египет*

В 2000 – е годы в нашей стране и за рубежом началось победное шествие применения в глубоком бурении нефтяных и газовых скважин алмазных буровых долот PDC, позволившихкратно повысить средние проходки на долото в сравнении с традиционными шарошечными долотами. Однако, у шарошечных долот остаются несомненные преимущества, заставляющие продолжать их дальнейшее совершенствование.

Во-первых, шарошечные долота с подшипниковыми опорами шарошек требуюткратно меньшего момента вращения, чем долота PDC. При этом они отличаются более выгодной динамикой разрушения породы на забое. Если для перекачивания шарошек по забою на подшипниковых опорах с минимальным трением требуется минимальный вращающий момент, то при применении долот PDC требуется моменткратно больший.

Во-вторых, шарошечные долота могут обеспечивать более экономичное разрушающее ударно – скалывающее воздействие на породу, поскольку при перекачивании шарошек по забою в контакте с породой одновременно задействованы всего порядка 20% из 100% породоразрушающих зубков, а при работе долот PDC с поверхностью забоя взаимодействуют сразу все 100% резцов. Это также обуславливает необходимость резкого увеличения крутящего момента с применением долот PDC.

В-третьих, при работе шарошечного долота обеспечить необходимое для начала разрушения минимальное удельное давление под контактной поверхностью вышеупомянутого сравнительно малого количества зубков на породу при гораздо меньшей осевой нагрузке. Это также позволяет снижать крутящий момент для обеспечения работы шарошечных долот.

В-четвертых, сложнейшая, супертрудоемкая и высокочатратная технология изготовления монолитных алмазных пластин PDC, в совокупности с исходной стоимостью исходных материалов, процесса низкотемпературной сварки алмазных пластин с твердосплавным основанием – подложкой, обуславливают очень высокую стоимость каждого резца и каждого долота PDC, исчисляемых многими тысячами долларов [1 , 2]

Поэтому, для применения в бурении долот PDC необходимо приобретения нового, более производительного и мощного оборудования, а также дополнительных затрат на покупку дорогих долот PDC, оплату энергоносителей, топлива, на их доставку, ремонт и др. Рост стоимости нового оборудования и указанных сопутствующих трат, резко осложняет работу относительно мелких буровых предприятий, в состав которых входят устаревающие буровые установки. Резкий рост стоимости нового оборудования отбрасывает строительство недорогих, низкорентабельных, нагнетательных и вспомогательных скважин. Современные разработчики «ковра бурения» считают необходимым внедрение энергосберегающих технологий с экономическим балансом достижений в области разрушения горных пород и оптимизацию программ на бурение с минимальными вложениями в новое технологическое оборудование. В программах на бурение должно предусматриваться совместное использование и шарошечных долот, и долот PDC [3]. Совершенствованию некоторых типов шарошечных долот посвящена настоящая статья.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: долота шарошечные, фрезерованное и твердосплавное вооружение шарошек, калибрующие обратные конуса шарошек,

В 1929 году в США был выдан патент полковнику Говарду Хьюзу на трехшарошечное буровое долото с вращающимися шарошками на подшипниковых опорах. Конические поверхности этих шарошек были оснащены выфрезерованными из тела заготовки стальными породоразрушающими зубьями призматической формы, которые при перекачивании шарошек по забою во время бурения врезались в его поверхность и разрушали породу [4]. Форма призматических резцов показана на рис. 1. Как правило, вершинная, приостренная часть, была выполнена в виде плоской площадки притупления, вытянутой вдоль образующей конусов шарошки. Это позволяло значительно повысить прочностные свойства приостренной части зубьев. В течение многих десятилетий трехшарошечные долота, шарошки которых были оснащены такими зубьями, были основным инструментом для бурения глубоких скважин во всём мире. Постепенно конструкция породоразрушающих зубьев упрочнялась и за счет совершенствования формы, и за счет применения новых материалов. Была успешно применена армирующая наплавка зубьев твердосплавными порошками. Кроме призматической формы появились Г – образные и Т – образные периферийные зубья, появление которых позволило значительно повысить стойкость вооружения долот и стойкость от потери диаметра при истирании обратных конусов шарошек. [5 , 6 , 7].

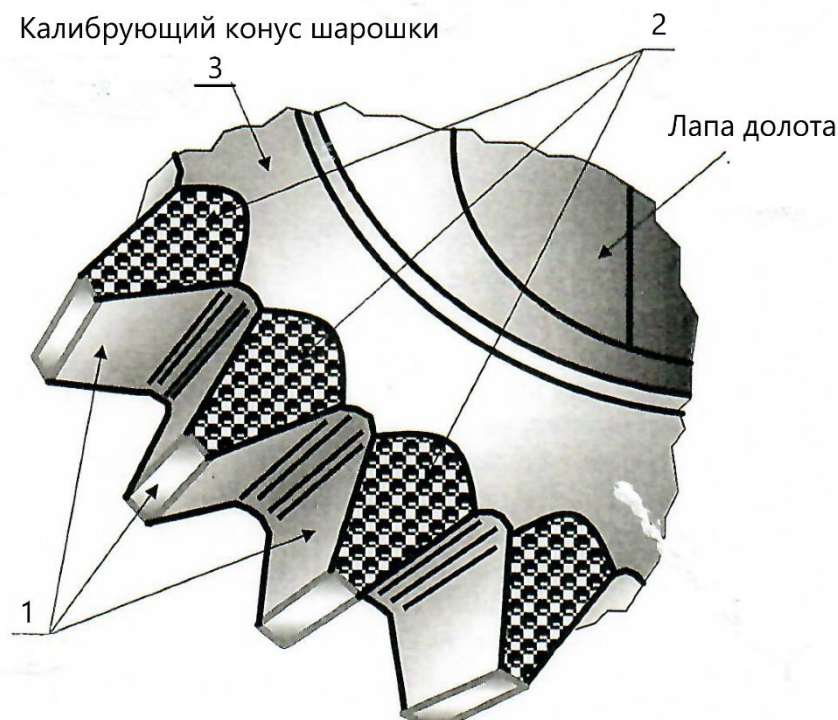


Рис. 1 Форма призматических резцов

В 1950 –х годах для бурения особо твердых и абразивных пород вместо стальных призматических зубьев начали применяться вставные монолитные цельнотвердосплавные зубки, запрессовываемые с натягом в отверстия на поверхностях шарошек. Такие долота, названные штыревыми, очень успешно применялись до 2000 –х годов в нашей стране и во всём мире для бурения сотен миллионов метров скважин.

В середине 2000 –х годов начали ускоренно внедряться бесшарошечные долота режущего типа PDC (POLYCRYSTALLINE DIAMOND CUTTER). Эти долота были оснащены алмазными круглыми пластинами, состоящими из единственного кристалла алмаза, выращенного знаменитой американской фирмой «ДЖЕНЕРАЛ ЭЛЕКТРИК» в 1994 году по сложнейшей технологии. Каждая пластина состояла из единственного кристалла,

получаемого из порошка мелких алмазов при давлении в 1 млн. фунтов на квадратный дюйм и температуре до 3000 градусов по Фаренгейту, за время, близкое к суткам.

Пластины имеют минимальный диаметр 8 мм и максимальный – 24 мм, и толщину – 2 – 2,5 мм. В качестве исходного материала используются мелкозернистые порошки алмазов. Пластины припаиваются или привариваются к твердосплавной цилиндрической подложке, за которую резец PDC закрепляется в отверстиях на поверхностях корпусных лопастей долота с помощью пайки низкотемпературным припоем ПСР на серебряной основе.

Выше уже указывалось, что внедрение в глубоком бурении долот PDC позволило на порядок понизить показатели глубокого бурения и довести их применение в общем объеме до 70% и более.

Однако, и у долот PDC имеются слабые стороны, о которых уже упоминалось выше, во введении к настоящей статье. Поэтому работа над дальнейшим совершенствованием традиционных шарошечных долот продолжает оставаться важной, актуальной и насущной задачей. Применение таких усовершенствованных и в сотни раз более дешевых долот с фрезерованным вооружением шарошек может оказаться более рентабельным

Многолетние исследования, проведенные в ОАО «ВОЛГАБУРМАШ», а также во ВНИИ БТ, по вдавливанию в поверхность образцов различных пород инденторов самой различной формы, при нагрузках, приближенных к реальным забойным нагрузкам на зубки шарошечных долот, выявили четкую закономерность. Объёмы лунок разрушения пород при вдавливании при одной и той же нагрузке различных форм инденторов отличались до десяти и более раз при единичном вдавливании. Например, так отличаются при вдавливании заостренного конуса показатели заостренного конуса и полусферы. При этом высокая стойкость от ударного циклического воздействия на стенде у сферы позволяла компенсировать её основной недостаток - минимальный единовременный объем лунки разрушения при вдавливании при применении для оснащения шарошек долот для бурения крепких пород. Большой разбег в показателях разрушения пород и прочностных свойств являлся основным тормозом при создании новых конструкций долот, оптимальных для бурения конкретных пород в конкретных районах и условиях бурения. Каждая новая предлагаемая конструкция долота с той или иной рекомендованной формой породоразрушающей поверхности, создавалась и запускалась в серию медленно, в течение нескольких лет, поскольку было трудно достичь нужной оптимальности формы породоразрушающей поверхности зубьев, позволяющей обеспечить наивысшие показатели работы долота, полученные и в стендовых испытаниях образцов долот, и в промышленных испытаниях. Сначала опытных, а потом опытно – промышленных и промышленных партий долот. Поэтому постепенно была разработана и принята методика, позволяющая определять оптимальную форму породоразрушающих зубков, обладающих одновременно необходимыми свойствами и с точки зрения единичного объема выкола при вдавливании, и с точки зрения достоверного количества циклических динамических ударов до разрушения на забое. Определялась своего рода оптимальная «проходка», характеризующая работоспособность той или иной формы породоразрушающей поверхности в тех или иных образцах испытываемой породы, позволяющая достоверно выбирать форму зубков для оснащения новых конструкций долот и многократно сократить обязательные вышеупомянутые методические испытания.

Эта методика выбора оптимальных параметров породоразрушающих зубьев показала, что их клиновидная форма является наиболее эффективной для разрушения пород от самых мягких до средне-твердых. При вдавливании в породу, на боковых поверхностях клина развивается пара расклинивающих сил, разрушающих породу боковым сдвигом. При таком виде воздействия на породу требуется всего лишь 6 -10% нагрузки вместо 100% нагрузки раздавливания. Это свойство разрушения используется и в отношении к твердосплавным и к фрезерованным призматическим зубьям. Призматические зубья показаны на рис. 1. Где позициями обозначены: 1 – боковая поверхность, 2 – поверхность

притупления. Поверхность зубца на обратном конусе шарошки, 3 наплавка твердого сплава на обратном конусе шарошки. Именно такими зубьями оснащены шарошки многих сотен типоразмеров долот, предназначенных для бурения пород от мягких до твердых малоабразивных. Для мягких пород применяются зубья с меньшим углом приострения вершины и минимальной площадью поверхности притупления вершины. По мере увеличения твердости проходимых пород, для увеличения износостойкости, угол приострения при вершине и площадь поверхности притупления увеличивается. Это снижает темп истирания и сколов поверхности зубьев, но при этом снижает показатель работы долота - его механическую скорость бурения.

Известно, что разрушение породы на забое становится возможным только тогда, когда прилагаемая к зубьям нагрузка начинает превышать сопротивление породы разрушению. Определяющей темп разрушения является удельная нагрузка на породу под контактной поверхностью зубца. Механическая скорость бурения долотом находится в самой прямой зависимости от этого соотношения. По мере увеличения твердости породы, с целью увеличения стойкости вооружения и суммарной проходки долота, приходится увеличивать углы приострения и площади притупления призматических зубьев. Но при этом уменьшается удельное давление на породу, а значит и механическая скорость бурения. Особенно трудно выбрать указанное оптимальное соотношение для периферийных зубьев долота с фрезерованным вооружением шарошек. Периферия забоя является самым большим его участком по площади и самым трудно разбуриваемым участком, являющийся переходным от плоскости забоя в стенку скважины. Поэтому периферийные зубья испытывают гораздо большую нагрузку и гораздо быстрее затупляются, чем призматические зубья основных конусов. Периферийные зубья испытывают нагрузку одновременно и со стороны забоя, и со стороны стенки скважины, быстрее изнашиваются, чем призматические, а значит и больше влияют на снижение механической скорости.

Призматические зубья основных конусов шарошек наплавляются по всем своим боковым поверхностям, а также по поверхности притупления. А периферийные упрочняются с помощью ребер жесткости, наплавляются только со стороны обратного конуса. Для средних пород периферийные зубья упрочняются ребром жесткости всего, с одной стороны. Такой зубец называется Г – образным. Для бурения указанных пород такой схемы упрочнения для обеспечения повышенной работы на изгиб со стороны забоя, и на истирание со стороны стенки скважины, хватает.

Для бурения долотом твердых пород необходима еще большая прочность и стойкость от истирания, чем те, что возможно обеспечить с применением Г – образного зубца. Поэтому периферийные зоны шарошек долот применяемых для бурения твердых пород, оснащаются Т – образными зубьями на периферии, у которых имеются сразу два ребра жесткости, по обеим сторонам призматической части. На рис.2 показаны Т – образные зубья, где позициями обозначены: 4 – тело зубца с Т – образным притуплением, 5 – увеличенная площадь наплавки твердым сплавом со стороны обратного конуса шарошки. Но решая указанную задачу увеличения прочности приходится значительно уменьшать до 20% и более удельное давление на породу забоя, а значит и механическую скорость бурения долотом.

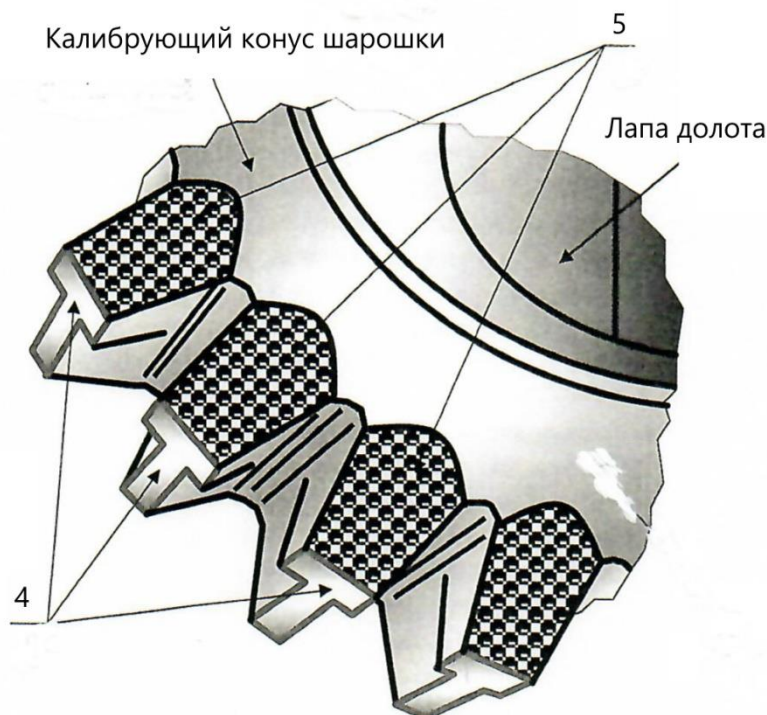


Рис. 2 Т – образные зубья

Для решения этой проблемы было предложено чередовать на периферии шарошек Т – образные и Г – образные зубья [8], как показано на рис. 3 , где позициями обозначены: 6 – призматический зубец, 7 – Т – образный зубец, 8 - площадь наплавки зубца 7; 9 – площадь наплавки зубца 6 на калибрующем конусе шарошки. Применение такого чередования позволило снижать или повышать удельное давление под Г – образным или Т - образным в перемежающихся средних и твердых породах, повышая механическую скорость бурения. При этом удалось несколько увеличить площадь наплавляемой твердым сплавом поверхности обратного конуса шарошек, а значит и стойкости долота от потери диаметра.

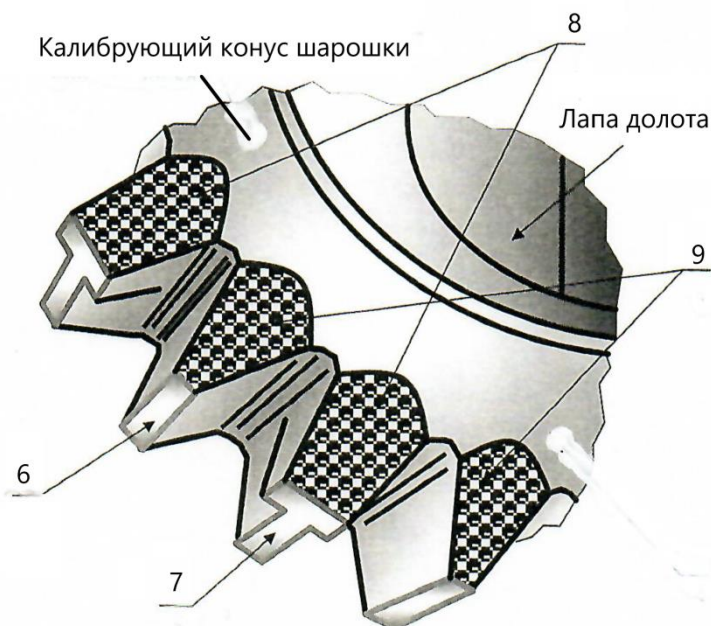


Рис. 3 Чередование на периферии шарошек Т – образные и Г – образные зубья

Но, кроме создания указанных положительных свойств, у этой конструкции частично сохранились и отрицательные. Во – первых, половина зубьев, имеющих

призматическую форму, сохранила присущую их конструкции вышеупомянутую недостаточно высокую прочность. Их износ и усталостные поломки под корень снижали показатели работы долот. Во – вторых, недостаточная площадь наплавки твердым сплавом заостренных при вершине зубьев призматической формы на обратных конусах шарошек, не позволяла усилить износостойкость долот по диаметру. Эти обстоятельства заставили разработчиков создать следующую конструкцию долота с фрезерованным вооружением, лишенную упомянутых недостатков [9], с использованием преимуществ.

При работе долота его суммарная проходка складывается из углублений за каждый оборот, умноженной на количество оборотов до отказа долота. Средняя глубина за один оборот определяется делением средней проходки долот – аналогов, отработанных на ближайших буровых при рекомендованных режимах бурения на суммарное количество оборотов долота. Как правило, величина углубления за один оборот исчисляется долями миллиметра в твердых породах и единицами миллиметров при бурении мягких пород. По этим величинам можно определить и среднюю величину внедряемой за один оборот части вершины фрезерованных зубьев. Оказалось, что, располагая элементы породоразрушающей части зубьев на разном уровне от поверхности забоя, можно в значительной степени изменять удельное давление на породу под поверхностью зубьев. В частности, завышая над забоем поверхности притупления торцевых рёбер жесткости у Г – образных и Т – образных зубьев на среднюю величину углубления долота за один оборот, можно совсем исключить влияние их приподнятых боковых площадок на динамику разрушения породы поверхностью притупления призматической части зубьев. При таком участии в разрушении только поверхности притупления призматической части, удельное давление на породу максимально, как в случае применения чисто призматических зубьев вместо Г – образных или Т – образных. Но при этом усиление периферийных зубьев шарошек сохраняется на уровне долот с применением традиционных цельных Г – образных и Т – образных зубьев. На рис. 4 представлено предлагаемое инновационное долото для бурения средних, перемежающихся с твердыми пород, на котором позициями обозначены: 10 – приподнятая в виде ступеней поверхность притупления рёбер жесткости; 11 - поверхность притупления призматической части зубца, разрушающая породу на забое.

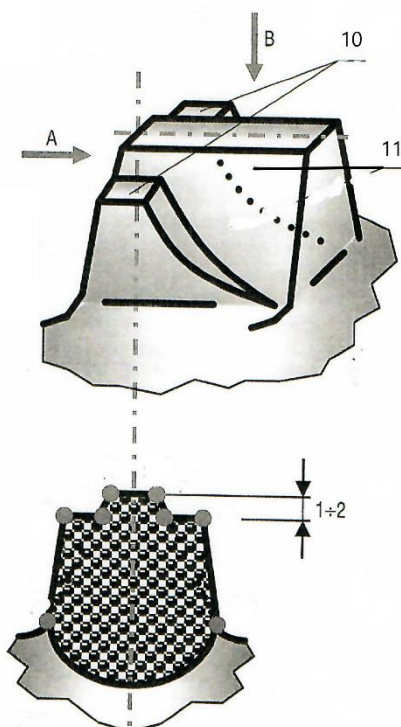


Рис. 4 Инновационное долото

Поскольку рекомендуемое завышение призматической части зубцов над поверхностями притупления рёбер жесткости составляет всего 1,5 – 2 мм, прочность на изгиб и величина площади наплавки на обратном конусе практически равноценны традиционным Т – образным зубцам, а высокое удельное давление равноценно применению традиционных призматических зубьев. Предлагаемая конструкция долота обеспечивает повышенную работоспособность и эффективность бурения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Богомолов Р.М.* Виды и типы буровых долот и бурильных головок. Самара. Самарский государственный технический университет. // Учебное пособие. 2019, с. 166.
2. *Богомолов Р.М., Гринёв А.Н., Сериков Д.Ю.* Буровое долото с алмазными резцами. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М. ВНИИОЭНГ, 2019, с. 28 – 34.
3. *Боснак А.Б., Богомолов Р.М., Старцев Ф.В.* Совершенствование конструкций и применения буровых долот. // Вестник Ассоциации Буровых Подрядчиков РФ., М. 2013, с. 45 – 48.
4. *Гавриленко М.В., Богомолов Р.М., Неупокоев В.Г.* Каталог - справочник «Буровые шарошечные долота ОАО «Волгабурмаш»», Самара, 2004, с. 40.
5. *Богомолов Р.М., Носов Н.В., Крылов С.М., Кремлёв В.И.* Совершенствование технологии и сборки буровых шарошечных долот. М. Машиностроение. 2013. с. 220.
6. *Сериков Д.Ю.* Повышение эффективности бурового шарошечного инструмента с косозубым вооружением. М. Издательство «Нефть и газ», 2015. с. 54 – 89.
7. *Богомолов Р.М.* Методы повышения эффективности разрушения горных пород при бурении шарошечными долотами. Докторская диссертация, М. НПО «Нефтяная техника ВНИИ БТ», 2001.
8. *Богомолов Р.М., Палащенко Ю.А.* Буровое шарошечное долото. Патент РФ № 229371 кп. Е 21 В 9/10.
9. *Богомолов Р.М.* Буровое шарошечное долото. Патент РФ №2685014 кл. Е 21 В 10/ 16.

МЕТОД НОРМАЛИЗАЦИИ ЭНЕРГИИ МИКРОСЕЙСМ ПРИ НИЗКОЧАСТОТНОМ СЕЙСМИЧЕСКОМ ЗОНДИРОВАНИИ

Р.А. Еремин, К.В. Сюраева, А.А. Подъячев, Х.Мансур

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
Дамаск, Сирия
eremin_roman@inbox.ru*

В рамках настоящего исследования был предложен и апробирован подход к нормализации энергии микросейсмических сигналов. Разработанный метод был реализован в качестве *Python*-программы и протестирован на предмет воспроизводимости и устойчивости рассчитываемых спектральных характеристик регистрируемых сигналов. После автоматизации варьирования независимых параметров метода он может эффективно применяться при оконтуривании залежей углеводородов в ходе пакетной обработки данных низкочастотного сейсмического зондирования.

Введение

Низкочастотное сейсмическое зондирование (НСЗ) [1] является одним из широко применяемых методов пассивных сейсмических исследований на дневной поверхности наряду с мониторингом гидроразрыва пласта [2] в отсутствие наблюдательных скважин. В рамках последнего из названных методов микросейсмическая эмиссия, связанная с образованием и ростом трещин в пласте, детектируется сейсмоантеннами, после чего проводится локация событий. При НСЗ на дневной поверхности регистрируется естественный сейсмический фон, а присутствие в спектре зарегистрированных низкочастотных (1-10 Гц) аномалий может быть использовано для оконтуривания залежей углеводородов.

Физические основы возникновения аномалии над залежью углеводородов как следствие реакции геологической структуры на естественный сейсмический фон изучались российскими [3] и зарубежными [4] авторами на протяжении нескольких десятилетий. Несмотря на то, что математический аппарат описания реакции пористых сред с заданными свойствами при прохождении через них акустических волн был предложен в середине 50-х годов прошлого века [5], существенную сложность представляла возможность экспериментальной (в том числе с использованием численного эксперимента) проверки выдвигаемых гипотез для пластовых условий в мезоскопических масштабах.

При проведении площадных работ регистрацию микросейсмической активности проводят для сотен точек физических наблюдений [6], что делает одновременную фиксацию микросейсмических сигналов практически невозможной. Природный сейсмический фон, вызывающий спектральную аномалию, вообще говоря, не является постоянным во времени. Эту особенность требуется учитывать для корректной интерпретации сигналов сейсмодатчиков за различные интервалы времени. Кроме того, природные и техногенные помехи, искажающие микросейсмический сигнал на дневной поверхности, также характеризуются непостоянной интенсивностью. Целью настоящего исследования стала разработка и апробация метода, позволяющего минимизировать влияние нестационарности сейсмического фона и учитывающего влияние помех.

Методика исследования

Объект исследования. В качестве объектов исследования были использованы показания трехкомпонентных регистраторов сейсмических сигналов «Байкал-7HR»,

зарегистрированных в ходе площадных работ на одном из месторождений Республики Коми. Параметры сигналов: продолжительность записи – 14 часов, частота дискретизации – 1000 Гц. Было изучено 3 точки физических наблюдений (ТФН), измерения в которых (в ходе контрольных замеров) были выполнены повторно. Таким образом, в работе изучены шесть сигналов и выполнено попарное сравнение получаемых спектральных характеристик микросейсм.

Фильтрация узкополосных помех. По спектральным характеристикам природные и техногенные помехи можно подразделить на узкополосные, характеризующиеся одной преобладающей частотой колебаний высокой интенсивности, и широкополосные, спектры которых имеют конечную ширину и не известное априорно распределение интенсивности по частотам. В рамках настоящего исследования фильтрация узкополосных помех была выполнена с использованием оконных преобразований Фурье (размер окна – 65536 отсчетов, без перекрытия). После чего к амплитудным коэффициентам Фурье-разложений применялась медианная фильтрация (с ядром равным 49 отсчетам) с последующим занулением коэффициентов, превышающих медианное значение более чем в 2 раза. Введенный таким образом предел является независимым параметром.

Энергетические характеристики микросейсм. После фильтрации узкополосных помех, полученные сигналы были разделены на окна (размер окна - 8192 отсчета, без перекрытия) с вычислением энергии каждого из них. Затем проводилась сортировка полученных энергий по возрастанию и вычислялась энергия сигналов с накоплением в зависимости от числа включенных в него окон. Соотношение используемых размеров окон позволило избежать необходимости суммирования отфильтрованных участков сигнала.

Распределение энергии сигналов в спектральном диапазоне. В качестве второго независимого параметра реализуемого подхода была выбрана накопленная энергия (НЭ) микросейсмического сигнала на уровне 10^{13} отн. ед. Последующее определение числа окон, соответствующего выбранному предельному значению НЭ, проводилось для 6 изученных сигналов. Для каждого окна выполнялось преобразование Фурье и по сумме квадратов амплитудных коэффициентов рассчитывалось спектральное распределение энергии. Для получения спектрального распределения НЭ проводилось суммирование по окнам с последующей нормировкой на НЭ используемой части сигнала (равной выбранному пределу с точностью до энергии последнего учтенного окна).

Проверка сходимости полученных энергетических профилей. Для выявления характера влияния на спектральные характеристики НЭ числа низкоэнергетических окон (продолжительности учтенного микросейсмического сигнала) была выполнена вариация их числа (всего рассмотрено девять значений). Расчеты проводились для Z-компоненты исследованных сигналов.

Общие замечания. После реализации описанной последовательности обработки сигналов для трех исследованных точек наблюдения проводилось сравнение распределений накопленных энергий в интервале частот, соответствующем аномалии (до 10 Гц). Развиваемый подход был реализован авторами на языке программирования *Python* с использованием свободно распространяемых библиотек *NumPy*, *SciPy*, *Pandas* и *Matplotlib*.

Результаты

На **рис. 1** для трех ТФН приводятся расчетные зависимости НЭ микросейсмических сигналов от числа учитываемых окон в каждом из шести независимых измерений. В полученных зависимостях можно выделить ряд характерных особенностей.

Так, сигналы, полученные для ТФН 2, демонстрируют схожие характеры поведения НЭ, что говорит о высокой степени воспроизводимости энергетических параметров сигнала. Соответствующие зависимости НЭ быстро нарастают (более трех порядков для первых 1000 окон, около 2.5 часов времени наблюдения), после чего рост замедляется (около двух порядков для последующих 5152 окон, около 11 часов времени наблюдения). Зависимости имеют заметный излом после 4500 окон.

Зависимости, полученные для ТФН 1, качественно повторяют результаты для ТФН 2 с тем отличием, что в сигнале присутствуют окна с существенно большими энергиями, что приводит к резкому нарастанию энергии после учета 6000 окон. В свою очередь, ТФН 3 демонстрирует особенность в области малых значений числа учтенных окон. Так, в одном из независимых измерений (measurement 2) существенное число окон обладает низкой энергией, а НЭ для них лежит в диапазоне 10^5 - 10^{10} отн. ед. Очевидно, что выбранный предел энергии не попадает в указанный диапазон, а обнаруженная особенность может быть исследована в смысле влияния на энергетические профили только в рамках проверки сходимости (см. описание в части *Методика исследования*).

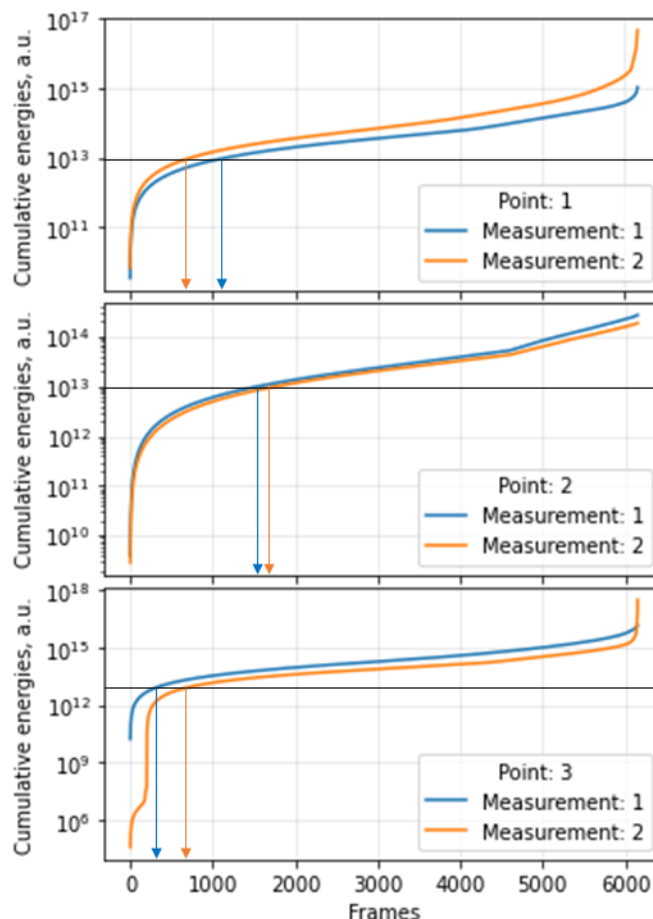


Рис. 1 – Для трех ТФН (points) зависимости накопленной энергии микросейсмических сигналов, полученных в двух независимых измерениях (measurements), от числа учитываемых окон. Горизонтальная линия соответствует введенному пределу энергии, стрелки показывают соответствующие числа окон в каждом из независимых измерений. Для наглядности использован логарифмический масштаб.

Для выбранных пределов НЭ были определены соответствующие числа окон в каждом из исследованных сигналов и проведены расчеты распределений, нормированных НЭ в спектральном диапазоне, представленные на **рис. 2** для области регистрации аномалии в рамках метода НСЗ (до 10 Гц). Сравнение полученных зависимостей говорит о воспроизводимости результатов в независимых измерениях для каждой конкретной точки как минимум в случае Z-компоненты сигнала, характеризующей нефтеносность. Это может быть связано с тем, что наиболее сильное влияние помех и шумов природного и, в особенности, техногенного происхождения, распространяющихся вдоль дневной поверхности, оказывает влияние на X- и Y-компоненты сигнала.

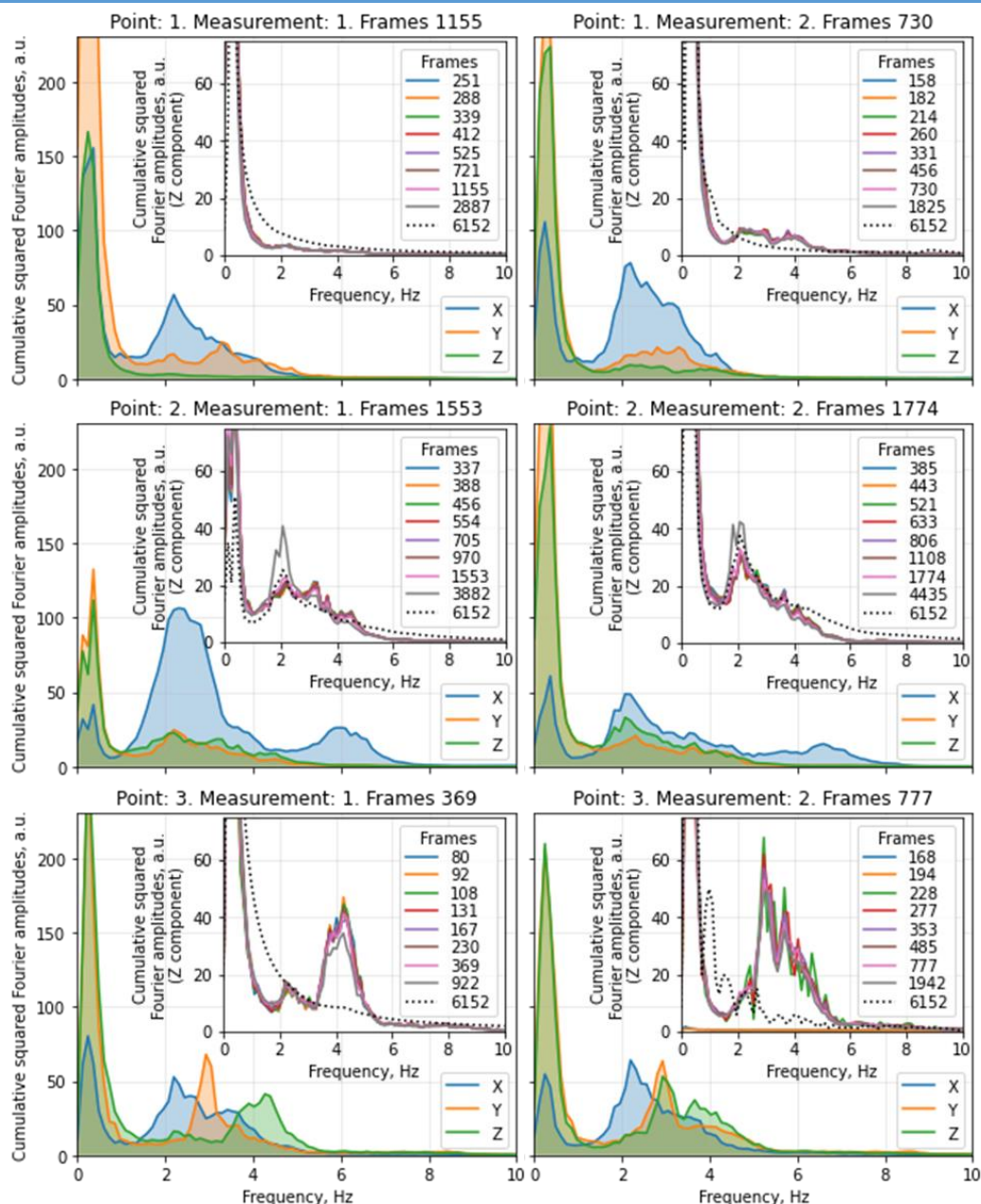


Рис. 2 – Для трех ТФН (points) нормированные зависимости накопленной энергии (НЭ) от частоты (область аномалии) для различных компонент сигнала. Расчеты выполнены для двух независимых измерений (measurement) по числу окон (frames) в соответствии с введенным пределом полной энергии сигнала. Вставки отображают эволюцию НЭ Z-компоненты сигнала при вариации продолжительности учтенного микросейсмического сигнала (числа окон).

Так, в сериях измерений для ТФН 1 и 2 были обнаружены существенные различия распределений НЭ X-компоненты. Однако при визуальном сравнении этих зависимостей в различных измерениях прослеживается сохранение форм и положений характерных пиков. Несмотря на это, приведенные зависимости наглядно демонстрируют нарастание НЭ Z-компоненты сигнала в ряду ТФН1 – ТФН2 – ТФН3 вне зависимости от выбора конкретного измерения, что говорит о воспроизводимости результатов НСЗ исследования для совокупности рассмотренных ТФН.

Вставки на рис. 2 показывают эволюцию спектральных распределений НЭ Z-компонент сигналов с увеличением продолжительности учтенного микросейсмического сигнала. Отличительная особенность второго измерения для ТФН 3, описанная ранее,

проявляется в близких к нулевым значениям спектров НЭ в диапазоне 0-10 Гц при продолжительности сигнала до ≈ 200 окон. После указанного предела все исследованные зависимости демонстрируют устойчивость спектральных характеристик НЭ, что говорит о слабой зависимости результатов интерпретации микросейсмических сигналов от параметра предела НЭ.

Пунктирными линиями на вставках **рис. 2** показаны спектральные распределения НЭ Z-компоненты для полной продолжительности изученных сигналов. Следует отметить, что немонотонный характер таких распределений в области аномалии НСЗ обнаруживается только в случаях ТФН 2 и 3 (для последней только в случае второго измерения). Это обстоятельство можно связывать с особенностями зависимостей НЭ в области больших (>6000) значений числа учтенных окон для этих сигналов. Из **рис. 1** видно, что для таких измерений в указанной области не наблюдается существенный рост НЭ, который можно интерпретировать как присутствие в сигнале помех высокой интенсивности.

Заключение

В рамках настоящего исследования был предложен и применен к обработке экспериментальных данных метод нормализации энергии микросейсмических сигналов. С использованием метода была продемонстрирована воспроизводимость энергетических и спектральных характеристик микросейсм для трех различных ТФН на действующем месторождении. При вариации параметров предложенного подхода удалось выделить низкоэнергетическую область сигнала, полученного для ТФН 3 во одном из измерений. Кроме того, метод показал чувствительность (в смысле спектральных распределений НЭ) к присутствию в сигналах высокоинтенсивных помех.

Разработанный метод после дополнительной модификации с целью автоматизации варьирования параметров (на этапах фильтрации узкополосных помех и селекции низкоэнергетических участков сигнала) может быть использован для пакетной обработки данных полевых сейсмометров при проведении площадных работ. Очевидно, важным преимуществом подхода при таком виде работ, нацеленных на оконтуривание залежей углеводородов, становится возможность проверки устойчивости расчетных характеристик спектральных аномалий в зависимости от набора свободно варьируемых параметров.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Рыжов В.А., Кипоть В.Л., Биряльцев Е.В. Параметризация спектров в технологии низкочастотного сейсмического зондирования на основе вейвлет-преобразования // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Информатика. Телекоммуникации. Управление. – 2008. – № 5 (65). – С. 58-62.
2. Подъячев А.А., Никитин В.И. Применение пакетов символьных вычислений при анализе сигнала микросейсмической эмиссии // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – №10. – С. 65-67.
3. Бережной Д.В., Биряльцев Е.В. и др. Анализ спектральных характеристик микросейсм как метод изучения структуры геологической среды // НИИ математики и механики Казанского университета. 2003-2007 гг. / Научн. ред. и сост. А.М. Елизаров. – Казань: Изд-во Казанск. гос. ун-та, 2008. – С.360-386.
4. Lambert M.-A., Saenger E.H. *u dp*. Numerical simulation of ambient seismic wavefield modification caused by pore-fluid effects in an oil reservoir // Geophysics. – 2013. – V.78. – №1. – С. T41-T52.
5. Biot M.A. Theory of Propagation of Elastic Waves in a Fluid-Saturated Porous Solid. I. Low-Frequency Range // The Journal of The Acoustic Society of America. – 1956. – V.28. – №2. – С. 168-178.
6. Saenger E.H., Schmalholz S.M. *u dp*. A passive seismic survey over a gas field: Analysis of low-frequency anomalies // Geophysics. – 2009. – V.74. – №2. – С. O29-O40.

УДК 622.276

**ВИДЫ И ПРИЧИНЫ ОСЛОЖНЕНИЙ, ВОЗНИКАЮЩИХ
ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В ГЛИНОСОДЕРЖАЩИХ НЕУСТОЙЧИВЫХ
ПОРОДАХ***М.М. Волков, О.А. Нечаева**Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
voolfuse@mail.ru*

Аннотация

Цель представленной работы – рассмотреть виды осложнений, возникающих при бурении скважин в глиносодержащих неустойчивых горных породах, проанализировать причины возникновения данных осложнений.

Ключевые слова: скважина, бурение, осложнения, обвалы, глины, глиносодержащие горные породы, промывочные жидкости, фильтрация, утяжеление, полимерные реагенты.

Часто встречающиеся осложнения при бурении скважин – это потеря устойчивости стенок скважин, сложенных глиносодержащими горными породами. Причины данных осложнений весьма разнообразны. Но наиболее часто осложнения вызваны несоответствием состава и вида промывочных жидкостей горно-геологическим условиям бурения. Это приводит к обвалам стенок скважин.

Значительные исследования по устранению обвалов стенок скважин отражены в данных работах [1, 2]. Указанные исследования направлены на разработку буровых растворов с пониженной фильтрацией, что достигается путём их химической обработки и утяжеления. Основные рекомендации данных авторов заключается в создании промывочных жидкостей, способных глинизировать поверхность стенок скважины за счёт тонкой и плотной корочки, обеспечивающей понижение проникновения фильтрата в глинистую горную породу.

Считается, что основной причиной обвалов стенок скважин является набухание и размокание глинистых пород, что связывается с особой структурой глин и их свойством взаимодействовать с молекулами воды [1].

В дальнейшем было установлено, что утяжеление промывочной жидкости не исключает осыпей и обвалов глиносодержащих горных пород [1]. Это достигается только в случае использования утяжелённых промывочных жидкостей с очень незначительной величиной фильтрации. Однако совместное водействие утяжеления и уменьшения показателя фильтрации не приводит к полной ликвидации набухания и намокания глин, а значит не предотвращает полностью осыпей и обвалов стенок скважин.

При бурении глубоких скважин на нефть и газ проблема устойчивости стенок скважин может быть решена за счёт применения инертных по отношению к глинистым горным породам буровых растворов на углеводородной основе. Однако, данные требования не применимы для бурения гидрогеологических и водозаборных скважин из-за отрицательного влияния данных жидкостей на экологию.

По мнению некоторых авторов, [3] на устойчивость стенок скважин оказывают влияние геологические и технологические факторы. Среди технологических факторов обязательно необходимо учитывать влияние вида и параметров бурового раствора, а также вида химической обработки и степени физико-химической активности по отношению к

горным породам, которые обуславливают свойства глинистой корки и степень намокания глиносодержащих пород.

При наличии в продуктивном коллекторе прослоев глинистых минералов проникновение водной фазы бурового раствора будет вызывать их набухание и диспергирование, что снижает проницаемость данного коллектора. При этом, на поверхности стенок в интервале продуктивного пласта будет образовываться глинистая корка, которая будет вызывать кольматацию пор и трещин, в которых располагаются углеводородные флюиды. Но, с другой стороны, эта корочка будет уменьшать количество водной фазы промывочной жидкости, проникающей в продуктивный пласт, что обеспечит уменьшение набухания глинистых прослоев продуктивной толщи.

Исходя из этого, один автор предлагает для снижения фильтрации буровых растворов управлять проницаемостью глинистой корки за счёт изменения содержания и свойств твёрдой фазы бурового раствора, используя физико-химическую обработку их полимерными реагентами [4]. Это позволяет значительно снизить показатель фильтрации промывочной жидкости и уменьшить набухание глинистых горных пород и предупредить их обваливание и осыпание в скважинах. Причём, в данном механизме снижения показателя фильтрации автор анализируемых исследований не развивает полученный результат по снижению фильтрации растворов в лабораторных условиях за счёт обработки их полимерными реагентами. По нашему мнению, такое заметное снижение показателя фильтрации при вводе в промывочную жидкость полимерных реагентов более ощутимо, нежели при увеличении содержания в ней твёрдой диспергированной фазы. В этом случае проявляется эффект мембранообразования, который приводит к существенному снижению показателя фильтрации и устранению обвалов стенок скважины, сложенных глиносодержащими горными породами.

В работе [5] приводится классификация глинистых пород: глины, глинистые сланцы, аргиллиты и др., а также глиносодержащих пород: пльвуны, глинистые песчаники, мергели и др. породы интервалов тектонических и гидротермальных изменений. При этом содержание глинистых пород в осадочных отложениях составляет от 62 до 82%. Это обстоятельство обуславливает необходимость особого, более тщательного и внимательного рассмотрения элементов технологии бурения в глинистых и глиносодержащих горных породах.

Нарушение устойчивости стенок скважин приводит к осложнениям и частым авариям. Эти нарушения проявляются в изменении размеров и формы продольного и поперечного сечений ствола скважины в процессе углубления скважины, возникновения сальников и вывалов, что осложняет и затрудняет процесс бурения скважин.

Весьма значимые исследования по классификации нарушений устойчивости глинистых пород в стенках скважин, которые приводят к осложнениям процесса бурения в глиносодержащих горных породах, позволили разработать классификация глинистых пород по тяжести осложнений [6]. В соответствии с этой классификацией выделенные в 1-2 группу горные породы склонны к течению, ползучести, сальникообразованию, сужению ствола, кавернообразованию. Для глинистых пород этой группы рекомендуется применять полимерные глинистые растворы, при использовании которых в пристволенной части скважины формируется экран, препятствующий глубокому проникновению водной фазы этих растворов. При этом может осуществляться только внутрислоевое набухание, не приводящее к обвалам стенок скважины.

В породах 3-ей группы необходимо применять буровые растворы с хорошими ингибирующими свойствами. Это в основном аргиллиты, глинистые сланцы, мергели с глинистым материалом. Такие горные породы обладают средней степенью набухания, слабоувлажняющиеся. Применяемые ингибирующие растворы обуславливают замедление набухания глинистых минералов.

Породы 4-ой группы сложены минералами гидрослюдисто- монтмориллонитового состава, слабонабухающие, размокающие, склонные к интенсивному кавернообразованию. Следует применять ингибирующие промывочные жидкости.

Породы 5-ой группы представлены сланцами с высоким содержанием гидрослюд, хлорита и каолинита, слабоувлажнённые, не набухающие и не диспергирующие. В этих горных породах регулирование состава промывочных жидкостей не позволяет избежать кавернообразования, которое происходит наиболее вероятно из-за горно-геологических условий.

Породы 6-ой группы представлены аргиллитами, сланцами и мергелями, которые являются твёрдыми, кремненными. Это устойчивые глиносодержащие породы.

Таким образом, основными факторами потери устойчивости глинистых горных пород при вращательном бурении следует считать:

- характер напряжённого состояния глиносодержащих пород в стенках скважин;
- физико-химическое взаимодействие этих пород с промывочной жидкостью;
- механическое воздействие на стенки скважины в процессе бурения.

По авторов данной статьи, наиболее интересными работами являются те, которые позволят получить новые сведения и закономерности процесса взаимодействия промывочной жидкости различного состава с глиносодержащими горными породами. Это обстоятельство усиливается тем фактом, что на сегодня в практике буровых работ используется большое количество полимерных реагентов как отечественного, так и зарубежного производства. Эти химические реагенты являются эффективными регуляторами технологических свойств промывочных жидкостей. Но их применение ограничено по ряду причин:

1. Мало исследований, а имеющиеся не являются достаточными для оценки влияния концентрации этих реагентов в промывочной жидкости на её технологические свойства.
2. Отсутствуют сведения о влиянии рекомендуемых полимерных реагентов на технологические свойства промывочных жидкостей в условиях минерализованных подземных вод или наличия растворимых солевых отложений.
3. Отсутствуют материалы по исследованию набухающей способности глиносодержащих горных пород в среде полимерных промывочных жидкостей.

Эти обстоятельства авторы данной работы учитывают при формировании задач своих последующих исследований, учитывая их актуальность и востребованность.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Городнов В.Д., Тесленко В.Н. и др.* Исследование глин и новые рецептуры глинистых растворов. Недра, М., 1975 г.
2. *Городнов В.Д.* Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. Недра, М., 1984 г.
3. *Сеид-Рза М.К. и др.* Устойчивость стенок скважин. М., Недра, 1981 г.
4. *Михеев В.Л.* Технологические свойства буровых растворов. Недра, М, 1979 г.
5. *Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М.* Бурение скважин в осложнённых условиях. Недра, М. 1987 г.
6. *Яковлев А.М., Вереснева Д.И.* Бурение скважин в глинистых породах. Техника и технология геологоразведочных работ. Обзорная информация. Выпуск 12. ВЭМС. 1989 г.

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ СПОСОБОВ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ
ОБВОДНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ***Ю.А.Агеева, Р.Ф.Карденас Гевара**Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
Панама*

Аннотация. В статье рассматриваются причины обводнения и анализ применяемых способов для предупреждения обводнения продуктивных пластов.

Ключевые слова: обводнение продуктивного пласта, предупреждение обводнения скважины, тампонажный раствор, изоляция водоносного горизонта, заканчивание скважин, герметизация заколонного пространства, водоизолирующие технологии, водоизоляционный материал.

**ANALYSIS OF THE APPLIED METHODS TO PREVENT WATERING OF
PRODUCTIVE ROOMS**

Annotation. The article discusses the causes of waterlogging and analysis of the methods used to prevent waterlogging of productive formations.

Key words: reservoir watering, prevention of well watering, grouting slurry, aquifer isolation, well completion, annulus sealing, waterproofing technologies, waterproofing material..

Крепление скважин зачастую выполняют по технологии, подразумевающей спуск обсадной колонны и последующее заполнение заколонного пространства тампонажным раствором на заданную высоту. После ожидания затвердевания цемента и выполнения заключительных работ предполагается, что пространство между обсадной колонной и горной породой полностью заполнено цементным камнем, плотно прилегающим к стенкам труб и окружающими породами. При получении ожидаемых свойств цементного камня: низкой проницаемости, хорошей адгезии к горным породам и обсадной колонне, высоких прочностных показателей, теоретически должно исключаться появление межколонных перетоков флюидов. Но на практике сформированный цементный камень подвергается различным воздействиям, как технологического характера (при выполнении вторичного вскрытия пласта [1]), так и геологического (при влиянии физико-химической агрессивной среды). В результате в крепи скважины могут образоваться каналы, по которым вследствие перепада давления в ствол скважины поступают посторонние пластовые воды и снижается добыча нефти. Данная проблема актуальна не только для нефтяных и газовых скважин, находящихся в эксплуатации, но и для только что построенных.

Наиболее распространенными причинами обводнения добываемой скважинной продукции являются:

- негерметичность и технические дефекты эксплуатационной колонны;
- образование каналов в теле цементного камня или зоне контакта цементного камня с эксплуатационной колонной и прилегающими породами, связанное со сложными условиями эксплуатации скважин (высокие давления, температура, обработка призабойной зоны скважины кислотосодержащими составами, физико-химическая агрессия среды);
- нарушение технологии проведения работ по первичному цементированию скважины и как следствие негерметичность заколонного цементного кольца;
- подтягивание к фильтру скважины подошвенных вод из-за интенсивного отбора флюида или заводнения пласта;
- продвижение контурных вод к пласту вследствие зональной неоднородности пластов [2];

- многие скважины приурочены к водонефтяным зонам и с первых дней эксплуатации начинают давать обводненную продукцию [3];
- наличие вертикальной проницаемости в эксплуатационных объектах.

При обводнении скважин не только часть нефти остается в пласте, но и значительно возрастает себестоимость тонны добываемой нефти. В этой связи борьба с обводнением скважин одна из самых актуальных и вместе с тем снижается прибыль, ибо в настоящее время в целом в нефтяной отрасли обводненность продукции скважин составляет величину порядка 70% и эта цифра имеет тенденцию к увеличению [4].

С целью предупреждения возможных перетоков между продуктивными и водоносными пластами на стадии заканчивания строительства скважины выполняют:

- оснащение обсаживающих интервал труб заколонными пакерами различного вида действия для повышения качества разобщения флюидосодержащих пластов;
- закачку тампонирующего состава непосредственно в водоносный пласт с целью закупорки проводящих каналов.

При наличии возле продуктивного пласта вскрытых в ходе бурения водоносных пропластков принимают решение в сочетании с цементированием (или без него) использовать заколонные пакеры. Данные устройства современной конструкции представляют собой цилиндрический корпус с равнопроходным внутренним диаметром (2) с муфтами (1, 4) и уплотнительным элементом (3) (рис. 1) [5].

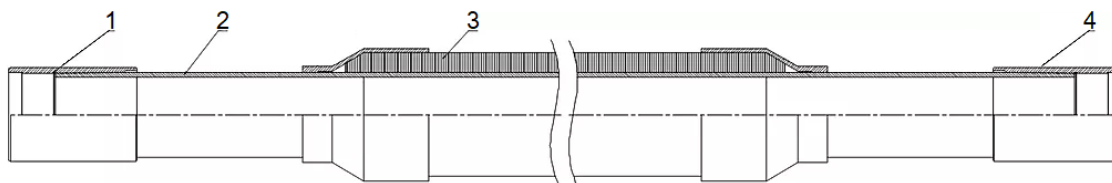


Рис. 1– Конструкция заколонного пакера

Для герметизации заколонного пространства широко используются следующие виды пакеров. Водонабухающие и нефтенабухающие пакеры, где уплотнительный элемент выполнен из эластомера, способного увеличиваться в объеме при контакте с определенными жидкостями (водой или нефтью). Гидромеханические пакеры, где в качестве уплотнительного элемента выступают деформируемые манжеты, которые прижимаются к стенкам скважины путём перемещения толкателя под воздействием давления внутрискважинной жидкости. Гидравлические пакеры, где уплотнителем является рукавный узел, который активируется в результате наполнения полости жидкостью из обсадной колонны при повышении давления [6], [7].

Заколонные пакеры не являются совершенными устройствами, поэтому специалистами продолжают разрабатки в области их совершенствования, которые направлены на повышение их надёжности и качества герметизации пространства между обсадной колонной и горной породой. Общие недостатки подобного рода предупреждения возможных водоперетоков можно охарактеризовать следующим способом:

- существует вероятность повреждения или внезапной активацией пакера при спуске в скважину;
- неточность расположения пакера в необходимом месте;
- низкая надёжность срабатывания и фиксации в скважинах с наклоном или в стволах неправильной формы;
- для установки пакера необходимо знать точный диаметр ствола скважины в интервале установки [8].

Поэтому, сервисные компании предлагают недропользователям уже на стадии заканчивания строительства скважины осуществлять закачку тампонирующего состава непосредственно в водоносный пласт с целью закупорки его проводящих каналов и как следствие более надёжного отсечения воды от ствола и продуктивного коллектора.

Установленный водоизоляционный экран будет защищать цементное кольцо от размывания его водой и предупредит появление заколонной циркуляции.

В целях применения данной водоизолирующей технологии, после установления наличия притока проводят тщательное исследование места, проводя комплекс геофизических исследований, а также анализируя химико-физическую характеристику поступающих флюидов.

Водоизолирующие работы можно проводить разными способами:

- под разделяющую перемычку еще до спуска и цементирования колонны в продуктивном интервале, то есть в открытом стволе, что является наиболее действенным методом;

- после перфорационных работ до вызова притока;

- после вызова притока, в этом случае, чем раньше будут проведены такие работы, тем лучше, так как в дальнейшем уже установившиеся каналы фильтрации воды ликвидировать будет очень сложно или невозможно.

Однозначно можно сказать, что проведение работ по предупреждению появления воды в продукции намного эффективнее, чем устранение последствий ее прорыва, что связано с неоднократным проведением РИР, простоями скважины и большими финансовыми затратами. При этом не менее важным является состав и свойства применяемого тампонирующего состава. Он является важной и значимой деталью процесса, будь то предупреждение или ликвидация обводнения пласта. Тампонажные материалы не являются универсальными, пригодными для любых геолого-промысловых условий и могут быть эффективны лишь в случаях, когда достаточно обоснованно выбраны [2].

Если технология подразумевает закачивание тампонажного раствора с целью ограничения водопритока, то, применяемый состав должен:

- быть правильно подобранным и эффективным в заданных горно-геологических условиях;

- обладать высокой проницаемостью в каналы и трещины горных пород;

- полностью или частично закрывать пути водопритоков в скважину [2].

Многие из тампонажных составов, предложенных в патентной литературе, основаны на применении дефицитных и дорогих изоляционных материалах, сложны в практическом осуществлении и вряд ли будут когда-либо использованы. Кроме того, учитывая, что каждый вид работ по ограничению водопритока выдвигает свои требования к водоизолирующим материалам, не может быть найден один состав или раствор, одинаково эффективный для всех видов обработок. Поэтому, на сегодняшний день поиск эффективных и рентабельных способов предупреждения обводнения продуктивных пластов остаётся актуальным и требует дальнейшего изучения и исследования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Лягов И. А.* Обоснование и разработка технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов разветвленными скважинами сверхмалого диаметра Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Санкт-Петербург: Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2014. 211 с.

2. *Калмыков С. С., Живаева В. В., Воробьев С. В.* Изоляции притока пластовых вод тампонажными составами селективного действия // Бурение и нефть, № 7-8, 2009. С. 31-33

3. *Булгаков Р. Т., Газизов А. Ш., Габдуллин Р. Т.* Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины // Недра, 1976. С. 175

4. *Калмыков С. С., Живаева В. В., Воробьев С. В.* Решение проблемы повышения качества водоизоляционных работ в добывающих скважинах // Современные наукоемкие технологии, № 1, 2010. С. 111-112

5. Методические указания компании. Построение дизайна ремонтно-изоляционных работ № П1-01.03 М-0031 с изменениями приказом ПАО «НК «Роснефть» от 28.02.2017. Москва. 2013. 177 с.
6. ООО "АЛТИМ". Набухающие пакеры. Каталог оборудования. Москва. 2015. 17 с.
7. Научно-Технический Центр «ЗЭРС» (Заканчивание, Эксплуатация и Ремонт Скважин). Оборудование для заканчивание скважин. Москва. 2018. 150 с.
8. Великая Н. Р., Зырянов В. С., Вологдин Д. А., Баклушин М. В. Применение резинопolyмерной смеси Lockset™ для предотвращения перетоков пластовых флюидов и газа между пластами по затрубному пространству // Бурение и нефть, № 12, 2019. С. 36-38.

ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ УЧЕТА НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ВЫБОРЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Н.Т.Алиханов, Я.В.Симановский, В.А.Моренов

*Санкт-Петербургский горный университет,
г. Санкт-Петербург, Россия*

Бурение скважин является сложным технологическим процессом. Во время данного процесса происходит выработка горной породы при помощи долота, осуществляется очистка забоя, крепление скважины все для того, чтобы построить конструкцию, которая будет поднимать нефть из недр на дневную поверхность.

Буровой раствор является одним из важнейших компонентов бурения, он выполняет ряд функций, таких как: транспортировка шлама с забоя на поверхность, смазка долота, подача энергии забойному двигателю - но одной из важнейших функций является обеспечение безопасности бурения. Раствор предотвращает газоводонефтепроявления, создавая давление больше порового давления, за счет плотности. Таким образом выбор плотности бурового раствора основывается на создании давления в скважине выше пластового, но меньше гидроразрыва, потому что при нарушении первого условия происходит проявление, которое может перерасти в открытое фонтанирование, а второе условие нужно для сохранения циркуляции.

Несмотря на то, что всем известно, как сохранять контроль над скважиной, регулярно бригады сталкиваются с осложнениями. Осложнения приводят к остановке бурения, происходят затраты времени и финансов для того, чтобы остановить газоводонефтепроявлении и продолжить бурение.

В данной работе будут рассмотрены напряжения горной породы, их влияния на пласты и строительство скважины, а также предложена возможность выбора бурового раствора основываясь не только на давлениях, но и на данных по напряжениям.

На протяжении геологических времен в пластах было достигнуто равновесие напряжений. Как только происходит изменение напряжения в горной породе, она начинает деформироваться, менять геометрию и объем, движение флюидов внутри нее. Такие изменения напряжения могут вызвать разрушение горной породы в процессе бурения и потерю устойчивости ствола скважины [1, 5].

К этому приводят процессы бурения, которые нарушают исходное равновесие напряженного состояния в прискважинной зоне. По мере выработки цилиндрического объема горной породы напряжения, действовавшие на него, начинают перераспределяться на окружающие породы. При этом возникают касательные (кольцевые) напряжения, которые должны переноситься на породы, окружающие ствол скважины. Эти напряжения зависят от плотности бурового раствора, наклона ствола скважины, угла падения и азимута пласта, а также величины и ориентации напряжений вдали от скважины (S_v , S_H и S_h).[3]

Кольцевые напряжения существенно зависят от радиуса и азимута ствола скважины. Величина этих напряжений может значительно превысить S_H [2].

Чаще всего при традиционном бурении давление бурового раствора используется, чтобы компенсировать механический подпор, изымаемый по мере выбуривания цилиндрического объема породы из пласта. По сути дела, буровики заменяют столб породы столбом бурового раствора. Однако, давление бурового раствора действует одинаково по всем направлениям и не может полностью уравновесить напряжения сдвига в пласте, которые могут иметь выделенные направления. По мере того, как напряжения на стенках скважины перераспределяются, напряжения сдвига могут превысить предел прочности породы. Когда это происходит, ствол скважины необратимо деформируется или полностью разрушается [4].

Типичными примерами геомеханических проблем, которые могут возникать при бурении, являются неустойчивость ствола скважины и растрескивание пласта. Это может приводить к финансовым потерям из-за потери бурового раствора, выбросов, прихватов, к необходимости спуска дополнительных обсадных колонн, бурения незапланированных боковых стволов и даже ликвидации скважины. Чтобы избежать возникновения неустойчивости ствола скважины, операторы должны разрабатывать программы бурения и обустройства скважин, учитывающие величины и направления напряжений, плотность бурового раствора, траекторию скважины и норовое давление до начала, в процессе и после завершения бурения скважины [4, 6].

Как известно, напряжение и поровое давление связаны между собой. В поровом пространстве горной породы напряжение передается жидкостям или газам в виде давления. Величина давления, действующего в жидкости, одинаково по всем направлениям. Жидкость реагирует на сжатие возникновением равного по величине, но отрицательного по знаку, направленного наружу, давления [1]. Таким образом, при выборе бурового раствора, надо учесть, не изменилось ли давление, в результате перераспределения напряжений.

Выбор плотности бурового раствора как известно осуществляется в зависимости от значений давлений пластового, порового и гидроразрыва, которые показаны на построенном совмещённом графике давлений, для конкретного месторождения согласно формуле:

$$\rho = \mathcal{E}_{пл} \cdot K_a \cdot K_b.$$

где $\mathcal{E}_{пл}$ - эквивалент пластового давления,

K_a -коэффициент аномальности,

K_b - коэффициент безопасности.

Однако проведённые исследования в области геомеханики разрушения горных пород, показывают, что при замене пробуренной горной породы в скважине на буровой раствор, позволяющий сохранить устойчивость стенок скважины, является неравноценным, что может привести к нарушениям [1].

Эти нарушения могут повлиять на нефтеотдачу пластов и на появления осложнений в процессе бурения.

На рисунке 1 показаны тектонические нарушения, которые могут возникнуть при различных значениях, действующих на породу напряжений (S_v , S_{Hmax} , S_{Hmin}).

В первом случае геологическое нарушение - сброс. Во втором случае - взброс.

В третьем случае произошел сдвиг [3].

Такие нарушения могут встречаться в результате осадконакопления или тектонического движения плит. При выборе раствора следует это учитывать, так как может быть резкая смена слоев, а также всегда нужно стараться уравновесить возникшие напряжения для того, чтобы не было потери устойчивости ствола скважины и проявлений.

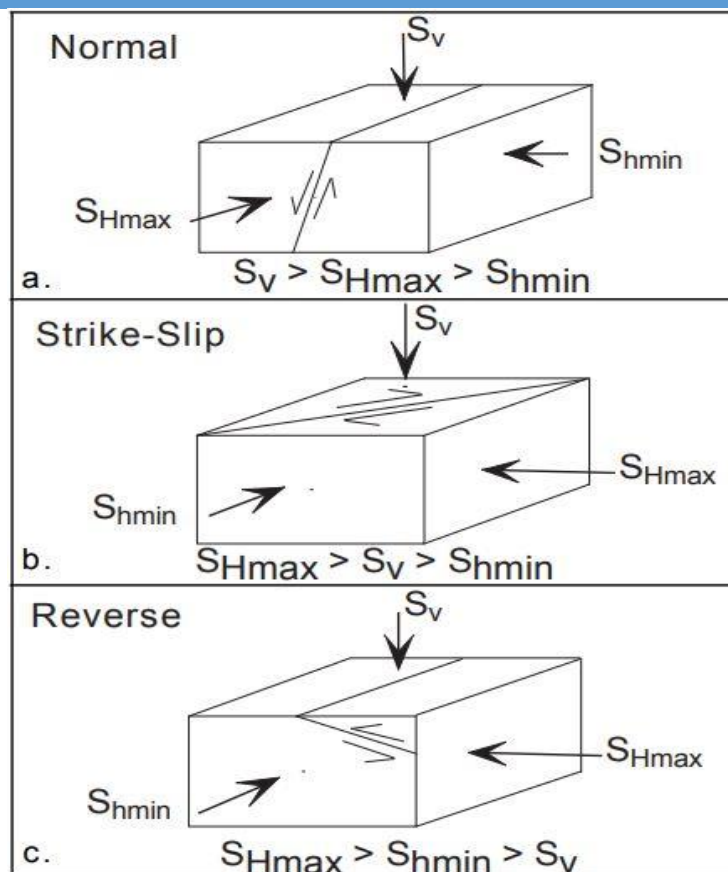


Рис. 1 - тектонические нарушения, которые могут возникнуть при различных значениях, действующих на породу напряжений

Главным из этих напряжений является (S_v) (вертикальное напряжение). В нашем случае оно является управляемым, потому что зависит от плотности раствора.

На рисунках 2 и 3 представлено наличие техногенной трещиноватости и вывалов, которые позволяют оценить направление максимального и минимального горизонтального стрессов в вертикальной скважине. Техногенные трещины в вертикальной скважине образуются в направлении, параллельном направлению максимального горизонтального напряжения, в то время как вывалы – в перпендикулярном. Для того чтобы обнаружить и охарактеризовать систему техногенных трещин и обвалов стенок скважины, образовавшихся в процессе бурения, и отличить их от естественных трещин, а также определить направление максимального горизонтального стресса, применяется электрическое и акустическое сканирование стенок скважины [4].

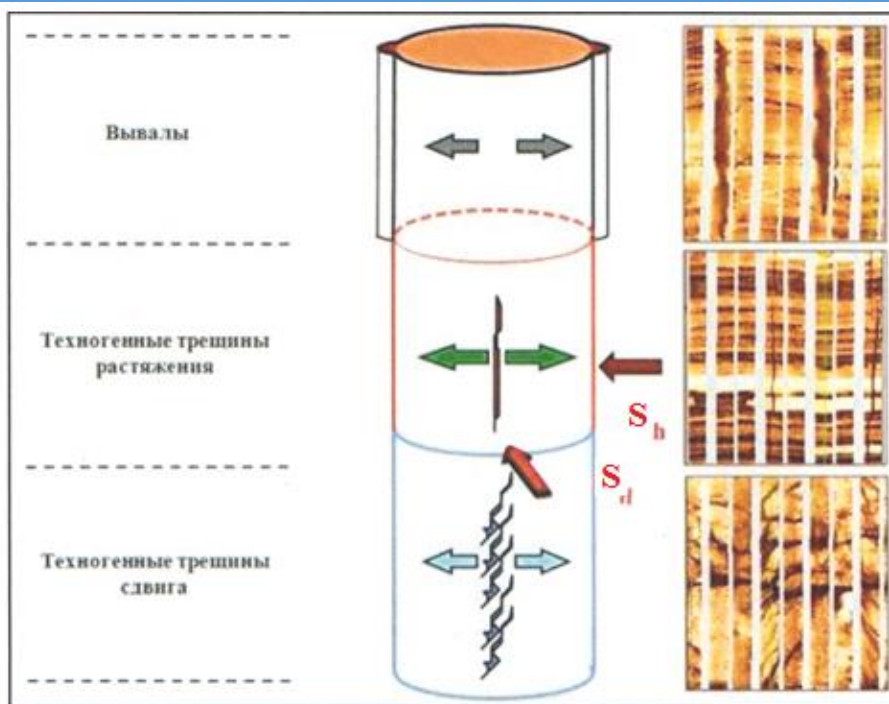


Рис. 2 - Трещиноватости и вывалы в скважине (вертикальный вид)

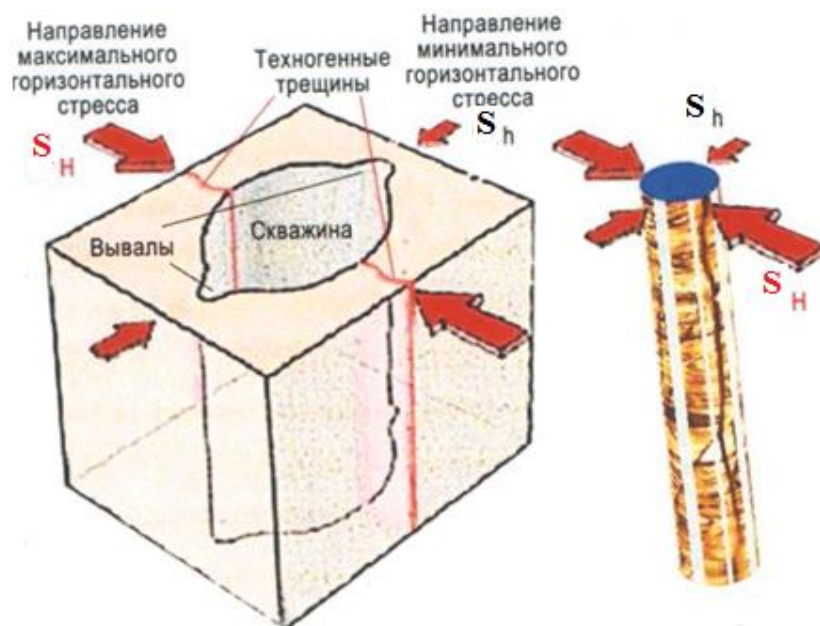


Рис.3 - Трещиноватости и вывалы в скважине (объемный вид)

Авторами были рассмотрены причины перераспределения напряжения по пластам, определена связь с поровым давлением, тогда можно предположить, что, используя полученные данные на графике давлений, можно выбирать состав бурового раствора и принимать решение о применении новых технологий бурения для прохождения участков, которые раньше не удавалось разбурить. Рассмотрим рисунок 4, где представлены 3 случая нарушения залегания породы, а значит и изменение напряжений.

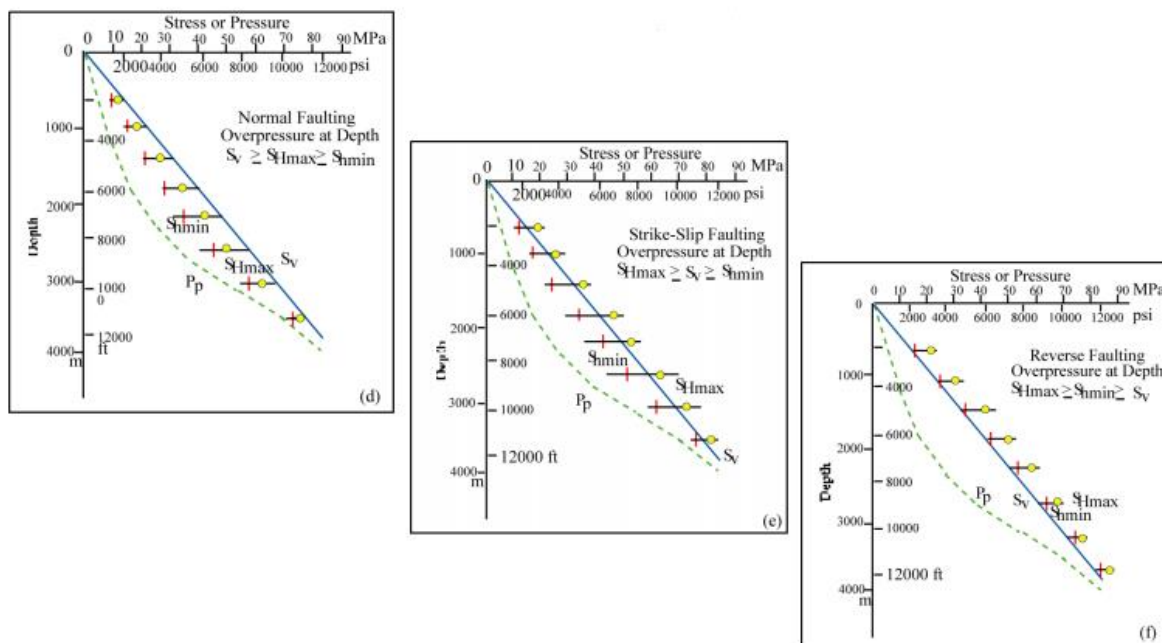


Рис. 4 - Нарушения залегания породы

Как видно из рисунка, предположительно, начиная с глубины 3000 метров начинаются зоны с аномально высокими давлениями, окно для бурового раствора очень мало, что приводит к осложнениям при попытках разбурить этот интервал. Изучив залегание пласта, было определено напряжение породы, нельзя чтоб раствор превышал S_{Hmin} , так как это приведет к поглощению бурового раствора. Поэтому в первом случае должна быть предпринята попытка бурения на депрессии при помощи специального оборудования, во втором случае окно немного шире, благодаря чему имеется возможность подобрать плотность для раствора или допустить поглощение раствора, но при помощи специальных добавок, сразу его остановить.

Третий же случай позволяет нам поднять плотность раствора и создать давление близкое к S_v , которое является давлением вышезалегающих пластов и при этом не боятся возможности поглощения раствора.

Таким образом при выборе плотности бурового раствора, как было сказано выше, для более точного значения рекомендуется учитывать не только градиенты давлений и градиент гидроразрыва пластов, но и изменение напряженного состояния горных пород при бурении скважин.

С этой целью при построении совмещённого графики давлению следует на графике указать также линии изменения напряжений горных пород, с глубиной. И выбор плотности бурового раствора следует определять с учётом этих напряжений.

Это позволит избежать таких осложнения как газонефтеводопроявления и уход раствора происходящие в процессе бурения скважин.

В качестве выводов хочется отметить, что недостаточное понимание важности геомеханики может привести к серьезным последствиям. В прошлом большинство компаний не уделяло внимание пластовым механикам и напряжениям вследствие чего получали чрезмерные потери бурового раствора, неустойчивый ствол скважины, смятие и сдвиги обсадной колонны, активация разлом и вынос песка - все это приводит к проблемам как во время бурения, так и в эксплуатационный период. Из-за этого им приходилось реагировать на изменение напряжений и минералого-петрографического состава и устранять возникшие осложнения. Но существует альтернативный подход, основанный на анализе керна и геомеханического моделирования деформаций, напряжений для более качественного проектирования скважин.

В данной работе была предложена одна из возможностей использования новых знаний. Использование данных по напряжению горных пород поможет решить большое количество проблем, начиная с безопасного бурения, заканчивая качественной разработкой месторождений и возможным повышением коэффициента нефтеотдачи, который в настоящее время составляет менее 45%.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Джон Кука, Рене. А. Фредериксена, Сидни Грина, Йорг Хервангера, Мортен Г. Стейдж, Чи Фуат Тана О важности механических свойств горных пород: лабораторная проверка геомеханических данных // Нефтегазовое обозрение. Осень 2007. с. 44-69.
2. Мазуров, Б. Т., Мустафин, М. Г. и Панжин, А. А. Метод оценки дивергенции векторных полей деформаций земной поверхности при разработке месторождений полезных ископаемых, Записки Горного Института, 238, с. 376. DOI: 10.31897/rmi.2019.4.376.
3. Марк. Д.Зобак. Геомеханика нефтяных залежей / Институт компьютерных исследований // 2018 год. 480с.
4. Пак Д.П., Кочнева О.Е. Горизонтальный стресс и его влияние на морфологию газовой залежи на примере месторождения Адамташ / Вестник Пермского университета// 2015, вып.3(28). с.84-88.
5. Паньков И.Л. Деформирование соляных пород при объемном многоступенчатом нагружении / И.Л.Паньков, И.А.Морозов // Записки Горного института. 2019. Т. 239. С.510-519.DOI 10.31897/RMI.2019.5.510
6. Рогов, Е. А. Разработка состава технологической жидкости для ликвидации прихвата бурильного инструмента, Записки Горного Института, 237, с. 281. DOI: 10.31897/rmi.2019.3.281.

ПРИМЕНЕНИЕ КОМБИНИРОВАННОЙ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНОГО УЧАСТКА СКВАЖИНЫ ДЛИНОЙ 2000М

^{1,2} А.В.Липатов ¹Б.К. Малков, ²И.М.Ибятуллин

¹Самарский государственный технический университет

²ООО «НьюТекСервисез»

Самара, Москва, Россия

E-mail: lipatovalexander@mail.ru

E-mail: malkovborya@gmail.com

Аннотация

В статье рассмотрен вопрос увеличения дохождения нагрузки при направленном бурении горизонтальных секций в скважинах протяженностью 2000м путём подбора комбинированной бурильной колонны с увеличением жёсткости в местах возникновения баклинг-эффекта. За счёт оптимального состава БК и использования раствора на углеводородной основе удалось повысить дохождение нагрузки в режиме направленного бурения стандартной КНБК. Так ранее используемые компоновки бурильных колонн подвергались «складыванию» при достижении длины ГС 1000-1200м, что приводило к невозможности соблюдения плановой траектории и необходимости бурения последних 200-300м горизонтальной секции в роторном режиме. Комбинированные бурильные колонны позволили значительно увеличить дохождение нагрузки при направленном бурении стандартной КНБК, а использование РУО значительно снизило силы сопротивления в

открытом и обсаженном стволе, что позволило пробурить скважины с длиной горизонтального участка 2000м.

Ключевые слова: КНБК; горизонтальный ствол; баклинг-эффект; продольный изгиб; комбинированная колонна бурильных труб; направленное бурение; РУО.

Введение

Для повышения эффективности вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов и сокращения времени строительства скважин перед нами стояла задача увеличения длины горизонтальных скважин с 1000м до 2000м. Таким образом мы увеличиваем количество проводимых стадий ГРП до 15-ти и уменьшаем количество скважин на кустовой площадке. Однако при протяженности горизонтального участка более 900м наблюдается недохождение осевой нагрузки при направленном бурении из-за «складывания» инструмента, результатом чего является снижение МСП, невозможность соблюдения плановой траектории и необходимости бурения данного участка только в роторном режиме. Поэтому, как-правило, такие скважины всегда бурились с помощью РУС. (Рис.1).

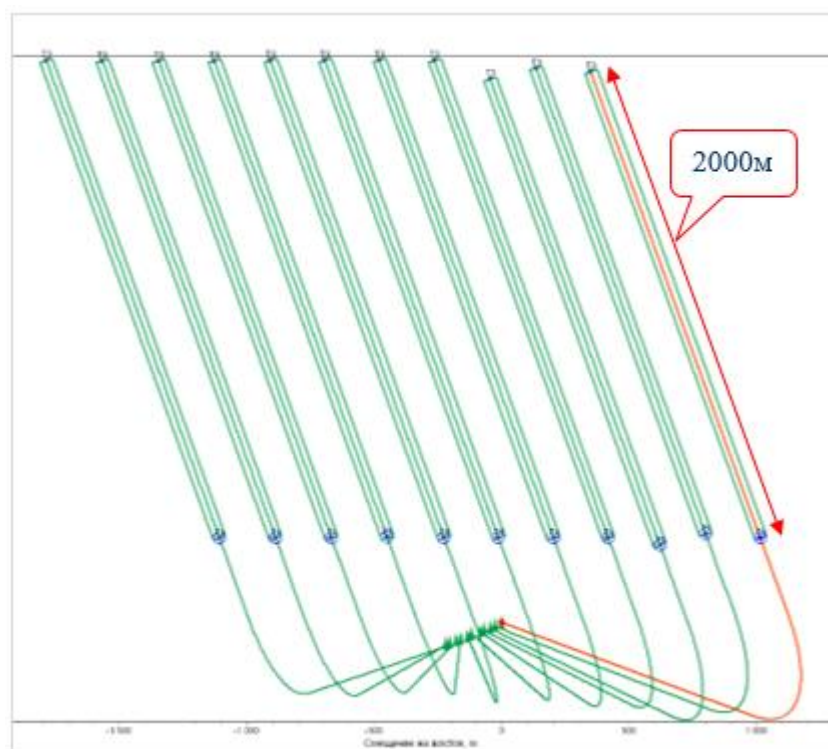


Рис. 1. Общий вид горизонтальных скважин с длиной ГС 2000м

Одной из причин данной тенденции является проведение и повышение технологической сложности многостадийного ГРП, выраженное в количестве проводимых стадий. На данном этапе увеличение числа горизонтальных скважин для проведения многостадийного ГРП и освоения трудноизвлекаемых запасов ставит задачу качественного и безаварийного строительства горизонтальных секций протяженностью от 900 м и более. Однако основной проблемой при бурении таких протяженных горизонтальных участков является «складывание» инструмента и невозможность бурения в направленном режиме из-за срывов инструмента и скачков давления, следствием чего является невозможность соблюдения плановой траектории и необходимости бурения последних 100-300м горизонтальной секции в роторном режиме. Таким образом, вопрос увеличения доведения осевой нагрузки при направленном бурении горизонтальных секций в скважинах протяженностью 2000 м является актуальной задачей.

Цель: Целью данной работы является увеличение доведения нагрузки при направленном бурении горизонтальной секции скважин длиной 2000м с использованием стандартного оборудования.

Метод: Для достижения поставленной задачи предлагается использовать комбинированные бурильные колонны, составленные из СБТ диаметром 89мм и 102мм, и применять раствор на углеводородной основе для снижения коэффициентов трения в открытом и обсаженном стволе.

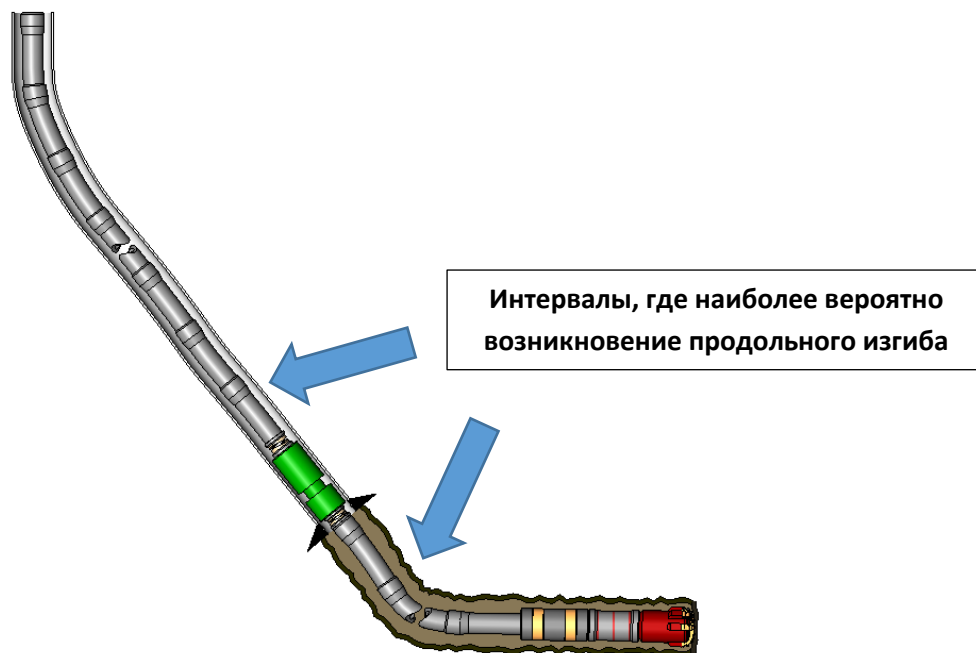


Рис. 2. Общий вид БК и КНБК в горизонтальной скважине

Основной причиной недохождения осевой нагрузки является повышенные силы сопротивления перемещению бурильной колонны, возникающие в зоне её сжатия. Так, при направленном бурении без вращения БК наиболее склонными к возникновению продольного изгиба являются прямолинейный участок, где требуется создать высокие сжимающие нагрузки, чтобы «протолкнуть» колонну и нижний участок набора параметров кривизны, после которого бурится длинный горизонтальный участок (Рис.2). Таким образом для реализации данного проекта требовалось снизить силы сопротивления в открытом и обсаженном стволе и увеличить жесткость БК в зонах её сжатия.

Для снижения коэффициентов трения в открытом и обсаженном стволе применялся раствор на углеводородной основе, к преимуществам которого можно отнести: минимальное отрицательное влияние на свойства коллектора; высокая термостойкость; многократное повторное использование; хорошая смазывающая способность и снижение износа бурильных труб и элементов КНБК. Однако есть и недостатки: высокая стоимость, пожароопасность, высокие рабочие давления, переоборудование буровой для работы с РУО.

В результате анализа применения данного раствора было установлено снижение фактических коэффициентов трения практически вдвое по сравнению со стандартным полимерным буровым раствором.

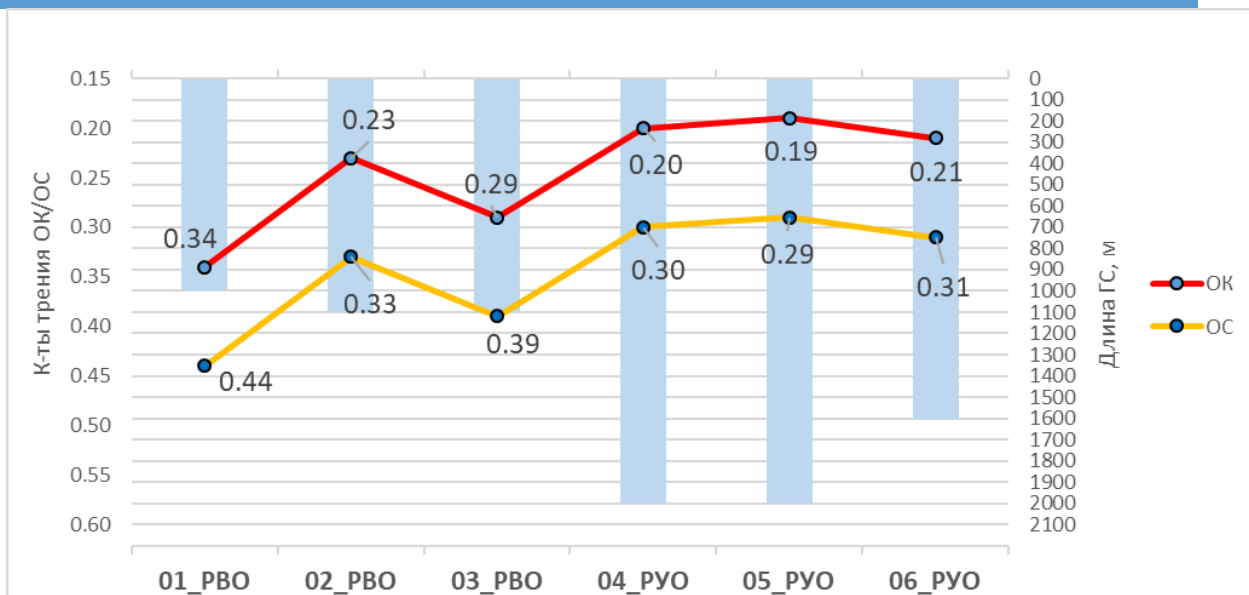


Рис. 3. Сравнительный анализ коэффициентов трения ОК/ОС

Однако простой перевод скважины на РУО не позволял добиться буримости данных скважин, поэтому для увеличения жёсткости БК была подобрана и предложена комбинированная колонна из стальных бурильных труб 102 и 89 мм. Её существенным отличием от обычной компоновки является размещение 102мм бурильного инструмента не только в зоне растяжения, но и в зонах критического сжатия (Рис.4). В виду более высоких прочностных характеристик и изгибной жёсткости данная труба позволяет выдерживать большие сжимающие нагрузки без потери продольной устойчивости, что обеспечивает лучшее доведение осевой нагрузки до долота. Также данные трубы имеют большее проходное сечение и схожие весовые параметры по сравнению с 89мм, что незначительно увеличивает общий вес колонны, но зато обеспечивает больший запас по максимально возможному расходу промывочной жидкости, что позволяет создавать больший расход и улучшить вынос шлама. На рисунке 4 показано, что при использовании комбинированной бурильной колонны удаётся доводить осевую нагрузку до долота порядка 4т при достижении окончательного забоя.



Рис. 4. БК увеличенной жёсткости

Для сравнения на рисунке 5 представлена стандартная компоновка, состоящая из стальных и толстостенных бурильных труб диаметром 89мм. Данными компоновками бурятся большинство горизонтальных стволов скважин в виду их наличия у бурового подрядчика. Однако из-за недостаточной изгибной жёсткости данная труба теряет продольную устойчивость уже после 1200м горизонтального участка и дальнейшее углубление возможно только роторным способом, что ведёт к потере плановой траектории. Также из-за малого проходного сечения, в случае применения РУО, наблюдаются высокие рабочие давления при малом литраже, что приводит к ухудшению выноса шлама и увеличению ЭЦП. Таким образом, данная компоновка не подходит для бурения скважин с длиной горизонтального ствола 2000м.

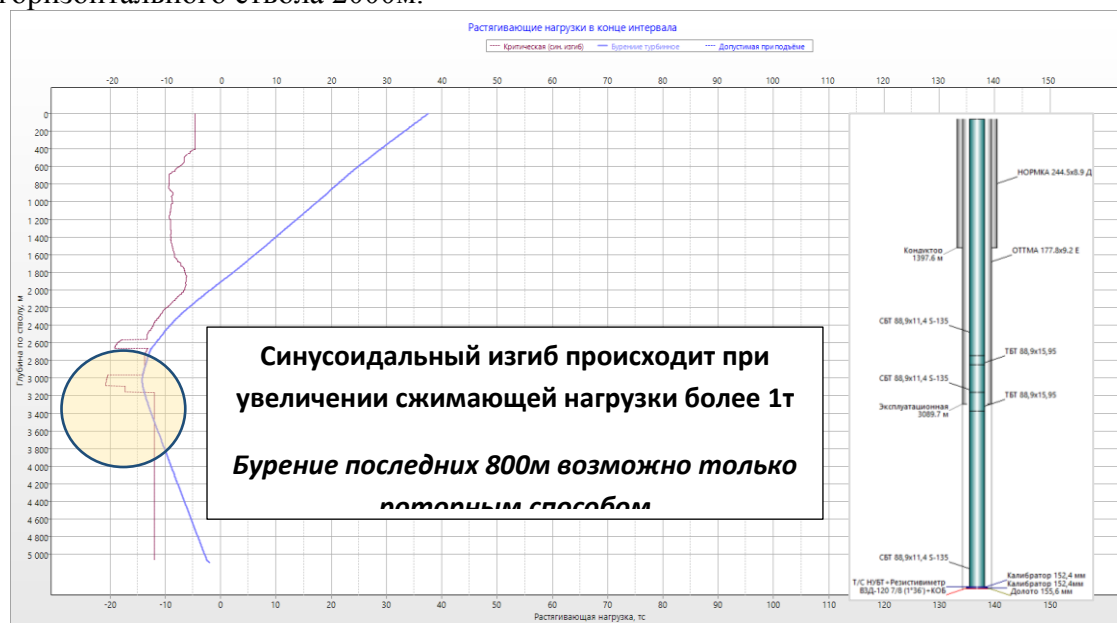


Рис. 5. Стандартная БК для бурения горизонтальной секции

На рисунке 6 представлен график сравнительного анализа скоростей проходки при бурении горизонтальных участков скважин разной длины на полимерном буровом растворе и РУО со стандартной КНБК (Долото+ВЗД+Т/С). Как мы видим горизонты длиной 1000м бурились практически с одинаковой скоростью в 20м/ч, а при бурении самого длинного горизонтального участка 2034м скорость составляла всего 11,5м/ч. Это связано с тем, что последние 300м доведение нагрузки ухудшалось и приходилось проводить мероприятия по очистке ствола скважины. Таким образом, для обеспечения наибольшей скорости проходки оптимальная длина горизонтального ствола составляет 1700м, что и было подтверждено на 6 скважине, она была пробурена со скоростью 21 м/ч, практически такой же, как и на самом коротком горизонте на данной кустовой площадке.

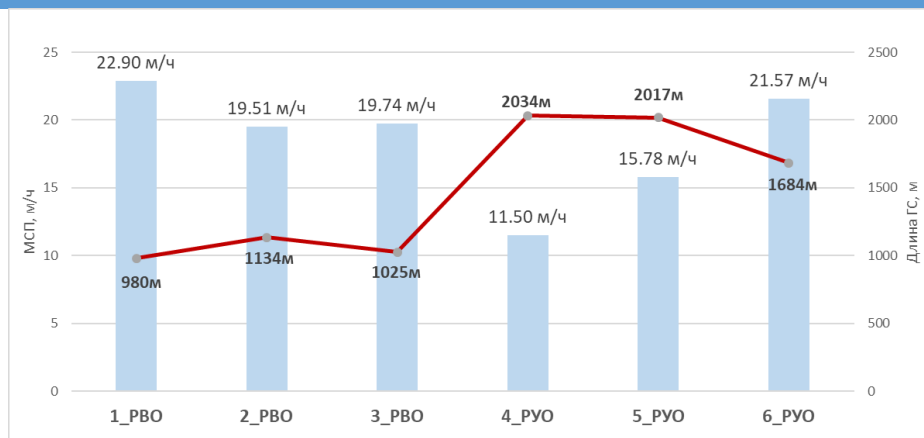


Рис. 6. График сравнительного анализа МСП

Заключение

Таким образом, с помощью установки стальных бурильных труб диаметром 102мм в зонах критического сжатия и применения РУО возможно достижение длины горизонтального участка 2000м, при этом оптимальной длиной, с точки зрения высокой МСП, является 1700 метровый горизонтальный ствол.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Липатов А.В., Ибятуллин И.М.* Применение комбинированных бурильных колонн для строительства горизонтальных участков скважин большой протяженности // Нефть.Газ.Инновации 2020. №1. С.48-51.
2. *Стрельцов А.В., Ибус Р.А., Грисюк П.В.* Положительный опыт применения растворов на углеводородной основе на лицензионных участках ПАО «Газпромнефть» [Электронный ресурс] // Бурение и нефть. Сентябрь 2020. – Режим доступа: <https://burneft.ru/archive/issues/2020-09/42>
3. *Трофимова Т.* Плюс в основе [Электронный ресурс] // Сибирская нефть. №147 декабрь 2017. – Режим доступа: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2017-december/1306551/>

ПОВЫШЕНИЕ СТОЙКОСТИ АЛМАЗНОГО ВООРУЖЕНИЯ ДОЛОТ PDC.

М.Недыхалов Р.М. Богомолов

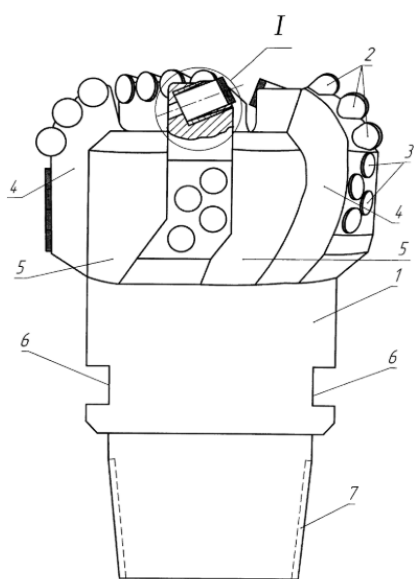
*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

В настоящее время существует огромное количество всевозможных моделей долот PDC, которые предназначены для бурения пород разных категорий твердости и абразивности. Однако все они подвергаются абразивному износу вооружения, хотя и в разных степенях. Основной проблемой является абразивный износ алмазного вооружения, что влечёт за собой снижение механической скорости бурения и общей проходки на долото. В совокупности это приводит к удорожанию строительства скважин и применению большего числа долот.

Существует ряд разработок, которые позволяют минимизировать затраты на бурение, а также сократить количество применяемых долот и увеличить проходку на долото.

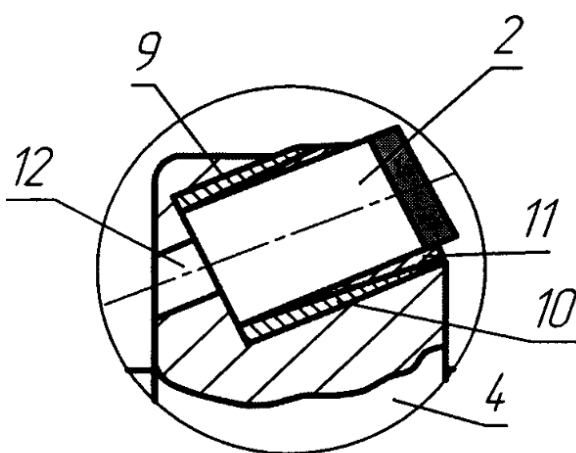
Известна разработка группы Российских изобретателей. [1] Они предложили оснащать долота извлекаемым вооружением, которое можно заменить непосредственно на буровой площадке.

Конструкция представляет собой набор из 2-х конических стопорных втулок - одной с наружной цилиндрической поверхностью, ответной стенке отверстия в лопасти, и внутренней конической поверхностью, симметричной оси отверстия, вершиной конуса обращенной в сторону его дна, и другой втулки с внутренней цилиндрической поверхностью, ответной поверхности основания резца PDC, и наружной конической поверхностью, симметричной оси отверстия, вершиной конуса обращенной в сторону его входа. В дне отверстия под резец PDC предусмотрено соосное сквозное отверстие в лопасти, меньшее по диаметру, для введения в него и удаления из отверстия, ремонтируемого или заменяемого резца PDC осевыми ударами или выпрессовыванием с помощью выколотки для обеспечения поворота изношенного участка и замены его на рабочей режущей кромке разворотом на нужный угол относительно оси или полной замены резца PDC на новый. Конструкция долота и стопорных втулок представлены на рисунках 1-3.



- 1 - алмазное долото со стальным корпусом,
- 2 - породоразрушающие резцы PDC,
- 3 - резцы PDC, защищающие диаметр долота от абразивного износа,
- 4 - лопасти для закрепления резцов 2 и 3;
- 5 - пазы для прохода промывочной жидкости,
- 6 - пазы для завинчивания-отвинчивания долота при его креплении,
- 7 - коническая резьба для крепления к бурильной колонне.

Рис.1 – конструкция долота



- 2 - резец PDC,
- 4 - лопасть долота,
- 9 - отверстие под резец 2 в лопасти 4;
- 10 - наружная коническая втулка,
- 11 - внутренняя коническая втулка,
- 12 - отверстие для выколотки или выпрессовки резца PDC.

Рис. 2 – конструкция стопорных втулок.

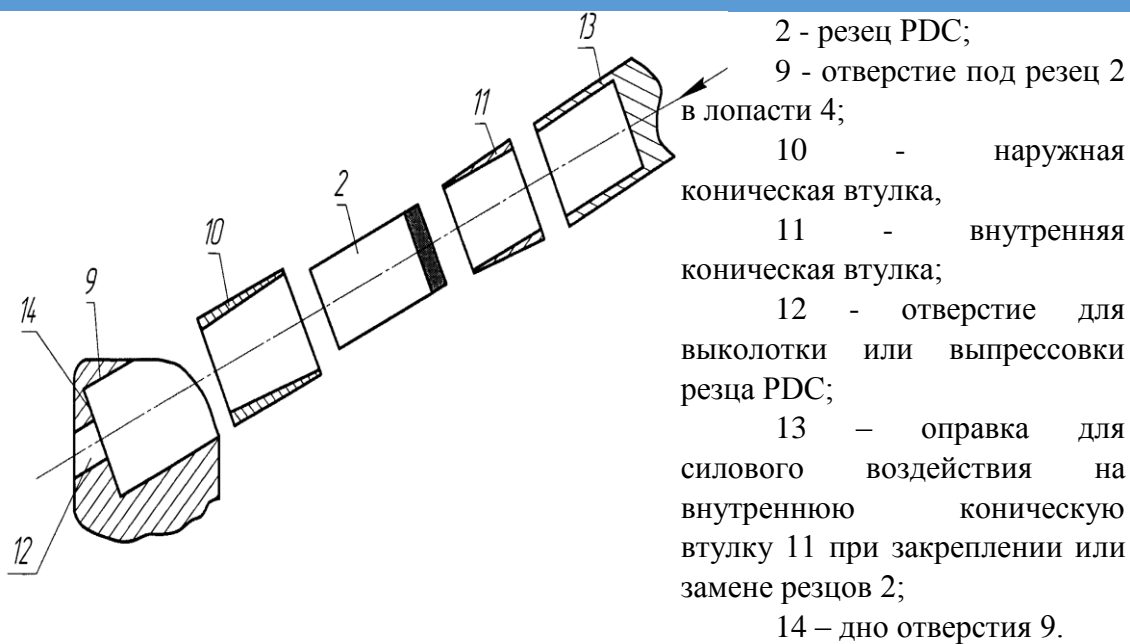


Рис. 3 – конструкция механического крепления

Применение данной разработки позволяет решить один из недостатков PDC долот – задействование до 40% площади резца. Благодаря этой разработке увеличивается срок эксплуатации долота, позволяя при этом использовать до 100% полезной площади резца.

Но у этого метода есть свой главный недостаток: чтобы повернуть резцы, необходимо осуществить СПО, при этом длина колонны может составлять несколько тысяч метров, что займёт много часов рабочего времени. Также затрат времени потребует поворот резцов или их замена.

Лишена ключевых недостатков ранее рассмотренного изобретения разработка дочерней компании Schlumberger Smith Bits. [2] Перед ними была поставлена задача увеличения МСП и времени бурения на одно долото. Результатом долгой работы стали вращающиеся резцы для долот PDC ONYX 360.

Учёные выяснили, что большая часть вооружения PDC-долота не подвержена разрушению, так как она неподвижно закреплена в матрице долота. При этом от 60 до 90% площади резца не используется. Для решения этой проблемы была реализована система вращения резца путём внедрения специальной втулки, которая обеспечивает одновременное вращение резца и удержание его в корпусе, которая в свою очередь внедряется в матрицу долота.

После создания опытного образца, начали производить лабораторные исследования для получения достоверной информации, что данная разработка действует. Итоги испытания приведены на слайде. Стандартный резец Premium после 90 воздействий показал существенный износ, в то время как вращающийся резец после 540 воздействий был подвержен лишь незначительному износу, что доказывает действенность разработки.

После лабораторных испытаний предстояло сравнить вставки в условиях пластов. Для испытаний был выбран пласт абразивных песчаников мощностью 548 метров. После бурения данного интервала учёны сравнили степень износа резцов: степень износа резцов премиум признали сильной, в то время как резцы ONYX 360 были в отличном состоянии.

Применить данную разработку впервые решили в Техасе на газодобывающих скважинах, где часто встречаются абразивные песчаники мощностью до 1524 метров. С помощью сравнения использованных долот, были определены самые нагруженные места долот, куда впоследствии были внедрены резцы ONYX 360. Наилучшим результатом стало непрерывное бурение секции в 476 метров, после чего для разрушения породы требовалось повышение момента.

После обработки полученной информации и сравнении с другими долотами, инженеры пришли к выводу, что при использовании долот PDC с резцами ONYX 360 МСП повысилась, в среднем, на 44%, также увеличилась проходка на долото на 57%.

В России данная технология применялась в 2018 году в ООО «Лукойл-Коми» на Кыртаельском нефтяном месторождении, где мощность абразивных пород достигает 500 метров, а средняя проходка на долото в редких случаях достигает 123 метра, а МСП не превышает 0.7 метров/час. Путём создания 3D модели долота и определения участков, подверженных большему износу, предстояло внедрить в эти зоны вращающиеся резцы ONYX 360. Также были использованы вставки стингер, что обеспечило применение всего 3 долот для бурения наиболее абразивного участка, в то время как на соседних скважинах для бурения подобного интервала требовалось применения 6 и более долот. Также наблюдалось повышение средней МСП на 40%.

Применение данной технологии позволило сократить время строительства скважины до 15 суток, в то время как по плану было заложено строительство за 20 суток.

На основании вышеизложенного, можно сделать вывод, что резцы ONYX 360 показывают прекрасные результаты при бурении абразивных участков большой мощности, позволяя экономить как время, так и средства при строительстве скважин. Но так как применение в России эта разработка нашла недавно, существует мало информации по поводу работы вращающейся части резцов на забое скважины. Также нет информации по поводу аварийности при применении таких резцов; имеется ли износ вращающейся части вставки или нет; бывали ли случаи заклинивания резцов, ведь даже при малейшем заклинивании на режущей части вооружения образуется хорда, препятствующая дальнейшему вращению вставки.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Богомолов Р.М., Киняев А.В., Крылов С.М., и др.*, «Алмазные долота с механическими креплениями резцов». Патент RU 2 536 901 С2.
2. Брошюра «ONYX 360. Вращающиеся резцы PDC». Smith Bits a Schlumberger Company.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА НАСЫЩЕННОСТИ ФИЛЬТРАТОМ БУРОВОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

В. И. Никитин, Д.Ф. Кубагушев, В.В. Кусуму

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

Джакарта, Индонезия

e-mail: nikitinv@list.ru

Фильтрационные процессы, протекающие в призабойной зоне продуктивного пласта при его первичном вскрытии, приводят к последствиям в процессе дальнейшей эксплуатации скважины. Таким образом, при вскрытии пластов с использованием буровых промывочных жидкостей на водной основе, проникновение фильтрата в пласт снижает эффективную пористость и, следовательно, проницаемость породы для нефти. Использование растворов на углеводородной основе частично решает данную проблему, но их использование имеет ряд ограничений и сопутствующих проблем в организации бурения скважин. Поэтому применение буровых промывочных жидкостей на водной основе широко распространено и подлежит тщательному исследованию. При проектировании буровой промывочной жидкости возможно оценить её воздействие на продуктивный пласт и на

ухудшение его коллекторских свойств. При этом значимыми параметрами является насыщенности фильтратом и радиус его проникновения в пласт [1]. Проведение экспериментов по определению воздействия фильтрата промывочной жидкости на пласт является трудоёмкой, а также не всегда выполнимой задачей в связи с необходимостью использования специализированного фильтрационного оборудования, а также с необходимостью наличия репрезентативного кернового материала [2]. Поэтому в данной работе осуществляется разработка методики по определению насыщенности призабойной зоны пласта фильтратом буровой промывочной жидкости в процессе первичного вскрытия.

Процесс взаимодействия фильтрата буровой промывочной жидкости с пластовым флюидом при первичном вскрытии продуктивного пласта достаточно хорошо описывается теорией двухфазной фильтрации [3]. Согласно данной теории взаимодействие водной и нефтяной фазы при совместной фильтрации можно описать функцией Баклея-Левретта в терминах «фильтрат-нефть»:

$$f = \frac{k_{\phi}}{k_{\phi} + \frac{\mu_{\phi}}{\mu_n} k_n}, \quad (1)$$

где $k_{\phi}, k_n, \mu_{\phi}, \mu_n$ - относительные фазовые проницаемости и вязкости для фильтрата и нефти соответственно.

Фронтальная насыщенность вычисляется по одной из следующих формул:

$$df'(S_{\text{фронт}}) = \frac{f(S_{\text{фронт}}) - f(S_0)}{S_{\text{фронт}} - S_0}, \quad (2)$$

или

$$\Phi = \frac{f(S_{\text{фронт}}) - f(S_0)}{S_{\text{фронт}} - S_0} \rightarrow \max, \quad (3)$$

где $S_{\text{фронт}}, S_0$ - фронтальная и начальная насыщенность водной фазой порового пространства пласта.

Средняя насыщенность вычисляется с учетом начальной насыщенности S_0 и значению производной от функции Баклея-Левретта при подстановке фронтальной насыщенности:

$$\bar{S} = S_0 + \frac{1}{df'(S_{\text{фронт}})} \quad (4)$$

При известном расходе и времени фильтрации можно рассчитать на какую глубину в радиальном направлении r_{ϕ} от стенки скважины распространился фильтрат со средней насыщенностью \bar{S} :

$$r_{\phi} = \sqrt{r_{\text{скв}}^2 + v_{\phi} At / \pi m h \bar{S}_{\phi}} - r_{\text{скв}},$$

где $r_{\text{скв}}$ - радиус скважины, v_{ϕ} - скорость фильтрации, A - площадь фильтрации, t - время фильтрации, m - пористость породы, h - толщина части пласта, участвующей в процессе фильтрации. Формула (5) применяется для вертикального бурения, но может быть адаптирована на случай горизонтального бурения.

Для реализации данной методики производятся расчеты последовательно от формулы (1), до формулы (5), где фронтальная насыщенность вычисляется по формуле (2) или (3). Важно отметить, что k_ϕ, k_n – относительные фазовые проницаемости, входящие в функцию Баклея-Леверетта (1) являются функциями от насыщенности фильтратом $k_\phi(S_\phi)$ и отражают изменение проницаемости с учетом динамики фильтрационного процесса. В связи с этим правильных их выбор или построение являются важной задачей, в значительной степени влияющей на результат расчёта. В качестве модельного случая авторами предлагается использование известной модели Чен-Чжун-Сян [3], описывающей взаимодействие водной и нефтяной фазы:

$$k_\phi = \begin{cases} 0, & \text{при } 0 \leq S_\phi \leq 0.2 \\ \left[\frac{(S_\phi - 0.2)}{0.8} \right]^{3.5}, & \text{при } 0.2 \leq S_\phi \leq 1 \end{cases}$$

$$(6) \quad k_n = \begin{cases} \left[\frac{(0.85 - S_\phi)}{0.85} \right]^{2.8} (1 + 2.4S_\phi), & \text{при } 0 \leq S_\phi \leq 0.85 \\ 0, & \text{при } 0.85 \leq S_\phi \leq 1 \end{cases}$$

При наличии экспериментальных данных могут быть использованы аппроксимирующие функции, непрерывно дифференцируемые на интервале изменения насыщенности. Выбор функций k_ϕ, k_n в большей степени влияет на реализацию уравнений (2) и (3), а именно на численное решение либо на существование локального максимума функции на интервалах соответствующих физически возможным значениям насыщенности. В связи с наличием операции дифференцирования в расчётах не рекомендуется использование полиномиальных методов аппроксимации. При дифференцировании полиномов значения производной также могут принимать неадекватные значения в связи с появлением физически необоснованных точек перегиба. Также в качестве альтернативы классической формуле (1) может быть рекомендован её аналог с учётом капиллярного давления [4]. v_ϕ – скорость фильтрации, может быть выбрана из лабораторных исследований при условиях, подобных пластовым или из анализа динамики проникновения фильтрата буровых промывочных систем на водной основе в пласт [5, 6].

На основании теории двухфазной фильтрации для определения насыщенности в задачах заводнения пластов разработана методика по определению фронтальной и средней насыщенности фильтратом буровой промывочной жидкости призабойной зоны пласта. Результаты применения данных расчетных методик могут быть рекомендованы к применению для расчёта насыщенности и глубины проникновения фильтрата в пласт. Данные показатели могут быть использованы для оценки степени снижения фильтрационно-емкостных свойств пласта в процессе первичного вскрытия [1].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Никитин, В.И.* Применение расчетного критерия для выбора жидкости вскрытия продуктивного пласта / В.И. Никитин, В.В. Живаева, О.А. Нечаева // Нефть. Газ. Новации. – 2018. -№6. – С. 48-50.
2. *Никитин, В.И.* Определение остаточной насыщенности фильтратом буровой промывочной жидкости призабойной зоны пласта / В.И. Никитин, С.Ю. Милькова, Д.Ю.

Мясников // Булатовские чтения: материалы IV Международной научно-практической конференции, Том 3 - 2020.-с. 261-263.

3. *Савенок, О.В.* Разработка нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие/ О.В. Савенок, А.А. Ладенко.-Краснодар: Изд. ФГБОУ «КубГТУ», 2019.-275 С.

4. *Живаева, В.В.* Влияние капиллярного давления на разделе фаз фильтрат-нефть на восстановление проницаемости призабойной зоны/ Живаева В. В., Никитин В. И. Нечаева, О. А. Камаева Е. А. // Бурение в осложнённых условиях: III Международная научно-практическая конференция 8-9 ноября 2018 г.: Тезисы докладов. Санкт-Петербургский горный университет. СПб, 2018 С.89-91.

5. *Никитин, В.И.* Изучение скорости фильтрации буровых растворов при лабораторных исследованиях / В.И. Никитин, С.Ю. Милькова, В. Бель Амур Оссиала // Ашировские чтения: Сб.трудов Международной научно-практической конференции – Самара: Самар.гос.техн.ун-т, 2017. – С.134

6. *Никитин, В.И.* Динамика проникновения фильтрата буровых промывочных систем на водной основе в пласт / В.И. Никитин, В.В. Живаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. –№11.– С. 40-42.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА И МЕТОДЫ ИХ ЛИКВИДАЦИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

¹*К.А.Шиповский, ¹В.С.Циркова, ¹М.Е. Коваль, ²Е.Ю.Пилипец, ²Д.Д.Крепостнов*

¹*ООО «СамараНИПИнефть»*

²*ПАО НК «Роснефть»*

Самара, Россия

ShipovskiyKA@samnipi.rosneft.ru

Trend of territorial distribution of the lost circulation areas and methods for lost circulation control at the Samara region fields

Ключевые слова: бурение, поглощение бурового раствора, рифовые формации, тектонические элементы, Камско-Кинельская система прогибов

Key words: well drilling, absorption of drilling fluid, drilling mud, reef formations, tectonic elements

Аннотация

В статье представлены результаты исследований причин поглощений бурового раствора в верхнем девоне, нижнем и среднем карбоне, пермских и неогеновых отложениях на месторождениях Самарской области. Установлены закономерности территориального распространения зон полных и катастрофических поглощений в пределах границ Камско-Кинельской системы прогибов и тектонических элементов Самарской области, представлены типовые классификационные признаки данных осложнений.

Отмечается, что полные и катастрофические поглощения в верхнем девоне, турнейском и серпуховском ярусах нижнего карбона приурочены к бортовым зонам Камско-Кинельской системы прогибов, а в отдельных случаях к её шельфовой и осевой зоне. Природа полных (катастрофических) поглощений в верхнем девоне и нижнем карбоне связана с карбонатными породами рифовых отложений трещиновато-кавернозного типа, а в

серпуховском ярусе с размывом карбонатных пород кавернозно-трещиноватого типа протвинского и стешевского горизонтов.

Показано, что основные зоны полных поглощений в пермских отложениях приурочены к положительным тектоническим элементам: Жигулевско-Пугачевскому, Южно-Татарскому сводам и Сокской седловине. В пермских отложениях поглощения связаны с неполными стратиграфическими разрезами из-за длительных перерывов в осадконакоплении и размывов отложений руслами палеорек донеогенового периода.

Результаты исследований показывают, что системный анализ и обобщение промысловой геолого-технической информации позволяет определить природу поглощений бурового раствора, спрогнозировать зоны возможных осложнений, разработать эффективные мероприятия по их своевременному предупреждению и ликвидации в процессе строительства скважин с целью снижения стоимости буровых работ на месторождениях Самарской области.

Abstract

The article presents the results of studies of the causes of drilling mud lost circulation in the upper Devonian, lower and middle Carboniferous, Permian and Neogene deposits at the fields of the Samara region. The trends of territorial distribution of zones of total lost circulation within the boundaries of the Kama-Kinel downwrap system and tectonic elements of the Samara region are established. Typical classification features of these complications are presented.

It is noted that total lost circulation in the upper Devonian, Tournaisian and Serpukhov stages of the Lower Carboniferous are confined to the flanks of the Kama-Kinel downwrap system, and in some cases to the shelf and axial zone of the Kama-Kinel downwrap system. The nature of total lost circulations in the upper Devonian and Lower Carboniferous is associated with carbonate rocks of the fractured-cavernous type of reef deposits, and in the Serpukhov layer with the erosion of carbonate rocks of the cavernous-fractured type of the Protvinsky and Steshevsky horizons.

It is shown that the main zones of the complete lost circulation in Permian sediments are associated with positive tectonic elements: the Zhigulevsko-Pugachevsky and Yuzhno-Tatarsky vaults and the Soka upfold. In Permian sediments, lost circulation is associated with incomplete stratigraphic sections due to long interruptions in sedimentation and erosion of sediments by paleo-river beds of the pre-Neogene period.

The results of research show that the system analysis and generalization of field geological and technical information allows to determine the nature of drilling mud lost circulation, predict areas of possible complications, and develop effective measures for their timely prevention and elimination during well construction in order to reduce the cost of drilling operations at the Samara region fields.

Результаты исследований приуроченности зон поглощений бурового раствора при строительстве скважин на месторождениях Самарской области к различным типам геологических разрезов и тектоническим элементам Волго-Уральской нефтегазоносной провинции позволили сформировать общую картину территориального распределения данных осложнений, классифицировать их по характерным признакам.

Зоны поглощений различной интенсивности отмечаются практически по всему геологическому разрезу: в девонской, каменноугольной (карбон), пермской и неогеновой системах. При бурении скважин наиболее проблемными являются отложения верхнего девона и нижнего карбона, так как на них приходится примерно 41% случаев полных и катастрофических поглощений по данному разрезу.

Территориальное распределение зон поглощений в верхнем девоне и нижнем карбоне в привязке к элементам Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП), представлено на рисунке 1.

Распределение зон поглощений в верхне-франских, фаменских и турнейских отложениях по границам ККСП и тектоническим элементам Самарской области

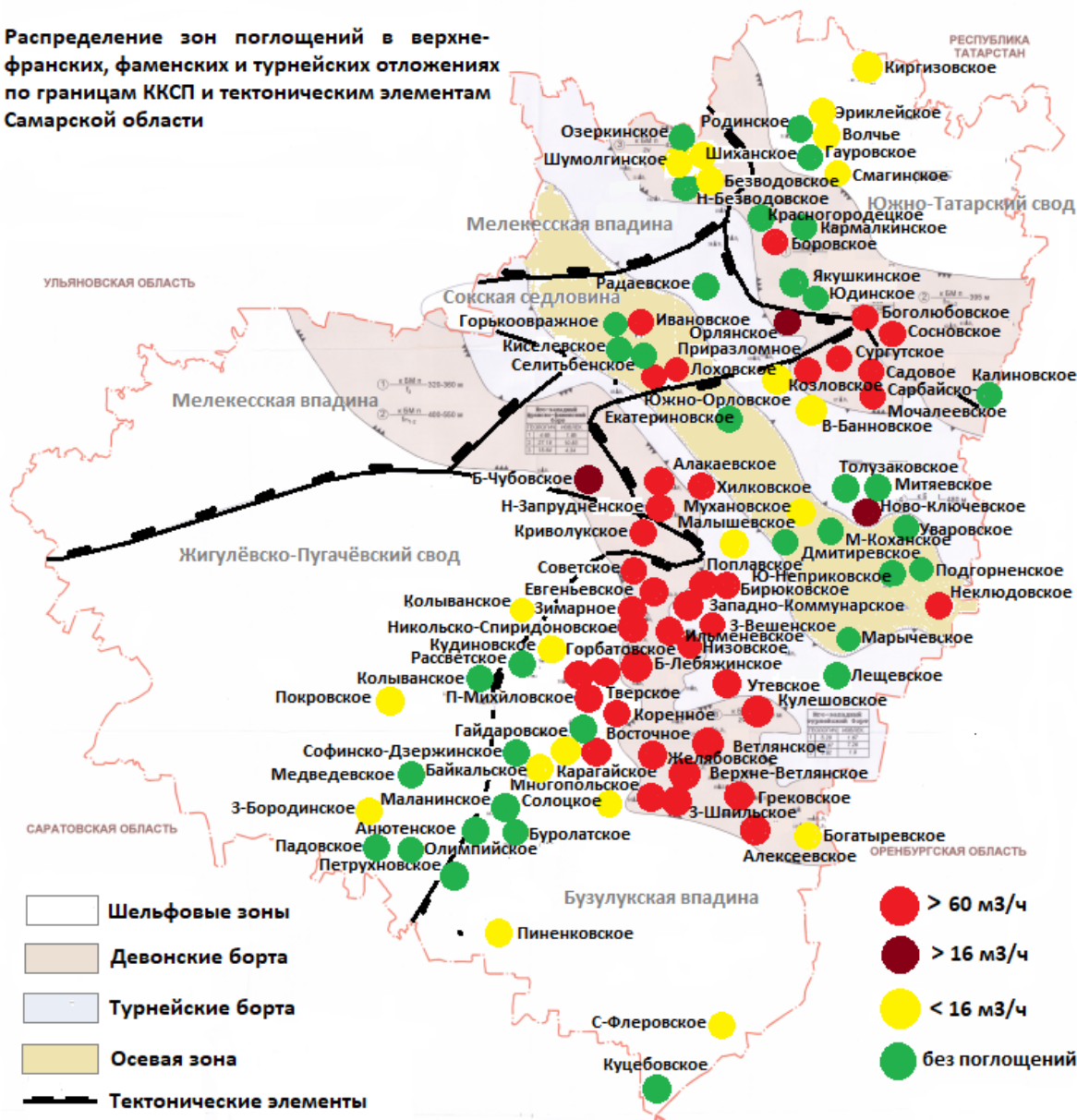
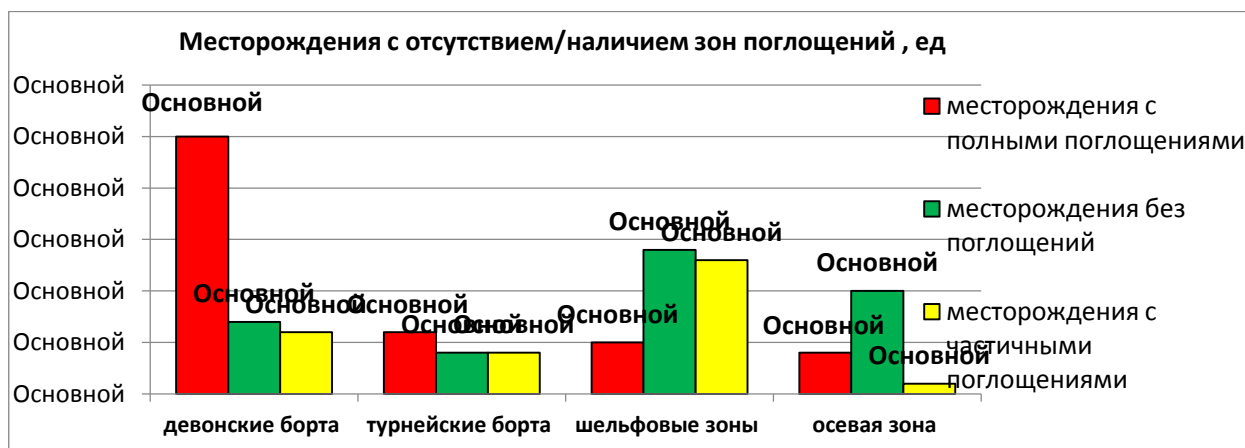


Рис.1 – Территориальное распределение зон поглощений по интенсивности в привязке к элементам ККСП ($D_3^{f3} + D_3^{fm} + C_1^t$)

Зоны полных и катастрофических поглощений в карбонатных отложениях верхнего девона и нижнего карбона по месторождениям в ККСП распределяются следующим образом: в девонских бортах - 62% (25 месторождений); в турнейских бортах - 15% (6 месторождений); в шельфовых зонах - 13% (5 месторождений); в осевой зоне - 10% (4 месторождения).

Закономерность территориального распределения зон поглощений различной интенсивности в верхнем девоне и нижнем карбоне по 99 месторождениям, приведена на гистограмме 1.



По результатам выполненных исследований установлено, что полные и катастрофические поглощения в верхне-франских, фаменских и турнейских карбонатных отложениях приурочены к рифогенным формациям, которые характеризуются трещиноватым и кавернозным строением [1,2].

Ликвидация полных и катастрофических поглощений в рифовых отложениях требует сложных и дорогостоящих технических решений. Применяется тяжёлая конструкция скважины с удлиненными техническими и эксплуатационными колоннами. Башмаки устанавливаются максимально близко к зоне возможного поглощения бурового раствора. Вскрытие интервала осложнения происходит на роторной КНБК с минимальной производительностью бурового насоса, применением комплекса типовых проектных решений, таких как, закачка вязкоупругих смесей (ВУС), установка цементных мостов (ЦМ), оборудования для локального крепления скважин (ОЛКС), исходя из фактической интенсивности зоны поглощения.

Следующие проблемные геологические разрезы приурочены к серпуховско-окским, башкирским, московским отложениям каменноугольной системы (карбон). Основную проблему при бурении представляют карбонатные серпуховско-окские отложения. На эти интервалы приходится примерно 35% случаев полных и катастрофических поглощений бурового раствора от общего количества поглощений по данной части разреза.

Формирования серпуховских отложений происходило на существовавший палеорифовый рельеф ККСП в условиях мелководного эпиконтинентального моря с частыми колебаниями морского дна вплоть до выхода его на дневную поверхность, что приводило к размыванию, выщелачиванию и выветриванию серпуховских отложений. Стешевский и протвинский горизонты серпуховского яруса – региональные зоны поглощения бурового раствора в серпуховском ярусе (по данным анализа бурения скважин и результатам промысловых ГИС).

Территориальное распределение зон поглощений в серпуховско-окских отложениях в границах ККСП, представлено на рисунке 2.

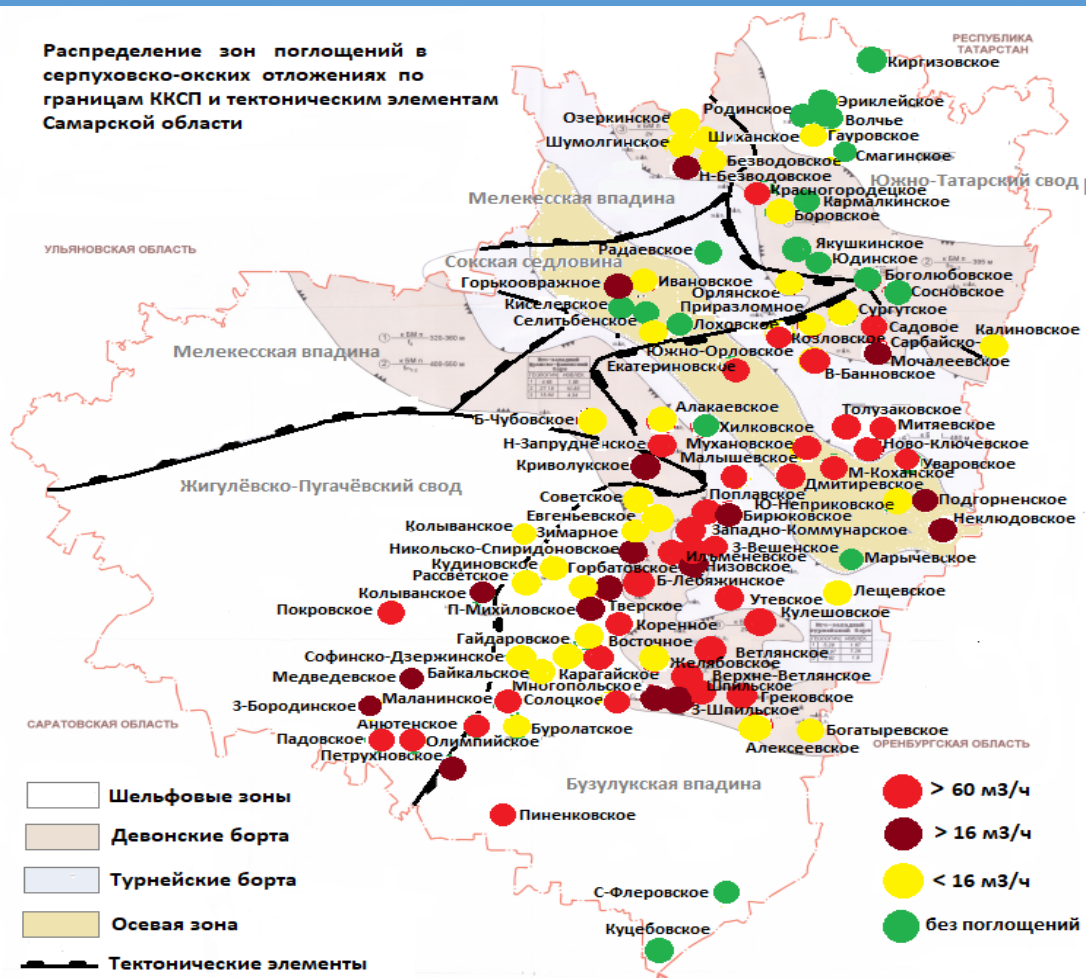
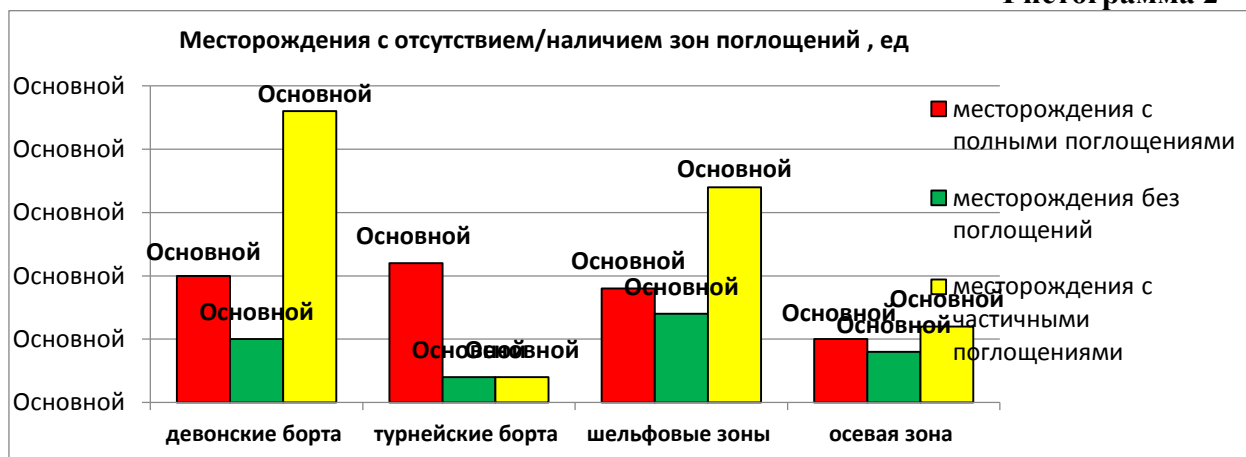


Рис. 2 – Территориальное распределение зон поглощений в серпуховско-окских отложениях в границах ККСИ Самарской области ($C_1^{ok} + C_1^s$)

Зоны полных и катастрофических поглощений в серпуховско-окских карбонатных отложениях по месторождениям в границах ККСИ распределяются следующим образом: в девонских бортах - 28% (10 месторождений); в турнейских бортах - 32% (11 месторождений); в шельфовых зонах - 26% (9 месторождений); в осевой зоне - 14% (5 месторождения).

Закономерность территориального распределения зон поглощений различной интенсивности в серпуховско-окских отложениях по 101 месторождению, приведена на гистограмме 2.

Гистограмма 2



Практика бурения скважин показывает, что при своевременном выполнении мероприятий по предупреждению поглощений в серпуховском ярусе (снижение ЭЦП, ввод кольматантов по циклу), возможно бурение данного интервала с минимальными затратами и без сложных и дорогостоящих технологических мероприятий. Исключение составляют ряд месторождений и отдельных куполов, бурение на которых невозможно без комплекса работ по изоляции проницаемых пластов-коллекторов за счёт установки цементных мостов, профильных перекрывателей ОЛКС.

Геологический разрез в пермских, неогеновых и четвертичных отложениях также представляет определенную проблему при проводке ствола скважины. На полные поглощения в пермских и неогеновых отложениях приходится примерно 36% от общего количества случаев аналогичных осложнений в данном разрезе.

Территориальное распределение зон поглощений в верхнепермских, неогеновых и четвертичных отложениях в привязке к типовым геологическим разрезам и тектоническим элементам Самарской области, представлено на рисунке 3.

Распределение зон поглощений по типовым разрезам (I-V) верхнепермских отложений, включая неогеновые и четвертичные отложения



Рис. 3 – Территориальное распределение зон поглощений по интенсивности в привязке к тектоническим элементам ($P_2 + P_3 + N + Q$)

Зоны полных и катастрофических поглощений в пермских и неогеновых отложениях по месторождениям в границах региональных тектонических элементах распределяются следующим образом: на Жигулевско-Пугачевском своде - 23% (7 месторождений); в Бузулукской впадине - 30% (9 месторождений); на Сокской седловине - 20% (6 месторождений); на Южно-Татарском своде - 27% (8 месторождений), в Мелекесской впадине - отсутствуют.

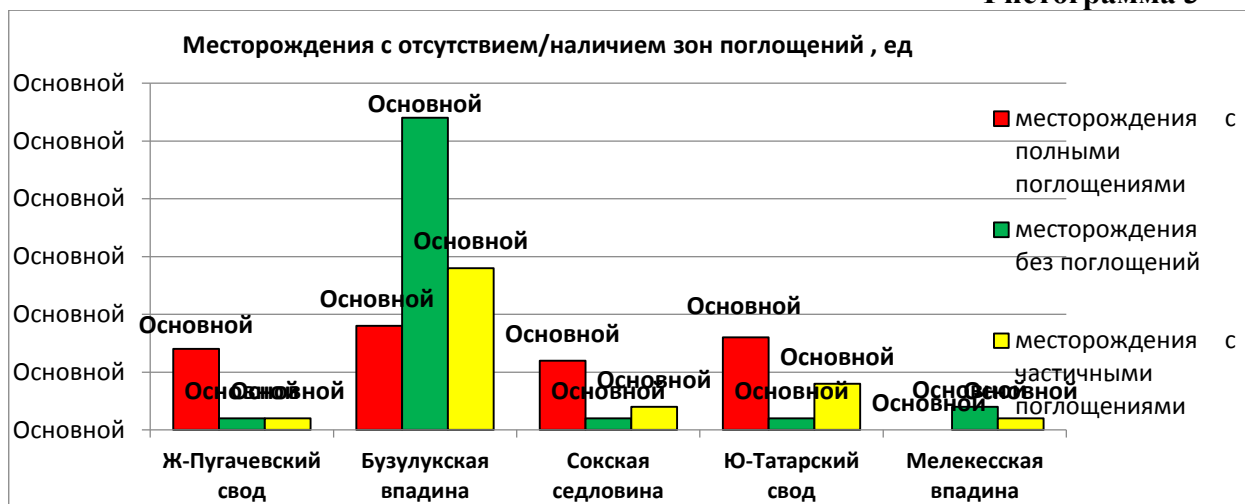
Анализ территориального распределения зон поглощений показывает, что максимальное количество случаев осложнений различной интенсивности приходится на территории положительных тектонических элементов: Жигулевско-Пугачевский, Южно-Татарский свод и Сокскую седловину. Минимальное количество случаев поглощений различной интенсивности приходится на месторождения, расположенные в центральной части Бузулукской впадины (тектоническая депрессия).

Причины такого распределения полных поглощений в пермских отложениях на Жигулевско-Пугачевском, Южно-Татарском своде, Сокской седловине – неполнота их геологического разреза, связанная с многочисленными перерывами в осадконакоплении и глубокими размывами верхней, средней и частично нижней перми руслами рек донеогенового возраста.

На примере исследования осложнений на Покровском месторождении, расположенном на вершине Жигулевско-Пугачевского свода установлено, что зоны поглощений связаны с границами размывов отложений различных геологических возрастов, региональными водонасыщенными пластами-коллекторами. Например, поглощают ассельские, артинско-сакмарские, казанские отложения, разрушенные в щебень и доломитовую муку донеогеновыми врезами, русел палео-рек. Данные горизонты сложены кавернозно-трещиноватыми карбонатами и по мнению ряда исследователей, представляют собой пласты с плитчатой структурой, которые формируют систему субгоризонтальных открытых трещин, переходящую в суперколлекторы (суперпроводники), обеспечивающую пути фильтраций пластовых флюидов [3].

Закономерность территориального распределения зон поглощений различной интенсивности в пермских, неогеновых и четвертичных отложениях по 84 месторождениям, приведены на гистограмме 3.

Гистограмма 3



Многолетний опыт бурения различных скважин в пермских, неогеновых и четвертичных отложениях показывает, что тратить ресурсы на борьбу с полными поглощениями в данных интервалах с применением, например, цементных мостов, представляется не всегда целесообразным. Основное эффективное решение - бурение с максимально возможной скоростью проходки без выхода циркуляции до проектных глубин, спуск и цементирование обсадной колонны (ОК) для изоляции проницаемого пласта-коллектора.

Основные методы ликвидации поглощений различной интенсивности в девонской, каменноугольной (карбон), пермской и неогеновой системах представлены в таблице 1.

Таблица 1

Отдел, ярус, горизонт	Интенсивность м ³ /ч	Метод ликвидации поглощений					Снижение ЭЦП
		ОК	ОЛКС	ЦМ	ВУ С	Кольман- танты	
$D_3^{f3} + D_3^{fm} + C_1^t$	<16	-	-	-	+	+	+
	>16	-	-	+	+	+	+
	>60	-	+	+	+	+	+
$C_1^{ok} + C_1^s + C_2^b$	<16	-	-	-	+	+	+
	>16	-	-	+	+	+	+
	>60	-	+	+	+	+	+
$P_1 + P_2 + P_3 + N + Q$	<16	-	-	-	+	+	+
	>16	-	-	+	+	+	+
	>60	+	-	+	+	+	+

Обобщая вышеизложенную геолого-техническую информацию, представляется, что зоны поглощений на месторождениях Самарской области, имеют следующие типовые классификационные признаки:

I. Карбонатные породы рифовых отложений трещиновато-кавернозного типа с интенсивностью поглощения более 60 м³/ч.

II. Карбонатные породы кавернозно-трещиноватого типа в зонах размывов и интервалах перерывов в осадконакоплении с интенсивностью поглощения примерно 16 - 60 м³/ч;

III. Карбонатно-терригенные породы трещиновато-порового типа с интенсивностью поглощений до 16 м³/ч.

Разрез осадочного чехла платформы Самарской области с указанием типовых проницаемых зон представлен на рисунке 4.

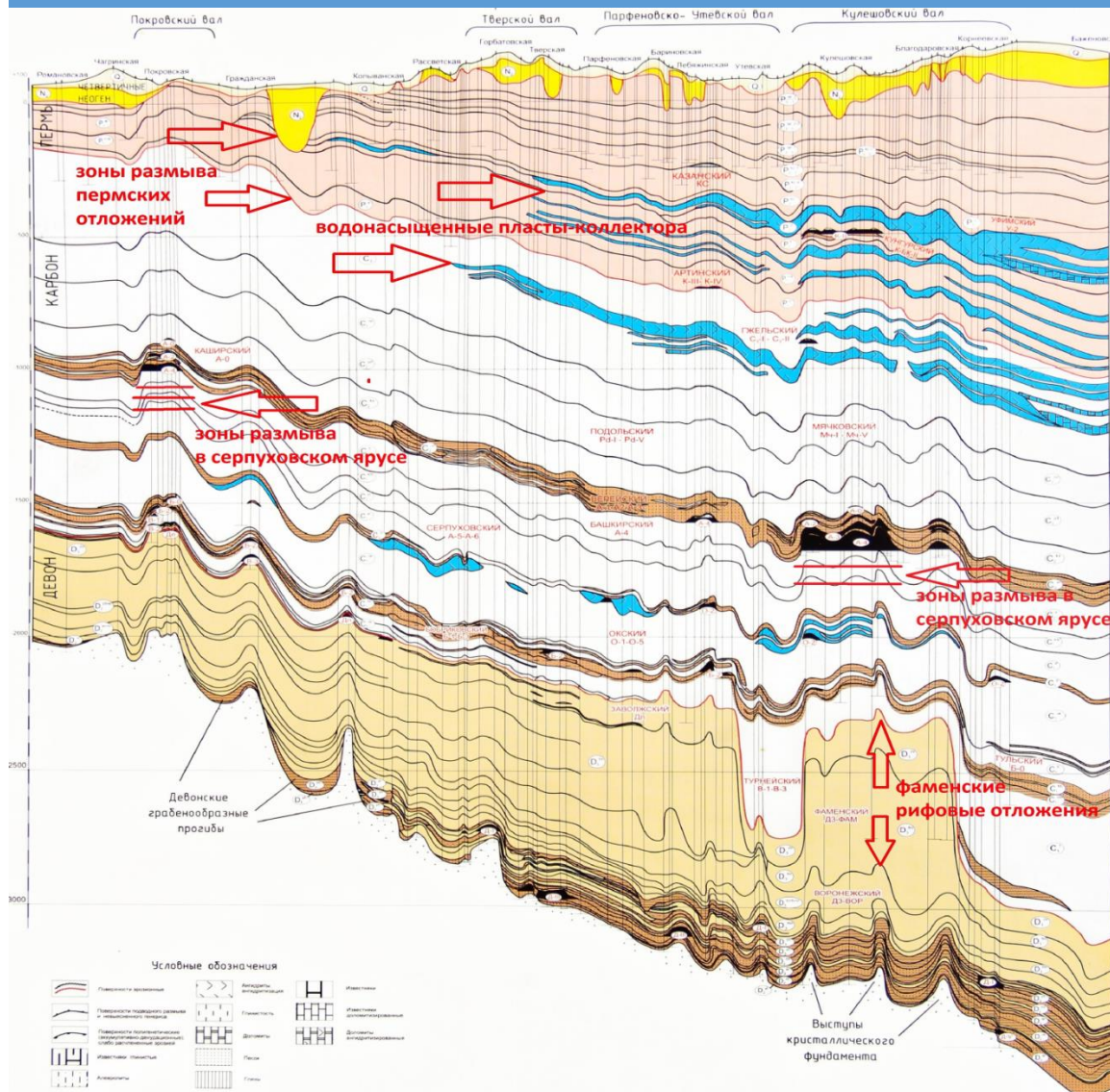


Рис. 4 – Разрез осадочного чехла платформы Самарской области с типовыми зонами поглощений бурового раствора

Учитывая природу типовых зон поглощений на месторождениях Самарской области при проектировании и инженерных расчётах градиентов гидроразрыва пластов-коллекторов может применяться формула [4,5], рекомендуемая для горных пород с развитой системой неспаянных трещин:

$$G_{гр} = (P_{пл}/H_{пл}) \cdot (1 - \lambda) + 10^{-5} \cdot \lambda \cdot \rho_{экл}, \quad (1)$$

где $\rho_{экл}$ – эквивалентная плотность бурового раствора при поглощении, кг/м³.

Коэффициент бокового распора массива горных пород λ определяется по формуле:

$$\lambda = \frac{\mu}{(\mu - 1)},$$

где μ - коэффициент Пуассона.

Установление закономерностей территориального распределения зон поглощений различной интенсивности, анализ применяемых методов их ликвидации, позволяет повысить эффективность прогнозирования возможных интервалов осложнений при проектировании строительства скважин, разработать эффективные мероприятия по их предупреждению и своевременной ликвидации.

Выводы

1. Установлены закономерности территориального распространения зон поглощений и их интенсивности в пределах границ ККСП и тектонических элементов Самарской области.
2. Установлено, что основные полные (катастрофические) поглощения в верхнем девоне, турнейском и серпуховском ярусах нижнего карбона приурочены к бортовым зонам ККСП, в отдельных случаях к шельфовой и осевой зоне ККСП.
3. Полные (катастрофические) поглощения в верхнем девоне и нижнем карбоне связаны с карбонатными породами рифовых отложений трещиновато-кавернозного типа.
4. Полные (катастрофические) поглощения в серпуховском ярусе связаны с зонами размывов карбонатных пород кавернозно-трещиноватого типа противнско-и стешевского горизонтов.
5. Установлено, что основные зоны полных поглощений в пермских отложениях приурочены к положительным тектоническим элементам: Жигулевско-Пугачевскому, Южно-Татарскому сводам и Сокской седловине.
6. Причина полных поглощений в пермских отложениях – неполные стратиграфические разрезы из-за длительных перерывов в осадконакоплении и глубоких размывов руслами палео-рек.
7. Мероприятия по предупреждению поглощений рекомендуется разрабатывать исходя из территориального расположения проектируемой скважины в границах ККСП и тектонических элементов, возрастной приуроченности зон поглощений и их прогнозируемой интенсивности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Василистова В.Е., Суриков Е.Я.* "Верхне-франскотурнейские рифогенные формации территории Самарской области и их нефтеносность". ВОИГиРГИ, 2007г. Инв. 3998.
2. *Суриков Е.Я., Василистова В.Е., Коваленко Л.Д., Семенова Е.Г., Светлова С.Ю.* Карта рифогенных формаций верхнефранско-турнейского карбонатного комплекса Самарской области, ВОИГиРГИ, Самара, 2007.
3. *Жабреев И.П., Политыкина М.А., Участкин Ю.В.* Суперколлекторы Оренбургского газоконденсатного месторождения. «Геология нефти и газа», 1979. - №3.- С.20-28.
4. *Eaton B. A.* Fracture Gradient Projection and Its Application in Oilfield Operation //J. Pet. Tech, Oct. 1969.
5. *Сельващук Ф.П., Бондаренко А.П., Ульянов М.Г.* Прогнозирование градиента давления открытия поглощений при бурении скважин на месторождениях Восточной Украины//Газовая промышленность. — М.: ВНИЭЭгазпром, 1981. - Вып. 5. (Бурение газовых и газоконденсатных скважин).
6. *Шиповский К.А.* Отчёты по авторскому надзору за строительством эксплуатационных, поисковых и разведочных скважин на территории Самарской области // ООО «СамараНИПИнефть». Самара, 2009-2018.
7. *Шиповский К.А., Циркова В.С., Коваль М.Е.* Прогнозирование полных и катастрофических поглощений при бурении скважин на месторождениях Камско-Кинельской системы прогибов в Самарской области. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2018. - №3. - С.14-19.
8. *Шиповский К.А., Циркова В.С., Коваль М.Е.* Прогнозирования и предупреждения поглощений в серпуховском ярусе при бурении скважин на месторождениях Самарской области. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2019. - №09. - С.35-40.
9. *Шиповский К.А., Циркова В.С., Коваль М.Е., Пилипец Е.Ю., Крепостнов Д.Д.* Повышение эффективности прогнозирования зон поглощений в неогеновых и пермских

отложениях на месторождениях Самарской области. Нефтяное хозяйство. – 2020. - №5. – С.52-55.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗРУШЕНИЯ ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРИАЛА ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ КОРРОЗИОННО-АКТИВНЫХ АГЕНТОВ

Д.Р.Камаев, В.В.Живаева, Д.Н.Цивинский

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
bngssamgtu@mail.ru*

Аннотация

Появление в межколонном пространстве флюида со значительным содержанием коррозионно-активных компонентов (H_2S и CO_2) вызвано негерметичностью заколонного пространства и приводит к коррозионному разрушению обсадных труб, тампонажного материала, т.е. создается экологическая угроза, которая проявляется в загрязнении вышележащих пластов с питьевой и технической водой и устьевых выделениях сероводорода.

Основная задача - подобрать рациональную технологию изоляции сероводородсодержащих пластов, включающую способ доставки, и гидродинамические условия движения суспензии в заколонном пространстве, и, главное, состав и свойства тампонажного материала.

Ключевые слова: тампонажный материал, коррозионно-активный агент, воздействие сероводорода, пористость, проницаемость.

Введение

К наиболее важным факторам, определяющим выбор тампонажных материалов можно отнести температуру, перепад давлений и концентрации активных флюидов эксплуатируемой скважины.

Портландцемент является сложной физико-химической структурой с широким диапазоном размера частиц, что безусловно важно при моделировании состава и свойств будущего тампонажного камня.

Химическая формула цемента обычно выражается в виде суммы оксидов: трехкальциевого силиката Ca_3SiO_5 , выраженного как $3CaO \cdot SiO_2$ или C_3S (Алит), двухкальциевого силиката C_2S (Белит). В составе присутствуют алюминатная фаза C_3A , ферритная фаза и другие составляющие. Все оксиды реакционноспособны и вступают в реакцию с кислыми агентами – сероводородом, углекислотой.

Физико-механические характеристики сформированного тампонажного камня определяют, в какой степени и за какой период в условиях эксплуатирующейся скважины произойдет диффузионное проникновение в него коррозионно-активного флюида и начнется его разрушение.

Основными изменяющимися величинами, которые могут быть определены с высокой степенью точности на стадии проектирования тампонажного состава являются: абсолютная и фазовая проницаемости, доля свободного поперечного сечения пор, свободная поверхность, приходящаяся на единицу объема и рассчитанная скорость химической реакции.

Эти величины находятся в прямой зависимости от седиментационной устойчивости и степени фильтрации тампонажных суспензий.

Когда тампонажный камень взаимодействует с сероводородом, растворенном в пластовой воде, поражение камня протекает послойно. Сероводород, диффундируя вглубь

цементного камня, вступает в химическую реакцию с растворенной гидроокисью кальция. В результате химических реакций поровая жидкость обедняется щелочью, что приводит к нарушению термодинамического равновесия между твердой и жидкой фазами цементного камня. Продукты твердения продолжают растворяться и гидратировать с выделением свободной гидроокиси кальция. Прежде всего разрушается твердая фаза, представленная кристаллическим гидратом окиси кальция, высокоосновными алюминатами, гидросиликатом и гидроферритом кальция.

Нерастворимая часть цементного камня, химически инертная по отношению к сероводороду, образует буферную зону. Она представлена продуктами разложения гидратных фаз в виде гелей SiO_2 и $\text{Al}(\text{OH})_3$ и продуктами коррозии в твердой (CaS , FeS) и жидкой фазе, является более проницаемой, чем исходный камень, т.к. реакционноспособная часть цементного камня в процессе гидролиза и растворения перешла в раствор, а затем в виде хорошо растворимых продуктов коррозии - $\text{Ca}(\text{HS})$ - в окружающую среду.

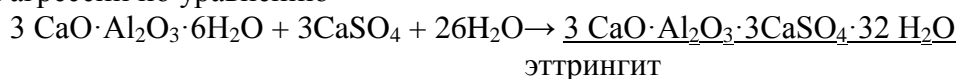
При $\text{pH} > 11$ основным продуктом взаимодействия сероводорода с гидроксидом кальция является малорастворимый сульфид кальция. По мере убывания из раствора $\text{Ca}(\text{OH})_2$ нарушается равновесие между твердой и жидкой фазами, что вызывает растворение и гидролиз составляющих тампонажного камня. В результате гидролиза в раствор вступают новые порции $\text{Ca}(\text{OH})_2$, которые связываются растворенным сероводородом. Накапливаемые в порах цементного камня сульфиды кальция вызывают в нем внутренние напряжения и последующую деструкцию. Такой вид коррозии характерен для тампонажного материала, камень на основе которого представлен свободным гидроксидом кальция, высокоосновными гидросиликатами и гидроалюминатами кальция, равновесная pH которых больше 12.

Причиной разрушения цемента является образование "цементной бациллы" этtringита и связанные с этим объемные деформации, которые особо опасны в уже затвердевшем цементном камне. Этtringит образует с сероводородом гипс, который имеет низкую сульфидостойкость.

Схема процесса межфазовых переходов:



Объемное расширение опасно, когда оно происходит в уже затвердевшем цементном камне. Дело в том, что этtringит может образовываться из продуктов гидратации C_3A в результате сульфатной агрессии по уравнению



При этом наблюдается 4-6 кратное увеличение объема, что в затвердевшем камне приводит к возникновению напряжения, нарушению и разрушению структуры.

Одним из показателей разрушения цементного камня является также диспергирование частиц цемента и сформированных глобул, что приводит к увеличению порового пространства и механическому разрушению структуры.

Для изучения кинетики структурообразования был применен метод микроскопического исследования цементных камней:

Все микроскопические исследования проводились на тонких шлифах, изготовленных из затвердевших составов, в проходящем поляризованном и отраженном свете при четырехсоткратном увеличении. В полированных шлифах наблюдалось распределение и взаимосвязь составляющих, отдельные кристаллы новообразований, возможно определить их размеры, оценить пористость и трещиноватость, состояние поверхности.

Одним из важнейших структурных параметров цементного камня, определяющих его способность к фильтрации, является характер строения порового пространств. Визуально при помощи микрофотографического анализа можно отметить, что в процессе контакта с сероводородом, тело цементного камня разрушается, что подтверждается

изменением размера и конфигурации пор, увеличением пористости, наличием элементов растворения в порах, образованием трещин и каналов. Пористость, размеры и конфигурация пор в эталонных образцах варьируются в пределах 2-10%. Значения пористости и размеры пор эталонных образцов и образцов десятисуточного и девятемсячного хранения в сероводороде варьируются в пределах 5-12%.

Диаграммы изменения пористости и размера пор находятся в диапазоне 2-15% (для пористости) и 0,25-8 мкм (для размера пор) соответственно.

10. Пределы изменения пористости для сформировавшейся структуры различного состава составляют 2-10%. Преобладают капиллярные сферические поры размером 0,01-2 мкм на фоне непроницаемой матрицы. Сформировавшаяся структура цементного камня под микроскопом выглядит как тонкозернистая масса, состоящая из кристаллов размером от 0,005 мм до 0,1 мм, неопределенной формы, склонных к образованию скоплений и варьирующих по уровню затемненности. В отраженном свете препараты характеризуют рельеф и шагрень. Все препараты имеют низкий рельеф и шагрень. Добавки к цементам несколько меняют структуру камня, характеризуются наличием гранул с элементами кристаллизации. Можно сказать, о том, что в этих структурах отмечается наличие конденсированной мелкодисперсной твердой фазы, находящейся в поровом пространстве между зёрнами цемента.

Заключение (выводы)

Таким образом, в результате проведенных исследований установлено, что по изменению структуры тампонажного материала в результате процесса гидратации во времени или в результате воздействия коррозионно-активного агента (водного раствора сероводорода), можно судить об одностороннем или взаимном влиянии реагентов, примененных для обработки тампонажной суспензии. Коррозионно-активная среда, вмешиваясь в процесс структурообразования, существенно изменяет его пористость, проницаемость, разрушает тампонажный материал. Наименее подвержены воздействию коррозионно-активной среды те материалы, в которых реагент обработки (поверхностно-активное вещество и стабилизатор) участвует в процессе формирования структуры.

Конечной целью разработки модели является расчет времени эксплуатации тампонажного материала под воздействием коррозионно-активной среды, в частности, сероводорода. Значимыми факторами для расчета времени коррозионного разрушения являются концентрация агрессивного агента, концентрация и химическая природа реагента обработки тампонажного материала, время воздействия агрессивной среды при соответствующих термобарических условиях. В расчетную модель должны входить скорости продольной и поперечной диффузии. Для получения этих характеристик необходимо провести дополнительные исследования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Булатов А.И. и др. Влияние сероводородсодержащих пластовых вод на коррозионную стойкость цементного камня / А.И.Булатов, Н.А.Иванова, Д.Ф.Новохатский // Нефтяное хозяйство.- 1981.-№7.- С.27-30.
2. Живаева В.В. и др. Статистическая обработка промысловых данных ГИС с целью подбора свойств тампонажного материала для улучшения качества цементирования скважин / В.В.Живаева, А.А.Иванов, А.С.Зудин, Н.А.Захаров // IV Междунар. научн. симпозиум: Тез. докл.- Томск, 2000.- С.403-404.
3. Живаева В.В., Воробьев С.В. Особенности формирования структуры тампонажного материала под влиянием комплексных реагентов // Проблемы геологии и освоения недр: Тез. докл. 2-й Междунар. конф. (Томск, 1998).-1998.- С.75.
4. Живаева В.В., Демин М.В., Воробьев С.В. Возможность планирования коррозионной стойкости тампонажного камня путем исследования его структуры в период

формирования и эксплуатации // Проблемы геологии и освоения недр: Матер. 3-й Междунар. конф. (Томск, 1999).- 1999.- С.279.

5. Мавлютов М.Р. и др. Долговечность тампонажного камня в нефтяных и газовых залежах / М.Р.Мавлютов, Ф.А. Акзамов, В.П.Овчинников, Ю.С.Кузнецов // Учебное пособие. - 1987.- 94с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ЭЛЕМЕНТАМИ ТЕОРИИ ПОДОБИЯ

В.А. Шмелев

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»

Волгоград, Россия

E-mail: Valery.Shmelev@lukoil.com

Ключевые слова: эффективность бурения скважин, разрушение горных пород, математическая модель, теория подобия, анализ размерностей.

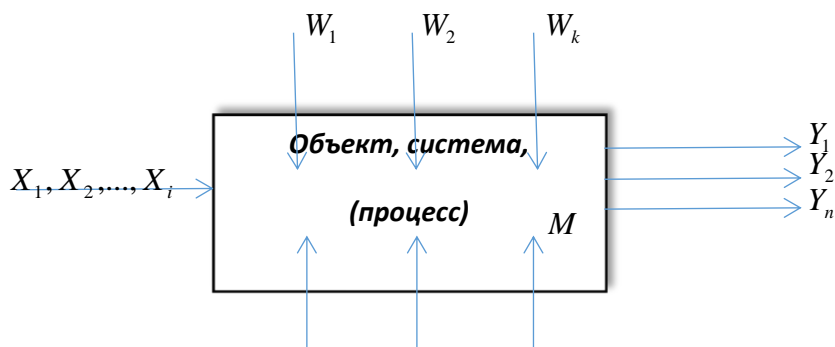
Приоритетной задачей повышения эффективности бурения нефтяных скважин является сокращение затрат на этапе производства буровых работ. Эффективность которых напрямую связана с поиском оптимальных зависимостей результата бурения скважин и затрат на его получение от условий производственной деятельности.

Процесс разрушения горных пород при бурении скважин сопровождается многочисленными и разнообразными физическими явлениями и характеризуется большим числом случайных факторов. В таких условиях разработка управляющих воздействий на процесс бурения, при которых выбранный критерий эффективности производства работ принимает экстремальное значение достаточно затруднительно.

$$K_{эфф.} \rightarrow MIN; MAX, \quad (1)$$

Кроме того при выборе разнородных критериев, (например, максимальной механической скорости, *м/час* и минимальных затрат на бурение, *руб.*) свертка частных критериев с различными единицами измерения приведет к потере физического смысла интегрального критерия [1].

Исследование процесса аналитическими методами на основе математической модели [2] предусматривает получение функции отклика объекта, представленного в виде «черного ящика» на входные и случайные параметры, рис. 1.



где X_1, X_2, \dots, X_i - входные параметры системы; W_1, W_2, \dots, W_k - управляющие параметры системы, на которые оказывается воздействие в соответствии с тем или иным требованием к процессу; U_1, U_2, \dots, U_m - случайные параметры; Y_1, Y_2, \dots, Y_n - выходные параметры системы, характеризующие процесс бурения в результате суммарного воздействия входных, управляющих и случайных параметров; M_i - множество переменных состояний объекта (системы).

Рис. 1 Обобщенная структурная схема технологического процесса

Сложный многофакторный характер процесса бурения в условиях отсутствия единой теории представления о разрушении горных пород; наличия большого количества случайных факторов; неопределенности горно-геологических условий бурения геологоразведочных скважин и др. значительно усложняет исследование системы, и получить количественное решение дифференциальных уравнений практически невозможно.

Экспериментальные методы на основе опытных данных позволяют составить эмпирические уравнения, однако результаты не могут быть достоверными при прогнозировании поведения процесса в других условиях.

Объединение аналитического метода и метода прямого эксперимента (т.н. Теория подобия) позволяет вывести уравнение состояния исследуемого процесса, решение которого можно распространить за «пределы эксперимента». Данный метод получил развитие в работах И. Ньютона, Ж. Фурье, Дж. Релея и др.

Применение теорем подобия Ньютона-Бертрана; Федермана-Букингема; Кирпичева-Гухмана для решения технических задач предусматривает описание процесса (явления, объекта, системы) безразмерными комплексами – **критериями подобия**, т.е. исследование задачи в тех переменных, которые соответствуют физической природе изучаемого процесса, что позволит изучить процесс на математической модели, основываясь на опытных данных и описать работу системы в подобных условиях с другими значениями параметров [4].

Как следует из анализа размерности, размерность любой физической величины можно записать в степенном виде, что дает возможность выразить любую производную физическую величину в виде выражения:

$$\dim X = L^\alpha \cdot M^\beta \cdot T^\gamma \cdot I^\delta \cdot \Theta^\zeta \cdot N^\nu \cdot J^\mu, \quad (2)$$

где: L, M, T, I, Θ, N, J - длина (метр), масса (килограмм), время (секунда), сила электрического тока (ампер), термодинамическая температура (Кельвин) количество вещества (Моль) и сила света (Кандела), соответственно [5], $\alpha, \beta, \gamma, \delta, \zeta, \nu, \mu$ - степенные индексы.

Следует отметить, что метод анализа размерностей не позволяет выделить интересующую нас зависимость в «чистом виде», т.е. в виде уравнения с количественным решением, задача состоит в том, чтобы выявить (установить) характер влияния различных факторов на поведение процесса.

Исследования напряженного состояния горной породы, проведенные В.В Нескоромных [7], Г.В. Арцимовичем [8], П.А. Ребиндером [9], В.Д. Евсеевым [10] позволяют выделить основные закономерности разрушения горных пород:

1) При совместном действии нагрузок, наряду с ядром сжатия наблюдается зона растяжения, преимущественно в задней части торца индентора, рис. 2.

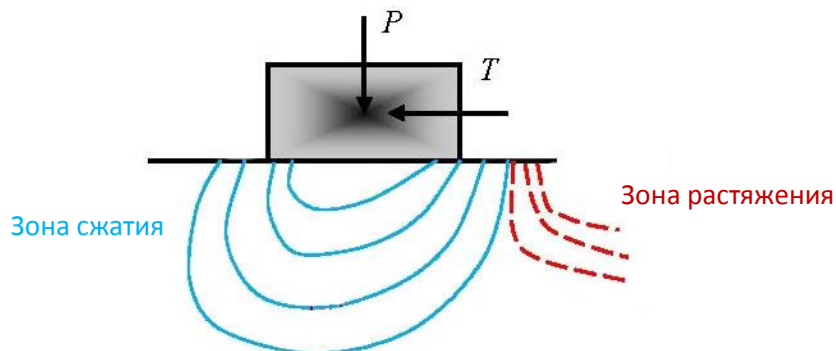


Рис. 2 - Поле механических напряжений под плоским индентором при действии осевого и тангенциального усилий

2) С ростом тангенциального усилия размеры зоны растяжения и сжатия увеличиваются.

3) При снижении коэффициента трения происходит снижение тангенциального усилия, уменьшение растягивающих и сжимающих напряжений.

4) На эффективность разрушения горных пород оказывает влияние скорость их деформирования (время, в течение которого напряжения в породе достигнут критической величины, сформируются трещины и наступит окончательное разрушение породы).

5) Несвоевременное удаление продуктов разрушения (преобладание мелкой фракции) свидетельствует о низкой эффективности бурения, увеличение расхода и плотности очистного агента приводит к росту гидравлического давления на забой скважины и создает неблагоприятные условия для отрыва шлама от поверхности забоя.

Таким образом, при вращательном способе бурения на эффективность разрушения горных пород оказывают влияние сочетание таких параметров, как: A - тип породоразрушающего инструмента; G_o - осевая нагрузка, m ; ω - частота вращения инструмента на забое, *об./мин.*; Q - расход, *л/мин.* q - плотность очистного агента, $кг/м^3$, и которые могут быть приняты в качестве управляющих параметров процесса бурения нефтяной скважины W_1, W_2, \dots, W_k .

Рассматривая в качестве основного признака реакции горной породы на механические воздействия буримость горной породы (способность разрушаться под воздействием внешних усилий), в качестве входных параметров математической модели X_1, X_2, \dots, X_i возможно использование шкалы единой классификации пород по буримости [11], содержащей 16 категорий пород (IV – XX) с описанием наименования пород по каждой категории (глина, суглинки, песчаники, известняки и т.д.).

К случайным факторам U_1, U_2, \dots, U_m следует отнести различные аспекты нарушения технологии и влияние горно-геологических условий бурения. По изменению таких параметров контроля бурения скважин как: нагрузка на крюк U_1 ; давление промывочной жидкости на входе в скважину U_2 ; плотность промывочной жидкости на входе в скважину U_3 ; расход промывочной жидкости на входе в скважину U_4 ., возможно косвенно судить о действии случайных факторов на процесс бурения.

Таким образом, функция отклика процесса, представленного в виде «черного ящика» на входные, управляющие и случайные параметры, характеризующие процесс вращательного бурения может быть представлена в следующем виде:

$$Y_n = f(X_1, X_2, \dots, X_{16}, A, G_0, \omega, Q, q, U_1, U_2, U_3, U_4) \quad (3)$$

где: X_{1-16} - признак классификации физических свойств пород; A, G_0, ω, Q, q взаимосвязанные параметры, определяющие требования эффективности к процессу; U_{1-4} косвенные параметры оценки случайных факторов; Y_n - частные критерии эффективности бурения геологоразведочных скважин.

Выразим принятый критерий эффективности, например механическую скорость бурения $V_{\text{мех}}$ через другие величины, выбранные для описания процесса.

$$V_{\text{мех}} = F(G_0, v_{\text{III}}, Q, \sigma), \quad (4)$$

Как следует из анализа размерности, система из семи основных физических величин (2), дает возможность выразить производную физическую величину.

Используя алгебраический метод анализа размерностей для описания процесса вращательного метода бурения скважин, для имеющихся $n=5$ физических величин ($V_{\text{мех}}$ - механическая скорость бурения; G_0 - осевая нагрузка; v_{III} - линейная скорость перемещения резца породоразрушающего инструмента; Q - расход очистного агента; σ - предел прочности горной породы, между которыми по предположению имеется взаимосвязь), выраженных через $k=3$ размерностей основных единиц (длина, масса, время), существуют $n-k=5-3=2$ безразмерных степенных комплекса, определяющих искомую взаимосвязь.

Заменяем в формуле (4) символы на размерности величин при выбранных основных единицах измерения *метр, килограмм, секунда*, и после степенных преобразований получаем следующее выражение для механической скорости бурения.

$$V_{\text{мех}} = f\left(\frac{v_{\text{III}}^\beta}{G_0} \cdot \frac{Q}{Q^\beta} \cdot \frac{G_0^\beta}{\sigma^\beta} \cdot \sigma\right), \quad (5)$$

Выделим безразмерные комплексы:

Случай $\left(\frac{v_{\text{III}}^\beta}{G_0}\right) \rightarrow 0$, соответствует ударному внедрению инструмента в породу.

Случай $\left(\frac{v_{\text{III}}^\beta}{G_0}\right) \rightarrow \infty$, соответствует вращению инструмента без разрушения породы.

Рассматривая предел прочности $\sigma = \frac{G}{F} \cdot \left[\frac{H}{M^2}\right]$, где F - площадь контакта инструмента с породой, как механическое напряжение в материале, выше которого происходит его разрушение, выражение $\left(\frac{G_0^\beta}{\sigma}\right)$ показывает влияние площади контакта породоразрушающего инструмента на механическую скорость бурения.

Таким образом, уравнение подобия (5), связывает между собой следующие основные параметры: 1) параметры режима бурения; 2) геометрические параметры инструмента; 3) прочностные характеристики породы, что подтверждает выводы авторов [7, 8, 9, 10] об оптимальном сочетании регулирующих (управляющих) параметров, характеризующих эффективность производственного процесса бурения в пределах групп массива горных пород со сходной механикой разрушения.

Выводы: Разработка детерминированной математической модели с использованием современных представлений о теориях разрушения твердого тела является попыткой

изучения процесса с целью разработки управляющих параметров для повышения эффективности бурения нефтяных и газовых скважин.

Применение математического аппарата в комплексе со статистическими методами позволяет отразить существенные особенности работы долота на забое и получить достоверную информацию о закономерностях процесса бурения, описываемых теориями прочности А.А. Гриффитса, С.Н. Журкова, критерия прочности Кулона-Мора, а также результаты исследований напряженного состояния горной породы В.В Нескоромных, Г.В. Арцимовича, П.А. Ребиндера, В.Д. Евсеева.

Функциональная связь между параметрами, определяющими процесс механического разрушения горных пород при вращательном способе бурения может быть использована для разработки системы автоматического управления процессом бурения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Полосинов С. А.* Синтез интегральных оценочных критериев в задачах принятия решений / С. А. Полосинов // XII Всерос. совещ. по проблемам управления ВСПУ-2014, г. Москва, 16-19 июня 2014 г. : сб. тр. конф. – М., 2014. – С. 7943-7954.
2. *Попов В. В.* Моделирование технологических процессов бурения / В. В. Попов. – Новочеркасск : ЮРГПУ, 2016. – 37 с.
3. *Латышев О. Г.* Направленное изменение фрактальных характеристик, свойств и состояния пород поверхностно-активными веществами в процессах горного производства : науч. монография / О. Г. Латышев, М. В. Корнилков. - Екатеринбург : Урал. гос. гор. ун-т, 2016. - 407 с.
4. *Гухман А. А.* Введение в теорию подобия : учеб. пособие / А. А. Гухман. - Изд. 2-е, доп. и перераб. - М. : Высшая школа, 1973. - 296 с. : ил.
5. SI Brochure: The International System of Units / Bureau international des poids et mesures. – 9-e edition. - France : Pavillon de Breteuil, 2019. – 216 p.
6. *Орленко Л. П.* Физика взрыва и удара : в 2 т. – Изд. 3-е, испр. / Л. П. Орленко. – М. : Физматлит, 2004. - Т. 2. – 656 с.
7. *Нескоромных В. В.* Разрушение горных пород при бурении скважин : учеб. пособие / В. В. Нескоромных. - Красноярск : СФУ, 2014. - 335 с.
8. *Арцимович Г. В.* Влияние забойных условий и режима бурения на эффективность проходки / Г. В. Арцимович. – Новосибирск : Наука, 1974. – 124 с.
9. *Ребиндер П. А.* Поверхностные явления в дисперсных системах. Физико-химическая механика: избранные труды / П. А. Ребиндер. – М. : Наука, 1979. – 384 с.
10. *Евсеев В. Д.* Физика разрушения горных пород при бурении нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие / В. Д. Евсеев. – Томск : ТПУ, 2004. – 151 с.
11. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы. – М. : ВИЭМС, 1992. – Вып. 4 : Горно-разведочные работы, прил. 2 : Единая классификация пород по буримости. – 42 с.

ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЛИТОЛОГИЧЕСКОЙ СТРУКТУРЫ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПРОЦЕСС БУРЕНИЯ СКВАЖИН

О.А.Кулакова, К.А.Антипова, А.В.Тимофеев

*Самарский государственный технический университет,
г.Самара, Россия
E-mai:koks1951@mail.ru*

Постановка задачи. Ранее были отмечены многочисленные факты, подтверждающие то, что коллекторы в залежах нефти имеют более высокие емкостные характеристики, чем за их пределами. А именно: даже на больших глубинах встречаются прослой высокопористых и проницаемых пород, а также суперколлекторов с незначительным содержанием цемента.

Породу - коллектор в условиях залежи мы рассматриваем как дисперсную систему с твердой дисперсионной средой и пластовым флюидом в качестве дисперсной фазы. Утверждение, что «нефть сама создает себе коллектор», доказывается интенсивностью преобразования горной породы после поступления в ловушку смеси углеводородов и формирования водонефтяного контакта (ВНК).

Влияние фактора перераспределения вещества в карбонатных коллекторах. Процесс формирования и разрушения залежи УВ носит непрерывно-прерывистый дискретный характер и сопровождается смещением ВНК. Водонефтяной контакт переносится вниз по разрезу при каждом поступлении новой порции пластового флюида. Однако в породе остается след от пребывания реакционной зоны, получивший название древнего водонефтяного контакта (ДВНК). При разрушении залежи ВНК поднимается вверх. Растворением скелетной части породы охватывается весь объем нефтенасыщенных коллекторских сред и формируются зоны разуплотнения.

Стадии и интенсивность растворения пород отчетливо различимы в образцах пород керна при петрографических исследованиях. Микритизация и коррозия кристаллов характеризует начальную стадию растворения скелета горной породы. Развитие растворения приводит к выщелачиванию и освобождению дополнительного порового объема и заканчивается увеличением размера пор с образованием каверн и формированием системы сообщающихся пор.

Растворенные минералы отесняются в водоносную зону, увеличивая минерализацию среды. Минералы в соответствии с растворимостью выпадают ниже этой реакционной зоны, запечатывая поры и создавая контрастную по пористости зону цементации. В подзоне цементации происходит перекристаллизация и вторичное минералообразование, здесь последовательно выпадают карбонаты, сульфаты и галоиды. Поровый объем уменьшается, поры запечатываются новообразованными минералами (рис.1).

Такое перераспределение вещества на древних ВНК усиливает пластово-слоистую неоднородность в объеме залежи. Именно неоднородность пласта теснейшим образом связана с возможными осложнениями в процессе бурения скважин.

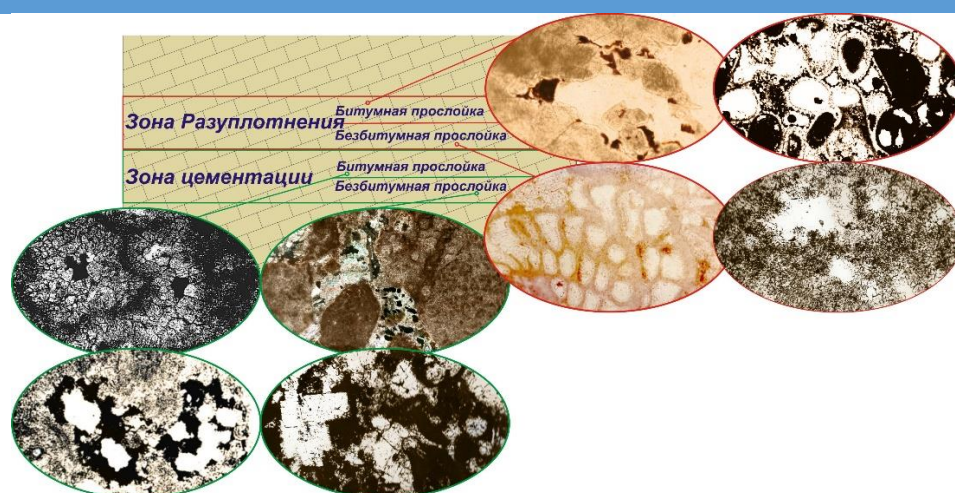


Рис.1. Зоны разуплотнения и цементации древнего ВНК. Микрофотографии илльфов. Увеличение 100х.

С осложнениями при бурении скважин часто можно справиться, если они вовремя обнаружены или их можно было бы прогнозировать. Методы контроля включают изменение химического состава раствора, его удельного веса и скорости циркуляции для создания большего или меньшего давления на пласт, изменение скорости проходки или частоты вращения колонны для улучшения промывки скважины.

Планы бурения включают в себя информацию об устойчивости соседних скважин, поэтому оптимальные траектории бурения, программы изменения бурового раствора и методы конкретного бурения могут быть выбраны заранее. Тем не менее, горный массив не всегда ведет себя предсказуемым образом, будучи иногда подвержен силам, действующим в направлениях, противоположных ожидаемым.

Известно, что карбонатные коллекторы нефтегазовых месторождений характеризуются специфическими особенностями и отличаются особенно сложной структурой пустот. Они обнаруживают значительный разброс свойств и подвержены различным преобразованиям. Коллекторские свойства их ослабляются или усиливаются в зависимости от направления физико-химических процессов, происходящих в природном резервуаре. В результате образуются прослои сильно сцементированных плотных и абразивных пород, а также контрастные к ним интервалы рыхлых, слабосвязанных пород с резко отличающимися от основной массы пород свойствами. Эти зоны мощностью 1-5 м, именующиеся суперколлекторами, могут проявлять неустойчивость при прохождении их бурением и поглощать буровой раствор.

При прохождении таких прослоев бурением из-за разности скоростей проходки буровой инструмент выходит из строя и может возникнуть аварийная ситуация.

Накопленный опыт. При вскрытии продуктивного пласта из скважины № 2 Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения поднят керн, в котором отмечено содержание Sr в количестве 0,26% мас. на глубине 3910-3920 (-м). После проведения физико-химических исследований данный интервал интерпретирован как зона расположения суперколлекторов, обладающих 25%-ной пористостью и проницаемостью 980 мД. В этих интервалах наблюдалось увеличение механической скорости бурения долотом марки СТ с 9 до 26 м/ч. На глубине 3920 м произошло снижение скорости, средняя скорость проходки составила 0,83 м/ч. Долото вышло из строя через 10 м.

Еще один пример. После изучения керна из скважины № 10 Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения на глубине 3825 м отмечено содержание Ni в количестве 0,26% мас. После проведения физико-химических исследований данный интервал интерпретирован как зона расположения суперколлектора, обладающего хорошей буримостью и слабыми прочностными свойствами. С глубины 3820 м началось увеличение скорости проходки долотом марки СТ до 34 м/ч. На глубине 3825 м, долото ударились о

забой и вышло из строя, поскольку был встречен очень плотный прослой пород с высокими прочностными свойствами. Снизив механическую скорость бурения при подходе к глубине 3825 м, аварии можно было бы избежать.

Исследованиями разрезов месторождений Волго-Каспийского региона установлено [1], что прослой суперколлекторов чередуются с плотными абразивными разностями, входящими в зону цементации ДВНК. Согласно построенной модели залежи, в зонах цементации ДВНК присутствуют крепкие и очень крепкие породы — окремненный известняк, доломит, ангидрит, кремневые конкреции, пирит. При прохождении бурением разрезов с чередованием пластов, имеющими различные физико-механические свойства, [3] часто происходят осложнения процесса углубления в виде осевых вибраций, продольных и крутильных колебаний бурильной колонны, увеличивается опасность искривления скважины. Вероятность таких осложнений повышается, если пропластки расположены наклонно. Иногда процесс бурения сопровождается поломками составных частей КНБК — переводники, центраторы, УБТ, забойные двигатели. При этом возникают потери времени и ресурсов.

Для предотвращения сломов элементов КНБК, составных частей бурильной колонны и возможных естественных искривлений ствола скважины при проектировании строительства скважин можно учесть рассмотренные выше геологические причины и на прогнозированной глубине применить соответствующие технологические решения.

Интервалы залегания суперколлекторов приурочены к зонам древних водонефтяных контактов (ДВНК). Их количество совпадает с количеством зон ДВНК [1,2]. Открытая пористость суперколлекторов колеблется от 20 до 35%, часто достигает 40 и даже 50%. Любые осадочные породы содержат ряд металлических микроэлементов, распределяющихся согласно определённым закономерностям, существенно изменяющимся для различных отложений. В зонах ДВНК содержание солей тяжелых металлов закономерно увеличивается на порядок по сравнению с фоновыми значениями.

В залежи углеводородов мобильные формы металлов ассоциируют с подвижными фазами флюидов - газом, лёгкой нефтью и водой. Малоподвижные формы металлов обогащают малоподвижные флюиды - смолы, асфальтены и твёрдые битумы. Разные металлы образуют различные ассоциации в миграционных потоках в залежи. Максимальные концентрации металлов отмечаются в битумных подзонах древних водонефтяных контактов. Наиболее восстановленные (чистые) формы металлов обнаруживаются в газовом ядре залежи.

Неоднородность пород по плотности нередко вызывает не только резкое увеличение скорости проходки скважины, но и другие осложнения при производстве буровых работ (поглощения бурового раствора, вибрацию колонны бурильных труб) и в период эксплуатации залежи, т.к. в первую очередь дренируются участки, обладающими наивысшими значениями пористости и проницаемости. Интервалы с ухудшенными коллекторскими свойствами включаются в работу лишь с увеличением депрессии на пласт. Для сложнопостроенных коллекторов прием статистического осреднения аномально неоднородных свойств пород может привести к грубым ошибкам не только при оценке геологических и извлекаемых запасов, но в результате такого среднестатистического подхода можно допустить крупные ошибки при выборе технологической схемы разработки.

Заключение. Для устранения факторов риска при бурении скважин предлагается использовать модель, прогнозирующую реальные глубины залегания суперколлекторов и позволяющую реализовать программу бурения сверхглубоких скважин, учитывающую технические решения, направленные на профилактику осложнений.

В зоне разуплотнения абразивный износ долота связывается с увеличением концентрации солей тяжелых металлов, наличием скоплений свободного углерода.

В зоне цементации абразивный износ долота объясняется наличием вновь выпавших минералов, обладающих повышенной твердостью.

Регулирование механической скорости бурения в зонах древних ВНК позволяет избежать аварий с долотом и элементами КНБК.

Расположение аномальных прослоев всегда горизонтально на породном уровне на всём латеральном срезе месторождения что позволяет прогнозировать глубину их залегания с целью рационального выбора технологии вскрытия пласта.

Суперколлекторы имеют очень низкие прочностные свойства и способны разрушаться при минимальных депрессиях от 0,1 до 0,4 Мпа.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Антипова К.А., Кулакова О.А. Построение модели залежи на основании комплексного петрофизического исследования ядра в сочетании со скважинными геофизическими данными //НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2011. Вып.1. С.15-21.
2. Патент № 2523904, РФ. Способ предотвращения аварийности нефтегазодобывающих скважин.-2014.
3. Буримов Ю.Г., Герасименко А.П., Волошин А.Н. Об оптимизации КНБК для бурения вертикальных скважин в условиях чередования пород с различными физико-механическими свойствами// Инженер-нефтяник, 2012.-№1.- С.9-12.

РЕГУЛИРОВАНИЕ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ ФИЛЬТРАТА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ПАВ

О.А. Нечаева, В. И. Никитин, Е.А. Камаева

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

e-mail: nechaevaoa@gmail.com,

nikitinv@list.ru,

kamaevaea@mail.ru

Некачественное вскрытие продуктивного пласта определяет низкие дебиты скважины. В связи с этим особое внимание должно быть уделено проблеме сохранения фильтрационно-емкостных характеристик продуктивного пласта. Зачастую, применяемые на практике промывочные жидкости отвечают всем требованиям безопасного ведения работ, однако не соответствуют условиям сохранения природных свойств коллектора. Одной из причин загрязнения пласта может послужить изменение характера смачиваемости поровых каналов.

В низкопроницаемых коллекторах из-за минимальных градиентов давлений практически отсутствует движение жидкости и механизм перемещения флюидов обусловлен молекулярно-поверхностными явлениями, происходящими на границе раздела фаз. Таким образом ключевым фактором в гидродинамической подвижности углеводородов является смачиваемость.

Физико-химический подход позволяет связать коэффициент переноса со структурными особенностями пористых тел, физическими свойствами жидкостей и силами их взаимодействия с поверхностью пор [1].

Одной из возможностей минимизировать загрязняющие факторы, снижающие проницаемость коллекторов, является обработка промывочной жидкости поверхностно-активными веществами (ПАВ), регулирующими нефтесмачивающую и эмульгирующую способность фильтра.

За счет адсорбции на поверхности поровых каналов ПАВ гидрофобизируют ее, меняя характер смачиваемости пор и снижают межфазное натяжение за счет максимальной

концентрации на границе раздела фаз. Капиллярные силы при этом будут иметь направление в сторону скважины, тем самым способствуя наиболее полному удалению фильтрата промывочной жидкости из призабойной зоны пласта при вызове притоке.

Для исключения гидратационных и диспергирующих воздействий на породу, необходимо, чтобы фильтрат промывочной жидкости имел максимальную ингибирующую способность. Это позволит обеспечить хорошую смачиваемость пород коллектора, низкое межфазное натяжение на границе с гидрофобной средой.

В качестве регулятора межфазного натяжения и характера смачиваемости пород коллектора в данной работе применяется натриевый нефтяной сульфонат «ПДС» [2], который содержит различные водо-, водомасло- и маслорастворимые анионные ПАВ (натриевые соли ароматических сульфокислот различного строения, нефтяные сульфонаты).

Для повышения поверхностной активности ПАВ, а также расширения молекулярно-массового распределения анионных ПАВ, в образцах продукта содержатся ПАВ димерного строения, которые обладают более высокой поверхностной активностью, позволяют снизить межфазное натяжение и критическую концентрацию мицеллообразования.

В статье представлены результаты исследований по влиянию различных систем промывочных жидкостей с добавками натриевого нефтяного сульфоната «ПДС» на коэффициент восстановления проницаемости. В эксперименте участвовали буровые промывочные жидкости 5 типов: №1- Глинистая; №2 – Полимерглинистая; №3 – Хлоркалиевая; №4 – Полимерная; №5 – Смолосодержащая. Концентрации ПАВ варьировались от 0% до 2,5%. Оптимальная концентрация определялась путём измерения параметров фильтрата. Одним из наиболее значимых параметров, зависящим от содержания ПАВ является поверхностное натяжение. Исследования показали, что оптимальная концентрация ПАВ составляет 1,5% и свыше данной величины его применение не является эффективным. Для оценки влияния промывочной жидкости, а именно её фильтрата, производилась серия фильтрационных экспериментов, при которых моделировался процесс проникновения фильтрата в нефтенасыщенный пласт. Эксперимент проходил в следующей последовательности:

1. подготовка кернового материала;
2. отбор фильтрата буровой промывочной жидкости;
3. подготовка фильтрующихся жидкостей;
4. насыщение кернового материала нефтью;
5. моделирование проникновения фильтрата в пласт;
6. возобновление фильтрации нефти.

В результате эксперимента сравнивался коэффициент восстановления проницаемости породы для каждой жидкости перед и после добавления ПАВ. Для этого были отобраны образцы натурального керна с близкими параметрами. В эксперименте участвовал керн, извлеченный с глубины 1575-1584 м. Осреднённые показатели образцов керна: пористость 22%, абсолютная проницаемость (по воздуху) 1 Дарси, связанная вода 6%. Эксперимент проводился при условиях близким к пластовым. Температура поддерживалась в 45 °С, горное давление составляло 15 МПа, вязкость нефти при данной температуре составляла 3,4 мПа·с, средняя проницаемость для нефти 0,5 Дарси.

На рисунке 1 показан коэффициент восстановления проницаемости после воздействия жидкости каждого типа.

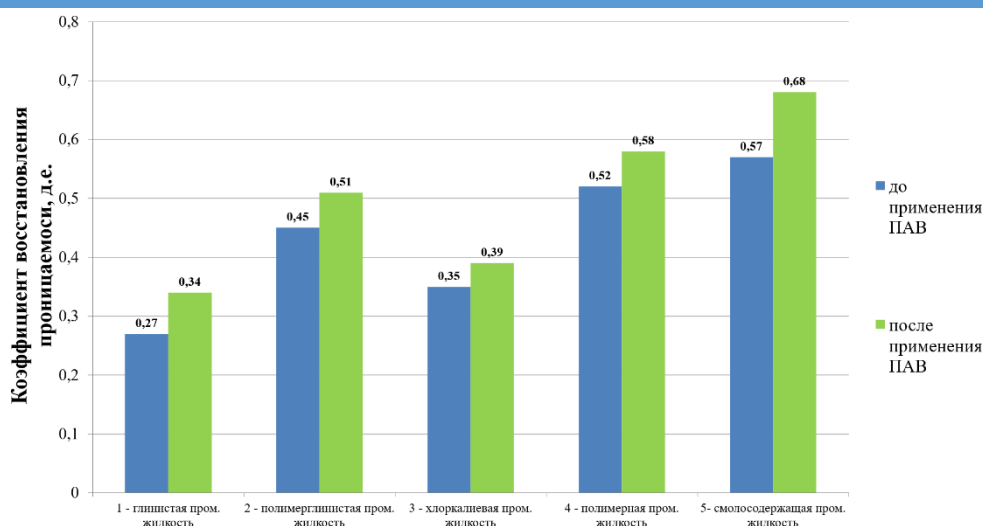


Рис. 1. – Значения коэффициента восстановления проницаемости.

Анализ результатов фильтрационных исследований показал, что для жидкости каждого типа добавление ПАВ в рецептуру благоприятно сказывается на восстановлении проницаемости призабойной зоны для нефти. Следует отметить, что данные показатели являются относительными так как вычислялись при проведении эксперимента с прямолинейными фильтрационными потоками, в случае радиального - скважинного вытеснения данные параметры будут иметь поправки [3,4]. По результатам экспериментов определено, что улучшение проницаемости за счёт добавления ПАВ варьируется в пределах 4-11%. При этом лучшие показатели зафиксированы у полимерного и солесодержащего раствора.

Согласно результатам, произведенных аналитических и экспериментальных исследований установлена позитивная тенденция добавления ПАВ в рецептуры буровых промывочных жидкостей с целью сохранения фильтрационно-емкостных свойств пласта. Применение ПАВ снижает поверхностное натяжение фильтрата промывочной жидкости, в следствии чего снижается капиллярное давление [5]. Снижение данных параметров что способствует лучшему выносу фильтрата из пласта. Таким образом выбранный ПАВ рекомендуется к применению при проектировании буровых промывочных жидкостей.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кошелев В.Н. Промывка нефтяных и газовых скважин. – М.ООО «Издательский дом «Недра», 2019.
2. Натриевый нефтяной сульфат «ПДС», ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ. ТУ 20.59.59-001-93339783-2019
3. Никитин, В.И. Применение расчетного критерия для выбора жидкости вскрытия продуктивного пласта / В.И. Никитин, В.В. Живаева, О.А. Нечаева // Нефть. Газ. Новации. – 2018. -№6. – С. 48-50.
4. Савенок, О.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие/ О.В. Савенок, А.А. Ладенко.-Краснодар: Изд. ФГБОУ «КубГТУ», 2019.-275 С.
5. Живаева, В.В. Влияние капиллярного давления на разделе фаз фильтрат-нефть на восстановление проницаемости призабойной зоны/ Живаева В. В., Никитин В. И. Нечаева, О. А. Камаева Е. А. // Бурение в осложнённых условиях: III Международная научно-практическая конференция 8-9 ноября 2018 г.: Тезисы докладов. Санкт-Петербургский горный университет. СПб, 2018 С.89-91.

УСТОЙЧИВОСТЬ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ОСМОТИЧЕСКИХ ПЕРЕТОКОВ

Л.В. Ермолаева

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия*

e-mail: bngsamgtu@mail.ru

Устойчивость глинистой породы зависит от минералогического и физико-химического состава, от степени уплотнения её горным давлением и активности дисперсионной среды промывочной жидкости в скважине. Действие осмотических процессов на границе раздела глинистой породы и жидкой среды является одной из причин нарушения целостности породы.

Осмотические перетоки жидкой среды - растворителя обусловлены наличием полупроницаемых перегородок и химического потенциала на границе раздела сред, а также микропористой структурой породы.

Известно, что осмос - это явление самопроизвольного проникновения растворителя через полупроницаемую перегородку из раствора с большей минерализацией в раствор с меньшей минерализацией. Полупроницаемая перегородка пропускает растворитель и полностью задерживает растворенное вещество [1].

Полупроницаемой перегородкой в скважине является глинистая корка и приствольный слой породы. Под действием осмотического давления фильтрат промывочной жидкости может проникать в горную породу, если минерализация поровой воды выше, чем дисперсионной среды бурового раствора. При этом наблюдается увлажнение породы, возникают внутренние напряжения, связи между частицами ослабевают и происходит нарушение устойчивого состояния глинистой породы.

Если минерализация дисперсионной среды промывочной жидкости больше, чем поровой воды, возможен переток воды из пласта в скважину, при этом происходит упрочнение глинистых пород.

Нарушение устойчивости глинистых отложений возможно в результате действия перепада давления независимо от минерализации поровой воды может проникать пресная вода. Такое явление приводит к увеличению гидратных оболочек вокруг глинистых частиц и снижению устойчивого состояния глин на стенках скважины.

Значит управлять осмотическими процессами в скважине можно путем изменения состава дисперсионной среды промывочной жидкости. Осмотические перетоки жидкой среды в горной породе возможны при размере паровых каналов от 1 до 87 мкм.

При осмотическом перетоке жидкой среды из пласта в скважину происходит обезвоживание горных пород повышается их устойчивость, но пластовая вода, поступающая из пласта в скважину, ухудшает качество промывочной жидкости. Когда переток жидкой дисперсионной среды происходит из скважины в пласт, это способствует сохранению качества промывочной жидкости, уменьшению расхода химических реагентов, увеличению скорости бурения, но такой осмотический процесс отрицательно влияет на устойчивость горных пород на стенках скважины.

В наибольшей степени влиянию осмотических процессов подвержены глинистые отложения, от состояния которых зависит возникновение осложнений и стабильность процесса бурения скважины. В любом случае, прямой осмос или обратный, осмотические перетоки вызывают изменение количества воды в горной породе.

Начальная влажность глинистых пород оказывает большое влияние на их устойчивость к осмотическому воздействию.

Малоувлажненные глины сначала проходят стадию гидратации и капиллярной пропитки. При наличии общей влажности около 8% глины теряют устойчивость и обваливаются. Гидратация и начальная пропитка слабоувлажненных глин является определяющим энергетическим фактором, вызывающим преимущественное изменение и разрушение структуры глинистой породы [2].

Это можно объяснить значительно большей объемной скоростью поступления воды в породу за счет адсорбции по сравнению с той, которая происходит при осмотических перетоках. В условиях скважины менее влажные и более деформированные гравитационным давлением глины имеют большую способность адсорбировать воду, гидратироваться. Осмотические же перетоки на второй стадии разупрочнения этих глин не имеют преобладающего влияния.

Проведенные исследования показали, что изменение минерализации растворов добавкой электролитов позволило исключить разрушение образцов глины. Например: состав образца - глина, 15% воды дистиллированной, 5%, соли NaCl, состав жидкой среды - вода, 1%, КГЖ-10 направление осмотического перетока в образец. Образец глины разрушился. Состав образца - глина, 10% воды, состав раствора- вода, 1% NaOH, 3% модифицированного крахмала, добавка соли 25% NaCl, изменилось направление осмотического перетока - из образца и образец не разрушился (Рис 1).

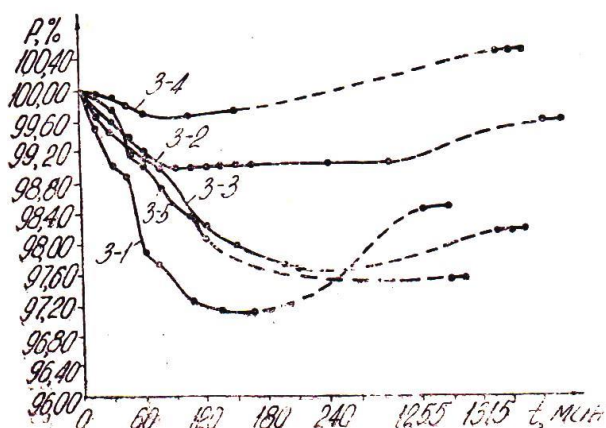


Рис. 1. Кривые весовых характеристик осмотической устойчивости глин при осмосе из образца

3-1, образец разрушился на 35-40 % , 3-2, образец уплотнился, 3-3, образец не разрушился,
3-4, образец не разрушился, 3-5, образец разрушился на 25-35 %

При изменении содержания воды в испытуемом образце и неизменном составе раствора, когда осмотический переток происходил из образца наблюдалось разрушение образца глины в течение разного времени.

Содержание воды в исходных образцах глины составляло 5%, 10%, 15%. Состав растворы - вода, 1% ГКЖ-10, 5% NaCl. Направление осмоса из образца. Образцы глины с влажностью 5% на стадии капиллярной пропитки претерпевали наибольшие изменения структуры, что ускоряло их разрушение. Эти образцы уже через 15 минут распадались на кусочки, полное разрушение которых продолжалось на стадии осмотических перетоков. В образцах глины с содержанием воды 15% процесс активной пропитки отсутствовал, а

процесс прямого осмоса в однотипной жидкости вызвал лишь частичное разрушение образца породы.

Повышение концентрации химического реагента ГКЖ-10 в растворе несколько замедляет и уменьшает разрушение глинистой породы. Это объясняется модификацией осмотической мембраны на поверхности образца и гидрозащитой открытых пор в искусственном образце глины за счет гидрофобизирующих свойств, этого полимера. Повышение солености поровой воды в образце глины интенсифицирует процесс его осмотического разрушения.

Исследования показали, что величина набухания и устойчивость глинистой породы в жидкой среде зависят не только от физико-химической природы глин, но в большей степени от активности осмотических процессов, связывающе - коагулирующего действия химических реагентов и веществ, адсорбирующихся на поверхности этой породы.

В условиях действия осмоса основным условием обеспечения устойчивости глинистых пород на стенках скважины является регулирование минерализации химически обработанных, промышленных жидкостей. Эффективность управления соматическими процессами в скважине во многом зависит от естественной влажности пластовых глин и связывающе - крепящих свойств, применяемых химических реагентов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Рязанов Я.А.* Энциклопедия по буровым растворам.- Оренбург, 2005.- 663 с.- ISSN-S- 88788-128-3.
2. *Ермолаева Л.В.* О связи осмотических процессов с устойчивостью глинистых отложений и герметичность колон. // Ашировские чтения, СамГТУ, 2019,

<https://www.elibrary.ru/contents.asp?id=42317145>

УСТАНОВКА И КАЛИБРОВКА ДАТЧИКОВ НА СТЕНДЕ НА НЕЗАВИСИМОЕ ТРЕХОСНОЕ СЖАТИЕ

К.В.Парфенов, П.Н.Букин

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Современные способы добычи нефти и газа во многом опираются на строительство наклонных и горизонтальных скважин. Однако при бурении таких скважин возникают сложности, связанные с устойчивостью ствола, которая напрямую зависит от прочностных и деформационных свойств горной породы, а также от анизотропии, давления на забое и геометрии ствола скважины. Осложнения, связанные с частичным обрушением и потерей устойчивости ствола скважины, как правило, нуждаются в больших материальных и временных затратах. Поэтому предотвращение и предупреждение таких осложнений значительно снижают себестоимость и время эксплуатационного бурения.

Решение таких задач осуществимо с помощью моделирования условий всестороннего сжатия на установке независимого трехосного нагружения, разработанной кафедрой «БНГС» СамГТУ.

Моделирование условий напряженного состояния горной породы проводится на установках, которые могут различаться как по конструкции, так и по способу создания напряжений в образце.

В данной установке применяется 4 типа датчиков: тензодатчики, датчики давления, датчики перемещения и датчики акустической эмиссии. Перед установкой, все датчики были откалиброваны.

Тензометрический датчик – конструктивно представляет собой металлическую конструкцию, внутри которой расположены резисторы с электросхемой. Тензодатчик связан с корпусом весового дозатора или весовой платформы, и, при изменении веса, корпус тензодатчика подвергается деформации, после чего результат деформации передается на тензорезисторы, а оттуда, информация о массе - на весовой терминал.

Принцип работы системы измерения веса с использованием тензодатчика предельно прост: под действием массы груза, в тензодатчике возникает механическая деформация, которую и учитывает датчик, преобразует её в электрический аналоговый или цифровой сигнал, и передаёт на индикатор веса, на котором и отображается масса взвешиваемого груза.

Тензодатчики используются практически во всех современных электронных весоизмерительных системах, так как они обеспечивают высокую точность измерений и устойчивы к воздействию окружающей среды.

Современные тензодатчики обладают практически безупречной точностью. Самыми распространенными тензодатчиками являются датчики класса точности С3, что соответствует комбинированной погрешности 0.02%. Существуют тензодатчики и с более высоким классом точности

В данной установке используется тензодатчик «шайба» модели LPA-SS. Изготовлен датчик из нержавеющей стали, что обеспечивает долгий срок службы. Наибольший предел измерения – 4,7 т. Это параметр датчика веса, который характеризует максимальную нагрузку, в пределах которой устройство выдает результат измерения на уровне заявленного. Класс защиты – IP68. Это означает, что оболочка обеспечивает полную защиту от пыли и от воздействия при длительно погружении в воду. Для данной установки был выбран тензодатчик класса точности – С1, так как применение более высоких классов точности, не сильно меняет сути измерений и экономически невыгодно. Используется четырехжильная система подключения тензодатчиков. Т.е. две линии — это цепи питания и две это выходной сигнал датчика. Для корректной работы необходимо подать питающее напряжение на линии +питание и –питание, в соответствии с техническими характеристиками датчика, обычно оно составляет от 5 до 12 вольт. В нашем случае оно составляет 15 В. После подачи питания на сигнальных линиях меняется напряжение, и это изменение необходимо фиксировать весоизмерительным прибором. Рабочий диапазон температур от -30 до +70°С. Это диапазон температур, при котором датчик может работать без изменений в заявленных показателях. Ползучесть за 30 минут – 0,03 %. Это изменения в показателях находящегося под постоянной нагрузкой тензодатчика, происходящие с течением времени. Чаще всего ползучесть измеряется на протяжении 30 минут.



Рис.1. Тензодатчик

Преобразователь давления — измерительный прибор, предназначенный для непрерывного измерения давления различных сред и последующего преобразования измеренного значения в унифицированный выходной сигнал по току или напряжению. Преобразователи давления часто называют датчиками давления.

Таким образом, датчик давления регистрирует давление, которое создают штоки на образец. Давление определяется как единица силы, создаваемая на единицу площади поверхности.

В установке используется преобразователь давления Trafag NAT 8252. Его отличительными особенностями является: очень компактная конструкция, полностью сварная система сенсора на стали без дополнительных уплотнителей, долговременная стабильность и высокая устойчивость к давлению перегрузки.

Сенсор давления — один из ключевых элементов любого преобразователя давления. Данный элемент непосредственно осуществляет преобразование действующего на него давления в электрический сигнал, который потом унифицируется на преобразовательной плате. В нашем датчике давления стоит тонкопленочный сенсор на стальной мембране. Тонкопленочные сенсоры на стальной мембране были разработаны специально для применения в составе преобразователей высокого (более 100 бар) давления. Они обеспечивают хорошую линейность и повторяемость при работе с высокими значениями давления. Особенности тонкопленочных сенсоров: применяются только для высоких давлений — от 6 бар, точность — не более 0,25%, низкий запас по перегрузке, не более 2-х, иногда 4-кратной и отсутствие термокомпенсации. Сверхнадежный тонкослойный NiCr чувствительный элемент и уникальный микропроцессор ASIC датчика NAT 8252 обеспечат высокоточные измерения давления в широком температурном диапазоне (от -40° до +125°) несмотря на компактность конструкции (диаметр 18,8 мм). Степень защиты - IP65. Благодаря этой степени защиты, пыль не может попасть в устройство, таким образом, соблюдается полная защита от контакта. Также соблюдается защита от водяных струй. То есть, вода, направляемая на оболочку в виде струй с любого направления, не должна оказывать вредного воздействия. За счет данной степени защиты не будет образовываться конденсат, то есть при частых перепадах температуры сенсор давления не подвергнется процессу коррозии. Самым распространенным аналоговым выходным сигналом для датчиков давления является унифицированный токовый сигнал 4...20 мА. 4 мА соответствуют нижнему значению диапазона измерений, а 20 мА — верхнему, Общая погрешность при -25...+85°С составляет ±1,75 % ВПИ



Рис.2. Датчик давления

Датчики перемещения предназначены для измерения относительного перемещения. Датчики регистрируют перемещение в результате уплотнения или разрушения образца.

В установке используются датчики перемещения серии LTP 150. Главной особенностью датчиков этой серии является то, что они шарнирно соединены с обеих сторон. Благодаря шарнирам они могут перемещаться до максимального угла в 30°, что облегчает монтаж и обеспечивает длительный срок эксплуатации.

Они работают как абсолютные, потому что они измеряются по потенциометрическому принципу, то есть они не теряют свое положение при отключении питания. Возможны варианты потенциометрического аналогового выхода, 4-20 мА (опционально 0-20 мА) или 0-10 В.

Благодаря линейаризованному проводящему пластмассовому сплаву сопротивления и специальным контактам они не подвержены износу и работают в течение длительного времени с жизненным циклом до 100 миллионов. Они стабильны, будучи линейными, и измеряют равномерно. Достоинства потенциометрических датчиков: простота конструкции, небольшая стоимость, хорошая разрешающая способность, компактность и малый вес, стабильность показаний. Поскольку датчик поворотного типа, то каркас кольцевой формы. На зажимы подается напряжение питания. Выходной сигнал снимается между одним из концов провода и контактом щетки, хотя есть другие схемы подключений.

Каждый линейный потенциометрический датчик имеет статическую характеристику в виде зависимости величины выходного сигнала от перемещения контакта щетки.

Рабочая температура от -30°C...+100°C. Каркас изготавливался из нержавеющей стали. Ее высокая теплопроводность дает возможность хорошо отводить тепло от провода датчика. Металлом обмотки является алюминий, так как он обладает высоким удельным электрическим сопротивлением, стойкостью к коррозии, небольшим влиянием температуры, прочностью на истирание и разрыв.



Рис. 3. Датчик перемещения

Датчики акустической эмиссии — это пьезоэлементы, которые регистрируют скорость волны и ее форму. В результате полученных данных, можно найти коэффициент Пуассона, модуль Юнга, коэффициент сдвига. Также можно определить физико-механические свойства образца в различных условиях нагружения.

Преобразователь акустической эмиссии является важнейшим элементом системы акустико-эмиссионного неразрушающего контроля. Датчики акустической эмиссии ZET 601 преобразует акустический сигнал АЭ-процесса в электрический сигнал, параметры которого используются для оценки источников акустической эмиссии. Применяются при технической диагностике с использованием пассивного ультразвука.

В установке используется датчик широкополосного типа без предварительного усилителя. Датчик обладает рабочей частотой 300 КГц, то есть относится к группе специальных промышленных. Позволяют контролировать малогабаритные объекты длиной до 1 м.

Основные технические характеристики:

- Полоса пропускания 100...800 кГц
- Электрическая ёмкость 400...500 пФ
- Сопротивление изоляции >100 МОм
- Температурный диапазон -40...+150 °С
- Материал корпуса нержавеющая сталь
- Заземление корпус заземлен
- Материал контактной поверхности керамика
- Тип соединителя (определяется при заказе) SMA (BNC)

Коэффициент электроакустического преобразования >45 дБ отн. 1 В/м/с.



Рис. 4. Датчик акустической эмиссии

Преобразователь акустической эмиссии в комплекте с измерительным модулем ZET 7140-E AcousticEmission-CAN образуют цифровой датчик акустической эмиссии, осуществляющий измерение параметров АЭ и передачу готовых данных по интерфейсу CAN. Данные также могут передаваться по радиоканалу.

В пакете ZETLAB имеются драйвера для модулей ZET 7174. Сервер данных ZETLAB автоматически определяет наличие устройств на линии CAN, считывает название измерительного канала, единицу измерения, верхний и нижний диапазон допустимых значений параметров и в непрерывном режиме считывает данные измерительного канала и формирует непрерывный синхронизированный канал в среде ZETLAB.

Сервер данных ZETLAB сканирует линию по всем доступным адресам и в случае появления нового устройства динамически подключает новый канал в систему. При обнаружении нового устройства ZET 7174 сервер данных ZETLAB также подключает все каналы на ходу. Таким образом, линию можно обслуживать, не прерывая процесс работы по другим каналам, т.е. система допускает «горячую» замену элементов.

Датчики могут крепиться как на объекте измерений, так и в электротехническом шкафу вместе с интерфейсными модулями, которые обеспечивают передачу информации.

Электротехнический шкаф ZETLAB значительно меньше аналогового, а преимуществом модулей ZETSENSOR является легкий монтаж и демонтаж, а также индикация питания и передача сигнала, что в свою очередь облегчает диагностику системы на объекте.

Для определения анизотропии исследуемой породы в прижимные пластины установлены акустические датчики эмиссии, три излучающих и три принимающих датчика. Путем замера времени и форме затухания сигнала определяются модуль Юнга, коэффициент Пуассона и Модуль сдвига. Скорости измеряются в трех перпендикулярных направлениях.

Работы по установке и настройке датчиков стенда для истинного трехосного сжатия завершены. В будущем эта установка позволит нам:

- получить информацию об упругих свойствах горной породы в пластовых условиях.
- Определить анизотропию свойств образца горной породы.
- Определить безопасный коридор плотности бурового раствора по разрезу.
- Определить интенсивности выноса механических примесей при различных режимах эксплуатации скважины.
- Проводить прямое моделирование устойчивости стенки скважины.
- Определить анизотропию проницаемости образца.
- Определять влияние промывочной жидкости или жидкости глушения на механические свойства породы с течением времени.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Коваленко Ю.Ф.* Геомеханика нефтяных и газовых скважин. дис: ... док.техн.наук: 01.02.04: защищена 01.03.12. М., - 2012. С. 42-76.
2. <https://www.raznoves.ru/podderzhka/stati/chto-takoe-tenzodatchik-raznica-mezhdu-tenzometricheskim-datchikom-i-tenzorezistornym-datchikom>
3. <https://tokves.ru/datchik-shayba/tenzodatchik-lpa.html>
4. https://poltraf.ru/davlenie/datchiki_davleniya/nar8252/
5. https://kipservis.ru/kipia_primenenie/preobrazovateli_davleniya.htm
6. https://totalkip.ru/articles/pressure_meter#options
7. <https://easyncam.ru/printsip-raboty-potentsiometricheskogo-datchika/#2>
8. <https://defektoskopist.ru/page.php?p=akusticheskaya-emissiya/datchik-akusticheskoy-emissii>

ПРОВЕДЕНИЕ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ С ОДНОВРЕМЕННЫМ ГИДРАВЛИЧЕСКИМ РАЗРЫВОМ ПЛАСТА

Е.Ю. Биктимиркин Г.С. Мозговой Хагаг Карим Мостафа Мохамед Хассан

Самарский Государственный Технический Университет,

Самара, Россия

Александрия, Египет

GSMozgovoi@mail.ru

Biktizhenya997@mail.ru

Гидропескоструйная перфорация (ГПП) – процесс, в котором используется суспензия текучей фазы под высоким давлением для перфорации нефтяных и газовых скважин. Применение Гидропескоструйной перфорации берет свое начало в 1960-х годах. Хоть технология и была успешна технически, но не была экономически выгодной. Технологический достижения в области металлургии позволили существенно

модернизировать оборудование для перфорирования, а именно создать насадки сопротивляющиеся эрозии прокачиваемой с абразивным песком жидкости. Это техническое решение в сочетании с созданием большого давления на насосах делают процесс перфорации еще более эффективным. Гидропескоструйная перфорация также может использоваться в сочетании с другими технологиями, такими как многостадийный гидроразрыв пласта, а также для повышения производительности в результате закачки химикатов и кислотной обработки. Доказано опытным путем, что гидропескоструйная перфорация увеличивает связь между стволом скважины и пластом более эффективно, с меньшим повреждением пласта, что достигается за счет уменьшения количества спуско-подъемных операций.

Компоновка низа бурильной колонны (КНБК) Рис. 1 состоит из многоступенчатых гидропескоструйных перфораторов, количество и расположение которых определяется длиной ствола скважины, характеристиками коллектора, рентабельностью и т.д. Для снижения риска намыва песка и возникновения в результате этого прихвата, между колонной труб и КНБК должен быть включен предохранительный переводник. В конце КНБК, как обычно, устанавливается направляющее оборудование – направляющий башмак, обеспечивающий плавный спуск инструмента. Скважинный фильтр предотвращает попадание твердых частиц в инструмент при обратной циркуляции центратор позволяет поддерживать оптимальный для работы ГПП зазор между соплом и обсадной колонной. В каждом гидропескоструйном переводнике есть скользящая муфта, активирующаяся шаром. Следовательно, активирующие шары имеют различный диаметр, увеличивающийся от меньшего к большему, чтобы открывать соответствующую муфту. Первым сбрасывается меньший активационный шар, потом шар большего диаметра и т.д.

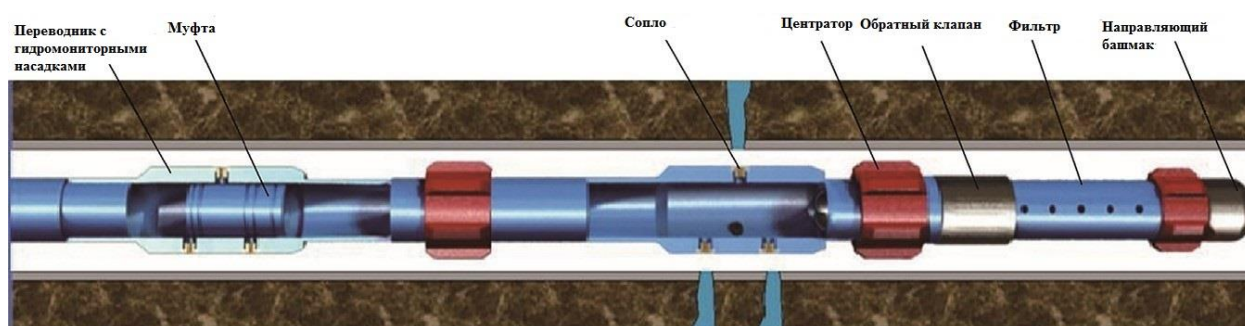


Рис. 1 - Компоновка низа бурильной колонны, оснащённая гидропескоструйными перфораторами (переводники с гидромониторными насадками)

Переводник с гидромониторными насадками

Переводник является основной частью КНБК. Вокруг переводника расположено несколько сопел, количество которых определяется в зависимости от гидравлической мощностью насоса, расчетным способом. Максимальный диаметр сопла определяется исходя из размера зазора между соплом и обсадной колонной. В зависимости от конструкции сопла, это расстояние будет влиять на итоговый диаметр отверстия, возникающего из-за воздействия распыляемой струи жидкости с абразивной фазой на стенку обсадной колонны. Внутри переводника установлена скользящая втулка, закрепленная несколькими штифтами на вспомогательном корпусе, чтобы герметизировать входное отверстие форсунок. При необходимости в трубку будет брошен шарик, чтобы открыть втулку после срезания штифтов. Затем втулка скользит по седлу переводника, что приводит к активации гидропескоструйного перфоратора, то есть жидкость с абразивным наполнителем выходит через сопла перфоратора.

Сопла

Сопла являются критически важными частями для создания струи жидкости с абразивной фазой для проникновения в обсадную колонну и пласт, а также для пропуска

жидкости, содержащей проппант, при гидроразрыве. Его основной принцип заключается в том, что через сужающееся сечение вдоль направления потока жидкость ускоряется, превращая жидкость под высоким давлением в высокоскоростную струю. Таким образом, структура внутреннего прохода будет очень важна для получения эффективной струи, то есть струя должна сохранять начальную скорость как можно дольше и уменьшать потери энергии при прохождении жидкости через нее. Обычно внутренняя структура сопла в основном включает такие параметры, как угол сжатия на входе, форма входного сечения, форма выходного отверстия и выходной диаметр, влияющие на форму струи и силу удара.

Дополнительные элементы

Вспомогательные части в основном включают центратор, обратный клапан, сетчатую трубу и направляющий башмак. Центратор большего диаметра, чем струйный переводник, установлен на коротком трубном переводнике и может свободно перемещаться. Причина такой конструкции - избежать прихвата инструмента песком. То есть, если есть дюнообразование песка и как следствие залипание КНБК, мы должны сначала попытаться расходить колонну БТ. Поскольку центраторы не закреплены на гидропескоструйном перфораторе, будет легко освободить КНБК при прихвате, вызванном образованием песчаной подушки. Обратный клапан работает как канал обратной циркуляции. При необходимости мы можем перекачивать жидкость по затрубному пространству с более высокой скоростью потока, открывая обратный клапан. Эта операция в основном предназначена для устранения аварий на КНБК. Кроме того, сетчатая труба играет роль фильтра для частиц крупной фракции, попадающих в КНБК при обратной циркуляции. Направляющий башмак, установленный на конце КНБК, служит для плавного направления инструмента в скважину.

Плюсы

При традиционном пакерном МСГРП трудно добиться точечного гидроразрыва. При применении технологии данной технологии гидромониторные насадки могут быть расположены точно в продуктивных зонах, выявленных по результатам каротажа. Прослойка может соединяться трещинами, если расстояние между насадками небольшое.

В скважинах с деформированной обсадной колонны пакер имеющий фиксированный диаметр может не пройти к продуктивной зоне пласта. В этих условиях гидропескоструйный перфоратор будет единственным вариантом для проведения гидроразрыва пласта.

Пакер в скважинах с плохим качеством контакта цемента с колонной может не выдержать высокого перепада давления, т.к. не будет укрепляющей цементной оболочки за пределами обсадной колонны.

Технология проведения работ

В недавно зацементированных скважинах перфорация струей водо-абразивной суспензии может заменить обычную операцию перфорации кумулятивными зарядами, сэкономив большие средства, особенно проявляется это в горизонтальных скважинах. При выполнении гидропескоструйной перфорации с концентрацией песка, установленной на уровне $100-120 \text{ кг/м}^3$, а перепаде давления на сопле $30-35 \text{ МПа}$, процедура перфорации продолжительностью 12 минут, потребует 2 м^3 песка и 30 м^3 жидкости.

Стандартно в этой операции всегда используются 200 насосно-компрессорных труб для циркуляции загеленной жидкости, с вязкостью $30-50 \text{ мПа с}$ и расходом $2,6 \text{ м}^3/\text{мин}$, для подачи песка к соплам. В этих условиях средний перепад давления в колонне насосно-компрессорных труб составляет около $6,0 - 6,3 \text{ МПа}$, что соответствует перепаду давления в чистой жидкости. Таким образом, на практике общее давление насоса будет представлять собой разницу давлений в соплах, добавленную к падению давления в колонне насосно-компрессорных труб. Поскольку кольцевое пространство между обсадной колонной и насосно-компрессорной трубой открыто во время проведения гидропескоструйной перфорации, использованные абразивные материалы будут течь вверх по кольцевому пространству. После завершения стадии перфорации кольцевое пространство будет закрыто, следовательно, использованная перфорирующая жидкость в кольцевом пространстве,

содержащая отработанный песок, будет давить в пласты перед жидкостной подушкой. А именно, он будет действовать как «полирующая» жидкость, чтобы сделать поверхность излома гладкой, уменьшая риск просеивания песка из-за «грубости» излома в следующей процедуре.

При перекачивании жидкости из подушки до заданного объема песок для гидроразрыва будет добавлен к сшитой жидкости, увеличивая концентрацию от 120 до 700 кг/м³ за шесть или семь этапов. Предполагая, что совпадающее начальное давление находится в горизонтальном участке, базовая жидкость будет закачиваться из затрубного пространства в течение всего периода гидроразрыва при почти эквивалентном давлении. Это поможет избежать попадания основной жидкости в кольцевое пространство в трещины предыдущей завершенной стадии, что приведет к отсутствию проппанта вблизи ствола скважины.

Как упоминалось ранее, при перекачивании жидкости, содержащей проппант, на этом этапе базовая жидкость будет откачиваться из затрубного пространства для компенсации всасывающего эффекта. Затем в скважине сшитая жидкость будет разбавлена базовой жидкостью. Следовательно, жидкость, содержащая проппант, должна иметь избыточные поперечные связи. Степень избыточного сшивания должна быть рассчитана в соответствии со скоростью потока в насосно-компрессорных трубах и кольцевом пространстве, чтобы получить правильный коэффициент сшивки после смешивания и до входа в пласт. При работе расход в кольцевом пространстве должен регулироваться в соответствии с давлением в кольцевом пространстве, равным или меньшим, чем значение предыдущей ступени. Таким образом, добавленные объемы сшивателя и разрушителя также должны быть изменены соответственно и одновременно.

Поскольку в колонне нет пакера, переход между двумя стадиями будет иметь решающее значение, чтобы избежать вымыва проппанта из трещины. Для операции многостадийного ГРП в горизонтальной скважине всегда есть временная возможность подождать до закрытия трещины. Следовательно, проппант в трещине не будет плотно прижат поверхностями трещины. Однако на следующем этапе операции требуется открытое затрубное пространство. Переход от скважины, находящейся под давлением, к ее открытию, связано с риском прихвата НКТ. Чтобы решить эту проблему, предлагается простой метод. После завершения этапа ГРП скважину оставить в покое на один час, чтобы трещина частично закрылась. Затем запустили насос и одновременно пошагово открыли затрубную задвижку. Таким образом, более высокое давление в скважине, создаваемое насосом, помогло остановить вымыва проппанта из трещины ГРП или, по крайней мере, затруднить его движение.

Операция с использованием гибких НКТ

Этот процесс является первым известным процессом, который перфорирует, создает трещину, расширяет трещину и помещает стимулирующую среду (песок, суспензию или кислоту) за одну непрерывную операцию. Поскольку проведение работ в газовой скважине более опасно, чем в нефтяной, на устье газовой скважины устанавливается дополнительный противовыбросовый превентор, помимо четырех противовыбросовых превенторов, сгруппированных с блоком ГНКТ.

Этот процесс также является единственным, который позволяет каждой перфорации соединиться с трещиной. Хотя это может показаться маловероятным, потому что часто только 10% перфораций, созданных обычным способом, соединяются с трещиной. Это возможно т.к. каждая перфорация подвергается независимому давлению. Для инструмента с шестью форсунками, этот процесс повторяется шесть раз, и все шесть перфорационных отверстий герметизируются независимо.

После того, как инструмент установлен должным образом (по каротажу), жидкость для абразивной струйной обработки прокачивается через инструмент гидропескоструйный перфоратор, сразу после нее следует жидкость-разрыва, а затем жидкость-песконоситель. После того, как жидкость-разрыва, прошла через инструмент, в кольцевом пространстве

создается давление, чтобы способствовать расширению трещины. Как правило, поток в затрубное пространство сводится к минимуму, так что во время процесса происходит небольшое разжижение загеленной жидкости с пропантом или совсем не происходит.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Joseph P. Hayton. Abrasive water jet perforation and multi-stage fracturing – 2018г.*
2. *Живаева В.В., Мозговой Г.С., Биктимиркин Е.Ю., Сагитов Ф.К.*

Альтернативная технология заканчивания горизонтальных скважин – Деловой журнал neftegaz.ru № 2. 2020 г. Стр. 26-27

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ВОДОПРИТОКА ТАМПОНАЖНЫМИ РАСТВОРАМИ НА ОСНОВЕ ПОЛИАКРИЛАМИДА

И.В.Павлов, П.И.Демидова, Г.С.Мозговой

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

*pavlov@expert-technology.ru
demidovapolina7@gmail.com
gsmozgovoi@mail.ru*

Данная статья описывает совершенствование технологии ограничения водопритока (ОВП) составами на основе полиакриламида (ПАА). Описаны этапы проведения ремонтно-изоляционных (РИР) работ по ОВП. В статье представлен состав для изоляции зон прорыва воды, описаны его свойства.

Ключевые слова: *тампонажный раствор, полиакриламид, ограничение водопритока, ремонтно-изоляционные работы.*

В настоящее время борьба с обводнением продукции скважины является наиболее актуальной проблемой нефтедобывающих компаний. Характер обводнения пластов-коллекторов различен и зависит от нескольких факторов:

1. От свойств продуктивных пластов;
2. От начальных условий залегания нефти в пласте;
3. От системы разработки нефтяных месторождений.

В первую очередь на этот показатель оказывает влияние послойная и зональная неоднородность пластов. Максимальная интенсивность обводнения наблюдается у проницаемых прослоев пласта. Обводнение пластов происходит неравномерно по их мощности и простиранию, и усиливается при высоком соотношении вязкости нефти и воды.

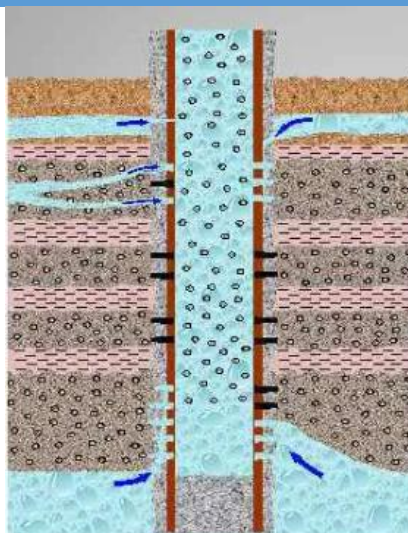


Рис. 1 – Механизм обводнение продукции

Обводненная продукция может быть вызвана следующими факторами (рис. 1):

1. Заколонные перетоки из низлежащих и вышележащих пластов;
2. Подтягивание конуса нижней воды от водонефтяного контакта (ВНК);
3. Подъем ВНК;
4. Обводнение по отдельным высокопроницаемым контактам, в том числе закачиваемой воды;
5. Обводнение через негерметичность обсадной колонны.



Рис.2 – Применение индикаторных палочек

Для снижения обводнённости продукции добывающей скважины необходимо проведение комплекса мероприятий, таких как ремонтно-изоляционные работы, для чего необходимо определить интервал зоны прорыва воды. Наиболее эффективный метод идентификации интервала прорыва воды – трассерный. Он заключается в выносе вместе с продукцией скважины индивидуальных маркирующих веществ, которые содержатся в специальных индикаторных палочках (рис. 2). Данный индикатор устанавливается в оснастку скважины на стадии заканчивания и подразумевает некую модификацию существующего оборудования (например, сетчатых щелевых фильтров). Затем, на дневной поверхности путем отбора проб продукции по разработанной программе производят физико-химический анализ исследуемых проб, математическая обработка полученных результатов. Завершающий этап – компьютерное моделирование профиля притока в скважину. После точного определения интервала обводнения можно приступить к изоляции выявленной зоны водопритока и созданию надежного водоупорного барьера.

Рекомендованная процедура – цементирование проявляющего интервала. Её осуществление возможно в двух вариантах.

Первый вариант – установка пробки мостовой (ПМ) ниже интервала, а ретейнера – выше. Цементирование производится через него (рис. 3). После ожидания ОЗЦ пробка мостовая и ретейнер разбуриваются.

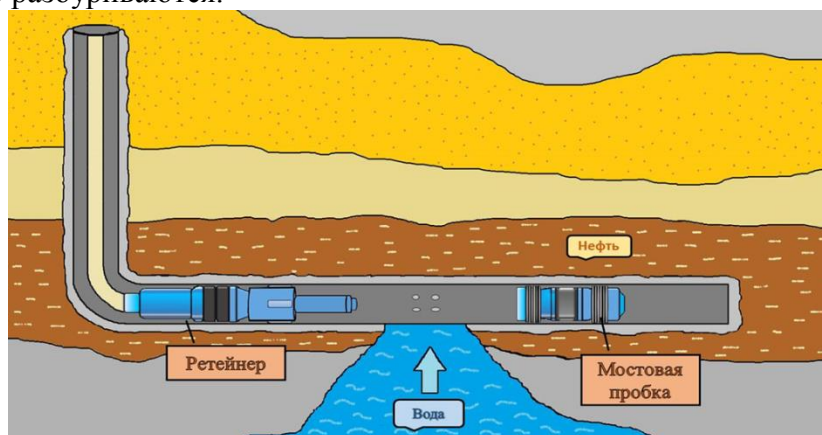


Рис. 3 – Цементирование проявляющего интервала

Второй вариант – установка в скважине пробки мостовой извлекаемой (ПМИ). Цементирование производят селективным пакером. Затем его приподнимают, производят продавку тампонажного материала и промывку, во избежание аварий.

Для осуществления цементирования возможно применение полимерного композитного материала. Его функция – это оттеснение фронта обводнения скважины и создание надежного водоупорного барьера.

Основные характеристики применяемого тампонажного материала на основе ПАА следующие. Применения его возможно при низких, нормальных и умеренных температура:

1. Плотность равна 1550 кг/м³, а значение вязкости 23,5 сП что характеризует его как облегченный и маловязкий.
2. Для регулирования свойств композитного материала возможно применение ускорителя и замедлителя для регулирования времени гелеобразования в зависимости от температурного режима интервала проведения работ.
3. Полимерный реагент обладает мелкодисперсной структурой, что обуславливает его высокую проникающую способность.
4. Значения прочностных характеристик композитного материала на изгиб и на сжатие превышают значения показателей ПТЦ-I-G-СС.

При испытании состава на соответствие значениям прочностных характеристик цементов типа I, II и III при низких и нормальных температурах через 48 часов, а при умеренных температурах через 36 часов прочность образцов при изгибе превышает требование к прочности цементов типа I, II и III, через 100 часов отмечается продолжение набора прочности. Значения прочностных характеристик цементов типа I, II и III при сжатии ГОСТом не регламентируется. Значения прочностных характеристик сведены в таблицы 1 и 2 для наглядности.

Таблица 1 – Значение прочностных характеристик.

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателей цемента типа I, II и III (ГОСТ 1581-96) при низких и нормальных температурах применения		Результаты испытаний состава SCA-308-B через:			Заключение
		Тип I и II	Тип III-об	48ч	100ч	150ч	
1	Прочность при изгибе, МПа	не менее 2,7 в возрасте 48 ч	не менее 0,7 в возрасте 48 ч	12,7	15,2	16,5	соответствует
2	Прочность на сжатие, МПа	Для типов I, II и III не регламентируется		35,5	48,6	47,3	-

Таблица 2 – Значение прочностных характеристик.

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателей цемента типа I, II и III (ГОСТ 1581-96) при умеренных температурах применения			Результаты испытаний состава SCA-308-B через:			Заключение
		Тип I и II	Тип III-об	Тип III-ут	36ч	100ч	150ч	
1	Прочность при изгибе, МПа	не менее 3,5 в возрасте 24 ч	не менее 1,0 в возрасте 48 ч	не менее 2,0 в возрасте 48 ч	5,1	5,6	3,7	соответствует
2	Прочность на сжатие, МПа	Для типов I, II и III не регламентируется			5,1	8,1	8,4	-

В результате проделанных исследований, анализируя содержания таблиц, можно сделать следующие выводы:

1. В результате проведения лабораторных исследований установлено, что прочностные характеристики образцов состава на основе ПАА при температуре $25 \pm 2^\circ\text{C}$ на изгиб через 48 часов составляет 12,7 МПа, через 100 часов – 15,2 МПа, через 150 часов – 16,5 МПа, имея при этом прочностные показатели в разы превышающие показатели тампонажных цемента типов I, II и III согласно таблицы №2 ГОСТа 1581-96.

Прочностные характеристики образцов состава на основе ПАА при температуре $25 \pm 2^\circ\text{C}$ на сжатие через 48 часов составляет 35,5 МПа, через 100 часов – 48,6 МПа, через 150 часов – 47,3 МПа. Значения прочностных характеристик цемента типа I, II и III при сжатии ГОСТом не регламентируется.

2. В результате проведения лабораторных исследований установлено, что прочностные характеристики образцов состава на основе ПАА при температуре $70 \pm 2^\circ\text{C}$ на изгиб через 36 часов составляет 5,1 МПа, через 100 часов – 5,6 МПа, через 150 часов – 3,7 МПа. При этом прочностные показатели в разы превышают показатели тампонажных цемента типов I, II и III согласно таблицы №2 ГОСТа 1581-96.

Прочностные характеристики образцов состава на основе ПАА при температуре $70 \pm 2^\circ\text{C}$ на сжатие через 36 часов составляет 5,1 МПа, через 100 часов – 8,1 МПа, через 150 часов – 8,4 МПа. Значения прочностных характеристик цемента типа I, II и III при сжатии ГОСТом не регламентируется.

Таким образом, предлагаемая технология обеспечит максимально эффективные ремонтно-изоляционные работы. Это обеспечено тем, что применение трассерного метода точно укажет проявляющий интервал, а применяемый тампонажный материал на основе ПАА создаст надежный водопорный барьер и увеличит время межремонтного периода, что значительно сократит затраты нефтедобывающего предприятия.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Конев Д.А.* Исследование нефтяных пластов с помощью индикаторного метода//Современные наукоемкие технологии. – 2014. – №7 (часть 2) – с. 23-26.
2. *Аниканов А.С., Кемерова П.А., Сергеев В.Л.* Адаптивная идентификация и интерпретация результатов нестационарных гидродинамических исследований с учетом притока продукции в скважине//Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг ресурсов. – 2011. – №5 – с. 43-46.
3. *Чикиров Р.Р., Тополева А.В.* Эффективность применения горизонтальных скважин с МГРП//В сборнике: Инновационные технологии в науке нового времени сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции. 2017. С. 142-145.
4. *Величков С.В., Демидова П.И., Мозговой Г.С., Сагитов Ф.К.* Проведение ремонтно-изоляционных работ на горизонтальных скважинах после многостадийного гидроразрыва пласта//Материалы XVI международной научно-практической конференции 21 век: фундаментальная наука и технологии, 2018. С.94-98.

ПЕРЕИНТЕРПРЕТАЦИЯ МОДЕЛЕЙ СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА СЕВЕРНОМ КРЫЛЕ ЖИГУЛЁВСКО-САМАРКИНСКОЙ СИСТЕМЫ ВАЛОВ И ПОИСК ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ ВДОЛЬ РАЗЛОМОВ В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ДЕВОНА

¹*С.В. Трошкин, ¹К.С. Рейтюхов, ¹И.Р. Захарова, ²С.П. Панухин, ²П.А. Ильин*

¹*ООО «СамараНИПИнефть», ²АО «Самаранефтегаз»
Самара, Россия
TroshkinSV@samnpi.rosneft.ru*

Аннотация

В статье представлены два примера пересмотра геологического строения месторождений, расположенных на северном крыле Жигулёвско-Самаркинской системы валов, на основе данных сейсморазведки 3D. Анализ сейсмических исследований позволил уточнить геологическое строение территории и сопутствующих им залежей за счет актуализации сейсмогеологических моделей после бурения новых скважин и результатов региональных работ. Пересмотр моделей строения с антиклинальных на тектонически ограниченные привел к значительному приросту запасов, что экономически целесообразно для месторождений старого фонда с развитой инфраструктурой.

Ключевые слова: сейсморазведка, региональный разлом, тектоническое нарушение, модель залежи, взброс, месторождение, надвиг, тектонические подвижки, динамический атрибут

Введение

Поддержание добычи и максимальное раскрытие потенциала действующих месторождений являются одними из значимых приоритетов АО «Самаранефтегаз» в области разведки и добычи на суше.

В современных условиях при снижении ресурсной базы возрастает ценность добываемого углеводородного сырья из старого фонда месторождений с развитой инфраструктурой. Такие месторождения требуют серьезной переоценки с целью установления истинных остаточных ресурсов.

В связи с этим закономерно возникает потребность в восполнении ресурсной базы на изученных месторождениях. Поскольку данное направление является перспективным, была поставлена цель: уточнить геологическую модель известных месторождений с помощью данных сейсморазведки 3D на конкретных примерах, что и является предметом рассмотрения в данной статье. Так как на крупных тектонических валах Самарской области содержится более 75 % начальных извлекаемых запасов нефти промышленных категорий, участки на переинтерпретацию были выбраны на северном крыле Жигулёвско-Самаркинской системы валов.

Пример переинтерпретации Ново-Ключевского месторождения

Начальные этапы разведки и разработки Ново-Ключевского месторождения удовлетворялись простой антиклинальной моделью залежи по всем основным пластам. После проведения исследований МОГТ 3D-модель значительно изменилась. В ООО «СамараНИПИнефть» планомерно ведется работа по трассированию региональных разломов 1, 2 и 3 порядка по всей территории области. Было установлено, что Мухановский разлом проходит через площадь работ. После проведенной дополнительной обработки материалов сейсморазведочных работ удалось выявить разлом и успешно его закартировать. Новая модель позволяет предположить больший объем запасов при прежней площади

залежи, так как эффективные толщины пластов остаются максимальными вплоть до разрывного нарушения, а не плавно сокращаются, как в случае пластово-сводовой залежи (рис. 1).

В скважинах 21 и 22 Кожемякских увеличена мощность турней-девонских отложений, в то время как все вышележащие толщи во всех скважинах выдержаны, такие особенности распределения осадков указывают на тектонические подвижки (рис. 2).

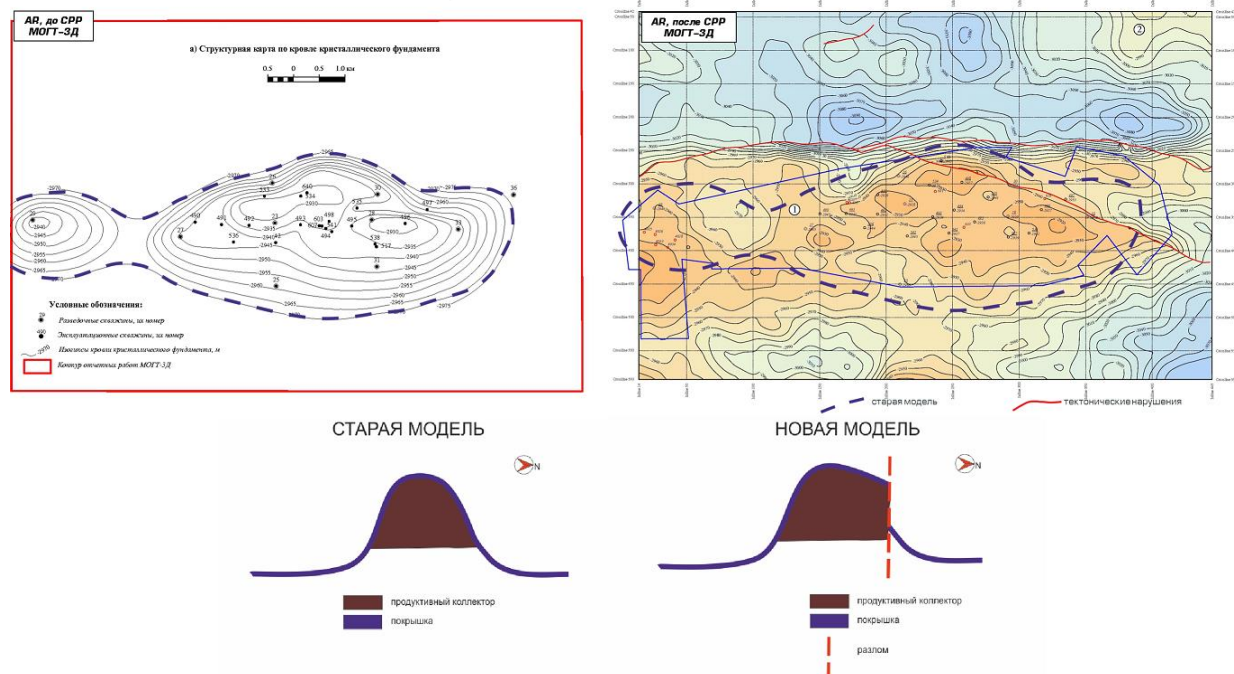


Рис. 1. Сравнение старой и новой модели Ново-Ключевского месторождения

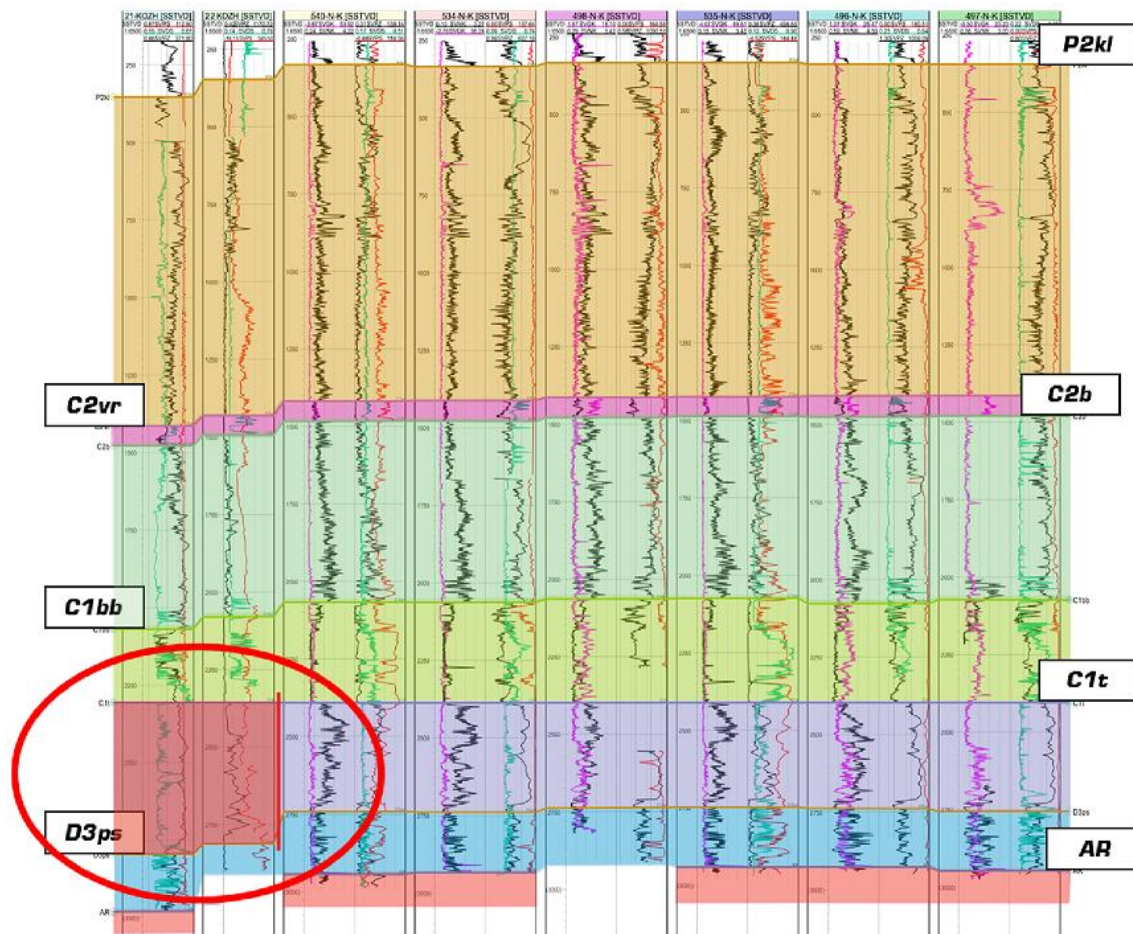


Рис. 2 Корреляционная схема по линии скважин 21, 22 — Кожмяжские; 640, 534, 498, 535, 496, 497 — Ново-Ключевские

Если предположить, что территория Ново-Ключевской площади развивалась в слаботектонодинамических условиях до бобриковского времени, то возникает вопрос к двум областям, где отмечается значительное разрастание мощности девонских отложений; если представить, что произошел надвиговый взброс в пределах Ново-Ключевской структуры, то объясняется как наличие депрессии с увеличенными толщинами к северу от структуры, так и существование малоамплитудной синеклизы к югу от поднятия. Разлом в волновом поле прослеживается до поверхности турнейского яруса.

По предварительным данным, за счет изменения модели прирост извлекаемых запасов составил 25 %.

Пример переинтерпретации Хилковско-Алакаевского месторождения

Следующей была рассмотрена Хилковско-Алакаевская площадь. Анализ скважинной информации позволил предположить наличие разрывного нарушения, которое осложняет залежь. На корреляционной схеме скважины 634 и 647 Хилковские находятся в зоне увеличения девонских отложений, что косвенно указывает на разлом.

На выполненной ранее модели осадконакопления без влияния тектонического фактора выделены необъяснимые зоны увеличенных толщин. По региональным работам было спрогнозировано, что в пределах площади должен находиться разлом, который в итоге был прослежен по сейсморазведочным работам [1]. Таким образом, получается, что скважины 634 и 647 пробурены в пределах лежащего крыла надвига, что объясняет их непродуктивность, тогда как остальные — в куполе надвига, где и сформировалась тектонически ограниченная залежь.

По старым данным было сложно уточнить положение разлома, по новым данным — применение процедур препроцессинга позволило решить эту проблему, то есть уточнить положение разлома (рис. 3).

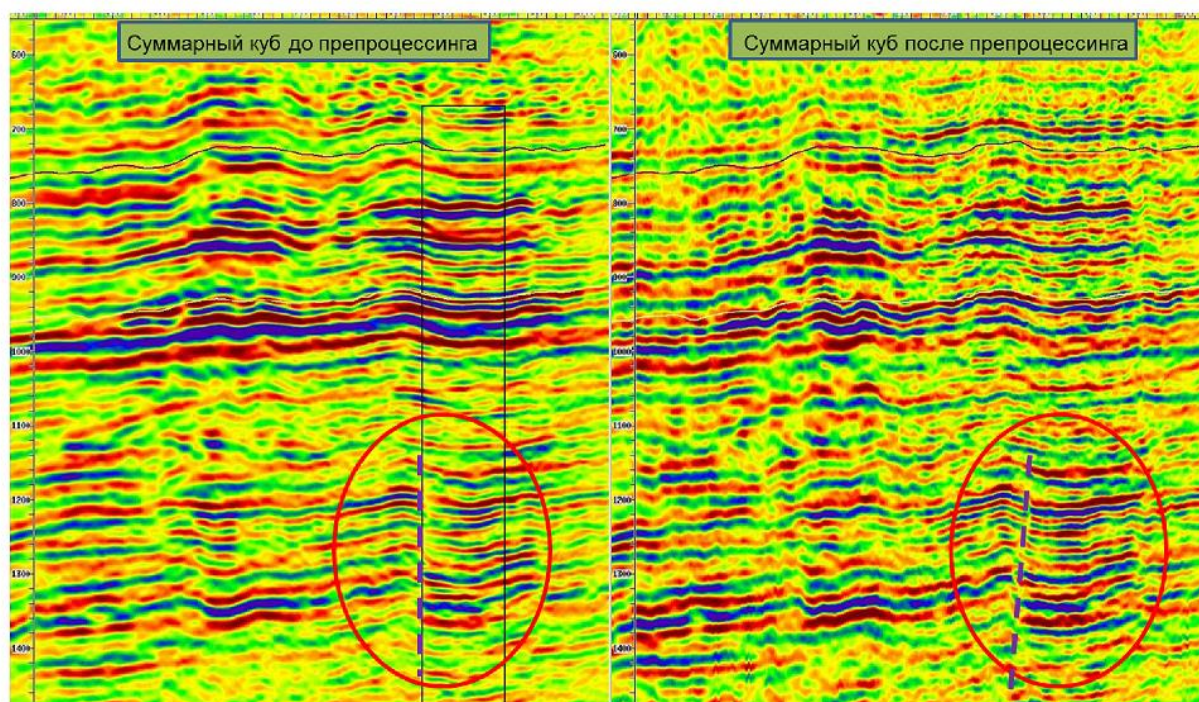


Рис. 3. Результат препроцессинга входных сейсмограмм

Анализ атрибутивных горизонтальных и вертикальных срезов подтверждает наличие разлома. По предварительным данным, за счет изменения модели прирост запасов составил 30 % извлекаемых запасов.

В ходе работ на Ново-Ключевской и Хилковско-Алакаевской площадях был подтвержден региональный разлом, осложненный, в свою очередь, мелкими тектоническими нарушениями. Анализ полученной информации и данных региональных работ показал, что именно к этому крупному элементу приурочено большое количество месторождений (рис. 4).

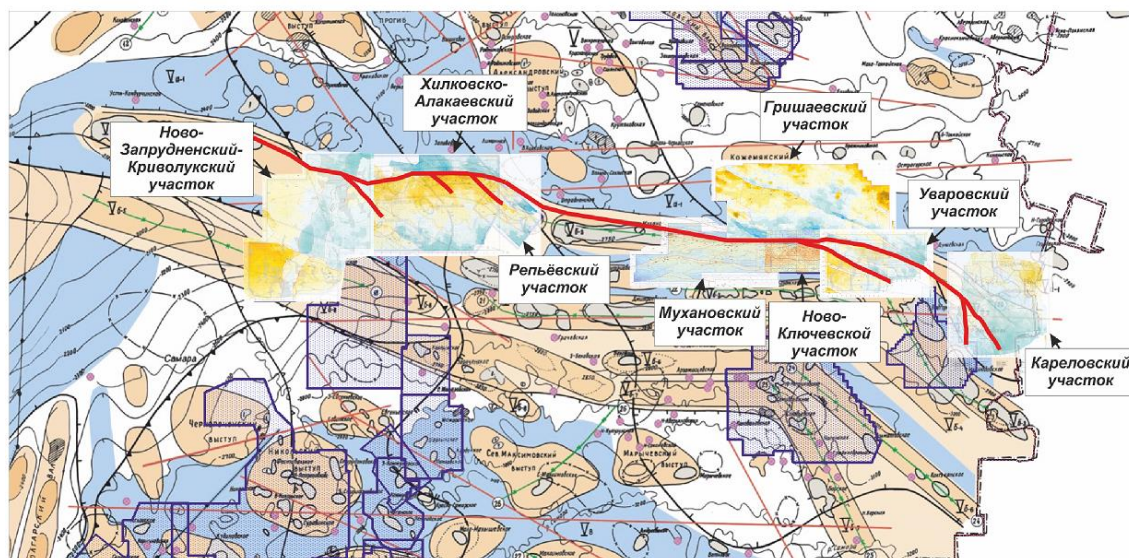


Рис. 4. Обобщение данных по региональному разлому

После проведения описанных выше работ на этапе обработки и интерпретации на новом Южно-Уваровском ЛУ была изначально учтена разломная модель строения месторождения [2,3].

Проанализированы данные скважин, пробуренных до девона, их на этой площади мало, они позволили предположить наличие разрывного нарушения за счет увеличенных толщин в скважине № 56.

Анализ временных разрезов подтвердил наличие разрывного нарушения и позволил предположить наличие надвиговой структуры. По полученным атрибутивным картам и срезам установлено, что разлом прослеживается до поверхности турнейского яруса.

На основании полученных данных, была рассчитана потенциальная модель вероятных залежей в пределах Южно-Уваровской площади в девонских отложениях. По динамическим атрибутам выделены перспективные зоны с вероятно улучшенными коллекторскими свойствами. Так как верхняя часть разреза изучена значительным объемом бурения, интерес вызывают девонские отложения. Вдоль разлома по отражающим горизонтам девона выделяется перспективное поднятие (рис. 5).

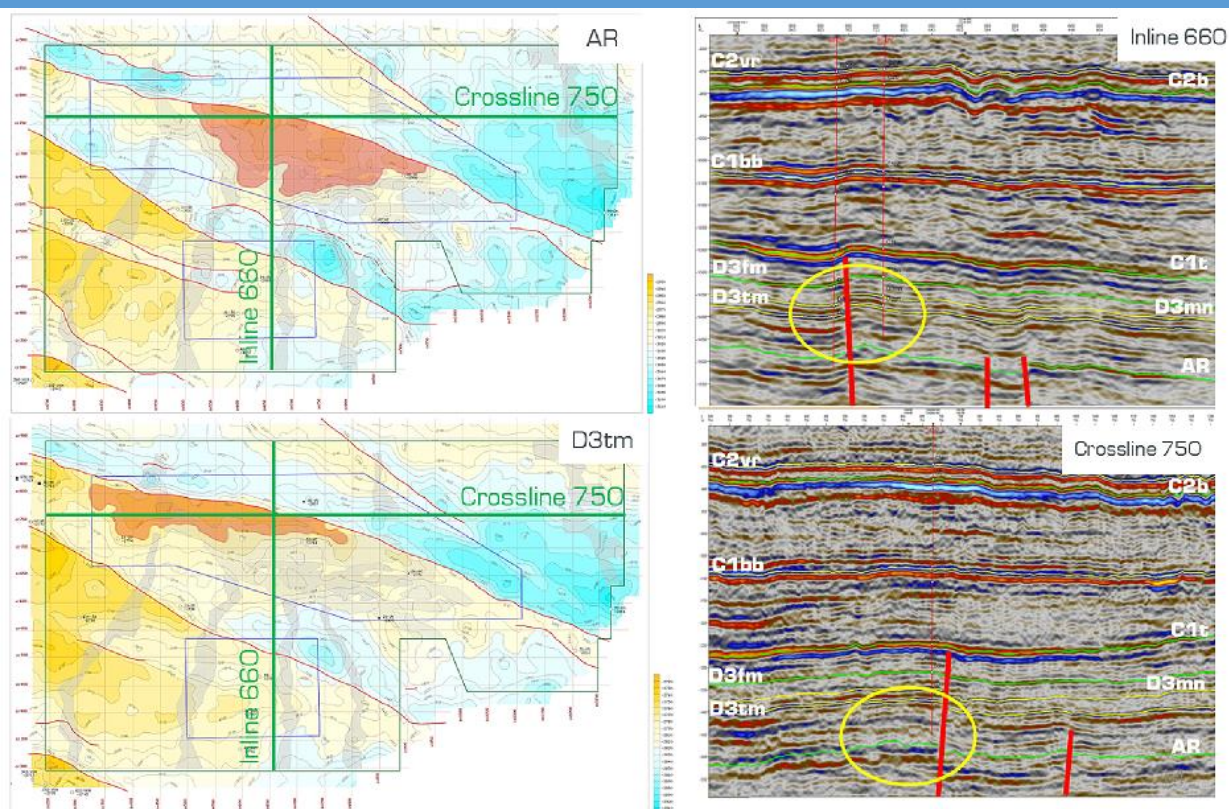


Рис. 5. Перспективные объекты. Южно-Уваровская площадь

Выполнен подсчет ресурсов категории Д0. Общий прирост после изменения модели залежи составил 25 % по одному месторождению. По контуру структуры имеются данные глубокого бурения, в которых выявлены признаки пласта коллектора водонасыщения. Однако все эти скважины находятся вне оптимальных условий [4,5].

Итоги

Прирост извлекаемых запасов на трех участках за счет пересмотра модели строения месторождения составил 25–30 %. Вдоль регионального разлома выявлено около 10 крупных и средних месторождений нефти, недропользователем которых является АО «Самаранефтегаз», даже при сохранении величины прироста примерно 20 % при пересмотре моделей на тектонически ограниченные суммарный прирост составит не менее 6–7 млн т в пределах месторождений с развитой инфраструктурой.

Выводы

Применение сейсморазведки 3D позволило существенно уточнить геологическое строение глубоких девонских горизонтов, закартировать протяженные тектонические нарушения, которые ранее не удавалось достоверно выделить.

Дальнейшее развитие данного направления: соединение всех съемок 3D и данных региональных исследований в единую модель, где можно увидеть региональный характер даже малоамплитудных тектонических нарушений, которые сложно достоверно картировать на отдельных блоках; оптимизация точек поисково-разведочного и сети эксплуатационного бурения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Методическое руководство по использованию разрезов сейсморазведки МОГТ в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ в Куйбышевско-Оренбургском Заволжье. М.: ИГиРГИ, 1981.

2. *Астратти В.О.Д., Кларк Э.Б.С., Толл Б.* Обнаружение мелких разломов и трещин с помощью сейсмических данных // Нефтегазовое обозрение. 2012. № 24.
3. *Игнатьев С.Ф.* Сложное выделение разрывных нарушений и их влияние на формирование залежей углеводородов на территории Оморинского лицензионного участка. 2012.
4. *Левянт В.Б., Хромова И.Ю., Козлов Е.А., Керусов И.Н., Кащеев Д.Е., Колесов В.В., Мармалевский Н.Я.* Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчёта запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа. М.: ЦГЭ, 2010. 250 с.
5. Методические рекомендации по анализу рисков геологоразведочных проектов. 2012.

ПОИСКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ЛОВУШКАХ НЕАНТИКЛИНАЛЬНОГО ТИПА

Л.А. Марченкова А.М.Евсеева

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия,
Larisa.mw@mail.ru
evseeva981111@icloud.com*

Аннотация: Рассмотрены вопросы поисков залежей неантиклинального типа на примере Самарского Поволжья. Приведены генетические типы ловушек по отдельным литолого-стратиграфическим комплексам и условия их формирования

Ключевые слова: залежь, неантиклинальный тип, ловушка, терригенные отложения, месторождение.

Можно отметить, что современный этап геологоразведочных работ характеризуется значительным усложнением геологического строения изучаемых отложений, существенным изменением емкостно-фильтрационных свойств и литологического состава пород и их строения. Наряду с этим необходимо отметить, что фонд структур, имеющих антиклинальное строение практически исчерпан. В связи с этим возникает необходимость исследования и опоскования сложностроенных неантиклинальных, комбинированных ловушек. По мере увеличения глубины залегания поисковых объектов усложняется геологическое строение отложений, существенно меняется литологический состав пород, повышается влияние на строение тектонической активности недр и усложняется строение ловушек, которое видоизменяется от антиклинального к неантиклинальному комбинированному типу [1].

Разработано множество классификаций неантиклинальных ловушек, основанных на различных принципах (генетическом, морфологическом, на строении экрана и др.). Выделяется в основном три типа ловушек: литологически-экранированные, тектонически-экранированные стратиграфически экранированные [2].

В рамках данной тематики более подробно рассмотрим территорию Самарского Поволжья как зону развития ловушек неантиклинального типа.

Территория Самарского Поволжья находится на древней Восточно-Европейской платформе. Структурные особенности древних платформ заключаются в их многоэтажности, в блоковом характере разломной тектоники кристаллического фундамента и в пликативном характере дислокаций осадочного чехла. В строении рассматриваемой территории выделяются несколько надэтажей, этажей, различающихся др. от др. составом пород, типами структур, характером проявления дизъюнктивной тектоники. Нижний, первый этаж

представлен породами кристаллического фундамента архейского возраста, второй – осадочными породами палеозоя. Тектонические движения за всю платформенную историю развития в своем суммарном выражении запечатлены современном рельефе кристаллического фундамента [2].

На данной территории в основном наблюдаются пластовые залежи неантиклинального типа в терригенных коллекторах девона и нижнего карбона, а также рифогенные массивы, преимущественно девонско-турнейского возраста. Чаще всего они приурочены к структурным ловушкам, осложненным литологическими экранами, реже выклиниванием пласта.

Терригенные отложения верхнего и среднего девона наиболее полно изучены на территории Бузулукской (северная половина) впадины и Южно-Татарского свода. Здесь перспективные участки связаны с бортами впадин и склонами сводов. На склонах локальных выступов фундамента, в местах выклинивания песчаных пластов, могут быть обнаружены залежи структурно-стратиграфического типа. Песчаные пласты часто замещаются плотными породами и в результате образуются отдельные изолированные участки, зоны, линзы, зоны литологического замещения.

Примером может служить Екатериновское месторождение Самарской области, на котором отложения девонской системы с размывом залегают на породы кристаллического фундамента и наблюдается значительная изменчивость емкостно-фильтрационных свойств продуктивных пластов и наличие зон литологического замещения.

На территории Южно-Татарского свода широко развиты грабенообразные прогибы с которыми связаны тектонически экранированные и литологически ограниченные залежи.

В карбонатных отложениях верхнедевонско-турнейского возраста ловушки неантиклинального типа связаны с рифогенными (биогермными) отложениями и зонами повышенной пористости, кавернозности и трещиноватости на склонах крупных сводов или бортов впадин, а также краевых участков, осложненных зонами флексур. Следует отметить, что при формировании карбонатных коллекторов имеет значение так же тектоническая трещиноватость.

Литологически экранированные залежи в нижнекаменноугольных терригенных отложениях большей частью приурочены к Камско-Кинельской системе прогибов (ККСП). Бортовые части системы часто содержат продуктивные пласты, залегающие в виде линз или узких полос среди плотных глинистых или карбонатно-глинистых пород. В прибортовых зонах Камско-Кинельской системы прогибов отмечается наличие отрицательных эрозионных структур – «врезов». «Врезы» - узкие, протяженные и извилистые эрозионные структуры, образование которых связано с деятельностью речных потоков, карстовых и эрозионных процессов. В них наблюдается выклинивание, фациальное замещение и наличие шнурковых залежей (Покровское месторождение).

В отложениях окского надгоризонта и башкирского яруса перспективы поисков залежей неантиклинального типа (литолого-стратиграфического и стратиграфического) связывают с обнаружением крупных карбонатных тел в первом случае и эрозионных останцах и рифовых фациях во втором случае.

Теоретический анализ литературы показывает, что данная проблема рассматривалась достаточно широко. В то же время целый ряд конкретных вопросов, связанных с поисками залежей нефти и газа в ловушках неантиклинального типа остается мало разработанным. К этим вопросам можно, прежде всего, отнести усовершенствование методик по выявлению и картированию сложных по строению неантиклинальных ловушек нефти и газа, определение комплекса геолого-геофизических критериев их прогноза и поиска [3].

БИБЛИГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК:

1. *Шустер В.Л.* Проблемы выявления неантиклинальных ловушек углеводородов и подходы к их решению // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 4(27). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art12>
2. *Марченкова Л.А.* Влияние тектонического фактора на формирование структур осадочного чехла // Ашировские чтения. Труды международной научно-практической конференции 2016г. С14-16. Режим доступа <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=28903899>
3. *Шустер В.Л., Дзюбло А.Д., Шнип О.А.* (2020). Залежи углеводородов в неантиклинальных ловушках Ямальского полуострова Западной сибери. Георесурсы, 22(1), с. 39-45. Режим доступа <https://elibrary.ru/item.asp?id=42755866>

ПРИЧИНЫ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОИСКОВАНИЯ ПОДГОТОВЛЕННЫХ ПОД ГЛУБОКОЕ БУРЕНИЕ СТРУКТУР И ФАКТОРЫ, СНИЖАЮЩИЕ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГРП.

Л.А.Марченкова, А.А. Коронец

Самарский государственный технический университет

*Самара, Россия,
Larisa.mw@mail.ru
tola21@yandex.ru*

Аннотация: в данной работе рассмотрены основные геологические факторы, являющихся причиной отрицательных результатов бурения на подготовленных структурах и факторы, влияющие на эффективность геолого-разведочных работ.

Ключевые слова: залежи нефти и газа, отрицательные результаты, поисковые скважины, месторождение, глубокое бурение эффективность ГРП.

Открытие залежи нефти и газа на локальной структуре носит вероятностный характер. Поскольку на сегодня нет прямых методов обнаружения залежи нефти или газа на глубине, до бурения поисковой скважины, то наряду с положительными будут и отрицательные результаты поискового бурения. Большое количество структур ежегодно выводится из разведки с отрицательными результатами, т. е. отсутствием месторождений с промышленными запасами углеводородов. Планомерное снижение эффективности поисковых работ на нефть и газ с целью открытия новых нефтяных месторождений характерно практически для всех "старых" нефтедобывающих районов, несмотря на технологическое усовершенствование процесса геологоразведочных работ.

Это связано с различными геологическими, методическими и организационными факторами, негативно влияющими на эффективность ГРП.

Причинами отрицательных результатов бурения в общем плане обусловлены недостоверностью исходных структурных построений, отсутствием ловушек в глубоких горизонтах, непромышленным характером нефтенасыщения пластов, недостатками в подготовке поднятий, отсутствием промышленно-нефтеносного комплекса пород и пластов коллекторов и т.д.

К одному из основных геологических факторов, являющихся причиной отрицательных результатов бурения на подготовленных структурах можно отнести их неподтверждаемость по тектонике в случае сложного соотношения горизонтов.

Примером может служить ложное соотношение структурных планов на Безенчукской структуре, приуроченной к Жигулевско-Пугачевскому своду на территории Самарской области. На этой территории можно отметить, что при формировании Волго-Сокского прогиба в кыновское время происходит быстрое захоронение выступа глинистыми осадками.

Выступ фундамента захороняется тиманскими отложениями. Амплитуда поднятия по тиманскому горизонту составляет всего 5 метров, а по турнейской и бобриковским поверхностям наблюдается структурная терраса, т.е. поднятие захоронится полностью.

Актуальной является причина неподтверждения структуры вследствие ошибки в структурных построениях в случае бурения скважин вне замкнутых антиклиналей, либо в их периферийных частях, вне контуров ГВК или ВНК залежей. Ложные структурные построения могут наблюдаться на поднятиях, подготовленных сейсморазведкой в случае сильной локальной неоднородности реального геологического разреза.

Ярким примером является Куцебовская и Харитоновская структуры Самарской области. Например, после каждого нового этапа проведения сейсморазведочных работ на Куцебовской площади, расположенной в Самарской области, в результате интерпретации материалов появляются значительные изменения в структурных построениях: одни поднятия полностью исчезают, у других своды смещаются до 1,5км от прежнего местоположения, изменяются размеры, амплитуды и др. Все это свидетельствует о недостаточном качестве первичных материалов, что в свою очередь обусловлено сложными сейсмогеологическими условиями района: в прошлые геологические эпохи район был мобильной зоной, возникли разрывные нарушения широтного и субмеридионального простираний, разбившие район на множество блоков [1].

Геологическое строение Харитоновской структуры характеризуется очень сложным строением и наличием крутого склона палеодолины реки по отложениям неогенового возраста. Склоны долины представлены отложениями калиновской и гидрхимической свит, а на водоразделах поверхность представлена породами казанского и татарского ярусов. Такие сейсмогеологические условия приводят к возникновению большого количества волн-помех и отрицательно сказываются на качестве сейсмического материала.

Причиной отрицательных результатов также может служить нарушение стадийности поисково-оценочных работ, когда структуры вводятся в поисковое бурение недостаточно подготовленными. Поэтому в некоторых случаях пересмотр материалов бурения дает основания для постановки дополнительных поисковых работ.

Теоретический анализ литературы по данной теме показывает, что проблема рассматривалась достаточно широко. Можно констатировать схожесть взглядов всех исследователей на причины отрицательных результатов поискового бурения. Таким образом, к ним можно отнести:

1. Геологические факторы.
2. Техничко-методические факторы (опоискование некондиционных по изученности и доказанности структур; низкое качество сейсмического материала; некорректность структурных построений и т.д.) [2].
3. Организационные факторы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК:

1. Даниелян Б.З., Марченкова Л.А. Влияние геологических факторов на успешность поисковых работ на нефть. В сб.: Известия Самарского научного центра РАН. Спец. выпуск «Проблемы нефти и газа», т. 1. Самара 2003г. С.47-52
2. Томиллин В.Е. Причины отрицательных результатов опоискования структур в Башкортостане, способы учета факторов, снижающих эффективность ГРП и их апробация в Ульяновской области // Георесурсы. 2002. №2 (10).

ИЗУЧЕНИЕ ВНУТРЕННЕГО СТРОЕНИЯ ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА Д₅ АФОНИНСКОГО НАДГОРИЗОНТА ЛАПСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА КАРТ ПОРИСТОСТИ, НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ, ПЕСЧАНИСТОСТИ

Н.М. Прилипко, В. Д. Лапина, И. А. Фролов

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

valerie-lapina@yandex.ru

ivan-frolik@mail.ru

n.prilipko@yandex.ru

При изучении геологического строения залежи наряду с уточнением её формы и размеров немаловажно оценить её внутреннее строение: неоднородность, фильтрационно-ёмкостные свойства.

Объектом изучения является Лапское месторождение углеводородов. Залежь пласта Д₅ открыта в 1990 году по результатам освоения глубокой поисково-оценочной скважины №213. Месторождение введено в промышленную эксплуатацию в 1992 году на залежь пласта Д₅.

В геологическом строении Лапского месторождения принимают участие рифейские, девонские, каменноугольные, пермские, мезозойские, неогеновые и четвертичные отложения, которые залегают на породах кристаллического фундамента архейского возраста.

В региональном тектоническом плане по поверхности палеозойских отложений Лапское месторождение расположено в пределах юго-восточной части Волго-Уральской антеклизы, в зоне сочленения Бузулукской впадины и Восточно-Оренбургского структурного выступа.

Исследуемая территория отличается очень сложным геологическим строением, что проявляется в наличии нескольких самостоятельных структурных этажей, разделенных перерывами в осадконакоплении, имеющими региональный характер.

Залежь нефти пласта Д₅ приурочена к афонинским отложениям эйфельского яруса среднего отдела девонской системы. Пласт-коллектор представлен переслаиванием известняков коричневато-серых, мелкокристаллических, слабой крепости, с известняками тёмно-серыми, до чёрных, зернистыми, слабой крепости, с быстро улетучивающимся запахом УВ на свежих сколах. Флюидоупором являются непроницаемые известняки афонинского возраста.

Залежь двухкупольная, пластовая, тектонически экранированная. Юго-западный купол вскрыт двумя скважинами, северо-восточный – одной.

В разрезе пласта Д₅ по скважинам выделяется от 5 до 7 проницаемых прослоев. Значение коэффициента расчлененности составляет 6 ед., коэффициента песчаности – 0,377 д.ед., размеры залежи – 6,3×0,9 км. Эффективные нефтенасыщенные толщины в скважинах, установленные по результатам интерпретации ГИС, изменяются от 8 м до 8,7 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 5,3 м.

Пористость коллекторов определялась в соответствии с общепринятой методикой расчета пористости по данным нейтронного каротажа, с использованием зависимости двойного разностного параметра от коэффициента пористости известняков $\Delta I_{\gamma} = F(K_{п})$.

За опорный пласт с $I_{\gamma} \text{ max}$ при определении коэффициента пористости принимались плотные известняки франко-фаменских или афонинских отложений с пористостью 1-2%.

Зависимости для расчета проницаемости пластов-коллекторов строились по данным кернового материала пластов-аналогов близлежащих месторождений.

$$K_{пр} = 272,52 * K_{п}^{1,826}$$

Начальная нефтенасыщенность по ГИС оценивалась методом Дахнова-Арчи по удельным электрическим сопротивлениям. Также использовалась прямая информация о нефтенасыщенности, полученная при испытании пласта в процессе бурения и данные освоения скважины в процессе эксплуатации.

Для уточнения геологического строения рассмотрена структурная карта по кровле проницаемой части пласта Д₅ и схематический геологический профильный разрез пласта Д₅. Строение залежи, представленная авторами подсчета запасов, сомнений не вызывает.

Для анализа внутреннего строения залежи рассмотрены карты эффективных нефтенасыщенных толщин, пористости, нефтенасыщенности и песчаности (доли коллекторов).

Эффективные нефтенасыщенные (особенно влияющие на запасы) толщины изменяются в незначительных диапазонах от 80 м скв. 214 до 8,8 метров в скв. 213. Пористость также изменяется незначительно от 0,15 в скв. 213 до 0,17 в скв. 214. А по карте нефтенасыщенности видно, что значительно меньше показания коэффициента нефтенасыщенности наблюдается в скважине 212. (0,84). Тогда как скважинах 213 и 214 К_н равен соответственно 0,94 и 0,96.

А чем можно судить по пониженной проницаемости пластов изучаемого объекта? связь проницаемости с параметром насыщения R_н а параметра насыщение с коэффициентом насыщения показано в учебниках Вендельштейн Б.Ю., Латышова М.Г. и др..

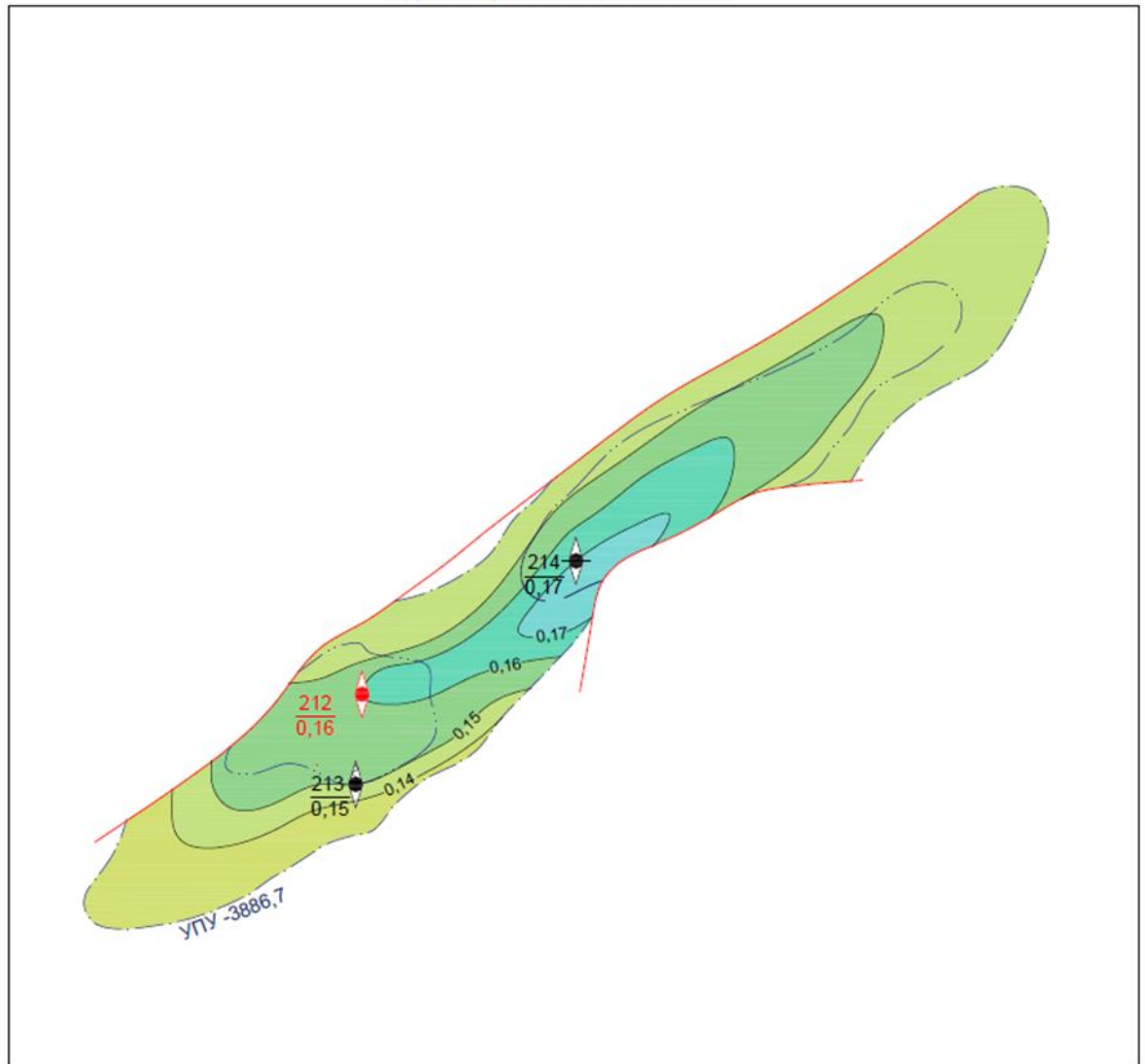
Если проницаемость связывать только с пористостью, то в скв. 212 можно прогнозировать хорошую проницаемость и гидропроводность, то есть хорошие добычные свойства не хуже чем скв. 214. А если проницаемость связывать с параметром насыщения, то в скв. 212 ниже коэффициент нефтенасыщенности и, соответственно, параметр насыщения, проницаемость и добычные возможности пласта в скв. 212 должны быть ниже. И это показывает время.

Так же можно прогнозировать зону пониженной проницаемости в районе скв. 212 и отсюда же зону остаточной нефти при освоении залежи. При уточнении внутреннего строения рекомендуется анализ карт и профильных разрезов карты, характеризующие внутренние строение пласта.

- Эффективных нефтенасыщенных толщин (в отчетах по подсчету запасов имеется)
- Пористости (обычно имеется)
- Нефтенасыщенности (обычно имеется)
- Проницаемости (обычно связывают с пористостью, что не корректно)
- Параметры насыщения который связан с проницаемостью

После построения карт рекомендуется провести зонирование. Анализ зонированных карт поможет уточнить строение пласта (залежи).

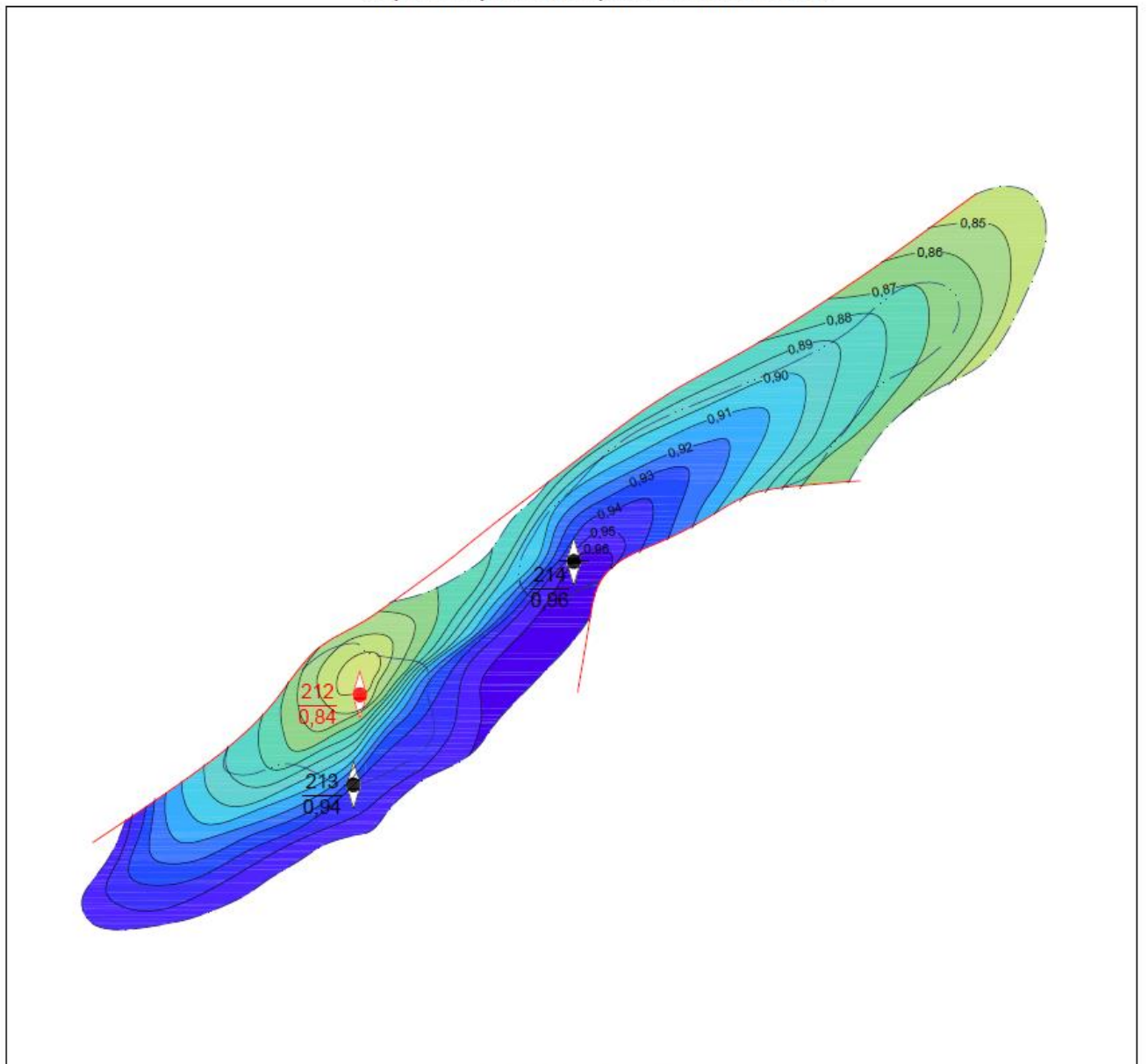
Карта пористости пласта Д₅



Масштаб 1:25000

Рис. 1- Карта пористости пласта Д₅

Карта нефтенасыщенности пласта Д5



Масштаб 1:25000

Рис. 2- Карта нефтенасыщенности пласта Д5

Карта песчанистости пласта Д₅

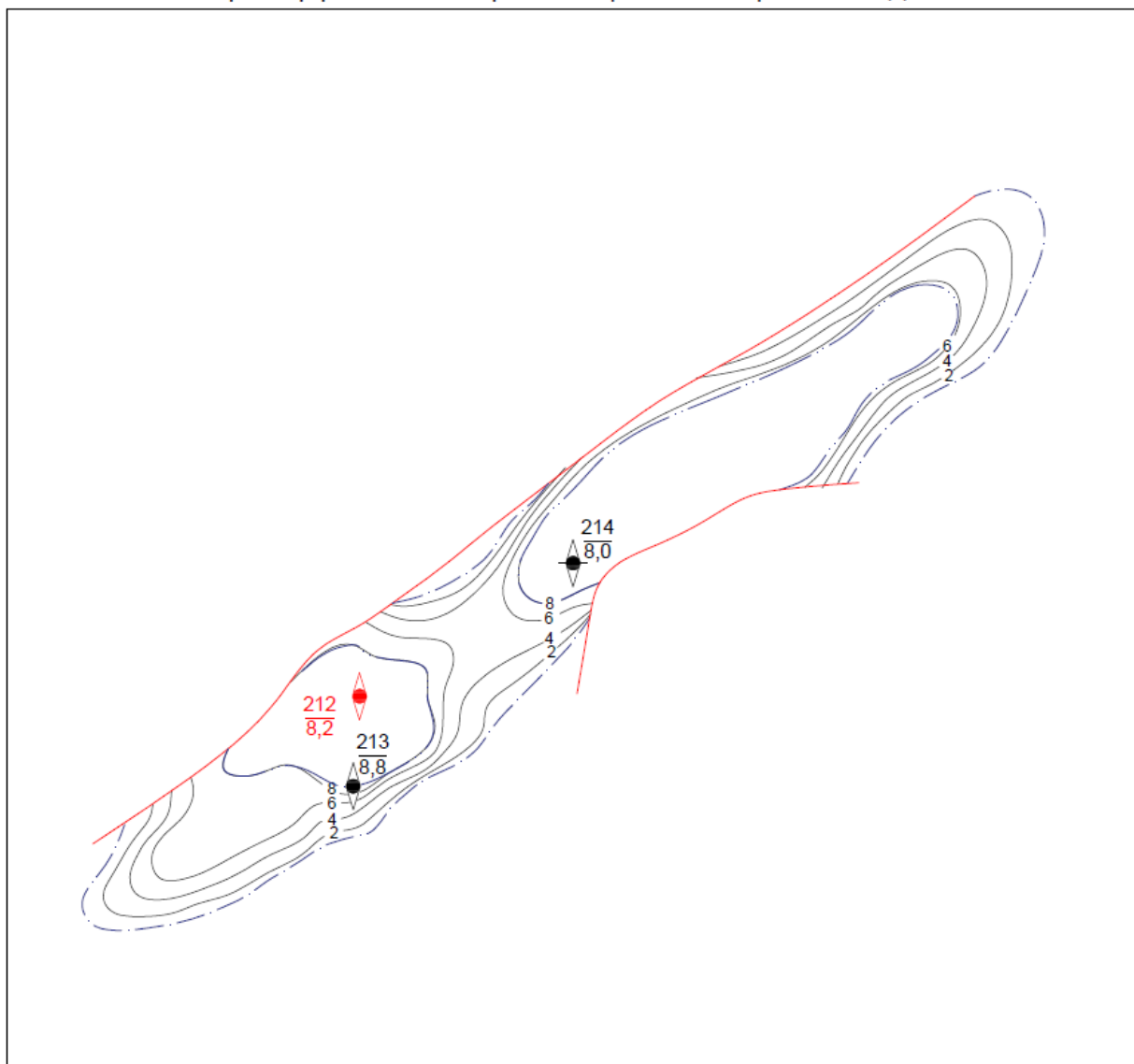


Масштаб 1:25000

Рис. 3- Карта песчанистости пласта Д₅

Рис. 4 – Карта эффективных нефенасыщенных толщин пласта Д₅

Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта Д₅



Масштаб 1:25000

Рис.4 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта Д₅

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов», приказ Минприроды России от 01.11.2013, № 477;
2. «Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов», распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 №3-р;
3. Головацкая И.В., Гулин Ю.А. и др. «Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезе нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа»;
4. [Вендельштейн Б.Ю., Латышова М.Г., Тузов В.П. «Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин»](#)

УДК 622.276

**ТЕКТОНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ БАССЕЙНОВЫХ
ОДИНОЧНЫХ РИФОВЫХ ОБЪЕКТОВ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ОРЕНБУРГСКОЙ
ОБЛАСТИ.***А. В. Рагулин, В. В. Силецкая**Оренбургская область, г. Бузулук, Россия,
alekvr@mail.ru*

Разрабатываемые нефтяные залежи имеют различную геолого-физическую характеристику, широкий диапазон размеров площади нефтеносности и глубин залегания. Применяемые системы разработки залежей углеводородов также довольно разнообразны и зависят от типа залежи, фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, их анизотропии, пластовой энергии. Геологические условия формирования залежи и ее строение определяют выбор будущей системы разработки и способы эксплуатации скважин. В связи с этим остро встает вопрос о применимости аналогов месторождений, сходных по условиям формирования и своим основным геолого-техническим показателям. Примером таких нефтяных залежей являются залежи, сформированные ловушками рифогенного типа (рифовые массивы – пространственное обособленное геологическое тело, имеющее в своей структуре большинство элементов, характерных для рифа).

Перспективность разработки залежей рифогенного типа обусловлена рядом факторов: наличием крупных запасов УВ в рифовых отложениях, высокими дебитами скважин и высоким потенциалом рифовых залежей. В качестве примера таких залежей рассмотрим Волостновский лицензионный участок, расположенный на востоке Оренбургской области.

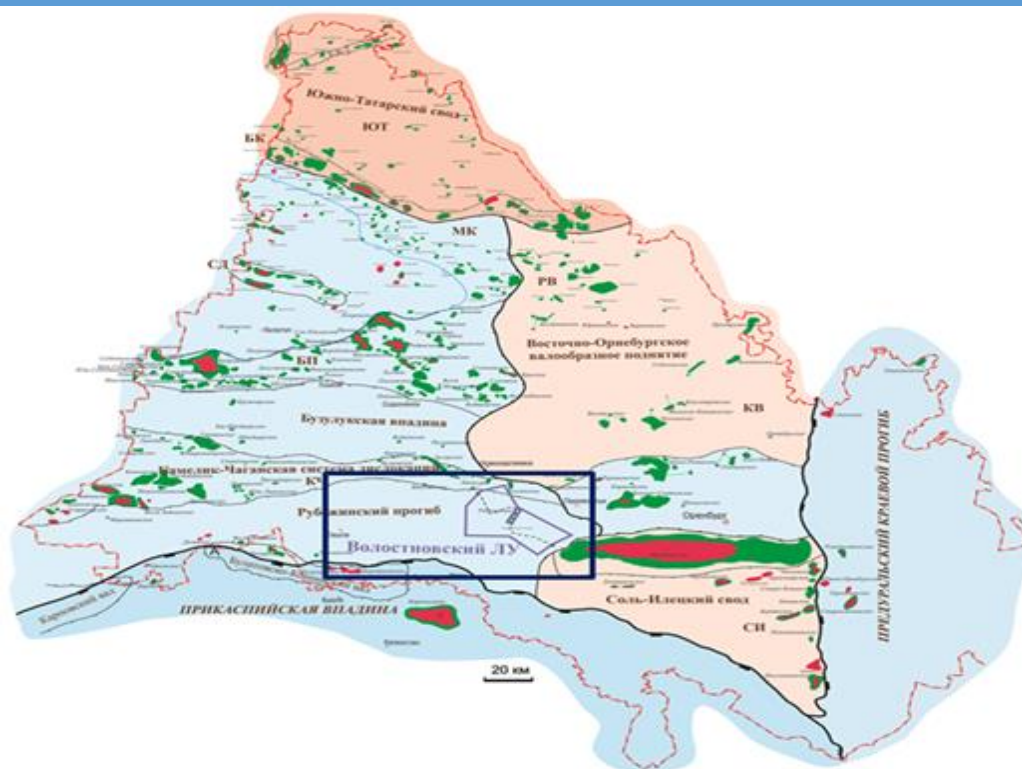


Рис. 1. Тектоническое положение района исследований.

В тектоническом отношении Волостновский ЛУ расположен на восточной окраине Восточно-Европейской докембрийской платформы. Восточно-Европейская платформа на рассматриваемой территории представлена юго-восточными структурными элементами Волго-Уральской антеклизы Русской плиты и крайней северо-восточной частью Прикаспийской впадины (рисунок 1).

По отложениям осадочного чехла Волостновский ЛУ расположен в пределах геоструктурного элемента 1-го порядка – Бузулукской впадины. Впадина наложена на восточную часть Жигулёвско-Оренбургского массива кристаллического фундамента, по горизонтам девона и карбона представляет собой обширный, открывающийся в Прикаспийскую впадину структурный залив, практически отсутствующий по горизонтам перми и выше по разрезу.

В пределах Волостновского ЛУ Бузулукскую впадину осложняют структуры 2-го порядка: на севере – Камелик-Чаганская система дислокаций, на юго-западе – Рубежинский прогиб. На юго-востоке ЛУ выделяется присводовая часть Оренбургского вала, характеризующаяся сокращением толщин девонско-нижнекаменноугольных отложений.

В раннедевонско-франское время Камелик-Чаганская система дислокаций представляла собой мелководный палеошельф, а Рубежинский прогиб был частью обширного, открывавшегося в Уральский палеоокеан и Прикаспийскую впадину, глубоководного бассейна. В связи с этим существенно отличается литолого-фациальный состав раннедевонско-франских отложений, накопившихся в пределах данных тектонических элементов. Смена мелководно-шельфового фациального пояса на относительно глубоководный бассейновый является одним из критериев выделения границы между Камелик-Чаганской системой дислокаций и Рубежинским прогибом.

Началу средне-верхнефранского этапа осадконакопления предшествовала существенная структурно-тектоническая перестройка территории, сопровождаемая обширной трансгрессией моря, которая в свою очередь предопределила основные черты палеогеографической ситуации для последующих временных интервалов. Тектоническая активизация привела к резкой дифференциации условий осадконакопления. Это, очевидно, послужило благоприятным фактором для развития внутришельфовых органогенных

построек и одиночных бассейновых рифов. Рубежинский прогиб в тот период представлял собой южную, наиболее погруженную, часть Бузулукской впадины Волго-Уральской антеклизы и был частью обширного глубоководного бассейна, в котором залежились одиночные рифы, получившие максимальное развитие в это время. Эти постройки являются частью большой группы аналогичных рифов, развитых в зоне перехода от Павловской тектонической седловины в Рубежинский прогиб.

В позднефранское время, в результате раннегерцинского сжатия, отложения в пределах наиболее приподнятых блоков Камелик-Чаганской системы и Оренбургского вала подвергались размыву. Глубина размыва на юго-востоке Волостновского ЛУ, в пределах северо-западной части Оренбургского вала, достигает воробьевских отложений. В средне-позднефранское время в Рубежинском прогибе, где существовали глубоководные условия, откладывались нефтематеринские доманиковые осадки. Данные палеогеографические условия оказались благоприятными для роста многочисленных бассейновых одиночных рифовых построек. В конце франского времени произошло очередное падение относительного уровня моря, что способствовало возобновлению активной терригенной седиментации со стороны Соль-Илецкой островной палеосуши. Таким образом, в позднефранско-раннефаменское время одиночные рифы были запечатаны глинисто-карбонатными отложениями – продуктами размыва Соль-Илецкой островной суши. Распределение и накопление терригенных осадков контролировалось характером распространения и морфологическими особенностями органогенных построек. Воронежским одиночным рифам соответствуют локальные сокращения толщины еввано-ливенского интервала.

Одной из главных черт фаменско-турнейского этапа осадконакопления является значительное, по сравнению с франским веком, расширение территории с мелководной карбонатной седиментацией, поскольку основные источники сноса находились на существенном удалении. Различия в условиях осадконакопления определялись преимущественно рельефом дна бассейна и глубиной моря.

Последующее время, вплоть до ранней перми, не характеризуется какими-либо значительными тектоническими перестройками. В пределах исследуемого участка происходило пассивное накопление осадков. Рельеф сильно дислоцированной Камелик-Чаганской системы и Рубежинского прогиба компенсируется верхнефранско-кунгурскими отложениями. Отложения кунгурского яруса осложняют процессы соляной тектоники, проявляющиеся в выщелачивании солей, замещения их ангидритами. В результате данных процессов образуются мульды, которые компенсируются, предположительно, в верхнепермское время.

В киммерийский цикл тектогенеза в результате процессов растяжения на территории работ образуются мезозойские грабены, заполненные продуктами размыва триасовых отложений, меловыми и юрскими отложениями. Меловые и юрские отложения образовывались только в мезозойских грабенах, где существовали условия для накопления осадков. Грабены представляли собой довольно глубокие озера, в то время как на остальной территории исследования господствовали континентальные условия.

В альпийский цикл тектогенеза начинается возрождение Урала, происходит инверсия древних рифтов, но с гораздо меньшей амплитудой, чем в раннегерцинское время. В период альпийского тектогенеза произошло возобновление движений по верхнедевонским разломам и перестройка структурных планов. Особенности регионального изменения толщин турнейско-нижнеказанского комплекса отложений подчинены влиянию расположенной к югу от Волостновской площадей Прикаспийской впадины. Заложившись в позднем протерозое, прогиб развивался до позднепермского времени включительно. Максимальной глубоководности бассейн достиг в артинский век, который характеризовался наиболее интенсивным прогибанием.

На основании вышеизложенного, можно сделать вывод о том, что раннегерцинский тектогенез создал основные черты современного структурного-тектонического строения

исследуемой территории, а более поздние циклы лишь немного усложнили их. Именно в раннегерцинский цикл были созданы основные ловушки в пределах Волостновского ЛУ. Данные выводы подтверждаются как сейсморазведочными работами 3Д, выполненными в 2013г., результаты которых детально изложены в отчете ООО «Тюменский нефтяной научный центр», так и по результатам бурения поисковых скважин на Волостновском лицензионном участке.

Таким образом, понимание истории образования рифогенных построек способствует выработке более эффективных мероприятий по управлению разработкой сложных и малоизученных рифогенных залежей, что, в свою очередь, позволяет улучшить качество проводимых исследований и выполнить программу первоочередных геолого-технических мероприятий по разработке данного лицензионного участка.

Комплексная интерпретация сейсмических и геологических данных, а также седиментологических исследований ядра в пределах Волостновского лицензионного участка позволит более точно реконструировать историю формирования бассейновых одиночных рифовых объектов и условий заполнения глубоководного бассейна и даст возможность корректно прогнозировать технологические показатели с целью оптимального выбора системы разработки.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 *Желтов Ю.П.* Разработка нефтяных месторождений. - М.; Недра, 1998 – 19-20 с.
- 2 *Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Мелик-Пашаев В.С., Юдин Г.Т.* Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа- М.; Высшая школа, 1976 – 16 с, 169 с.
- 3 *Беляева Г.В., Волкова К.Н., Журавлева И.Т., Задорожная Н.М., Исаев Г.Д., Королюк И.К., Космынин В.Н., Краснов Е.В., Кузнецов В.Г., Лучинина В.А., Михайлова М.В., Мягкова Е.И., Преображенский Б.В., Пунина Т.А., Тесаков Ю.И., Хромых В.Г., Шуйский В.П.* Современные и ископаемые рифы. Термины и определения. Справочник. - М.; Недра, 1990 – 82 с.
- 4 Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области – Оренбург.; Оренбургское книжное издательство, 1997 – 121 с.
- 5 Эксплуатация рифовых объектов на территории Оренбургской области доклад ООО «Тюменский нефтяной научный центр», 2013г.

УДК 622.276

АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА КУДИНОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

М.А.Кинжебаев, А.О.Рыков

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия,

kinzhebaevmursalim@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы по проведению геолого-технических мероприятий на Кудиновском месторождении. Раскрыты виды восстановительных работ и их использование на практике.

Ключевые слова. Кудиновское месторождение, нефть, геолого-технические мероприятия, глинокислотная обработка, ремонтно-изоляционные работы.

Введение. Кудиновское месторождение относится к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и значителен многопластовым. По объему запасов углеводородов Пласт В1' Кудиновского поднятия является одним из первых на Кудиновском месторождении. Начальные извлекаемые нефтяные запасы пласта варьируются от 24-25%.

Пласт находится в пашийском горизонте кровельной части, в некоторой степени занял территорию на восточной и юго-восточной зоне Кудиновского поднятия. Разработка пласта В1' Кудиновской залежи (Кудиновского поднятия) начата в 1981 году и условно находится на 3-й стадии¹.

Из-за снижения эффективности пласта В1' Кудиновской залежи, в основном, снижение его водоизмещающих свойств связано с увеличением количества низкодебитных и высоко-обводненных скважин. Решение таких проблем требует больших материальных и финансовых затрат, но для оплат расходов на добываемую нефть необходимо предоставить технологии, которые позволяют сохранить положительные характеристики выдавливания углеводородов, и продуктивное применение остаточных запасов, которые технологически эффективны и экономически выгодны.

Основная часть. ГТМ (Геолого-технические мероприятия) обосновываются проведением высокого количества геолого-промысловых работ, а также анализ эффективности геолого-технических мероприятий².

Анализ эффективности геолого-технических мероприятий по пласту за период (2016-2018) выделяет следующее:

1) За рассматриваемый период по добывающему и нагнетательному фонду продуктивного пласта В1' Кудиновской залежи выполнено 6 обработок призабойной зоны пласта, из которых около 86% от общего количества составляют пять соляно-кислотных и одну глино-кислотную обработку. Продуктивность текущих процедур составила 11,9 тысяч тонн. В соляно-кислотную обработку входило 1,5-14м³ хлороводородной кислоты с 15-ти % концентрацией, с добавлением при необходимости 30-65кг ПАВ (мл-72). При глино-кислотной закачке применялось 3м³ хлороводородной кислоты с 17-ти % концентрацией, при этом добавляя около 85 кг фтороводородной кислоты, с добавлением поверхностно-активного вещества в количестве 22 кг.

2) За рассматриваемый период в трех скважинах пласта В1' был успешно проведен гидроразрыв пласта, при этом эффективность данных мероприятий составила 11,39 тысяч тонн дополнительно добытой нефти³.

При разработке месторождения с низкой производительностью добывающих скважин, одним из экономически-рентабельным и технологически эффективным способом добычи углеводорода является гидроразрывпласта.⁴ При гидроразрыве плодородного слоя искусственно создается довольно длинная трещина, протяжённость, направление и проводимость которой в значительной степени зависят от геологических и физических свойств пласта, и в какой-то степени, от технологических операций. Протяжённость трещин в большинстве случаев, достигает до нескольких сотен метров. В этом случае гидродинамическая модель фильтрации флюида схожа с той, что создается при применении горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов. Таким образом, применение гидроразрыва пласта и зарезка боковых стволов в большой степени схожи. Смыслом которых является, их отдельное и совместное применение для обеспечения

¹ Сазонов Б.Ф. Отчет «Технологический проект разработки Кудиновского нефтяного месторождения Самарской области». ООО «Технологический центр Б.Ф. Сазонова», г. Самара, 2012 г. – 443 с.м

² Аргимбаев, К.Р. Открытая разработка месторождений строительных материалов: Учебное пособие / К.Р. Аргимбаев, Д.Н. Лигоцкий. - СПб.: Лань, 2018. - 104 с.

³ Дополнение к технологическому проекту разработки Кудиновского нефтяного месторождения Самарской области. ЗАО «ТюменьНИИпроект». г. Тюмень, 2013 г. -320 с.

⁴ Вильям, С. Лионс Большой справочник инженера нефте-газодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии / С.Лионс Вильям. - М.: Профессия, 2009. - 952 с.

гидродинамической связи ПЗС с трещиновато-пористой средой и увеличение зоны дренирования, ввод в разработку запасов нефти малопродуктивных зон, линз или залежей.

3) В этот промежуток времени произвелось 3 ремонтно-изоляционных работ. Отмечается значительный эффект 14,1 тысяч тонн дополнительной извлеченной нефти.

На данном этапе исследования Кудиновского поднятия, в то время когда значимая часть разрабатываемых объектов заводнена по различным причинам, (доказательством чего являются замеры обводнения и состав добытой скважины воды), есть необходимость проведения анализа и оценки технической пригодности заколоненных перетоков и эксплуатационных клон, плантрование проведения ремонтно-изоляционных работ.⁵

Результаты работ по извлечению нефти с пласта В1' на Кудиновском месторождении приведены в таблице 1.

Таблица 1

Геолого-технические мероприятия

Геолого-технические мероприятия	2016г.		2017г.		2018г.		Количество скважин. штук	ИТОГО Эффект Тонн
	Количество скважин. штук	Эффект тонн нефти	Количество скважин. штук	Эффект тонн нефти	Количество скважин. штук	Эффект тонн нефти		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Обработка призабойной зоны пласта	2	4,1	2	4,1	2	3,7	6	11,9
Гидроразрыв пласта	1	3,17	1	5,4	1	2,82	3	11,39
Ремонтно – изоляц. работы	1	4,7	1	5,6	1	3,8	3	14,1
ИТОГО	4	11,97	4	15,1	5	10,32	13	37,39

Заключение. Исходя из показаний таблицы 1 вытекает, что эффективность от геолого-технических мероприятий в период 2016-2018 составила 37,39 тысяч тонн дополнительно извлеченной нефти.

Экспертиза результатов ГТМ на Кудиновском месторождении показала, что они в целом эффективны и могут быть выполнены в будущем, в том числе подрядными организациями.

Исходя из поздней стадии разработки пласта В1' Кудиновского поднятия, видна, высокая водонасыщенность извлекаемых флюидов, которую в свою очередь необходимо уменьшить, при этом увеличив добычу нефти из нефтеносных пластов с низкой проницаемостью как в нагнетающих, так и для добывающих скважин, с сохранением положительных характеристик выдавливания жидкости. Для этого необходимо проведение мероприятий, направленных на процесс добычи углеводородов, способных восстанавливать фильтрационно-емкостные свойства.

На основе анализа технологической эффективности ГТМ за период анализа с учетом экономических факторов может быть предложен Гидроразрыв пласта.

⁵ Патент № 2256787 РФ. Способ гидравлического разрыва пласта в сочетании с изоляцией водопритоков в добывающих скважинах с применением гелеобразующих жидкостей на углеводородной и водной основах.//Магадова Л.А. , Магадов Р.С., Силин М.А., Гаевой Е.Г., Рудь М.И., Губанов В.Б., Магадов В.Р. , Баженов С.Л., Трофимова М.В.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Аргимбаев, К.Р.* Открытая разработка месторождений строительных материалов: Учебное пособие / К.Р. Аргимбаев, Д.Н. Лигоцкий. - СПб.: Лань, 2018. - 104 с.
2. *Вильям, С.* Лионс Большой справочник инженера нефте-газодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии / С.Лионс Вильям. - М.: Профессия, 2009. - 952 с.
3. *Сазонов Б.Ф.* Отчет «Технологический проект разработки Кудиновского нефтяного месторождения Самарской области». ООО «Технологический центр Б.Ф. Сазонова», г. Самара, 2012 г. – 443 с.
4. Дополнение к технологическому проекту разработки Кудиновского нефтяного месторождения Самарской области. ЗАО «ТюменьНИИпроект». г. Тюмень, 2013 г. -320 с.
5. Патент № 2256787 РФ. Способ гидравлического разрыва пласта в сочетании с изоляцией водопритоков в добывающих скважинах с применением гелеобразующих жидкостей на углеводородной и водной основах.//Магадова Л.А. , Магадов Р.С., Силин М.А., Гаевой Е.Г., Рудь М.И., Губанов В.Б., Магадов В.Р. , Баженов С.Л., Трофимова М.В.

УДК 622.276.43

СПЕКТРАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ФЛУОРЕСЦЕНТНЫХ ИНДИКАТОРОВ В ПЛАСТОВЫХ ВОДАХ

А.В.Тютяев, О.Д.Комарова

Самарский государственный технический университет

г. Самара, РФ

tyutyayev@mail.ru

lesa163@gmail.com

В последние годы резко увеличивается число месторождений с высокой степенью обводненности. В этих условиях возникает необходимость детального контроля за динамикой пластовых жидкостей. Особенно это важно при разработке месторождений с использованием широко используемой в нашей стране и за рубежом технологии заводнения.

Как известно, технология заводнения основывается на нагнетании в пласт в процессе разработки месторождения воды. Вода поступает в пласт через нагнетательные скважины, расположенные более или менее равномерно между добывающими. При движении по пласту от забоев нагнетательных скважин вода вымывает оставшуюся нефть и проталкивает ее по направлению к участкам с пониженным давлением т.е. к забоям добывающих скважин.

По мере разработки месторождения увеличивается флюидопроводимость пласта по некоторым наиболее легко промываемым направлениям. Это приводит к тому, что в зонах нагнетания по этим направлениям происходит резкое возрастание скоростей движения подземных вод, приводящее в конце концов к преждевременному прорыву воды к добывающим скважинам. Подобные задачи возникают и при использовании других, широко используемых, методов повышения нефтеотдачи пластов, таких как физико-химические воздействия на пласт, гидроразрыв пласта и т.п.

Управление процессами заводнения можно осуществить лишь на основе достоверной информации о гидродинамических процессах в разрабатываемом пласте, прежде всего, информации о реальных скоростях и направлениях движения подземных вод.

В настоящее время получить такую информацию можно только с помощью индикаторных (трассерных) методов [1-5]. Объясняется это тем, что применение индикаторных методов в нефтегазопромысловой геологии позволяет получить

репрезентативную количественную информацию о направлении и скоростях движения флюидов в исследуемых пластах, оценить основные фильтрационные параметры и наличие межпластовых перетоков, а также надёжную информацию о техническом состоянии скважин. Применение этих методов дает возможность определить направление движения пластовых жидкостей и нагнетаемой в залежи воды, распределение потоков по пластам и между отдельными скважинами и источниками их обводнения, гидродинамическую связь по площади и разрезу залежей, определить эффективность процесса вытеснения нефти, степень влияния на него отдельных скважин и режима их дренирования и нагнетания и т.д.

Способ с использованием индикаторов (трассеров) основан на закачке воды с индикатором (или водного раствора реагента) и последующем контроле за ее продвижением, который осуществляется путем периодического отбора проб жидкости с устьев контрольных добывающих скважин. Определение концентраций индикаторов в водной фазе проводится в лабораторных условиях.

В качестве индикаторов для приготовления меченых жидкостей могут быть использованы такие стабильные индикаторы, как аммоний роданистый, калий роданистый, уранин, флуоресцеин, эозин, карбамид или другие, имеющие соответствующие свойства, необходимые при исследованиях для контроля за движением закачиваемой воды на нефтяных месторождениях.

Способ может быть применен при любой системе заводнения и при различной обводненности продукции добывающих скважин независимо от числа пластов, вскрытых перфорацией.

Область применения способа не ограничивается способом эксплуатации и оборудованием скважин, величинами дебитов добываемой жидкости, вязкостью и газовыми факторами. Исследования не накладывают ограничений на режимы работы скважин.

Наличие нескольких индикаторов, имеющих идентичные гидродинамические свойства, позволяет оценить действие нескольких нагнетательных скважин (коэффициент влияния) на одну из окружающих наблюдательных добывающих скважин. При этом одновременно в каждую из этих нагнетательных скважин закачивают разный индикатор. С устья добывающих скважин периодически отбирают пробы добываемой продукции и делают физико-химический анализ попутно добываемой воды на наличие каждого индикатора.

В качестве индикаторов используются флуоресцентные вещества (флуоресцеин, уранин и эозин) и химические красители и соли: родамины, карбамид.

В настоящее время разработаны и широко апробированы новые ультрадисперсные многоцветные флуоресцентные трассеры с высокочувствительным люминесцентно-фотометрическим методом их количественного определения в любых средах, включая пластовые воды (рис. 1)



Рис. 1. Новые ультрадисперсные многоцветные флуоресцентные трассеры.

Они имеют следующие характеристики:

- чувствительность определений для них выше, чем у радиоизотопов, что позволяет проводить исследования при разбавлении 10^{12} – 10^{13} раз;
- они экологически и санитарно-гигиенически безопасны;
- многоцветны, что позволяет проводить одновременный запуск 5-7 и более различных цветов в нагнетательные скважины;
- в одной пробе можно определить трассеры всех цветов, запущенных в нагнетательные скважины;
- строго следуют с гидродинамическим носителем, не опережая и не отставая от него;
- не сорбируются породой и оборудованием скважин;
- не искажают фильтрационный поток за счет изменения его вязкости и плотности;
- легко и быстро определяются в полевых условиях на отечественной аппаратуре;
- на их концентрацию и определение не влияют физико-химические свойства гидродинамического носителя;
- проба может храниться сколь угодно долго, что позволяет проводить повторные контрольные определения;
- на определение трассера не оказывают влияние другие флуоресцирующие компоненты воды (растворенное органическое вещество, нефтепродукты и др.).

Проведен элементный и фазовый анализ люминофоров (рис.2).

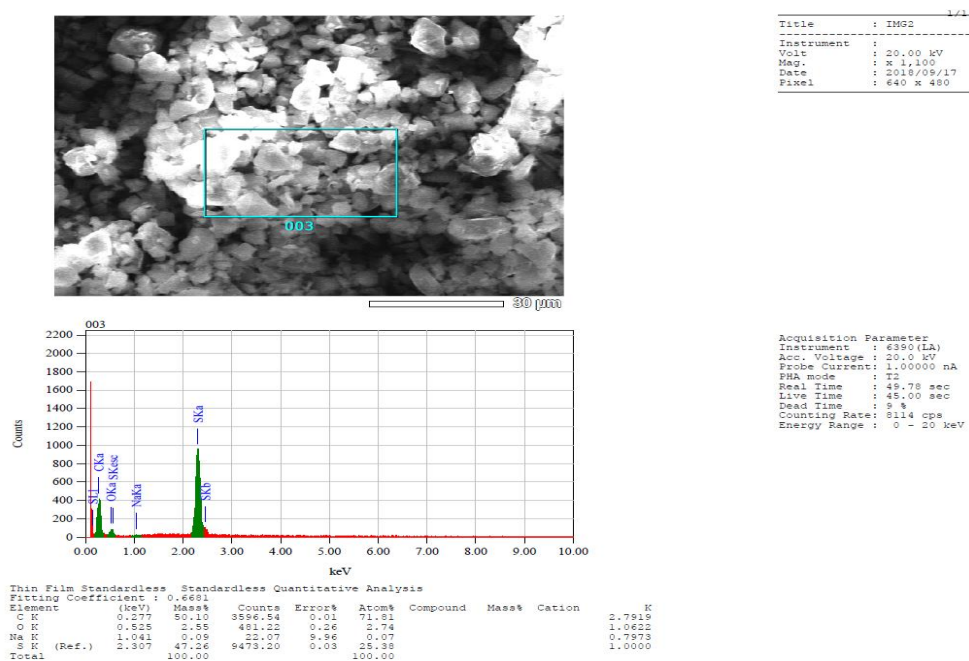


Рис. 2. Результаты элементного и микроскопического анализа одного из индикаторов.

Исследования люминесценции пластовой воды проводились на основе аппаратно-программного комплекса, состоящего из многофункционального спектрофлуориметра и компьютера с установленным программным обеспечением.

Предварительно выполнен спектральный анализ люминофоров (рис.3)

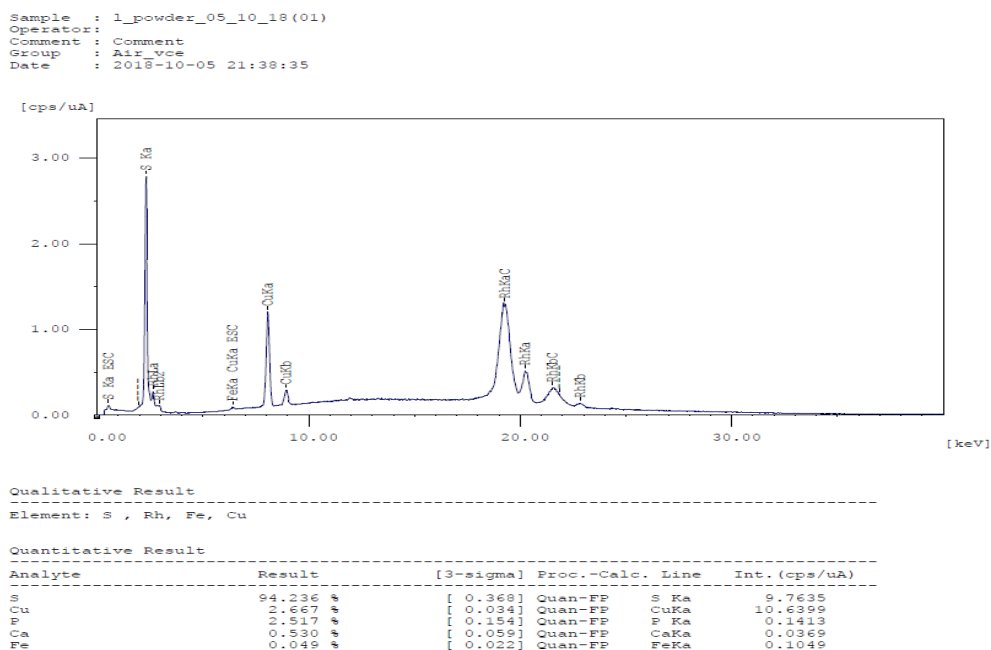


Рис.3 Спектр одного из люминофоров

Методика включает в себя следующие этапы:

1. Подготовка установки к работе. Необходимо включить и прогреть спектрофлуориметр в течение 1-2 минут, загрузить программное обеспечение и дождаться его синхронизации с прибором.

2. Подготовка проб пластовой воды из добывающих скважин. Подготовка включает предварительное отделение пластовой воды от нефти и разбавление пробы буферным раствором для усиления сигнала.

3. Затем проводится измерение спектра возбуждения при синхронном сканировании. Измерение синхронного спектра возбуждения позволяет выявить, воздействие излучения какой длины волны приводит к наиболее интенсивной люминесценции исследуемого объекта. Первое измерение синхронного спектра проводится в максимально широком спектральном интервале – прибор позволяет получать корректные данные в диапазоне 180...840 нм. Чувствительность фотоэлектронного умножителя (ФЭУ) на первом этапе измерений целесообразно установить низкой, чтобы исключить возможность помех в канале регистрации. Число вспышек источника излучения следует выбрать небольшим (10 или 25), а шаг перестройки монохроматора – наибольшим (например, 5 нм). Смещение следует выбрать равным 70 нм, а затем уточнить его после предварительного измерения. Истинное значение смещения (стоксова сдвига) можно установить только после измерения спектров люминесценции и возбуждения путём нахождения расстояния между максимумами этих спектров. Обычно это расстояние находится в пределах 60–100 нм.

Получив предварительный результат и оценив примерное расположение рабочей области, можно приступить к уточняющему измерению синхронного спектра. При этом спектральный диапазон следует сузить до границ рабочей области, увеличить число вспышек до 50–100, а шаг сканирования снизить до 1 нм. Это позволит наиболее точно измерить синхронный спектр возбуждения. Чувствительность ФЭУ следует выбрать с учётом того, что при изменении чувствительности на одну позицию, она фактически изменяется в 10 раз.

4. Анализ синхронного спектра, включающий поиск спектральной области (областей), в которой(ых) наблюдается превышение сигнала над фоном, а также поиск пиковых значений и их параметров (интенсивность, длина волны максимума). Поиск можно произвести как вручную, так и с помощью программных средств функции «Поиск пиков» в поле «Обработка»

5. Измерение спектра (спектров) люминесценции. Для измерения спектров люминесценции необходимо выбрать пункт «По регистрации» в списке «Сканирование». При сканировании по регистрации необходимо для монохроматора возбуждения задать постоянную длину волны, а для монохроматора регистрации – спектральный диапазон и шаг сканирования. Монохроматор возбуждения следует устанавливать на ту же длину волны, на которой наблюдается максимум синхронного спектра. Спектральный диапазон для монохроматора регистрации следует выставлять, исходя из двух ограничений: левая граница диапазона должна быть установлена как минимум на 20 нм больше, чем длина волны монохроматора возбуждения; правая граница диапазона быть установлена как минимум на 20 нм меньше, чем удвоенное значение длины волны монохроматора возбуждения.

При пробном сканировании число вспышек источника излучения следует выбрать небольшим, а шаг перестройки монохроматора регистрации – наибольшим, чувствительность ФЭУ – ту же, что при синхронном сканировании. После проведения предварительного сканирования проводится точное сканирование с большим количеством вспышек источника (50 или 65) и малым шагом перестройки.

Если максимумов синхронного спектра несколько, то следует провести сканирование по регистрации для каждого из этих максимумов.

6. Анализ спектра люминесценции исследуемого объекта. Спектр люминесценции в подавляющем большинстве случаев одномодален, однако, это не облегчает задачу поиска максимума. Из-за того, что график спектра довольно пологий, возрастает количество ложных пиков; при автоматическом поиске пиков ложные пики могут перекрыть действительный

максимум. Поэтому более удобно проводить поиск максимума вручную, сгладив график спектра и воспользовавшись Маркером, представляющим собой синюю вертикальную прямую, точки пересечения которой с графиками, находящимися в меню «Обработка», указываются в отдельном списке. Маркер можно перемещать по полю графика.

7. Измерение спектра возбуждения. Для измерения спектра возбуждения необходимо выбрать пункт «По возбуждению» в списке «Сканирование».

При сканировании по возбуждению необходимо для монохроматора регистрации задать постоянную длину волны, а для монохроматора возбуждения – спектральный диапазон и шаг сканирования. Монохроматор регистрации следует устанавливать на ту же длину волны, на которой наблюдается максимум спектра люминесценции. Спектральный диапазон для монохроматора возбуждения следует выставлять, исходя из двух ограничений: правая граница диапазона должна быть установлена как минимум на 20 нм меньше, чем длина волны монохроматора регистрации; левая граница диапазона быть установлена как минимум на 20 нм больше, чем половина длины волны монохроматора регистрации. При пробном сканировании число вспышек источника излучения небольшое, шаг перестройки монохроматора возбуждения – наибольший, чувствительность ФЭУ – та же, что при синхронном сканировании. После предварительного сканирования проводится точное сканирование с большим количеством вспышек источника и малым шагом перестройки.

8. Анализ спектра возбуждения проводится с использованием функции «Поиск пиков», либо вручную с использованием Маркера.

9. Построение спектров возбуждения и люминесценции и их общий анализ. Сложные многомодальные спектры (например, спектры возбуждения и синхронные спектры) требуют дополнительного анализа, включающего в себя разложение на элементарные составляющие (гауссианы, лоренцианы). Такой анализ можно произвести с помощью программы MicrocalOrigin. Она позволяет получить численные характеристики спектра: математическое ожидание, дисперсию, центральный статический момент, коэффициент асимметрии, значение эксцесса, полную энергию спектра.

Можно построить гистограмму распределения интенсивности, которая говорит о вытянутости спектра относительно центра. Также можно выполнить обратное преобразование Фурье функции: графики вещественной и мнимой частей спектра, фазового угла; определить время корреляции и затухания корреляционной функции.

Предварительно проводится спектральный анализ пластовой воды и буферного раствора. Затем снимаются калибровочные кривые (рис.4).

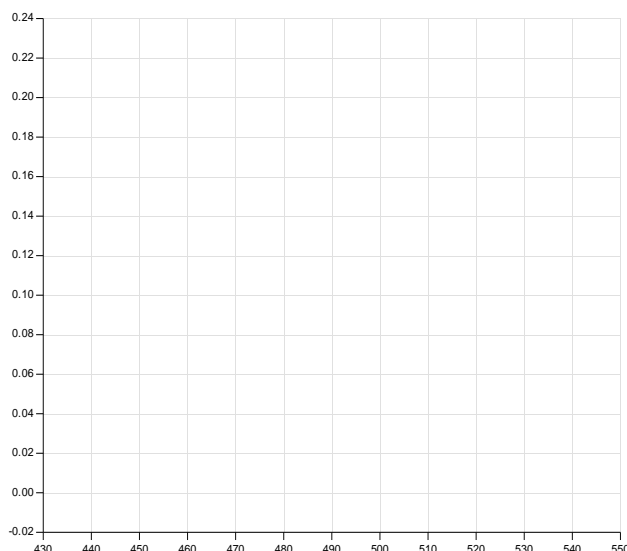


Рис.4 Калибровочные кривые

На рис. 5 показаны результаты спектрального анализа одной пробы конкретной скважины.

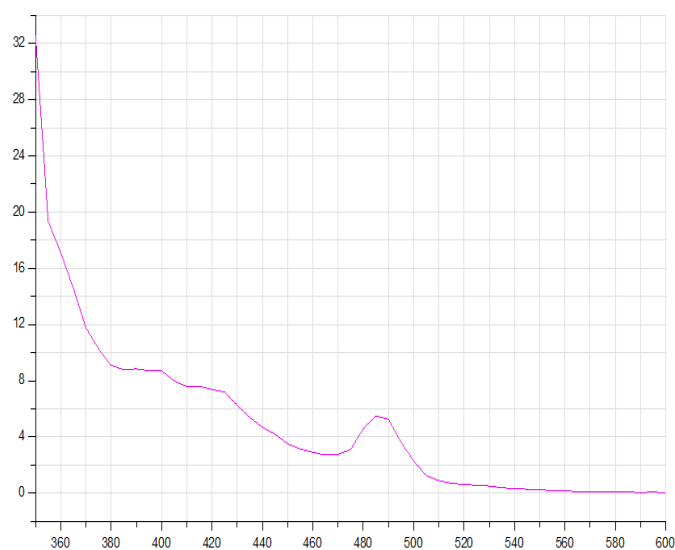


Рис.5.Спектры флуоресценции пробы пластовой воды

Использование индикаторных методов в добыче нефти и газа позволяет получить характерную количественную информацию о направлении и скоростях движения флюидов в исследуемых пластах, а также оценить основные параметры фильтрации и наличие межпластовых потоков, как достоверную информацию о техническом состоянии скважин.

Разработана методика измерения спектральных характеристик люминесценции и возбуждения (поглощения) проб пластовой воды флуоресцентными индикаторами. Полученные результаты позволяют проследить изменение концентрации трассеров в пластовой воде во времени.

Изменение их концентрации позволяет установить гидродинамическую связь между нагнетательными и добывающими скважинами.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. – Индикаторные методы изучения нефтеносных пластов. 1986 М. Недра.
2. Букин И.И. – Контроль за перемещением нагнетаемых в пласт жидкостей индикаторами радикального типа. 1981. Нефтяное хозяйство.
3. Султанов С.А., Зайцев В.И., Антонов Г.П. – О некоторых закономерностях движения меченной жидкости по пласту.
4. Букин И.И., Ганиев Р.Р., Асанбаев Д.Н., Калмацкий С.П. – Определение скорости и направления фильтрации по пласту нагнетаемой воды с помощью индикаторов.
5. Лебедев М.С., Варягова Д.С., Варягова А.С. – Применение новых видов индикаторных исследований для различных сред на объектах нефтегазового комплекса.
УДК 519.223.5 : 519.246.85

ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЗАИМООБРАТНЫХ ФУНКЦИЙ ПРИ РЕШЕНИИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ УРАВНЕНИЙ В ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКЕ

С.А. Корчагин, Л.А. Марченкова

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

В различных приложениях, связанных с обработкой экспериментальных данных, часто возникает необходимость подбора такой функции $Y=F(X, A_1, \dots, A_M)$, зависящей от конечного числа параметров $\{A_i\}$, которая, наилучшим в применяемой модели образом, описывает экспериментально полученные данные.

При этом вид функции выбирается исходя из независимых априорных соображений. При недостатке таких сведений, часто функцию F приближают многочленом, параметрами которого являются его коэффициенты. Далее определяются такие значения этих коэффициентов, при которых экспериментальные данные наилучшим образом описываются этим многочленом.

Критерии качества такого описания могут быть различными. В частности, это, например, сумма квадратов отклонений, рассчитанных с помощью функции F «теоретических» значений, от соответствующих им экспериментальных данных. Такой критерий применяется в методе наименьших квадратов (МНК). Или это может быть сумма квадратов расстояний экспериментальных точек до кривой, соответствующей функции F . Такой критерий применяется в методе наименьших полных квадратов (МНПК). Существует множество иных критериев, связанных с разнообразием норм в различных нормированных пространствах.

В работах [1-3] обсуждались особенности одной модификации МНК, где используются обратные функции. При таком подходе число подгоняемых экспериментальных данных увеличивается вдвое, за счет подбора не только значений аппроксимирующей функции F , но и ее аргумента X с помощью обратной к F функции $X=F^{-1}(Y, A_1, \dots, A_M)$. Особенностью подхода является использование известной взаимосвязи между взаимно обратными функциями.

Как известно, график обратной функции можно получить, повернув график исходной функции на 90° . (поменяв ролями оси абсцисс и ординат). Отсюда следует, что если аппроксимирующая исходная функция отклоняется от истинной в сторону больших значений, то обратная к аппроксимирующей функция (и ее график) отклоняется от обратной к истинной в сторону меньших значений.

Поэтому если аппроксимацию проводить одновременно используя и прямую (исходную $Y=F(X, A_1, \dots, A_M)$), и обратную к ней функцию ($X=F^{-1}(Y, A_1, \dots, A_M)$) методом наименьших квадратов (МНК), то совместная сумма квадратов отклонений аппроксимируемой и аппроксимирующей функций будет более "чувствительной" к большим отклонениям, и при минимизации будет наблюдаться в целом лучшее качество аппроксимации. (Это подтверждено расчетами, в работах [1-3].)

Из приведенных выше соображений, можно прийти к выводу и о большей устойчивости аппроксимации, когда совместно используются и прямая, и обратная к ней функция: отклонения в большую сторону у аппроксимирующей функции, вызывают отклонения в меньшую сторону у обратной к ней, что приводит к лучшему подавлению больших отклонений в ту или иную сторону. Далее будем называть эту особенность метода МНК с использованием обратных функций эффектом компенсации больших отклонений (КБО). Другая важная особенность МНК с использованием обратных функций – использование примерно вдвое более мощной выборки экспериментальных данных, и, как следствие этого, улучшение качества определения параметров функции $F(X, A_1, \dots, A_M)$.

Сделаем в связи с изложенным замечание о различии обсуждаемого здесь подхода от МНПК: в методе МНПК, при вычислении минимизируемой суммы квадратов расстояний экспериментальных точек до кривой, соответствующей функции F , также используются $2N$ точек ($Y_1, \dots, Y_N, X_1, \dots, X_N$), но в МНПК не вычисляются значения обратной функции к функции $F(X, A_1, \dots, A_M)$, поэтому нет и описанного выше эффекта КБО.

Поясним, что при использовании дополнительной априорной информации об экспериментальной реализации обратной к $Y(X_i)$ функции, из-за увеличения объема используемой экспериментальной информации и эффекта КБО, достигается заметное улучшение качества оценки параметров функции $F(X, A_1, \dots, A_M)$ по сравнению с МНК. Это проявляется при малых экспериментальных статистиках, в более точном определении положения пика у аппроксимирующей функции, а также в уменьшении эффекта сглаживания подбираемой функции. Подробности расчетов и соответствующие графики приведены в [1-3].

Метод наименьших квадратов широко применяется при обработке данных и других прикладных задачах. В частности, возможно его применение при приближенном решении вариационными методами краевых задач для дифференциальных уравнений в частных производных (ДУЧП).

В настоящей статье, в иллюстративных целях, будет рассматриваться применение обратных функций к параболическим уравнениям в частных производных.

Как известно [4,5], решения краевых задач, полученные классическими методами в виде функциональных рядов, часто, имеют плохую сходимость ряда. Поэтому они неудобны, если число членов ряда, необходимых для получения заданной точности, очень велико. Замена такого решения приближенным решением с двумя или тремя слагаемыми, может быть осуществлена известными приближенными аналитическими методами [5].

Распространены, как обсуждается в [4], методы, в которых выбирается семейство функций, зависящих от некоторого числа параметров, которые точно удовлетворяют либо дифференциальному уравнению (методы Трефтца, коллокаций, наименьших квадратов и др.), либо, как и далее в настоящей статье, крайевым условиям (методы Ритца, Л.В. Канторовича, Бубнова-Галеркина и др.) при любых значениях этих параметров. Далее находят такие значения параметров a_k $k = 1, N$, при которых функция T_n наилучшим образом удовлетворяет дифференциальному уравнению задачи или граничным условиям. Таким образом, решение сводится к задаче определения параметров a_k , то есть к решению системы алгебраических уравнений, коэффициенты и свободные члены которых обычно выражаются через интегралы от координатных функций и некоторых их производных по области.

Существенным недостатком приближенных аналитических методов является плохая обусловленность матриц коэффициентов систем этих алгебраических линейных уравнений, при использовании большого числа членов ряда классического решения.

Это связано с тем, что при использовании классических вариационных методов и методов взвешенных невязок обычно не удается удовлетворить трем основным условиям, при которых, как правило, получаются хорошо обусловленные матрицы. Важнейшими из этих условий являются: положительная определенность матрицы (члены, находящиеся на главной диагонали, максимальные и положительные); ленточный вид матрицы (члены, находящиеся вне ленты, равны нулю); симметричность ленты относительно главной диагонали.

Метод дополнительных граничных условий.

При использовании для решения краевых задач переноса метода разделения переменных (метода Фурье) возникает необходимость решения обыкновенных дифференциальных уравнений (ОДУ), полученных после разделения переменных в исходном уравнении. Такие функции известны лишь для классических дифференциальных уравнений (Штурма - Лиувилля, Бесселя, Лежандра и др.). При этом, собственные числа краевой задачи (спектр) находятся из граничных условий путём решения трансцендентных уравнений. При сложных дифференциальных уравнениях, когда неизвестны функции, удовлетворяющие им, трудности применения метода Фурье сильно возрастают.

В ряде работ для решения спектральных задач совместно с методом Фурье используются методы взвешенных невязок (ортогональный метод Бубнова - Галёркина), особенностью которых является введение дополнительных граничных условий, для оценки дополнительного неизвестного параметра μ , возникающего после разделения переменных в исходном ДУЧП.

В настоящей работе эти дополнительные граничные условия выводятся с учетом основного дифференциального уравнения путём дифференцирования и его, и граничных условий, как это предложено в [4].

При таком подходе на первоначально принимаемое решение в виде простого алгебраического (или тригонометрического) полинома не накладывается никаких предварительных условий. Неизвестные коэффициенты решения определяются из выполнения основных и дополнительных граничных условий. Собственные числа находятся путём интегрирования невязки основного дифференциального уравнения либо из условия ортогональности невязки к собственной функции.

В качестве конкретного иллюстративного примера будем рассматривать задачу теплопроводности для бесконечного цилиндра при граничных условиях первого рода.

Бесконечный цилиндр (граничные условия первого рода)

Математическая постановка задачи при граничных условиях 1-го рода в данном случае имеет вид

$$\frac{\partial \theta(\rho, F_0)}{\partial F_0} = \frac{\partial^2 \theta(\rho, F_0)}{\partial \rho^2} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial \theta(\rho, F_0)}{\partial \rho}; \quad (F_0 > 0; 0 \leq \rho \leq 1) \quad (1)$$

$$\theta(\rho, 0) = 1 \quad (2) \quad \partial \theta(\rho, 0) / \partial \rho = 0 \quad (3) \quad \theta(1, F_0) = 0 \quad (4)$$

где $\theta(\rho, F_0) = (T - T_{ст}) / (T_0 - T_{ст})$ - относительная избыточная температура; $F_0 = a\tau/R^2$ - число Фурье; $\rho = r/R$ - безразмерная координата; R - радиус цилиндра; T_0 - начальная температура; $T_{ст}$ - температура стенки; a - коэффициент температуропроводности, τ - время; r - координата. (Через T обозначена температура).

Следуя методу разделения переменных, решение задачи (1) - (4) разыскивается в виде

$$\theta(\rho, F_0) = \varphi(F_0)X(\rho) \quad (5)$$

Подставляя (2.71) в (2.67), получим

$$d\varphi(F_0)/dF_0 + \mu \varphi(F_0) = 0; \quad (6)$$

$$\frac{d^2 X(\rho)}{d\rho^2} + \frac{1}{\rho} \frac{dX(\rho)}{d\rho} + \mu X(\rho) = 0 \quad (7)$$

Решение уравнения (2.72), как известно, имеет вид

$$\varphi(F_0) = A \exp(-\mu F_0) \quad (8)$$

Решение уравнения Бесселя (2.73) разыскивается в виде следующего алгебраического полинома

$$X(\mu, \rho) = \sum_{i=0}^n C_i N_i(\rho) \quad (9)$$

где C_i неизвестные коэффициенты; $N_i(\rho) = \rho^i$ - координатные функции.

Для нахождения коэффициентов C_i к основным граничным условиям (3), (4), записанным для функции $X(\rho)$ в виде

$$X(1) = 0 \quad (10)$$

$$X^I(0) = 0 \quad (11)$$

вводятся дополнительные граничные условия, получаемые из условия (11) и дифференциального уравнения (7).

Дополнительные граничные условия получают путём дифференцирования уравнения (7) по ρ применительно к точкам $\rho = 0$ и $\rho = 1$. Непосредственно из уравнения (7) в точке $\rho = 1$ с учётом основного граничного условия (10) будем иметь следующее дополнительное граничное условие

$$X^{II}(1) + X^I(1) = 0 \quad (12)$$

В точке $\rho = 0$ уравнение (7) принимает вид

$$X^{II}(0) + \frac{1}{\rho} X^I(0) + \mu X(0) = 0 \quad (13)$$

Раскрывая неопределённость во втором слагаемом по правилу Лопиталья и учитывая, что $X(0) = \text{const} = 1$, получим

$$X^{II}(0) + X^{II}(0) + \mu = 0 \quad (14)$$

Отсюда получаем следующее дополнительное граничное условие

$$X^{II}(0) = -\mu/2 \quad (15)$$

Дифференцируя уравнение (7) по ρ , в точке $\rho = 1$ получим дополнительное граничное условие вида

$$X^{III}(1) + X^{II}(1) - X^I(1) + \mu X^I(1) = 0 \quad (16)$$

Ввиду того что в точке $\rho = 1$ задано известное для всего времени протекания процесса значение искомой функции (граничное условие 1-го рода), последующие дополнительные граничные условия будем получать лишь для точки $\rho = 0$. Для этого возьмём производную по ρ от уравнения (7)

$$X^{III}(\rho) + \frac{1}{\rho} X^{II}(\rho) - \frac{1}{\rho^2} X^I(\rho) + \mu X^I(\rho) = 0 \quad (17)$$

Раскрывая неопределённости по правилу Лопиталья в точке $\rho = 0$ и учитывая, что $X^I(0) = 0$, получим

$$X^{III}(0) + X^{III}(0) - \frac{1}{2} X^{III}(0) = \frac{3}{2} X^{III}(0) = 0.$$

Отсюда можно записать дополнительное граничное условие вида

$$X^{III}(0) = 0. \quad (18)$$

Для получения следующего граничного условия продифференцируем уравнение (2.73) дважды по ρ

$$X^{IV}(\rho) + \frac{1}{\rho} X^{III}(\rho) - \frac{2}{\rho^2} X^{II}(\rho) + \frac{2}{\rho^3} X^I(\rho) + \mu X^{II}(\rho) = 0. \quad (19)$$

Раскрывая неопределённости при $\rho = 0$ по правилу Лопиталья и учитывая, что $X^{II}(0) = -\mu/2$, получим

$$X^{IV}(0) + X^{IV}(0) - X^{IV}(0) + \frac{2}{6} X^{IV}(0) - \frac{\mu^2}{2} = \frac{4}{3} X^{IV}(0) - \frac{\mu^2}{2} = 0.$$

Отсюда получаем ещё одно дополнительное граничное условие

$$X^{IV}(0) = 3\mu^2/8 \quad (20)$$

Аналогично путём взятия производных более высоких степеней от уравнения (7) и раскрытия неопределённостей по правилу Лопиталья, можно получить какое угодно количество дополнительных граничных условий. Некоторые из них приводятся в [4]:

$$X^V(0) = 0; \quad (21) \quad X^{VI}(0) = -\frac{5\mu^3}{16}; \quad (22) \quad X^{VII}(0) = 0 \quad (23)$$

$$X^{VIII}(0) = \frac{35\mu^4}{128}; \quad (24) \quad X^{IX}(0) = 0; \quad (25) \quad X^X(0) = -\frac{63\mu^5}{256}; \quad (26)$$

и так далее.

Решение задачи (7), (10-12), (18) (20-26) разыскивается в виде (9), Ограничиваясь одиннадцатью членами ряда ($n = 10$), для определения неизвестных коэффициентов C_i ($i = 0$,

10) необходимо использовать 11 граничных условий (условия (10-12), (18) (20-23), а также условие $X(0) = \text{const} = 1$. Подставляя (9) в эти граничные условия, после решения системы алгебраических линейных уравнений будем иметь

$$C_0=1; C_1=0; C_2=-\mu/4; C_3=0; C_4=\mu^2/64; C_5=0; C_6=-\mu^3/2304; C_7=0;$$

$$C_8 = \frac{(-361344\mu + 17628\mu^2 - 294\mu^3 + \mu^4 + 1555200)}{384(-242 + \mu)}$$

$$C_9 = \frac{-(1843200 - 423936\mu + 19872\mu^2 - 296\mu^3 + \mu^4)}{288(-242 + \mu)} \quad (27)$$

$$C_{10} = \frac{(-455040\mu + 20832\mu^2 - 294\mu^3 + \mu^4 + 1990656)}{768(-242 + \mu)}$$

Отметим, что в данном случае всякий раз (при любом числе приближений) в общем виде приходится решать лишь три алгебраических линейных уравнения с тремя неизвестными. Они получаются из граничных условий, заданных при $\rho = 1$ (условия (10), (12), (16)). Уравнения, получаемые из граничных условий при $\rho = 0$, разделяются - в каждое уравнение входит лишь один неизвестный коэффициент, который легко может быть определён (см. коэффициенты, $C_1, C_2, C_3, C_4, C_5, C_6, C_7$. Коэффициент $C_0 = 1$ получается из условия $X(0) = 1$).

Для того чтобы функция (2.89) как можно лучше удовлетворяла уравнению Бесселя (2.73), составим его невязку и проинтегрируем её в пределах от $\rho = 0$ до $\rho = 1$

$$\int_0^1 \left[\frac{d^2 X(\mu, \rho)}{d\rho^2} + \frac{1}{\rho} \frac{dX(\rho)}{d\rho} + \mu X(\rho) \right] d\rho = 0$$

После определения интегралов для нахождения собственных чисел будем иметь следующий алгебраический полином

$$-3,7578162578 \cdot 10^{-7} (631019520\mu - 29961504 \mu^2 + 48064 \mu - 2749 \mu^4 - 2737152000 + 4 \mu^5)(-242 + \mu)^{-1} = 0.$$

Его корни

$$\mu_1 = 5,78318; \quad \mu_2 = 30,50791; \quad \mu_3 = 69,01048. \quad (28)$$

Остальные корни полинома следует отбросить, как не удовлетворяющие уравнению Бесселя (7).

Точные значения первых трех собственных чисел [6]

$$\mu_1 = 5,78306; \quad \mu_2 = 30,4733; \quad \mu_3 = 74,8865.$$

Для каждого собственного числа собственные функции находятся из (9).

Для уточнения первых трех собственных чисел составляется невязка уравнения (7) и требуется ортогональность невязки к собственной функции (28), т.е.

$$\int_0^1 \left[\frac{d^2 X(\mu, \rho)}{d\rho^2} + \frac{1}{\rho} \frac{dX(\rho)}{d\rho} + \mu X(\rho) \right] X(\mu, \rho) d\rho = 0$$

Отсюда для нахождения собственных чисел получается алгебраический полином девятой степени, который имеет девять корней. Из них лишь три корня

$$\mu_1 = 5,78318; \quad \mu_2 = 30,48123; \quad \mu_3 = 74,07256 \quad (29)$$

удовлетворяют уравнению (7). Этот результат вполне объясним ввиду того, что уравнение (7) удовлетворяется лишь при некоторых дискретных значениях μ (собственных значениях).

Сравнивая собственные числа, можно заметить, что требование ортогональности невязки уравнения (2.73) к функции (2.75) приводит к существенному повышению точности определения собственных чисел.

Подставляя (2.74), (2.75) в (2.71), получим

$$\Theta(\rho, F_0) = \sum_{i=1}^3 A_i X_i(\mu, \rho) \exp(-\mu_i F_0) \quad (30)$$

Неизвестные коэффициенты A_i в соотношении (25) находятся из начального условия (2). Для этого составляется его невязка и требуется ортогональность невязки к каждой собственной функции, т.е.

$$\int_0^1 [A_i X_i(\mu, \rho) - 1] X(\mu, \rho) d\rho = 0 \quad (31)$$

$(J = 1, 2, 3)$

Определяя интегралы в (2.93), для нахождения коэффициентов A_i , получим систему трех алгебраических линейных уравнений с тремя неизвестными. Из решения этой системы находим

$$A_1 = 1,544789; \quad A_2 = -0,988519; \quad A_3 = 0,5523595.$$

Приведенные здесь коэффициенты A_i ($i=1,2,3$) найдены из уточненных значений собственных чисел.

Собственные числа для различного числа приближений в сравнении с точными их значениями приведены в табл. 2.3 работы [4].

Применение обратных функций.

Из изложенного выше видно, что решение краевой задачи для уравнения теплопроводности может быть сведено к подбору параметров у предполагаемой в качестве решения функциональной зависимости. (В частности, выше рассматривалась функциональная зависимость в виде многочлена).

Задача подбора параметров кривой, наилучшим образом приближающей решение давно известна, как и способы ее решения. В частности, подобная задача решалась в [1-3] методом МНК с привлечением обратной к приближенному решению функции.

В описанном методе дополнительных граничных условий, решение – многочлен находилось из условия удовлетворения изначально известным, и полученным их последовательными дифференцированиями условиям в граничных точках.

Дополнительные граничные условия привлекаются для того, чтобы система алгебраических уравнений, к которой сводится граничная задача, имела число входящих в нее уравнений, не менее числа подбираемых параметров.

Эти дополнительные условия могут быть получены наряду с указанной процедурой, аналогичной процедурой с дифференцированиями обратной к многочлену- решению функции. При последующем подборе параметров по методу МНК используется объединенная совокупность полученных таким образом граничных условий для этого многочлена и обратной к нему функции.

Способ использования информации об обратной функции.

Взаимно обратные функции и их производные должны удовлетворять известному соотношению между производными прямой и обратной функции:

$$Y_x^{(1)} = \frac{1}{X_y^{(1)}} \quad (32)$$

Последовательно дифференцируя соотношение (32), можно получить связи между высшими производными взаимно- обратных кривых. В случае приближения кривых многочленами получатся связи между коэффициентами этих многочленов.

Проиллюстрируем получение таких дополнительных связей на примере получения связи между вторыми производными. Для этого сначала продифференцируем соотношение (32) по переменной y . Соотношение (3) можно записать в виде:

$$Y_x^{(1)} X_y^{(1)} = 1 \quad (33)$$

Дифференцируя (4) по y , получим:

$$Y_{xy}^{(2)} X_y^{(1)} + Y_x^{(1)} X_{yy}^{(2)} = 0 \quad (34)$$

Дифференцируя (4) по x , получим еще одно, аналогичное (34), выражение для вторых производных (получающееся из (34) заменой X на Y и x на y).

Подобные соотношения для производных высших порядков, можно получить по аналогии с изложенным выше, продолжая последовательные дифференцирования соотношения (32).

Поясним сказанное на следующем примере. Из (34) можно получить связь между вторыми производными взаимно-обратных функций. Используя (34) получим

$$X_{yy}^{(2)} = - \frac{Y_{xy}^{(2)} X_y^{(1)}}{Y_x^{(1)}} = - \frac{Y_{xy}^{(2)} \left(1/Y_x^{(1)} \right)}{Y_x^{(1)}} = - \frac{352 Y_{xy}^{(2)}}{\left(Y_x^{(1)} \right)^2}$$

(35)

Можно получить

$$Y_{xy}^{(2)} = Y_{xx}^{(2)} X_y^{(1)} = Y_{xx}^{(2)} (1/Y_x^{(1)}) \quad (36)$$

Подставляя (7) в (6) получим
$$X_{yy}^{(2)} = -\frac{Y_{xx}^{(2)}}{\left(Y_x^{(1)}\right)^3} \quad (37)$$

Рассматриваемое полиномиальное приближение с целью получения производных от обратной к нему функции можно использовать иначе.

В используемых нами обозначениях прямая функция обозначена через $X(\rho)$, а обратную к ней функцию будем обозначать через $\rho(X)$.

Обратная к $X^I(\rho)$ функция будет иметь производную $1/X^II(\rho)$. Тогда из (15) следует, что (приближенно)

$$\left[\left\{\sum_{i=1}^n C_i i \rho^{i-1}\right\}^{(-1)}\right]_{(1)}^I = -2/\mu \quad (38)$$

(Верхний значок (-1) для функции F в фигурных скобках $\{F\}^{(-1)}$ обозначает обратную к F функцию.)

Аналогично, вычислив (хотя бы численно) функцию, обратную к третьей производной от прямой функции, и взяв от нее производную по X в граничной точке $X=1$, получим, учитывая ()

$$\left[\left\{\sum_{i=3}^n C_i i(i-1)(i-2) \rho^{i-3}\right\}^{(-1)}\right]_{(1)}^I = -8/3\mu^2 \quad (39)$$

Используя (не обращаясь в нуль) производные более высоких степеней от прямой функции (а не ее приближения многочленом), можно получить неограниченное количество граничных условий для обратной к решению (5) функции.

Эти, подобные (18), (10-23), (20-26) граничные условия налагают некоторые дополнительные связи на коэффициенты приближающего решение многочлена. Их можно использовать совместно с граничными условиями для прямой функции, полученными в предыдущем пункте.

Полученная путем такого объединения граничных условий система уравнений для определения коэффициентов многочлена (9) может оказаться несовместной (или переопределенной). Ее приближенное (численное) решение можно свести к поиску квазирешения методом наименьших квадратов.

Для применения МНК проще всего полагать уравнения, входящие в расширенную систему верными с некоторой малой погрешностью, определяемой требованиями конкретного эксперимента.

Имеется возможность еще более расширить систему уравнений для коэффициентов многочлена (9).

Выше не рассматривался случай вычисления производной от обратной функции, когда производная от прямой функции на границе имела нулевое значение. (В таких случаях возникают трудности при расчетах, связанных с обращением в нуль знаменателя в правой части (21,23,25)).

Информацию о производных от обратной функции в таких случаях можно использовать, рассматривая приближенное решение во внутренних точках интервала поиска решения.

Для этого можно применить прием, схожий с используемым в методе колокации, при решении граничных задач для дифференциальных уравнений [5].

В методе колокации делается предположение, что приближенное и точное решение граничной задачи в конечном числе внутренних точек совпадают (в других внутренних точках они близки приближенно).

В точках совпадения невязка уравнения равна нулю, при подстановке приближающего решение полинома в (7).

Произвольно выбирая N таких внутренних точек, можно получить систему из N уравнений для невязки в этих точках, из которой определяются коэффициенты многочлена – решения.

Аналогично, можно положить, что производные высших порядков точного и приближенного решений в некоторой внутренней точке совпадают. Для этой точки уравнения для производных (21,23,25) можно преобразовать, перенеся в правую часть выражение $A(\{C_i\})\rho + B(\{C_i\})$, то есть линейную относительно ρ часть выражения из левой части (21,23,25).

Например, выражение (21) можно записать в виде

$$F(\{C_i\}, \rho) = A(\{C_i\})\rho + B(\{C_i\}) \quad (40)$$

Дифференцируя обе части (40) получим, что производная левой части равна $A(\{C_i\})$.

Тогда согласно () производная по X от обратной к левой части (40) функции равна $1/A(\{C_i\})$.

Обратная от левой части (40) функция выражается либо через радикалы (если левая часть – многочлен порядка не выше пятого. Поэтому и ее производная выражается через радикалы от коэффициентов многочлена. Если ее приравнять

$1/A(\{C_i\})$, то получим дополнительное уравнение между коэффициентами многочлена, которое можно включить в систему уравнений для их приближенного определения.

Описанный вычислительный прием позволяет применять обратные функции при совместном использовании метода дополнительных граничных условий и метода колокации.

Эта система (7), (10-12), (18) (20-26), составленная без описанного привлечения обратных функций, практически всегда имеет устойчивое решение. Устойчивость обусловлена устойчивостью системы из трех линейных уравнений для C_8, C_9, C_{10} (см [4]). Система из трех линейных уравнений редко имеет неустойчивое решение. Поэтому предложенная в [4] процедура дополнительных граничных условий, обладает большой устойчивостью.

Если вводить в систему дополнительные граничные условия с помощью обратных функций, то расширенная таким образом система для определения коэффициентов многочлена станет более неустойчивой.

(Решение неустойчивой системы уравнений, получающихся, в том числе, и при использовании обратных функций, рассмотрено в [3]).

Здесь следует заметить, что структура системы для коэффициентов многочлена-решения определяется приближением точного решения (7) в виде полинома, что приводит к относительно простому и устойчивому ее решению. При выборе приближенного решения в виде других функций, получаемых из различных геофизических моделей, которые предпочтительнее [7] не несущего физического смысла формального полиномиального приближения, преимущества описанного в п. 2 полиномиального подхода нивелируются.

Также, аппроксимация полиномом высокой степени (одиннадцатой в п.2) иногда может быть неудобной в приложениях. Использование дополнительных граничных условий для обратных функций, возможно, позволит применять полиномы более низкого порядка, либо другие, более соответствующие рассматриваемой модели, функции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гусева Е.В., Корчагин С.А. Совместное использование взаимно-обратных функций при регрессионном анализе и решении обратных задач. Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, №6, 2017, с. 35-40.
2. Корчагин С.А., Песков А.В. Применение свойств взаимно-обратных функций при обработке рентгеновских пиков. Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, №1, 2019, с. 41-46.
3. Корчагин С.А., Марченкова Л.А. «Регуляризация обработки кривых восстановления давления с использованием обратных функций», Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, №7, 2020, с. 48-53.
4. Теплопроводность и термоупругость в многослойных конструкциях: учеб. пособие / В.А. Кудинов, Б.В. Аверин, Е.В. Стефанюк. - М: Высш. шк., 2008. — 305 с.
5. Демидович Б. П., Марон И. А., Шувалова Э. З. Численные методы анализа. Приближение функций, дифференциальные и интегральные уравнения: Учебное пособие. 5-е изд., стер. / Под ред. Б. П. Демидовича./ - СПб.: Издательство «Лань», 2010. – 400 с.
6. Лыков А.В. Теория теплопроводности. М.: Высш. школа, 1967. 600 с.
7. Петрофизика (Физика горных пород) / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников. – М., издательство «Нефть и Газ» РГУ нефти и газа, 2004. – 368с.

УДК 550.8

ВЫДЕЛЕНИЕ ЗОН ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОСЛОЖНЕНИЙ ПО ШЛАМУ СКВАЖИН

^{1,2}А.А. Морова. ¹П.Р. Камаева¹Самарский государственный технический университет,² НПФ «СТЕРХ»
Самара, Россия
andaluzit@mail.ru

На месторождениях самарской области была опробована методика проведения литолого-фациальных и петромагнитных исследований шлама. В работе представлены результаты работ и рассмотрен вопрос о выделении зон технологических осложнений по шламу скважин.

Введение. Цель исследований: На примерах шлама скважин, разносторонне изученного в рамках составления методики литолого-фациальных и петромагнитных исследований шлама дополнительно проанализировать каменный материал в зонах технологических осложнений, зафиксированных геолого-технологическими и геофизическими методами и выявить возможные взаимосвязи между изменчивостью основных характеристик шлама и наличием аварийных зон в разрезе, оценить возможность своевременного определения зон технологических осложнений в процессе бурения в режиме онлайн на буровой.

Задачи исследований: Для своевременного выявления аварийных ситуаций и технологических осложнений, а также для уточнения границ литолого-петрографических

разностей пород были решены следующие задачи: проведена переинтерпретация данных геолого-технологических и геолого-геохимических исследований, а именно: просмотрены временные диаграммы, суточные сводки, журнал оператора, фиксирующий все особенности проходки скважины на буровой, журнал выданных рекомендаций. Просмотрен и переописан шлам из проблемных интервалов, выявленных после просмотра временных диаграмм. На основании полученных данных составлен альбом аварийных ситуаций и технологических осложнений (рис 1). Одновременно была проведена работа по оценке качества шлама (визуально оценен общий вид шлама: расситовка, отсутствие посторонних примесей, отмытость, упаковка, отсутствие повторяемости в процентном соотношении с выше и нижележащими интервалами в пределах не более двух проб (4 метра), синхронность и повторяемость на петромагнитных кривых).

1. Методика работ.

1.1. Выявление аварийных ситуаций и технологических осложнений по суточным сводкам и временным диаграммам. Технологический модуль.

Необходимость составления журнала аварийных ситуаций и технологических осложнений по временным диаграммам службы геолого-технологических исследований была вызвана прежде всего тем, что не каждое нарушение нормального процесса строительства скважины требует принятия безотлагательных и эффективных мер для его устранения. Осложнения, не связанные с перерывом в процессе проходки скважины, в большинстве своем не документируются в полевой и отчетной документации службы геолого-технологических исследований, но способны повлиять на качество и количество шлама, а, следовательно, и на результаты нашей работы.

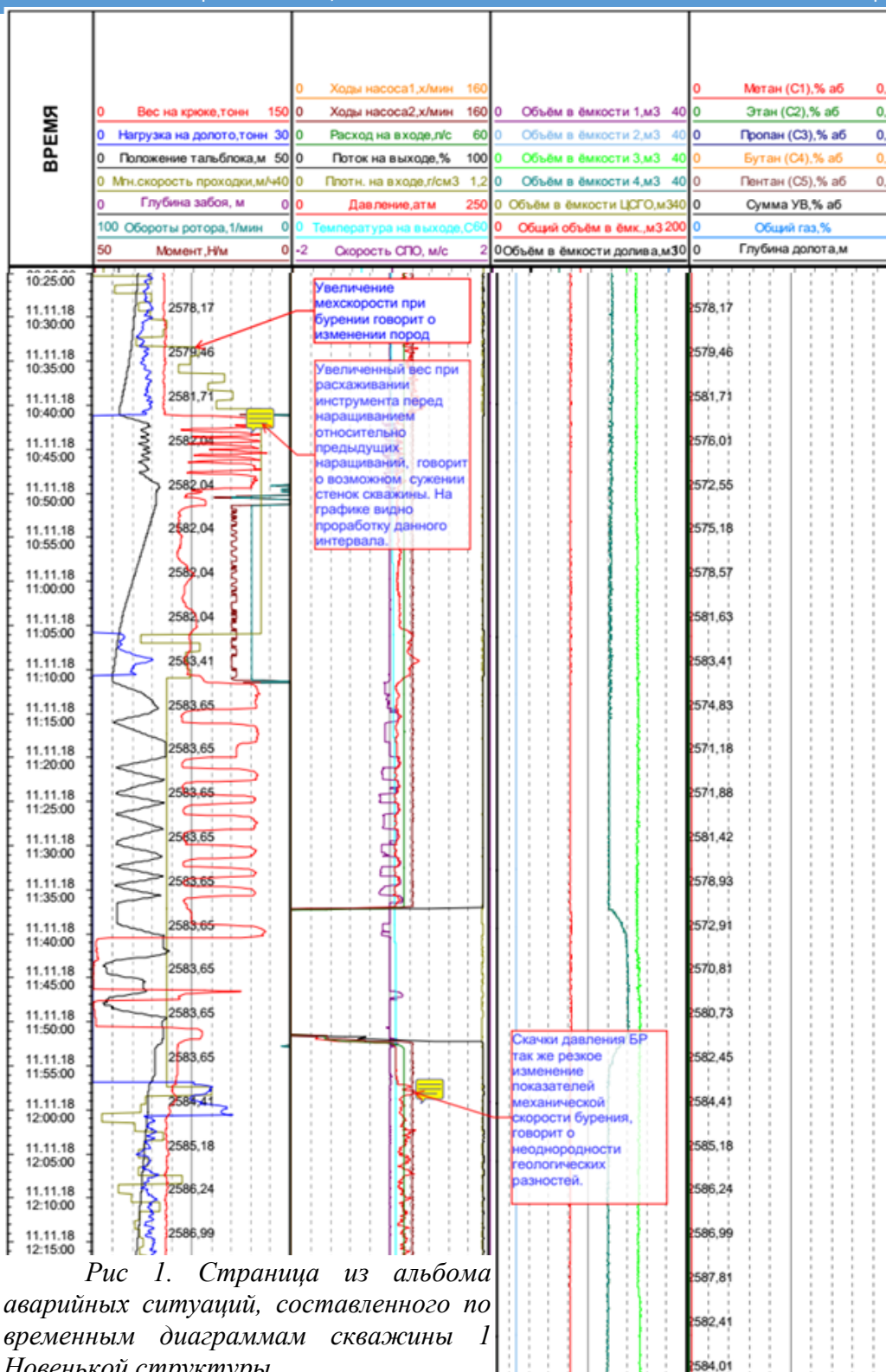


Рис 1. Страница из альбома аварийных ситуаций, составленного по временным диаграммам скважины 1 Новенькой структуры

Критерии определения аварийных и предаварийных ситуаций, а также нарушений технологий строительства скважины описаны в многочисленной литературе и руководящих документах [7], тем не менее, точно определить насколько случившееся событие повлияет на качество шлама, можно лишь только с определенной долей условности. Поэтому, для оценки качества шлама нами была использована технология сравнения петромагнитной ритмики в нескольких скважинах одного месторождения. Кроме этого, как правило, в пробах проблемных интервалов, где отмечалось наличие большого количества обвальная породы в

следствии зашламления забоя, фиксировалась большая степень анизотропии замеров петромагнитных параметров (магнитной восприимчивости (каппаметрии) и магнитной восприимчивости после нагрева (термокаппы). Выявленные и задокументированные в журнале аварийных ситуаций интервалы, стали основой для проведения дальнейших исследований. Взяв их абсолютные и относительные глубины за основу, мы смотрели какие изменения и метаморфозы происходят в этих интервалах со шламом и каким образом они сопоставимы с границами петромагнитных подразделений, выявленных и сопоставленных между собой по месторождениям ранее [2-5].

1.2. Составление таблиц литолого-фациальных признаков по шламу в зонах технологических осложнений. Геологический модуль.

Весь шлам, выявленных по временному материалу станций геолого-технологических исследований (ГТИ далее), был описан и задокументирован, данные сведены в таблицы



Рис 2. вторичная сульфатная минерализация стенок микрокаверн в известняке

литолого-фациальных признаков (на сегодняшний момент их выделено около 32), сделаны фотографии (крупный план и отдельно каждая литологическая разность), составлена сводная литологическая колонка по интервалу работ. При работе со шламом отдельно описывалась рабочая и обвальная фракции, обычно размер рабочей фракции – 3-7мм, при бурении долотом истирающего типа менее одного мм. Таблицы разрабатывались нами отдельно для терригенного, карбонатного и смешанного типа разрезов и включают в себя, с одной стороны, литолого-петрографические признаки, по которым определяется основной структурно-генетический тип породы, так и физико-механические характеристики, такие как хрупкость, твердость, форма шламинок, излом поверхностей. Особое внимание обращалось на сохранившиеся фрагменты с пустотно-поровым пространством, фиксируется наличие признаков нефтегазоносности пород по данным люминисцентно-битуминологического анализа, определяется направление эволюции пустотно-порового пространства, документируются вторичные изменения (рис 2).

В шламе довольно трудно уловить и выделить из породы органические остатки, из-за их раздробленности и перетертости, как правило, они трудноопределимы в основной рабочей фракции, но при исследовании более грубой, обвальной, часто удается найти и



Рис 3. Выщелоченные раковины фораминифер *Palaeotextularia* из отряда Палеотекстулярииды (*Palaeotextulariida*). в биосфераагрегатном известняке

обработать фрагменты, которые после препарирования (травления слабым раствором уксусной кислоты) вполне определимы специалистами. Так, к примеру, при изучении пород башкирского яруса, нами были определены представители отрядов эндотирид (*Endothyrida*) и фузулинид (*Fusulinida*), встречены обломки раковин брахиопод, криноидей, одиночных кораллов, перекристаллизованные веточки мшанок, гранулированные обрывки водорослей.

Длительные исследования шлама различных скважин и месторождений, позволили выработать подход, при котором основной акцент в интерпретации данных делается не на абсолютные параметры, а относительные. Отмечается лишь относительная картина изменений (каждая проба сравнивается с предыдущей и последующей). Это сделано потому, что в случае со шламом многие свойства породы сложно уловить, особенно при работе со шламом пород, которые

разбуриваются истирающим долотом. Именно анализ таблиц литолого-фациальных признаков дает первый повод обнаружения зон перерывов в осадконакоплении в разрезе, которые, как показывает статистика, в большинстве своем совпадают и предвещают наличие в разрезе зон технологических осложнений [4,5].

Параллельно с литологическим описанием шлама, проводились замеры петромагнитных параметров: измерялась магнитная восприимчивость (каппметрия) и магнитная восприимчивость после нагрева образцов до 500 градусов (термокаппа). Справочная информация: магнитные свойства пород определяются количественными соотношениями ферро-, пара- и диамагнитных минералов. Магнитная восприимчивость в слабомагнитных породах в первую очередь зависит от состава и количественных соотношений парамагнитных и диамагнитных компонентов. Магнитные свойства осадочных отложений контролируются сложными соотношениями факторов, связанных со спецификой осадконакопления. Данный аспект позволяет рассматривать совокупности горных пород, выделенных по общности численных магнитных характеристик, как специфическую разновидность лито- или ритмостратиграфических подразделений. После изменения естественного магнитного состояния образцов породы воздействием высокими температурами и сильными магнитными полями в ряде случаев можно обнаружить заметную дифференциацию по ряду искусственных параметров в литологически- и магнитооднородных толщах пород с близкими значениями остаточной намагниченности и магнитной восприимчивости. Вариации магнитной восприимчивости по разрезу до и после нагрева образцов породы создают предпосылки для дополнительного выделения литологических разностей пород, выявления новых корреляционных реперов и определения интервалов с повышенными концентрациями тонкодисперсных сульфидов железа, которые, как правило, связаны с обогащением первичного осадка органическим веществом. Таким образом, в результате петромагнитного изучения кернового материала и шлама возможно получить важную дополнительную информацию, что является полезным дополнением к стандартной процедуре геолого-технологических исследований [1].

Петромагнитные исследования каменного материала (керна и шлама), ставшие уже классическим дополнением литолого-фациальной методики описания шлама, проводятся с целью совершенствования методов детального расчленения, корреляции продуктивных пластов, уточнения границ стратиграфических подразделений, выяснения особенностей осадконакопления и определения насыщения пород

[3].



Рис 4. Шлам неизменной породы пласта А4 башкирского яруса. Известняк серого с бурым иногда светло-кремовым оттенком, цвета, биосфераагрегатный (частично псевдооолитовый) мелкозернистый пористый, средней крепости.

2. Основная часть

2.1. Признаки наличия зон технологических осложнений по литолого-фациальным признакам в шламе и данным геолого-технологических исследований.

Для чистоты эксперимента, изначально нами решалась обратная задача: уже прослеженные по данным переинтерпретации временных диаграмм службы геолого-технологических исследований (ГТИ) интервалы зон технологических осложнений сопоставлялись с независимо описанными литологом петрографом и геологом партии ГТИ зонами по шламу. Совпадение по нескольким параметрам получилось очень даже убедительным. А именно: зоны технологических осложнений, как правило, описывались в отчете по литолого-фациальным и петромагнитным исследованиям шлама как зоны перерывов в осадконакоплении.

Признаками наличия зон перерывов в осадконакоплении является, прежде всего, резкое кратковременное *увеличение скорости проходки* (при постоянной нагрузке на долото и отсутствия смены литологии). Одновременно с этим признаком, как правило, меняется размер шлама и его форма. Размер шлама может меняться как в сторону укрупнения, например, в карбонатных породах при наличии зоны трещиноватости, по которой развито окремнение или доломитизация, так и измельчение, свидетельствующее о разрушении породы. Форма обломков меняется в зависимости от породы, важно смотреть и сравнивать форму обломков неизменной породы и вышележащей, принадлежащей зоне перерыва. Например, в трещиноватой зоне известняков пласта А4 башкирского яруса форма обломков удлиненно-уплощенная, резкая угловатая, тогда, как ниже по разрезу она объемно изометричная.

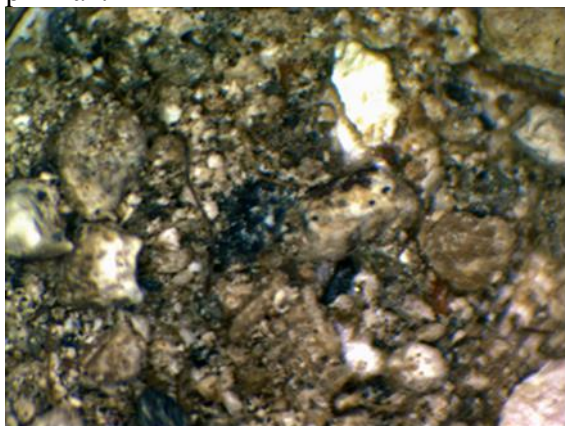


Рис 5. Шлам из зоны перерыва в осадконакоплении: шлам сильно измельчен, карбонатные породы выветрены, отмечается увеличение концентраций стойких к выветриванию минералов (кремнистых стяжений, лимонита, гетита), развита сульфатизация,

Изменение окраски породы. Смена глинистости. В процессе описания шлама и переинтерпретации данных ГТИ было замечено, что изменение цвета глины в разрезе часто совпадает с зонами осложнений. Было сделано предположение, что смена цвета глины связано с зоной разуплотнения пород, которая тоже может быть связана с перерывами осадконакопления. Позже, при проведении петромагнитных исследований было замечено резкое увеличение значений термокаппы, отвечающей за наличие тонкораспыленного пирита в разрезе в этом интервале. Одновременно, при анализе фондов скважин выяснилось, что на этой же абсолютной отметке отбивался водо-нефтяной контакт. Увеличение содержаний тонкораспыленного пирита связано, по всей видимости, с деятельностью анаэробных бактерий, существование которых ни в коей мере не может указывать на наличие перерыва, но по опыту мы знаем, что это не первый случай, когда зоны ВНК, перерыва и технологических осложнений совпадают. При описании шлама карбонатов башкирского яруса, было замечено, что *появление интервалов с псевдооолитами* также в ряде случаев связано с перерывом. Если учесть, что практически во всех интервалах с псевдооолитами, исследованных нами, можно наблюдать единичные цельные раковины фораминифер, то можно предполагать их органогенное происхождение. Учитывая также тот факт, что

появление псевдооолитов, как правило, связано с появлением зерен алевритовой и песчаной размерности в карбонатах, то можно с большой долей уверенности считать, что после периодов кратковременного обмеления бассейна на отмелях сразу за поступлением в бассейн осадконакопления терригенного песчано-алевритового материала происходило бурное развитие органического мира, и как следствие, дальнейшее накопление раковин фораминифер.

В ряде случаев удается проследить *зональность в строении перерыва* и вскрытие неизменной породы. Признаком, свидетельствующим о том, что происходили интенсивные процессы выветривания, является *увеличение количества стойких к выветриванию минералов*, например, гидроокислов железа: лимонита, гётита, гематита, реже псиломелана и пиролюзита, голубоватого кремния и гипса в корах выветривания известняков, нерастворимые остатки глинистых минералов. В случае гидротермальных процессов, активно протекающих в корах выветривания, в уже сформированной осадочной толще отмечается наличие гидрослюд, активное *проявление вторичных процессов*: карстообразование, перекристаллизация, образование гидрослюд, каолинита, серицита, биотита, мусковита, цеолитов и др. Все эти минералы прекрасно определяются в шламе. В случае развития карста, карстовые полости нередко выполнены мелкими щеточками вторичного кальцита или кварца, которые, разрушаясь, сохраняют идиоморфные формы, иногда мелкие кристаллики сохраняются целиком.

Наличие обломков фосфоритов (многие определяются только по реакции с молибдатом аммония) и *зерен глауконита*, помутнение зерен, выщербленная поверхность зерен кварца – все это признаки, требующие повышенного внимания при описании шлама.

Диагностировать перерыв в осадконакоплении, пользуясь материалами одной скважины, или используя только один признак невозможно, но сопоставление данных нескольких скважин и анализ всего фактического материала дает необходимую информацию.

2.2. Признаки наличия перерывов по петромагнитным характеристикам. Во всех проанализированных скважинах интервалы перерывов в осадконакоплении совпадали с началом или концом петромагнитного ритма или подритма. Перерывы, выделенные по шламу в лаборатории Самарского университета уверенно совпали с границами петромагнитных ритмов, выделенные по шламу в лаборатории Саратовского университета при построении схемы корреляции Ново-Киевского месторождения (рис 6), [2].

При проведении последующих работ, мы уже ориентировались на зоны, интерпретируемые при описании шлама, как перерывы. Для того, чтобы подтвердить полученную закономерность, мы провели ряд экспериментов с керном и шламом и выяснили, какие петромагнитные параметры могут выявлять зоны перерывов. Было доказано, что в интервалах перерыва, выделенного по данным литолого-фациальных исследований керна отмечаются резко увеличенные значения остаточной намагниченности насыщения (J_{rs}) и падение коэрцитивной силы (H_{cg}) [5].

Итак, выделение зон перерывов по шламу возможно только при сопоставлении данных литолого-фациальных исследований, геолого-технологических и петромагнитных. Перерывы часто (но не обязательно) совпадают с границами циклов седиментационной ритмичности, выделенных по петромагнитным данным, а значит, технологические осложнения приурочены к зонам смены петромагнитных ритмов. Бывают совпадения зон перерывов и технологических осложнений с водо-нефтяным контактом (см. текст далее). Во всех случаях это зоны повышенной аварийности при бурении скважин поэтому необходима статистика по выявлению таких зон и внесение их в геолого-технологические наряды как интервалов повышенной опасности при проводке скважин.

2.2. Сопоставление зон технологических осложнений с водно-нефтяным контактом, как современным, так и древним.

Анализ поведения петромагнитной ритмики в зоне водонефтяного контакта (ВНК далее) навряд ли может быть однозначно проведен без учета данных литолого-фациальных исследований.

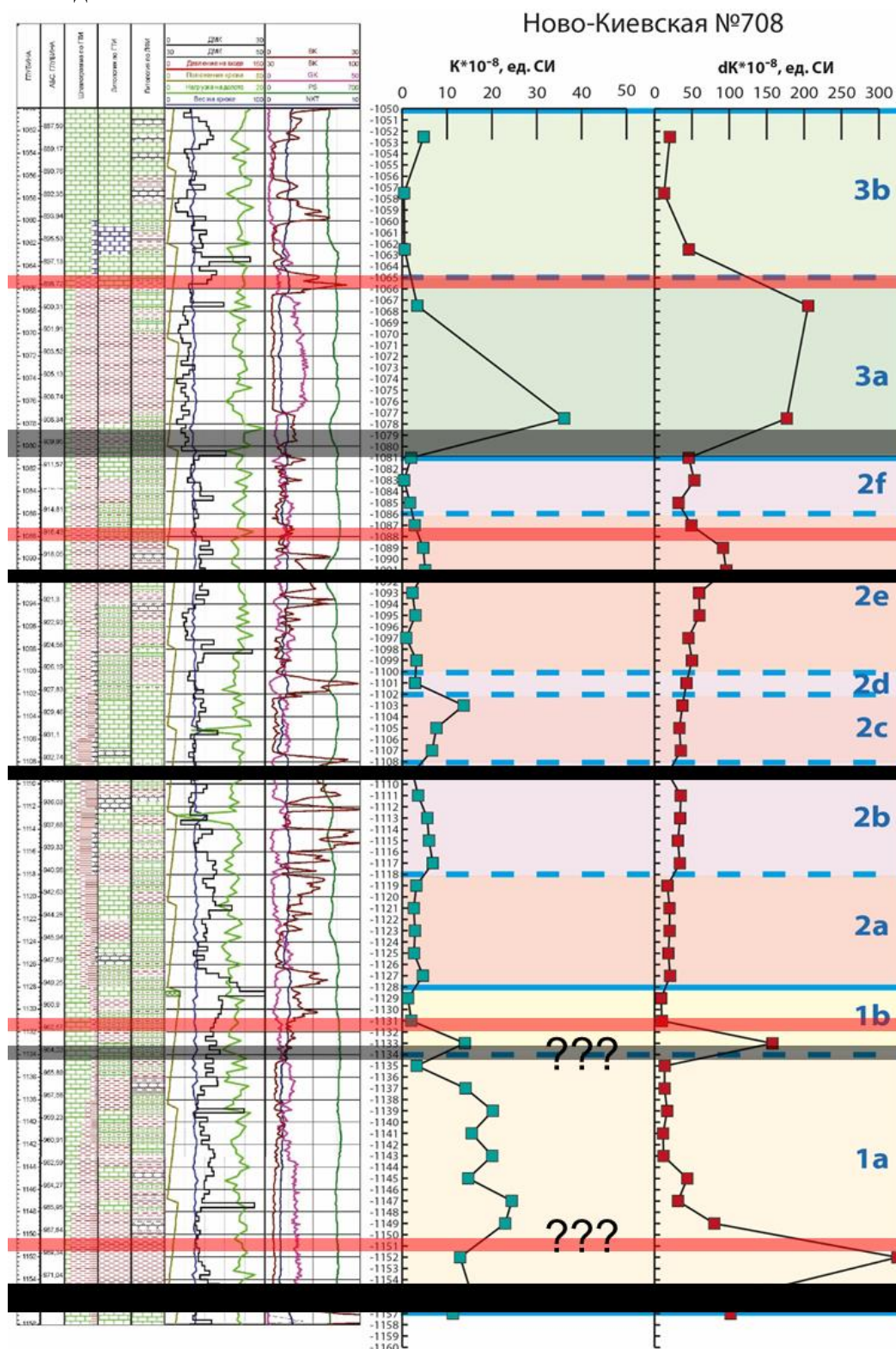


Рис 6 Зоны технологических осложнений (черные линии), как правило, совпадают с зонами перерывов в осадконакоплении (красные линии), а также с границами петромагнитных ритмов и подритмов (синие сплошные линии и пунктир)

Зона ВНК по шламу хорошо прослеживается по увеличению прироста магнитной восприимчивости (термокаппы) в интервалах, в которых значения магнитной восприимчивости (каппы) слабо изменяются или остаются на прежнем уровне. Образование тонкодисперсного пирита в зоне ВНК связано с жизнедеятельностью сульфатредуцирующих бактерий и неизбежно отражается на поведении кривой термокаппы [6]. Одновременно с повышением значений термокаппы в подобных интервалах фиксируется образование твердого битума, растворение, замещение обломков, образование сульфатов, меняется морфология пор, они становятся более извилистыми и сложными, что свидетельствует об определенной направленности эволюции пустотно-порового пространства в переходной зоне ВНК. Смена типа насыщения пород фиксируется также газоаналитической аппаратурой и может быть замечена специалистом при интерпретации данных газового каротажа, путем использования палеток флюидных коэффициентов (диаграмм Пикслера), учитывающих анализ соотношения газов, полученных путем дегазации промывочной жидкости в процессе бурения в те временные интервалы, запись которых на электронные носители производилась, когда влияние внешних факторов (введенной нефти в раствор и т.д), было минимальным. По статистике, с зонами вскрытия водо-нефтяного контакта совпадение зон технологических осложнений было прослежено в тех случаях, когда ВНК был длительное время устойчив, вдоль него вследствие циркуляции флюидов успели образоваться разуплотненные зоны мощностью 1-5 м (несколько проб шлама), снизу подстилаемые твердым плотным субстратом, как правило обогащенным различного вида металлами, в том числе тонкораспыленным пиритом. При прохождении таких прослоев механическая скорость проходки увеличивается в несколько раз по сравнению с предыдущими интервалами. При бурении на высоких скоростях, ввиду резкого изменения механических свойств пород, происходит резкий удар о пласт с повышенной прочностью. Такие реакционные зоны интенсивного преобразования пород хорошо фиксируются как петромагнитным, так и литолого-фациальными методами и могут быть использованы при прогнозе зон технологических осложнений.

2.3. Сопоставление зон технологических осложнений со стратиграфическими подразделениями разных рангов.

Зоны технологических осложнений, как правило, совпадают со стратиграфическими подразделениями разных рангов. Это естественно и закономерно, потому что к последним приурочены перерывы в осадконакоплении про которые мы говорили выше. Границы кровли стратиграфических подразделений, выделенных по анализу поведения петромагнитной ритмики, не всегда совпадают с границами, выделенными по ГИС, но, как правило, технологические осложнения приурочены именно к первому типу – смене петромагнитной ритмики. На приведенном ниже примере (рис 7) петромагнитная граница и зона технологических осложнений расположена выше на 4 метра и после нашего заключения утверждена заказчиком на этой глубине.

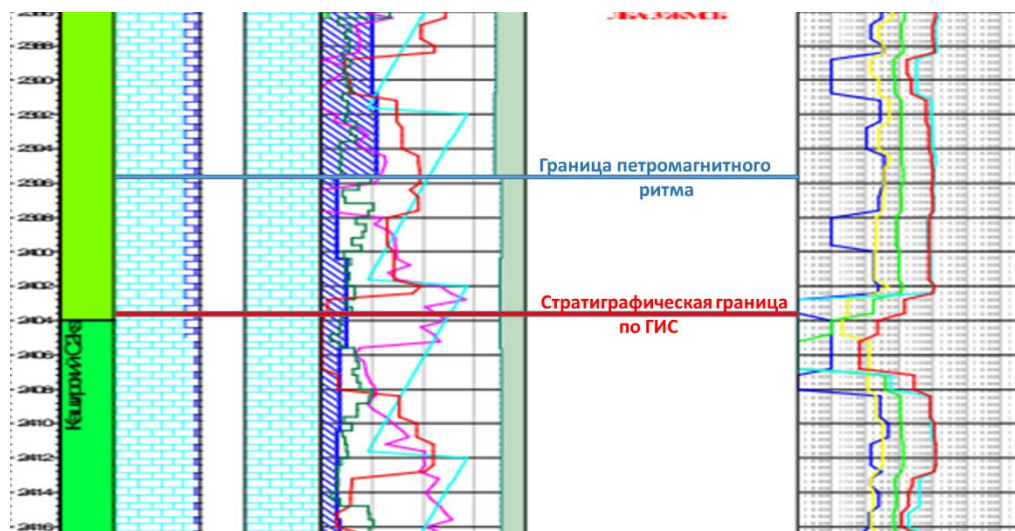


Рис 7 Несовпадение границы стратиграфических подразделений по данным петромагнитных и геолого-геофизических исследований

Как видно из рисунка, породы подольского горизонта (светло зеленое поле в левой колонке стратиграфии) содержат самое большое количество ферромагнетиков в своем составе и прекрасно выделяются по повышенным значениям каппы (до 0,5 – 1,0(10⁻⁵ ед. СИ)) на фоне всего разреза (каппа – синяя гистограмма на рисунке). Кровля пород каширского горизонта по данным петромагнитных исследований должна выделяться на 4 метра выше, чем ее выделили интерпретаторы ГИС, поскольку верхняя часть разреза, как и остальные породы каширского горизонта характеризуются низкими значениями К и этот интервал логичнее отнести к каширскому времени. Об этом же косвенно говорит и литология вскрываемых пород (с глубины вскрытия в шламе появляется аргиллит). На глубине предполагаемой смены стратиграфических подразделений изменился размер рабочей фракции шлама, если до этого интервала, значения петромагнитных параметров были наиболее стабильны во фракции 0,2-0,04мм, то с глубины 3250,0м наиболее информативна фракция менее 0,04мм. Значения каппы в этом интервале относительно стабильны, за исключением проб, взятых сразу после наращиваний, но и в них, самая мелкая фракция остается более-менее стабильной, хотя может весьма значительно меняться вес проб. По сравнению с вышележащим интервалом, значения каппы более низкие, от -0,05, до 0,6-0,7(10⁻⁵ ед. СИ). Фракционный анализ шлама показывает смену весового соотношения разных по зернистости фракций. До глубины вскрытия кровли каширского горизонта фиксируется измельчение шлама, но многочисленные эксперименты с замерами разных фракций показывают, что при смене рабочей фракции в этом интервале значения каппы не меняются. Следовательно, фракционный состав шлама не влияет на петромагнитные параметры в случае, если измеряется только рабочая фракция шлама. Сопоставляя данные, учитывая и тот факт, что на границе смены зоны петромагнитных подразделений в шламе фиксируется увеличение количества стойких к выветриванию минералов – циркона и голубовато серого халцедона, отмечается изменение сортировки и окатанности материала, можно с большой долей вероятности предположить, что в этой зоне был вскрыт и пройден кратковременный перерыв в осадконакоплении.

Основные выводы и закономерности

Ценность работы сложно переоценить потому, что, возможно, она не имеет сильной научной составляющей, но практическую значимость имеет безусловно. Сопоставив между

собой данные по уже проведенным исследованиям, мы выяснили, что технологические осложнения приурочены, как правило, к зонам перерывов в осадконакоплении, которые можно узнавать по шламу и керну. Технологические осложнения совпадают с границами петромагнитных ритмов, могут быть приурочены к зонам водо-нефтяного контакта и в подавляющем большинстве случаев, совпадают с границами стратиграфических подразделений.

В качестве перспектив направлений дальнейших исследований планируется доработка методики проведения литолого-фациальных и петромагнитных исследований шлама, позволяющая проводить петромагнитные замеры в режиме реального времени online на буровой, это позволит выделять технологические осложнения в процессе бурения, а не постфактум через несколько месяцев после обработки материала.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Гужиков А.Ю., Молостовский Э.А.* Стратиграфическая информативность численных магнитных характеристик осадочных пород (методические аспекты) // Бюл. МОИП. Отд. геол., вып.1. Т.70. 1995. С.32-41.
2. *Гужиков А.Ю., Маникин А.Г., Коновалов А.Н., Коновалова А.А.* Опыт использования петромагнитных характеристик при литологических исследованиях шлама верейского горизонта Ново-Киевского месторождения (Самарская область)// Каротажник. Тверь 2015., вып 6 (252). С. 24-37.
3. *Гужиков А.Ю. Молостовский Э.А. 1995.* Стратиграфическая информативность численных магнитных характеристик осадочных пород (методические аспекты). Бюллетень Московского Общества Испытателей Природы, отдел геологический. Москва, т.70, вып.1. с.32-41.
4. *Морова А.А. Дмитриева Ю.С.* Сопоставление данных ЛФИ, ГИС и петромагнитных исследований..., стр 100-105 // Ашировские чтения 2016. Самара. Издательство СамГТУ.
5. *Морова А.А.* Обоснование выделения перерывов осадконакопления..., стр 95-100 // Ашировские чтения 2016. Самара. Издательство СамГТУ.
6. *Недоливко Н.М.* Эволюция пустотно-порового пространства в зонах водонефтяных контактов // Известия ТПУ, 2010. – №1–Т. 316. – С. 99 – 107.
7. РД 153-39.0-069-01 Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин, Тверь - 2001

ТРЕБОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МГ

А.А. Усанов, Л.А. Шацкая

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия,

usanov.alexandr-94@yandex.ru

Трубопроводный транспорт нефти и газа один из самых популярных видов транспорта в России. Трасса трубопровода на своем пути пересекает большое количество разнообразных искусственных и естественных препятствий. Обеспечение стабильного функционирования, безопасности и надежности магистральных трубопроводов является первоочередной задачей при строительстве и эксплуатации подводных переходов. Подводные переходы магистральных газопроводов, с точки зрения эксплуатационной надежности, относятся к участкам с повышенным риском эксплуатации. Это объясняется тем, что высокий процент всех аварийных ситуаций возникает из-за преждевременного размыва грунта вокруг труб, что в свою очередь приводит к образованию оголенных участков трубопровода и последующему выходу трубопровода из проектного положения. Повышенный риск эксплуатации подводного переход по сравнению с основной частью магистрального трубопровода определяется не сколько вероятностью возникновения аварийной ситуации, сколько большими экологическими проблемами и большими экономическими затратами на устранение последствий аварии. Существует ряд нормативно-технических документов, которые определяют правила проектирования, строительства и эксплуатации подводных переходов. Основные требования к проектированию и строительству подводных переходов МГ приведены в таких нормативно-технических документах как ВСН 010-88, ВСН 163-83, СП 108-34-97, СНиП 2.05.06-85*, СТО Газпром 2-2.1-249-2008, СП 86.13330.2014 и пр. При проектировании подводных переходов необходимо руководствоваться данными инженерно-геологических, гидрологических и топографических изысканий, а также необходимо учитывать специфику эксплуатации в данном районе ранее построенных подводных переходов.

На сегодняшний день при строительстве подводных переходов магистральных газопроводов используют два основных метода, это открытый способ (траншейный) и закрытый способ (бестраншейный).

Траншейный способ прокладки является самым традиционным, но в тоже время старым методом и подразумевает укладку трубы на дно реки с помощью экскаватора, гидроразмыва и водолазов, с последующей балластировкой, с целью предотвращения всплытия трубы. Различают несколько способов прокладки трубопровода:

- протаскивание по дну;
- погружение полной плети трубы с поверхности воды;
- погружение с поверхности воды последовательным наращиванием секций трубопровода.

Однако стоит отметить существенные недостатки траншейного метода строительства подводных переходов МГ:

- при недостаточном заглублении трубопровода в дно водоёма, возможен размыв грунта вокруг труб и образование оголенных участков;
- при строительстве подводного перехода нарушается русловая часть водоёма, что наносит значительный ущерб окружающей среде;
- после завершения строительства необходимо проводить работы по рекультивации береговой зоны на большой площади, восстанавливать профиль берегов и благоустраивать территорию.

Основной принцип бестраншейного способа строительства заключается в создании сквозного туннеля под руслом реки. Данный метод имеет несколько разновидностей, широко применяемых в настоящее время, таких как: наклонно-направленное бурение, метод «кривых» и микротоннелирование. При использовании бестраншейных технологий строительства отсутствуют недостатки традиционных методов, а именно уменьшается неблагоприятное воздействие на окружающую среду и главное повышается надежность трубопровода.

Строительство подводных переходов МГ методом наклонно направленного бурения (ННБ) осуществляется по следующим этапам:

- а) бурение пилотной скважины;
- б) расширение скважины в один или несколько этапов;
- в) протягивание трубопровода в скважину.

К преимуществам данного вида строительства можно отнести следующее: данный метод позволяет обеспечить высокую надежность построенного объекта; значительное уменьшение риска аварийных ситуаций и, как следствие, гарантию длительной сохранности трубопроводов в рабочем состоянии; возможность проведения работ в любое время года; уменьшение неблагоприятного воздействия на окружающую среду; отсутствие необходимости балластировки трубопровода. Наряду с преимуществами, применение ННБ имеет ряд ограничений: сложные инженерно-геологические условия и ограниченная протяженность перехода.

Метод микротоннелирования основан на строительстве туннеля с помощью дистанционного управляемого проходческого щита. Микротоннельный щит установлен и работает из заранее подготовленного стартового котлована в прямолинейном или криволинейном направлении. Проходческий щит механически разрушает преграждающую ему породу, продвижение щита происходит с последующим наращиванием труб. Демонтаж щита производится из приемного котлована. Преимущества микротоннелирования: отсутствие отрицательного воздействия на русловые процессы; надежная защита подводного перехода от размыва; высокая степень защиты трубопровода от механических повреждений; сохранение экологического баланса. Однако микротоннелирование имеет сложности при проходке в трещиноватых доломитах, так как есть большой риск заклинивания бурового инструмента, в связи с относительно высокой прочностью породы.

Одним из современных методов строительства подводных переходов МГ является метод «кривых». Данный метод был впервые применен в 2006 году. Его суть заключается в использовании предварительно изогнутых 3х градусных труб с одновременным бурением скважины и укладкой нового трубопровода, путем задавливания его в пробуренный участок. Такая конструкция может быть заглублена практически на любую глубину, что обеспечивает защиту трубопровода от любых механических повреждений, повышает его надежность, безопасность и долговечность. Использование метода «кривых» позволяет сократить длину перехода, соответственно снижаются затраты на материалы и сокращается срок выполнения строительных работ. Не нарушается русловая часть водоема, отсутствует выход бентонита, тем самым сводится к минимуму вредное воздействие на окружающую среду. Строительство подводного перехода методом «кривых» возможно в любое время года и практически в любых грунтовых условиях. В силу очевидных преимуществ метода «кривых» при строительстве подводных переходов магистральных газопроводов, он имеет широкие перспективы применения для труб большого диаметра от 800мм до 1420мм.

Целесообразность применения того или иного метода строительства подводных переходов определяется с учетом анализа всех возможных факторов, существенно влияющих на надежность и безопасность трубопровода. Область применения бестраншейного метода, прежде всего, конкурирует с траншейным способом прокладки. Рассмотрев технологии современных методов строительства подводных переходов МГ, были выделены их достоинства и недостатки. Значительное преимущество бестраншейного способа прокладки перед траншейным способом, заключается в том, что трубопровод, уложенный в подземную

траншею, находится на большой глубине – ниже прогнозируемых русловых деформаций, что обеспечивает безопасное залегание, повышает надежность и долговечность, тем самым увеличивая срок его безотказной работы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Нечваль А.М.* Проектирования трубопроводов для транспортирования нефти и газа. Учебное пособие. -2008.
2. ТСН 40-303-2003. Бестраншейная прокладка коммуникаций с применением микротоннеллепроходческих комплексов и реконструкция трубопроводов с применением специального оборудования. г. Москва 2004.
3. *Рыбаков А.П.* Основы бестраншейных технологий (теория и практика): технический учебник-справочник №1, 2005г.

ПРИМЕНЕНИЕ ТУРБОДЕТАНДЕРНОГО АГРЕГАТА НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ (ГРС) ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СТАНЦИИ

Н. Маслихин

*Филиал ООО "Газпром инвест" "Газпром реконструкция"
Санкт-Петербург, Россия*

Аннотация – в данной работе рассмотрено применение турбодетандерной установки (ТДУ), позволяющей повысить эффективность и надежность электроснабжения ГРС. Выделены основные принципы применения ТДУ влияющие на эффективность работы ГРС. Предложено изменение заводской конструкции узла редуцирования ГРС. Определена экономическая эффективность.

Ключевые слова: турбодетандер, природный газ, потребитель, электроэнергия, газораспределительная станция.

ВВЕДЕНИЕ

Россия – мировой лидер по добыче природного газа. В ее недрах сосредоточено более 25% мировых запасов газа. Начальные потенциальные ресурсы газа оцениваются в 212 трл. м³, а доказанные его запасы составляют 49,2 трл. м³. [1].

Система газоснабжения потребителей состоит из тесно связанных между собой трех элементов: источника газоснабжения (газовый промысел или газобензиновый завод); магистрального газопровода со всеми сооружениями; газораспределительных городских сетей [1].

Газораспределительные станции (ГРС) предназначены для очистки и снижения давления потока газа магистральных газопроводов и его дальнейшего распределения потребителям посредством газораспределительных сетей. По вышеописанной схеме энергия потока газа тратится на преодоление сил сопротивления при прохождении дроссельных клапанов на ГРС, с целью снижения давления газа до величины, необходимой для подачи в газораспределительные сети, и так же неэффективному растрачиванию энергии потока газа.

Одним из наиболее простых решений данной проблемы является применение турбодетандерных технологий, позволяющих вырабатывать электроэнергию, которая может быть направлена на обеспечение собственных нужд ГРС или перенаправлена в электросеть [2].

На основании вышеизложенного целью работы является оценка надежности эксплуатации ГРС за счет применения турбодетандерных агрегатов и выбора из них оптимального на примере Газораспределительной станции Михайлов №2.

Основная часть

Турбодетандерные агрегаты-генераторы (ДГА) представляют собой устройства, предназначенные для утилизации энергии газа и устанавливаются между газовыми линиями низкого и высокого давления. По направлению движения потока турбодетандеры делятся на центростремительные, центробежные и осевые. Турбодетандеры центростремительного и центробежного типов выполняются с рабочими колесами радиального и диагонального направлений. В ходе работы агрегаты преобразуют разность давлений в механическую энергию посредством вращения турбины, а затем в электрическую, при помощи генераторной установки [3].

Учитывая специфику работы агрегата наибольшее распространение получили турбодетандеры радиально осевого типа для получения электроэнергии. В состав комплекса турбодетандерной энергетической установки (ТДЭУ) входят: расширительная турбина, генератор, теплообменное оборудование, система подогрева газа, система контроля и управления. КПД использования ТДЭУ составляет 71-82%.

Принцип работы ТДА представлен на рисунке 1. Изначально природный газ поступает на ГРС из магистрального газопровода через входную линию с давлением 5,4МПа, где, пройдя узлы редуцирования, учета входной линии, очистки и подогрева направляется в ТДА. Предварительно подогретый природный газ под давлением ~4,8 МПа поступает на детандер (1), в камере которого газ начинает вращать рабочее колесо. Рабочее колесо передает вращение через вал и муфту (2) электрогенератору (3). Для смазки подшипников и торцевых лабиринтных уплотнений из маслобака по масляной обвязке (5) подается смазочное масло. С целью обеспечения взрывозащиты электрогенератор и детандер разделены газонепроницаемой перегородкой (4). Вся описанная выше конструкция смонтирована на опорной металлической раме (6) и представляет собой блочное оборудование высокой заводской готовности.

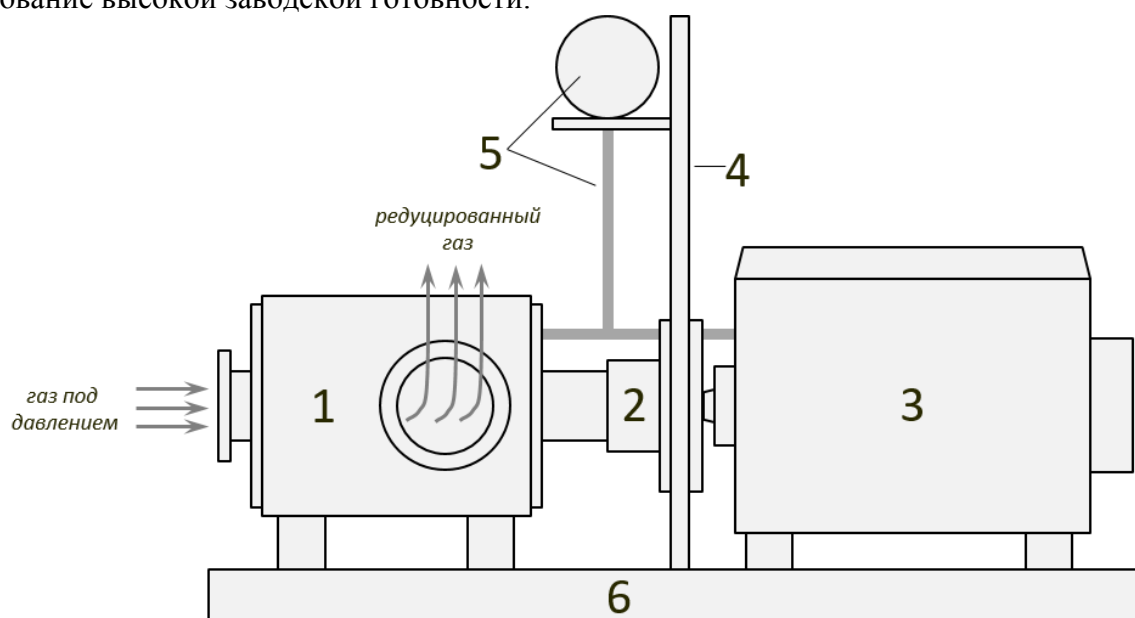


Рис. 1 Принцип работы ТДА.

Рассмотрев устройство и принцип работы ТДА наиболее подходящее место для его размещения на ГРС – узел редуцирования газа. После ТДА

редуцированный газ подается на технологическую линию ГРС, где в дальнейшем пройдя узлы подогрева, учета и одорирования с заданным давлением и температурой направляется в распределительные сети для газоснабжения потребителей.

Объектом исследования будет ГРС Михайлов-2. Для выбранной ГРС для сравнительного анализа были взяты следующие детандер-генераторные установки - ЭТДА-1500 и ЭТДА-2500 производства фирмы «CONE CHEMICAL Co» [4]. Технические параметры установок представлены в таблице 1. В работе ТДА используется природный газ, физические свойства которого могут изменяться при изменении его ключевых параметров - температуры и давления. С целью поддержания КПД ТДА на проектном уровне, и снижения потерь, связанных с изменением угла контакта природного газа с лопатками рабочего колеса, необходимо ТДА устанавливать вблизи теплообменника или оборудованием, позволяющим влиять на уровень газового потока.

Простота и надежность конструкции установок ЭТДА обеспечивают им чрезвычайно высокий эксплуатационный ресурс. По итогам многолетней эксплуатации установлены следующие нормативные показатели:

- Нарботка на отказ: не менее 15000ч;
- Ресурс до капитального ремонта: не менее 32000ч;
- Ревизия и текущий ремонт: ежегодно;
- Ожидаемый срок эксплуатации: не менее 25лет. [4].

Таблица 1 Технические параметры турбодетандерных агрегатов

Модель	ЭТДА-1500	ЭТДА-2500
Рабочая среда	Природный газ	
Расход газа, м ³ /ч	70000	100000
Снижение давления газа на ГРС, МПа	вход (P _{вх})=4-10; выход (P _{вых})=0,2-1,6	
Степень понижения давления	8	8
Мощность генератора, кВт	1500	2500
Частота вращения вала	3000-3600 об/мин	
Частота вырабатываемого тока	~50-60 Гц	
Напряжение	6,3кВт	
Габаритные размеры, м	13x2,8x3,2	

Располагаемая мощность, которую может выработать ГРС с использованием изоэнтальпийного расширения газа в турбодетандере определяется по формуле:

$$N_{расп} = C p_{г} * Q_{г} * \rho_{г} * T_{вх} * \left(1 - \left(\frac{P_{вых}}{P_{вх}} \right)^{\frac{k_{г}-1}{k_{г}}} \right);$$

Но это лишь теоретическая мощность ТДЭУ. Чтобы получить реально возможные значения, необходимо учесть КПД турбинного колеса, электрогенератора и электропреобразователя:

$$N_{эл} = N_{расп} * C p_{г} * \eta_{т} * \eta_{эл.ген.} * \eta_{преобр.}$$

Принимаем следующие исходные данные:

$$C p_{г} = 2217 \frac{Дж}{кг*К}; \rho_{г} = 0,7310 \frac{кг}{м^3}; k_{г} = 1,2967; \eta_{т} = 0,6; \eta_{эл.ген.} = 0,9; \eta_{преобр.} = 0,9 [5].$$

Результаты расчетов по исследуемой ГРС, а также основные технические характеристики ГРС отразим в таблице 2

Таблица 2 Основные технические показатели ГРС Михайлов-2

№ п/п	Характеристика ГРС	Единица измерения	Значение
1	Коммерческая производительность	нм ³ /ч	75000
2	Давление на входе ГРС P _{вх}	МПа	5,4
3	Температура на входе ГРС T _{вх}	°С	3-5
4	Давление на выходе ГРС P _{вых}	МПа	0,6-1,2
5	Температура на выходе ГРС T _{вых}	°С	-10
6	Располагаемая мощность ГРС N _{расп}	Вт	2827
7	Теоретически возможная мощность ТДА N _{эл}	Вт	1374

Обсуждение

Проведя сравнительный анализ рассматриваемых ТДА, а также сопоставив их с техническими характеристиками исследуемой ГРС наиболее подходящей будет ЭТДА-1500. Учитывая, что капитальные затраты на выбранную установку составят порядка 400USD/кВт, и что вся направляемая электроэнергия будет тратиться на собственное потребление ГРС, тогда совокупные капиталовложения в ТДА составят $(400 \cdot 1500) = 600\,000\text{USD}$ при условии непрерывной работы ТДА и высокой степени ее загруженности (порядка 95%). Как правило, срок окупаемости ЭТДА зависит от двух частей:

- ❖ Доходной – стоимости вырабатываемой электроэнергии (в нашем случае на собственные нужды ГРС);
- ❖ Расходной – затраты на подогрев газа (стоимость теплоносителя).

Типичный срок окупаемости ЭТДА при наличии недорогого теплоносителя составит 2-3 года после пуска в эксплуатацию.

Заключение

В связи с тем, что рассматриваемая ГРС находится на значительном расстоянии от ближайшей линии электроснабжения, а также с целью увеличения эффективности и повышения надежности эксплуатации ГРС было предложено использовать на ГРС Михайлов-2 ЭТДА-1500, вырабатывающую электроэнергию для покрытия потребностей на собственные нужды. Рассматриваемый ТДА утилизирует потенциальную и кинетическую энергию газа при понижении давления в газопроводе. По итогам можно сделать вывод о высокой рентабельности ЭТДА-1500 на рассматриваемой ГРС в текущем и перспективном плане развития ЕСГ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Газонаполнительные и газораспределительные станции: Учебное пособие./Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – 2002. – 335с.;
2. Каталог эффективных энергосберегающих технологий в добыче, транспортировке и подземном хранении газа ОАО «Газпром», М.: ОАО «Газпром», 2011. - 310с.;
3. Диких Б. Бояринов М., Авлошенко А. Обзор современных конструкций турбодетандерных генераторов. СПб.: ООО НТЦ МТТ». – 2008. – 90с.;
4. Электронный ресурс <http://www.conti-chemical.lv/ru>;
5. Фокин Г.А. Автономные источники электрической и тепловой энергии для магистральных газопроводов и газораспределительных станций.- М.: ФИЗМАТЛИТ, 2015. – 168с.

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ (ГРС)

Н. Маслихин

*Филиал ООО "Газпром инвест" "Газпром реконструкция"
Санкт-Петербург, Россия*

Аннотация – в статье рассмотрены основные методы повышения надежности эксплуатации ГРС. Рассмотрены современные технологии совершенствования основных блоков ГРС.

Ключевые слова: информационная модель, риск, управление рисками, научно-техническая революция «индустрия 4.0», «ВИМ-технологии», техническое обслуживание и ремонт, газораспределительная станция.

ВВЕДЕНИЕ

В экономике Российской Федерации топливно-энергетический комплекс занимает существенное место и играет роль базовой инфраструктуры, основы формирования доходов бюджетной системы Российской Федерации и крупнейшего заказчика для других отраслей.

Целью развития энергетики Российской Федерации является, с одной стороны, максимальное содействие социально-экономическому развитию страны, а с другой стороны, - укрепление и сохранение позиций Российской Федерации в мировой энергетике как минимум на период до 2035 года [1].

В настоящее время развитие энергетической отрасли невозможно представить без применения разнообразных видов информационных моделей. XXI век – век внедрения информатизации, цифровизации и кибернетики в отрасли народного хозяйства страны. В частности, это относится и к объектам транспортирования газа – ГРС.

Новые внешние условия, стремительный прогресс технологий всех сфер деятельности, экономическая ситуация в стране обуславливают необходимость обеспечения эффективности инновационной деятельности и актуализации программы инновационного развития ПАО «Газпром» как основного инструмента ее достижения [2].

Перспективы применения информационных моделей от стадий проектирования до эксплуатации находят все большее применение на разнообразных объектах ЕСГ.

Основная часть

Информационная модель (ИМ) - модель объекта, представленная в виде информации, описывающая существенные для данного рассмотрения параметры и переменные величины объекта, связи между ними, входы и выходы объекта, и позволяющая путем подачи на модель информации об изменениях входных величин моделировать возможные состояния объекта [3]. В настоящее время в ПАО «Газпром» на объектах ЕСГ начинают масштабно внедряться информационные модели «индустрия 4.0» и «ВИМ-технологии».

В настоящее время мир входит в четвертую научно-техническую революцию (НТР) «индустрия 4.0» и упрощенно трактуемую как интернет вещей. [4]. Этот процесс затрагивает и объекты транспортировки природного газа – ГРС. Данная революция для объектов ГРС затрагивает 3 сферы: технологическая (оборудование ГРС), геоэкологическая (взаимодействие подземных сооружений ГРС с водоносными горизонтами) и экологическая (взаимодействие с окружающей средой).

Рассмотрим понятие риск – это влияние неопределенности на цели.

Управление рисками – это процесс разработки и выполнения управленческих решений, призванных максимально снизить возможность наступления негативного результата и свести к минимуму возможные потери, связанные с его реализацией [5]. Для

устойчивого развития повышения надежности эксплуатации ГРС следует обеспечить управляемые риски по трем аспектам:

- Технологический (применение блочно-модульного оборудования ГРС полной заводской готовности) – снижение рисков

- Геоэкологический (применение подземных сооружений, отвечающих последним санитарно-эпидемиологическим требованиям, с целью недопущения загрязнения почвы и грунтовых вод продуктами техногенного характера);

- Экологический (снижение выбросов и предотвращение утечек природного газа в окружающую среду посредством применения современной запорно-регулирующей арматуры и высокотехнологичного оборудования ГРС).

ИМ на базе охватывает стадии проектирования, строительства и эксплуатации объектов ГРС. На стадии проектирования «ВИМ-технологии» позволяют снизить уровень риска коллизии.

На стадии строительства ИМ позволяет более точно выполнить привязку к элементам модели «как построено» при подготовке исполнительной документации.

На стадии эксплуатации ИМ позволяет более углубленно анализировать сооружения ГРС, т.к. в ее каталог включены данные не только о технико-экономических показателях ГРС, но и информация о опорах и фундаментах, на которых расположено оборудование, так же содержится информация по топологии о прокладке всех трубопроводов и кабельных линий ГРС.

При проведении работ по техническому обслуживанию и ремонту объектов ГРС ИМ позволяет в сжатые сроки объективно оценить риски при принятии управленческих решений, визуализировать расстановку монтажных механизмов на производственной площадке ГРС. С 2017 года понятие ИМ было дополнено эксплуатационной информационной моделью (ЭИМ).

Обсуждение

Инновационные технологии должны отвечать НТР «индустрия 4.0». К методам повышения надежности эксплуатации ГРС относятся:

- внедрение современных информационно-управляющих систем (ИУС),
- постановка объектно-ориентированных задач на базе ИУС;
- определение с помощью анализа ИУС «узких мест» и оперативное их устранение, с целью недопущения аварийных состояний оборудования ГРС;
- прогнозирование и контроль рисков в технологическом геоэкологическом и экологическом аспектах эксплуатации ГРС;
- снижение влияния человеческого фактора при принятии решения в предаварийной ситуации эксплуатации ГРС;
- алгоритмизация управления ГРС в предаварийных ситуациях.

Применение эксплуатационной информационной модели обеспечивает:

- снижение затрат на этапе ввода объекта в эксплуатацию за счет автоматизированной передачи точной, полной и однозначной информации об активе его владельцу;
- повышение качества организационного и стратегического планирования в процессе эксплуатации на основе полной и точной информации об активах;
- повышение качества принятия решений, касающихся расходов на эксплуатацию и техническое обслуживание активов, исходя из их фактической производительности и состояния;
- поддержание заданного уровня надежности активов (минимизация простоев, отказов, падения эксплуатационных характеристик оборудования) за счет качественного информационного обеспечения процессов эксплуатации и технического обслуживания активов;
- повышение уровня безопасности эксплуатации за счет организации оперативного доступа к требуемой для принятия решений информации в случае аварий и нештатных ситуаций.

Необходимо использовать ЭИМ актива для поддержки следующих видов деятельности организации:

- разработка планов и стратегии управления активом;
- реализация планов управления активом;
- управление жизненным циклом актива;
- управление знаниями об активе;
- управление предприятием и его человеческими ресурсами;
- управление рисками и их анализ.

Информация в составе ЭИМ должна иметь качество, достаточное для принятия решений по управлению активом, а также соответствовать нуждам эксплуатации, технического обслуживания и управления активом [6].

ЭИМ строится на базе 3D-модели с содержанием следующей информации: технических параметров режимов оборудования, алгоритмов обработки рабочей среды, оценка соответствия конечного продукта требованиям нормативно-технической документации.

Заключение

В настоящее время ИМ и ЭИМ на объектах ГРС применяется повсеместно, что позволяет:

- проводить инструктажи по технике безопасности вновь принятому персоналу и для подрядных организаций;
- выполнять сбор и анализ информации о техническом состоянии оборудования и систем противопожарной защиты и контроля загазованности, электрохимической защиты, системы автоматического управления ГРС;
- разрабатывать пути эвакуации производственного персонала в случае возникновения аварийных ситуаций;
- прогнозировать возникновение, последствия развития чрезвычайных ситуаций;
- моделировать учебные тренажеры на базе 3D-модели для тренировки профессиональных навыков обслуживающего ГРС персонала, служб противопожарной охраны и спасателей по действию работников при возникновении и ликвидации аварийных ситуаций.

Таким образом, внедряя инновационные технологии и управляя рисками при эксплуатации ГРС можно добиться не только высоких эксплуатационных показателей работы но и повысить надежность эксплуатацию ГРС.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года/ Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 №1523-р;
2. Паспорт Программы инновационного развития ПАО «Газпром» до 2025 года, изд.: г. Москва 2018г. - 82с.;
3. ГОСТ 34.003-90 Информационная технология (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения официальное издание М.: Стандартинформ, 2009
4. Родионова, М. А. Организация процедуры управления рисками процессов СМК / М. А. Родионова, М. Г. Григорьев. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2015. — № 11 (91). — С. 963-968. — URL: <https://moluch.ru/archive/91/19453/> (дата обращения: 19.07.2020).
5. Риски в системе менеджмента качества — актуальная проблема [электронный ресурс] — Режим доступа: <http://www.iksystems.ru/articles.php?id=545> (дата обращения 15.05.2015).

6. Росстандарт. ГОСТ Р 57311-2016 Моделирование информационное в строительстве. Требования к эксплуатационной документации объектов завершено строительства [Электронный ресурс]. Режим доступа <http://docs.cntd.ru/document/1200142711> (дата обращения 17.07.2020)

ИНГИБИРОВАНИЕ КОРРОЗИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А. И. Тригитко, М. А. Истомова

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

TrigitkoAI@gmail.com

Коррозия металла приводит ежегодно к миллиардным убыткам, и разрешение этой проблемы является важной задачей. Основной ущерб, причиняемый коррозией, заключается не только в потере металла как такового, а в огромной стоимости изделий, разрушаемых коррозией и косвенными потерями.

Большая часть нефтегазовых месторождений характеризуется высокой обводненностью, что значительно осложняет процесс добычи, сбора и подготовки нефти, связанными с образованием стойких нефтяных эмульсий, отложениями неорганических солей и коррозионным разрушением оборудования и нефтепроводов [1].

Это подтверждается данными анализа многолетнего опыта эксплуатации промысловых трубопроводов месторождений ПАО «Сургутнефтегаз». Одна из основных причин преждевременного выхода из строя трубопроводов является высокая агрессивность продукции скважин. Наиболее агрессивны обводненная нефть и сточные воды, используемые в системах поддержания пластового давления. Срок службы трубопроводов для закачки в пласт сточных вод в ряде случаев составляет всего 1,5–2 года вместо планируемых 10–15 лет [2].

Кроме того, в настоящее время кислотная обработка призабойных зон скважин является одним из распространенных методов интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых карбонатных и смешанных коллекторов [3,4]. Но это приводит к интенсивной коррозии используемого металлического оборудования.

Одной из основных причин нарушения целостности промысловых трубопроводов является их коррозионный износ вследствие агрессивного воздействия транспортируемых сред. В подавляющем большинстве случаев коррозия промысловых трубопроводов протекает по электрохимическому механизму, что возможно только при условии того, что их металл контактирует с водными минерализованными средами [1].

Существуют и другие факторы риска коррозии трубопроводов – режим транспортирования, температура, состояние поверхности металла трубопровода и т.д. Эти факторы могут оказывать влияние на скорость коррозии – в некоторых случаях они могут снижать или повышать ее. Но независимо от этого, принципиальная возможность и опасность коррозии промысловых трубопроводов определяется наличием в составе транспортируемых по ним сред водной фазы. Можно с большой степенью уверенности сказать, что если в составе транспортируемой продукции присутствует вода, то металл трубопровода будет корродировать. Рано или поздно это приведет к выходу его из строя. Избежать этого можно только путем применения антикоррозионных мероприятий.

Необходимость антикоррозионных мероприятий определяется экономической стратегией, результатом которой является принятие Компанией системы оценки рисков отказов промысловых трубопроводов и их ранжирование.

Эффективным методом защиты является ингибирование, так как ингибиторы тормозят процесс коррозионного зарождения трещин на поверхности металла. Кроме того, многие ингибиторы способны проникать в вершину зародившейся трещины и сдерживать ее развитие. Поэтому важно правильно подобрать ингибитор. Он должен не только существенно замедлять равномерную и локальную коррозию, но и эффективно подавлять зарождение и развитие коррозионно-усталостных трещин.

Механизм действия ингибиторов сводится к следующему: полярные молекулы ингибитора адсорбируются на внутренней поверхности трубы, образуя пленку, защищающую внутреннюю поверхность трубы от контакта со средой. Таким образом, устраняется одно из необходимых условий для протекания электрохимической реакции: из-за наличия защитной пленки не может происходить разряд водородных ионов и процесс растворения металла затормаживается. Ингибитор такого типа будет называться катодным ингибитором, т.к. он влияет на скорость реакции на катоде. Существуют анодные ингибиторы, которые влияют на скорость реакции на аноде.

При этом к ингибиторам коррозии предъявляются определенные требования.

Ингибитор должен обеспечить требуемое защитное действие при тестировании в модельных системах как в условиях высоких давлений и температур, так и при обычных условиях — температуре +40 °С и нормальном атмосферном давлении, а также в условиях высоких скоростей потока и наличия в нем абразивных частиц.

Ингибитор должен обладать низкой температурой застывания (не менее – 50 °С), хорошей растворимостью в коррозионной среде и высокой адсорбционной способностью. Ингибитор не должен влиять на стабилизацию водонефтяных эмульсий [7].

Поэтому следует обратить внимание на то, что необходимо тщательно подбирать ингибиторы для конкретных условий эксплуатации, от этого в значительной мере зависят эффективность и экономичность.

По механизму действия ингибиторы делятся на адсорбционные и пассивационные.

Ингибиторы-пассиваторы вызывают формирование на поверхности металла защитной пленки и способствуют переходу металла в пассивное состояние. Наиболее широко пассиваторы применяются для борьбы с коррозией в нейтральных или близких к ним средах, где коррозия протекает преимущественно с кислородной деполяризацией. Механизм действия таких ингибиторов различен и в значительной степени определяется их химическим составом и строением.

Отдельную группу составляют органические соединения, которые не являются окислителями, но способствуют адсорбции растворенного кислорода, что приводит к пассивации. К числу их для нейтральных сред относятся бензонат натрия, натриевая соль коричной кислоты. В деаэрированной воде ингибирующее действие бензоната на коррозию железа не наблюдается.

Эффективность ингибирующего действия большинства органических соединений определяется их адсорбционной способностью при контакте с поверхностью металла. Как правило, эта способность достаточно велика из-за наличия в молекулах атомов или функциональных групп, обеспечивающих активное адсорбционное взаимодействие ингибитора с металлом. Такими активными группами могут быть азот-, серо-, кислород- и фосфорсодержащие группы, которые адсорбируются на металле благодаря донорноакцепторным и водородным связям.

Наиболее широко распространенными являются ингибиторы на основе азотсодержащих соединений. Защитный эффект проявляют алифатические амины и их соли, аминокислоты, азометины, анилины, гидразиды, имидазы, акрилонитрилы, имины, азотсодержащие пятичленные (бензимидазолы, имидазолины, бензотриазолы и т.д.) и шестичленные (пиридины, хинолины, пиперидины и т.д.) гетероциклы.

Нашли применение пираны, пирины, диоксаны, фенолы, циклические и линейные эфиры, эфиры аллиловых спиртов, бензальдегиды и бензойные кислоты, димочевины, спирты, фураны, диоксоланы, ацетали, диоксоцикланы и др [7].

Первым этапом внедрения ингибирования является разработка технологии ингибирования. Под технологией ингибирования понимается оптимальное количество и размещение точек ввода ингибитора и способы его подачи в систему.

Размещение точек ввода ингибитора в систему должно быть таким, что особенно важно для разветвленных трубопроводных систем, чтобы обеспечить доступ ингибитора ко всей поверхности металла защищаемых трубопроводов. При этом необходимо учесть, что в любой трубопроводной системе существуют критические участки, защите которых необходимо уделять особое внимание [6]. Такими участками являются:

- участки с повышенной скоростью коррозии;
- участки, на которых вследствие воздействия каких-либо неблагоприятных факторов может снижаться эффективность ингибирования;
- наиболее ответственные участки трубопроводной сети, обеспечивающие производственную деятельность предприятий (цехов) и не имеющие дублирующих трубопроводов;
- экологически значимые участки.

Подача ингибиторов в трубопроводные системы может осуществляться с использованием двух технических приемов (методов ингибирования):

- постоянного дозирования ингибитора в поток транспортируемой жидкости;
- периодической обработки.

При постоянном дозировании транспортируемая по трубопроводу продукция используется в качестве носителя ингибитора. Формирование и поддержание защитной «пленки» осуществляется за счет диффузии действующего вещества ингибитора из объема жидкости на поверхность металла стенки трубопровода.

Быстрота формирования защитной «пленки» на поверхности металла трубопроводов зависит от величины дозировки ингибитора. Ее устойчивость на поверхности защищаемого металла зависит, прежде всего, от свойств ингибитора и от гидродинамических параметров перекачки. Целостность пленки – от ее поддержания в работоспособном состоянии за счет регулярной подпитки ингибитором, т.е. от стабильности поступления ингибитора в трубопроводную систему.

Поддерживаемая дозировка ингибитора должна обеспечивать снижение скорости коррозии металла трубопровода до приемлемого уровня. Она подбирается при опытно-промышленных испытаниях и уточняется в процессе применения на конкретном трубопроводе [6].

При периодическом дозировании предпочтительно, чтобы защитная «пленка» наносилась при непосредственном контакте поверхности металла трубопровода с товарной формой ингибитора или ее концентрированным раствором. Для этого ингибитор в товарном виде или в виде концентрированного раствора периодически подается в трубопровод. В данной технологии должны использоваться ингибиторы, обладающие эффектом «последствия» – способностью достаточно длительный период (в течение времени «последствия») сохранять эффективную защитную «пленку» на поверхности металла без необходимости дополнительного поддержания ее целостности. Наиболее длительным последствием будут обладать ингибиторы, не обладающие растворимостью ни в воде, ни в нефти. Очевидно, что для данной технологии критичным является качество «подготовки» внутренней поверхности трубопровода для ее хорошего смачивания применяемым ингибитором. Интервал времени между периодическими обработками и не должен превышать времени последствия применяемого ингибитора, которое определяется в процессе опытно-промышленных испытаний и уточняется в процессе применения на конкретном трубопроводе методами специально спроектированного мониторинга коррозии.

К блокам, предназначенным для дозированного ввода ингибитора, в бочках подвозят ингибитор коррозии. Откуда ингибитор по ингибиторной линии с помощью шестеренчатого насоса Н-1 перекачивают в емкость хранения, предназначенную для подготовки и хранения ингибитора.

Шестеренчатый насос Н-1, который по мимо указанной выше функции осуществляет периодическую циркуляцию ингибитора по схеме «емкость – насос – емкость», что в свою очередь предотвращает загустевание ингибитора. Емкость снабжают электронагревателем для подогрева ингибитора и указателем уровня.

Из емкости ингибитор подается в дозировочный насос ДН-1. В дозировочном насосе предусмотрена система регулирования хода плунжера между нулем и максимальной величиной, согласно его функционально-конструктивным характеристикам. Регулирование осуществляется при помощи маховика, расположенного на редукторе. Отсчет урегулированной величины осуществляется на градуированной шкале в единицах хода (мм).

Затем ингибитор из дозировочного насоса подается в трубопровод [5].

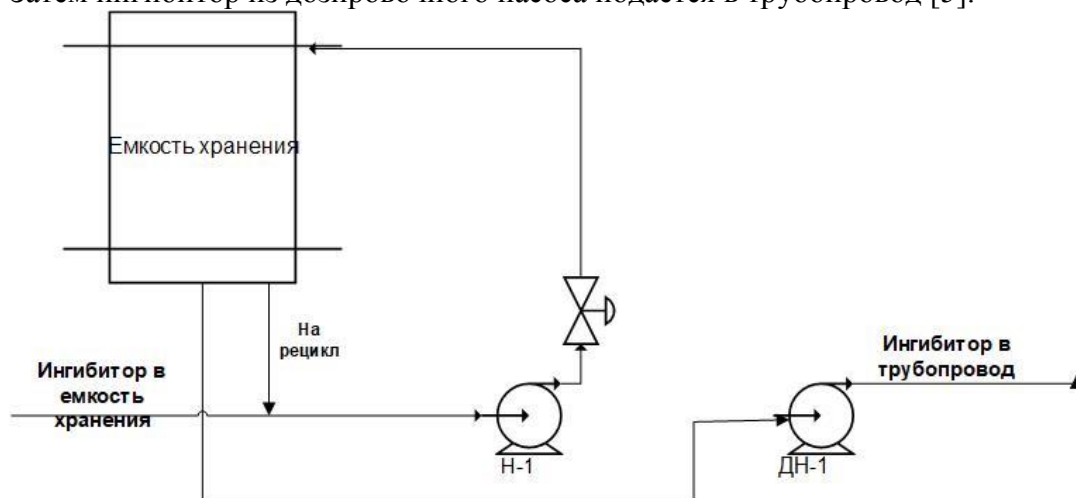


Рис.1. Принципиальная технологическая схема подачи ингибитора в трубопровод

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В.* Осложнения в нефтедобыче. – Уфа: ООО Изд-во научно-технической литературы «Монография», 2003. – 302с.
2. *Подопригора А.А.* Исследование коррозионного разрушения поверхностей нефтепроводов после длительной эксплуатации // Вестник Югорского государственного университета. – 2011. – Вып. 4 (23). – С.105-112.
3. *Сучков Б.М.* Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 64 с.
4. *Давлетшина Л.Ф., Магадов М.А., Силин М.А.* Кислотная обработка нагнетательных скважин. Старые проблемы – новые решения // Территория Нефтегаз. – 2009. – № 3.
5. *Саакян Л.С., Ефремов А.П.* Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии. – М.: Недра, 1982. – 227с.
6. Методический документ Компании ПАО «Газпром» Методические указания по организации и исполнению ингибирования коррозии промысловых трубопроводов
7. *Бугай Д.Е., Габитов А.И., Махошвили Ю.А. и др.* Защита нефтегазового и нефтехимического оборудования от сероводородной коррозии органическими ингибиторами //Известия вузов. Нефть и газ, 1991. - № 9-10. - С. 3-24.

УДК 681.51

**РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ АВТОМАТИЧЕСКОЙ КОРРЕКЦИИ СТЕПЕНИ
ОДОРИЗАЦИИ ГАЗА НА ГРС***В.А. Чепудаев, Г.М. Орлова**Самарский государственный технический университет
Самара, Россия***Аннотация**

В газотранспортной системе используются автоматические одоризационные установки БОЭ, Флоутек-ТМ-Д, ОДДК, осуществляющие ввод в поток газа одоранта, пропорционально расходу газа, согласно величине степени одоризации, вручную задаваемой оператором ГРС. Целью работы является полностью автоматизировать процесс одоризации газа, чтобы исключить влияние человеческого фактора, что позволит в автоматическом режиме корректировать степень одоризации газа, в зависимости от динамически изменяющихся характеристик транспортируемого газа. А в конечном итоге повысить безопасность эксплуатации автоматических одоризационных установок. Для достижения настоящей цели необходимо автоматически корректировать степень одоризации газа, в зависимости от анализов промышленных хроматографов МАГ и анализов химико-аналитической лаборатории в части содержания меркаптановой серы в газе до и после одоризации. Для осуществления вышесказанного, была произведена корректировка программы «Зонд».

Ключевые слова: газ, одоризация газа, автоматизация, одоризационные установки, безопасность, степень одоризации.

Необходимость обязательной одоризации природного газа не вызывает сомнений. Ведь чистый газ – вещество без вкуса и запаха, и утечка вследствие повреждений или аварий газовых сетей остается незамеченной до накопления газа в опасной концентрации. Если же содержание одоранта в газе превышает норму, то в помещении появится сильный неприятный запах, приводящий в беспокойство и вызывающий сомнения в нормальном функционировании газопроводов.

Самым оптимальным решением данной проблемы является высокоточное дозирование одоранта.

На протяжении длительного времени процесс одоризации природного газа по уровню автоматизации заметно отставал от остальных технологических процессов на газораспределительных станциях. В настоящее время российский рынок газового оборудования насыщен высокотехнологичными автоматизированными одоризационными установками (рис.1)



Рис.1 – БОЭ

Решение настоящей задачи позволит использовать на объектах газотранспортных систем гибкую систему, позволяющую в автоматическом режиме корректировать степень одоризации газа, в зависимости от изменяющихся внешних факторов. Подавать газ в газораспределительные сети со стабильными показателями содержания меркаптановой серы [1].

Согласно п. 8.6.5 СТО Газпром 2-2.3-1081-2016 измерение степени одоризации природного газа должно выполняться автоматически. Управляющие сигналы с измерительного устройства должны передаваться в локальную автоматику узла одоризации газа [2].

Осуществлена корректировка программы «Зонд» на цифровую картографическую информацию (ЦКИ), организованы поля ввода информации о содержании меркаптановой серы в газе после одоризации (анализы химико-аналитической лаборатории) и до одоризации (анализы промышленных хроматографов МАГ). По вышеописанным данным достигается автоматическая корректировка степени одоризации газа в блоке управления БОЭ [3].

После корректировки программы «Зонд» данные химических анализов хроматографов МАГ в части содержания меркаптановой серы в газе до одоризации и анализов химико-аналитической лаборатории после одоризации, на ГРС с одоризационными установками БОЭ (табл.1).

Таблица 1 – Окно в программе «Зонд» с параметрами (расчетными и измеренными) работы БОЭ

№ ГРС	RSH на выходе ГРС	Данные хроматографов МАГ	Степень одоризации	Плотность одоранта	% RSH в СПМ
16	12	3,9	17,5	0,8391	46,3
24	8,2	3,2	10,9	0,8478	45,8
64	8,2	3,2	11,0	0,8864	45,1

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

116	8,2	3,2	10,5	0,8578	47,5
123	8,2	3,2	10,7	0,8575	46,3
127	8,2	3,2	10,5	0,8765	47,5

На шести газораспределительных станциях, где установлены одоризаторы БОЭ, автоматически корректируется степень одоризации в зависимости от содержания меркаптановой серы в газе до и после одоризации, процентного содержания меркаптановой серы в используемой СПМ. Содержание меркаптановой серы в газе после одоризации (по данным анализов химико-аналитической лаборатории), а также процент содержания меркаптановой серы в одоранте СПМ, применяемый на ГРС (по данным паспорта качества на одорант) вводится диспетчером вручную, остальные данные заносятся автоматически.

Таким образом, реализация данной работы позволила:

Подавать газ в газораспределительные сети со стабильными показателями содержания меркаптановой серы;

Автоматически корректировать точность подачи одоранта в газ в зависимости от процентного содержания меркаптановой серы в СПМ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Комиссарчик В.Ф.* Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. – 247 с.
2. СТО Газпром 2-2.3-1081-2016 «Газораспределительные станции. Общие технические требования»
3. СТО Газпром 11-021-2011 «Технологическая связь. Технологические сети диспетчерской связи. Общие технические требования»
4. ГОСТ 5542-2014 Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. – М.: Стандартиформ, 2019. – 10 с.
5. *Громаков Е.И.* Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. Томск, 2009. – 280 с.
6. *Данилов А.А.* Автоматизированные газораспределительные станции: Справочник. – СПб.: ХИМИЗДАТ, 2004. – 544 с.
7. СТО Газпром 2-2.3-1122-2017 «Газораспределительные станции. Правила эксплуатации»
8. СТО Газпром 2-1.17-432-2010 «Положение о планово-предупредительном ремонте средств измерений и автоматики»
9. *Хадиев М.Б.* Газораспределительные станции: Учебное пособие. – гос. технол. ун-т. Казань, 2005. – 152 с.

УДК 621. 81

ПРОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ ЗУБЧАТЫХ ПЕРЕДАЧ С УЧЕТОМ ТРЕНИЯ

И.А.Кокорев

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
ig.kokorev52@yandex.ru*

В данной статье рассматривается выбор зубчатых передач с учетом трения в зацеплении. Зубчатые передачи проверяются расчетом напряженно-деформированного состояния в системе ANSYS Workbench их твердотельных моделей, построенных в системе КОМПАС-3D. В качестве примера выполнен расчет косозубой цилиндрической передачи с различными коэффициентами трения в зацеплении. В результате расчетов получено деформированное состояние модели передачи в целом, распределение контактных, эквивалентных и изгибных напряжений, напряжений трения и относительного проскальзывания в области контакта.

Ключевые слова: *зубчатая передача, коэффициент трения, контактные напряжения, напряжение трения, напряжение изгиба, относительное проскальзывание.*

Проектирование большинства зубчатых передач ведется по контактным нормальным напряжениям, которые определяются формулой Герца [1] без непосредственного учета влияния трения. В работе [2] предложена методика проектирования зубчатых передач по максимальным поверхностным контактным касательным напряжениям, учитывающим трибологические свойства контакта зубьев.

Для оценки долговечности и прочности зубчатых передач лучше использовать данные о напряженно-деформированном состоянии, взятые из конечно-элементарного расчета. Современные САД и САЕ системы позволяют повысить долговечность и прочность зубчатых передач за счет более полного и грамотного учета условий их работы.

В данной работе предлагается выбор зубчатых передач проверять расчетом в системе ANSYS Workbench напряженно-деформированного состояния твердотельной модели узла, состоящей из двух зубчатых колес, построенной в системе КОМПАС-3D.

В качестве примера выполнен расчет косозубой цилиндрической передачи быстроходной ступени редуктора Ц2-125, нагруженной вращающим моментом $T_1=30\text{Нм}$ для двух значений коэффициента трения в области контакта зубьев $f_1=0,1$ и $f_2=0,2$. Исходные данные для построения твердотельной модели колес: число зубьев ведущего колеса (вал-шестерня) – 20, ведомого колеса (колеса) – 76; модуль – 2мм; угол наклона зубьев $-16^{\circ}15'37''$ ширина зубчатого венца шестерни -30мм, колеса -25мм; межосевое расстояние – 100мм; направление зуба шестерни – левое; степень точности – 9-B; коэффициент смещения – 0. Модель узла получена из твердотельной модели всего редуктора. Материал вала-шестерни – сталь 40X, термообработка улучшение с твердостью HB 269...302, предел текучести $\sigma_T=750\text{МПа}$. Материал колеса - сталь 40X, термообработка улучшение с твердостью HB 235...262, предел текучести $\sigma_T=640\text{МПа}$.

В ходе работы программы получено деформированное состояние узла в целом, распределение контактных, эквивалентных, изгибных напряжений, напряжений трения и относительного проскальзывания в области контакта зубьев, учитывающее влияние их взаимодействия и трения.

На рис.1 показаны основные этапы подготовки решения задачи для косозубой цилиндрической передачи: твердотельная и конечно-элементная модели передачи; заделка – фиксация на внутренней цилиндрической поверхности ступицы колеса и цилиндрическое закрепление опорных поверхностей вала-шестерни; нагрузка – вращающий момент, приложенный на грани удаленного торца вала-шестерни.

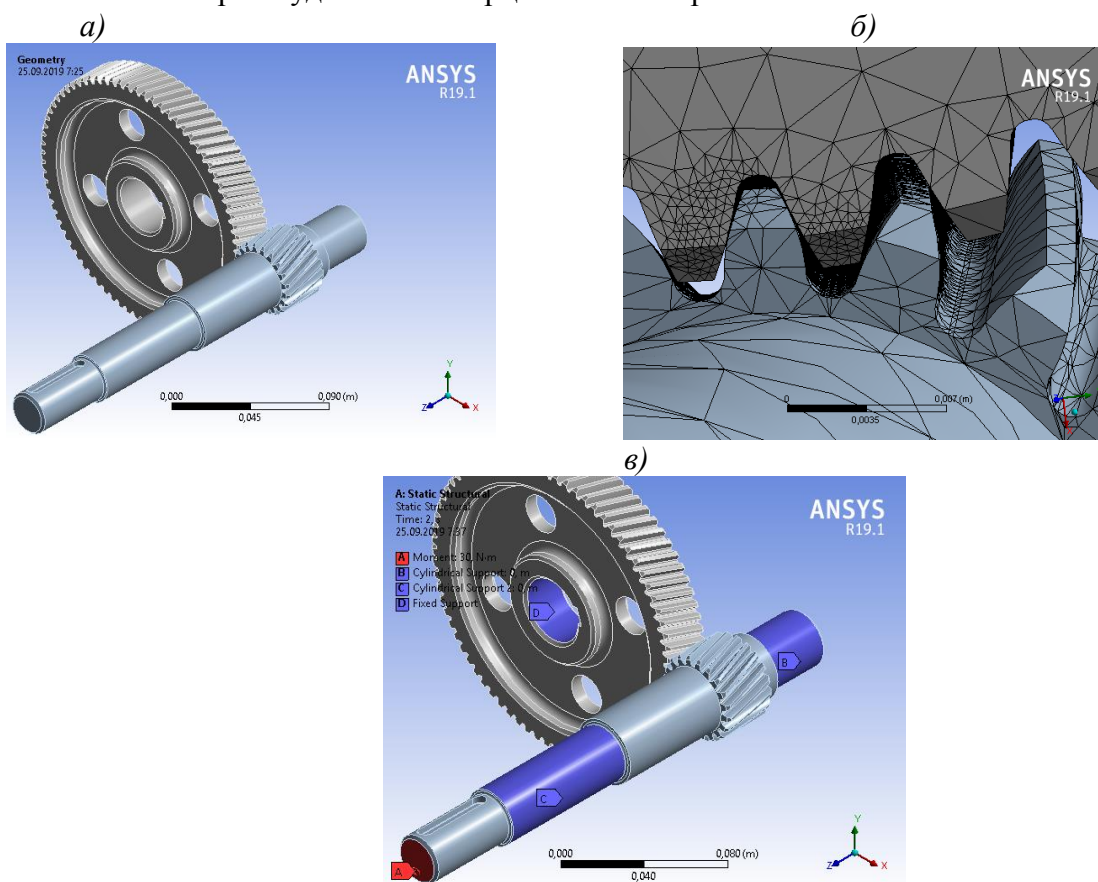
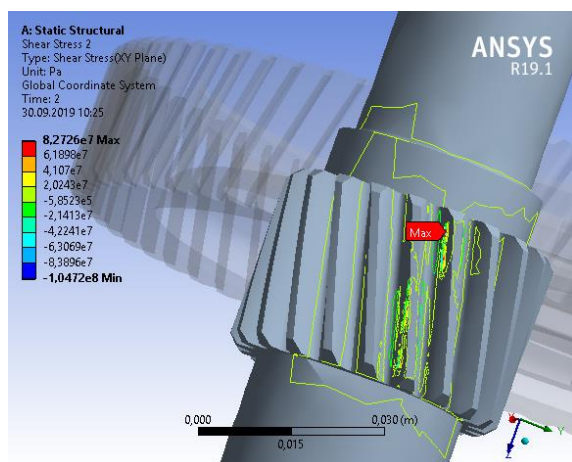


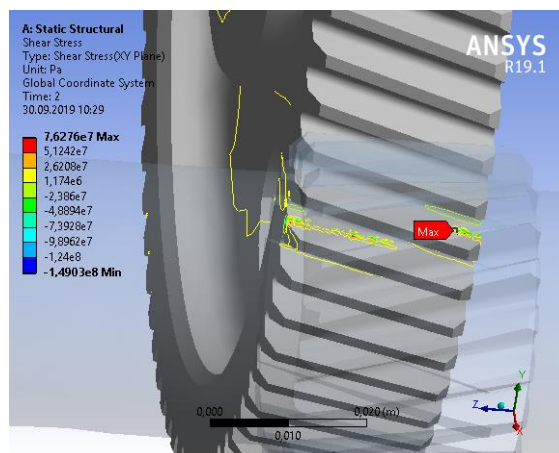
Рис.1. Этапы подготовки решения задачи: а) – твердотельная модель; б) – конечно-элементная модель; в) заделка и нагрузка

На рис.2, 3 показаны результаты решения задачи с коэффициентом трения $f_l=0,1$: распределение эквивалентных, изгибных и касательных напряжений, контактного давления и относительного проскальзывания в области контакта зубьев.

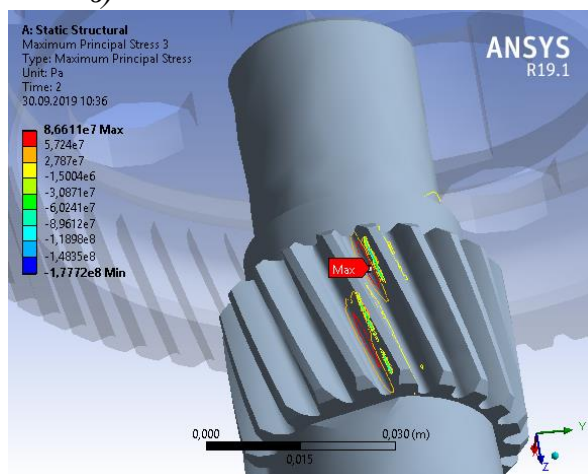
a)



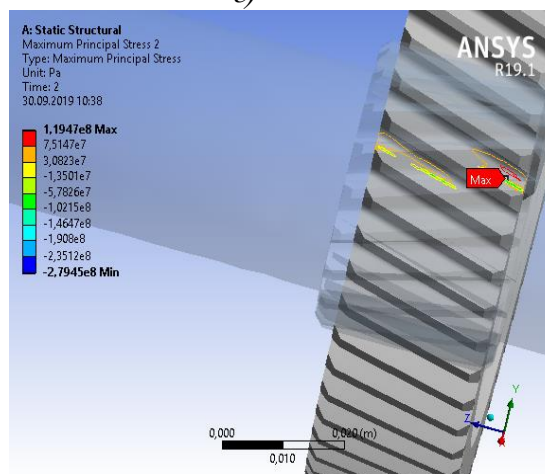
б)



в)



г)



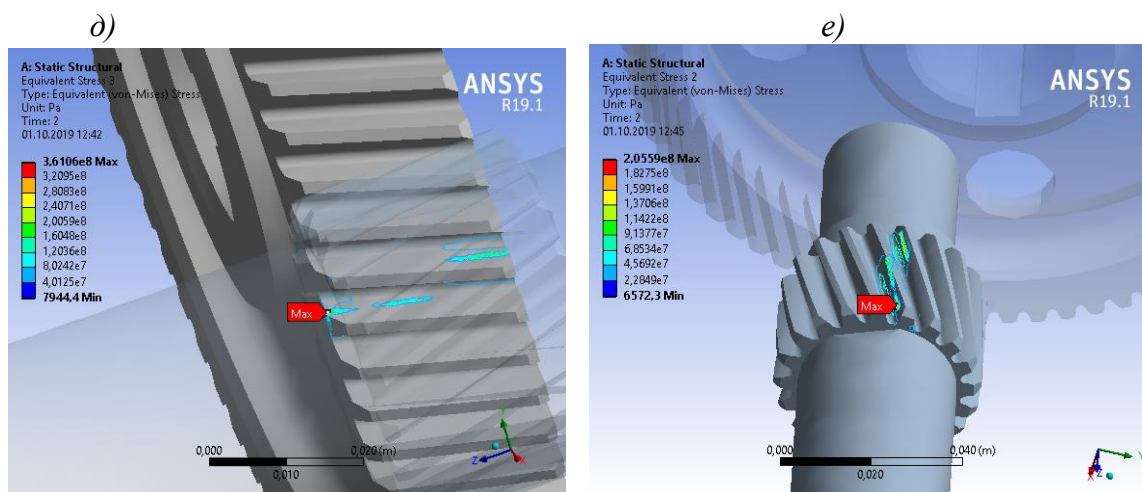
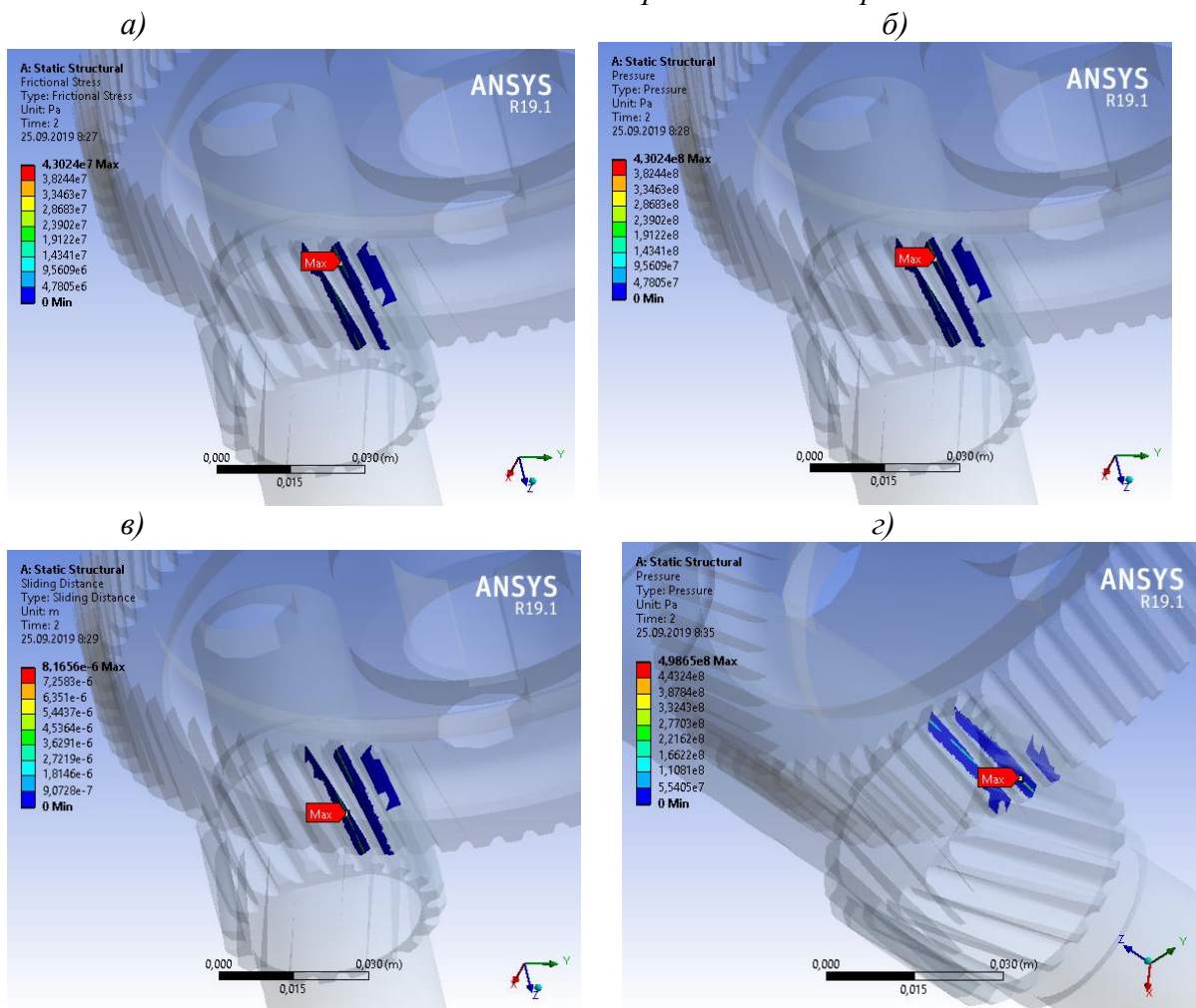


Рис.2. Результаты решения задачи с коэффициентом $f_1=0,1$: а) – касательное напряжение шестерни; б) – касательное напряжение колеса; в) – напряжение изгиба шестерни; г) – напряжение изгиба колеса; д) – эквивалентное напряжение колеса; е) – эквивалентное напряжение шестерни



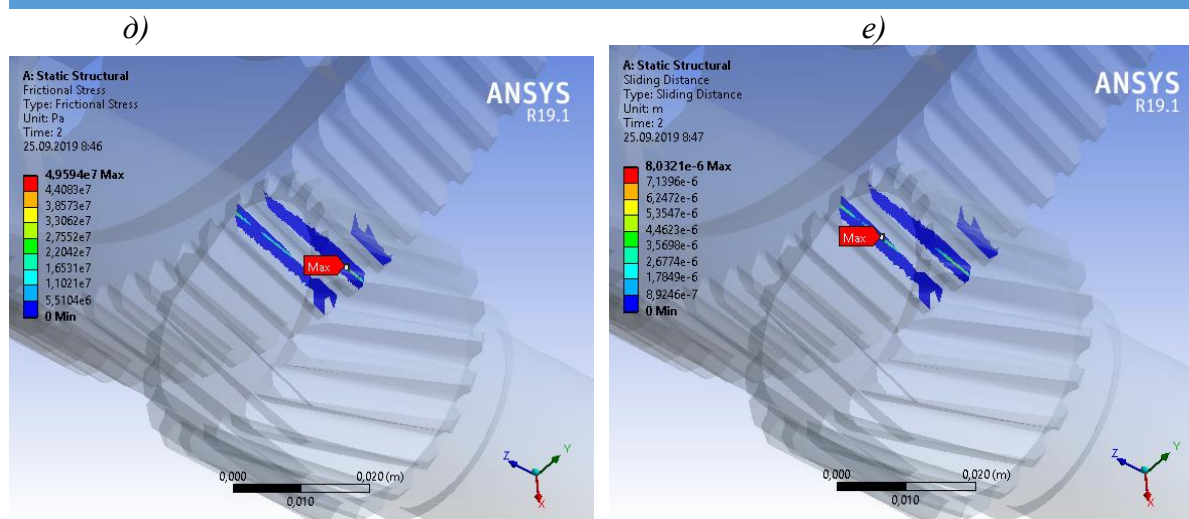


Рис.3. Результаты решения задачи с коэффициентом $f_1=0,1$: а) – напряжение трения шестерни; б) – контактное давление шестерни; в) – относительное проскальзывание шестерни; г) – контактное давление колеса; д) – напряжение трения колеса; е) – относительное проскальзывание колеса

Максимальное эквивалентное напряжение возникает в колесе и равно $\sigma_{экр} = 361,06 \text{ МПа}$. Максимальное эквивалентное напряжение в шестерне $\sigma_{экр} = 205,59 \text{ МПа}$. Максимальное значение контактных касательных напряжений в поверхностном слое зубьев шестерни $\tau_{max} = 82,726 \text{ МПа}$, колеса $\tau_{max} = 76,276 \text{ МПа}$. Максимальное значение напряжения изгиба зуба шестерни $\sigma_u = 86,611 \text{ МПа}$, колеса $\sigma_u = 119,47 \text{ МПа}$. Максимальное значение напряжения трения шестерни $\tau_T = 43,024 \text{ МПа}$, колеса $\tau_T = 49,594 \text{ МПа}$. Максимальное контактное давление шестерни $\rho_{max} = 430,24 \text{ МПа}$, колеса $\rho_{max} = 498,65 \text{ МПа}$. Максимальное значение относительного проскальзывания в области контакта шестерни $0,0081656 \text{ мм}$, колеса $0,0080321 \text{ мм}$. Полученные результаты удовлетворяют как проектному расчету по контактным нормальным напряжениям, так и расчету по контактным касательным напряжениям.

На рис. 4 - 6 приведены результаты решения задачи с коэффициентом трения $f_2=0,2$.

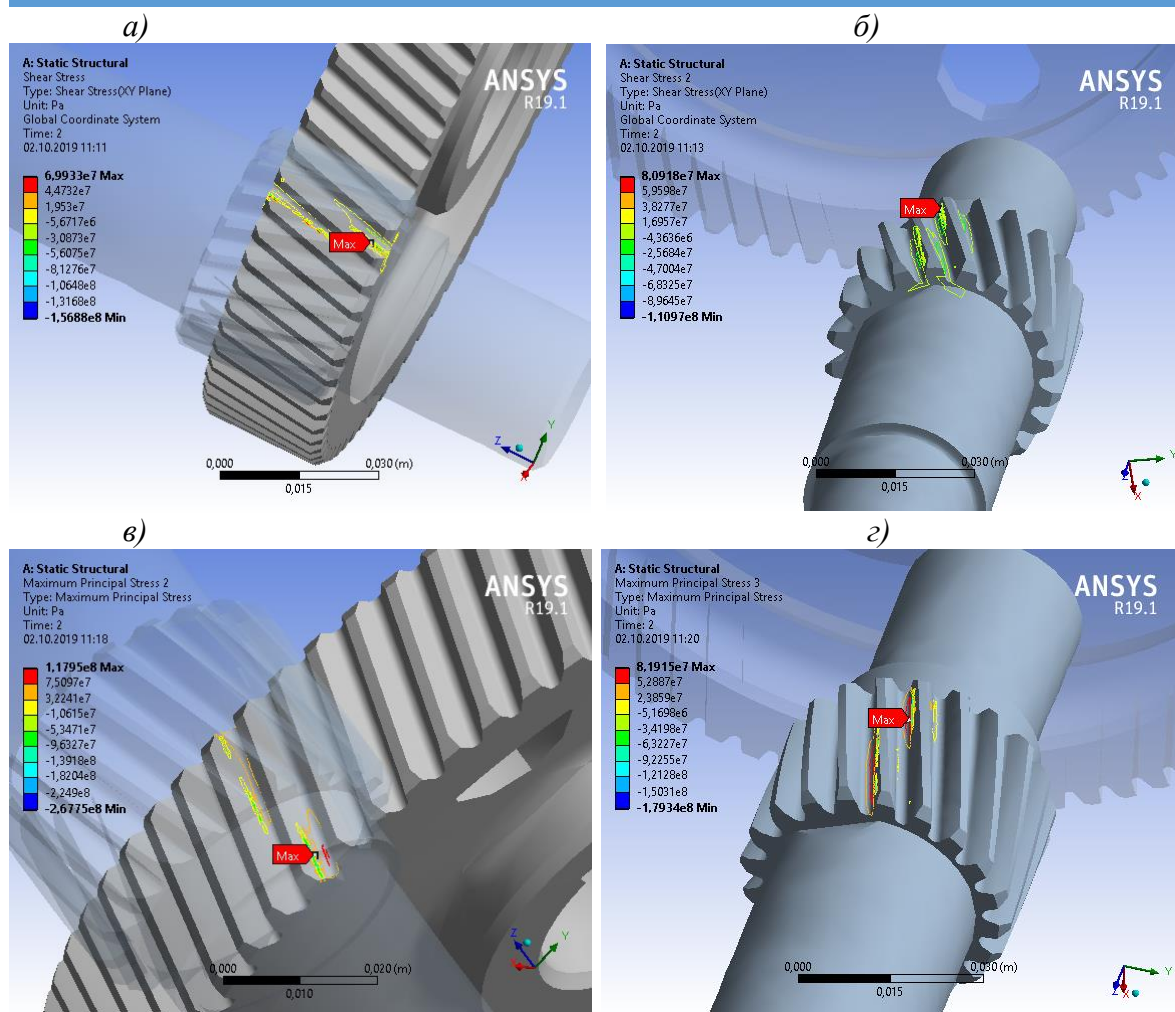


Рис.4. Результаты решения задачи с коэффициентом $f_2=0,2$: а) – касательное напряжение колеса; б) – касательное напряжение шестерни; в) – напряжение изгиба колеса; г) – напряжение изгиба шестерни

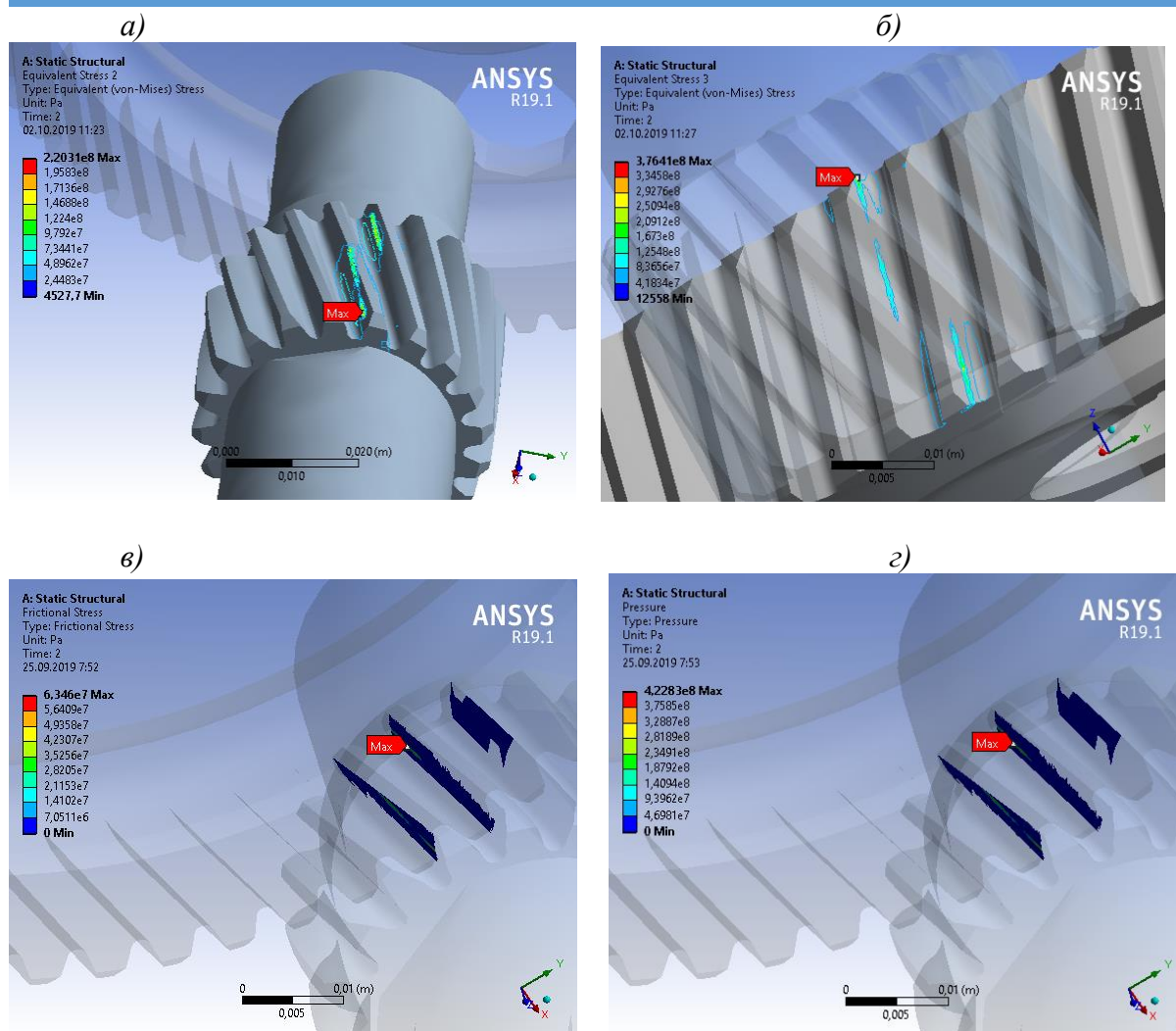
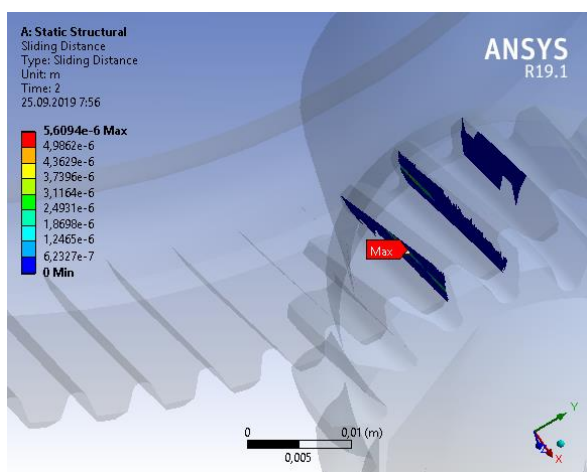


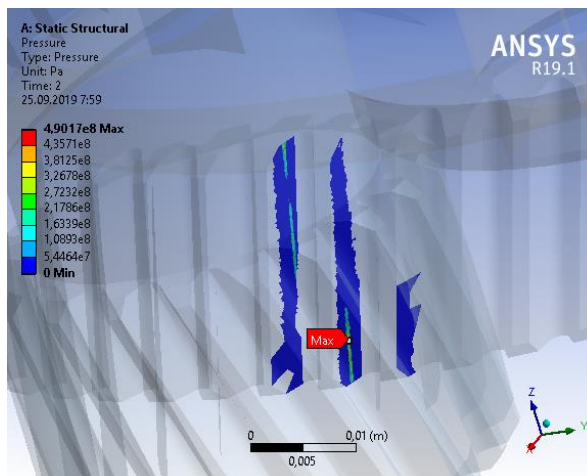
Рис.5. Результаты решения задачи с коэффициентом $f_2=0,2$: а) – эквивалентное напряжение шестерни; б) – эквивалентное напряжение колеса; в) – напряжение трения шестерни; г) – контактное давление шестерни

Максимальное эквивалентное напряжение в колесе $\sigma_{экр} = 376,41 \text{ МПа}$, шестерне $\sigma_{экр} = 220,31 \text{ МПа}$. Максимальное значение контактных касательных напряжений в поверхностном слое зубьев шестерни $\tau_{max} = 80,918 \text{ МПа}$, колеса $\tau_{max} = 69,933 \text{ МПа}$. Максимальное значение напряжения изгиба зуба шестерни $\sigma_u = 81,915 \text{ МПа}$, колеса $\sigma_u = 117,95 \text{ МПа}$. Максимальное значение напряжения трения шестерни $\tau_f = 63,46 \text{ МПа}$, колеса $\tau_f = 77,199 \text{ МПа}$. Максимальное контактное давление шестерни $\rho_{max} = 422,83 \text{ МПа}$, колеса $\rho_{max} = 490,17 \text{ МПа}$. Максимальное значение относительного проскальзывания в области контакта шестерни $0,0056094 \text{ мм}$, колеса $0,0056999 \text{ мм}$. С увеличением коэффициента трения эквивалентные напряжения и напряжения трения возрастают, а относительное проскальзывание, контактные и изгибные напряжения уменьшаются.

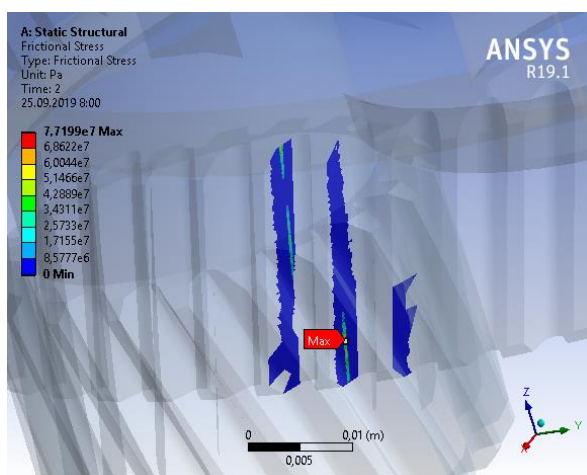
а)



б)



в)



г)

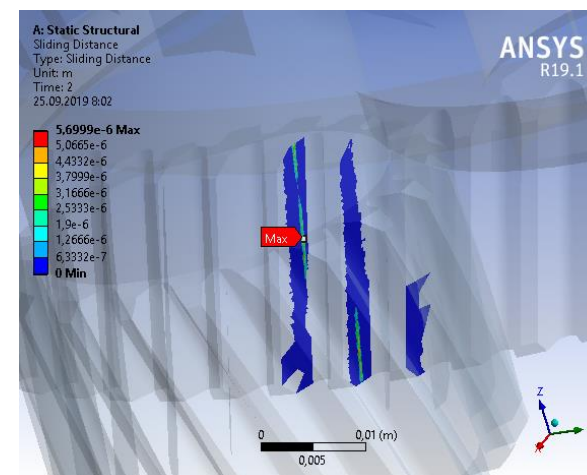


Рис.6. Результаты решения задачи с коэффициентом $f_2=0,2$: а) – относительное проскальзывание шестерни; б) – контактное давление колеса; в) – напряжение трения колеса; г) – относительное проскальзывание колеса

Таким образом, получено напряженно-деформированное состояние косозубой цилиндрической передачи с учетом трения в зацеплении. Развитие данного подхода позволит совершенствовать проектирование зубчатых передач и открывает возможности повышения их долговечности и прочности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Анурьев В. И. Справочник конструктора-машиностроителя. Т. 2. – М.: Машиностроение, 2000. – 784 с.
2. Воробьев Ю. В., Ковергин А. Л. Проектирование зубчатых передач на долговечность с учетом трения // Вестник ТГТУ. – 2004. – Том 10. №1Б. – с. 205-210.

THE CHECKING CALCULATION OF THE TOOTHED GEARINGS WITH FRICTION

*Kokorev Igor Alexandrovich, associate professor
(e-mail: ig.kokorev52@yandex.ru)
Samara state technical university, Samara, Russia*

Abstract. *This article considers the choice of the toothed gearings, taking into account the friction. Toothed gearings are checked by calculation of stress-strain state in the ANSYS Workbench system of their solid models, built in the KOMPAS-3D system. As an example the calculation is made for the helically-toothed gearing with different coefficients of friction. The calculation results obtained strain state of the model toothed gearing, the distribution of contact, equivalent, bending and frictional stresses and sliding distance in the contact region.*

Keywords: *toothed gearing, coefficient of friction, contact stresses, frictional stress, bending stress, sliding distance.*

УДК 622.276

**БОРЬБА С АСПО С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАГНИТНЫХ ИНДУКТОРОВ
ОБРАБОТКИ НЕФТИ НА ДОБЫВАЮЩЕМ ФОНДЕ ТПП «КОГАЛЫМНЕФТЕГАЗ»
ООО «ЛУКОЙЛ-ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»**

Н.Г. Кац, Д.С. Иванов

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
ivanovd1997@mail.ru*

Одна из самых наболевших проблем в нефтяной отрасли, и наше предприятие не исключение - это выпадение парафиновых отложений на внутренних поверхностях НКТ при добыче нефти. Все существующие на сегодняшний день методы борьбы с АСПО (механические, химические, тепловые) являются в большей степени периодическими, позволяющие лишь в той или иной мере увеличить межремонтный период технологического оборудования месторождения. Таким образом, борьба с парафиноотложением требует новых технологических и технических решений.

Целью моей работы является рассмотреть существующие в данный момент, но не применяемые на нашем предприятии способы борьбы с АСПО в НКТ и найти такой, которые позволит не только увеличить межремонтный период на скважинах, но и сократить при этом затраты компании на мероприятия по борьбе с АСПО.

На начало 2020 года осложненный фонд предприятия ТПП «Когалымнефтегаз» составляет порядка 1/3 от общего добывающего фонда предприятия (Рисунок 1).

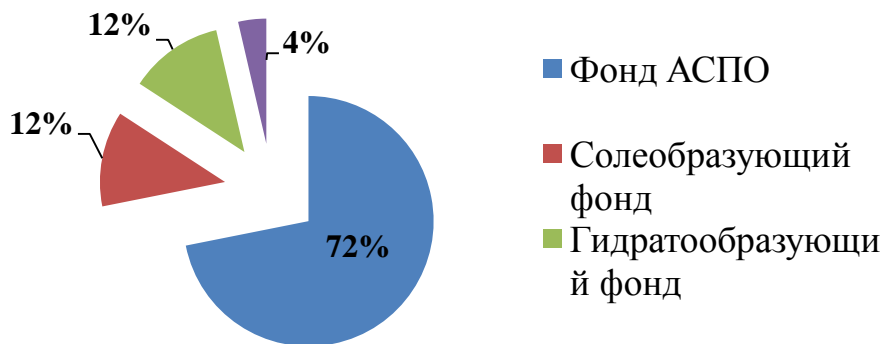


Рис. 1 – Распределение осложненного фонда скважин ТПП «Когалымнефтегаз»

Из данной группы заметно выделяются скважины, осложненные АСПО, которые составляют порядка $\frac{3}{4}$ всего осложненного фонда. Очевидно, что это является значительной проблемой для добычи предприятия, и что до сих пор нет средства, которое поможет полностью избавиться от данных отложений в колонне НКТ.

Ситуация такая, что наука в наше время активно развивается, поэтому для решения проблемы парафинов были выбраны физические методы борьбы с АСПО, а именно при помощи постоянного магнитного поля, создаваемого устройством МИОН.

Магнитный индуктор обработки нефти (МИОН СМ73 ДУ62) производства российской компании ООО «Милант» предназначен для скважин, оборудованных ЭЦН.

Предлагаемое устройство МИОН представляет собой обыкновенную муфту для НКТ диаметром 73 мм. В МИОНе использованы постоянные магниты на основе редкоземельных металлов, а именно неодим – железо – бор и самарий – кобальт. Их использование позволило создать малогабаритные индукторы с проходным диаметром, равным диаметру НКТ, на которых они устанавливаются, что значительно повышает эффект обработки.

Устройство состоит из ферромагнитной трубы 1 (соединительной муфты НКТ) с цилиндрическим пазом (Рисунок 2), в котором размещены кольцевые магниты 2, каждый из которых образован двумя полукольцами 3, составленными из прилегающих друг к другу нерабочими поверхностями стержневых постоянных магнитов 4 таким образом, что каждое полукольцо намагничено радиально противоположно и они обращены друг к другу разноименными полюсами. Внутренняя труба 5 для потока жидкости выполнена из немагнитного материала (например, нержавеющей стали).

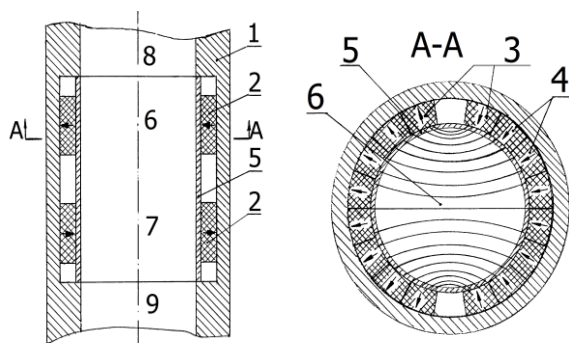


Рис. 2 - Продольный разрез МИОНа и сечение А-А

Магнитная система устройства образует две основные рабочие зоны 6 и 7 и две дополнительные 8 и 9.

Каждый кольцевой магнит установлен главными поверхностями вплотную с одной стороны к внутренней поверхности ферромагнитной трубы, а другой - к внешней поверхности немагнитной трубы. Такое взаимное расположение ферромагнитной трубы и

кольцевого магнита увеличивает величину магнитного поля внутри трубы от каждого кольцевого магнита и соответственно градиент поля вдоль трубы, так как ферромагнитная труба является магнитопроводом для магнитной системы, образованной кольцевыми магнитами и ферромагнитной трубой.

В добываемом продукте почти всегда очень много ферромагнетиков. Элементы оборудования скважины подвергаются электрохимическим процессам и механическому износу при трении деталей, а также абразивному – из-за наличия твердых частиц в потоке жидкости.

Муфта устанавливается в колонну НКТ бригадой при ремонте. Пластовый флюид, поднимаясь на дневную поверхность, проходит через созданное постоянными магнитами поле. Известно, что частицы ферромагнетика, достаточно малых размеров, являются одноименными или постоянными магнитами. Такое явление называется коэрцитивной силой. В магнитном индукторе, поставленном в НКТ, задерживается значительная часть этих частиц.

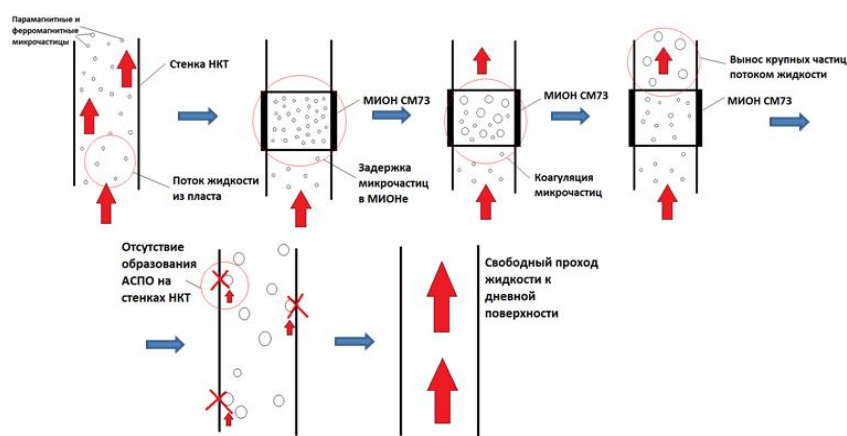


Рис. 3. Принцип работы МИОН

При большом наполнении частиц в индукторе, происходит их срыв потоком нефти. В этом случае, ориентированные определенным образом и дополнительно подмагниченные полем индуктора, они объединяются в крупные фрагменты (коагулируются), не обладающие результирующей намагниченностью, т.к. частицы притягиваются друг к другу разноименными магнитными полюсами и образуют замкнутую магнитную систему. Эти фрагменты уже не притягиваются к поверхности ферромагнитной НКТ и поднимаются вверх в потоке нефти. При этом они являются зародышами кристаллизации асфальтенов, смол и парафинов во всем объеме нефти, а не только на поверхностях оборудования (Рисунок 3).

Очевидно, что эффективность этого процесса определяется величиной напряженности магнитного поля и временем его воздействия на нефть, а это в первую очередь зависит от ее вязкости. Чем больше вязкость, тем большие поля и время необходимы для такой кристаллизации в объеме.

Следует отметить, что и парамагнитные асфальтены в нефти играют роль центров кристаллизации более эффективно, слипаясь за счет магнитного взаимодействия в объеме жидкости. Но при наличии в продукте ферромагнитных частиц кристаллизация АСП будет в основном определяться вышеописанным процессом.

В ходе применения МИОН на скважинах осложненного фонда также были выявлены следующие преимущества предлагаемого устройства:

1. Простота установки. МИОН устанавливается бригадой при плановом ремонте скважины, т.е. не требует дополнительной установки. Также, после установки за муфтой не нужен никакой специальный уход.

2. Экономичность. После покупки МИОН он не требует никаких финансовых затрат его эксплуатацию. При средней наработке насосов на нашем предприятии в 820 суток, МИОН прослужит не менее 3 сроков их эксплуатации без замены.

3. Безвредность для скважин КРП. В отличие от обработок горячей нефтью, МИОН не оказывает никакого негативного влияния на насосы, т.е. не происходит их преждевременного нагрева и возможного отказа.

4. Не требует участия людей. Так как мы живем в холодном регионе, где большую часть года господствует зима, иногда из-за погодных условий не удается добраться до кустовой площадки. Также возможно, что из-за активировок не удастся выполнить спуск-подъем скребка или произвести обработку горячей нефтью. При установке МИОН он позволит бороться с АСПО при любых погодных условиях.

5. Снижение коррозии. Так как основной принцип работы МИОН основан на воздействии на ферромагнитные частицы, они не будут в дальнейшем оказывать негативное влияние на глубинно-насосное оборудование (ГНО).

6. Экологичность. Благодаря простоте своего устройства, МИОН не оказывает негативного влияния ни на человека, ни на окружающую среду. МИОН не требует специальных условий хранения и утилизации.

7. Экономия ресурсов и электроэнергии. В настоящее время весь мир стремится к тому, чтобы экономить электроэнергию. Данное устройство позволит не только финансово сэкономить на ней, но и поднять имидж компании за счет той же экологической составляющей.

Подводя итоги, стоит сказать, что МИОН действительно заслуживает внимания для внедрения на производство. Помимо всех вышеперечисленных плюсов, массовое внедрение индуктора позволит сократить расходы на мероприятия по борьбе с АСПО, увеличить МОП на проблемных скважинах, разгрузить операторов ДНГ и улучшить показатели производства в целом.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Белкина С.А., Нагаева С.Н.* Вестник Югорского Государственного Университета «Причины образования асфальтосмолопарафинистых отложений в НКТ» № 3 (42) 2016 г. Стр. –

2. *Логвинов А.И.* Разработка многопластовых месторождений: технологии ОРД и ОРЗ «Термические методы борьбы с АСПО и гидратообразованием» №3 2012 г. Стр. 136–139.

3. *Шихиев Я.Д.* Международный студенческий научный вестник «Методы предотвращения и борьбы с отложениями АСПО» №6 2015 г.

4. Электронный ресурс ООО «Милант» <http://mion96.ru/>

5. *Бородин В.И., Тарасов Е.Н., Зинин А.В., Хрущев А.Д.* «Устройство для магнитной обработки жидкости» Патент № 2198849.

6. *Бородин В.И., Тарасов Е.Н., Зинин А.В., Хрущев А.Д., Драчук В.Р., и др.* Журнал «Нефтяное хозяйство» «Результаты использования магнитных индукторов обработки нефти при ее добыче и транспорте.» №4 2004 г.

7. *Гайсин А.В., Фаресов А.В.* Булатовские чтения «Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями» Сборник статей 2018 г. Стр. 114–117.

8. *Бородин В.И., Тарасов Е.Н., Зинин А.В., Хрущев А.Д.* Химическая физика и мезоскопия «Магнетизм нефти и омагничивание ее для уменьшения асфальтосмолопарафиновых отложений» том 7, 2. Стр. 169–180.

УДК – 621.313

СИНХРОННЫЙ ГЕНЕРАТОР ГАЗОКОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ, МЕТОДИКА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Ю.В. Зубков, Д.А. Владимиров, А.А. Горячкин, Я.А. Ратцев

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
zub577@mail.ru*

В области транспортирования природного газа в последнее время наблюдается тенденция сокращения эксплуатационных издержек, в частности, путем экономии электрической энергии, потребляемой газокompрессорными станциями. Данная мера реализуется путем применения генераторов собственных нужд (ГСН), приводимых от нагнетателя компрессора газотурбинного двигателя. В качестве таких генераторов перспективно применение электрических машин с возбуждением от постоянных высококоэрцитивных магнитов (ПВМ) [1,2].

Процесс проектирования магнитоэлектрического ГСН имеет особенности, обусловленные наличием ПВМ. С целью выбора оптимальной конструкции был проведен анализ существующих технических решений и спроектирован генератор с возбуждением от постоянных магнитов несколько меньшей мощности, чем требуется для электроснабжения ГКС. Основные параметры генератора представлены в таблице.

Таблица. Технические данные генератора

Номинальная мощность, P_n	кВА	30
Номинальное линейное напряжение, U_n	В	400
Номинальная частота вращения, n_n	об/мин	1000
Внутренний диаметр статора, D_i	мм	270
Внешний диаметр статора, D_a	мм	360
Активная длина, l_i	мм	400
Величина зазора, δ	мм	2
Материал ПМ		N35SH
Материал сердечников (эл.техн.сталь)		2412

На начальном этапе проектирования в качестве материала сердечника статора выбрана сталь марки 2412, прямоугольные пазы и определен вариант расположения постоянных магнитов на роторе. Выбор сделан в пользу высококоэрцитивных магнитов марки N35SH, которые встроены в сердечник ротора. Такая конструкция имеет ряд преимуществ при больших частотах вращения.

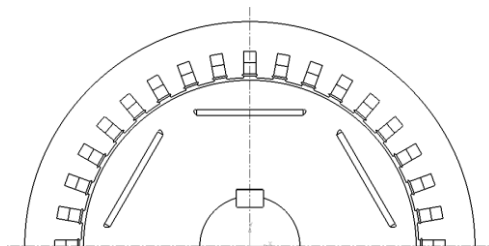


Рис.1. Конструкция генератора со встроенными магнитами

Существенное влияние на энергетические характеристики и параметры ГСН оказывает высота ПВМ. Предварительный объем ПМ рассчитывается в соответствии с выражением [3]:

$$V_{PM} = C_V \cdot \frac{P}{f \cdot B_r \cdot H_c} = 2\rho h_m l_m b_m,$$

где h_m, b_m, l_m – высота, ширина и длина магнита; ρ – число пар полюсов; P – выходная мощность; f – частота напряжения; B_r, H_c – остаточная индукция и коэрцитивная сила ПВМ; C_V – объемный коэффициент ПВМ, который зависит от формы и интенсивности магнитных полей возбуждения и реакции якоря, внутреннего падения напряжения в обмотке статора.

Для уточнения данных аналитического расчета с помощью программы *Ansys Maxwell* было произведено моделирование режима холостого хода ГСН с различной высотой ПВМ. На рис.2.показана временная зависимость ЭДС для различной высоты ПВМ, анализ которой показал, что увеличение высоты ПВМ с 5 до 17мм приводит к возрастанию ЭДС всего на 28%.

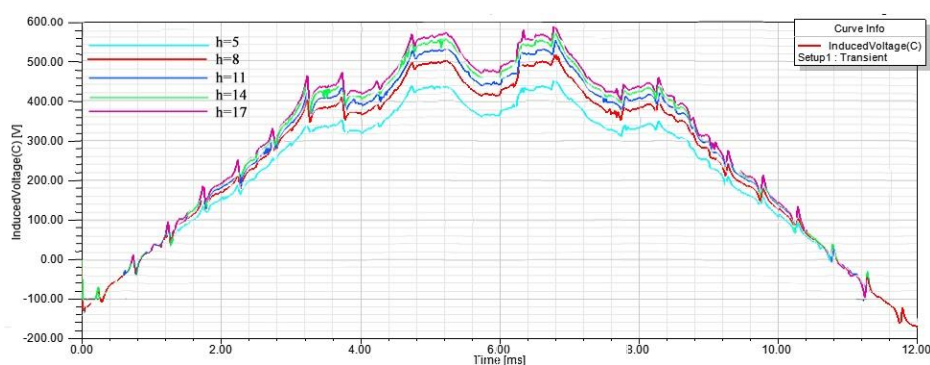


Рис.2. Изменение ЭДС во времени при различной высоте ПВМ

Выводы:

1. На основании полученных результатов и существующих ценовых характеристик на постоянные магниты можно сделать вывод, что ПВМ с высотой $h=8$ мм для данной конструкции является оптимальным.
2. Разница амплитудных значений ЭДС с другими ВПМ не столь существенна (не более 7%), однако увеличение высоты магнита ведет к существенному удорожанию комплекта ПВМ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *D-M Miao*. Permanent Magnet Synchronous Generators with Various Designs and Control Strategies / D-M. Miao, J-X. Shen, D. Shi. – URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6521550> / (date of the application 30.05.2013). – Text: electronic.
2. *Зубков Ю.В., Владимиров Д.А.* Проектирование генератора с магнитоэлектрическим возбуждением электростанции собственных нужд // *Электричество*, 2020, №6, С.24-30.
3. *Jacek F. Gieras*. Sizing Procedure and Main Dimensions, in Permanent Magnet Motor Technology: Design and Applications, 3rd ed. Boca Raton: CRC Press, 2010, p.364.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ УСТАНОВОК ОХЛАЖДЕНИЯ В СИСТЕМАХ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА

*А.М. Абакумов; Н.В. Андрейкин; Д.А. Владимиров; А.А. Горячкин;
Я.А. Ратцев*

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

E-mail: abakumov-am@yandex.ru; gor.al.al@yandex.ru

В настоящее время все большее внимание уделяется рациональному использованию электроэнергии и энергосбережению. Разрабатываются не только энергоэффективные машины и механизмы с использованием новейших материалов, конструкций или технологий изготовления, но и системы управления, позволяющие более эффективно использовать имеющиеся машины и аппараты. Эта тенденция характерна и для систем добычи и транспорта газа.

В нефтяной, газовой, химической промышленности для охлаждения различных жидкостей или газов широко используют аппараты воздушного охлаждения (АВО), содержащие теплообменник и вентиляторы. Теплообменник представляет собой пучок оребренных труб, через который прокачивается охлаждаемый газ. Для увеличения интенсивности охлаждения теплообменник обдувается наружным воздухом при помощи вентиляторов, приводимых в движение асинхронными двигателями. В типовом АВО устанавливаются два вентилятора, каждый из которых обдувает соответствующую секцию теплообменника. На большинстве установок охлаждения газа (УОГ), состоящих из параллельно включенных АВО, в настоящее время используется дискретный способ регулирования температуры на выходе установки, заключающийся во включении/отключении отдельных вентиляторов. Требуемое число включенных вентиляторов определяется необходимым температурным перепадом на УОГ.

Каждая секция теплообменника АВО в стационарном режиме обеспечивает определенный перепад температуры ΔT_i . Причем значение ΔT_i для различных секций отличается вследствие не идентичности установки угла наклона лопастей вентиляторов, различной степени загрязнения теплообменников и др. Отличие угла наклона лопастей вентиляторов приводит к неравенству значений мощности P_i , потребляемой из сети электродвигателями вентиляторов. Кроме того, значение P_i зависит от технического состояния электродвигателей.

В этих условиях целесообразно рассмотреть задачу оптимизации алгоритмов управления электродвигателями аппаратов воздушного охлаждения газа на компрессорных станциях и оценить эффективность использования оптимальных алгоритмов.

Для оценки эффективности включения каждого вентилятора введем коэффициент эффективности, определив его как отношение:

$$k_{\text{эфф}} = \frac{\Delta T_i}{P_i}$$

Чем больше коэффициент эффективности вентилятора, тем меньшая мощность требуется для создания определенного температурного перепада, а, следовательно, в первую очередь нужно включать вентиляторы, имеющие наибольший коэффициент эффективности.

Тогда, оптимальным по критерию минимума расхода электроэнергии на нужды охлаждения будет алгоритм, обеспечивающий, с учетом требуемого температурного перепада на УОГ, включение вентиляторов в порядке снижения их коэффициентов эффективности.

Для иллюстрации предлагаемой методики рассмотрим пример. Предположим, что на УОГ имеется 10 вентиляторов и в результате экспериментальных исследований найдены значения ΔT_i , P_i для каждого вентилятора, приведенные в таблице 1.

Таблица 1. Характеристики вентиляторов.

i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\Delta T_i, ^\circ C$	14	20	21	19	12	16	19	24	23	26
$P_i, \text{кВт}$	37	36	38	30	35	37	33	34	35	31
$K_{\text{эфф}}$	0,378	0,556	0,553	0,633	0,343	0,432	0,576	0,706	0,657	0,839
$P_{\text{УОГ}}, \text{кВт}$	37	73	111	141	176	213	246	280	315	346
$\Delta T_{\text{УОГ}}, ^\circ C$	1,4	3,4	5,5	7,4	8,6	10,2	12,1	14,5	16,8	19,4

В таблице также приведен общий температурный перепад, который обеспечивается на выходе УОГ при включении вентиляторов в порядке их номеров, рассчитанный по формуле:

$$\Delta T_{\text{УОГ}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^m \Delta T_i.$$

Результаты ранжирования вентиляторов в порядке убывания коэффициента эффективности показаны в таблице 2.

Таблица 2. Ранжированное включение вентиляторов.

i	10	8	9	4	7	2	3	6	1	5
$\Delta T_i, ^\circ C$	26	24	23	19	19	20	31	16	14	12
$P_i, \text{кВт}$	31	34	35	30	33	36	30	37	37	33
$K_{\text{эфф}}$	0,839	0,706	0,657	0,633	0,576	0,556	0,553	0,432	0,378	0,343
$P_{\text{УОГ}}, \text{кВт}$	31	65	100	130	163	199	237	274	311	346
$\Delta T_{\text{УОГ}}, ^\circ C$	2,6	5	7,3	9,2	11,1	13,1	15,2	16,8	18,2	19,4

На рис. 1 приведена сравнительная характеристика подобного изменения порядка включения вентиляторов.

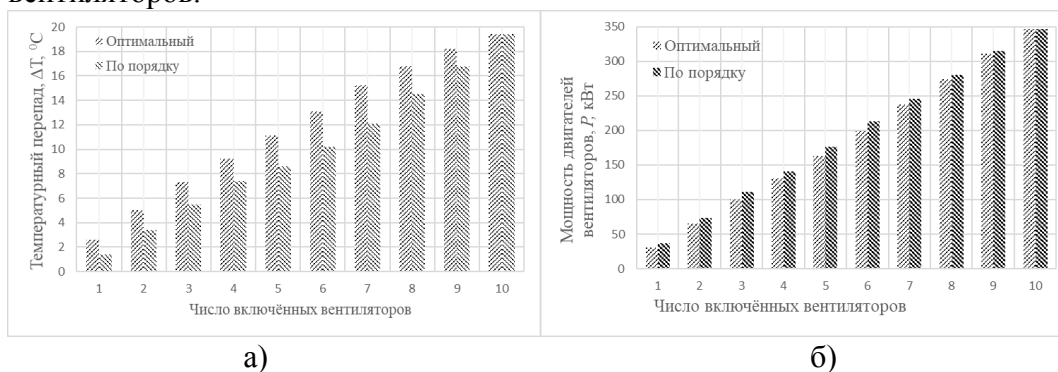


Рис.1. а) зависимость температурного перепада от числа включенных вентиляторов; б) зависимость мощности от числа включенных вентиляторов

Как видно из зависимостей, приведенных на рисунке 1, при оптимальной последовательности включения вентиляторов в порядке убывания коэффициента эффективности появляется возможность экономии мощности. На рисунке 2 представлена зависимость экономии потребляемой мощности УОГ от требуемого температурного перепада при включении вентиляторов без и с ранжированием.

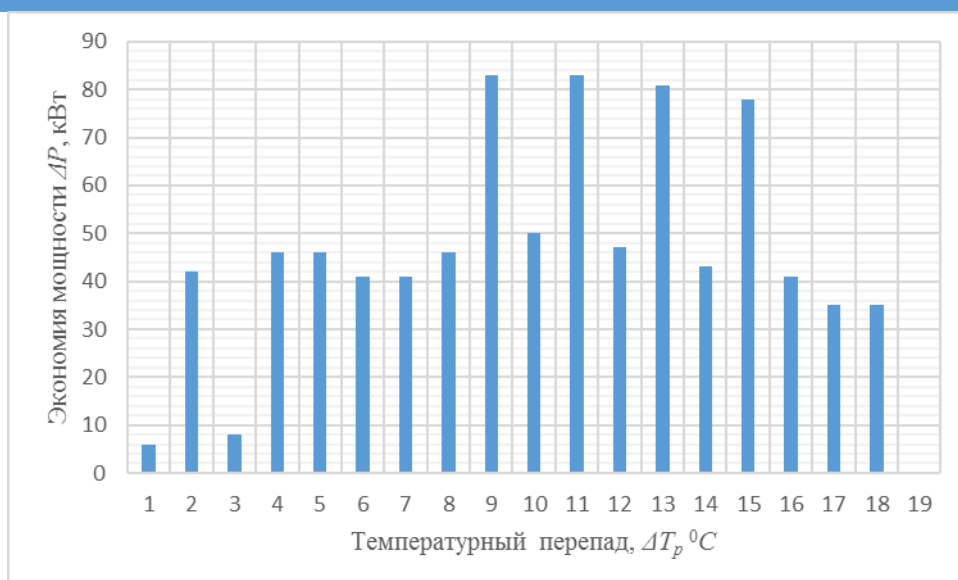


Рис.2. Зависимость экономии мощности за счёт оптимизации режима работы двигателей вентиляторов от требуемого температурного перепада

Как следует из рисунка 2 в определенных режимах (температурных перепадах) достигается экономия мощности до 83 кВт, а в среднем экономия составляет 44 кВт.

Подобный алгоритм управления вентиляторами не требует существенных вложений для реализации и обеспечивает значительный экономический эффект.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Абакумов, А.М.* Оптимизация стационарных режимов работы установок охлаждения газа компрессорных станций магистральных газопроводов [Текст] / А.М. Абакумов, С.В. Алимов, Л.А. Мигачева, В.Н. Мосин // Известия вузов. Электромеханика. 2011. №3. С. 110 - 113.
2. *Ванчин А.Г.* Расчет узла воздушного охлаждения газа в условиях компрессорной станции магистрального газопровода / Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. №3. С. 164 – 179. <http://www/ogbus/ru>
3. *Абакумов, А.М.* Повышение энергоэффективности установок охлаждения газа компрессорных станций магистральных газопроводов [Текст] / А.М. Абакумов, А.В. Мигачев // Сб. трудов Международной научно-практической конференции. Ашировские чтения. Т. II. Проблемы энергетического обеспечения нефтегазового комплекса. - Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2015. – С. 27 - 31.
4. *Алимов С.В.* Модернизация вентиляторов АВО газа при реконструкции КС МГ / С.В. Алимов, А.О. Прокопец, С.В. Кубаров и др. // Газовая промышленность. – 2009.– № 4. – С. 54–56.
5. *Аршакян И.И.* Повышение эффективности электротехнических комплексов установок охлаждения газа: автореф. дис. ... канд. техн. наук / И.И. Аршакян. – Саратов, 2004. – 22 с.
6. *Крайнов В.Г.* Оптимизация режимов работы электроприводов установок охлаждения газа при транспортировке: автореф. дис. канд. техн. наук. Самара, 2014. - 24 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗМЕРОВ АКТИВНОЙ ЗОНЫ ИНТЕГРИРОВАННОГО СТАРТЕР-ГЕНЕРАТОРА АВТОНОМНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ*Ю.В. Зубков, С.Ю. Кауров**Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
zub577@mail.ru*

В качестве силовой части автономных энергетических установок, применяемых в газотранспортной отрасли весьма перспективно использование стартер-генераторных устройств, интегрированных в газотурбинный двигатель (ГТД). В настоящее время для пуска ГТД широко применяется электрический запуск посредством электрической машины, работающей в двигательном режиме [1]. Стартером служит асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором [2], который наряду с известными достоинствами: простота конструкции, высокая надежность, относительно низкая стоимость, обладает и существенными недостатками – плохой коэффициент мощности и большой пусковой ток, хотя последнее нивелируется при частотном пуске и регулировании скорости вращения. Поэтому в последние годы в этой области происходит замена асинхронных двигателей синхронными машинами с возбуждением от высококоэрцитивных постоянных магнитов (ПМ), обладающих высокой энергоэффективностью, низкими удельной массой и габаритами [3].

Дальнейшим развитием данного направления является стремление к экономии расхода энергетических ресурсов и применение на газосжатых станциях источников электрической энергии, обеспечивающих собственные нужды. В качестве такого источника используется синхронный генератор с возбуждением от ПМ с отбором мощности от вала нагнетателя компрессора газотурбинного двигателя (ГТД) [4]. И, наконец, последний тренд комбинации ГТД и вспомогательной электрической машины – использование вместо двух отдельных электромеханических преобразователей (стартера и генератора) одного, выполняющего функции электрического запуска и генерации, причем такой ЭМП конструктивно интегрируется в газотурбинный двигатель и поэтому получил название интегрированный стартер-генератор (ИСГ) [5].

В предлагаемой конструкции ИСГ применяется индуктор с радиально намагниченными ПМ, имеющими форму сегментов и размещенными на магнитомягкой втулке, установленной на валу. Данная конфигурация магнитной системы обеспечивает простоту и технологичность конструкции ИСГ, малое значение величин индуктивных сопротивлений, возможность согласования стартерного и генераторного режима в широком диапазоне частот вращения. В общем случае целью оптимизации является обеспечение максимального потока в воздушном зазоре ИСГ при минимальном объеме магнитного материала. В качестве ограничения выступает устойчивость к силовому и температурному размагничиванию. Основным критерием оптимизации, наиболее полно отвечающим сформулированным требованиям выбран максимальный электромагнитный момент M_{\max} при работе ИСГ в режиме пуска ГТД. Исследование величины M_{\max} проводилось в зависимости от характеристик индуктора (толщина магнита h_m), статора (толщина ярма $t_{ярма}$), величины рабочего зазора δ методом простого перебора. Математическая формулировка задачи оптимизации выглядит следующим образом

$$M_{\max} = f(h_m, \delta, t_{ярма}) = \max.$$

Определение вращающего момента ИСГ осуществлялось в программе *ELCUT*, путем вращения ротора в подпрограмме *Label Mover*. В ходе поиска фиксировался угол поворота

ротора, при котором момент достигал максимума. В процессе решения оптимизационной задачи были найдены зависимости момента M в функции величины рабочего зазора δ , толщины магнита h_m (рис. 1, 2, 3).

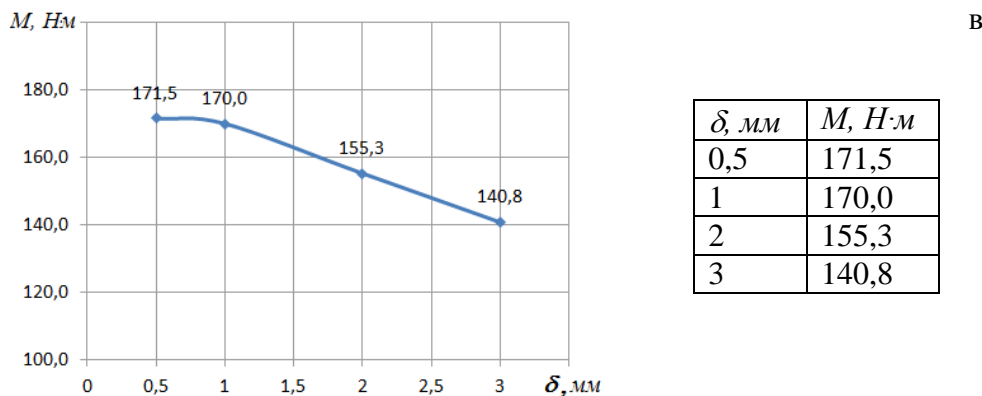


Рис.1. Зависимость $M=f(\delta)$

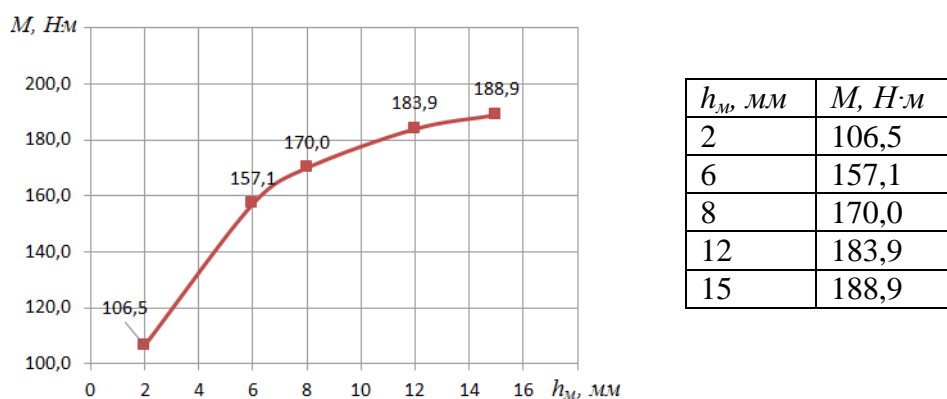


Рис.2. Зависимость $M=f(h_m)$

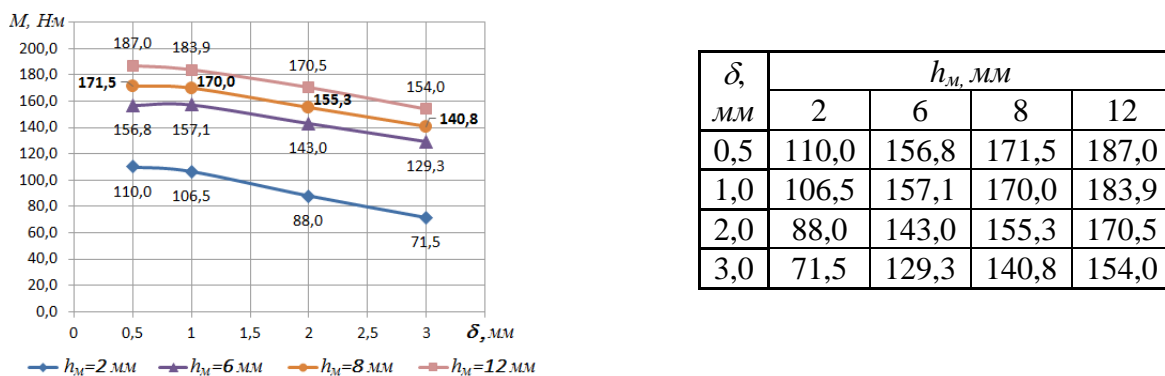


Рис.3. Зависимость $M=f(h_m, \delta)$

Анализ полученных зависимостей позволил сделать следующие заключения:

- величина зазора ввиду высокой энергии неодимовых ПМ существенно влияет на уменьшение электромагнитного момента начиная с 2мм и выше. Зазор $\delta \leq 2\text{мм}$ удовлетворяет параметрам технического задания по значению момента ИСГ при пуске ГТД;
- высота ПМ, напрямую влияющая на плотность потока в зазоре и электромагнитный момент может быть выбрана не менее 6мм по условиям обеспечения момента при пуске. Однако уменьшение высоты ПМ приводит к росту интенсивности воздействия поля реакции якоря на параметры магнитов.

Далее исследовалась зависимость момента от высоты ярма статора $M=f(t_{ярма})$. На рис. 4 показано изменение момента при вариации высоты ярма и фиксированных значениях

зазора и высоты ПМ. Как следует из рисунка, высота ярма статора менее 10мм приводит к падению момента из-за сильного насыщения путей замыкания магнитного потока.

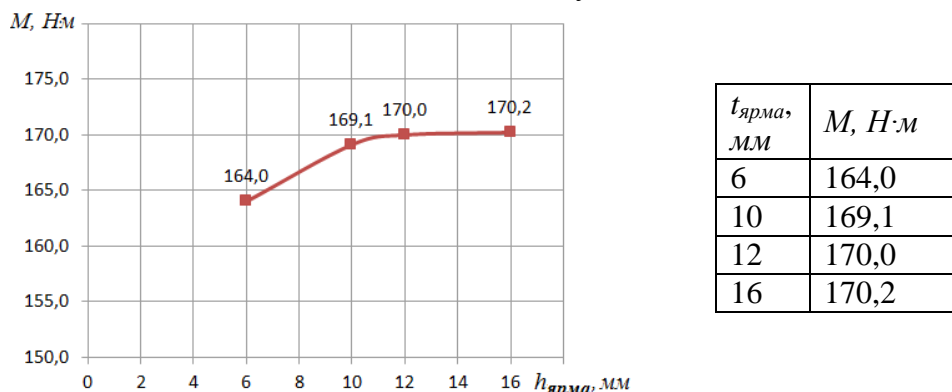


Рис.4. Зависимость $M=f(t_{ярма})$

Оптимизация методом перебора параметров с учетом ограничений, накладываемых технологией изготовления ротора ИСГ, величиной размагничивания, а также стоимостью ПМ позволила определить следующие оптимальные размеры элементов магнитной системы ИСГ: $h_m = 8$ мм, $\delta = 1$ мм, $t_{ярма} = 12$ мм.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Туев Ю.Р., “Об опыте творческого решения проблем запуска газотурбинных двигателей”, Электроснабжение и Электрооборудование, № 4, 2011, с.26-28.
2. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Кузнецов П.А. Электромеханический комплекс с высокочастотным асинхронным электроприводом для газотурбинного двигателя // Вестник Московского авиационного института. 2018, том 25. №1. С. 167-179.
3. Athanopoulos D. K., Kastros V. I., Kappatou J. C. Electromagnetic Analysis of a PMSM with Different Rotor Topologies/ IEEE Int. Conf. of Elec. Mach., pp. 306-312, 2016.
4. Зубков Ю.В., Владимиров Д.А. Проектирование генератора с магнитоэлектрическим возбуждением электростанции собственных нужд // Электричество, 2020. №6. С. 24-30.
5. Воронин С.Г., Согрин А.И., Шабуров П.О., Шумаков Б.Д. Стартер-генератор для дизельной силовой установки // Электротехника, 2013, №9 – С.25-29.

УДК – 621.313

СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОДШИПНИКА ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА

Ю.А. Макаричев, Я.А. Ратцев, А.Р. Игамов, Д.А. Владимиров

Самарский государственный технический университет
Самара, Россия,
makarichev2801@mail.ru

Одним из важнейших элементов газоперекачивающих агрегатов (ГПА) магистральных газопроводов является газонагнетатель, обеспечивающий заданные параметры технологического процесса. От его параметров во многом зависит энергетическая эффективность ГПА. Общеизвестно, что замена традиционных подшипников скольжения

нагнетателей на активный электромагнитный подвес (АЭМП) обеспечивает ряд преимуществ, делающих АЭМП одним из самых эффективных технических решений, направленных на совершенствование газоперекачивающей техники [1].

Радиальный электромагнитный подшипник (РЭМП) – устройство, предназначенное для удерживания ротора в состоянии устойчивого равновесия относительно статора опоры в радиальном направлении без механического контакта с ним. Отсутствие в РЭМП механического контакта и необходимости смазки делает их весьма перспективным во многих областях техники [1,2], в том числе в нефтегазовой отрасли в качестве подшипниковых опор газоперекачивающего агрегата. Однако, для работы системы АЭМП требуется дополнительная электрическая мощность, снижение которой является весьма актуальной задачей.

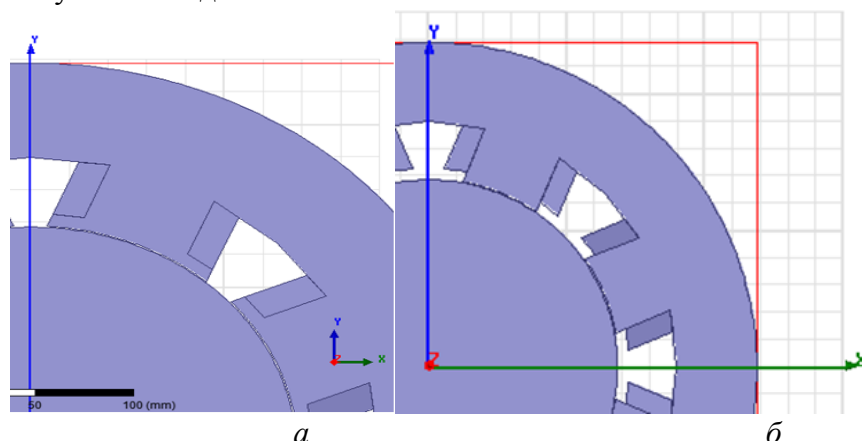


Рис.1. Магнитная система РЭМП. а – традиционная; б – с полюсными наконечниками.

Традиционно полюса РЭМП электромагнитных подшипников выполняются без полюсных наконечников [2] рис.1а. Это объясняется технологическими факторами – обмотки таких магнитов не требуют сложной операции намотки «в паз». Расплатой за эту экономию является ухудшение тяговых характеристик магнитов и увеличение их потребляемой мощности. Покажем методом численного моделирования магнитного поля, на сколько выигрывают электромагниты с полюсными наконечниками (рис. 1б), по сравнению с традиционными [3].

В качестве объекта моделирования был выбран РЭМП с расчетной грузоподъемностью 12600 Н, внутренним диаметром 275 мм, длиной пакета 136 мм. Это соответствует АЭМП газонагнетателя «Неман-100» производства ООО «КалининградГазприборАвтоматика».

Результаты моделирования показаны на рис.2.

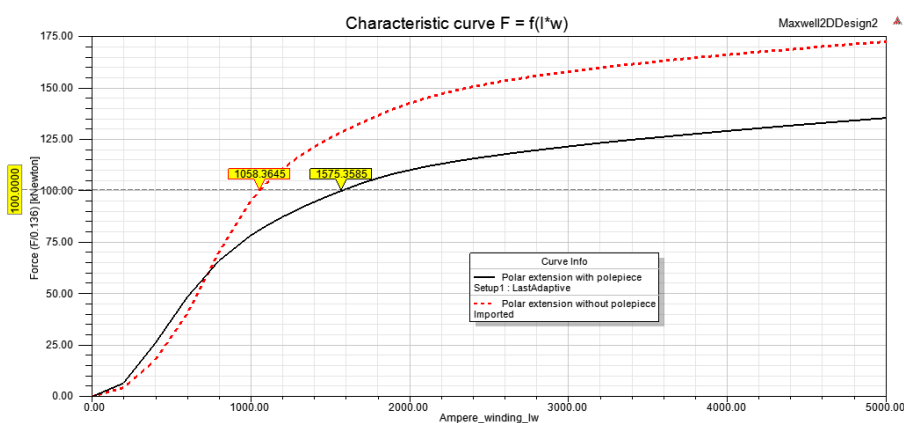


Рис.2. Зависимость подъемной силы от полного числа ампер-витков. Сплошная линия - традиционная конструкция; пунктирная – РЭМП с полюсными наконечниками.

Увеличение площади воздушного зазора в 1,5 раза под полюсом с наконечником привело к увеличению в 1,43 раза развиваемого усилия. Несколько не пропорциональное значение этой величины объясняется увеличением потоков рассеяния.

Выводы:

1. Применение полюсных наконечников приводит к увеличению тягового усилия электромагнитов радиальных электромагнитных подшипников.
2. При тех же габаритах и номинальном расчетном усилии применение полюсных наконечников дает возможность снизить их потребляемый ток, а, следовательно, повысить энергоэффективность активных электромагнитных подшипников и агрегата в целом.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Макаричев Ю.А., Стариков А.В.* Теоретические основы расчета и проектирования радиальных и электромагнитных подшипников. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 150 с.: ил.
2. *Журавлев Ю.Н.* Активные магнитные подшипники: теория, расчет, применение. – СПб.: Политехника, 2003. – 206 с.: ил.
3. *Верецагин В.П., Рогоза А.В.* Сравнение различных типов электромагнитных подшипников // Вопросы электромеханики. Труды ВНИИЭМ. М.: Научно производственная корпорация «Космические системы мониторинга, информационно-управляющие и электромеханические комплексы» имени А.Г. Иосифьяна, т.122, 2011. – с. 11-16.

УДК - 502.51

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ JET-GROUTING*Д.Н. Шерстобитов, А.А. Букин, К.Л. Чертес, В.Я. Шишкин**Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия,
sherstobitovdn@gmail.com*

Аннотация. В статье изложен опыт применения технологии jet-grouting для защиты подземных вод от токсичных загрязнений в периметральной полосе накопителя чрезвычайно опасных отходов.

Ключевые слова: накопители опасных отходов, объекты накопленного экологического вреда, противофильтрационные экраны, шпунтовые завесы.

Введение

Современное развитие крупных градопромышленных агломераций несет серьезную угрозу загрязнения компонентов окружающей среды. Загрязняющие вещества имеют свойство миграции как внутри компонентов окружающей среды (атмосфера, гидросфера, литосфера), так и между собой. При перемещении токсикантов между компонентами окружающей среды происходит образование новых и устойчивых к естественному разложению химических соединений. Данная особенность значительно влияет на способность очистки от них. В большинстве случаев не представляется возможным провести удаление поллютантов, а единственным способом ограничения распространения токсичных веществ является консервация.

Актуальность представленной темы

Источниками загрязнения выступают основные производственные площадки, объекты депонирования гетерогенных отходов, сточных вод, осадков сточных вод, участки аварийных проливов загрязнений, а также недействующие объекты по производству химических веществ I-III классов опасности.

Наиболее подверженным загрязнению компонентом является гидросфера, при этом, в основном токсиканты аккумулируют в подземных водах. Опасность загрязнения подземных вод обосновывается тем, что они являются основной транспортной артерией переноса токсикантов в поверхностные водоисточники.

Особенности инженерной защиты подземных вод от загрязнений соответствуют типизации гидрогеологических элементов:

- верховодки;
- взаимосвязанных напорных горизонтов подземных вод;
- сообщающихся напорных горизонтов подземных вод с поверхностными водоисточниками;
- замкнутых напорных горизонтов подземных вод.

Для каждого из выше представленных типов гидрогеологических условий предусмотрена своя инженерная защита.

Основным критерием при защите подземных вод является нулевая фильтрация для ограничения поступления поллютантов в водоносный горизонт. Направления защиты подземных вод от загрязнений представлены такими видами как: водопонижение, замораживание оснований, «стена в грунте», защита при помощи стального или композитного шпунта, инъекционные способы закрепления.

Применение технологии замораживания оснований сопряжено с высокими экономическими затратами, связанными с большой площадью накопителя отходов. Отказ от «стены в грунте» обусловлен тем, что при экскавации образуется большое количества загрязненного грунта, который необходимо обезвредить.

Применение шпунтового ограждения ограничивается тем, что существует риск разрушения шпунта при погружении в плотный грунт.

Выходом из сложившейся ситуации выступает использование технологии jet-grouting.

Подобные технологии распространены в практике дорожного, гидротехнического строительства, создания завес для защиты от затопления подземных сооружений, а также для берегоукрепления.

Практическая значимость

Технология jet-grouting (метод струйной цементации грунтов) - это один из комплексных методов безтраншейной защиты подземных вод от загрязнения, способный осуществить защиту контура на больших глубинах.

Технология jet-grouting позволяет создавать сооружения инженерной защиты вокруг накопителей в зазоре «шламовое тело – поверхностный водоисточник» без экскавации токсичных грунтов на поверхность и нарушения сплошности береговой полосы.

Создаваемые по технологии jet-grouting подземные сооружения, наряду с гидроизолирующими функциями, способны производить крепление стенок будущих котлованов в случае последующей экскавации отходов на переработку. При этом обеспечивают условия, предотвращающие осыпание грунтов в выработку.

На рисунке 1 представлены грунтоцементные сваи, сформированные при помощи технологии jet-grouting.



Рис. 1. Грунтоцементные сваи

Опыт использования jet-завес для защиты подземных вод от загрязнения из толщ глубоких накопителей опасных отходов, а также для защиты накопителей от обводнения подземными водами до настоящего времени отсутствуют.

Впервые в стенах СамГТУ был реализован положительный проектный опыт внедрения jet-защиты при консервации накопителей чрезвычайно опасных отходов, превратившихся в объекты исторически накопленного экологического вреда.

Один из рассматриваемых накопителей расположен в пойме реки на удалении от уреза воды 30 м. Объект был организован в 50-е годы прошлого века, без соблюдения элементарных требований природоохранных норм.

Накопитель использовался более 50 лет для размещения жидких, твердых и пастообразных отходов химического производства. В его техногенном образовании обнаружены соединения первого и второго классов опасности, такие как пентахлорфеналат натрия, гексахлоран (ГХЦГ) и гексахлорбензол (ГХБ). Содержание диоксинов в отходах превышает 1000 ПДК.

Шламовое тело накопителя неоднократно затапливалось в паводок, и вплоть до настоящего времени обводняется атмосферными осадками сверху, а также горизонтальным притоком подземных вод с вышерасположенных фрагментов геосреды.

Проектом СамГТУ при защите водотока была выполнена периметральная консервация накопителя с формированием кольцевой грунто-цементной завесы «jet-grouting» глубиной более 25 метров по всему контуру объекта, а также многослойного защитного экрана на поверхности шламового тела.

Противофильтрационная завеса заглубляется в водоупор не менее чем на 2,0 м, отсекая поступление подземных вод «снизу» и предотвращая их горизонтальный приток. Верх завесы поднимается над отметкой земли на высоту не менее чем на 1,0 м. План изоляции шламоотстойника представлен на рисунке 2.

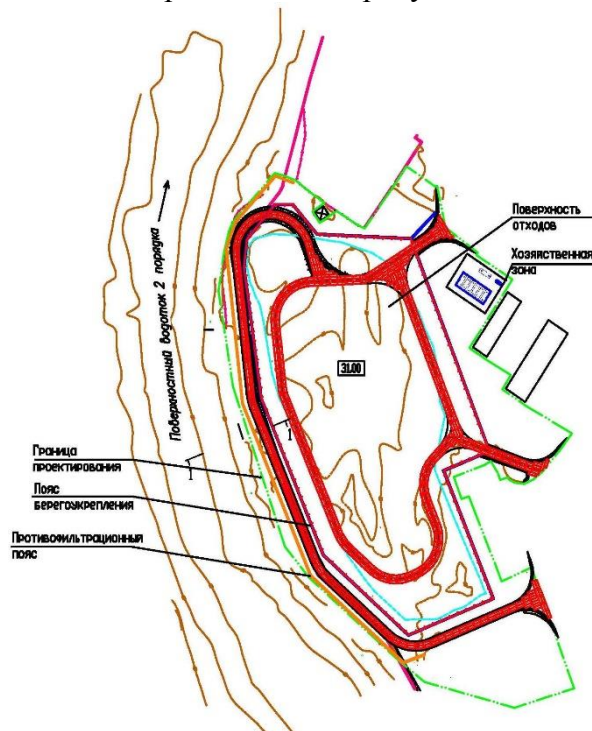


Рис. 2. План изоляции шламоотстойника

После изоляционных работ по периметру, до водоупорного слоя, формируется ограждение в виде большого количества грунтоцементных свай, скрепленных между собой. На поверхности шламоотстойника устраивается противофильтрационный экран, защищающий от проникновения атмосферных осадков.

Заключение

Использование комбинированных технологий укрепления и гидроизоляции грунтов с временным нарушением их сплошности без извлечения горной массы на дневную поверхность предполагается к применению для создания геотехнической защиты и других объектов размещения опасных отходов: нефтешламонакопителей, хвостохранилищ, полигонов захоронения отходов боевых отравляющих веществ.

Подобные решения позволят защитить водовмещающие элементы геосреды от загрязнения и снизить техногенную нагрузку на водоемы даже при последующей экскавации отходов для переработки.

**ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ СТРОИТЕЛЬСТВА ШЛАМОВОГО АМБАРА
НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ**

М.Е. Коваль, С.В. Богаткин, Д.А. Ахполов, О.А. Корнеева

ООО «СамараНИПИнефть»

г. Самара, Россия

*KovalME@samnipi.rosneft.ru, BogatkinSV@samnipi.rosneft.ru,
AkhpolovDA@samnipi.rosneft.ru, KorneevaOA@samnipi.rosneft.ru*

Аннотация. Согласно стратегии «Роснефть – 2022» Компания придерживается лидерских позиций в мире в области обеспечения безаварийной производственной деятельности. В статье рассматриваются виды воздействия шламового амбара на многолетнемерзлые грунты (ММГ) с предложением возможных путей решения проблемы для минимизации воздействия на окружающую среду и сохранения безопасного производственного процесса.

Ключевые слова: бурение, шламовый амбар, многолетнемерзлые грунты, растепление ММГ, кустовая площадка, площадка строительства скважины.

Abstract

According to the Rosneft-2022 strategy, the Company keeps holding a world leading position in terms of ensuring the accident-free production activities. The types of impact of a sludge pits on permafrost soils with proposed possible solutions to minimize the impact on the environment and maintain a safe production process are reviewed in the article.

Key words: drilling, sludge pit, permafrost soils, permafrost thaw, well pad, well construction site

Размещение шламовых амбаров на многолетнемерзлые грунты (ММГ) требует специального подхода в выборе мероприятий для сохранения экологической безопасности. Шламовый амбар является объектом долгосрочного использования и захоронения, а также частью кустовой площадки (КП) нефтяных добывающих скважин, поэтому корректность выбора технологии строительства шламового амбара влияет на экологическую безопасность и экономические затраты по инженерной подготовке КП.

Научный интерес к этой проблеме обусловлен последними объективными климатическими индикаторами. Анализ изменения климата Восточной Сибири за 1976-2018 гг. показал, что среднегодовая температура повышалась со скоростью 0,4-0,8°/10 лет [1]. В Восточной Сибири в связи с изменением климата главной проблемой является деградация многолетнемерзлых грунтов [2]. Она ведет к уменьшению несущей способности земляного основания и активизирует геоморфологические процессы, представляющие угрозу для инфраструктуры [1].

Кустовая площадка представляет собой комплекс сооружений и оборудования для обеспечения строительства нефтяных скважин и организации процесса добычи нефти. Строительство КП влечет за собой изменение природного ландшафта территории, которое связано с вырубкой деревьев, кустарников и другой растительности, разработкой грунтов при планировке, рытьем траншей и амбаров. Любое вмешательство в естественное состояние ММГ, находящихся в основании разрабатываемой поверхности, влечет за собой изменения естественной структуры. Это обусловлено высокой чувствительностью ММГ к любому техногенному воздействию, а также к изменению климата. Интенсивное техногенное воздействие на ММГ, в том числе и в процессе эксплуатации размещенного на площадке оборудования, может привести к оттаиванию и осадке грунтового массива. Протаивание ММГ может вызвать проседание КП и разрушение фундаментов.

Также в результате оттаивания пород может произойти изменение режима подземных вод, который в свою очередь может повлиять на гидрогеологические условия

участка производства работ.

Существует два принципа строительства сооружений на многолетнемерзлых грунтах и использования их в качестве основания: принцип I - многолетнемерзлые грунты основания используются в мерзлом или промораживаемом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации сооружения; принцип II - многолетнемерзлые грунты основания используются в оттаянном или оттаивающем состоянии (с их предварительным оттаиванием на расчетную глубину до начала возведения сооружения или с допущением их оттаивания в период эксплуатации сооружения) [3].

Выбор принципа использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания сооружений, а также способов и средств, необходимых для обеспечения принятого в проекте температурного режима грунтов, следует производить на основании сравнительных технико-экономических расчетов. Зачастую, теплотехнический расчет отсыпки кустовой площадки с ММГ не учитывает наличие и влияние шламового амбара, что крайне необходимо в связи с тем, что шламовый амбар, в отличие от временного накопителя отходов бурения, является объектом долгосрочного использования и захоронения, и эксплуатируется на протяжении строительства всех скважин на кустовой площадке. При таких условиях эксплуатации шламовый амбар является объектом капитального строительства, применяемые к нему защитные технологии должны обладать надежными свойствами, а при проектировании проводиться теплотехнические расчеты.

Принципы передачи тепла от шламового амбара ММГ недостаточно изучены. В первую очередь они определяются конструкцией шламового амбара, а также условиями эксплуатации. Наполнение амбаров буровым шламом (БШ), буровыми сточными водами (БСВ) и отработанным буровым раствором (ОБР) происходит поэтапно, по мере бурения скважин на кустовой площадке. За это время дно и стенки шламового амбара, покрытые гидроизоляционным материалом, подвергаются подогреву солнечными лучами с внешней стороны, что может повлиять на величину растепления ММГ и изменения надмерзлотных и подмерзлотных слоев. БШ, ОБР и БСВ также имеют положительную температуру, особенно в летнее время, не успевая остывать, что может также негативно отразиться на чувствительных к температурным воздействиям ММГ. В зимнее время необходимо отметить возможное отсутствие снежного покрова в амбаре в зоне распространения ММГ. Изменение параметров снежного покрова приводит к промерзанию или оттаиванию грунтов оснований без дополнительных тепловых воздействий [4].

Конструкция шламового амбара в своем разрезе должна иметь подстилающий слой из песка под гидроизоляционным материалом и защитный слой из песка над гидроизоляционным материалом не только для защиты гидроизоляции от механических воздействий, но и от температурного воздействия. Пример общего вида конструкции шламового амбара показан на рисунке 1.

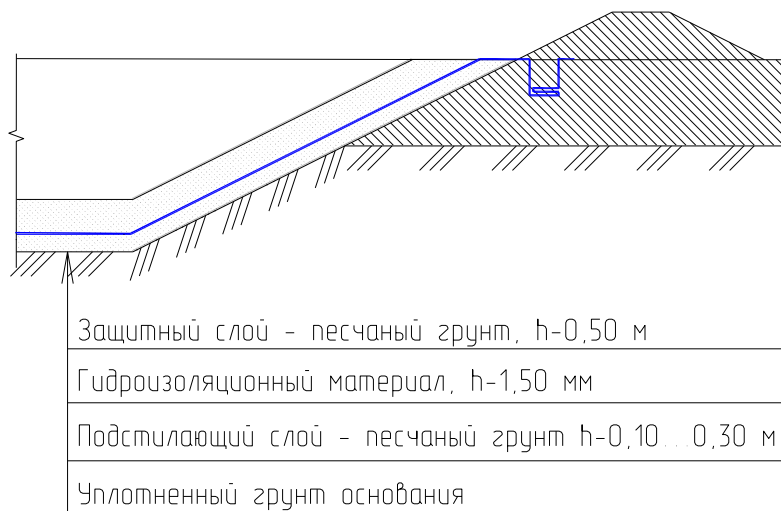


Рис. 1. Пример общего вида конструкции шламового амбара

Величина подстилающего и защитного слоя регламентируется [5], либо она должна определяться теплотехническим расчетом. Проведение теплотехнического расчета воздействия шламового амбара на ММГ позволит определить оптимальную технологию строительства амбара и подобрать необходимые материалы.

Шламовый амбар используется в качестве объекта захоронения отходов бурения, обезвреженных по технологии нейтрализации отходов бурения IV класса опасности путем их обработки консолидирующим нетоксичным материалом. Одним из типов консолидирующих нетоксичных материалов может быть цементная пыль. Эксплуатация шламового амбара в районе распространения многолетнемерзлых грунтов и грунтовых вод с применением технологии консолидации усложняется захоронением в шламовом амбаре консолидированной массы. Площадка обустройства месторождения становится значительно меньше предшествующей ей площадки бурения и территория рекультивированного амбара с затвердевшей консолидированной массой может использоваться, например, в виде подъездной дороги. В случае нарушения гидрогеологических условий и просадки ММГ могут возникнуть серьезные и невосполнимые последствия для экосистемы и инфраструктуры всей кустовой площадки. Восстановление объектов площадки влечет за собой дополнительные расходы. Только затраты такой статьи могут быть намного больше, чем при применении защитных мероприятий на этапе проектирования и строительства.

Таким образом, взаимодействие шламового амбара с ММГ на сегодняшний день остается мало изученной проблемой, не смотря на применение современных технических средств в виде сезонно действующих систем температурной стабилизации для приустьевой зоны и подземных трубопроводов, а также проведения расчетов величины ореола оттаивания и осадки грунта.

Корректность выбора технологии строительства шламового амбара, проведение дополнительных исследований, геотехнического мониторинга и теплотехнических расчетов позволит управлять экологическими рисками, сократить экономические затраты на строительство кустовых площадок и значительно снизить расходы на ликвидацию последствий негативного воздействия на окружающую среду/

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Анисимов О.А., Жильцова Е.Л., Шаповалова К.О., Ершова А.А.* Анализ индикаторов изменения климата. Часть 1. Восточная Сибирь. Метрология и гидрогеология 2019 №2.;
2. Второй оценочный доклад Росгидромета об изменениях климата и их последствиях на территории российской Федерации. Общее резюме. – М., Росгидромет, 2014, 58 с.;
3. СП 25.13330.2012 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах»;
4. *Георгияди В.Г., Зенков Е.В.* «Адаптация расчетных моделей», Научно-технологический дайджест «Проектирование, строительство, эксплуатация на ВМГ», июль 2019 г.;
5. СН 551-82 «Инструкция по проектированию и строительству противодиффузионных устройств из полиэтиленовой пленки для искусственных водоемов».

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ИННОВАЦИОННОГО
РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ***В.А. Аверьянов, Я.Г. Стельмах**Самарский государственный технический университет
Самара, Россия,
averyanovvit@yandex.ru*

Основным объектом экспорта России являются углеводороды, а постоянное увеличение объемов добычи нефти приводит к истощению старых нефтяных и газовых месторождений. Инновационное развитие является одной из важнейших задач, стоящих перед нефтегазовой отраслью, решение которой позволит стране добиться высоких темпов экономического роста и повысить не только количество и качество, но и безопасность реализации проектов в сфере добычи, переработки, транспортировки и хранения нефти и газа. Разработка и внедрение программного обеспечения для автоматизации процессов нефтегазовой отрасли, осуществление анализа поведения нефтяных залежей с помощью компьютерного моделирования, использование в нефтедобыче гидроразрыва пласта, применение горизонтального бурения и многие другие технические инновации способствовали увеличению добычи нефти в последние годы. Благодаря инновациям стало возможным освоение шельфовых нефтегазовых месторождений, битуминозных песков и добыча нефти из сланцевых залежей. Таким образом, инновационное развитие зависит, в первую очередь, от результативности практического применения инноваций.

Развитие нефтегазовой отрасли России в последнее время в основном происходило за счет приобретения и внедрения технологических инноваций из-за рубежа, а не благодаря созданию инновационных отечественных технологий и оборудования. Увеличение объемов и повышение уровня научно-исследовательских работ по созданию и сопровождению всех этапов разработки инноваций и новых технологий при добыче, обеспечении, хранении и транспортировке ресурсов с опорой на отечественный интеллектуальный и технологический потенциал необходимо для модернизации производств нефтегазовой отрасли России [1, с. 18].

Различные экономические и научно-технические проблемы нефтегазовой промышленности составляют большой спектр задач одного из результативных методов научного исследования процессов различной природы – математического моделирования. Анализ литературы дает возможность выделить следующие основные направления применения методов и средств математического моделирования в нефтегазовой отрасли: исследование поведения, осуществление прогноза на будущее и поиск оптимального решения работы отрасли как комплекса взаимосвязанных объектов по добыче, переработке, транспортировке, складированию и продаже нефти и сопутствующих нефтепродуктов; описание процессов, происходящих внутри отрасли [2, с.53]. Наблюдение за инновационной деятельностью и осуществление грамотных прогнозов позволит принимать разумные решения. Построение и использование математической модели, в которой нефтегазовая отрасль представлена как руководимая система, позволяет значительно сэкономить время и упростить процесс определения различных сценариев ее развития, что обусловило актуальность нашего исследования.

Рост показателей материального и человеческого ресурса обеспечения НИОКР, публикационной активности, патентной активности и количества нововведений в компаниях [3, с. 44] является основой эффективного функционирования нефтегазовой отрасли. В Самарской области подготовку кадров к инновационной деятельности для нефтегазовой отрасли осуществляют в Самарском государственном техническом университете (СамГТУ)

[4]. Учитывая, что система высшего образования Самарской области для нефтегазовой отрасли должна быть ориентирована на инновационное развитие, необходима корректировка не только процесса образовательной деятельности, но и корректировка потребности в необходимом количестве для подготовки в вузе специалистов. Актуальность исследования позволила определить цели исследования: построить математическую модель и оценить вклад университета в инновационное развитие нефтегазовой отрасли.

Анализ современных подходов к оценке инновационного развития регионов современными учеными (Е.В. Огурцова, Г.А. Хмелева, М.И. Бортник и другие) показал, что большинство исследователей выделяют основные факторы, группируют показатели, а итогом их работ является интегральное значение инновационного потенциала. По мнению авторов, придерживаясь методики Е.В. Огурцовой, О.В. Перфильевой и А.А. Фирсовой, при оценке вклада университета в инновационное развитие нефтегазовой отрасли, выделим следующие основные блоки: потенциал области в создании инноваций, интеллектуальный потенциал вуза в создании инноваций, а также результативность в виде объема инновационных товаров, работ и услуг в нефтегазовой отрасли [5]. Методами экономико-математического моделирования построим модели инновационного развития.

В качестве входных параметров принимаем следующие показатели: в качестве показателя, характеризующего интеллектуальный потенциал вуза в создании инноваций, выберем количество зарегистрированных сотрудниками университета патентов $P(t)$ шт., число выпускников СамГТУ $L(t)$ чел. и потенциал в коммерциализации инноваций - это объем инновационных товаров, работ и услуг по производству нефтепродуктов $V(t)$ млн. руб.[6]. В качестве выходной характеристики будем использовать показатель, который характеризует потенциал Самарской области - валовой региональный продукт (ВРП) – Y млрд. руб..

При построении математической модели инновационного развития нефтегазовой отрасли будем применять функцию Кобба–Дугласа.

$$\hat{Y}(t) = A \cdot P(t)^\alpha \cdot L(t)^\beta \cdot V(t)^\gamma, \quad (1)$$

где α, β, γ - характеристики эффективности использования ресурса – показатели эластичности; α - для фактора $P(t)$; β - для фактора $L(t)$; γ - для фактора $V(t)$; A – масштабирующий коэффициент преобразования

Используя статистические данные [7; 8] по обобщающему показателю экономической деятельности региона – валовому региональному продукту в Самарской области, построим функцию, описывающую зависимость ВРП от факторов «интеллектуальный потенциал вуза в создании инноваций» и «потенциал коммерциализации инноваций в нефтегазовой отрасли».

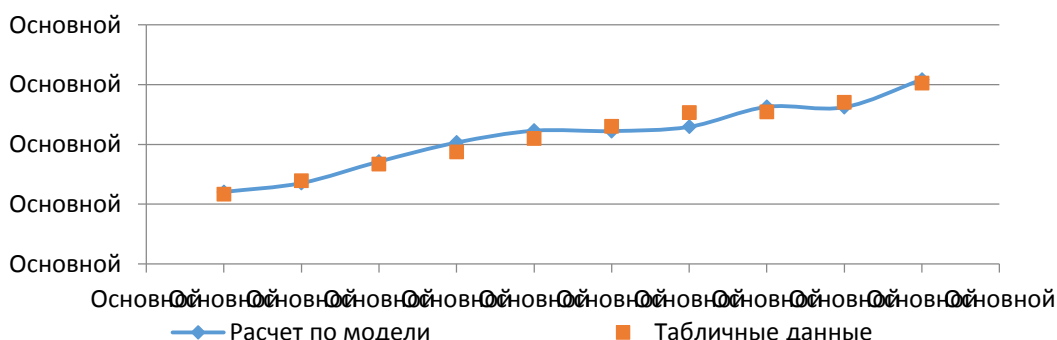


Рис.1. Расчетные данные по модели

Для оценки параметров модели A, α, β, γ применим метод наименьших квадратов. Тесноту связи между результативным показателем и набором факторных показателей

установим, рассчитав коэффициент детерминации (R^2). Надежность уравнения регрессии проведем с использованием F-критерия Фишера.

В результате проведенного анализа, получим следующие значения параметров модели и коэффициентов (таблица 1):

Таблица 1. Характеристики математической модели

A	α	β	γ	R^2	F
0,132	0,391	0,637	0,245	0,89	34,25

Полученные данные говорят о том, что модель хорошо описывает результаты наблюдений и ее можно применять для осуществления оперативной оценки факторов, влияющих на уровень инновационного развития нефтегазовой отрасли.

Учитывая результативность вклада «интеллектуального потенциала вуза в создании инноваций», можно планировать контрольные цифры приема в высшие учебные заведения. Показатели «потенциала коммерциализации инноваций в нефтегазовой отрасли» позволят оценить необходимость в реализации инновационных проектов и создании отечественных новых технологий для отрасли, а также наметить пути ее развития в соответствии с региональными приоритетами и местными условиями.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Эдер, Л.В. Основные проблемы инновационного развития нефтегазовой отрасли в области добычи нефти и газа [Текст] / Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, И.В. Проворная, В.Ю. Немов // Бурение и нефть. – 2014. – № 4. – С. 16–22.
2. Дудин С.М., Некрасов В.О., Земенков Ю.Д.. Физико-математическое моделирование математических режимов транспорта и хранения углеводородных сред в трубопроводных системах // Горный информационно-аналитический бюллетень. Нефть и газ. М: Изд-во «Горная книга», 2013. - N 3. - С. 53-62.
3. Подборнова Е.С. Характеристика инновационной деятельности Самарской области // Вестник Самарского университета. Экономика и управление. — 2019. — Т. 10. № 1. — С. 43-47.
4. Аверьянов В.А., Стельмах Я.Г., Тупоносова Е.П. Прогнозирование развития нефтедобывающих предприятий в Самарской области Ашировские чтения [Электронный ресурс]: сб. трудов Междунар. науч.- практ. конференции / Отв. редактор В.В. Живаева. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2019, С.409-411.
5. Огурцова Е.В. Показатели оценки вклада университета в инновационное развитие региона / Е.В. Огурцова, О.В. Перфильева, А.А. Фирсова // Университетское управление: практика и анализ. Том 21, №4, 2017. С. 53-62.
6. Голованов, П.А., Лившиц, М.Ю., Тупоносова, Е.П. Математическая модель выпуска специалистов вузом. Журнал «Математические методы в технике и технологиях – ММТТ». 2018. Т. 2. Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.(Саратов). С. 114-119.
7. Самарский статистический ежегодник. 2017: Стат. сб. Самара: Самарстат, 2017. 346 с.
8. Самарский статистический ежегодник. 2019: Стат. сб. Самара: Самарстат, 2019. 355 с.

СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ПОДГОТОВКИ КАДРОВ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

П. А. Голованов, Е. П. Тупоносова

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия,
alenushka1982@inbox.ru*

В Самарской области из-за хорошего географического расположения и экономического потенциала расположен один из самых крупных нефтехимических кластеров. Здесь созданы и работают около 500 организаций по профильным видам деятельности, к которым относятся к нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей и химической промышленности, магистральным трубопроводам и промышленности пластмассовых изделий.

Их насыщение квалифицированными кадрами является актуальной задачей, поэтому оценка взаимосвязи показателей работы вузов и эффективности нефтяной отрасли важно, как для развития вуза, так и для нефтяной отрасли. Инструментом анализа этой взаимодействия в условиях производства является математическое моделирование[1].

Проанализируем подготовку кадров для работы нефтехимической отрасли области в Самарском государственном техническом университете (СамГТУ) - опорном вузе Самарской области. Основной их производитель - нефтехнологический факультет в год выпускает около 1000 специалистов. Практически, большая часть инженеров наукоемкого нефтехимического комплекса, определяющего экономический потенциал Самарской области - выпускники СамГТУ. Работа инфраструктуры обеспечивается специалистами, которых готовит вуз на электротехническом, теплоэнергетическом, физико-механическом и других факультетах.

Широкое распространение для построения моделей получил математический метод описания в виде неоднородной производственной функции (ПФ) Кобба-Дугласа, представленного в виде (1), и ПФ с учетом фактора научно-технического прогресса (НТП) в виде (2).

$$Y(t) = A \cdot K(t)^\alpha \cdot L(t)^\beta \quad (1),$$

$$Y(t) = A \cdot K(t)^\alpha \cdot L(t)^\beta \cdot e^{\lambda t} \quad (2)$$

где K - капитальные ресурсы, L - трудовые ресурсы, A - масштабирующий коэффициент преобразования, α - факторная эластичность для фактора K , β - для фактора L , λ - для фактора НТП[2, 3].

Идентификация параметров модели производится методом наименьших квадратов (МНК). Оценивать качество моделирования будем коэффициентом детерминации (R^2) и критерием F-статистики, а прогнозные свойства модели критерием Дарбина-Уотсона (DW). Качество модели определяется отклонением от статистических данных исследуемого процесса [4, 5]. Сглаживание исходных статистических данных будем проводить на основе метода скользящего среднего, обеспечивая усреднение влияния случайных выбросов статистических величин[6].

В качестве выходных характеристик модели, характеризующих нефтеперерабатывающую отрасль, примем количество дизельного топлива поступившего на переработку в Самарской области[7, 8, 9]. В качестве входных данных - массивов $K(t)$ и $L(t)$ моделей (1) и (2) примем показатели вуза Самарской области: выпуск студентов СамГТУ – S_i , чел. и количество научных работ - P_i , шт., которые складываются из следующих показателей: общее число научных публикаций, выполнение научно-технических работ (НИР) по грантам и генерация объектов интеллектуальной собственности.

Проведем построение математической модели количества произведенного дизельного топлива (тыс.тонн), поступившей на переработку в Самарской области с 2008 по 2019 год по несглаженным данным неоднородной ПФ Кобба-Дугласа(3) и неоднородной ПФ Кобба-Дугласа с учетом НТП(4).

$$Y(t) = A \cdot S(t)^\alpha \cdot P(t)^\beta \quad (3)$$

$$Y(t) = A \cdot S(t)^\alpha \cdot P(t)^\beta \cdot e^{\lambda t} \quad (4)$$

В таблице 1 и на рисунках 1-2 приведены результаты моделирования и параметры моделей по несглаженным данным неоднородной ПФ Кобба-Дугласа(3) и неоднородной ПФ Кобба-Дугласа с учетом НТП(4) с 2008 по 2019 год.

Таблица 1. Характеристики математических моделей

Эластичности	Без учёта НТП(3)	С учётом НТП (4)
α	-0,1796	-0,1673
β	-0,0077	-0,0080
λ		-0,0012
Качество моделирования		
DW	2,0217	1,9006
R^2	0,6632	0,6376
F	8,8594	7,9177

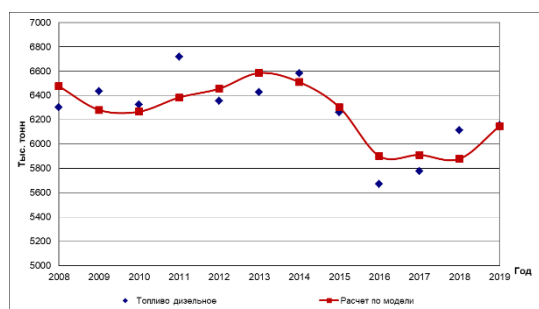


Рис.1. Расчетные данные по модели (3)

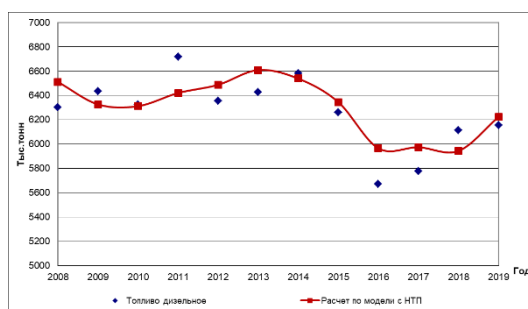


Рис.2. Расчетные данные по модели (4)

При построении модели (3) и (4), фактор выпуска студентов по модулю имеет наибольшую факторную эластичность. Это обстоятельство подтверждает, что чем больше выпускников готовит вуз, тем больше специалистов получают предприятия, и это стимулирует их жизнестойкость и развитие. Аппроксимативные и прогностические свойства моделей хорошие - значение R^2 составляет около 0,6, а DW в среднем около 2.

В таблице 2 и на рисунках 3-4 приведены результаты моделирования и параметры моделей (3) и (4) по сглаженным исходным статистическим данным.

Таблица 2. Характеристики математических моделей

Эластичности	Без учёта НТП(3) сглаженные данные	С учётом НТП (4) сглаженные данные
α	-0,1407	-0,1626
β	-0,0401	-0,0535
λ		0,0023
Качество моделирования		
DW	1,0523	0,4482
R^2	0,8729	0,6742
F	30,9053	9,3108

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

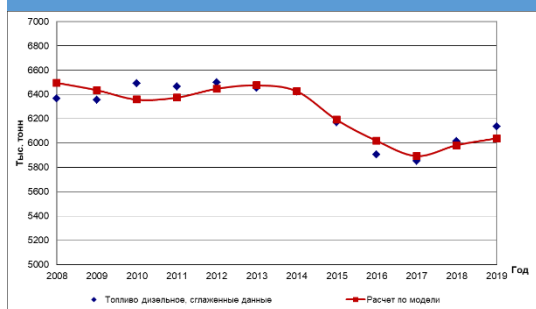


Рис.3. Расчетные данные по модели (3)

(сглаженные данные)

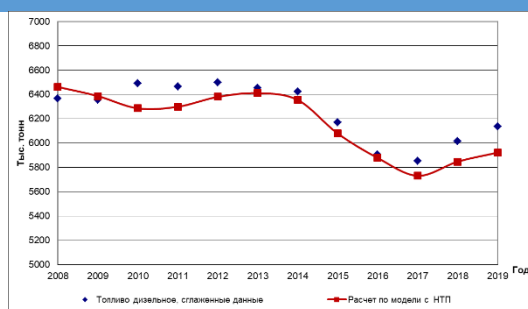


Рис.4. Расчетные данные по модели (4)

(сглаженные данные)

При сглаживании исходных данных, аппроксимативные и прогнозные свойства моделей незначительно улучшаются и так же фактор выпуска студентов по модулю имеет наибольшую факторную эластичность и оказывает большее влияние на выход.

По созданным, адаптированным и просчитанным моделям можно сделать следующие выводы: выпуск молодых специалистов опорным университетом для нефтяной отрасли способствует развитию отрасли; полученные модели позволяют провести прогноз развития производства и наметить меры по развитию ВУЗа.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Байкина Н.В., Голованов, П.А., Лившиц, М.Ю., Тупоносова, Е.П. Прогноз влияния кадрового потенциала на эффективность нефтехимического кластера. Журнал «Математические методы в технике и технологиях – ММТТ». 2020. Т. 3. Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.(Саратов). С. 20-26.
2. Дилигенский Н.В., Цапенко М.В., Гаврилова А.А. Математические модели управления производственно-экономическими системами: Учеб. пособие / Самар. гос. техн. ун-т. – Самара, 2005. – 112 с.
3. Клейнер Г.Б. Производственные функции: Теория, методы, применение. – М.: Финансы и статистика, 1986. – 239 с.
4. Гаврилова А.А., Голованов П.А., Дилигенский Н.В., Тупоносова Е.П. Конструирование моделей и построение краткосрочного перспективного прогноза выпуска специалистов. Вестник СамГТУ, серия Технические науки, № 2 , июнь 2011. . 21-29.
5. Голованов, П.А., Лившиц, М.Ю., Тупоносова, Е.П. Математическая модель выпуска специалистов вузом. Журнал «Математические методы в технике и технологиях – ММТТ». 2018. Т. 2. Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.(Саратов). С. 114-119.
6. Айвазян С.А., Мхитарян В.С. Прикладная статистика и основы эконометрики. М.: Юнити, 1998. - 1022 с.
7. Самарский статистический ежегодник. 2017. Предприятия и организации. С. 155.
8. Самарский статистический ежегодник. 2018. Предприятия и организации. http://samarastat.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_ts/samarastat/ru/statistics/organizations/
9. Федеральная служба государственной статистики Регионы России. Основные характеристики субъектов Российской Федерации - 2018 г. Приволжский федеральный округ. Самарская область. http://www.gks.ru/bgd/regl/b18_14s/Main.htm

**ФОРМИРОВАНИЕ ЭМОЦИОНАЛЬНОЙ КОМПЕТЕНТНОСТИ
РУКОВОДИТЕЛЯ ПРЕДПРИЯТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

В.В. Живаева, О.Ю. Калмыкова, С.Н. Парфенова, Е.П. Тупоносова

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
oukalmiykova@mail.ru*

Аннотация. В статье анализируются различные аспекты проблемы развития эмоциональной компетентности линейных и функциональных руководителей предприятий нефтегазовой отрасли. Анализируются организационные условия и интерактивные методы формирования эмоциональной компетентности линейных и функциональных руководителей предприятий в рамках системы повышения квалификации и дополнительного профессионального образования ИДО ФГБОУ ВО СамГТУ.

Ключевые слова: эмоциональный интеллект, эмоциональная компетентность руководителя, эмоциональная грамотность, фасилитация мышления, тренинг, копинг-стратегия, профессиональный стресс, организационный конфликт.

В данном исследовании авторами рассматриваются аспекты влияния эмоционального интеллекта руководителя промышленного предприятия на возникновение кадровых рисков, разрабатываются практические рекомендации по формированию эмоциональной компетентности линейных и функциональных руководителей с целью профилактики и минимизации кадровых рисков промышленных предприятий нефтегазовой отрасли. В условиях социально-экономических и инновационных изменений, эмоциональный интеллект является важнейшим ресурсом повышения эффективности и производительности управленческого труда руководителей.

Научно-практическое обоснование формирования эмоциональной компетентности руководителя с целью профилактики кадровых рисков в организации является актуальной управленческой проблемой. Известно, что высокий уровень эмоционального интеллекта руководителей позволяет ускорить процессы принятия решений внутри организации, снизить наличие негативных эмоций и уменьшить риск развития профессионального выгорания работников, повысить эффективность внутриорганизационного взаимодействия субъектов производственного процесса, а, следовательно, минимизировать кадровые риски [1].

Джон Мэйер и Питер Сэловей интерпретируют эмоциональный интеллект как способность индивида понимать значение эмоций, использовать эмоциональную информацию в качестве основы для принятия решений [1, 2]. Образовательные технологии развития эмоционального интеллекта у руководителей промышленных предприятий направлены на развитие эмоциональной компетентности. В настоящее время существуют различные подходы к определению понятия эмоциональной компетентности. И.Н. Андреева [3, 4] полагает, что эмоциональная компетентность – это совокупность знаний, умений и навыков, позволяющих принимать адекватные решения и действовать на основе результатов интеллектуальной обработки внешней и внутренней эмоциональной информации. Представляется интересной точка зрения О.Л. Беловой в том, что эмоциональная компетентность - это проявление эмоционального интеллекта в профессиональной деятельности, совокупность конкретных компетенций: как командная работа, оказание влияния, межличностное понимание в коллективе и лидерство, фасилитация мышления, стратегии поведения в стрессовых ситуациях и др. [5]

Образовательные технологии формирования эмоциональной компетентности руководителей промышленного предприятия в условиях организационных изменений должны иметь интегративный характер и учитывать специфику производственной деятельности. Руководители должны уметь действовать в новых, стрессовых ситуациях, нести социальную и этическую ответственность за принятые решения, своевременно осуществлять оценку нарушений норм этического кодекса и трудовой дисциплины; осуществлять эффективное социальное взаимодействие работников предприятия. В процессе формирования эмоциональной компетентности руководителей промышленных предприятий предпочтительным является использование комплекса интерактивных методов обучения, предполагающих гармоничное сочетание индивидуальной работы и группового взаимодействия в малых группах[6].

В современном социуме уровень социальной напряженности растет, а уровень конфликтности организационной среды и уровень синдрома эмоционального выгорания руководителей и работников являются достаточно высокими. Эти социальные проявления в системе социально-трудовых отношений вызваны различными социально-экономическими факторами, а также низким уровнем сформированности эмоциональной компетентности руководителей и работников промышленного предприятия. В настоящее время, в дополнение к профессиональным компетенциям, линейным и функциональным руководителям необходимы такие обучающие тренинги, в методике проведения которых приоритет отдается развитию таких навыков, как лидерство, командная работа, коммуникации, навыки межличностного общения, фасилитация мышления, стрессоустойчивость и др.

Таким образом, с одной стороны, существует необходимость в совершенствовании и создания специальных программ повышения квалификации, обеспечивающих формирование эмоциональной компетентности руководителей и работников промышленного предприятия. С другой стороны, сдерживающим фактором разработки таких программ является недостаточность проверенных инструментов для формирования эмоциональной компетентности.

Исследование авторов статьи посвящено задачам, направленным на осуществление сравнительного анализа взаимосвязи удовлетворенности трудом руководителей и работников с субъективными факторами (стрессогенность и уровень комфортности организационной среды, настрой персонала и др.) и разработке методических рекомендаций по формированию эмоциональной компетентности руководителей промышленных предприятий. Организационные изменения могут выступать стресс-факторами и факторами возникновения кадровых рисков на промышленном предприятии. Данные факторы дисфункционально влияют на морально-психологический климат в организации, на уровень удовлетворенности трудом и уровень настроя персонала.

На уровне промышленного предприятия необходимо реализовывать мероприятия, направленные на формирование эмоциональной компетентности руководителей:

- стресс-мониторинг и диагностика уровня конфликтности в коллективе;
- выявление уровня эмоциональной компетентности руководителей;
- разработка комплекса обучающих тренингов по повышению уровня эмоциональной компетентности руководителей;
- совершенствование кадровой технологии и профессионального развития персонала;
- управление кадровыми рисками в процессе формирования эмоциональной компетентности руководителей.

Схема формирования эмоциональной компетентности руководителей на уровне промышленного предприятия представлена на рисунке 1.

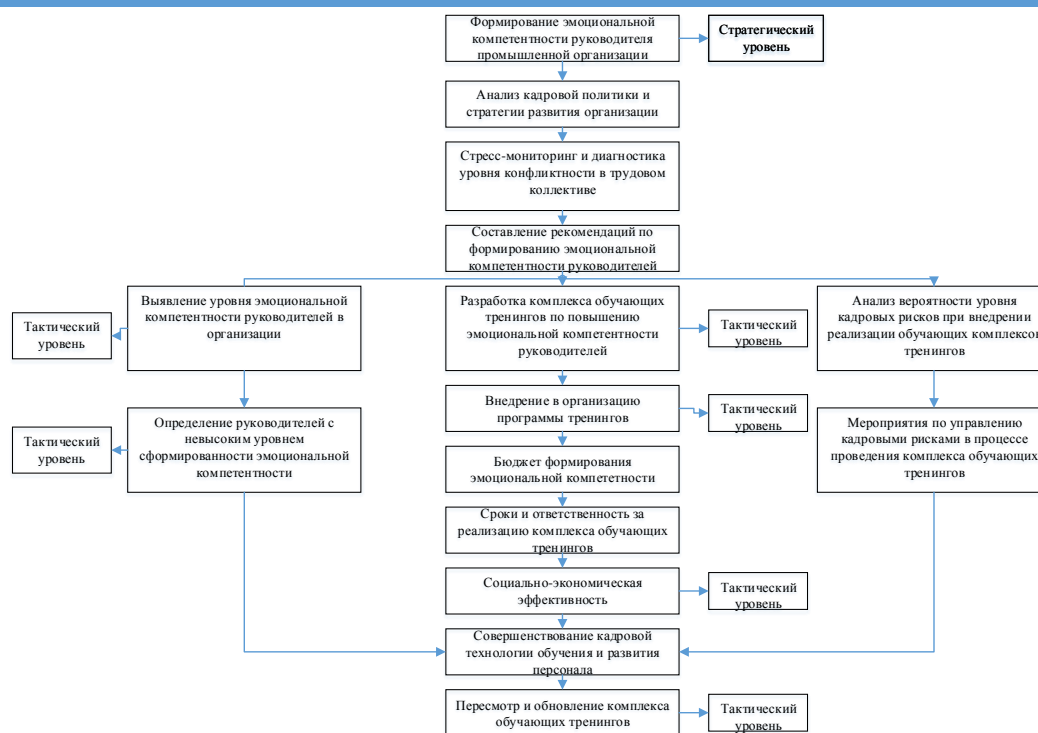


Рис. 1. Схема формирования эмоциональной компетентности руководителей промышленного предприятия

Ключевыми задачами практического этапа исследования явились:

- стресс-мониторинг в трудовом коллективе предприятия;
- диагностика уровня профессионального стресса работников и руководителей;
- диагностика эмоционального состояния линейных и функциональных руководителей промышленного предприятия нефтегазовой отрасли;
- идентификация, оценка кадровых рисков и построение профиля и паспортов кадровых рисков исследуемого предприятия;
- диагностика уровня комфортности организационной среды предприятия (2017-2020).

Количественная и качественная оценка кадровых рисков предприятия (2019) проводилась по методике А.Е. Митрофановой [7]. Количественная и качественная оценка кадровых рисков на промышленном предприятии показала, что больше факторов, провоцирующих возникновение кадровых рисков, находится в подсистеме управления трудовыми отношениями и подсистеме управления мотивацией системы управления персоналом. Результаты оценки кадровых рисков представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Оценка кадровых рисков исследуемого промышленного предприятия

Кадровые риски	Эксперты			Сред.	Приор. P _i	Вес W _i	Оценка I _i
	Экс. 1	Экс. 2	Экс.3				
Планирование и маркетинг персонала:							
Неоптимальный количественный состав	25,00	25,00	50,00	33,34	3	0,07	2,33
Несбалансированность возрастных групп персонала	25,00	25,00	25,00	25,00	2	0,085	2,125
Управление мотивацией:							
Уход руководителей высшего звена	50,00	25,00	50,00	41,67	3	0,065	2,7
Отсутствие мотивации к профессиональному развитию	50,00	50,00	25,00	41,67	3	0,065	2,7

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

Отторжение внедрения инновационных технологий	25,00	25,00	75,00	41,67	2	0,08	3,3
Управление профессиональным развитием персонала:							
Непонимания важности профессионального обучения (повышения квалификации, переподготовки) и профессионального развития работником	75,00	25,00	50,00	50,00	2	0,075	3,5
Малое количество кадровых мероприятий, направленных на повышение уровня лояльности работников предприятия	75,00	50,00	50,00	58,33	2	0,075	4,08
Отсутствие новых (дистанционных) программ, направленных на обучение и развитие всех категорий персонала	25,00	25,00	50,00	33,33	2	0,077	2,57
Увольнение работника после прохождения программы обучения	25,00	25,00	25,00	25,00	3	0,045	1,125
Обеспечение нормальных условий труда:							
Отсутствие мероприятий по сохранению физического и психологического здоровья всех категорий персонала	50,00	0,00	75,00	41,67	4	0,065	2,7
Информационное обеспечение:							
Несвоевременное обеспечение полной информацией, необходимой для качественного выполнения трудовых обязанностей	0,00	0,00	50,00	16,66	3	0,075	1,25

Проведение идентификации, оценки кадровых рисков позволяют построить профиль кадровых рисков. По профилю кадровых рисков можно четко определить опасность проявления кадровых рисков на промышленном предприятии и принять эффективные управленческие решения.

Для определения стресс-факторов организационной среды, уровня удовлетворенности условиями труда и эмоционального состояния руководителей предприятия нефтегазовой отрасли авторы статьи провели стресс-мониторинг (2017-2020) [8]. Результаты данного исследования продемонстрировали, что в период 2017-2018 г. объем воздействия стресс-факторов на руководителей находился на уровне выше среднего и в незначительной степени снижал эффективность и производительность труда персонала, а в 2019-2020 году находился уже на критическом уровне и мог инициировать дезорганизацию трудовых процессов. Оценка эмоционального состояния руководителей промышленного предприятия показала следующие результаты:

- в период 2017 - 2018 г. руководители демонстрируют степень эмоционального истощения и деперсонализации выше среднего значения, и высокую степень редукции личных достижений;

- в период 2019-2020 г. для респондентов характерна высокая степень эмоционального истощения; средняя деперсонализация; редукция личных достижений: высокая степень.

В период 2019 – 2020 г. для получения характеристики организационного поведения руководителей промышленного предприятия авторами статьи была использована методика «Определение комфортности организационной среды», сформированная [9]. Диагностика производилось путем последовательного анализа индивидуальных для каждого руководителя и общего для коллектива индексов комфортности. Согласно результатам

опроса (47 респондентов), значение общего индекса комфортности поведенческой среды в 2019 году характеризует положительное значение.

На уровне института дополнительного образования ФГБОУ ВО СамГТУ программа повышения квалификации по формированию эмоциональной компетентности руководителей позволит снизить уровень стрессогенности организационной среды, повысит уровень лояльности работников; повлияет на культуру трудового поведения; рост производительности и эффективности труда персонала.

В процессе формирования эмоциональной компетентности руководителей промышленных предприятий необходимо использовать современные образовательные технологии: технологии социокультурного взаимодействия; когнитивно-ориентированные технологии; деятельностно-ориентированные технологии; личностно-ориентированные технологии; информационные и цифровые технологии. Обучение эффективному внутригрупповому и межличностному взаимодействию субъектов программы повышения квалификации «Формирование эмоциональной компетентности руководителя промышленного предприятия нефтегазовой отрасли» реализуются посредством использования преподавателями комплекса различных ролевых игр, дискуссий, разбора конкретных стрессовых ситуаций и копинг-стратегий, проведения обучающих тренингов и др.

В данном исследовании осуществлены экспертные опросы работников и руководителей промышленных предприятий с целью оценки актуальности эмоциональной компетентности для профессиональной деятельности управленца (2018-2019). Анализ результатов данных опросов позволил авторам внести определенные коррективы в процесс формирования учебно-методического и организационного обеспечения программы повышения квалификации «Формирование эмоциональной компетентности руководителя промышленного предприятия нефтегазовой отрасли» в рамках Института дополнительного образования ФГБОУ ВО.

Исследование осуществлялось в форме опроса, который предполагал оценку актуальности формирования компетенций в следующих областях:

- приемов саморегуляции и навыков самоконтроля;
 - методов эмоциональной регуляции для оптимизации личной деятельности и деятельности коллектива;
 - методов преобразования деструктивных эмоций;
 - понимания целей, мотивации, эмоциональных особенностей других работников;
 - понимания поведенческих особенностей работника; умения работать в команде
- (табл. 1).

Таблица 1. Оценка значимости эмоциональной компетентности руководителя промышленного предприятия

Типы компетенций	Работники промышленного предприятия		Линейные и функциональные руководители промышленного предприятия	
	Средний балл	Поставили выше 3 баллов, %	Средний балл	Поставили выше 3 баллов, %
Методы саморегуляции и навыки самоконтроля	4,8	86	5,2	86
Методы эмоциональной регуляции для оптимизации личной деятельности и деятельности трудового коллектива	5,3	91	5,7	89
Методы преобразования деструктивных эмоций	4,8	86	4,9	81
Понимание целей, мотивации,	4,7	83	4,8	87

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

эмоциональных особенностей других работников				
Понимание поведенческих особенностей работника	4,5	80	4,7	82
Умение эффективно работать в команде	4,7	86	4,9	87
Выбор рациональной копинг-стратегии в стрессовых ситуациях	4,4	82	4,8	85

Анализ результатов экспертного опроса руководителей промышленного предприятия показывает, что высокие показатели имеют компетенции в области эмоциональной регуляции для оптимизации личной деятельности и деятельности трудового коллектива в целом.

В процессе данного исследования авторы статьи сформировали организационно-методические и психолого-педагогические рекомендации по развитию эмоциональной компетентности руководителей промышленных предприятий; разработали комплекс обучающих тренингов и программу повышения квалификации «Формирование эмоциональной компетентности руководителя промышленного предприятия нефтегазовой отрасли» в рамках Института дополнительного образования ФГБОУ ВО.

Основной целью разработанных обучающих тренингов является повышение профессиональных, общекультурных и личностных компетенций руководителей промышленных предприятий за счет формирования следующих способностей:

- способность проявлять психологическую устойчивость в кризисных и деструктивно-эмоциональных ситуациях;
- способность активно использовать различные методы эмоциональной и когнитивной регуляции для оптимизации профессиональной деятельности и психоэмоционального состояния на рабочем месте;
- способность применять при решении управленческих задач разнообразные социально-психологические методы управления персоналом;
- способность осуществлять своевременную профилактику и разрешать деструктивные конфликтные ситуации;
- способность осуществлять профилактику личной профессиональной деформации и эмоционального выгорания.

Сформированная авторами статьи программа повышения квалификации «Формирование эмоциональной компетентности руководителей промышленных предприятий нефтегазовой отрасли» направлена на формирование следующих компетенций:

- диагностика источников и причин возникновения организационных конфликтов и организационной природы функциональных и дисфункциональных проявлений конфликтных ситуаций в трудовом коллективе промышленного предприятия;
- диагностика стресс-факторов, вызывающих повышение уровня профессионального (психологического, информационного, рабочего) стресса руководителей и всех категорий персонала;
- стратегии профилактики деструктивных конфликтов и профессиональных стрессов работников промышленного предприятия;
- идентификация и оценка кадровых рисков предприятия, вызывающих повышение уровня организационной конфликтности;
- копинг-стратегии поведения руководителей и работников в стрессовых и деструктивно-эмоциональных ситуациях в трудовом коллективе промышленного предприятия;
- применение руководителями в производственном процессе здоровьесберегающих технологий по сохранению физического и психологического здоровья всех категорий персонала;
- применение методов саморегуляции и самоконтроля в процессе профессиональной деятельности;

- применение методов эмоциональной регуляции для оптимизации деятельности руководителя и деятельности трудового коллектива;
- понимание руководителем поведенческих особенностей работника;
- умение эффективно работать в команде;
- владение методами преобразования деструктивных эмоций;
- применение руководителем методов профилактики аддиктивного поведения всех категорий персонала;
- применение методов медиативной деятельности в организации;
- проведение тренингов, направленных на формирование конфликтологической и эмоциональной компетентности линейных и функциональных руководителей всех категорий персонала.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Хлевная, Е. А., Киселева, Т. С.* (2019). Эмоциональный интеллект руководителя в бизнес-процессах организации: монография. – М.: ИНФРА-М, 2019. – 259 с.
2. *Mayer J. D.* Models of Emotional Intelligence [Text] // J. D. Mayer, P. Salovey, D. R. Caruso // Handbook of human intelligence/edited by R.L. Sternberg. – 2nd ed. – New York: Cambridge University Press, 2000. – P. 396-422
3. *Андреева И.Н.* Эмоциональный интеллект: исследование феномена // Вопросы психологии. 2006. №3. С. 78-86.
4. *Андреева И.Н.* Предпосылки развития эмоционального интеллекта // Вопросы психологии. 2007. №5. С. 57-65.
5. *Белова О.В.* Зачем компании эмоциональная компетентность менеджера? // «Кадровик. Кадровый менеджмент» №4, 2010
6. *Щербакова О.И., Вербицкий А.А.* Конфликтологическая культура личности специалиста: контекстный подход. – М.: МГГУ им. М.А. Шолохова, 2010.
7. *Митрофанова А.Е.* Управление кадровыми рисками в работе с персоналом организации: автореф. дис. канд. экон. наук. М., 2013. С. 28.
8. *Оксинойд К.Э.* Стресс-мониторинг для чего и как проводим методика оценки уровня стрессогенности организационной среды// «Кадровик. Кадровый менеджмент». – №5. – М., 2009. – С. 51
9. *Оксинойд К.Э.* Диагностика комфортности поведенческого пространства организации // «Кадровик. Кадровый менеджмент», 2011, № 11
10. *Живаева В.В., Николаев В.А., Парфёнова С.Н., Тупоносова Е.П.* Процессный подход к управлению качеством дополнительного профессионального образования/ Сборник трудов по проблемам дополнительного профессионального образования. 2015. № 27. С. 3-19.

**ФОРМИРОВАНИЕ КОНФЛИКТОЛОГИЧЕСКОЙ КОМПЕТЕНТНОСТИ
ПРЕПОДАВАТЕЛЕЙ ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА В РАМКАХ
ПРОГРАММЫ «ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ВЫСШЕЙ ШКОЛЫ»**

В.В. Живаева, О.Ю. Калмыкова, Л.В. Климина, С.Н. Парфенова

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

oukalmiykova@mail.ru

Аннотация. В статье авторами обсуждаются вопросы процесса формирования конфликтологической компетентности преподавателей Самарского государственного технического университета в рамках программы «Преподаватель высшей школы». В статье анализируются содержание и методы процесса формирования конфликтологической компетентности педагогических работников в рамках системы повышения квалификации и дополнительного профессионального образования. Приведены результаты опросов слушателей курсов повышения квалификации и слушателей программы «Преподаватель высшей школы» ИДО ФГБОУ ВО СамГТУ.

Ключевые слова: конфликтологическая компетентность преподавателя, образовательная среда, методы обучения, профессиональный стресс, педагогический конфликт, синдром эмоционального выгорания.

В современных условиях реформирования и внедрения инновационных технологий в систему высшего образования уровень профессионального (информационного, эмоционального) стресса преподавателей, а также уровень организационной конфликтности возрастает. Инновационные процессы, обеспечивающие долгосрочное развитие образовательных организаций, влияют на уровень лояльности педагогических работников, мотивацию и удовлетворенность трудом, психологический климат в формальных и неформальных группах, уровень деструктивной и конструктивной конфликтности, уровень профессионального стресса и синдрома эмоционального выгорания преподавателей вуза. Преподавателю технического университета необходимо постоянно совершенствовать профессиональную компетентность, функциональную мобильность и способность рационально разрешать конфликтные педагогические ситуации. Компетентность преподавателя современного университета обеспечивает высокий уровень качества образовательного процесса.

В настоящее время в различных толковых словарях определения понятия «компетенция», несколько отличаются друг от друга по своему содержанию, но обязательно содержат круг вопросов, а также, знание и опыт в определенной области [1]. В научной литературе в понятие компетентности включается, помимо общей совокупности знаний, знание возможных последствий конкретного способа воздействия, уровень умений и опыт практического использования знаний [2].

Конфликтологическая компетентность – это система научных знаний о конфликте и умений управлять им, целенаправленно развиваемых в процессе специально организованного обучения применительно к ситуациям учебного и профессионального взаимодействия субъектов общения, а также совместной жизнедеятельности[3]. Высокий уровень конфликтологической компетентности преподавателя технического университета позволяет:

- правильно идентифицировать факторы и диагностировать причины педагогического конфликта всех субъектов образовательного процесса;

- понимать индивидуально-личностные особенности студентов и их эмоциональные состояния;
- планировать копинг- стратегии в стрессовых ситуациях;
- осуществлять выбор стратегии поведения в конфликтном взаимодействии;
- применять эффективные методы педагогического воздействия на поведение оппонентов конфликтного противоборства;
- осуществлять медиативную деятельность и др.

Следует отметить, что конфликтологическая компетентность, являясь важным компонентом профессиональной компетентности преподавателя вуза, связана с другими видами компетентности: социально-психологической, психолого-педагогической, социально-перцептивной. Модель конфликтологической компетентности преподавателя представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Модель конфликтологической компетентности преподавателя

Структурный компонент личности	Функции	Критерий (ожидаемый результат)
Интеллектуальная сфера	Формирование навыков анализа конструктивных и деструктивных конфликтных ситуаций; усвоение знаний по теории и практике педагогического конфликтменеджмента; реализация потенциала индивидуально-личностного развития в педагогической деятельности.	Системное усвоение основ организационной и педагогической конфликтологии и опыта разрешения конкретных конфликтных ситуаций.
Мотивационная сфера	Формирование системы ценностей и нравственных мотивов поведения; повышение культуры трудового поведения; формирование мотивов достижения и конструктивного делового общения; формирование приемов управления своим эмоциональным состоянием.	Развитие направленности личности преподавателя вуза на профессиональное саморазвитие и самоорганизацию.
Сфера саморегуляции	Развитие навыков регуляции своих психических состояний; формирование навыков психической релаксации; развитие навыков самоорганизации; формирование конструктивного взаимодействия с коллегами и руководителем; приобретение опыта решения вариативных конфликтных ситуаций, возникающих в организационной среде вуза.	Развитие направленности личности преподавателя на формирование социально-значимых качеств.
Предметно-практическая сфера	Развитие способности использовать методики управления педагогическими конфликтами и профессиональными стрессами и умения выбирать оптимальные стратегии поведения в конфликтных ситуациях и копинг-стратегии; использование методов медиативной деятельности в педагогической практике.	Развитие направленности личности преподавателя на повышение уровня конфликтологической компетентности.

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

Эмоционально-чувственная сфера	Приобретение опыта оценочной деятельности: формирование и развитие навыков взаимоконтроля, самоконтроля, самокоррекции.	Осмысление собственного потенциала профессионального развития.
--------------------------------	---	--

Уровень сформированности данных компонентов готовности педагогических работников к конструктивному разрешению конфликтов можно оценить в рамках проводимых курсов повышения квалификации, тренингов и др.

В данном исследовании были проведены экспертные опросы преподавателей (слушателей программы повышения квалификации «Психолого-педагогические стратегии участников образовательного процесса» и слушателей программы переподготовки «Преподаватель высшей школы») с целью оценки актуальности конфликтологической компетентности для профессиональной деятельности преподавателя (2018-2019). Результаты экспертных опросов были использованы авторами для совершенствования учебно-методического обеспечения модуля «Профессиональная компетентность преподавателя высшей технической школы» дисциплины «Педагогика высшей технической школы» программы «Преподаватель высшей школы» [6].

Рабочая программа модуля «Профессиональная компетентность преподавателя высшей технической школы» представлена в таблице 2.

Таблица 2 - Рабочая программа модуля «Профессиональная компетентность преподавателя высшей технической школы»

№ п/п	Наименование модуля, разделов и тем	Содержание обучения (по темам в дидактических единицах), наименование и тематика лабораторных работ, практических занятий (семинаров), самостоятельной работы, используемых образовательных технологий и рекомендуемой литературы
1.	2.	3.
	Модуль «Профессиональная компетентность преподавателя высшей технической школы»	
	Раздел 1. Профессиональное развитие преподавателя высшей технической школы	
	Тема 1. Подготовка преподавателей высшей школы в отечественной и зарубежной образовательной практике. Профессиональная, методическая и информационно-коммуникационная компетентности преподавателя вуза.	Специфика деятельности преподавателя высшей школы. Метанавыки современного педагога. Профессиональная, методическая компетентность и информационно-коммуникационная компетентности преподавателя высшей технической школы. Структурно-образующие компоненты психологической культуры преподавателя высшей школы РФ. Игротехническая компетентность преподавателя. Роль преподавателя высшей технической школы в: формировании компетентности студентов в организации самостоятельной и учебной деятельности; формировании компетенций осуществления проектной деятельности своей и студентов; создании электронного образовательного ресурса и формировании электронной информационно-образовательной среде вуза; организации воспитания в высшей школе.
	Тема 2.	Технология оценки качества профессиональной

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

	Технология оценки качества профессиональной деятельности вузовского преподавателя.	деятельности вузовского преподавателя. Экспертно – оценочные технологии в вузе. Диагностика компетенций в структуре образовательной деятельности преподавателя.
	Раздел 2. Стратегии профилактики конфликтов в педагогической среде и практике	
	Тема 1. Причины возникновения конфликтов при взаимодействии в образовательном процессе.	Источники конфликтов и стрессов в студенческой группе и в педагогической среде. Классификация конфликтов в социально-педагогическом процессе. Основные дидактические трудности педагогического взаимодействия и методы их преодоления. Нравственный и социально-психологический климат, статусные и ролевые различия в педагогическом коллективе и в студенческой группе.
	Тема 2. Методы профилактики педагогических конфликтов и профессиональных стрессов преподавателей. Профилактика деструктивных конфликтов в студенческой группе.	Стратегии конфликтного поведения. Копинг-стратегии преподавателей и студентов в конфликтном взаимодействии. Картографический метод выявления структуры конфликта в студенческой группе. Социально-психологические методы предупреждения деструктивных конфликтов в образовательной среде. Стратегии и тактики конструктивного взаимодействия в образовательном процессе. Межкультурные технологии и этнокультурные технологии. Роль преподавателя и куратора в профилактике деструктивных конфликтов в студенческой группе.
	Тема 3. Конфликтологическая компетентность преподавателя вуза	Психологическая диагностика как инструмент работы преподавателя по выявлению причин деструктивных проявлений конфликтов в студенческой группе: диагностика уровня тревожности, учебного стресса, уровня конфликтности и др. Проявление профессионализма, социально-психологической компетентности в управлении педагогическими конфликтами. Имаготерапия и развитие навыков саморегуляции. Роль имиджа и педагогической этики в профессиональной деятельности. Технологии формирования репутации для профессионального становления преподавателя высшей школы.
	Лабораторные работы	Наименование
	Практические занятия (семинары)	Решение кейсов на тему «Роль преподавателя и куратора в профилактике деструктивных конфликтов в студенческой группе». Тренинг «Психологическая диагностика как инструмент работы преподавателя по выявлению причин деструктивных проявлений конфликтов в студенческой группе».
	Самостоятельная работа	Игротехническая компетентность преподавателя.

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

	<p>Нравственный и социально-психологический климат, статусные и ролевые различия в педагогическом коллективе и в студенческой группе.</p> <p>Технологии формирования репутации для профессионального становления преподавателя высшей школы.</p> <p>Углубленное изучение темы с использованием дополнительной литературы и Интернет-ресурсов.</p> <p>Проведение мониторинговых исследований в образовательных учреждениях по проблеме конфликтных отношений.</p>
--	--

Исследование проводилось в форме анкетного опроса, предполагающего оценку необходимости компетенций в области управления педагогическими конфликтами и профессиональными (учебными, психологическими) стрессами для профессиональной деятельности преподавателя вуза, авторы воспользовались методикой работы К.О. Старовой [4]. Опрос проводился на основе метода полярных пятибалльных шкал. Преподаватели формулировали ответ на вопрос в виде оценки, варьирующейся от негативной (1 балл) до максимально положительной (5 баллов). Оценки, полученные по данному вопросу, представлены в таблице 3.

Таблица 3. Оценка значимости конфликтологической компетентности преподавателя вуза

Типы компетенций	Преподаватели ФГБОУ ВО СамГТУ (слушатели программы повышения квалификации «Психолого-педагогические стратегии участников образовательного процесса»)		Преподаватели ФГБОУ ВО СамГТУ (слушатели программы переподготовки «Преподаватель высшей школы»)	
	Средний балл	Поставили выше 3 баллов, %	Средний балл	Поставили выше 3 баллов, %
Анализ факторов и источников конфликтов и стрессов в студенческой группе и в педагогической среде.	4,5	79,2	4,8	82,6
Диагностика педагогических конфликтных ситуаций, возникающих в диадах субъектов образовательного процесса	4,8	81,2	5,0	86,9
Диагностика и идентификация стресс-факторов образовательного процесса в вузе	4,9	87	5,0	87,7
Медиативная деятельность преподавателя, направленная на урегулирование конфликтного взаимодействия в различных диадах субъектов образовательного процесса	4,8	80,2	5,0	89,2
Методы и стратегии профилактики коррупционного поведения педагогических работников образовательной организации	4,6	76,3	5,0	85,2
Воспитательная деятельность куратора	4,3	79,2	4,7	79,5

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

(преподавателя) студенческой группы в области профилактики деструктивных конфликтных ситуаций и учебных (психологических) стрессов субъектов образовательного процесса				
Социально-психологические методы предупреждения деструктивных конфликтов в образовательной среде.	4,4	80,2	4,9	81,5
Проведение обучающих тренингов, направленных на формирование конфликтологической компетентности всех субъектов образовательного процесса	4,6	76,8	4,9	77,5

Анализ результатов опроса респондентов показывает, что наибольшие показатели с точки зрения значимости имеют компетенции в области диагностики педагогических конфликтов, диагностики стресс-факторов, вызывающих повышение уровня стресса (профессионального, психологического, учебного) субъектов образовательного процесса, а также, в области медиативной деятельности преподавателей.

Методы формирования конфликтологической компетентности должны способствовать развитию у преподавателей вуза специальных конфликтологических компетенций, знаний и умений. Одновременное развитие названных групп умений в процессе формирования конфликтологической компетентности можно осуществить путем использования различных интерактивных и активных методов обучения.

В рамках проведенного исследования, были выявлены мнения респондентов относительно эффективности различных методов обучения в процессе формирования конфликтологической компетентности преподавателей. Результаты ответов по группам респондентов представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Эффективность различных методов обучения при преподавании общепрофессиональных управленческих дисциплин

Метод обучения	Преподаватели ФГБОУ ВО СамГТУ (слушатели программы повышения квалификации «Психолого-педагогические стратегии участников образовательного процесса»)		Преподаватели ФГБОУ ВО СамГТУ (слушатели программы переподготовки «Преподаватель высшей школы»)	
	Средний балл	Поставили выше 3 баллов, %	Средний балл	Поставили выше 3 баллов, %
Традиционная лекция	2,5	80,2	2,6	84,6
Лекция-конференция	3,5	83,2	3,4	85,7
Проблемная лекция	4,8	87	5,0	87,7
Круглый стол	4,6	82,2	5,0	85,2
Традиционный семинар	2,6	86,3	2,4	86,5
Конкурс эссе	3,9	79,2	4,1	82,5
Семинар-дискуссия	4,5	80,2	4,8	83,6
Картографирование конкретных конфликтных ситуаций	4,9	86,8	4,8	89,2
Ролевая игра	4,5	80,2	4,8	84,6

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

Мозговой штурм	4,3	83,2	4,4	86,9
Анализ и обсуждение специальных и учебных видеозаписей	4,5	88	4,8	87,7
Поведенческое моделирование	4,4	85,2	5,0	89,2
Тренинг	4,7	76,3	5,0	87,2
Веб-конференции, веб-семинары, видеоконференции	4,3	79,2	4,5	80,5

Традиционные формы обучения получили наименьшие оценки у всех групп преподавателей. Высокие результаты получили активные и интерактивные методы обучения. В процессе формирования конфликтологической компетентности преподавателей вуза рекомендуется использовать следующие группы методов обучения:

- методы создания положительной мотивации;
- методы организации интерактивной познавательной и практической деятельности преподавателей;
- методы развития личной образовательной среды обучения;
- методы рефлексивного обучения, обуславливающие процесс самопознания своих внутренних психоэмоциональных состояний.

Методика формирования конфликтологической компетентности преподавателей вуза может включать в себя и различные методы психологической работы, одним из направлений которой является групповая работа слушателей. Развитие навыков системного анализа, выработка умения диагностировать и объективно оценивать педагогическую конфликтную ситуацию и принимать эффективные педагогические решения по управлению педагогическими конфликтами и профессиональными (психологическими, учебными) стрессами субъектов образовательного процесса.

Обучение эффективному внутригрупповому и межличностному взаимодействию реализуются посредством использования деловых игр, дискуссий, решения задач, разбора конкретных ситуаций, обучающих тренингов. Авторами статьи разработан комплекс учебных конфликтологических задач. Сформированные задачи имеют инвариантный характер и отражают определенное направление конфликтологической деятельности преподавателя в образовательном процессе: диагностика и анализ конфликта; стратегии разрешения конфликта; профилактика деструктивных конфликтов и учебных (психологических, профессиональных) стрессов в образовательном процессе.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Zimnia I.A.* Key competence as effectively-target competency-based approach to education. Author's version. - М.: Research center of problems of quality of training, 2004.
2. *Baydenko V.I.* Competence: the problems of the development of competence-based approach. - М., 2002.
3. *Щербакова О.И., Вербицкий А.А.* Конфликтологическая культура личности специалиста: контекстный подход. - М.: МГГУ им. М.А.Шолохова, 2010.-132 с. Староверова К.О. Управление конфликтами в учреждениях культуры: методика обучения. – М.: Изд-во «ЛИБЕРЕЯ-БИБИНФОРМ», 2005. - 176с.
4. *Соловова Н.В.* Методическая компетентность преподавателя вуза: монография. – М.: Издательство АПК и ППРО, 2010. – 324 с.

СПЕЦИФИКА ПОДГОТОВКИ ПЕДАГОГОВ К ПРОЦЕССУ РАННЕЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ОРИЕНТАЦИИ ДЕТЕЙ

О.Ю. Калмыкова, Л.В. Климина, С.Н. Парфенова, Н.В. Рюмина

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

oukalmiykova@mail.ru,

l.v.klimina@mail.ru,

parfenova.samgtu@yandex.ru,

nryumina@gmail.com.

Федеральный государственный образовательный стандарт дошкольного образования [1] опосредованно обращает педагогов к профессиональной ориентации дошкольников в содержании образовательной области «Социально-коммуникативное развитие», которое направлено на усвоение норм и ценностей, принятых в обществе, включая моральные и нравственные ценности; формирование позитивных установок к различным видам труда и творчества; формирование основ безопасного поведения в быту, социуме, природе. Программа повышения квалификации «Ранняя профессиональная ориентация в современных образовательных условиях» (72 ч), реализуемая в Институте дополнительного образования Самарского государственного технического университета позволяет освоить воспитателям детских садов Самарского региона особенности организации детского проектирования, экскурсий, игр, направленных на формирование начальных представлений детей дошкольного возраста о профессиях.

Для достижения образовательной цели: подготовить педагогов дошкольного образования к формированию и педагогическому сопровождению процесса ранней профессиональной ориентации детей старшего дошкольного возраста определены следующие организационно-педагогические условия:

Таблица 1

Организационно-педагогические условия ранней профессиональной ориентации детей старшего дошкольного возраста

№ п/п	Организационно-педагогические условия			
	Содержание	Форма	Образовательная среда	Методические материалы
1	Содержание деятельности профессионала	Экскурсия	Стенды, конструкторы, игровая атрибутика, элементы костюмов профессионала для сюжетно-ролевой игры, дидактические игры и пр.	«Зеркальная» профессиональная программа
2		Педагогический проект		
3		Детский проект		
4		Банк игр		
5		Газета для родителей		

Таким образом, процесс формирования ранней профессиональной ориентации состоит из нескольких параллельных событий: организации проектной деятельности детей с экскурсией на первом этапе, подготовки материалов для педагогов и родителей и обеспечивает развитие следующих видов детской деятельности: игровой, коммуникативной, конструирования, изобразительной (если проект предполагает рисование и/или лепку), двигательной.

Основным методическим продуктом, направленном на процесс ранней профориентации детей старшего дошкольного возраста, является «зеркальная» профессиограмма. «Зеркальная» профессиограмма – это когнитивная (знаниевая) подборка для воспитателей и наглядно-образный материал для воспитанников. Профессиограммы разрабатываются для педагогов и детей по каждой профессии, с которой знакомятся дети. Содержание педагогической профессиограммы сопровождается наглядным материалом: картинками, презентациями, видеороликами для детей. Логика разработки педагогической профессиограммы такова: функционал профессионала, характер работы (режим рабочего времени), орудия труда, личные качества профессионала, активный словарь профессионала (терминологический словарь), социальная значимость профессии, смежные профессии, отношение ребенка к профессии.

Таблица 2

Педагогическая профессиограмма для изучения профессии «водитель»

№ п/п	Компонент профессиограммы	Показатели компонента профессиограммы
1	Функционал профессионала	<ul style="list-style-type: none"> - Осуществляет вождение транспорта - Соблюдает правила дорожного движения - Обеспечивает технически-исправное состояние закрепленного за водителем транспорта - Сдаёт транспорт в ремонтную мастерскую для ремонта в случае необходимости - Перед выездом четко прорабатывает маршрут следования - Ведёт путевые листы, отмечая маршруты следования, пройденный километраж, расход топлива
2	Характер работы (режим рабочего времени)	<ul style="list-style-type: none"> - пятидневная рабочая неделя; - суточный график; - ненормированный рабочий день.
3	Орудия труда профессионала (специальные средства)	<ul style="list-style-type: none"> - транспортное средство; - домкрат; - гаечные ключи; - молоток; - монтировка; - отвертки
4	Личные качества профессионала	<ul style="list-style-type: none"> - аккуратность; - бдительность; - бережное отношение к автомобилю; - быстрота реакции; - вежливость; - внимательность; - дисциплинированность; - ответственность; - уважение к людям
5	Активный словарь (терминологический словарь)	Водитель, правила дорожного движения, знаки дорожного движения, транспортное средство, авторемонтная мастерская, домкрат, гаечные ключи, молоток, монтировка, отвертки, автозаправочная станция
6	Социальная значимость профессии	Управление транспортным средством, обеспечение контроля за соблюдением пассажирами правил проезда, обеспечение комфортного проезда пассажиров и сохранности груза
7	Смежные профессии	<ul style="list-style-type: none"> - механик; - автоэлектрик; - автозаправщик;

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

		<ul style="list-style-type: none"> - машинист электропоезда; - летчик; - специалист по судовождению
8	Отношение ребенка к профессии	Рефлексия. Примерные вопросы педагога: хотел бы ты стать водителем? Каким должен быть водитель? Какая ответственность у профессионала-водителя перед людьми? Какие водители бывают? И пр.

Содержание педагогической профиограммы сопровождается наглядным материалом: картинками, презентациями, видеороликами для детей.

Таблица 3

Педагогическая профиограмма для изучения профессии «библиотекарь»

№ п/п	Компонент профиограммы	Показатели компонента профиограммы
	Функционал	<ul style="list-style-type: none"> - общается с читателями на абонементе и в читательском зале; - занимается расстановкой и обеспылеванием фонда (детская литература, русская литература, справочная литература); - занимается регистрацией и подшивкой газет и журналов; - - создает каталоги.
	Характер работы (режим рабочего времени)	Восьмичасовой рабочий день
	Орудия труда	<ul style="list-style-type: none"> - книги; - формуляры книг и читателей; - регистрационные тетради; - компьютер; - ручка; - клей.
	Личные качества профессионала	<ul style="list-style-type: none"> - хорошая память и внимание; - навыки скорочтения; - аккуратность; - ответственность; - терпение; - коммуникативность.
	Активный словарь (терминологический словарь)	<ul style="list-style-type: none"> - Формуляр - библиотечная учётная карточка, в которую занесены данные читателя и реквизиты книги. - Читальный зал - это отдел библиотеки, комната, в которой можно поработать с литературой. - Заглавие - название книги. - Алфавитный каталог - библиотечный перечень книг и журналов, в котором записи располагаются в алфавитном порядке. - Книга - вид печатной продукции. - Библиотека - учреждение, собирающее и хранящее произведения печати и письменности для общественного пользования, а также осуществляющее справочно-библиографическую работу.
	Социальная значимость профессии	<ul style="list-style-type: none"> - Обеспечивает сохранность книг и осуществляет работу с читателями.

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

	Смежные профессии	<ul style="list-style-type: none"> - директор; - редактор; - иллюстратор; - методист; - смотритель читального зала.
	Отношение ребенка к профессии	Рефлексия. Примерные вопросы педагога: хотел бы ты стать библиотекарем? Каким должен быть библиотекарь? Какая ответственность у библиотекаря перед людьми? Какие библиотекари бывают? И пр.

Дети старшего дошкольного возраста любят наряжаться в костюмы любимых героев сказок и мультипликационных фильмов, изображать поведение вымышленных и придуманных героев. «Уголки ряжания» есть в каждом групповом помещении. Для детей представляет большой интерес изучение профессии «актер».

Таблица 4

Педагогическая профессиограмма для изучения профессии «актер»

№ п/п	Компонент профессиограммы	Показатели компонента профессиограммы
1	Функционал	<ul style="list-style-type: none"> - Исполнение ролей в кино и театре. - Перевоплощение внешнее и внутреннее. - Создание хорошего настроения у публики. - Занятия речью, сценическим мастерством. - Чтение книг и пьес. - Общение с руководителями театров и режиссерами фильмов. - Работа над своей внешностью.
2	Характер работы (режим рабочего времени)	Рабочий день по мере наличия работы.
3	Орудия труда	<ul style="list-style-type: none"> - тело (пластика, мимика, жесты, голос); - атрибуты, декорации.
4	Личные качества профессионала	<ul style="list-style-type: none"> - хорошая память; - наблюдательность; - трудолюбие, работоспособность; - физическая выносливость, терпеливость; - умение и желание работать в команде; - энергичность.
5	Активный словарь (терминологический словарь)	<ul style="list-style-type: none"> - Сцена – часть помещения театра, расположенная на возвышении перед зрительным залом. - Буфет – магазин готовых закусок, в котором едят. - Антракт - краткий перерыв между действиями спектакля или отделениями концерта. - Роль – действия актера при изображении героя. - Бутафория - специально изготовленные предметы (скульптура, мебель, посуда, украшения, оружие и др.), употребляемые в театральных спектаклях вместо настоящих вещей. - Грим – искусство придания актеру внешности, необходимой для роли. - Декорация - создание на сцене живописными, изобразительными, архитектурными средствами зрительного образа действия.

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

		<ul style="list-style-type: none"> - Кулисы – вертикальные полосы ткани, обрамляющие сцену. - Аплодисменты - хлопанье в ладоши, знак одобрения в театре. - Рампа - система осветительных приборов рассеянного света, установленная на планшете по переднему краю авансцены и предназначенная для освещения пространства сцены спереди и снизу.
6	Социальная значимость профессии	<ul style="list-style-type: none"> - Актер дарит зрителю возможность развлечься и отдохнуть, подумать и погрузиться
7	Смежные профессии	<ul style="list-style-type: none"> - Гримёр - Декоратор - Звукорежиссёр - Костюмер - Сценарист - Хореограф
8	Отношение ребенка к профессии	Рефлексия. Примерные вопросы педагога: хотел бы ты стать актером? Каким должен быть актер? Какая ответственность у актера перед людьми? Где актеры могут работать? Каких актеров ты любишь? И пр.

Современного дошкольника уже с первых лет жизни окружает экономическая сфера, наполненная сложными экономическими понятиями. Работа с детьми дошкольного возраста по экономическому воспитанию должна строиться на единстве педагогических требований детского учебного заведения и семьи. Как научить детей жить в условиях рыночной экономики, когда они временами сталкиваются с такими непонятными им явлениями, как безработица родителей, ограниченность финансовых средств в семье, и в то же время видят на прилавках магазинов изобилие недоступных им товаров? Дети старшего дошкольного возраста достаточно четко представляют границы финансовых возможностей своей семьи, ориентируются в денежных знаках. Необходимо заложить у детей дошкольного возраста основы экономического образа мышления, осознание того, каков «я» в мире экономических ценностей.

Таблица 5

Педагогическая профиограмма для изучения профессии «экономист»

№ п/п	Компонент профиограммы	Показатели компонента профиограммы
	Функционал профессионала	<ul style="list-style-type: none"> - планирует и совершенствует деятельность предприятия; - участвует в определении системы оплаты труда и поощрений работников, - планирует затраты, использование ресурсов, расходов и прибыли предприятия; - осуществляет контроль над процессом выполнения финансово-хозяйственной деятельности.
	Характер работы (режим рабочего времени)	<ul style="list-style-type: none"> - пятидневная рабочая неделя; - восьмичасовой рабочий день с часовым обеденным перерывом.

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

Орудия труда профессионала (специальные средства)	<ul style="list-style-type: none"> - компьютер; - специальные компьютерные программы; - калькулятор; - ручка; - карандаш; - бумага.
Личные качества профессионала	<ul style="list-style-type: none"> - высокая работоспособность; - хорошая память; - умение работать с большим объемом информации; - умение грамотно изложить и доказать свою точку зрения; - ответственность; - организованность.
Активный словарь (терминологический словарь)	<ul style="list-style-type: none"> - экономика; - экономия; - прибыль; - затраты; - аванс; - акция; - договор; - доход; - отчет.
Социальная значимость профессии	Экономист — один из самых важных специалистов на предприятии. Работа экономиста заключается в правильной расстановке целей для получения максимальной прибыли с наименьшими потерями.
Смежные профессии	<ul style="list-style-type: none"> - бухгалтер; - аудитор; - финансист; - маркетолог.
Отношение ребенка к профессии	Рефлексия. Примерные вопросы педагога: Хотел бы ты стать экономистом? Каким должен быть экономист? В чем заключается работа экономиста? Что необходимо знать, чтобы стать экономистом?

Профессия учителя — одна из древнейших и важных в мире. В профессии учителя есть место выдумке, фантазии, изобретательности. От того, как научат человека, зависит его дальнейшая жизнь, его поступки, его отношение к другим людям. Решая различные задачи познавательного характера, дети понимают значимость и ценность труда учителя, обогащают и активизируют свой словарный запас.

Таблица 6

Педагогическая профессиограмма для изучения профессии «учитель»

№ п/п	Компонент профессиограммы	Показатели компонента профессиограммы
1	Функционал	<ul style="list-style-type: none"> - Проведение уроков в школе с учениками - Выставление оценок ученикам - Воспитание обучающихся в школе - Работа с родителями учеников - Проверяет знания у учеников - Принимает участие в школьных мероприятиях - Общается с руководством школы
	Характер работы (режим рабочего времени)	<ul style="list-style-type: none"> - Восемь часовой рабочий день

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

Орудия труда	<ul style="list-style-type: none"> - Указка - Мел - Ручка - Доска - Компьютер - Учебник - Наглядные пособия
Личные качества профессионала	<ul style="list-style-type: none"> - коммуникабельность; - доброжелательность; - образованность; - красноречивость; - терпеливость; - находчивость.
Активный словарь (терминологический словарь)	<ul style="list-style-type: none"> - Урок – организованное занятие, на котором учитель учит детей - Перемена – перерыв между уроками - Учебный класс - комната, в которой происходят учебные занятия со школьниками - Классная доска - используемая в образовательных учреждениях поверхность на стене, на которой преподаватель и ученики могут писать или рисовать для пояснения изучаемого материала. - Учебник - книга для изучения новых знаний.
Социальная значимость профессии	<ul style="list-style-type: none"> - Учитель – это наставник, который передает ученикам знания и воспитывает их.
Смежные профессии	<ul style="list-style-type: none"> - Воспитатель - Директор школы - Преподаватель
Отношение ребенка к профессии	<p>Рефлексия. Примерные вопросы педагога: Хотел бы ты стать учителем? Каким должен быть учитель? В чем заключается работа учителя? Что необходимо знать, чтобы стать учителем?</p>

В процессе освоения программы повышения квалификации педагога учатся отбирать игры профессиональной направленности для детей и создавать авторские игры.

Игры, направленные на формирование ранней профессиональной ориентации детей.

1. «Назови профессии»

Цель: формировать представления детей старшего дошкольного возраста о зависимости между результатами трудовой деятельности и профессией человека. Воспитать интерес к людям разных профессий.

Оборудование: цветок ромашки из бумаги, на лепестках которой условно изображены результаты труда людей разных профессий.

Ход игры: ребенок, отрывая лепесток ромашки, называет профессию, связанную с удовлетворением определенной потребности.

2. «Кто трудится, кто играет»

Цель: закрепить представления детей старшего дошкольного возраста о различии трудовой и игровой деятельности (трудовой – нетрудовой).

Оборудование: набор карточек с изображением трудовых и игровых (нетрудовых) процессов.

Ход игры: у каждого ребенка – набор парных карточек (трудовая – игровая деятельность). Ребенок описывает изображения, называет процессы (мальчик чистит ботинок, девочка стирает кукольное белье, дети танцуют, играют и т. д.). Устанавливает отличия (наличие результата труда или его отсутствие).

3. «Какие бывают доходы?»

Цель: уточнить знания детей об основных и дополнительных доходах; усовершенствовать навыки самостоятельного определения видов доходов (основные и не основные).

Оборудование: карточки с изображением основных видов деятельности, за которые взрослые получают основной доход – заработную плату (работа парикмахера, врача, столяра, плотника, ткачихи и др.) и видов деятельности, направленных на получение натуральных продуктов (сбор ягод, грибов, работа в саду, огороде и др.), дающих дополнительный доход.

Ход игры: дети рассматривают карточки, называют деятельность взрослых, полученный результат, выделяют основные и дополнительные доходы.

4. «Товарный поезд»

Цель: формировать представления детей о производстве различной продукции.

Оборудование: карточки с изображением товара, плоскостное изображение товарного поезда с вагонами.

Ход игры: дети раскладывают товар по вагонам так, чтобы в каждом оказался товар, одинаковый по месту производства. Например, мясопродукты – продукция мясокомбината, молочные продукты – продукция молокозавода и т. д. Мебель – мебельная продукция, игрушки – игрушечная продукция и пр.

5. «Маршруты товаров»

Цель: развивать у детей умение различать товары по их принадлежности к определенной группе (бытовая техника, промышленные товары, мебель, сельхозпродукты и др.)

Оборудование: картинки с изображением товаров и таблички с названием магазинов: «Одежда», «Мебель», «Бытовая техника», «Сельхозпродукты» и т. д.

Ход игры: каждый ребенок выбирает карточку-картинку, называет, что на ней нарисовано, определяет, в какой магазин можно увезти этот товар. Выигрывает тот, кто правильно подберет карточки к табличкам с названием магазина.

6. «Купи другу подарок»

Цель: формировать представления детей о монетах разного достоинства, в сумме составляющих цену подарка.

Оборудование: карточки с «подарками» и ценниками, монеты разного достоинства.

Ход игры: воспитатель предлагает выбрать подарок для друга. Каждый подарок имеет свою цену. Ребенок выбирает подарок, определяет стоимость и выбирает соответствующие монеты. Покупает тот, кто заплатит за товар соответствующую правильную цену.

7. «Собери вместе»

Цель: расширить представления детей о товарах; научить группировать их по разным признакам.

Оборудование: карта (панно) с изображением различных товаров.

Ход игры: у каждого ребенка – карта, на которой нарисованы разные предметы. Используя круги (диаграммы) Эйлера-Венна, дети объединяют предметы по различным признакам: съедобные – несъедобные; игрушки – орудия труда; товары, обязательные для каждого – необязательные, и т. д.

8. «Угадай, где продаются»

Цель: развивать умение детей соотносить название магазина с товарами, которые в нем продаются; развивать умение обобщать группы предметов.

Оборудование: картинки с изображением овощей, фруктов, мебели, обуви и т. д.

Ход игры: дети подбирают группы карточек с изображением овощей, фруктов, мебели и т. д. Выкладывают их перед соответствующей сюжетной картинкой, где нарисованы магазины «Мебель», «Овощи», «Супермаркет» и др. Устанавливают зависимость между названием магазина и товарами, которые в нем продаются.

9. «Магазин игрушек»

Цель: дать возможность детям практически осуществить процесс купли-продажи; развивать умение разбираться в товарах: материал, место производства, цену (стоимость).

Оборудование: разные игрушки, ценники, товарные знаки, игровые деньги.

Ход игры: прежде, чем купить понравившуюся игрушку, ребенок называет материал, из которого она сделана (дерево, металл, пластмасса, ткань, бумага и т. д.). Место производства (где, и кто сделал). Далее определяется цена игрушки. Ребенок отсчитывает определенную сумму денег и покупает игрушку. По мере того как игрушки раскупаются, продавец добавляет новые.

10. «Что быстрее купят?»

Цель: развить умение устанавливать зависимость между качеством товара, его ценой и спросом на него.

Оборудование: карточки с изображением качественных и некачественных товаров (платья для куклы, на одном из них не хватает нескольких пуговиц; машины-игрушки, на одной из них фары разного цвета; ботинки, на одном нет шнурка и пр.).

Ход игры: воспитатель предлагает ребенку пару карточек с изображением одинаковых товаров. Из двух предложенных вещей ребенок выбирает ту, которую купят быстрее, и объясняет причину своего выбора.

11. «Что и когда лучше продавать?»

Цель: закрепить знания детей о сезонности товара.

Оборудование: карточки с изображением магазина и окружающей его среды в разное время года (летом, зимой и т. д.); мелкие карточки с изображением сезонных товаров.

Ход игры: дети заполняют магазины товарами в соответствии с сезоном. Например, панамки, сандалии, сарафан, зонт от солнца и др. - в «летний» магазин. Шубу, шапки, варежки, санки – в «зимний».

12. «Что дешевле»

Цель: формировать умение ориентироваться в цене товаров, устанавливать ассортимент предметов (товаров) по цене; развить самостоятельность в выборе решения.

Оборудование: карточки с изображением разных предметов, ценники.

Ход игры: воспитатель предлагает детям построить ряды товаров от дешевого до дорогого. Дети сравнивают цены, находят разные и одинаковые по цене предметы, расставляют ценники.

13. «Назови монету»

Цель: расширять представления детей о разнообразии названий денег в художественных произведениях.

Оборудование: сказки с иллюстрациями «Малыш и Карлсон», «Приключения Пинокио», «Али-Баба и сорок разбойников» и др.

Ход игры: дети рассматривают иллюстрации, вспоминают содержание сказок. Через игровую ситуацию определяют название денег, которыми пользуются герои сказок. Например, Карлсон покупает Малышу щенка, имея несколько эре. Буратино покупает билет в театр на четыре сольдо. Али-Баба и сорок разбойников владеют динарами и т. д.

14. «Кому что подарим?»

Цель: развить умение выбирать подарок, обосновывая свой выбор.

Оборудование: куклы, карточки – картинки с изображениями машины, куклы, мяча, щенка, котенка, шапки, шляпки, костюма, платья, ботиночка, туфельки, значка, бантика и др.

Ход игры: воспитатель знакомит детей с куклами: Ариной и Кириллом. У них сегодня День рождения. Необходимо выбрать для них подарки. Предлагает рассмотреть карточки – картинки, на которых нарисованы разные предметы, вещи, украшения, выбрать понравившиеся и подарить Арине и Кириллу. Дети подбирают карточки и рассказывают, кому, что и зачем они дарят.

15. «Найди лишнее»

Цель: развивать умение определять «лишний» предмет, выделяя общий признак других.

Оборудование: карточки с изображением предметов, из которых можно определить «лишний». Например, рубль (монета), франк, марка (монета), рубль (банкнота), кофта, машина, кольцо, солнце, магазин, ларек, палатка (рыночная), жилой дом, товар, деньги, ночь.

Ход игры: ребенку предлагаются четыре картинки с изображенными на них определенными предметами. Чтобы найти лишний предмет, ребенок объединяет три предмета по какому-либо признаку. Назвав лишний предмет, ребенок объясняет свой выбор.

16. «Наоборот»

Цель: развивать умение самостоятельно подбирать противоположные по смыслу слова.

Ход игры: подбор слов (дорого – дешево, ленивый – трудолюбивый, экспорт – импорт, много – мало, покупатель – продавец и т. д.). Воспитатель называет слово, дети подбирают противоположное. Выигрывает тот, кто быстро и правильно находит нужное слово. Затем ведущим становится ребенок.

17. «Продолжи предложение»

Цель: развивать умение находить и выделять слова с экономическим содержанием при составлении рассказа.

Оборудование: картинки экономического содержания: покупка товара в магазине, на рынке, изготовление товара на производстве и т. д.

Ход игры: воспитатель сообщает условия игры. В каждом предложении есть экономические слова: покупатель, продавец, деньги, покупка, цена, товар, рынок, обмен и др. Ребенок рассматривает картинки и продолжает рассказ, начатый взрослым с объяснением слов с экономическим содержанием. Например, «Мне понравилась игрушка в магазине.», «Мухоморок покупала на рынке самовар...».

18. «Хочу и надо»

Цель: познакомить детей с многообразием потребностей и ограниченными возможностями; научить определять разницу между «хочу» и «надо».

Оборудование: карточки, на которых изображены дом, одежда, продукты питания, вода, кошка, собака, велосипед, сладости, мороженое, автомобиль, кукла, компьютер, телевизор, цветы и т.п.; игровое поле «хочу», игровое поле «надо».

Ход игры: дети должны определить, к какому понятию: «хочу» или «надо» относится изображенный на карточке предмет, и приклеить картинку на соответствующее панно.

19. «Буква растет».

Цель: развивать мелкую моторику пальцев рук детей старшего дошкольного возраста.

Оборудование: лист бумаги, карандаш.

Описание: ребенок получает лист бумаги, в противоположных концах которого нарисованы буквы - одна очень маленькая, другая очень большая. Предложить ребенку изобразить процесс увеличения или уменьшения букв, то есть рядом с маленькой нарисовать букву побольше, следующую еще больше и т. д. Обратить внимание ребенка на то, что буква должна расти понемногу, таким образом довести букву до размера, обозначенного в противоположной точке листа.

20. «Собираемся на работу»

Цель: учить детей подбирать инструментарий для людей разных профессий. Уточнять, закреплять знания детей о труде взрослых, использовать эти знания в процессе сюжетно-ролевых игр.

Оборудование игры: куклы в рабочей одежде, чемоданчики (объемные или плоскостные с прорезями для картинок), наборы игрушечных инструментов или наборы картинок с изображением инструментов.

Ход игры: на столе разложены игрушечные инструменты, педагог просит «собрать кукол на работу». Подбирать игрушки или картинки для плоскостных кукол надо по аналогии с куклами в рабочей одежде.

21. «От слова к слову»

Цель: учить детей последовательно называть предметы труда и подбирать картинки с изображением человека соответствующей профессии.

Оборудование игры: карты, разделенные на квадраты, в которых изображены предметы труда; квадраты последовательно соединены между собой пунктирной линией, заканчивающейся стрелкой, которая упирается в пустой квадрат; в этот квадрат необходимо положить картинку с изображением человека, которому нужны для работы данные вещи.

Ход игры: ребенок называет последовательно предметы, изображенные на картинках, в конце находит нужное изображение человека соответствующей профессии.

22. «Кто чем занимается»

Цель: закрепить названия действий, совершаемых людьми разных профессий.

Оборудование: картинки с изображениями людей-профессионалов.

Ход игры: дети берут картинку с изображением человека-профессионала определенной профессии и говорят, чем он занимается. Повар... (варит еду), врач... (лечит людей), учитель... (учит детей), строитель... (строит дома), художник... (рисует картины), пианист... (играет на пианино), писатель... (пишет книги), портниха... (шьет одежду), прачка... (стирает одежду), уборщица... (моет полы), продавец... (продает товар), фотограф... (фотографирует людей), воспитательница... (воспитывает детей), ткачиха... (ткет ткани), машинист... (ведет поезд), контролер... (проверяет билеты), машинистка... (печатает на машинке) и т.д.

23. «Кто знает больше профессий»

Цель: развивать умения детей старшего дошкольного возраста соотносить действия людей с их профессией, образовывать от существительных соответствующие глаголы (строитель - строит, учитель - учит и т. д.).

Ход игры:

Воспитатель. Я работаю в детском саду воспитателем. Это моя профессия. Я учу вас, ребята, хорошо себя вести, я играю с вами, рисую, читаю вам стихотворения, рассказы, гуляю с вами, укладываю спать... Это моя профессия — воспитывать вас. А какая профессия у Ирины Владимировны? Она нам готовит обед. Правильно, повар. А какие вы еще знаете профессии? (Ответы детей). Каждый взрослый человек обязательно учится какой-либо профессии. Овладев ею, поступает на работу и выполняет определенные действия. Что делает повар? (повар варит, печет, жарит, чистит овощи.) Что делает врач? (осматривает больных, выслушивает, лечит, дает лекарство, делает уколы, операции.) Что делает портной? (кроит, наметывает, распарывает, гладит, примеряет, шьет.)

Воспитатель называет и другие профессии — строителя, учителя, пастуха, сапожника, а дети перечисляют профессиональные действия.

24. «Произнеси правильно»

1. Цель: формирование правильного произношения звуков, закрепление названий профессий.

2. Ход игры: дети учат чистоговорки или скороговорки, чтобы при повторении четко произносились свистящие и шипящие звуки. Часовщик, прищурив глаз, чинит часики для нас. Водовоз вез воду из водопровода. Старый сторож Том сторожит дом. Ткет ткач ткани на платье Тане. Бублик, баранку, батон и буханку пекарь из теста испек спозаранку. Кровельщик Кирилл криво крышу крыл. Перекрыть крышу пригласили Гришу. Каша, каша, простокваша, повариха наша Маша, вместо каши на обед приготовила омлет.

25. «Профессии»

3. Цель: закрепить названия профессий и действий, которые совершаются теми или иными профессионалами.

4. Ход игры.

5. Воспитатель задает ребенку вопрос: «Что делает....?» и называет представителя любой профессии. Ребенок отвечает. Поначалу лучше брать профессии, из которых следует ответ - воспитатель воспитывает, пекарь печет, уборщик убирает. Переменяйте хорошо знакомые профессии с незнакомыми. Интересно получается, если спросить подряд «Что делает врач?», «Что делает ветеринар?» (разобрать разницу), а затем так же «учитель» и «ученый».

26. «Бинго»

Цель: развивать внимание, закреплять представления графических образов цифр 1-9.

Оборудование: индивидуальные карточки для игры, комплект карточек для воспитателя, комплект цифр 1-9 на каждого играющего.

Ход игры: воспитатель раздает детям индивидуальные карточки с рисунками профессий и цифрами. У воспитателя комплект аналогичных картинок с профессиями, но без цифр.

Воспитатель: Я буду показывать вам по очереди вот такие большие картинки, вы должны назвать правильно профессию и спрятать такую же маленькую картинку под подходящей цифрой. Выиграет тот, кто быстрее всех спрячет всех «человечков» под цифрами.

Далее поочередно демонстрируем картинки с профессиями, в произвольном порядке, делаем паузы между раундами, чтобы все успели найти подходящую цифру.

27. «Правда или нет»

Цель: закреплять знания о различных профессиях.

Оборудование: комплект картинок людей различных профессий, красная и зеленая карточка для каждого играющего.

Ход игры: воспитатель раздает детям карточки красного и зеленого цветов, говорит:

- Сейчас я буду показывать вам картинки с изображениями людей и называть профессию каждого изображенного человека. Если я буду называть правильно, вы должны показать мне зеленую карточку. Если я называю неправильно, вы показываете мне красную карточку. Далее воспитатель поочередно спрашивает детей, чередуя правильные и неправильные суждения, просит детей исправлять ваши ошибки.

Для выявления уровня сформированных представлений детей о профессиях применяется диагностическая методика Г.А. Урунтаевой и Т.И. Гризик «Представления о труде взрослых» [2].

Критерии:

6. Характер представлений о труде взрослых.
7. Отношение детей к труду взрослых.

Показателями характера представлений о труде взрослых: полнота, содержательность представлений об орудиях труда, внешнего вида, трудовых действий, результата труда. Показателями отношения к труду взрослых: адекватность и выразительность экспрессивных действий: мимических, жестовых, пантомимических, речевых.

Для изучения уровня информированности детей о труде взрослых проводится беседа, индивидуально каждому ребенку предлагается ответить на следующие вопросы:

1. Для чего люди ходят на работу?
2. Что такое профессия?
3. Какие ты знаешь профессии?
4. Какие профессии тебе нравятся больше всего?
5. Кем работают твои мама и папа?

Далее проводится эксперимент с использованием визуальных методик. Детям предлагается пять картинок, на которых изображены представители различных профессий, их орудия труда и место труда: парикмахер, продавец, водитель, регулировщик, работник почты. Ребёнок самостоятельно выбирает картинку и составляет по ней рассказ.

Для получения дополнительных сведений о профессиях, которые не были выбраны детьми, необходимо в индивидуальной беседе показать детям эти изображения и попросить рассказать о данной профессии.

Шкала оценок - Характеристика оценки ответов детей

-Ребенок дает полный, точный ответ - имеет четкое представление о должностных обязанностях, орудиях труда, о месте работы, трудовых действиях и их результатах.

-Ребенок дает неточный ответ - не выделяет отдельные детали процесса, называет не все орудия труда, опускает отдельные трудовые действия, значимость результата.

-Ребенок дает неправильный ответ - затрудняется назвать должностные обязанности, путает орудия труда, не имеет представлений о трудовых действиях и результатах труда.

Три уровня развития представлений о труде взрослых и процессе его организации:

1 уровень – высокий: дети имеют полные знания о труде взрослых, содержательно и последовательно характеризуют процесс организации их труда. В беседах с воспитателем проявляют самобытный рисунок эмоциональной экспрессии, положительные эмоции прослеживаются в мимике, жестах, речевой интонации.

2 уровень – средний: дети не имеют полных знаний о труде взрослых. Не всегда характеризуют труд взрослых, опускают действия при изложении последовательности организации труда. Не проявляют ярких эмоций в процессе проведения беседы, эмоциональная экспрессия прослеживается в основном в жестах.

3 уровень – низкий: дети не знают профессий взрослых, не владеют знаниями о процессе организации труда взрослых, не проявляют положительных эмоций, индифферентны в процессе общения с педагогом.

Результаты повышения квалификации воспитателей детских садов Самарской области показывают следующие результаты: около 85% слушателей, освоивших содержание программы повышения квалификации «Ранняя профессиональная ориентация в современных образовательных условиях» (72 ч) Самарского государственного технического университета, способны разработать «зеркальную профессиограмму» самостоятельно, составить план реализации работы педагога с ней, разработать и реализовать игры для детей дошкольного возраста профориентационной направленности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Приказ МОиН РФ от 17 октября 2013 г. № 1155 «Об утверждении федерального государственного образовательного стандарта дошкольного образования» [Электронный ресурс]. Режим доступа www.rg.ru/2013/11/25/doshk-standart-dok.html. Дата доступа 10.10.2020.

2. Урунтаева Г.А. Диагностика психических особенностей дошкольника: практикум для сред. и высш. пед. учеб. заведений / Г.А. Урунтаева. – 2-е изд., стереотип. — М.: Академия, 1997. - 297 с.

УДК 331.109

ФОРМИРОВАНИЕ КОНФЛИКТОЛОГИЧЕСКИХ КОМПЕТЕНЦИЙ У СТУДЕНТОВ НЕФТЕТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ФАКУЛЬТЕТА ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА

О.Ю.Калмыкова, П.Р.Камаева, К.В.Парфенов, О.П.Маслова

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

oukalmiykova@mail.ru

Аннотация. В статье авторами анализируются формы и методы формирования конфликтологических компетенций у студентов нефтетехнологического факультета ФГБОУ ВО СамГТУ. Приведены результаты опроса студентов инженерно-экономического, нефтетехнологического факультетов Самарского государственного технического университета, обучающиеся по направлению подготовки «Управление персоналом» и «Нефтегазовое дело», направленного на оценку респондентами необходимости

конфликтологической компетентности для профессиональной деятельности менеджера линейного (функционального) руководителя предприятия нефтегазового комплекса.

Ключевые слова: конфликт, стресс, конфликтологическая компетентность, компетенция, олимпиада, тренинг.

Разработка и реализация кадровой стратегии управления конфликтами и профессиональными стрессами руководителей и работников предприятий нефтегазового комплекса, требует использования комплексного и системного подходов в нахождении эффективных управленческих, организационно-методических и образовательных технологий. На уровне промышленного предприятия следует реализовывать следующие эффективные управленческие решения:

- развитие профессиональных компетенций работников в рамках системы дополнительного образования (повышение квалификации, переподготовка и др.);
- формирование и реализация эффективных обучающих программ;
- повышение уровня компетентности линейных и функциональных руководителей, способных гармонизировать социально-трудовые отношения в организации;
- разработка современных стратегий управления персоналом, направленных на минимизацию кадровых рисков и профилактику дисфункциональных проявлений организационных и трудовых конфликтов и др.

Одним из организационно-методических решений является образовательная технология повышения уровня конфликтологической компетентности специалистов на разных уровнях обучения, подготовки, переподготовки и повышения квалификации:

1) на уровне предприятия: руководителей, менеджеров, а также всех категорий персонала;

2) на уровне университетов: бакалавров, специалистов и магистров по направлениям подготовки в различных сферах деятельности.

Конфликтологическая компетентность – это система научных знаний о конфликте и умений управлять им, целенаправленно развиваемых в процессе специально организованного обучения применительно к ситуациям учебного и профессионального взаимодействия субъектов общения, а также совместной жизнедеятельности [1].

Авторами статьи был проведен опрос (2018-2019 г.г.), в котором приняли участие студенты инженерно-экономического, нефтетехнологического факультетов Самарского государственного технического университета, обучающиеся по направлению подготовки «Управление персоналом» и «Нефтегазовое дело». Было опрошено 86 студентов третьего и четвертого курсов дневной формы обучения.

Исследование производилось в форме анкетного опроса, авторы воспользовались методикой К.О. Старовой [2]. Каждой группе респондентов предлагалось ответить на вопросы анкеты, которая предлагала оценку необходимости конфликтологической компетентности для профессиональной деятельности менеджера линейного (функционального) руководителя предприятия нефтегазового комплекса. С целью обоснования необходимости для работников предприятий нефтегазовой отрасли конфликтологической подготовки студентам предлагалось оценить значимость конфликтологических знаний и умений. Оценки, полученные по данному вопросу, представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Оценка значимости конфликтологической компетентности для профессиональной деятельности линейного (функционального) руководителя предприятия нефтегазового комплекса

Таблица 1 - Оценка значимости конфликтологической компетентности для профессиональной деятельности линейного (функционального) руководителя предприятия нефтегазового комплекса

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

Типы компетенций	Студенты ИЭФ ФГБОУ ВО СамГТУ		Выпускники НТФ ФГБОУ ВО СамГТУ	
	Средний балл	Поставили выше 3 баллов, %	Средний балл	Поставили выше 3 баллов, %
Компетенции в области диагностики факторов и причин возникновения организационных и межличностных конфликтов	4,8	87,3	4,7	83,5
Компетенции в области профилактики профессионального, производственного и рабочего стрессов	4,5	84	4,4	82
Компетенции в области управления организационными конфликтами и профессиональным и стрессами	4,6	87,2	4,4	85,5
Компетенции в области проведения обучающих (корпоративных) тренингов	4,3	83,5	4,2	88,2
Медиативная деятельность руководителя, направленная на урегулирование конфликтного взаимодействия в трудовом коллективе	4,3	80,2	4,2	83,5
Социально-психологические методы предупреждения деструктивных конфликтов в организационной среде промышленного предприятия	4,7	87,5	4,8	90
Приемы управления своим эмоциональным состоянием и коррекции своего эмоционального поведения	4,4	87,5	4,4	89

конфликте				
-----------	--	--	--	--

Из анализа результатов опроса видно, что знания и умения в области организационной конфликтологии имеют большое значение для профессиональной деятельности линейных (функциональных) руководителей предприятия нефтегазового комплекса. Наивысшие показатели с точки зрения значимости имеют компетенции в области диагностики организационных конфликтов, а также в области управления организационными конфликтами и профессиональными стрессами и применения социально-психологических методов предупреждения деструктивных конфликтов в организационной среде промышленного предприятия.

Всем студентам был задан вопрос: «Какими, с вашей точки зрения, знаниями и умениями в сфере управления конфликтами в организации обязательно должен обладать линейный (функциональный) руководитель предприятия нефтегазового комплекса. В числе необходимых знаний и умений 95% студентов назвали: знание основ возникновения и разрешения трудовых споров и организационных конфликтов в трудовом коллективе и умение применять их на практике; умения осуществлять медиативную деятельность, направленную на урегулирование конфликтного взаимодействия в трудовом коллективе.

В качестве значимых компетенций респондентами также назывались владение искусством управления своим эмоциональным состоянием и коррекции своего эмоционального поведения в конфликте.

Одним из интерактивных методов повышения уровня конфликтологических компетенций в процессе обучения в университете является проведение олимпиады.

В Самарском государственном техническом университете в рамках Всероссийского Кадрового форума им. А.Я. Кибанова (с международным участием) проводится межвузовская предметная олимпиада «Управление конфликтами и стрессами в организации: традиции и инновации».

Олимпиада по организационной конфликтологии – это возможность для студентов повысить уровень управленческой и конфликтологической компетентности, благодаря развитию мышления при решении разнообразных теоретических и практических вариативных конфликтологических задач.

Задачами проведения олимпиады «Управление конфликтами и стрессами в организации: традиции и инновации» являются:

- создание благоприятных образовательных условий для раскрытия личностно-профессионального потенциала студентов;
- развитие профессиональной творческой активности и профессиональной самостоятельности студентов;
- формирование профессиональной общности и профессиональной идентичности у студентов;
- стимулирование учебно-познавательной деятельности студентов и др.

Организаторами олимпиады являются доцент кафедры «Экономика и управление организацией» О.Ю. Калмыкова и к.э.н., доцент кафедры «Экономика промышленности и производственный менеджмент» О.П. Маслова.

В олимпиаде принимают участие студенты очной формы обучения:

- инженерно-экономического факультета Самарского государственного технического университета (кафедра «Экономика и управление организацией», кафедра «Экономика промышленности и производственный менеджмент», кафедра «Мировая и национальная экономика»);

- нефтетехнологического – факультета Самарского государственного технического университета (кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин» и кафедра «Общая физика, геология и физика нефтегазового производства»);

- кафедры «Управление человеческими ресурсами» Самарского национального исследовательского университета имени академика С.П. Королева.

Программа олимпиады включала:

1. Просмотр короткого видеоклипа (видеофрагмента) учебного фильма и составление карты конкретного производственного конфликта. Работа в команде.

Задание: Осуществить картографический метод исследования конфликтной ситуации в промышленной организации: состав участников, границы конфликта, причины конфликта, предмет и объект конфликта, вид конфликта, структура и динамика конфликта, функции конфликта, стратегии поведения в конфликте и стратегии разрешения конфликта, нормативно-документационное обеспечение управления конфликтом в промышленной организации.

2. Решение кейса. Составление карты конфликта в промышленной организации. Работа в команде.

Задание: Осуществить картографический метод исследования конфликтной ситуации в промышленной организации: состав участников, границы конфликта, причины конфликта, предмет и объект конфликта, вид конфликта, структура и динамика конфликта, функции конфликта, стратегии поведения в конфликте и стратегии разрешения конфликта, нормативно-документационное обеспечение управления конфликтом в промышленной организации.

3. Индивидуальное задание «Тестирование».

Каждому участнику олимпиады предлагается задание в тестовой форме по теме «Управление конфликтами и стрессами в организации».

4. Командное задание «Модель управления конфликтами и стрессами в организации».

Каждой команде предлагается из набора, включающего несколько ключевых понятий, составить структурно-логическую схему, отражающую модель управления организационными конфликтами и профессиональными стрессами в промышленной организации (графически изобразить взаимосвязь всех ключевых понятий), а также сопоставить термины с их определениями.

5. Командное задание «Инновационный подход».

Каждой команде предлагается выполнить творческое задание, предполагающее рассмотрение одного из методов управления конфликтами в промышленной организации.

Студенты нефтехнологического факультета проявляют большой интерес и активно участвуют в данной олимпиаде, занимая призовые места, как в индивидуальном, так и в групповом зачете.

Включение в процесс профессиональной подготовки современных специалистов нефтегазовой отрасли конфликтологической составляющей определяются требованиями рыночной экономики:

- к повышению общей профессиональной компетенции руководителей и работников промышленного предприятия;

- к подготовке инженера, владеющего методиками диагностики и картографирования организационных конфликтов и межличностных конфликтов работников, методами профилактики и управления конфликтами;

- к активному использованию социальных технологий конфликтменеджмента и стрессменеджмента.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Староверова К.О.* Управление конфликтами в учреждениях культуры: методика обучения. – М.: Изд-во «ЛИБЕРЕЯ-БИБИНФОРМ», 2005. - 176с.

2. *Щербакова О.И., Вербцкий А.А.* Конфликтологическая культура личности специалиста: контекстный подход.- М.: МГГУ им. М.А.Шолохова, 2010.-132 с.

РАЗДЕЛ 1

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ НА УПН РАДАЕВСКАЯ <i>А.А. Егармин, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова</i>	1
2.О ВОЗМОЖНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ НА СТАДИИ ВХОДНОГО КОНТРОЛЯ ТРУБ НЕФТЯНОГО СОРТАМЕНТА МЕТОДОВ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ В УСЛОВИЯХ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ТРУБНОЙ БАЗЫ ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ» <i>М.Б. Смоленцев, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова</i>	3
3.ГЕЛИ НА ОСНОВЕ ПОЛИВИНИЛПИРРОЛИДОНА ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНАХ <i>А.А.Алиев</i>	5
4.ПРИМЕНЕНИЕ ПРЕДВАРИТЕЛЬНО СФОРМИРОВАННЫХ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ ЧАСТИЦ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНЕ <i>Н.В.Нагиева</i>	12
5.ПРЕДПОСЫЛКИ К ПРИМЕНЕНИЮ МЕТОДОВ СЕЛЕКТИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ КРЕМНИЙОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ НА ПРИОБСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ <i>К.И. Бабицкая, В.Д.Китов</i>	18
6. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ОБВОДНЕННЫХ СКВАЖИН, РАБОТАЮЩИХ В ПЕРИОДИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ ОТКАЧКИ, НА ПРИМЕРЕ МУХАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. <i>Л.Н. Баландин, В.В. Коршунов</i>	24
7.ОБОСНОВАНИЕ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В АКВАТОРИЯХ С АРКТИЧЕСКИМИ ЛЕДОВЫМИ УСЛОВИЯМИ <i>Е.В. Игнатьев, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова</i>	26
8. АНАЛИЗ МЕТОДОЛОГИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ УПСВ ГОРБАТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>Д.И. Дьячков, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова</i>	29
9. ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КАРБОНАТНЫЕ ПОРОДЫ ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА ЗАПАДНОГО СКЛОНА ЮЖНО-ТАРАНСКОГО СВОДА НА ПРИМЕРЕ БЕРКЕТ-КЛЮЧЕВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>А.А.Бурлаков, А.А.Симдянов, А.М.Зиновьев</i>	32
10.ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ <i>В.А. Долматов, В.А. Ольховская</i>	41
11. ПЕРЕРАБОТКА ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ С ПОМОЩЬЮ ГАЗОТУРБИНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ <i>К.А.Овчинников, Д.Н.Васильев</i>	44
12. КОМБИНИРОВАННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОЖАРООПАСНОЙ СИТУАЦИИ НА РЕЗЕРВУАРАХ УПН «АЛАКАЕВСКАЯ» <i>В.А. Долматов, Р.Н. Сергеев, Д.А. Уваров.</i>	48
13. АНАЛИЗ РАСЧЁТА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА <i>А. А. Гайзулина, В. А. Ольховская</i>	52
14. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ УВАРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>Ю.А.Головина</i>	55
15. КОНТРОЛЬ ОХВАТА ПЛАСТОВ МИХАЙЛОВСКО-КОХАНСКОГО	

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРОЦЕССАМИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ <i>Ю.А.Головина, Ю.А. Дубовицкая</i>	59
16.ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВЫХ И ЗАКАЧИВАЕМЫХ ВОД НА ДЕРЮЖЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ <i>Ю.А. Головина, Е.И. Соболева</i>	63
17. МОДЕРНИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ВНУТРИПРОМЫСЛОВОЙ СИСТЕМЫ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ К ТРАНСПОРТУ НА НЕФТЕГОРСКОЙ ДНС С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ <i>П.А. Головкин, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова</i>	67
18. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УЭЦН НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ <i>О.А. Грибенников, И.А. Жерельев</i>	70
19.ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В КАЧЕСТВЕ ИНСТРУМЕНТА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН <i>О.А.Грибенников, А.А.Мельников</i>	74
20.ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ГРП НА ОСНОВЕ ВУ ПАВ <i>А.В.Жадяев, В.В Коновалов</i>	82
21. ВНЕДРЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ПОКРОВСКОЙ УПСВ <i>М.В. Касьянов, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова</i>	85
22. О ПРОБЛЕМЕ ОБРАЗОВАНИИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ ЭМУЛЬСИИ ПРИ МЕХАНИЗИРОВАННОМ СПОСОБЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ И СПОСОБАХ ЕЕ РЕШЕНИЯ <i>Е.В. Левин, И.В. Царьков</i>	87
23.ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ ПОГРУЖНЫЕ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИ. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВНИЯ. <i>Е.А.Шувалов, И.В.Царьков, А.А.Мельников.</i>	89
24.ОСЛОЖНЕНИЯ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН НА ДАНИЛОВСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ <i>Г.Ю. Лукашов, И.В. Царьков</i>	98
25. ЦИРКУЛИРУЮЩИЙ СТЕНД ДЛЯ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ПОКРЫТИЯ НКТ И МУФТ К НИМ <i>И.В.Ольховский, К.А. Овчинников</i>	101
26. РЕКОНСТРУКЦИЯ ВАХИТОВСКОЙ ГАЗОКОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ <i>А.Н. Полухин, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова</i>	103
27. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ МНОГОСТВОЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ ЗАПАСОВ И ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТОВ Т1 И Т2 ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА И ПЛАСТА ДЗ АРДАТОВСКОГО ЯРУСА <i>Н.Б. Сопронюк, И.А. Боярова</i>	106
28. ВЛИЯНИЕ СТУПЕНЧАТОГО УВЕЛИЧЕНИЯ ТЕМПОВ ЗАВОДНЕНИЯ ПЛАСТА НА ДОБЫЧУ НЕФТИ ПОСЛЕ ЗАКАЧКИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНО СФОРМИРОВАННЫХ ГЕЛЕВЫХ ЧАСТИЦ <i>Э.Ф.Велиев</i>	114
29.ГЕЛЕВАЯ КОМПОЗИЦИЯ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКОВ <i>А.Д. Шовгенов</i>	124
30. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН УЭЦН ДУЛЬСИМЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>Н.А. Зюзин, Н.Ю. Хохлова</i>	131
31. ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСА ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО ПРИВОДА (ВЧРП) НА ГАЗОКОМПРЕССОРНОЙ УСТАНОВКЕ АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ» <i>Г.З.Краснова, Е.В.Иванова</i>	134

32. ВЛИЯНИЕ ГЕОДИНАМИЧЕСКОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ДИЗЪЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ НА ФИЛЬТРАЦИОННУЮ НЕОДНОРОДНОСТЬ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА ТЕКТОНИЧЕСКИ-ЭКРАНИРОВАННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ. <i>Н.М.Максимкина</i>	137
33. ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА НЕФТИ И ГАЗА С ПОМОЩЬЮ ГОРЮЧЕ-ОКИСЛИТЕЛЬНЫХ СОСТАВОВ (ГОС) <i>М.В.Ховрина М.В., С.И. Губанов</i>	143
34. ВЫБОР СПОСОБА ЗАЩИТЫ ОТ КИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ <i>Н.Ю. Хохлова, О.М. Елашева</i>	149
35. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ CO ₂ В СВЕРХКРИТИЧЕСКОМ СОСТОЯНИИ В ПРОЦЕССЕ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ) <i>Р.Ш.Зиганишин, Л.Н.Хромых</i>	152
36. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОБЪЕКТЕ АВ1-3 ВАТЬЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>А.М.Искаков А.М.Зиновьев</i>	154
37. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ИНТЕГРИРОВАННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ НОВЫХ АКТИВОВ <i>А.Ю. Кулинич П.Роцин</i>	157
38. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПРОТИВОДЕЙСТВИЯ ВЫНОСУ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ ИЗ НЕФТЯНЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ, СЛОЖЕННЫХ СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННЫМИ ПЕСЧАНИКАМИ <i>Д.А. Малахов, Г.З. Краснова</i>	159
39. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОНОЭТАНОЛАМИДОВ ЖИРНЫХ КИСЛОТ В СОСТАВАХ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ <i>Ю.М. Ярочкина, И.А. Жорник, П.В. Склюев</i>	162
40. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОВОГО ПОТОКА, ВОЗБУЖДАЕМОГО ПОВЕРХНОСТНЫМ РАЗРЯДОМ <i>Л.Н.Смирнова, А.В.Фролов</i>	166
41. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРА САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ <i>В.В.Васильев, С.С.Булыжкин, К.И.Бабицкая</i>	171

РАЗДЕЛ 2

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

1. ОБЗОР СПОСОБОВ РАСЧЁТА ЭКВИВАЛЕНТНОЙ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ ПЛОТНОСТИ <i>М.Е. Коваль, В.А. Капитонов, В.П. Шакин, А.А. Мокрев</i>	174
2. ПЕРСПЕКТИВА БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТЕЛОВ ИЗ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА <i>О.Ю. Васильчук, М.В. Мартынов</i>	187
3. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ДИСПЕРСНОГО АРМИРОВАНИЯ НА ИЗОЛЯЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ <i>А.С. Жаркенов, В.В. Живаева</i>	194
4. ИССЛЕДОВАНИЕ РЕКОМБИНИРОВАННЫХ ПРОБ КАК СПОСОБ ИЗУЧЕНИЯ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ <i>Д.Р. Закиров, Е.Н. Чернов</i>	197

5. УЧЕТ ВЛИЯНИЯ НЕОГЕНОВЫХ ВРЕЗОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРИТАЦИИ ДАННЫХ СРР НА ТЕРРИТОРИИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ <i>Р.З.оглы Мамедов, Э.И.Зиганишин, С.В.Трошкин</i>	201
6. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН И КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С УЧЕТОМ ПЛАНИРУЕМОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ <i>А.В. Худяков, А.А. Попов, А.Ю. Корнев</i>	207
7. РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ <i>Е.Н. Чернов, Е.С. Калинин, В.А.Волков, А.Н.Турапин, С.В. Афанасьев</i>	215
8. ОСОБЕННОСТИ ВСКРЫТИЯ КОШАЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ <i>О.В. Ножкина, О.А. Нечаева, А.Д. Леяков</i>	221
9. ПОДБОР ИНГИБИРУЮЩЕЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОХОДКИ ИНТЕРВАЛОВ, СЛОЖЕННЫХ АРГИЛЛИТАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ <i>В. А. Капитонов, Е. О. Игнатьева, М.А. Ахмед</i>	226
10. ПРИМЕНЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ <i>В.Н. Гнибидин, А.А. Подъячев, Куасси Нгессан Жоко Моиз</i>	229
11. ПОВЫШЕНИЕ ИНТЕНСИВНОСТИ РАЗРУШЕНИЯ ПОРОДЫ ВООРУЖЕНИЕМ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ ТИПОВ СТ И Т. <i>Р.М.Богомоллов, Г.С.Мозговой, Карим М.Хагаг</i>	244
12. МЕТОД НОРМАЛИЗАЦИИ ЭНЕРГИИ МИКРОСЕЙСМ ПРИ НИЗКОЧАСТОТНОМ СЕЙСМИЧЕСКОМ ЗОНДИРОВАНИИ <i>Р.А. Еремин, К.В. Сюраева, А.А. Подъячев, Х.Мансур</i>	251
13. ВИДЫ И ПРИЧИНЫ ОСЛОЖНЕНИЙ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В ГЛИНОСОДЕРЖАЩИХ НЕУСТОЙЧИВЫХ ПОРОДАХ <i>М.М. Волков, О.А. Нечаева</i>	256
14. АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ СПОСОБОВ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБВОДНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ <i>Ю.А.Агеева, Р.Ф.Карденас Гевара</i>	259
15. ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ УЧЕТА НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ВЫБОРЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА <i>Н.Т.Алиханов, Я.В.Симановский, В.А.Моренов</i>	262
16. ПРИМЕНЕНИЕ КОМБИНИРОВАННОЙ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНОГО УЧАСТКА СКВАЖИНЫ ДЛИНОЙ 2000М <i>А.В.Липатов, Б.К. Малков, И.М.Ибятуллин</i>	267
17. ПОВЫШЕНИЕ СТОЙКОСТИ АЛМАЗНОГО ВООРУЖЕНИЯ ДОЛОТ РДС. <i>М.Недыхалов Р.М. Богомоллов</i>	272
18. МЕТОДИКА РАСЧЕТА НАСЫЩЕННОСТИ ФИЛЬТРАТОМ БУРОВОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА <i>В. И. Никитин, Д.Ф. Кубагушев, В.В. Кусуму</i>	275
19. ЗАКОНОМЕРНОСТИ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА И МЕТОДЫ ИХ ЛИКВИДАЦИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ <i>К.А.Шиповский, В.С.Циркова, М.Е. Коваль, Е.Ю.Пилипец, Д.Д.Крепостнов</i>	278
20. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗРУШЕНИЯ ТЕМПОНАЖНОГО МАТЕРИАЛА ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ КОРРОЗИОННО-АКТИВНЫХ АГЕНТОВ <i>Д.Р.Камаев, В.В.Живаева, Д.Н.Цивинский</i>	289

21. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ЭЛЕМЕНТАМИ ТЕОРИИ ПОДОБИЯ <i>В.А. Шмелев</i>	292
22. ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЛИТОЛОГИЧЕСКОЙ СТРУКТУРЫ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПРОЦЕСС БУРЕНИЯ СКВАЖИН <i>О.А. Кулакова, К.А. Антипова, А.В. Тимофеев</i>	297
23. РЕГУЛИРОВАНИЕ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ ФИЛЬТРАТА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ПАВ <i>О.А. Нечаева, В. И. Никитин, Е.А. Камаева</i>	300
24. УСТОЙЧИВОСТЬ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ОСМОТИЧЕСКИХ ПЕРЕТОКОВ <i>Л.В. Ермолаева</i>	303
25. УСТАНОВКА И КАЛИБРОВКА ДАТЧИКОВ НА СТЕНДЕ НА НЕЗАВИСИМОЕ ТРЕХОСНОЕ СЖАТИЕ <i>К.В. Парфенов, П.Н. Букин</i>	305
26. ПРОВЕДЕНИЕ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ С ОДНОВРЕМЕННЫМ ГИДРАВЛИЧЕСКИМ РАЗРЫВОМ ПЛАСТА <i>Е.Ю. Биктимиркин Г.С. Мозговой Хагаг Карим Мостафа Мохамед Хассан</i>	310
27. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ВОДОПРИТОКА ТАМПОНАЖНЫМИ РАСТВОРАМИ НА ОСНОВЕ ПОЛИАКРИЛАМИДА <i>И.В. Павлов, П.И. Демидова, Г.С. Мозговой</i>	314

РАЗДЕЛ 3

Общая физика, геология и физика нефтегазового производства, добыча углеводородов

1. ПЕРЕИНТЕРПРЕТАЦИЯ МОДЕЛЕЙ СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА СЕВЕРНОМ КРЫЛЕ ЖИГУЛЁВСКО-САМАРКИНСКОЙ СИСТЕМЫ ВАЛОВ И ПОИСК ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ ВДОЛЬ РАЗЛОМОВ В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ДЕВОНА <i>С.В. Трошкин, К.С. Рейтхоов, И.Р. Захарова, С.П. Папухин, П.А. Ильин</i>	319
2. ПОИСКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ЛОВУШКАХ НЕАНТИКЛИНАЛЬНОГО ТИПА <i>Л.А. Марченкова А.М. Евсеева</i>	324
3. ПРИЧИНЫ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОИСКОВАНИЯ ПОДГОТОВЛЕННЫХ ПОД ГЛУБОКОЕ БУРЕНИЕ СТРУКТУР И ФАКТОРЫ, СНИЖАЮЩИЕ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГРР. <i>Л.А. Марченкова, А.А. Коронец</i>	326
4. ИЗУЧЕНИЕ ВНУТРЕННЕГО СТРОЕНИЯ ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА Д ₅ АФОНИНСКОГО НАДГОРИЗОНТА ЛАПСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА КАРТ ПОРИСТОСТИ, НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ, ПЕСЧАНИСТОСТИ <i>Н.М. Прилипко, В. Д. Лапина, И. А. Фролов</i>	328
5. ТЕКТОНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ БАССЕЙНОВЫХ ОДИНОЧНЫХ РИФОВЫХ ОБЪЕКТОВ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ. <i>А. В. Рагулин, В. В. Силецкая</i>	334
6. АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА КУДИНОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ <i>М.А. Кинжебаев, А.О. Рыков</i>	337
7. СПЕКТРАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ФЛУОРЕСЦЕНТНЫХ ИНДИКАТОРОВ В ПЛАСТОВЫХ ВОДАХ <i>А.В. Тютяев, О.Д. Комарова</i>	340
8. ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЗАИМООБРАТНЫХ ФУНКЦИЙ ПРИ РЕШЕНИИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ УРАВНЕНИЙ В ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКЕ	

С.А. Корчагин, Л.А. Марченкова347

9. ВЫДЕЛЕНИЕ ЗОН ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОСЛОЖНЕНИЙ ПО ШЛАМУ СКВАЖИНА *А.А. Морова, П.Р. Камаева*355

РАЗДЕЛ 4

Трубопроводный транспорт

1. ТРЕБОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МГ

А.А. Усанов, Л.А. Шацкая366

2. ПРИМЕНЕНИЕ ТУРБОДЕТАНДЕРНОГО АГРЕГАТА НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ (ГРС) ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СТАНЦИИ

Н. Маслихин368

3. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ (ГРС)

Н. Маслихин372

4. ИНГИБИРОВАНИЕ КОРРОЗИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А. И. Тригитыко, М. А. Истомова375

5. РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ АВТОМАТИЧЕСКОЙ КОРРЕКЦИИ СТЕПЕНИ ОДОРИЗАЦИИ ГАЗА НА ГРС

В.А. Чепудаев, Г.М. Орлова379

РАЗДЕЛ 5

Машины и оборудование нефтегазовых производств

1. ПРОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ ЗУБЧАТЫХ ПЕРЕДАЧ С УЧЕТОМ ТРЕНИЯ

И.А. Кокорев382

2. БОРЬБА С АСПО С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАГНИТНЫХ ИНДУКТОРОВ ОБРАБОТКИ НЕФТИ НА ДОБЫВАЮЩЕМ ФОНДЕ ТПП «КОГАЛЫМНЕФТЕГАЗ» ООО «ЛУКОЙЛ-ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»

Н.Г. Кац, Д.С. Иванов390

РАЗДЕЛ 6

Энергетическое обеспечение промышленных предприятий

1. СИНХРОННЫЙ ГЕНЕРАТОР ГАЗОКОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ, МЕТОДИКА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Ю.В. Зубков, Д.А. Владимиров, А.А. Горячкин, Я.А. Ратцев394

2. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ УСТАНОВОК ОХЛАЖДЕНИЯ В СИСТЕМАХ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА

А.М. Абакумов; Н.В. Андрейкин; Д.А. Владимиров; А.А. Горячкин; Я.А. Ратцев396

3. ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗМЕРОВ АКТИВНОЙ ЗОНЫ ИНТЕГРИРОВАННОГО СТАРТЕР-ГЕНЕРАТОРА АВТОНОМНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

Ю.В. Зубков, С.Ю. Кауров399

4. СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОДШИПНИКА ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА

Ю.А. Макаричев, Я.А. Ратцев, А.Р. Игамов, Д.А. Владимиров401

РАЗДЕЛ 7***Экологические проблемы нефтегазовой отрасли*****1. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ JET-GROUTING***Д.Н. Шерстобитов, А.А. Букин, К.Л. Чертес, В.Я. Шишкин* _____ 404**2. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ СТРОИТЕЛЬСТВА ШЛАМОВОГО АМБАРА НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ***М.Е. Коваль, С.В. Богаткин, Д.А. Ахполов, О.А. Корнеева* _____ 407**РАЗДЕЛ 8*****Дополнительное профессиональное образование*****1. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ***В.А. Аверьянов, Я.Г. Стельмах* _____ 410**2. СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ПОДГОТОВКИ КАДРОВ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ***П. А. Голованов, Е. П. Тупоносова* _____ 413**3. ФОРМИРОВАНИЕ ЭМОЦИОНАЛЬНОЙ КОМПЕТЕНТНОСТИ РУКОВОДИТЕЛЯ ПРЕДПРИЯТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ***В.В. Живаева, О.Ю. Калмыкова, С.Н. Парфенова, Е.П. Тупоносова* _____ 416**4. ФОРМИРОВАНИЕ КОНФЛИКТОЛОГИЧЕСКОЙ КОМПЕТЕНТНОСТИ ПРЕПОДАВАТЕЛЕЙ ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА В РАМКАХ ПРОГРАММЫ «ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ВЫСШЕЙ ШКОЛЫ»***В.В. Живаева, О.Ю. Калмыкова, Л.В. Климина, С.Н. Парфенова* _____ 423**5. СПЕЦИФИКА ПОДГОТОВКИ ПЕДАГОГОВ К ПРОЦЕССУ РАННЕЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ОРИЕНТАЦИИ ДЕТЕЙ***О.Ю. Калмыкова, Л.В. Климина, С.Н. Парфенова, Н.В. Рюмина* _____ 430**6. ФОРМИРОВАНИЕ КОНФЛИКТОЛОГИЧЕСКИХ КОМПЕТЕНЦИЙ У СТУДЕНТОВ НЕФТЕТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ФАКУЛЬТЕТА ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА***О.Ю. Калмыкова, П.Р. Камаева, К.В. Парфенов, О.П. Маслова* _____ 442

Научное издание

Ашировские чтения

Сборник трудов всероссийской научно-практической конференции

Используемое программное обеспечение:
Microsoft Office 2003

В авторской редакции

Подписано к использованию 03.12.20

Объем издания 52,9 Мб

Тираж 10 CD-R. Рег. № E12/19

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Самарский государственный технический университет»
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244. Главный корпус