



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
2019

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, 2019. – 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, 2019

© Самарский государственный
технический университет, 2019

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНАЯ ОТРАСЛЬ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ВЫЗОВОВ И АКТУАЛЬНОСТЬ ТРАНСФОРМАЦИИ

В.Н.Гнибидин

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Для оценки целесообразности и степени важности преобразований в области ресурсообеспеченности Российской Федерации необходимо, в первую очередь, иметь ясное представление о перспективах востребованности того или иного вида полезных ископаемых в будущем. При этом необходимо иметь в виду, что полезные ископаемые по своей сути относятся к «исчерпаемым и невозобновляемым» ресурсам, а ресурсообеспеченность ими оценивается соотношением объемов разведанных запасов и объемами их добычи и использования. Сами же полезные ископаемые по своему геологическому происхождению и назначению можно разделить на топливное, рудное, химическое, строительное и техническое сырье.

Современный этап постиндустриального развития общества характеризуется существенными изменениями подходов к использованию природных ресурсов, в том числе в их невозполнимой части. Это не может не наложить своего отпечатка на изменение тенденций востребованности тех или иных полезных ископаемых. В наибольшей степени это относится к области энергетики. Попытки предотвратить неминуемый дефицит невозполнимых запасов энергоносителей привели к развитию целого ряда проектов, основанных на восполняемых источниках энергии (использование энергии ветра, воды, солнца, термальных источников и так далее). Тем не менее, дефицит энергоносителей имеет место практически по всему миру и в обозримой перспективе использование углеводородного сырья, как источника энергии, будет продолжаться все в возрастающих объемах. По мнению министерства энергетики США, (U.S. Department of Energy), в течение по меньшей мере 25 ближайших лет главным источником энергии в мире останется именно нефть. Так, к 2040 году из нее будет вырабатываться не менее 30% мирового объема энергии. При этом доля снижения ее потребления по сравнению с текущим уровнем не превысит 3%. Что же касается природного газа, то темпы роста его потребления будут самыми высокими среди углеводородов.

Учитывая вышесказанное, чрезвычайно важным представляется анализ текущего состояния дел по обеспечению ресурсами народного хозяйства РФ. В частности, одним из наиболее важных аспектов данной проблемы является воспроизводство минерально-сырьевой базы (МСБ). В соответствии с принятой терминологией «Минерально-сырьевая база – это совокупность учтенных в недрах разведанных и предварительно оцененных запасов и ресурсов полезных ископаемых. В реальности это полезные ископаемые в виде месторождений, которые могут быть вовлечены в сферу общественного производства» [1]. Воспроизводство же, в классическом его понимании – это воссоздание израсходованных факторов производства (природных ресурсов, средств производства) посредством их последующего производства. Простое воспроизводство – воспроизводство в неизменных размерах, расширенное – во все увеличивающихся размерах [9].

Именно проблемы с воспроизводством МСБ как раз и являются наиболее очевидными для современной России. Суть этих проблем заключается в чрезвычайно интенсивном развитии добывающих отраслей, ресурсной базой для которых являются запасы полезных ископаемых, созданные еще в советское время. Одним из следствий такого положения дел является повышенный риск, который ложится на компании, приобретающие лицензии на право пользования недрами на самых ранних стадиях геологической изученности

месторождений [13]. В результате многие компании вынуждены вкладывать средства в доразведку месторождений, полученных в рамках лицензии, а не в открытие новых. Важно иметь в виду, что воспроизводство МСБ может быть достигнуто как путем совершенствования технологий добычи, так и за счет геологоразведочных работ (ГРР). Расширение же ресурсной базы обеспечивается исключительно увеличением объемов поисково-разведочных работ [9].

Приходится констатировать, что в настоящее время отсутствует единая точка зрения на величину оптимального соотношения между необходимыми объемами запасов минеральных ресурсов и темпами их добычи. Различие подходов к интерпретации этого аспекта проблемы воспроизводства МСБ можно свести к следующим основным положениям.

- Количество разведанных запасов минеральных ресурсов вполне обеспечивает функционирование промышленного производства и экспортные потребности. Поддержание необходимого уровня добычи должно обеспечиваться совершенствованием инфраструктуры добывающей отрасли и вовлечением в разработку ранее открытых месторождений. Широкомасштабное проведение ГРР может быть отложено на неопределенный период.

- Основные усилия следует направить на более рациональное использование потенциала «старых» месторождений путем использования различных методов интенсификации добычи и применения различного рода вторичных методов. При этом развитию поисково-разведочных работ отводится вспомогательная роль.

- Восполнение МСБ возможно только за счет широкомасштабных поисково-разведочных мероприятий в новых, недостаточно исследованных в предыдущий период районах (шельф арктических и дальневосточных морей, Восточная Сибирь и т.д.).

- Интенсивность и методологическая направленность ГРР требуют региональной дифференциации. При этом в регионах с развитой инфраструктурой добычи должно осуществляться расширенное воспроизводство МСБ за счет применения новых методов разведки. В новых же, перспективных районах, в настоящее время достаточно провести ограниченные поисково-разведочные работы, которые призваны обеспечить задел для развития сырьевой базы в последующий период [5].

Следует отметить, что ни одна из приведенных точек зрения по существу не имеет строгого научного обоснования. В СССР соотношение между объемами запасов и добычи определялось регламентированным превышением прироста запасов над планируемым уровнем добычи. Так, в соответствии с рекомендациями Госплана [6] превышение запасов нефти категорий А, В, С1 над планируемым уровнем добычи должно было быть 25-30-кратным. Именно такая методика использовалась при разработке плановых показателей отрасли в 70-80-е годы прошлого века. Последующая практика показала несостоятельность такого подхода, как минимум, по двум описанным ниже причинам [12].

- В каждом конкретном районе добычи кратность превышения объемов запасов не является величиной постоянной. Будучи максимальной в период начала разработки месторождения, она постепенно снижается до минимальных значений, соответствующих достижению уровня максимальной добычи. Затем необходимая кратность возрастает при том, что резервов для воспроизводства запасов на месторождении уже не остается.

- Необходимая кратность, определяемая при равных условиях (например, при максимальном уровне добычи), существенно отличается для

различных районов добычи. Последнее связано с различной качественной структурой запасов, в частности, с величиной доли трудноизвлекаемых запасов.

В данной ситуации полезно обратиться к анализу ситуации с обеспеченностью сырьевой базой крупнейших отечественных и зарубежных нефтедобывающих компаний (рис. 1).

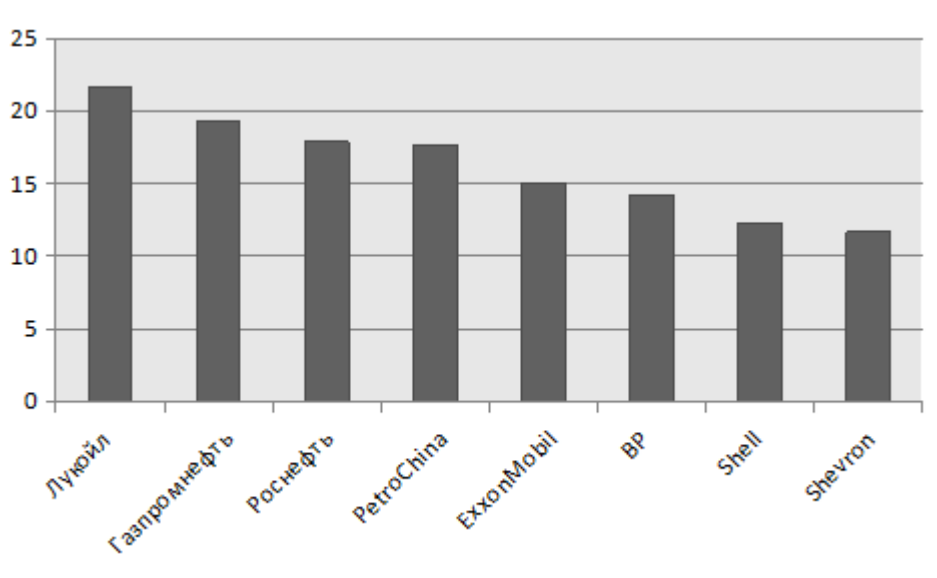


Рис. 1 – Фактическая кратность запасов по основным нефтедобывающим компаниям.

Источник: составлено автором по данным [13].

Очевидно, что современное состояние сырьевой базы нефтедобывающих компаний далеко от параметров, рекомендованным некогда Госпланом. Тем не менее, даже и в таком «урезанном» виде задача обеспечения сырьевыми ресурсами добывающей и перерабатывающей промышленности становится все более трудновыполнимой.

Проблема существенного снижения темпа обеспеченности добывающей промышленности соответствующей сырьевой базой носит интернациональный характер. Динамика изменения соотношения между объемами добычи нефти в мире и темпами прироста ее разведанных запасов (рисунок 2) свидетельствует, что, начиная с 1984 года возник разрыв в данном соотношении, который усугубляется и по сей день. Не лучшим образом обстоят дела и в Российской Федерации. Как отмечается в [12], начиная с 2005 года объем добычи таких полезных ископаемых, как газа, золота, угля, нефти, железных руд существенно превышает



Рис.2 – Динамика соотношения темпов добычи и разведки запасов нефти в мире.

Источник: составлено автором по данным Hughes GSR Inc.

запасов. При этом новых значимых открытий практически не совершается, а прирост добычи получается, в основном, на ранее открытых месторождениях. Сам же прирост запасов по промышленным категориям составляет всего лишь около 5% от годового прироста добычи. Можно назвать несколько значимых, на наш взгляд, причин создавшегося положения.

1. Ослабление влияния государства на формирование минерально-сырьевой базы.

В СССР проведение ГРП было прерогативой Министерства геологии. При этом все работы осуществлялись исключительно за счет бюджетных средств. В настоящее же время основные расходы на восстановление ресурсной базы ложатся на плечи недропользователей. По данным Федерального агентства по недропользованию [4] распределение источников финансирования осуществляется следующим образом (рисунок 3).

Следствием указанного ослабления стало хроническое недофинансирование отрасли в целом и существенное снижение объемов поисково-разведочного бурения в частности (рисунок 4). Причиной этого является, на наш взгляд, снижение инвестиционной привлекательности геологоразведочных работ. Так, по свидетельству авторов [10] еще в 2010 г. Президент ПАО «ЛУКОЙЛ» В.Ю. Алекперов заявил о снижении на 65% инвестиций в геологоразведку. Причиной такого шага он назвал существующий порядок, при котором разведанные месторождения передаются государству, а не недропользователю, с о в е р ш и в ш е м у

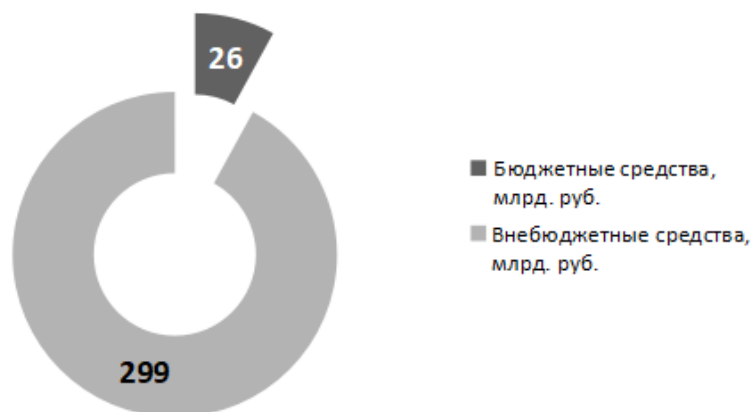


Рис.3 – Распределение затрат при реализации программы «Воспроизводство минерально-сырьевой базы, геологическое изучение недр» в 2017 г.

Источник: составлено автором по данным Федерального агентства «Роснедра»

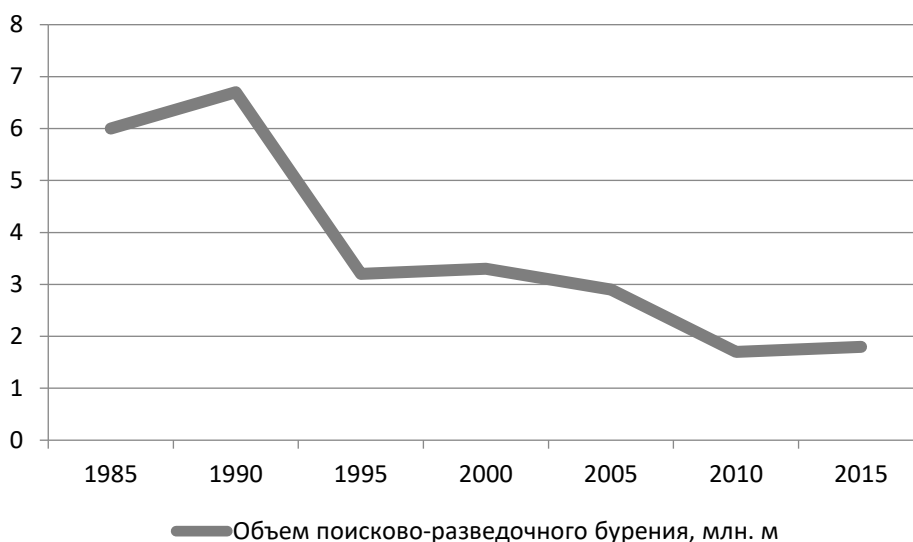


Рис.4 - Динамика изменения объемов поисково-разведочного бурения в России.

Источник: Составлено автором по данным [11].

открытие. Кроме того, затраты на производство ГРП подлежат возмещению только в случае их завершения с положительным результатом. О том же, по существу, говорится и в «Стратегии развития геологической отрасли до 2030 года» [8] где, наряду с другими факторами, сдерживающими развитие минерально-сырьевой базы, отмечается тот факт, что «действующая система государственного регулирования отношений недропользования не создает достаточных условий для привлечения инвестиций недропользователей в геологоразведочные работы».

В этом свете показательным является сравнение относительной доли доходов отечественных и зарубежных добывающих компаний, направляемых на компенсацию запасов (рисунок 5).

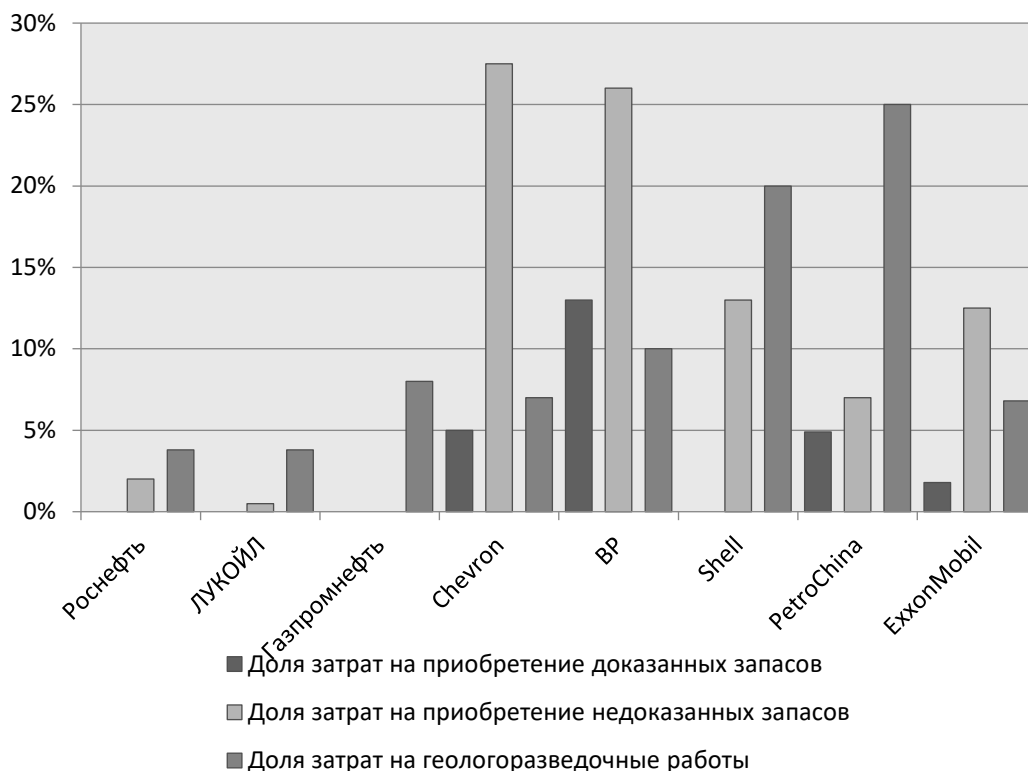


Рис. 5. Сравнение затрат добывающих компаний на компенсацию запасов нефти, в %% от чистой прибыли.

Источник: составлено автором по данным [13].

Совершенно очевидно, что существенное различие в объемах средств, направляемых на эти цели зарубежными и отечественными компаниями, как раз и является следствием разного подхода к мотивации такого рода вложений.

II. Существенное изменение структуры сырьевых запасов.

К числу показателей, характеризующих указанные изменения, можно отнести следующие.

Истощение запасов в традиционных районах добычи. Так, нефтяные месторождения, обеспечивающие в настоящее время основные объемы добычи нефти, были открыты более 30 лет назад. В настоящее время они практически сплошь вступили в стадию падающей добычи. Степень выработанности месторождений по отдельным регионам характеризуют данные, приведенные на рис. 6. Подобную же ситуацию можно наблюдать и в Западной Сибири. Располагающиеся здесь крупнейшие месторождения, числом более 150, также вступили в заключительную стадию разработки. Достаточно упомянуть среди них такие гиганты, как Федоровское, Самотлор, Северо-Варьганское, Мамонтовское, Южно-Сургутское

–

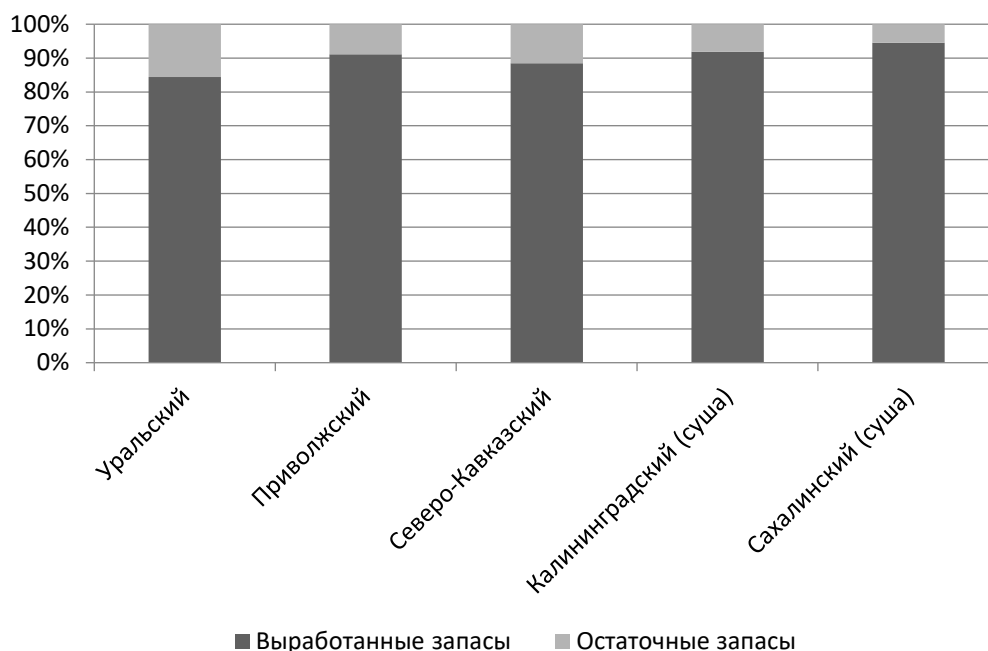


Рис. 6 – Степень выработанности нефтяных месторождений по регионам России. Источник: составлено автором по данным [13].

– Сокращение размеров запасов вновь открываемых месторождений. За последние полвека произошло снижение средних запасов открываемых в России нефтяных месторождений более, чем в 30 раз. При этом среди более, чем 2000 месторождений выявлено уникальных (с запасами более 300 млн. тонн), не более двадцати. При этом накопленная добыча из них составила более 40% от общей [13]. Аналогичная картина наблюдается не только в России, но и во всем мире.

– Значительный рост доли трудноизвлекаемых запасов (ТИЗ). Данный вид углеводородного сырья является важным резервом пополнения ресурсов. К их числу ТИЗ принято относить две основные категории запасов: залежи с низкой проницаемостью продуктивных пластов и залежи высоковязкой нефти. В настоящее время доля ТИЗ в общем балансе запасов углеводородного сырья в России составляет более 65% [8]. При этом, по мере выработки традиционных запасов, доля ТИЗ будет непрерывно расти. Безусловно, ТИЗ является важным ресурсом, добыча которого может способствовать поддержанию добычи на необходимом уровне. Необходимо, однако, иметь в виду, что экономически эффективная технология добычи в этом случае требует использования принципиально иных, значительно более затратных и наукоемких методов. Именно поэтому стоимость добычи ТИЗ в 3-7 раз превышает стоимость добычи по традиционным технологиям.

– Общее снижение коэффициента извлечения нефти (КИН). Указанное снижение является одним из следствий отмеченного выше увеличения доли ТИЗ в структуре запасов. Данный показатель в настоящее время снизился до уровня 0,3 по сравнению со средним значением 0,45, который имел место в советский период. Другим фактором, оказывающим влияние на

КИН, является растущая обводненность добываемой нефти, являющаяся следствием широко применяемых технологий интенсификации добычи. Важно иметь в виду, что по данному показателю (84% в среднем по России) отечественная нефтедобывающая промышленность выглядит не лучшим образом по сравнению с остальным миром, где средняя обводненность составляет порядка 70%. Снижение обводненности, наряду с широким освоением добычи ТИЗ, являются главными резервами в обеспечении потребностей нашей страны в углеводородном сырье.

– Усложнение горно-геологических и географических условий открытия и освоения новых месторождений. Данный аспект изменений структуры сырьевых запасов сопровождается также увеличением территориального разрыва между районами добычи сырья и его потреблением.

На протяжении последних полутора десятилетий добывающая промышленность и геологоразведочный сектор России в целом развивались в соответствии с международными тенденциями. Тем не менее, поскольку по большинству полезных ископаемых прирост их запасов не восполняет объемы добычи, а поступления в государственный бюджет формируются, в основном, именно за счет добывающих отраслей, опережающее развитие системы воспроизводства минеральных ресурсов является решающим условием динамичного развития российской промышленности и общества в целом. Именно поэтому столь пристальное внимание обращают на себя усилия, предпринимаемые в этом направлении геологическим холдингом АО «Росгеология». Созданное в соответствии с Указом Президента Российской Федерации в 2011 году, это предприятие стало центром формирования уникального образования, включающего в себя 63 профильных государственных предприятия.

В соответствии со «Стратегией развития геологической отрасли до 2030 г.» [8] предполагается перевести геологическую отрасль России на качественно новый уровень. В число задач, поставленных перед холдингом, входят следующие:

- повысить к 2020 году уровень изученности территории Российской Федерации до 50%;
- к этому же сроку предстоит повысить до 60% уровень изученности территорий Российской Федерации, подверженных влиянию опасных процессов и явлений;
- обеспечить рост объемов финансирования за счет внебюджетных источников на 40% к 2020 году;
- осуществить законодательные реформы, обеспечивающие закрепление права недропользователей на разработку месторождений, открытых в ходе осуществляемых ими геологоразведочных работ.

Успешность выполнения поставленных задач во многом зависит от того, насколько слаженными и эффективными будут совместные действия всех сторон, участвующих в выполнении поставленной задачи. А этом свете особый интерес представляет комплекс мероприятий, представленных в Проекте «Дорожной карты развития геологической отрасли до 2050 года», разрабатываемой в рамках проекта «Форсайт «Геология будущего» [14]. В настоящий же момент можно выделить целый ряд факторов, которые так или иначе препятствуют развитию геологоразведочных работ в России.

– *Ограниченные возможности привлечения банковского капитала для финансирования ГРП.* Ввиду рискованности операций, связанных с покупкой лицензий на пользование недрами, заемщику практически не представляется возможным предоставить гарантии возврата кредитных средств. Это приводит к тому, что такого рода сделки

закljučаются, в основном, за счет использования собственных средств, то есть являются доступными исключительно для крупных игроков.

– *Чрезмерная закрытость геологической информации и предоставление ее исключительно на платной основе.* Геологическая информация, полученная за счет средств недропользователей, передается на хранение в государственные геологические фонды, но выдается для ознакомления только по письменному разрешению владельца. Если принять во внимание различные ограничения по предоставлению геологической информации, полученной за счет бюджетных средств (секретность, масштабность и пр.), то в итоге значительная часть информации так и остается недоступной потенциальным пользователям. Это существенно ограничивает возможности государства в эффективном распоряжении природными ресурсами.

Подводя итоги исследования, можно сделать следующие выводы о целесообразности осуществления некоторых шагов по трансформированию системы геологоразведочной отрасли.

1) *Совершенствование подходов к использованию государственного фонда недр.* В зависимости от степени изученности и объема бюджетных средств, вложенных в геологоразведочные работы, представляется целесообразным дифференцировать подход к распределению участков недрфонда. Так, участки категории Р1 с разведанными и предварительно оцененными запасами могут быть отнесены к той части фонда, распределение которого может производиться в соответствии с ныне действующими правилами. Основная задача государства при этом должна состоять в получении компенсации бюджетных средств, затраченных на геологоразведку. Вторую часть недрфонда могут составить все остальные участки. Здесь основной задачей государственного регулирования должно стать привлечение инвестиций в начальные стадии ГРР, поэтому оборот таких участков желательно сделать свободным.

2) *Совершенствование системы лицензирования на проведение ГРР.* По нашему мнению, такие лицензии на право проведения ГРР на участках, относящихся ко второй части недрфонда, могут выдаваться на основании заявок потенциальных недропользователей. При этом какие-либо имущественные требования к недропользователю предъявлять нецелесообразно. Лицензия должна отражать право недропользователя на проведение ГРР и на разработку месторождения в случае его открытия. К числу же обязательств недропользователя следовало бы отнести минимальный уровень затрат средств на проведение ГРР и предоставление отчетности о них в строго регламентированной форме. Оборот лицензий желательно сделать свободным, а прекращение действия лицензии – осуществлять на основании решения суда при не достижении минимальных уровней инвестиций в ГРР и предоставлении некачественной отчетной информации.

3) *Повышение мер государственной поддержки ГРР.* Такого рода поддержка должна осуществляться в сфере налогообложения и предусматривать полное или частичное освобождение от налога на прибыль средств, направляемых на цели геологоразведки. Такие же меры могут быть предусмотрены в качестве стимулирующих осуществление полного цикла отработки месторождений и рекультивации использованных земель. С целью привлечения сторонних инвесторов крайне желательным было бы также введение механизма переуступки налоговых льгот на инвестиции в ГРР.

4) *Расширение участия частного капитала в финансировании ГРР.* С учетом повышенного риска геологоразведочного бизнеса данный аспект проблемы может

быть реализован только путем создания системы рынков частного акционерного капитала. В развитых промышленных странах подобная форма привлечения инвестирования средств крупных и мелких вкладчиков довольно успешно существует в виде специальных инвестиционных фондов, площадок венчурного капитала и фондовых бирж. Разумеется, данное направление развития может быть реализовано только в случае обеспечения свободного получения и обращения прав на пользование недрами, освобождения от налога на прибыль средств, направляемых на ГРП и получения неограниченного доступа к геологической информации.

В заключение хотелось бы выразить надежду, что комплекс предложенных мер окажет благоприятное воздействие на трансформацию геологической отрасли и окажет существенное влияние на ее поступательное развитие в деле обеспечения Российской Федерации необходимыми ресурсами и средствами для дальнейшего процветания.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Архипов, Г.И.* Основы недропользования / Г. И. Архипов.– Хабаровск: РИОТИП, 2008.– 353 с.
2. *Варшавская, И. Е.* Новые подходы к решению проблемы роста ресурсной базы углеводородного сырья / И. Е. Варшавская, Ю. А. Волож, А. Н. Дмитриевский, Ю. Г. Леонов, Н. В. Милетенко, М. А. Федонкин // Геология нефти и газа. 2.– М. : Геоинформмарк, 2011.
3. *Исаева Н.С.* Оценка экономической эффективности эксплуатации минерально-сырьевой базы нефтегазовых компаний / Н. С. Исаева // Управление экономическими системами: электронный научный журнал.– 2016.– № 9.– URL: <http://www.uecs.ru>.
4. Итоговый доклад «О результатах и основных направлениях деятельности Роснедр за 2015 год и задачах на 2016 год». Федеральное агентство по недропользованию «Роснедра».– URL: <http://www.rosnedra.gov.ru/article/8472.html>.
5. *Мастепанов, А. М.* Топливо-энергетический комплекс России на рубеже веков – состояние, проблемы и перспективы развития / А. М. Мастепанов. – М. : Энергия, 2009.– 474 с.
6. Методические указания к разработке государственных планов экономического и социального развития СССР. – М.: Экономика, 1980.
7. *Панов Р.С.* Развитие геологоразведки – залог стабильного экономического развития России / Аналитический вестник Совета Федерации Федерального собрания Российской Федерации «О состоянии геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы».-2014.- №16 (354)/
8. Распоряжение Правительства РФ от 21.06.2010 N 1039-р «Об утверждении Стратегии развития геологической отрасли Российской Федерации до 2030 года».
9. Словарь современных экономических правовых терминов / авт.-сост. В. М. Мимов, А. Н. Тур, Н. В. Стах [и др.].– Минск : Амалфея, 2002.– 816 с.
10. Состояние ресурсной базы нефтедобычи в России и перспективы ее наращивания / Гаврилов В.П., Грунис Е.Б. // Геология нефти и газа — 2012 .— №5 — с. 32-40.
11. Статистика // Бурение и нефть. 2017. № 2. С. 64.
12. *Халимов Э.М., Гомзиков В.К., Фурсов А.Я.* Управление запасами нефти. - М.: Недра, 1991.
13. *Эдер, Л. В. и др.* Особенности современного развития газодобывающей промышленности России / Л. В. Эдер, В. Ю. Филимонова, В. Ю. Немов, И. В. Проворная // Газовая промышленность. – 2014.– рис№ 4.– С. 8–14.

ВЕРХНЕВИЗЕЙСКО-СЕРПУХОВСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ КАК ОБЪЕКТЫ ДЛЯ ЗАХОРОНЕНИЯ СТОЧНЫХ ВОД

Л.А.Марченкова, А.А.Толкунова

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

larisa.mw@mail.ru

tola21@yandex.ru

Сегодня при добыче нефти используют заводнение нефтяных пластов подтоварными водами. Объем нефтепромысловых вод, используемых для заводнения, составляет 48-50%.

Химический и качественный состав попутных сточных вод предопределяет невозможность сброса их в поверхностные источники. Это показывается следующими факторами.

Сточные воды представляют собой высокоминерализованные рассолы с минерализацией (до 281 г/дм³), и с содержанием хлоридов (до 172 г/дм³), сероводорода и железа.

Так же, сточная вода может быть загрязнена механическими примесями, нефтью, продуктами коррозии, и ингибиторами коррозии, деэмульгаторами. Технология очистки сточных вод от солей не разработана. Поэтому сброс сточной воды в водоемы вызовет засоление воды, что, соответственно, ведет к нарушению экологического равновесия.

Сточные воды нефтяных месторождений, также, как и пластовые, характеризуются содержанием микроэлементов, к которым относятся тяжелые металлы. Последние, в свою очередь, входят в так называемые токсикологические и органолептические показатели воды, показывающие безопасность, безвредность и вкусовые качества воды, используемой в питьевых целях.

В результате проведенных в Самарской и Ульяновской областях исследований прошлых лет по обнаружению участков недр, пригодных для сброса попутно- добываемой с нефтью воды, многолетнего практического опыта закачки этих вод на ряде разрабатываемых нефтяных месторождений в глубокие поглощающие горизонты, пласт-коллектор в отложениях верхневизейско-серпуховского возраста нижнего карбона определен как один из наиболее перспективных. Верхневизейско-серпуховские отложения имеют повсеместное распространение, отделены от зоны активного водообмена прочным региональным водоупором и имеют высокие коллекторские свойства.

По опыту эксплуатации полигонов сточных вод в Самарской и Ульяновской областях, указанный выше поглощающий горизонт имеет высокую приемистость - от 200 до 1500-2000 м³/сут. Залегают он на больших глубинах, обладает значительными мощностями и содержит в себе рассолы с минерализацией более 250 г/дм³.

Нижним водоупором поглощающего водоносного горизонта являются плотные, непроницаемые карбонатно-терригенные породы тульского горизонта. Доля пористых, проницаемых прослоев достигает 30%. Коэффициент пористости проницаемых пропластков изменяется от 13 до 25 %. Средний коэффициент пористости 10 %.

Одним из ключевых этапов для выбора пласта-коллектора на месторождении является химическая совместимость подземных вод поглощающего горизонта с закачиваемыми в него водами и совместимость последних с водовмещающими породами, а

также положение поглощающего горизонта по отношению к разрабатываемым залежам нефти по глубине, его емкостные и коллекторские свойства.

Пластовые воды верхневизейско-серпуховских отложений, используемые в качестве поглощающего горизонта, представляют собой высокоминерализованные рассолы хлоркальциевого типа, минерализация и содержание хлоридов в которых того же порядка, что и в сточных водах. То же относится и к микрокомпонентам. Поэтому высокое содержание хлоридов не является загрязняющим фактором для вод этого поглощающего горизонта.

Необходимость и целесообразность сброса сточной воды в поглощающий горизонт верхневизейско-серпуховских отложений обуславливается следующими факторами:

- закачка излишнего объема воды, более установленного проектом разработки (для ППД), осложняет эксплуатацию скважин и может привести к снижению нефтеотдачи;
- отсутствие технологии очистки сточных вод от растворенных солей, в том числе хлоридов;
- некондиционность сточной воды по полезным компонентам для использования ее в качестве природного сырья с целью извлечения брома, йода, стронция, калия, лития, германия;
- близость значений по содержанию растворенных солей, в том числе хлоридов, микроэлементов закачиваемой сточной воды и вод поглощающих горизонтов;
- глубокое залегание верхневизейско-серпуховского водоносного комплекса, изоляция от вышележащих водоносных горизонтов.

Главными критериями для выбора пласта-коллектора с целью захоронения сточных вод являются следующие:

- надежная изоляция поглощающих горизонтов выдержанными по мощности, регионально протяженными водоупорами от вышележащих водоносных горизонтов зоны активного водообмена, используемых для хозяйственно-питьевого водоснабжения;
- поглощающий горизонт должен иметь повсеместное распространение и выдержанную мощность;
- пласты являющимся коллектором необходимо иметь достаточную водопроницаемость для обеспечения дальнейшей приемистости поглощающих скважин и экономически эффективный сброс заданного количества стоков;
- подземные воды поглощающего горизонта не должны быть пригодны для лечебных целей, хозяйственно-питьевого водоснабжения и извлечения из них полезных компонентов;
- совместимость пластовых вод и пород поглощающего горизонта с утилизируемыми водами при исключении образования нерастворимых осадков;
- отсутствие тектонических нарушений в зоне залегания поглощающих горизонтов;
- поглощающий горизонт в радиусе 20-30км от полигона утилизируемых стоков не должен выклиниваться или иметь выходы на поверхность.

На основе вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

- пласт-коллектор в верхневизейско-серпуховских отложениях нижнего карбона подходит для утилизации сточных вод поглощающий, поскольку сбрасываемые воды совместимы с подземными водами и породами пласта-коллектора;
- поровый объем поглощающего горизонта хорош для приема ожидаемого излишка попутно добываемых вод, ориентирующий на утилизацию через поглощающие скважины;
- поглощающий горизонт изолирован от водоносных горизонтов зоны активного водообмена глинами верейского горизонта и непроницаемыми карбонатными породами башкирского яруса (в подошве);

- нефтяные залежи бобриковского горизонта визейского яруса (пласт Б1+Б2) нижнего отдела каменноугольной системы и фаменского яруса (пласт D3fm) отделены от поглощающего горизонта тульским водоупором.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гидроэкологический контроль на полигонах закачки промышленных сточных вод (методическое руководство). РД 51-31323949-48-2000 / под ред. В. П. Ильченко. – М., 2000.
2. Гидрогеологические исследования для обоснования подземного захоронения промышленных стоков. Под ред. В.А. Грабовникова. М., Недра, 1993 г.
3. Методические рекомендации по геохимическому изучению загрязнения подземных вод. ВСЕГИНГЕО, М. 1991 г.
4. РД 39-0147098-018-90. Методические указания по составлению раздела охраны природы в проектах на строительство нефтегазопромысловых объектов и обустройство нефтяных месторождений.
5. Определение химической совместимости пластовых вод нефтяных месторождений, Методическое руководство. Куйбышев, 1974 г.

УДК 553.982.2

ОПТИМИЗАЦИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ С ПОМОЩЬЮ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ

А.В.Тютяев, И.С.Должикова, М.Ю.Салгираев, Д.Ю. Макаров

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия,

tyutyaev@mail.ru

В настоящее время одной и самых актуальных проблем при разработке нефтяных месторождений является повышение продуктивности скважин и коэффициента извлечения нефти при снижении капитальных вложений и затрат на эксплуатацию скважин. В особенности это касается разработки месторождений на поздних стадиях разработки и(или) с различными осложнениями. Основным инструментом повышения эффективности разработки месторождения являются геолого-технологические мероприятия (ГТМ). Существующие системы обработки и интерпретации промысловой, геофизической, геологической, петрофизической и сейсмической информации позволяют вести мониторинг разработки [1], а эффективное планирование ГТМ даёт возможность оптимизировать разработку [2]. Наиболее эффективными методами планирования ГТМ на данный момент являются методы, важнейшим элементом которых является анализ текущих геолого-технологических характеристик разрабатываемых объектов [3]. Для обоснованного анализа необходимо полномасштабное моделирование, однако обработка больших баз данных связана с существенными трудозатратами. В этой связи представляется возможным использование

корреляционного и регрессионного анализа, позволяющих проводить анализ больших объемов, имеющихся данных предыдущего опыта проведения различных ГТМ. Основным преимуществом такого статистического анализа является простота расчета с использованием пакетов программ вроде Excel и Statistica. Кроме того, такой подход применим также при анализе влияния различных осложнений на эффективность работы скважинного оборудования, например, зависимость межремонтного периода от содержания мехпримесей, парафинов, высокого газового фактора и т.д.

На первом этапе составляется матрица корреляции зависимости эффективности ГТМ (дополнительная добыча) от характеристик анализируемого объекта (месторождения, предприятия и т.д.). Коэффициенты корреляции варьируются в интервале от -1 (обратная зависимость) до 1 (прямая зависимость). Нулевое значение коэффициента показывает, что параметры независимы. Помимо коэффициентов корреляции определяется р-уровень для каждой пары, который демонстрирует достоверность полученных результатов. Например, коэффициент корреляции с р-уровнем 0.05 достоверен с вероятностью в 95%, т.е. вероятность того, что полученный результат простая случайность равен 5%. Далее можно построить графики зависимости от данных параметров, а также уравнение множественной регрессии. Это уравнение позволяет выполнить обоснованный прогноз эффективности планируемых ГТМ.

На рисунках 1 и 2 представлены результаты анализа эффективности 876 ГТМ, проведенных на группе объектов в Оренбургской области. Показана зависимость дополнительной добычи- ΔQ_n от начального дебита- Q_n , обводнённости- Q_n , газового фактора-ГФ, пластового давления- $R_{пл}$, эффективной толщины пласта- $h_{эф}$, давления насыщения- $R_{нас}$, вязкости нефти, расчленённости пласта, пористости.

	ΔQ_n	Q_n	Обвод.	ГФ	$R_{пл}$	$h_{эф}$.
ΔQ_n	1	0,41 p=0,0007	-0,18 p=0,056	0,31 p=0,022	0,31 p=0,011	0,02 p=0,81
Q_n	0,66 p=0,0007	1	-0,34 p=0,002	0,17 p=0,207	0,14 p=0,276	0,14 p=0,393
Обвод.	-0,18 p=0,056	-0,34 p=0,002	1	0,11 p=0,187	0,06 p=0,899	0,04 p=0,707
ГФ	0,31 p=0,022	0,17 p=0,207	-0,11 p=0,187	1	0,65 p=0,000	0,08 p=0,436
$R_{пл}$	0,31 p=0,011	0,14 p=0,276	0,06 p=0,899	0,65 p=0,000	1	-0,27 p=0,058
$h_{эф}$.	0,02 p=0,81	0,14 p=0,393	0,04 p=0,707	-0,08 p=0,436	-0,27 p=0,058	1

Рис. 1. Матрица корреляций, геолого-технологические параметры

По приведённым данным строится уравнение регрессии. Так же можно построить матрицу корреляций параметров, влияющих на отказ скважинного оборудования. Например, рисунки 3 и 4 показывают графики зависимости наработки от некоторых параметров. Каждая диаграмма содержит доверительную область, которая так же демонстрирует общую закономерность. Доверительные кривые строились с вероятностью $q = 95\%$ и обозначались пунктирными линиями.

	ΔQ_n	$R_{нас.}$	Вяз. неф	Расчл.	Прониц.	Порист.
ΔQ_n	1	0,105	-0,126	0,106	-0,089	-0,158
$R_{нас.}$	0,105	1	-0,268	-0,299	-0,108	-0,280
Вяз. неф	-0,126	-0,268	1	0,056	0,076	0,268
Расчл.	0,106	-0,299	0,056	1	0,041	0,127
Прониц.	-0,089	-0,108	0,076	0,041	1	-0,079
Порист.	-0,158	-0,280	0,268	0,127	-0,079	1

Рис. 2. Матрица корреляций, геолого-физические параметры

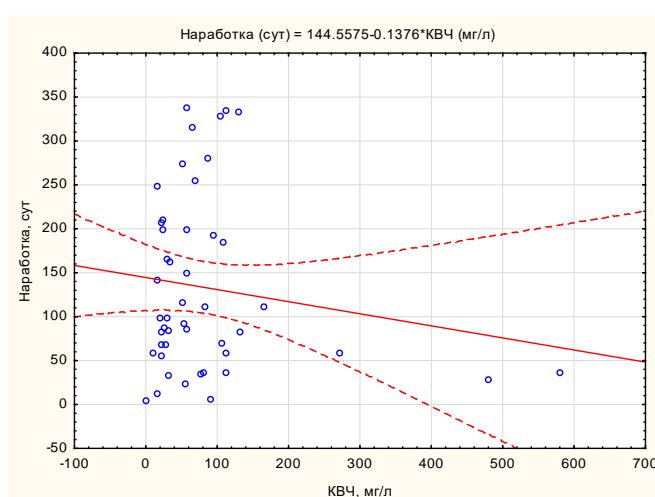


Рис. 3. Диаграмма рассеяния для зависимости наработка-КВЧ

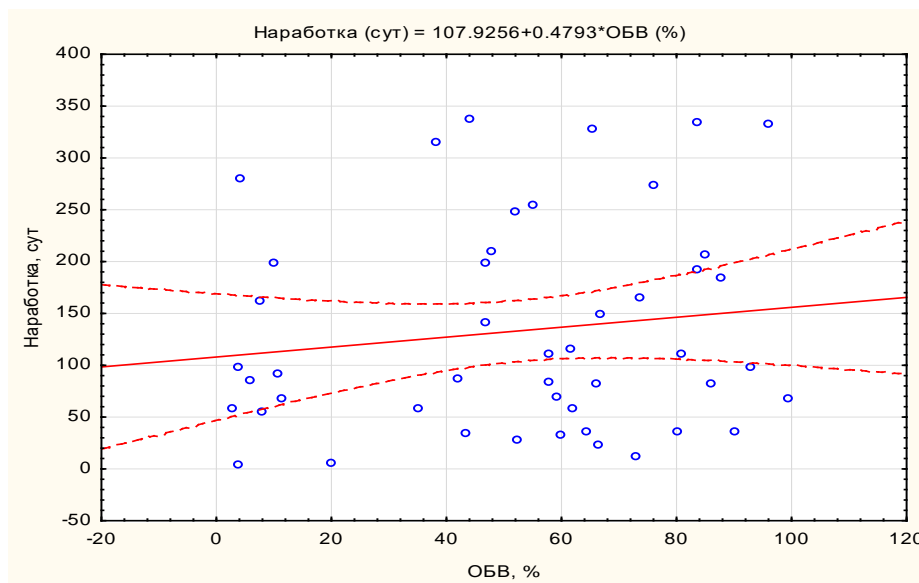


Рис.4. Диаграмма рассеяния для зависимости наработка-ОБВ

При наличии достаточно обширной статистики и грамотно построенном методе анализа удастся охватить тестовыми выборками весь анализируемый фонд скважин и верно установить корреляции между геолого-технологическими факторами, построить уравнение регрессии, оценить эффективность планируемого мероприятия, выполнить технико-экономическое обоснование. В результате анализа такой модели в каждом конкретном случае удаётся найти оптимальные параметры эксплуатации скважин с наибольшей эффективностью и минимальными энергозатратами.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Савельев В. А., Токарев М. А., Чинаров А. С. Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи: Учеб. пособие.– Ижевск: Издательский дом «Удмуртский университет», 2008.– 147с.
2. Бачин С.И., Тян Н.С. Анализ интенсификации добычи нефти на Мамонтовском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2005. -№8.-С.76-78.
3. Тимонов А.В., Загуренко А.Г. Оптимизация технологий ГРП на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» // Нефтяное хозяйство. 2006 — № 11.-С.68—73.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ МЕСТОНАХОЖДЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

К.А.Щербаченко, Н.М.Прилипка

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия,
zigmund.2007@mail.ru*

Управление разработки залежи углеводородов во многом связаны с оценкой остаточных запасов и выделением мест их локализации. Для прогнозирования мест их нахождения мы проведем анализ карт пористости, нефтенасыщенности и эффективных толщин.

Объектом исследования является Ново-Ключевское месторождение. Разведка началась с бурения скважины на отложения нижнего карбона и девона. Скважина была заложена по кунгурским отложениям в своде структуры с проектной глубиной 3000 м.

По результатам бурения были выявлены промышленные залежи нефти в отложениях воробьевского (пласт Д-IV), бобриковского (пласт С-1А), косьвинского (пласт С-V), пашийского (пласт Д-I, II) горизонта. Продуктивные отложения представлены в основном песчаниками и алевролитами.

Процесс вытеснения нефти происходит в основном по высокопроницаемым пропласткам, а низкопроницаемые вырабатываются медленно в силу возникающих высоких фильтрационных сопротивлений или низких коэффициентов продуктивности. Отсюда можно сделать вывод, что остаточные залежи нефти сосредоточены в основном в низкопроницаемых коллекторах.

Проницаемость является важной характеристикой внутреннего строения залежи. В стандартном комплексе ГИС методы прямого определения проницаемости отсутствуют.

Между проницаемостью и пористостью не существует четкой функциональной зависимости, и это неудивительно, поскольку пористость является чисто объемным показателем, а проницаемость динамический параметр, определяющий особенности движения флюида.

Экспериментальные связи типа «пористость-проницаемость» известны, но они являются достаточно тесными для одной коллекции, образцы которой, как правило, принадлежат к одной литофации.

ЗАЛЕЖЬ ПЛАСТА С-1А

Площадь Ново-Ключевского месторождения условно можно разделить на три части, центральная, западная и восточная. Все они отличающиеся по геологическому строению, в частности по внутреннему.

Средние подсчетные параметры по залежи:

Нэф – средняя эф. нефтенасыщенная толщина 2.8 м.

Кп – коэф. открытой пористости 0,18.

Кн – коэф. нефтенасыщенности 0,9

Охарактеризуем западную часть:

Эффективная толщина – средняя. Значения Кп и Кн – ниже среднего. Полагаем, что проницаемость – пониженная. Поэтому, процесс вытеснения нефти должен происходить медленно. Это зона трудно извлекаемой нефти.

Средняя часть:

Начальные нефтенасыщенные толщины – выше средних. Коэффициент пористости и нефтенасыщенности – средние. Процесс вытеснения должен происходить без затруднений, планомерно.

Восточная часть.

Средняя толщина – ниже среднего. Кп – средние показания, но Кн – выше средних. Полагаем, проницаемость повышенная, процесс вытеснения нефти должен проходить очень хорошо.

Высокие значения пористости (рис.1) отмечаются в скважинах центральной части и на С-В, тогда как значительный коэффициент нефтенасыщения (рис.3) связан со скважинами центральной и восточной части залежи. Наблюдается несоответствие карт пористости и нефтенасыщенности на отдельных участках, особенно в Ю-В части залежи. Отмечается это как понижение пористости, но повышение нефтенасыщенности, где процесс вытеснения должен проходить активно.

Подводя итог, анализ карт показал, что низкопроницаемые участки, с которыми могут быть связаны зоны остаточного нефтенасыщения, отмечаются в западной части залежи. Эффективные толщины значительны, 4 – 10 м (рис.2), пониженные значения пористости и нефтенасыщенности. Прогнозируемое вытеснение – пониженное. Для более точного прогноза необходимы результаты опробования коллектора (гидропроводность, проницаемость по гидропроводности, продуктивность).

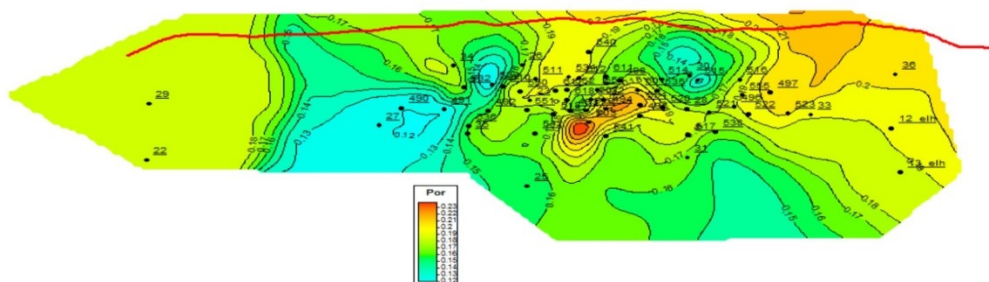


Рис. 1. Карта распределения пористости пласта С-1А

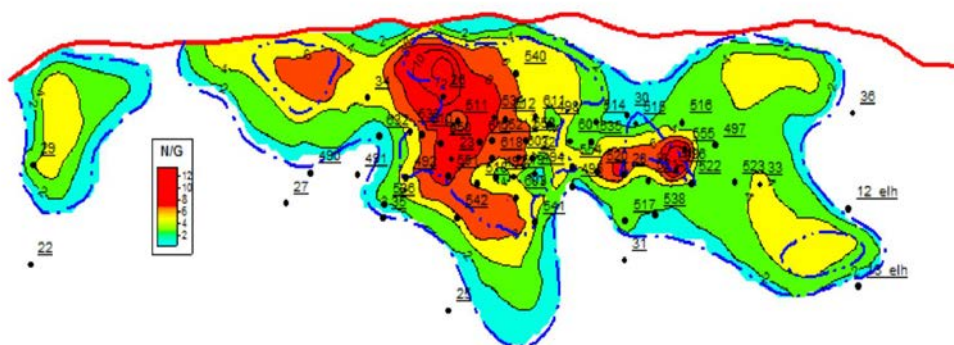


Рис. 2. Карта начальных нефтенасыщенных толщин пласта С-1А

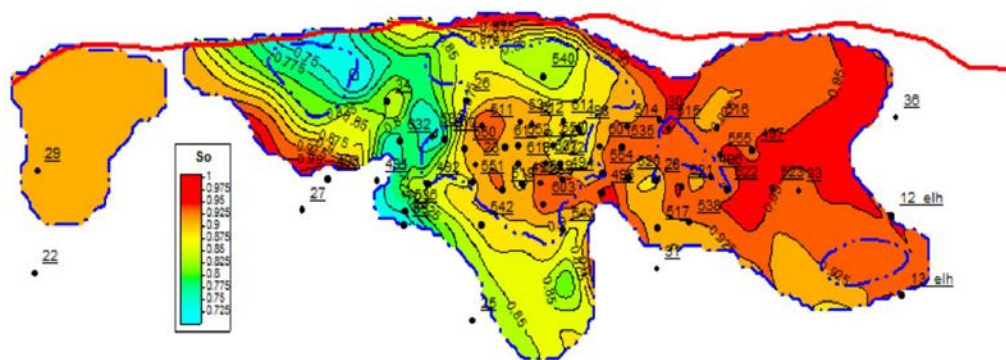


Рис. 3. Карта нефтенасыщенности из куба пласта С-1А

УДК 550.8

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ И ПЕТРОМАГНИТНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ШЛАМА: МЕТОДИКА, ИНФОРМАТИВНОСТЬ, ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ

А.А. Морова

*СамГТУ, НПФ "СТЕРХ",
Самара, Россия
andaluzit@mail.ru*

В начале работы, следует особо отметить, что автор не считает грамотным позиционировать литолого-минералого-геохимические исследования шлама как альтернативу стандартным лабораторным исследованиям керна. Априори считается, что началу этапа, подразумевающего работу со шламом, предшествуют длительные предварительные работы с керном, изучение всего фактического материала по месторождению, включая литературные источники, сопоставление данных с каротажными диаграммами, изучение, и в случае необходимости, переинтерпретация данных ГТИ и ГИС.

Методика. Особенности работы со шламом. Оценка качества шлама. Некачественно отобранный шлам может стать неприятным сюрпризом для исследователя на всех этапах работ, поэтому, для оценки качества шлама должны привлекаться как его литологические, так и петромагнитные характеристики. Перед началом исследований нужно визуально оценить общий вид отобранных проб: их расстановку, отсутствие посторонних примесей, отмытость, упаковку, отсутствие повторяемости в процентном соотношении с выше и ниже лежащими интервалами в пределах не более двух проб, синхронность и повторяемость на петромагнитных кривых (скважина со шламом, неправильно отобранным, как правило, «отрисовывается» по кривой магнитной восприимчивости как набор хаотично расположенных точек, соединенных линиями без какой-либо синхронности и повторяемости с соседними скважинами). Для выделения седиментационной ритмичности, а также для оценки качества шлама из всех возможных петромагнитных параметров, достаточно использовать два основных: магнитную восприимчивость (каппу) и прирост магнитной восприимчивости

(термокаппы) [1-3]. Кроме оценки качества шлама необходима расшифровка очень многих факторов, влияющих на его информативность, соответственно, работа со шламом должна начинаться не в лаборатории, а на буровой. В то же самое время, полевые приборы, измеряющие петромагнитные характеристики (в нашем случае используется каппометр КМ-7), несовершенны, их показания напрямую зависят, как от петромагнитных свойств самих пород, так и от используемой методики измерений, которая еще до конца не разработана для шлама. Поэтому, лабораторный контроль – обязательное условие проведения работ.

Основные аспекты интерпретации. Опыт работ показывает, что оба метода – литолого-фациальный и петромагнитный не являются самодостаточными в вопросах определения литолого-фациальной принадлежности пород, но взаимно связаны и дополняют друг-друга [3]. При соблюдении методики отбора и грамотном подборе признаков при составлении таблиц литолого-фациальных признаков, в настоящий момент времени, можно уверенно говорить о следующих нижеприведенных аспектах интерпретации и возможностях литолого-фациальных и петромагнитных исследований шлама:

Выявление седиментационной ритмичности и определение литолого-фациальной принадлежности пород. Если первая часть задачи достаточно уверенно решается петромагнитным методом [1,2] то вторая остается нерешенной в случае, если объект исследования представлен только шламом. Определение литолого-фациальных обстановок осадконакопления возможно только при наличии керна, по шламу лишь уточняются границы, хорошо выраженные и описанные по керну. Интерпретация данных петромагнитных исследований каменного материала проходит на завершающем этапе исследований, анализ данных показывает, что по поведению кривых каппы и термокаппы, фиксирующих количество ферромагнетиков, а также пирита, переходящего в магнетит и приобретающего магнитные свойства при нагревании в муфельной печи, можно достаточно уверенно с высокой долей вероятности, узнавать в разрезе различные генетические типы отложений: например, узнавать в разрезе прослой морских и лагунных песчаников. В случае сильных вторичных изменений пород требуется расшифровка процессов, происходящих в породе на разных стадиях ее преобразования.

Выделение перерывов в осадконакоплении по шламу. Перерывы в осадконакоплении (перерывы далее), как известно, бывают нескольких типов, но по шламу, как показывает опыт работ, можно выделять лишь те типы перерывов, которые так или иначе выражены литологически. Очень редко при наличии руководящей микрофауны в шламе – стратиграфические перерывы. Роль перерывов (даже локальных маломощных и слабопротяженных, сложных и, казалось бы, незначительных) для нефтяной геологии, как показала практика, огромна. Их поверхности часто являются зонами структурного разуплотнения пород, а, следовательно, могут служить путями горизонтальной миграции углеводородов. Выделение перерывов непосредственно в процессе разбуривания месторождения имеет практическую значимость. Статистика показывает, что больше 90 процентов перерывов в осадконакоплении связаны с осложнениями в процессе бурения, что очень четко фиксируется на диаграммах станции ГТИ. Эти зоны совпадают с интервалами поглощений промывочной жидкости, подклинок, затяжек бурового инструмента, прихватов. Их своевременное выделение и обоснование служит хорошим подспорьем при составлении ГТН и выданных рекомендациях для предупреждения аварийных ситуаций.

Наличие перерывов по шламу и ГТИ диагностируется после анализа фактического материала по совокупности признаков, каждый из которых в отдельности не может однозначно свидетельствовать о наличии перерыва в разрезе, но их сопоставление между собой дает необходимую информацию. Прежде всего, это анализ временных диаграмм ГТИ,

особое внимание нужно уделять зонам, в которых отмечается резкое кратковременное увеличение скорости проходки (при постоянной нагрузке на долото и отсутствии 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. При анализе шлама фиксируется изменение окраски породы, смена глинистости, наличие сфероагрегатных известняков, появлением зерен алевритовой и песчаной размерности в карбонатах и еще целый ряд признаков, описанных далее. Во всех случаях следует 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, даже разрушенные долотом, сохраняют идиоморфные очертания, иногда мелкие кристаллики сохраняются целиком. Одним из характерных признаков того, что осадконакопление происходило в мелководной обстановке служит 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.

По петромагнитным характеристикам в зоне перерывов в осадконакоплении отмечается резкое увеличение значения остаточной намагниченности насыщения (J_{rs}) и падение коэрцитивной силы (H_{cg}) [4]

Выделение зоны ВНК по шламу.

Образование тонкодисперсного пирита в зоне ВНК связано с жизнедеятельностью сульфатредуцирующих бактерий и неизбежно отражается на поведении кривой термокаппы [5]. Выделение зоны ВНК хорошо прослеживается по увеличению прироста магнитной восприимчивости (термокаппы) в интервалах, в которых значения магнитной восприимчивости (каппы) слабо изменяются или остаются на прежнем уровне. Следует отметить, что иногда водонефтяной контакт отбивается по петромагнитным данным неоднозначно, а именно: современное положение ВНК во всех случаях обозначается резким пиком по термокаппе, но, одновременно с этим пиком, ниже по разрезу могут присутствовать еще несколько чуть менее выраженных, но также хорошо узнаваемых пика повышенных показаний термокаппы. Предполагаем, что в этих случаях аппаратура зафиксировала положение древнего ВНК. 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.

Определение качества покрышки. На связь качества покрышки с показаниями K_t – магнитной восприимчивости после нагрева (термокаппы) указывает, периодически проявляемая при сопоставлении данных различных методов, закономерность – перед вскрытием продуктивного интервала показания термокаппы резко увеличиваются против фоновых значений в десятки раз. В скважинах, в которых из продуктивного пласта удалось исследовать керн, выявленные закономерности проявлялись еще более четко и дублировали предварительные результаты, полученные по шламу с тем лишь дополнением, что на границе порода – покрышка фиксировалось увеличение количества тонкораспыленного пирита, природа которого остается дискуссионной. Из механизмов, объясняющих его появление в разрезе, как вариант, это деятельность сульфатредуцирующих бактерий.

Резюмируя вышесказанное, можно сделать выводы о том, что комплексное использование петромагнитных и литолого-фациальных исследований дает положительные результаты, выявленные закономерности могут послужить хорошим подспорьем для геологической службы всех рангов, но для отработки методики необходимо ее практическое применение при исследовании отложений различных геологических обстановок прошлого.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гришанов А.Н., Гужиков А.Ю., Багаева М.И., Сорокин А.С. Технология капшаметрии и термокаппаметрии шлама скважин в качестве дополнения к стандартным геолого-техническим исследованиям. – IV Саратовский салон изобретений, инноваций и инвестиций. Ч.1. – Саратов, Изд-во Саратов. ун-та, 2009. С.83-84.
2. Гужиков А.Ю. Геологическая информативность магнетизма керна и шлама осадочных пород, полученных при бурении разведочных скважин // Приборы и системы разведочной геофизики 4(46)/2013. С. 51-61.
3. 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. – № 6 (252). – С. 24-37.
4. Морова А.А., Дмитриева Ю.С. Сопоставление данных ЛФИ, ГИС и петромагнитных исследований в скважине Гусихинская 1 для выявления причин несоответствий между ними // Ашировские чтения: Труды международной научно-практической конференции – Самара, 2016. – Т. 1. – С. 100-104.
5. Недоливко Н.М. Эволюция пустотно-порового пространства в зонах водонефтяных контактов // Известия ТПУ, 2010. – №1–Т. 316. – С. 99 – 107.

УДК 550.8

ВЫДЕЛЕНИЕ ЗОНЫ ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА ПО ДАННЫМ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫХ И ПЕТРОМАГНИТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ШЛАМА В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

А.А. Морова. П.Р. Камаева

СамГТУ, НПФ "СТЕРХ"

Самара, Россия

andaluzit@mail.ru

В работе представлены результаты работ и рассмотрен вопрос о возможности выделения зон водонефтяного контакта (ВНК далее) по данным литолого-фациальных и петромагнитных исследований шлама. Проведены экономические расчеты и оценена возможность проведения исследований на буровой непосредственно в процессе бурения.

Введение. Цель исследований: Оценить возможность выделения ВНК по данным ЛФИ и петромагнитным исследованиям шлама. Рассмотреть все аспекты проведения методов литолого-фациальных исследований шлама и петромагнитного в режиме online на буровой, рассчитать экономические параметры. *Задачи исследований:* Рассмотреть научную составляющую выделения зон ВНК по керну, провести анализ техсоставляющих, которые влияют на поведение петромагнитных кривых и могут быть выделены по шламу: проследить их поведение по уже имеющемуся и проработанному ранее материалу, сделать выводы о целесообразности выделения зон ВНК по шламу. Проанализировать на примере проведенных работ насколько целесообразно проведение исследований в режиме online на буровой; рассмотреть методику проведения исследований и сделать выводы о том, какие именно этапы могут быть проведены в лабораторных условиях, а какие к полевому; пересмотреть список традиционного геологического оборудования станции ГТИ и решить вопрос о доукомплектовании опытной партии необходимыми приборами; произвести экономические расчеты, а именно: стоимость доукомплектования партии, стоимость работ полевой геологической лаборатории в месяц.

Следует особо отметить, что авторы работы не считают грамотным называть литолого-минералого-геохимические исследования шлама литолого-фациальными. Априори считается, что началу этапа, подразумевающего работу со шламом, предшествуют длительные предварительные работы с керном и изучение всего фактического материала по месторождению, включая литературные источники. По шламу могут уточняться только отдельные, хорошо визуализированные и ясно выделяющиеся по совокупности признаков интервалы, ранее описанные по керну.

Работа по изучению каменного материала велась в лаборатории литологии СамГТУ, переинтерпретация данных ГТИ (в том числе и временных данных) и ГИС проходила на производственном предприятии с привлечением специалистов фирмы ООО «НПФ СТЕРХ». Петромагнитные (каппаметрические и термокаппаметрические) исследования образцов проводились специалистами лаборатории петрофизики Саратовского Государственного Университета.

Основная часть

1. Методика. Особенности исследования

*1.1. Основные этапы работ при проведении ЛФИ и петромагнитных исследований
каменного материала*

Первый этап исследований. подразумевает предварительные обзорные работы по району исследований. Первый этап исследований, пожалуй, самый трудоемкий, подразумевает изучение керна по всем имеющимся скважинам месторождения, а также литературный обзор всех доступных научных работ по району. На этом этапе изучается весь имеющийся фактический скважинный материал, изучаются каротажные геофизические диаграммы, делается особый упор на литологические репера, хорошо узнаваемые по керну. Описание методов литолого-фациальных и петромагнитных исследований керна не является целью нашей работы. Оба метода хорошо освещены в многочисленной литературе и широко применяются на практике. При отработке методики литолого-фациальных исследований шлама применялись те же принципы, что и при описании керна

Второй этап исследований. В интервале разбуривания масштаба 1:200, шлам отбирается через 2 метра. Каждая проба отмывается, расситовывается. В зависимости от типа долота, применяемого при бурении, выбирается рабочая фракция шлама (та, которая попадает в буровой раствор непосредственно с выбуренной породы), остальной шлам считается обвальным. Методика работы с шламом, определение времени отстаивания шлама и т.д. описана в руководящей инструкции проведения ГТИ, а также специальной литературе. Известной методики вполне хватает для того, чтобы выделить основных литологические разности пород, но ее совершенно недостаточно описании маломощных интервалов отдельных литологических разновидностей, присутствующих в разрезе. В то время как, при определении литолого-фациальной принадлежности пород, учитываются разные, даже незначительные признаки. При описании шлама составляются поинтервальные таблицы по многим признакам (на сегодняшний момент их выделено около 32), делаются фотографии (крупный план и отдельно каждая литологическая разность), описывается каждая литологическая разность, присутствующая в шламе отдельно, выделяется основная и составляется сводная литологическая колонка по интервалу работ. Эта колонка, как правило, не противоречит литологической колонке, построенной по другим методам, но существенно ее дополняет. Хотя случаются случаи полного противоречия между отдельными методами, см ниже примеры. Целью этого этапа исследований является уточнение литологии вскрываемых пород и выделение признаков литолого-фациальной принадлежности пород.

Третий этап исследований. Переинтерпретация данных ГТИ и ГИС. Переинтерпретация ГТИ подразумевает выявление всех факторов, повлиявших на шлам – смена типа долота, изменение режима бурения..., а также переинтерпретации данных газового каротажа. При интерпретации данных ГТИ используются только первичный фактический материал: суточные сводки и временные диаграммы, но не материал, обработанный работниками партии ГТИ из-за низкого качества проводимых работ. Переинтерпретация ГИС делается по мере необходимости в случае появления противоречий между данными [6]

Четвертый этап исследований. Проведение замеров петромагнитных параметров. Измерялись два параметра – каппа и термокаппа. Каппаметрия - это массовые измерения магнитной восприимчивости (К) - параметра, зависящего от концентрации пара- и ферромагнитных минералов в породе (при значениях более 20-30.10⁻⁵ед.СИ К, практически, определяется только концентрацией ферромагнетиков). Вариации К надежно фиксируют участки разреза с повышенными концентрациями тех или иных минералов (например, магнетита, гематита и др.). Зачастую уже по магнитной восприимчивости можно детально

расчленив разрез, выявить седиментационную ритмичность, наметить корреляционные уровни. Термокаппаметрия - измерения магнитной восприимчивости пород после воздействия на них температурой. По термокаппаметрическим данным выделяются интервалы, обогащенные тонкодисперсным пиритом, которые фиксируют либо слои с повышенными концентрациями органического вещества в исходном осадке, либо зоны эпигенетических изменений за счет вертикальной миграции углеводородов. Изначально немагнитный пирит при температурах 430-480°C в окислительной среде превращается в сильномагнитный магнетит, а вариации прироста магнитной восприимчивости ($dK = K_t - K_0$, где K_t – магнитная восприимчивость после нагрева (термокаппа) до 500°C, а K_0 – исходная магнитная восприимчивость) по разрезу отражают концентрации новообразованного магнетита, по которым можно судить о наличии FeS_2 в породах. Преимуществом петромагнитной диагностики является определение наличия сульфидов железа, независимо от размерности их фракции [2].

Пятый этап исследований. Проведение необходимых дополнительных методов исследования по уточнению минерального состава, микроскопические исследования... Сопоставление данных между собой, построение схемы корреляции между скважинами, выделение перерывов в осадконакоплении [3]. В зависимости от целей и поставленных задач, типы работ могут заметно изменяться.

В данной главе нами приведена классическая технология проведения литолого-фациальных и петромагнитных исследований шлама. Очень заманчиво, на первый взгляд, было бы проводить на буровой в режиме реального времени второй и четвертый этапы исследований, т.е. отбирать, описывать шлам и делать замеры петромагнитных параметров. Решение вопроса о целесообразности такого решения, приведено при рассмотрении примеров проведения литолого-фациальных и петромагнитных исследований по керну и шламу скважин самарской области:

1.2. Макро и микроскопические исследования керна и шлама

Основные положения метода литолого-фациальных исследований керна описаны в многочисленной учебной литературе, особо выделить из которой хочется работы В.П. Алексева, [1]. Н.М. Недоливко, А.В. Ежовой [5, 9, 12-13].

Работа со шламом, как видно при расшифровке второго этапа исследований, требует от исследователя терпения и усидчивости, что авторы познали в полной мере, описывая пробы. При работе с экономической частью проекта, мы узнали, что на сегодняшний день существует несколько научных лабораторий, занимающихся шламом. Одной из ведущих компаний, занимающихся разработкой данного направления можно назвать компанию «Шлюмберже». С завистью рассматривая все типы исследований шлама, проводимые известной фирмой и совершенно недоступные нам при проведении работ в литологической лаборатории СамГТУ с ее скромным оборудованием, мы часто задавали себе вопрос: почему шлам так мало востребован российскими компаниями. Данные ГТИ часто игнорируются и не принимаются всерьез. Ответ прост: со шламом не умеют и не хотят работать. Качество материала, за который часто нам приходится браться, ужасное из-за безобразности отбора, обусловленное отсутствием у работников элементарных навыков работы со шламом. В таких условиях выработать какую-либо методику можно лишь чисто теоретически. С практической же точки зрения перед тем, как работать со шламом того или иного месторождения, нужно оценить его качество. Для этого визуально оценивается общий вид шлама: расситовка, отсутствие посторонних примесей, отмытость, упаковка, отсутствие повторяемости в процентном соотношении с выше и ниже лежащими интервалами в пределах не более двух проб (4 метра), синхронность и повторяемость на петромагнитных кривых (скважина со

шламом, неправильно отобранном, как правило, «отрисовывается» по кривой магнитной восприимчивости как набор хаотично расположенных точек, соединенных линиями без какой-либо синхронности и повторяемости с соседними скважинами). Далее, если шлам признается удовлетворительно отобранном и принимается к обработке, он отмагничивается, расситовывается при надобности, отмывается повторно, и описывается по традиционной методике, принятой при описании керна. Составление таблицы литолого-фациальных признаков по шламу дублирует те же работы, проводимые по керну в интервалах отбора керна, или дает независимую информацию в интервалах бурения сплошным забоем (что бывает чаще всего). Часть данных, безусловно, теряется вследствие разрушения породы (текстурные признаки), но часть и добавляется (физико-механические признаки). Добавим только то, что описание каждой фракции шлама ведется отдельно (основной- рабочей, размер которой 3-7мм или менее в зависимости от типа долота) и обвальная (как правило, крупнее, чем основная фракция).

2. Эволюция пустотно-порового пространства в зонах ВНК

Глава написана по статьям Н.М. Недоливко [10, 11]. Выявленные автором закономерности прослежены по керну скважин Самарской области.

Согласно вышеприведенной статье [11], «преобразования пустотно-порового пространства и вещественного состава песчаных пород-коллекторов в неполностью заполненных нефтью ловушках носит зональный характер». Для того, чтобы проследить насколько закономерности, отмеченные в статье, написанной по полимиктовым песчаникам Томской области применимы к мономинеральным и полевошпат-кварцевым песчаникам Самарской области, мы провели исследование пород под биноклем и сделали описание шлифов скважины, в которой ВНК был выделен по керну, шламу и петромагнитным кривым (Гусихинская 1), см [6]. На рис 1 представлены снимки образцов, взятых из верхней нефтенасыщенной части коллектора, которая представляет собой зону слабого изменения пород, что видно по шлифам скважин, взятым автором в пример и задокументированных при описании керна.

Действительно, можно повторить вслед за автором статьи, что «в зоне нефтенасыщения песчаники претерпевают слабое растворение, характеризуются довольно высокой степенью сохранности компонентов». Зерна песчаника хорошей сохранности с четкими гранями. Кварцевые зерна слабо корродированы, часто прослеживаются регенерационные каемки. Отдельные зерна имеют совершенные кристаллографические формы. Цемент кремнистый базально-порового, участками контактового типа. Карбонатный цемент порово-базального типа, имеет редкое распространение, распределен по породе неравномерно, в основном выполняет трещины. Кремнистый цемент раскристаллизован и имеет облачное погасание. Порода плотная, крепкая.

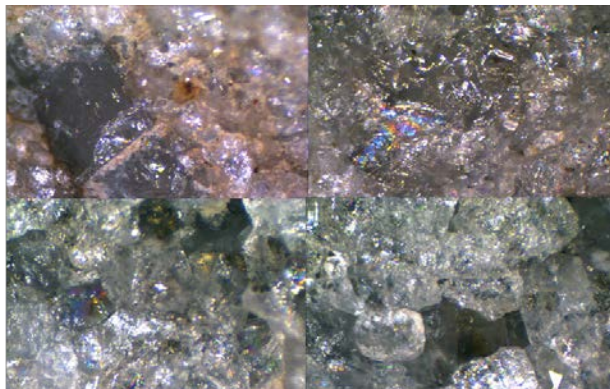


Рис 1. Песчаник из зоны слабого изменения пород. Газоконденсатное насыщение. За 0,4м до зоны ВНК, выделенной по керну и ГИС.

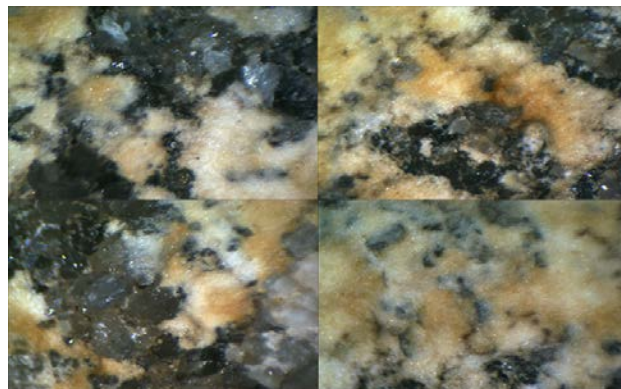


Рис 2. Песчаник из зоны ВНК. Сильные вторичные изменения породы.

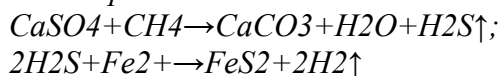
Песчаник из зоны ВНК заметно отличается от выше и ниже расположенного песчаника не по зернистости, сортировке и окатаности, а по ряду признаков, вызванных, по всей видимости вторичными изменениями породы (рис 2)

Песчаник имеет не свежий вид зерен кварца, слагающего песчаник (характерна мутная выщербленная поверхность зерен), каолиновый цемент, сменяющий кремнистый в выше и ниже расположенных интервалах, рыхлые агрегаты зерен, среди зерен кварца отсутствуют индивиды с совершенными кристаллографическими формами. В порфиризовидных зернах менее окатанных, чем основная масса, более прозрачных, часто присутствуют темные включения. Цемент породы каолинитизирован, частично кремнистый цемент полностью разрушен до каолинита. Порода слабой крепости и плотности.

Согласно Н.М. Недоливко [11], «в переходной и подконтурной зонах водонефтяного контакта породы интенсивно растворены, обломки замещены вторичными минералами, цемент перекристаллизован. В зоне цементации поровое пространство представлено единичными мелкими остаточными порами и частично или полностью уничтожено вторичным кварцевым и кальцитовым цементом». Что и наблюдается на самом деле.

Нет смысла останавливаться подробно на описании шлифов и приводить в данном проекте всю ту работу, которая была проделана нами и предшественниками. Достаточно уже и двух примеров из приведенных интервалов, чтобы понять – один и тот же песчаник в зоне нефти и газонасыщения и зоне ВНК будет различаться по целому набору признаков, хорошо видимых по керну. Зона ВНК, совпадающая в случае с Гусихинской и Флеровской структурами с перерывом в осадконакоплении [7], отлично прослеживается на петромагнитных кривых. Примечательно, что ВНК в этой скважине выделялся неоднозначно: явные признаки насыщения пропадали на глубине 4411, слабые признаки нефтенасыщения отмечались до глубины 4421м. И на обеих отметках хорошо видны противоположные значения величин магнитной восприимчивости (каппы) и прироста магнитной восприимчивости (термокаппы). Причина такого поведения петромагнитных кривых раскрывается все в той же статье, подкрепленной данными многочисленных исследований. Цитируем [11]: «В битумсодержащей подзоне (переходная зона ВНК) осуществляется непосредственный контакт воды и нефти, здесь происходит окисление нефти, сопровождаемое образованием твердого битума, пирита и продуктов окисления – различных

агрессивных растворителей, прежде всего, жирных кислот, формирующих кислую среду. Образование пирита идет по схеме:



и объясняется малой подвижностью железа (захороненных железосодержащих вод или вод, обогащенных железом за счет растворения железосодержащих минералов) в сильно кислой среде и связыванием его с серой, освобожденной из сульфатов сульфатредуцирующими бактериями, населяющими нефть. В результате сульфатредукции формируются сероводородные барьеры, на которых в резко восстановительной среде идет пиритизация органического вещества. На удалении от окисляющейся нефти за пределами действия сульфатредукции образование пирита прекращается».

Таким образом, научно обосновано увеличение концентраций тонкораспыленного пирита в зоне ВНК. Эти зоны хорошо прослеживаются по керну, их узнаваемость по шламу остается лишь теоретически обоснованной. Для того, чтобы проследить зоны ВНК в реальных скважинах, отберем из всего исследованного материала два типа скважин: скважины, в которых для исследования был предоставлен только шлам и скважины, в которых данные по шламу дублировались данными по керну. Материалы выполненных работ даны с кратким описанием задач, постановкой, способами и путями решения возникшей проблемы. При изложении материалов делался акцент и на решение второго ряда поставленных в нашем исследовании задач, обозначенных во введении данной работы, а именно: поиска решения того, насколько целесообразно проведение исследований в режиме online на буровой. Для удобства и во избежание путаницы, выводы о выделении зон ВНК по шламу приведены в конце каждой из подглав к главе 3.

3. Примеры проведения литолого-фациальных и петромагнитных методов исследования на месторождениях самарской области

3.1. Ново-Киевское месторождение. При проведении работ по шламу Ново-Киевского месторождения была построена схема корреляции, основанная на сопоставлении петромагнитных ритмов между собой [3]. При этом, построению схемы корреляции предшествовали все этапы, описанные выше: уточнение литологии вскрываемых пород, при этом были выделены значительные разногласия с данными ГИС из-за наличия в разрезе маломощных пропластков песчаников, не выделенных при интерпретации ГИС, различие в степени выветролости пород нижележащих карбонатных пород башкирского яруса, далее – все лабораторные исследования по уточнению минералогических особенностей в том числе и ферромагнитных минералов, обуславливающих значение петромагнитных параметров, а также непосредственно проведение петромагнитных исследований и т.д. В результате, общее время проведения исследований составило около четырех месяцев. За это время пробурили новую скважину. Исследования имели научный интерес, но мало практический из-за длительности исполнения. В то время, как ранее построенная схема корреляции могла бы существенно помочь при корреляции ГИС, потому, как по данным геофизических исследований кровля башкирского яруса выделялась по появлению в разрезе известняков, а литолого-фациальные исследования показывали, что в четырех скважинах кровля башкирского яруса отбивается неоднозначно из-за тонкого переслаивания алевритистых глин и белого пелитоморфного известняка в подошве верейского горизонта (кровля башкирского яруса в остальных 12 скважинах отбивается по появлению бежевого плотного с хорошо улавливаемым в шламе пропластком псевдооолитового известняка). Работы по проведению петромагнитных исследований заняли один день. Таким образом, напрашивается вывод о целесообразности проведения петромагнитных замеров непосредственно на буровой. Доводы

о проведении литолого-фациальных исследований шлама в режиме онлайн остаются пока неубедительными.

Выделение ВНК по данным петромагнитных исследований. Выделение зоны ВНК хорошо прослеживается по увеличению прироста магнитной восприимчивости (термокаппы) в интервалах, в которых значения магнитной восприимчивости (каппы) слабо изменяются или остаются на прежнем уровне. Для примера, см, рис 3, скв 706, цикл 1а нижний подритм, цикл 2а; скв 709м цикл 1а нижний подритм...

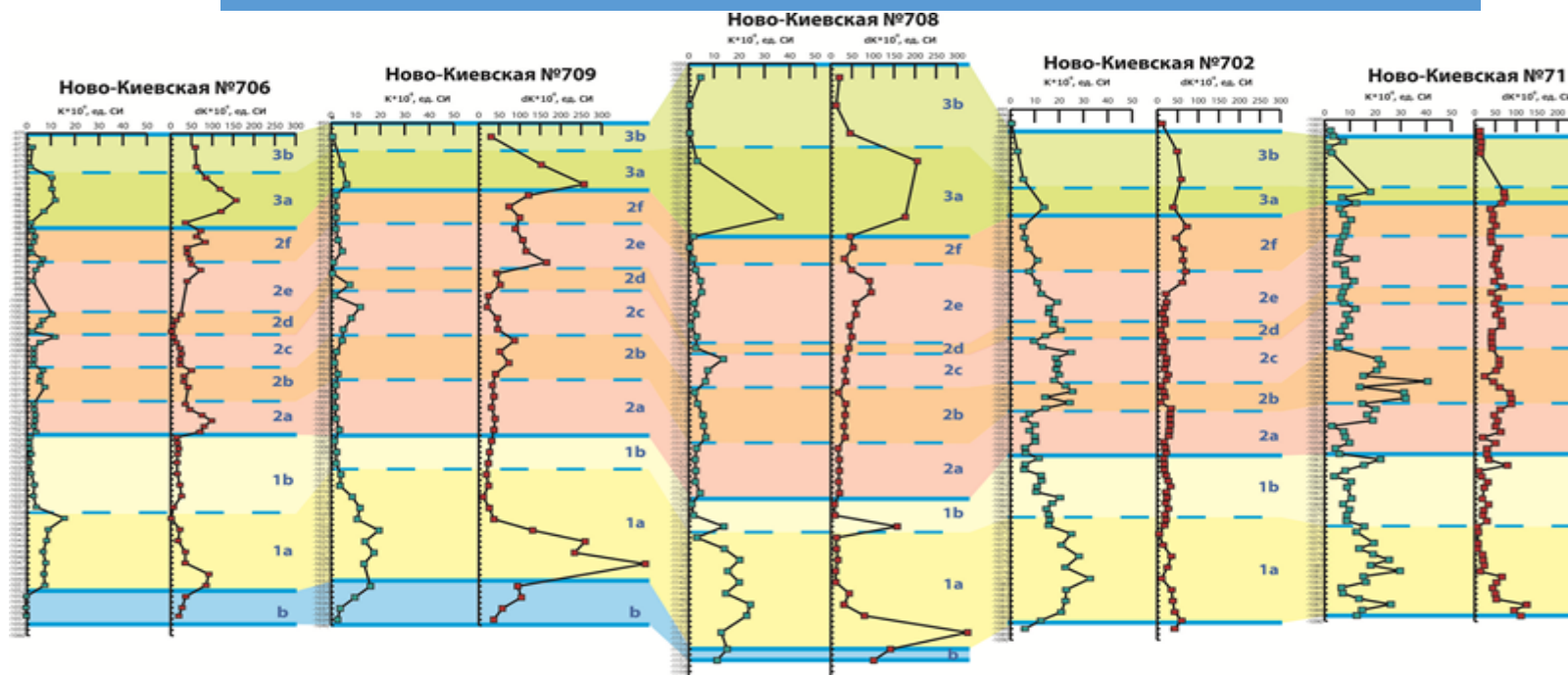


Рис 3. Выделение петромагнитных ритмов и схема корреляции разведочных скважин на Ново-Киевского месторождении (фрагмент схемы корреляции месторождения)

3.2. *Ковалевское месторождение.* Проведение литолого-фациальных и петромагнитных исследований на месторождении обусловлено аварией на буровой при бурении скважины 4. При проведении промежуточного каротажа после интервала отбора керна произошел обрыв инструмента. Вынос керна составил 21 метр из 36. В процессе ликвидации аварии были предприняты попытки проанализировать имеющийся материал и определить границу между подошвой бобриковского горизонта и кровлей турнейского яруса. Исследование керна соседней, 7 скважины (полный вынос) и керна 4 скважины, показало, что формирование отложений верхней части пород бобриковского горизонта, очевидно, происходило в условиях замкнутого водоема, периодически возобновляющего связь с морем. В морской лагуне, существовавшей в бобриковское время, отложения которой вскрыты скважиной № 4 периодически возобновлялась связь с открытым морем, об этом говорит наличие в разрезе кварцевых хорошо отсортированных и окатанных чистых мелкозернистых песчаников с горизонтальным типом слоистости. Периодически, когда море слегка отступало на дне водоема начинал откладываться глинисто углистый материал. В периоды закрытого водоема поднятый волнениями илистый материал отлагался на дне водоема в виде линз и тонких прослоев. Неравномерное распределение такого материала говорит о слабом волновом перемещении осадка.

В верхних слоях бобриковского горизонта лагунные отложения сменяются заболоченно лагунными, появляется диагенетический пирит в большом количестве распространенный в песчаных пропластках (например, интервал 3000,1 – 3000,4м в скважине номер 4), прослой каменного угля. Самые поздние отложения бобриковского горизонта показывают, что на какое-то время снова была восстановлена связь с морем, отложения становятся похожи на прибрежно морские. Мощность «лагунных» отложений изменчива, в 1 скважине они отсутствуют вообще (см. рис. 4, в первой скважине отсутствуют два петромагнитных ритма, соответствующие лагунной части разреза – красный и синий цвета).

Нижняя часть пород бобриковского горизонта сложена чистым морским хорошо отмытым мономинеральным кварцевым песчаником. Его мощность постоянна. Параллельно с исследованиями керна шло изучение шлама. Были выяснены различия между шламом лагунных и морских отложений. «Морской» шлам белый, хорошо отмытый, хорошо окатанный и сортированный, в нем практически нет посторонних примесей, «лагунный» шлам загрязнен глинисто-углистыми частичками, в нем встречается значительное количество тонкораспыленного пирита, окатанность и сортировка материала несколько хуже. Таким образом была найдена в проблемной 4 скважине граница смены морских отложений лагунными по шламу. Далее, проведя анализ мощностей и исходя из того, что мощность морских отложениях в соседних скважинах постоянна, была вычислена подошва пород бобриковского горизонта.

Сопоставление петромагнитных и литологических признаков послужило основой для построения схемы корреляции между скважинами Ковалевского месторождения (см рис 4). По анализу поведения кривых каппы и термокаппы в разрезах каждой из скважин были выделены петромагнитные ритмы, четко коррелируемые между собой по совокупности петромагнитной ритмики и литологическим признакам

Анализ данных петромагнитных исследований каменного материала показывает, что по поведению кривых термокаппы, фиксирующих количество пирита, переходящего в магнетит и приобретающего магнитные свойства при нагревании в муфельной печи, можно достаточно уверенно с высокой долей вероятности, узнавать в разрезе прослой морских песчаников среди лагунных отложений. Замечено, что нефтенасыщение связано только с прослоями песчаников, находящиеся в зоне распространения лагунных отложений в верхней части бобриковского горизонта.

По ряду признаков, внимание на которые было уделено при литологическом описании скважин Ковалевского месторождения хорошо видно, что интервал развития морских

отложений с характерными для них хорошо отмытыми и сортированными кварцевыми песчаниками с горизонтальным типом слоистости, светится в лучах люминоскопа голубоватым светом, что говорит об отсутствии значительных скоплений углеводородов в этом интервале. Лагунные песчаники светятся голубовато желтым цветом, что может служить признаком их продуктивности.

Итак, петромагнитные исследования керна показали, что по поведению кривых капшы и термокапшы можно уверенно различать морской песчаник от лагунного как по керну, так и по шламу. Петромагнитные ритмы, отражающие седиментационную ритмичность, распределяются следующим образом: в лагунной части разреза выделены два петромагнитных ритма (красный и синий на рис 4), в морской – один (желтый на рис 4). При анализе насыщения пород, стало очевидно, что нефтенасыщение связано исключительно с прослоями морских песчаников в лагунной части разреза. При сопоставлении данные петромагнитных, литолого-фациальных и геофизических исследований скважин, были сделаны выводы о наличии в разрезе не одного пласта В2, как полагали ранее, а двух отдельных нефтенасыщенных пропластков с собственными водонефтяными контактами. Стало понятно почему пласт быстро обводнялся, было рекомендовано сменить систему разработки пласта.

В приведенном примере, очевидно, следовало рекомендовать проведение петромагнитных исследований на буровой, но становится понятно, что выделение петромагнитной ритмики без уточненных литологических характеристик невозможно.

Ключевым моментом в проведенных на Ковалевском месторождении исследованиях, явился момент определения литологического состава пород турнейского яруса, кровля которого была нами определена с ошибкой в пять метров потому, что шлам отбирался геологом станции ГТИ с шагом отбора 5 метров, вместо заложенным по РД двум, следовательно, граница смены лагуна-море, явившиеся точкой отсчета при анализе мощностей определена с вероятностью ± 5 метров. Аварийная скважина была единственной из которой был взят керн, в остальных исследуемых скважинах каменный материал был представлен шламом.

Таким образом, дальнейшие исследования являются примером решения обратной задачи – сначала исследовался шлам, затем керн для того, чтобы определить какая часть разреза была потеряна при отборе керна. Согласно данным геофизических методов исследования, литологически разрез представлен известняками с прослоями мергелей и глин. Данные ГТИ значительно не отличались от геофизического сводного разреза. Но по шламу было совершенно очевидно, что верхняя часть пласта представлена прослоем глинистого известняка плотного, нефтенасыщенная часть пласта представлена известняком, ВНК во всех случаях расположен также в известняках, нижняя же часть пласта представлена доломитами кавернозными (каверны выполнены ангидритом). Налицо известное противоречие между данными разных методов.

Изначально предполагалось, что при отборе керна была потеряна нижняя часть керна, что в большинстве случаев и случается. Соответственно, геологическим отделом заказчика предполагалось, что до нефтенасыщенной части пласта долото не дошло. Но керн скважины 4 был представлен исключительно доломитами, что делает такое предположение неверным. Выпала верхняя – нефтенасыщенная часть пласта, что в дальнейшем и подтвердилось, когда авария была ликвидирована.

Приведенный пример, казалось бы, говорит о необходимости проведения литолого-фациальных исследований непосредственно на буровой. Мы не будем касаться здесь причин несоответствия между данными различных методов, скажем лишь только то, что им есть логичные и естественные объяснения. Ни один метод не является совершенным и очень сложно при выяснении причин несоответствий исключить человеческий фактор. Поэтому, резюмируя положение, нужно сказать, что элементарного определения в карбанатометре – приборе, которым должна быть оснащена каждая партия ГТИ, параметров – кальцит, доломит

и нерастворимый остаток, было бы достаточно для того, чтобы уточнить геологическое строение пласта и в минимальные сроки решить задачу о том, какая часть пласта была потеряна в керне при подъеме. Поэтому, в составе опытной партии – лаборатории должны быть работающие приборы, обычные для партии ГТИ. Очевидно, в полевых условиях достаточно определить основные литологические разновидности пород, а детали следует уточнять параллельно, хотя более медленно и кропотливо, в лабораторных условиях.

Резюмируя сказанное в этом подразделе, следует сделать выводы о том, что литологическая лаборатория на буровой должна быть укомплектована минимальным набором оборудования для определения основных разновидностей пород. Решение этой задачи мы видим в наличии на буровой в составе партии ГТИ одного дополнительного специалиста-геолога.

Выделение ВНК по данным петромагнитных исследований. В случае, когда зона ВНК отобрана по керну, выявленные закономерности подтверждаются (скв 4 керн, см. рис 4, в левой части, керн для скважины 4 самая нижняя точка). Петромагнитные исследования по шламу проводились с шагом 5 метров, часть проб отсутствовала. Информации по шламу хватило для того, чтобы выделить петромагнитную ритмику, но ее совершенно недостаточно для выделения зон ВНК.

4. Дополнительное оборудование, необходимое для проведения ЛФИ и петромагнитных исследований. Введение дополнительного специалиста-геолога в качестве члена команды ГТИ. Доукомплектация партий

Идеальным вариантом, по нашему мнению, было бы проведение всех типов исследований непосредственно на буровой параллельно с партией ГТИ. Но этот вариант может показаться дорогим и нецелесообразным с точки зрения надежности, потому что слишком велика доля ошибки при проведении работ из-за отсутствия квалифицированных кадров в составе партий ГТИ. Гораздо проще собрать необходимых специалистов в общем центре мониторинга, чтобы они могли курировать и сопоставлять несколько скважин сразу, чем отправлять ценные кадры на буровую.

Оборудование, необходимое для проведения исследований, является стандартным для укомплектованной станции ГТИ. При условии соблюдения РД ГТИ [14] дополнительного оборудования не требуется. Для выполнения петромагнитных исследований в режиме реального времени требуется доукомплектация станций ГТИ каппометром и муфельной печью.

Рабочий персонал станции ГТИ не всегда обладает достаточными навыками правильного определения литологии вскрываемых толщ. Неправильно определенный литотип, неверно построенная литологическая колонка, неграмотно отобранный шлам сделают исследования онлайн полностью бесполезными. С помощью петромагнитных методов исследования можно определить качество шлама, сопоставляя между собой данные уже пробуренных скважин. Но при бурении одной скважины сделать это невозможно. Поэтому в состав партии ГТИ должен входить дополнительно один человек. Это обусловлено еще и тем, что проведение петромагнитных исследований требует времени, которого у геолога станции ГТИ при бурении на высоких скоростях просто нет и определенных компетенций. Допускаем, что после проведения опытных работ и разработки инструкций, петромагнитный замер каппометром может делать полевой геолог. В этом случае нагрев образцов следует делать в лаборатории.

5. Экономическая эффективность

Расчет стоимости дополнительного оборудования, необходимого для укомплектации станции ГТИ складывается из стоимости каппометра, муфельной печи и карбонатометра. Стоимость каппометра варьирует в зависимости от производителя. В лаборатории литологии СамГТУ закуплены каппометры чешской фирмы SatisGeo – приборы КМ-7. Его стоимость на сегодняшний момент времени с пересылкой составляет 185т.руб (170

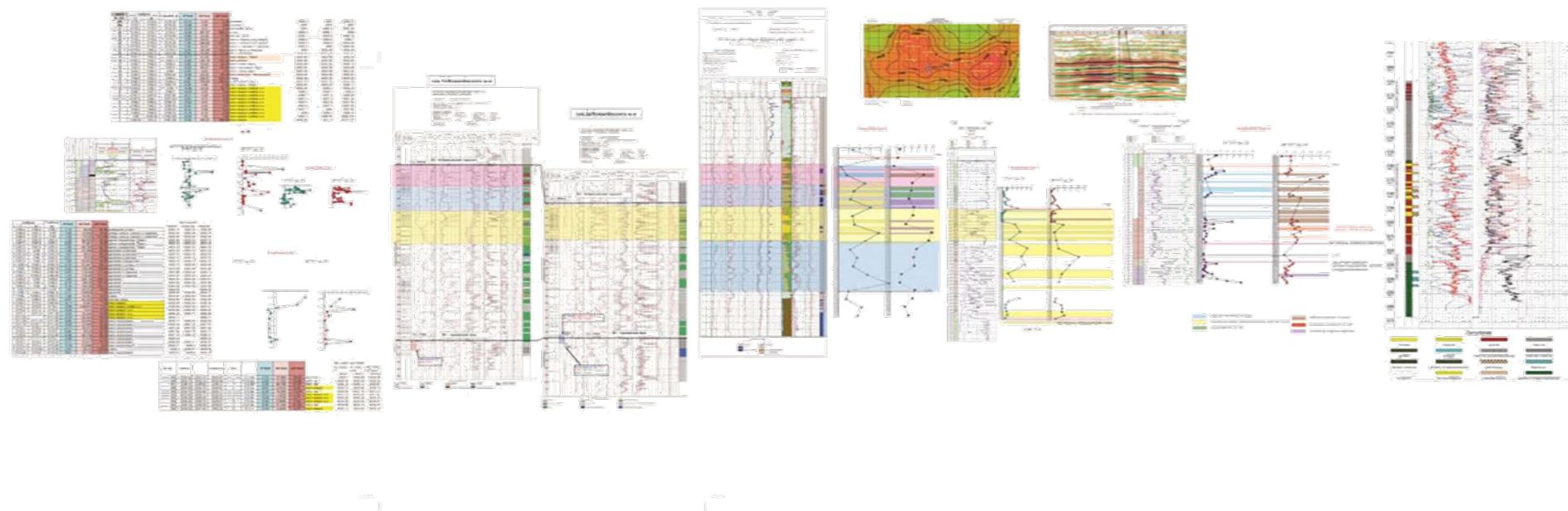


Рис 4. . Схема корреляции пласта Б2 бобриковского горизонта скважин 1, 2, 4, 7, 9 Коволевской площади

цена плюс пересылка). Для проведения исследований нужно два прибора (один на буровой, другой в лаборатории). Муфельная печь стоит в среднем от 80 до 120 т. руб. Карбонатомер полевой КП-СТ (фирма Стерх) нужен для определения карбонатов. Итого, общая сумма составляет 529000р. Расчет стоимости отряда - суток работы партии по производству литолого-фациальных исследований шлама на объектах заказчика составляет 704487,6 руб. В основу расчета стоимости отряда-суток легли все виды затрат, связанные с заработной платой, налогами и отчислениями ФОТ, амортизационными отчислениями, накладными и транспортными расходами, расходами материалов, так же был учтен налог на добавленную стоимость в размере 18 %

Основные выводы

Возможность выделения зон ВНК по керну научно обосновано. Высокие значения прироста магнитной восприимчивости в зоне ВНК связаны с увеличением концентраций тонкораспыленного пирита.

В случае отсутствия нарушения технологии отбора, зоны ВНК хорошо прослеживаются по шламу. Но проводить интерпретацию только на основании данных петромагнитных исследований, мы считаем неубедительным. Во всех приведенных примерах методы ЛФИ и петромагнитный дополняли друг друга, при этом были случаи, когда они противоречили данным ГИС [6]. Комплексное использование обоих методов является предпочтительным. Методикой петромагнитных исследований без привлечения ЛФИ можно воспользоваться на месторождениях с хорошо известной литологией вскрываемых толщ, в том случае, когда накоплена информационная база и проведены комплексные исследования ряда скважин.

Приведенные примеры ранее проведенных работ по петромагнитным и литолого-фациальным исследованиям убедительно показывают необходимость и возможность проведения замеров петромагнитных параметров на буровой. Мы предлагаем:

- В состав партии ГТИ включить дополнительно одного геолога.
- Проводить замеры магнитной восприимчивости непосредственно во время бурения в режиме реального времени.
- Проводить замеры магнитная восприимчивость после нагрева (термокаппы) в лабораторных условиях.
- Подключиться к имеющимся системам мониторинга на буровой и анализировать ежесуточные сводки партии ГТИ для оценки факторов, влияющих на качество шлама.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Алексеев В.П.* Литолого-фациальный анализ: Учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине "Литология". Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2003. 147 с.
2. *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.
3. *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.
4. *Корсаков М.Н.* Экономика предприятия: Учебное пособие. Таганрог: Издательство ТРТУ 2005. – 50с.
5. Литология: учебник / А.В. Ежова; Томский политехнический университет. – 2-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 336 с.

6. *Морова А.А. Дмитриева Ю.С.* Сопоставление данных ЛФИ, ГИС и петромагнитных исследований..., стр 100-105 // Ашировские чтения 2016. Самара. Издательство СамГТУ.
7. *Морова А.А.* Обоснование выделения перерывов осадконакопления..., стр 95-100 // Ашировские чтения 2016. Самара. Издательство СамГТУ.
8. Налоговый кодекс РФ (НК РФ) часть 2 от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. от 03.05.2012)
9. *Недоливко Н.М.* Исследование керна нефтегазовых скважин: учебное пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2006. 170 с.
10. *Недоливко Н.М.* Минеральные индикаторы стадийного и наложенного эпигенеза в песчаниках юго-востока Нюрольской впадины // Нефтегазовому образованию в Сибири –50 лет: Труды Междунар. конф. – Томск, 2002. – С. 84–90.
11. *Недоливко Н.М.* Эволюция пустотно-порового пространства в зонах водонефтяных контактов // Известия ТПУ, 2010. – №1–Т. 316. – С. 99 – 107.
12. Практикум по литологии: учебное пособие / А.В. Ежова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 147 с.
13. Практикум по литологии: учебное пособие / А.В. Ежова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 147 с.
14. РД 153-39.0-069-01 Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин, Тверь - 2001
15. *Юркова Т.И., Юрков С.В.* Экономика предприятия. Электронный учебник, 2006.

ЦАРЕВ КУРГАН. РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПОСЛЕДНИХ ЛЕТ

М.П.Бортников

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

В настоящее время, в Самарской области имеется проблема с методическими разработками по проведению геологических экскурсий для школьников, студентов и специалистов геологических организаций.

Царев курган - ближайший к Самаре интереснейший геологический памятник природы, объект экскурсий Международного геологического конгресса. Описаний памятника существует очень много. Однако геологические описания разрознены по многочисленной литературе.

Наша задача состояла в том, чтобы собрать всю имеющуюся литературу, составить современное геологическое описание, попытаться разобраться с неизученными вопросами памятника и подготовить материалы для составления методического пособия по проведению геологической экскурсии.

История изучения. Упоминаний о памятнике в литературе множество. Отметим самые важные.

Паллас П. в 1773 году впервые указал состав пород, их значительные деформации и однотипность с Сокольими и Жигулёвскими горами. "...Он состоит так же, как и напротив находящиеся при Соке горы, из серого, большими глыбами лежащего известкового камня, в

котором очень мало находится окаменелостей, а особенно мелких пшенице подобных мадрепоритов, и которого слои простираются сквозь холм, хотя многие отвалившиеся глыбы и причиняют очевидный беспорядок. Сей холм бесспорно от прочих гор отделён рекою Соком" (1).

В 1841 году Мурчисон Р. впервые отнёс горные породы Самарской Луки к верхним отделам каменноугольной системы (2).

Пандер Х.И. в 1863 году впервые упомянул фауну кургана и зафиксировал каменноугольный возраст отложений. Кроме этого автор указал падение горных пород на восток и приуроченность их к некой геологической структуре (1).

Первое подробное геологическое описание разреза с фаунистическими определениями приводится в работе Ососкова П.А. в 1885 году (1).

Никитин С. в 1886 году пишет об измерении элементов залегания слоёв с падением на север, под углом в десять градусов и высказывает предположение об антиклинальной складке в Сокольных горах и на Царёвом кургане. Кроме этого, он сообщает о выделении пяти палеонтологически охарактеризованных горизонтов, сопоставляемых с верхнекаменноугольными отложениями Приуралья (2).

Штукенберг А. в 1905 году опубликовал монографию, в которой приводится описание 186 видов организмов, определённых в породах кургана (3).

В 1913 году Ноинский М.Э., в фундаментальной монографии "Самарская Лука" приводит подробное послойное описание разреза с выделением 36 слоёв и упоминаний о 145 фаунистических разновидностях. В результате работ он разделяет слои на четыре горизонта и сопоставляет их с другими разрезами Самарской Луки. Предложенная стратиграфия использовалась местными геологами всю первую половину двадцатого века (2).

В 1937 году памятник становится объектом экскурсий XVII Международного геологического конгресса. Описание Бутрова В.М. входит в путеводитель нефтяной экскурсии по пермскому Прикамью, Башкирской АССР и Самарской Луке (4).

В 1952 году Куйбышевская гидрогеологическая экспедиция проводила геологоразведочные работы на Царёво-Курганском месторождении известняков и доломитов для строительного сырья. Были пробурены скважины, пройдены расчистки и шурфы, отобраны и всесторонне проанализированы пробы карбонатных пород, подсчитаны запасы сырья. В геологическом отчёте Квашнёвой В.А. и Леушина М.Г. приведены описания всех выработок и результатов геологоразведочных работ. Описание слоёв приведено по стратиграфической схеме Раузер-Черноусовой Д.М.

В 1975 г выходит монография Прокофьева В.А., где, в том числе, описано шесть видов брахиопод (5).

В 1983 году геологи Казанского университета под руководством Муравьёва И.С. публикуют описания нескольких разрезов Самарской Луки, в том числе и Царёва кургана. Здесь выделяется три фаунистические зоны по фораминиферам (*Triticites stuckenbergi*, *Jigulites jigulensis*, *Daixina sokensis*), которые сопоставляются с гжельским ярусом верхнего карбона. Данная стратиграфическая схема является валидной до настоящего времени. Кроме этого, авторы проводят корреляцию разреза с предполагаемым гипостратотипом Яблоневого Оврага и 41-ого километра (6).

В 1988 году Обедиентова Г.Л. в популярной краеведческой книге "Из глубины веков" сообщает, что ось Жигулёвской дислокации проходит через курган, и естественно, слои пород имеют падение на север и юго-восток (7).

В 2017 году Комаров А.Ю. и Тарасенко А.Б. публикуют сообщение о разделении разреза на шесть циклотем, по которым определена смена прибрежно-морских палеогеографических обстановок на лагунные и барровые в общих условиях трансгрессии (8).

Методика работ. Наша работа заключалась в сборе материалов в Территориальном фонде геологической информации ПФО, в библиотеках и личных архивах самарских геологов

и краеведов. Полевые работы включали обследование памятника, полуинструментальную съемку, спутниковые наблюдения для вычисления максимальной высотной отметки. Так же измерены элементы залегания горных пород на данном объекте, в Сокольных и Жигулёвских горах. Сопоставлены и приведены к современной стратиграфической схеме геологические разрезы по данным разных авторов. Проведено новое описание разреза с привязкой к фотографиям, в том числе, изучены скальные стены с организацией верёвочной навески на вертикальных участках техникой SRT. В работе принимали участие студенты СамГТУ: Желнина Л., Иванцов К., Чаус В., Каскинов Л., Курдюков К. По результатам работ Желнина Л. подготовила ряд публикаций (9, 10, 11).

Общие сведения. Царев курган - крупнейший на Волге эрозионный останец, уцелевший от разрушительного влияния денудации горных пород. Расположен в Красноярском районе Самарской области, у посёлка Волжский.

В настоящее время представляет собой рекультивированный карьер Царево-Курганского месторождения карбонатных пород. Разработка велась с 70-80 годов XIX века к окончанию разработки в 70-х годах XX века центральная часть кургана была выработана ниже основания. Карьер был частично рекультивирован в 1982 году. После рекультивации сохранилось три откоса первого, частично второго и третьего карьерных уступов протяжённостью соответственно 400 м и 300 м и семь значительных обнажений. Общая толщина вскрытого геологического разреза составляет около 60 м. Максимальная высотная отметка кургана по данным спутниковых наблюдений с использованием профессионального навигационного приёмника Sokkia GRX1 составляет 99,4 метра.

Геоморфологическая характеристика и история развития. К началу XX века до массивных горных разработок курган представлял собой останец с абсолютной отметкой 116 метров и высотой над урезом р. Курумка 93 метра. Его многочисленные дореволюционные фотографии можно посмотреть в Интернете. Форма в плане - неправильный эллипс протяжённостью с севера на юг 0,4 км, с востока на запад 0,5 км. Форма в сечении - наклонный на северо-восток усеченный конус. В таком виде он существовал приблизительно 70 тысяч лет.

В геоморфологическом отношении эрозионный останец находится на второй надпойменной микулинско-калининской террасе реки Волга. Его основание, покрытое аллювиальными и морскими четвертичными и неогеновыми образованиями, находится на глубине 263 метра.

Интенсивное поднятие палеозойских отложений в районе Жигулёвских ворот происходило с миоценового времени, в результате которого сформировалась местная тектоническая структура под названием Жигулёвский вал. К началу плиоцена останца ещё не было. Курган представлял собой возвышенное окончание стрелки Палео-Волги и Палео-Сока. Палеореки тогда находились на абсолютной отметке минус 240 метров. Таким образом, реальную высоту этого возвышения без учета денудации можно оценить в 400 метров. С поднятием карбонатных пород на дневную поверхность активизировались экзогенные процессы. Эрозия сформировала севернее возвышения местный сток в стороны обеих палеорек, тем самым начав процесс формирования останца. Немаловажное значение имели и карстовые процессы. Циркулирующие подземные воды растворяли известняки и доломиты, превращая их в доломитовую муку.

В плиоценовое и эоплейстоценовое время глубокие долины палеорек начали заполняться аллювиальными и морскими отложениями. Общий рельеф нивелировался. Но только в верхнеплейстоценовое время Царёв курган отделился от основного массива. Особенность этого времени заключается в том, что, когда останец отделился, экзогенные процессы усилились. В результате суффозии начала вымываться доломитовая мука, а в результате карстовых и гравитационных процессов блоки горных пород начали растрескиваться и перемещаться от центра останца к периферии. Таким образом, к началу XX

века, Царёв курган представлял собой эрозионный останец сложенный разобщёнными и разноориентированными блоками карбонатных пород. В центральной части останца наблюдались значительные хаотически залегающие слои и гнёзда доломитовой муки. К периферийным частям доломитовая мука была практически вымыта, что и создавало впечатление сплошного скального массива.

Тектоническое строение. В тектоническом отношении территория находится в северной части Жигулевского вала, который расположен в пределах Жигулевско-Пугачевского свода. Вал представляет крупную складку широтного простирания, ассиметричного строения с крутым северным крылом и пологим южным. Северная часть вала осложнена Жигулевской дислокацией - взбросом, приподнятое крыло которого трассируется по характерным элементам залегания горных пород в северной части Самарской Луки.

В районе Ширяево азимуты падения горных пород Жигулёвских гор составляют 350-10 градусов с углами наклона 10-15 градусов, что соответствует северному крылу вала. На горе Тип-Тяв в массиве Соколых гор азимуты падения составляют от 60 до 140 градусов с углами наклона 4-12 градусов, что соответствует южному (юго-восточному) крылу.

Так как Царёв курган расположен в северной части дислокации, падения слоёв должны соответствовать северным румбам. Для проверки было проведено 17 измерений и зафиксированы северо-западное, северное, северо-восточное, восточное и юго-восточные падения. Азимуты составили от 300 до 102 градусов с углами наклона слоёв 5-12 градусов. Таким образом, нами подтверждены падения пород, отмеченные предыдущими исследователями. Но объясняется такой разброс азимутов не осью дислокации (как указывала Обедиентова), а экзотектоническими и отчасти техногенными радиальными деформациями блоков.

Наличие в центральной части биогермной постройки (и, как следствие, образование в периферийных частях структуры облекания), как указывалось ранее, не подтвердилось. "Коралловые рифы", описанные Ноинским, представляют, на самом деле, локальные калиптры толщиной 0,30-0,35 см и длиной не более 0,5 м, сложенные колониальными кораллами рода *Saprophyllum*. Подобные образования часто встречаются в стенках штолен и на другом берегу Волги. Вызвать значительные деформации пород они не могут.

Геологическое строение. В настоящее время курган сложен морскими карбонатными осадками добрятинской и павловопосадской свит гжельского яруса. Они соответственно относятся к фаунистическим зонам по фузулинам: *Triticites stuckenbergi* и *Jigulites jigulensis*. Ранее описанные отложения ногинской свиты (зона *Daixina sokensis*) в следствие горных работ в коренных обнажениях не сохранились.

Накопление осадков происходило в верхнем карбоне на шельфе Уральского океана порядка трехсот миллионов лет назад. В стенках откосов и обнажений наблюдается хорошо выраженная слоистость пород. Как правило, она параллельная, но есть слои с косой и волнистой слоистостью. По изменению окраски пород хорошо просматриваются доломитовые пачки. Наблюдаются незначительные прослои доломитовой муки. Встречаются стиллолитовые швы.

Удивляет большое литологическое разнообразие карбонатных пород. В разрезе распространены хемогенные массивные, сгустково-комковатые, псевдооолитовые известняки. Органогенные известняки представлены фузулиновыми, отрицательно-фузулиновыми и водорослевыми разностями. Доломиты и известковистые доломиты занимают значительное положение в разрезе. Как правило они серые, отрицательно-фузулиновые, пористые, кавернозные, реже массивные. Как правило, все породы в разной степени выщелочены.

Одной из интересных особенностей разреза можно назвать слой "медвежатник". Это известняки светло-бурово цвета с комковатой структурой и сферолитовыми образованиями,

похожими на гальку размерами до 4 см, представляющие сгустки водорослей *Nostocites*. Слой "медвежатик" является основным маркирующим горизонтом района.

Из фауны здесь описаны фузулиниды, одиночные и колониальные кораллы, брахиоподы, мшанки, губки, головоногие, лопатоногие, двухстворчатые моллюски, иглокожие, криноидеи. Часто встречаются хорошие образцы *Bellerophon*. Найдено и определено много видов брахиопод.

Краткое описание маршрута экскурсии. Маршрут геологической экскурсии планируется начинать от храмового комплекса в честь иконы Божией Матери "Неупиваемая чаша" (Рис. 1). Здесь интерес представляет каптированный родник. Он нисходящего типа, приурочен к верхнекаменноугольным отложениям. Родник во все времена использовался местным населением в качестве источника питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения. В настоящее время здесь оборудована купальня. В 1952 году расход составлял 250 л/с. В 2002 году определены показатели воды (рН-7,0; окисляемость перманганатная 3 мгО₂/дм³; сухой остаток - 809 мг/дм³; общая жесткость - 10,7 моль/м³; хлориды - 42 мг/дм³; сульфаты - 318 мг/дм³; общая щелочность - 350 мг/дм³; кальций - 131 мг/дм³; магний - 83 мг/дм³; общее железо - <0,1 мг/дм³; аммоний солевой - 1,5 мг/дм³; нитраты - 11,5 мг/дм³; нитриты - 0,006 мг/дм³). Таким образом, химический состав соответствует качеству питьевой воды.

От храмового комплекса маршрут проходит по старой карьерной дороге, которая поднимается на склон, и в конце концов выводит на обрывистый гребень. Здесь находится обзорная площадка и 15-и метровый Поклонный Крест, установленный в 2000 году.

Далее, пройдя вдоль обрыва по тропе, можно выйти на самую высокую точку кургана (отметка 99,4 м) и спуститься к подножью скальной стены первого карьерного откоса, сложенного породами паловопосадской свиты. Высота его достигает 25 метров, протяжённость порядка 0,4 км. В средней части хорошо заметен серый слой мощностью 2,6 м доломитов отрицательно фузулиновых, пористых. Выше наблюдается переслаивание мадстоунов, пакстоунов, флаутстоунов и пак-флаутстоунов. Породы, как правило, органогенные и пористые. Ниже доломитов залегают пак-флаутстоуны и мадстоуны с оскольчатым изломом. В последних встречаются гнездообразные скопления фауны, в том числе и крупнораковинной.

Следующие слои можно рассмотреть в обнажении "Западный выступ". Это переслаивание пак-флаутстоунов, флаутстоунов и мадстоунов. Породы горизонтально слоистые и косослоистые. Иногда интенсивно кавернозные.

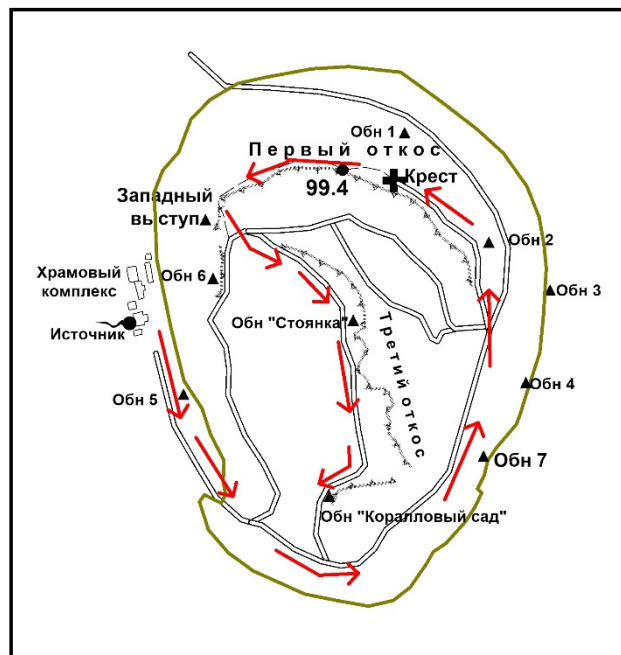


Рис. 1. Схема Царёва кургана и маршрута экскурсии.

Подшоша павловопосадской свиты прослеживается в обнажении № 6 по контакту известковых пород с доломитами.

Отложения добрянтинской свиты вскрываются в третьем откосе протяжённостью более 300 м расположенном во внутренней части кургана, куда ведёт хорошо набитая тропа. В кровле залегает мощная доломитовая пачка, которая сменяется переслаиванием мадстоунов и пакстоунов. Интересен фрагмент разреза в обнажении "Стоянка", где находится слой "медвежатник", описанный ранее. Ниже него следует переслаивание мадстоунов, пакфлаутстоунов и флаутстоунов. Породы как правило органогенные. Здесь же находится два слоя флаутстоунов, где хорошо заметны остатки больших одиночных кораллов *Capinia*. Наиболее интересное обнажение такого вида называется "Коралловый сад". Ниже слоя с кораллами наблюдается изменение в слоистости пород. Появляются флаутстоуны с волнистой и косой слоистостью. За "Коралловым садом" обнажения кончаются, но в осыпи можно найти большие глыбы "медвежатника".

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сидоров А.А. Царёв курган: энциклопедия памятника природы, истории, культуры - Самара, 2005. - 260 с.: ил. Рукопись.
2. Ноинский М.Э. Самарская Лука. Геологическое исследование Труды общества естествоиспытателей императорского Казанского университета. Т. 45. Вып. 4–6. Казань, 1913. 768 с.
3. Штукенберг А.А. Фауна Верхне-каменноугольной толщи Самарской Луки. СПб.: Тип. М. Стасюлевича, 1905. 144 с.
4. Бутров В.М. Нефтяные месторождения Самарской Луки. Нефтяная экскурсия Пермского Прикамья. - Башкирская АССР. - Самарская Лука. Вып. Под редакцией А.Я. Кремса. М.-Л.: ОНТИ НКТП СССР - Главная редакция Горно-топливной и геологоразведочной литературы, 1937. 62 с.
5. Прокофьев В.А. Брахиоподы верхнего карбона Самарской Луки, М., 1975. 143 с.
6. Муравьев И.С., Ермошкин Н.В., Шуликов Е.С. Верхнекаменноугольные и нижнепермские отложения Самарской Луки. Казань, 1983. 127 с.

7. *Обедиентова Г.В.* Из глубины веков. Куйбышев, 1988. 216 с.

8. *Комаров А. Ю., Тарасенко А.Б.* Циклостратиграфия гжельского яруса Царева кургана Самаркой Луки. В сб.: "Взаимодействие учреждений Роснедра, Минобрнауки России и РАН при региональном геологическом изучении территории Российской Федерации и ее континентального шельфа: Материалы V Международной конференции молодых ученых и специалистов памяти академика А. П. Карпинского (28 февраля – 3 марта 2017 г., ВСЕГЕИ, Санкт-Петербург) Минприроды России, Роснедра, ВСЕГЕИ. – СПб., 2017. С 176-179.

9. *Желнина Л.В.* Геоморфология и геология Царева кургана. В сб.: "Дни науки – 2018. 73-я научно-техническая конференция обучающихся СамГТУ: сб. тезисов докл.". Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2018. с 125-126.

10. *Желнина Л.В.* Геоморфология Царева кургана. В сб.: "Естественные и технические науки: тезисы докладов XLIV-й Самарской област. студ. науч. конф. Самара, 10-20 апреля 2018 года. Часть I" Отв. ред. А. Ф. Крутов. – Самара: Самарский университет: САМАРАМА, 2018. С30-31.

11. *Желнина Л.В.* Царёв курган - уникальный объект для геологических экскурсий по Самарской области. В сб.: "Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А.Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина. В 2-х томах. Том 1". – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2019. Стр. 36-38.

УДК 550.8

КЛАССИФИКАЦИЯ ПОРОД-ФЛЮИДОУПОРОВ И ОЦЕНКА ИХ НАДЕЖНОСТИ

А.О. Вязовкина, В.В. Гусев

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия*

В настоящее время повышение надежности прогнозирования залежей углеводородов (УВ) при выполнении геологоразведочных работ является актуальным направлением. В связи с этим необходимо изучение экранирующих свойств пород-флюидоупоров и определение их качества на основе комплексного анализа геолого-геофизической информации.

Рассмотрим принципы классификации пород-флюидоупоров:

1. Согласно классификации А.А. Ханина [3] флюидоупорные свойства пород-покрышек определяются абсолютной проницаемостью по газу и давлением прорыва газа. Выделяется пять классов пород-покрышек, являющихся надежной основой практической оценки их качества по степени экранирования углеводородных скоплений (табл. 1).

Таблица 1

Группа	Экранирующая способность	Абсолютная проницаемость по газу, Мд/ат	Давление прорыва газа, м ² /МПа
1	Весьма высокая	10 ⁻⁶ Мд/120ат	<10 ⁻²¹ м ² /12 МПа
2	Высокая	10 ⁻⁵ Мд/80ат	10 ⁻²⁰ м ² /8 МПа
3	Средняя	10 ⁻⁴ Мд/55ат	10 ⁻¹⁹ м ² /5,5 МПа
4	Пониженная	10 ⁻³ Мд/33ат	10 ⁻¹⁸ м ² /3,3 МПа
5	Низкая	10 ⁻² Мд/<5ат	10 ⁻¹⁷ м ² /<<0,5 МПа

2. По А.Э.Бакирову [4] в основе классификации покрышек лежит несколько принципов:

По площади распространения

1. Региональные	Распространены в пределах нефтегазоносной провинции или ее большей части, характеризуются значительной мощностью и литологической выдержанностью
2. Субрегиональные	Распространены в пределах нефтегазоносной области или большей части
3. Зональные	Распространены в пределах зоны или района нефтегазонакопления
4. Локальные	Распространены в пределах отдельных местоскоплений, обуславливают сохранность отдельных залежей

По соотношению с этажами нефтегазоносности

1. Межэтажные	Перекрывающие этаж нефтегазоносности в моноэтажных местоскоплениях
2. Внутриэтажные	Разделяющие продуктивные горизонты внутри этажа нефтегазоносности

По литологическому составу

Однородные (глинистые, карбонатные, галогенные)	Состоят из пород одного литологического состава
Неоднородные - Смешанные (песчано-глинистые, глинисто-карбонатные, терригенно-галогенные и др)	Состоят из пород различного литологического состава, не имеющих ясной слоистости
Неоднородные - Расслоенные	Состоят из чередования прослоев различных литологических разностей пород

Таким образом, породы-флюидоупоры различаются по характеру распространения (протяженности), мощности, литологическим особенностям, степени нарушенности сплошности пород, минеральному составу и т.д. Этими же факторами определяются их экранирующие свойства. Физико-механические и фильтрационно-емкостные свойства пород-флюидоупоров могут являться следствием особенностей литологического и минералогического состава отложений, сформировавшихся в различных палеогеографических обстановках. С другой стороны, данные свойства могут быть приобретены в результате воздействия вторичных постседиментационных процессов. Анализ условий образования флюидоупоров, выявление и изучение факторов, способствующих формированию флюидоупорных свойств, а также прогноз их распространения позволит повысить эффективность поисково-разведочных работ на нефть и газ [1].

Таким образом, несмотря на многочисленные публикации по этой тематике, вопросы оценка качества и надежности флюидоупоров остаются проработанными не полностью, а имеющиеся результаты исследований носят общий характер. Для детального изучения пород-флюидоупоров необходим комплексный литолого-петрофизический анализ керна и ГИС. Анализ условий образования флюидоупоров, выявление факторов, способствующих формированию флюидоупорных свойств, а также прогноз их распространения позволит повысить эффективность поисково-разведочных работ на нефть и газ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Ахмедзянов И.Ф.* Флюидоупоры севера Тимано-Печерского нефтегазоносного бассейна (на примере Хоревейской впадины): автореф.: дис. к.г.-м.н.: Москва, 1993. - 23 С.
2. *Ильин В.Д., Перькова Я.Н., Сараева Г.Д.* Экранирующие свойства сульфатных пород на больших глубинах по данным экспериментальных исследований // Породы-коллекторы на больших глубинах. – М.: Наука, 1990. – С. 24–30.

3. Ханин А.А., Абдурахманов К.А. Характеристика экранирующей способности глинистых пород // Изучение и использование глин: Материалы X пленума Всесоюзной комиссии по изучению и использованию глин: Тезисы докладов. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1973. – С. 19–20.

4. Бакиров Э.А., Габриэлянц Г.А., Ханин А.А. Экранирующая способность глинистых покрывок и ее влияние на распределение газовых залежей на примере отдельных районов Каракумской платформы // Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. – 1968. – № 2.

УДК 550.832.44

К ВОПРОСУ ОБ ИЗУЧЕНИИ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПЛАСТА В1 СОЛОГАЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Т. С. Курдина, О. Г. Ушанова

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия,
E-mail: kurdina_geol@mail.ru*

Сологаевское месторождение нефти расположено в пределах Кинель-Черкасского и Похвистневского административных районов Самарской области. Месторождение открыто в 1982 г. поисковыми скважинами на Подбельском и на Сологаевском куполах, которые дали фонтанные притоки нефти из пласта Д1. Разработка месторождения осуществляется с 1984 года.

В 1982-89 гг. на Сологаевской площади, включая Подбельское поднятие, проводится глубокое разведочное бурение. В результате установлена промышленная нефтеносность пластов Д1, Д1' пашийского горизонта и перспективность (по ГИС и керну) пластов ДК тиманского горизонта и В1 турнейского яруса.

В 1990 году район Сологаевского купола охвачен сейсморазведочными работами, в результате исследований уточнено строение Сологаевского поднятия.

Нефтеносность разреза Сологаевского месторождения в процессе разведочного и эксплуатационного бурения изучалась по керну и промыслово-геофизическим материалам.

Основными объектами разработки на Сологаевском поднятии являются пласты Д1 и Д1', на Подбельском поднятии - пласт Д1. Кроме того, по данным ГИС и опробования в колонне была выявлена нефтеносность пластов В1 турнейского яруса и ДК тиманского горизонта на обоих куполах.

Пласт В1 приурочен к кровле турнейского яруса и сложен известняками, неоднородными по своему литологическому составу: пористые, проницаемые разности чередуются с плотными, непроницаемыми. Покрывкой залежей нефти пласта В1 служит мощная пачка глин бобриковского горизонта. Нефтеносен он на обоих поднятиях Сологаевского месторождения.

Для характеристики химического состава пластовых вод турнейского яруса использованы результаты опробования одновозрастных пластовых вод Винно-Банновского месторождения. Минерализация пластовых вод составляет 253,55 г/дм³.

При подсчете запасов пласта В1 Сологаевского месторождения его относят к поровому типу коллектора и коэффициент пористости рассчитывают как для межзерновых известняков.

Однако по данным геофизических исследований скважин пласта В1 выявлены следующие особенности.

1. В ряде скважин наблюдается не уменьшение диаметра, что характерно для поровых коллекторов, а незначительное увеличение.

2. Отсутствует радиальный градиент сопротивления по диаграммам разноглубинных микрзондов (МПЗ, МГЗ).

3. По диаграммам методов определения пористости отмечаются более низкие значения коэффициента общей пористости, определённые по НГМ, по сравнению с коэффициентом пористости по АМ.

4. При расчёте параметра пористости и сопоставлении полученной зависимости параметра пористости от коэффициента пористости с зависимостью для поровых коллекторов наблюдается смещение её влево, так как наличие трещин в породе резко снижает значения параметра пористости по сравнению с породами аналогичной межзерновой пористости (рис.1).

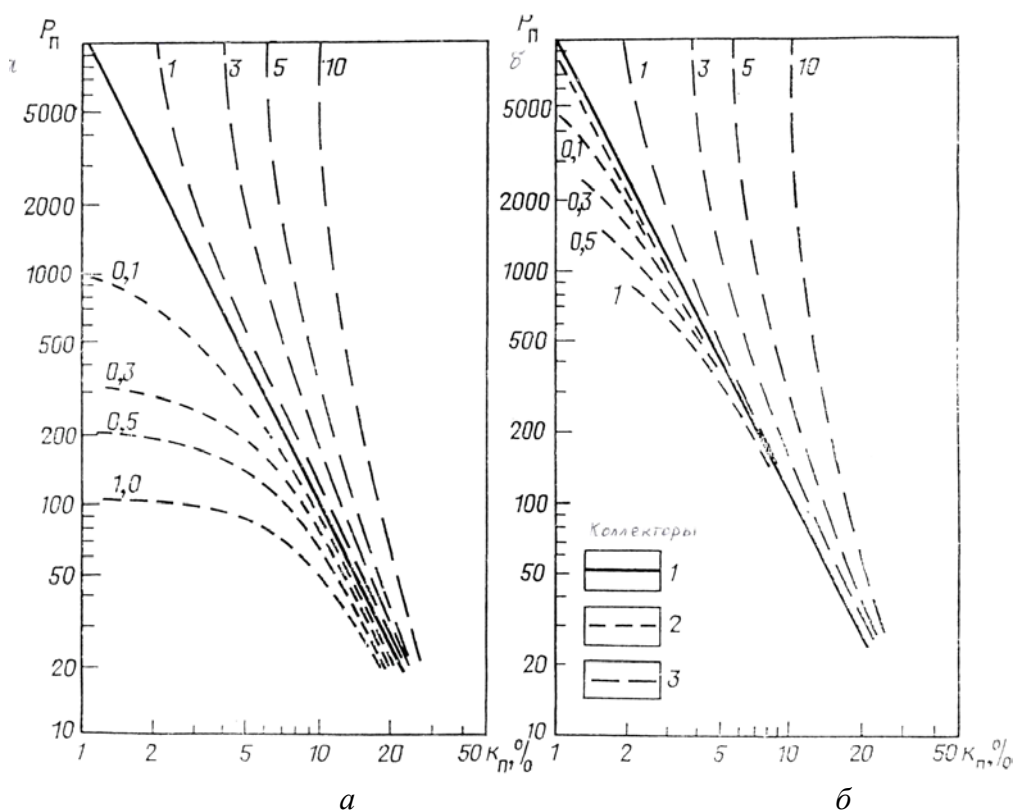


Рис. 1. Зависимость параметра пористости $P_{п}$ от коэффициента общей пористости трещинных (а) и кавернозных пород (б):

а – все поры заполнены пластовой водой с $r_{в}$; б – трещины и каверны заполнены фильтратом с $r_{ф}=10r_{в}$, а межзерновые поры – водой с $r_{в}$.

Коллекторы: 1 – межзерновые; 2 – трещинные; 3 – кавернозные

Перечисленные особенности характерны для сложных трещинно-поровых коллекторов.

В связи с этим целесообразно использование расширенного комплекса ГИС, включающего проведение широкополосного акустического каротажа.

Информация по поперечным волнам и волнам Лэмба, полученным АКШ, позволит с большей точностью определить тип порового пространства и рассчитать коэффициент пористости продуктивного коллектора.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Подсчёт запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов. Справочник/ Под ред. В. В. Стасенкова, И. С. Гутмана. – М.: «Недра», 1989 – 270 с.: ил.
2. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник/ Под ред. д. г.-м. н. В. М. Добрынина. – М.: «Недра», 1988 – 476 с.
3. *Латышова М. Г., Мартынов В. Г., Соколова Т. Ф.* Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. Учебное пособие для вузов – М.ООО «Недра – Бизнесцентр», 2007. – 327 с.: ил.
4. *Стрельченко В. В.* Геофизические исследования скважин. Учебник для вузов. - М.ООО «Недра – Бизнесцентр», 2008. – 551 с.: ил.

ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ РАЗРЕЗА И ВОЗМОЖНОСТЕЙ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ПРИ ИЗУЧЕНИИ ЗАЛЕЖИ

Д.А.Лемешева, Н.М.Прилипка

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

darya_lemesheva@mail.ru

Изучение особенностей разреза и возможностей геолого-геофизического комплекса при изучении залежи является актуальной проблемой в современной геологии.

При раскрытии темы нами были поставлены следующие задачи: произвести литолого-стратиграфическое расчленение разреза, изучить сложности геологического строения выбранного месторождения, а также изучить возможности геолого-геофизического комплекса.

Для изучения было выбрано нефтегазоконденсатное месторождение республики Саха с перспективными нефтяными залежами, приуроченными к карбонатным коллекторам.

Месторождение находится в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НБ НГО), выделяемой в центральной части Лено-Тунгусской провинции.

Крупные залежи углеводородов выявлены в ботуобинском, хамакинском и талахском продуктивных горизонтах.

Сложности связаны с тем, что залежи пластосводовые литологически и тектонически экранированы, а также залежи характеризуются разнообразием литологического состава: песчаники, известняки, доломиты, ангидриты. Залежи представлены разнообразием литологических разностей. Также отложения характеризуются наличием вторичной пористости, трещиноватости и кавернозности.

Геологический разрез на месторождении представлен нижнепротерозойским кристаллическим фундаментом и осадочным чехлом, сложенным отложениями венда, кембрия, юры, а также плейстоцена и голоцена.

Одними из наиболее распространенных пород осадочного чехла месторождения являются карбонатные породы кембрия, а приуроченные к ним коллекторы, содержащие углеводороды, развиты повсеместно, на них приходится большая часть добычи углеводородов.

Рассмотрим разнообразие литологических разностей. Основную роль в его строении геологического разреза месторождения играют терригенно-карбонатные отложения венда и галогенно-карбонатные образования кембрия.

Подводя итог изучения особенностей геологического разреза, отметим, что залежь характеризуется разнообразием литологического состава: песчаники, известняки, доломиты, ангидриты. Залежи представлены разнообразием литологических разностей. Также отложения характеризуются наличием вторичной пористости, трещиноватости и кавернозности.

Для изучения распространения трещиноватости и кавернозности по нефтяной залежи, представленной карбонатными породами, предлагается использовать комплекс двух методик - нормализации акустического (АК) и нейтрон-нейтронного (ННК-т) методов. При пересчете показания нормализованного АК и наблюдаемого ННК-т совпадают в интервалах неколлекторов и расходятся в коллекторах; величина расхождения обусловлена строением порового пространства. Также расхождение может быть связано с доломитизацией, поэтому двух методов недостаточно. Необходимо вовлечение гамма-гамма плотностного каротажа.

Отсутствие универсальной технологии изучения нефтенасыщенных карбонатных пород-коллекторов геофизическими и лабораторными методами по определению литологического состава и особенностей структуры порового пространства, влияющих на фильтрационно-емкостные свойства, требует доработки применяемого комплекса.

Такое разнообразие пород требует применения расширенного комплекса ГИС, включающего нейтронный каротаж, гамма-гамма плотностной каротаж, акустический каротаж с фазо-корреляционной диаграммой.

Также критерием выбора объектов рассмотрения служила полнота их охвата исследованиями керна и ГИС, включающими акустический, нейтрон-нейтронный и гамма-гамма методы.

Подводя итог в первых шагах изучения, мы пришли к выводу, что для изучения месторождения необходим полный комплекс геолого-геофизических исследований, включающих исследования кернов, грунтов, пластоиспытателей на трубах, а также геофизические исследования скважин, включающих, не только НК и АК, но и НК, ГГКП, АК с фазо-корреляционной диаграммой.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Лазуткина Н.Е., Хохлова М. С., Мартынов В. Г.* Геофизические исследования скважин. Инфра-Инженерия. 2009.
2. *Романенко Н.В., Тверитнева А.А.* Геофизические исследования скважин. Издательство «ИКИ» 2017.
3. *Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А., Африкян А. Н.* Геофизические исследования скважин. Издательство "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина 2004.

О НЕКОТОРЫХ АСПЕКТАХ КОГНИТИВНОГО ПОДХОДА ДЛЯ ПРОГРАММ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ, БУРЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ

В.И.Попков^{1,2}, *А.М.Штеренберг*², *Д.С.Лихонос*¹, *И.А.Евстифеев*², *А.В.Тютяев*²,
*И.И.Киреев*¹, *В.В.Гусев*², *К.В.Пчела*¹, *Д.А.Горнов*¹, *М.С.Багрянцев*¹, *А.С.Осокин*¹,
*Е.В.Митина*¹, *С.Д.Туровец*¹, *М.А.Ильичева*¹, *О.Н.Белова*¹, *А.В.Попкова*¹

1 - ООО СамараНИПИнефть,

2 –Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия,

popkovvi@samnipineft.ru

ashter53@mail.ru

Аннотация

Представлен численно-аналитический метод геодинамики единого многомасштабного потенциала 4D-геомеханики энергетической интеграции собственных геофизических ритмов в многоуровневом пространстве структурно уплотненной кинетики массопереноса согласно дифференциальному закону Ньютона $Q' = \rho ds \cdot \partial^2 \xi / \partial t^2$ и интегральной формуле А. Эйнштейна $E(u, t) = \rho VC^2 + \int_V^T \rho \langle uv \rangle dt dx$. Определены сейсмические ритмы геологических циклов глубинных структур Волга – Урал, Сибирь – Камчатка при диссипации излучения, адсорбции поглощения и ядерно-магнитном резонансе. Предложена системная модель конвективно-диффузионного дрейфа глубинных фазовых компонент гетерогенных структур сложнопостроенного шельфа при глобальной аэрации Срединного Океанического Хребта Урала. Рассмотрено непрерывное энергетически-временное пространство органических систем нефти. Представлены многократно обращенные реакции уплотненного генезиса формаций, органических маркеров сланцевых и реликтовых глин, в том числе фаций симметричной пористости и насыщения.

Ключевые слова

Геологоразведочная программа; многоуровневая разведка ресурсов; геоинформационное моделирование; уплотненные формации; качество коллекторов; эволюционно-топологический метод; стрессоустойчивость; 4D-геомеханика; глобальная аэрация; синтетические коллектора; энергетическая интеграция.

Введение

В настоящее время нефтедобывающие компании всё чаще сталкиваются с проблемой уменьшения дебитов скважин и снижения качества коллекторов. Об этих возросших геологических рисках говорили вначале 2-го тысячелетия [6,4]. Для поддержания и наращивания уровней добычи нефти приходится располагать скважины в сложных геологических условиях [13], уплотненных низкопроницаемых и разуплотненных неконсолидированных коллекторах с высоким содержанием глин, уплотненных сланцев. Это влечёт за собой увеличение рисков бурения и бизнеса, устойчивости конструкций скважин и начальных дебитов, неопределенности технологий и программ для длительного прогноза разработки и неоправданность ожиданий. Сложноорганизованные коллектора, обладая аномальной теплопроводностью, определяют важную роль миграции [11] многомасштабной корневой системы трансгенезиса, динамического развития [1] крупномасштабных течений [15] и собственных ритмов турбулентности молекулярного качества статической накачки и перспективного бизнеса геологоразведочных работ (ГРП) [2].

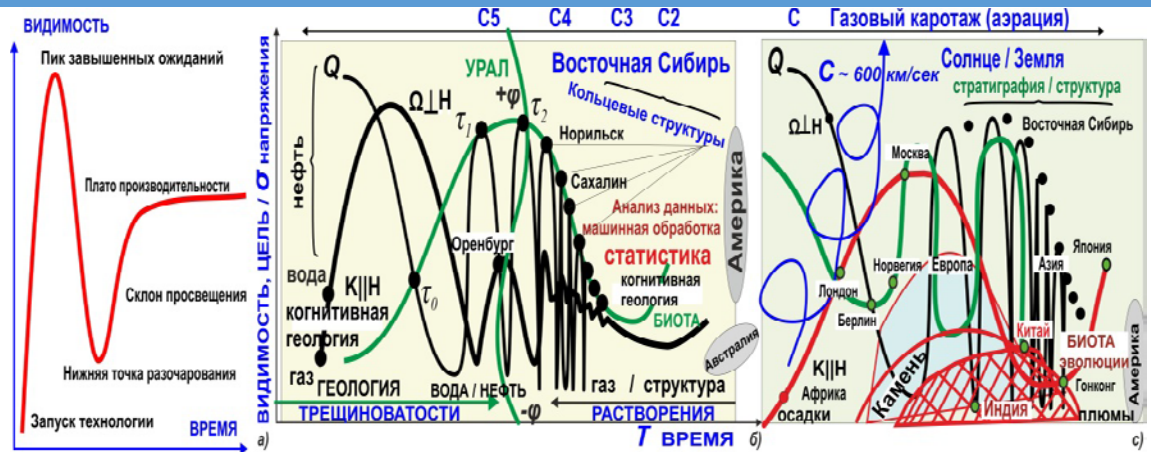


Рис. 1. Глобальные циклы типа Гарднера для когнитивной геологии развития индекса сложности геонавигации коллекторов ($K||H$, $\Omega \perp H$), программ ГРП и бурения

В энергетическом поле Земли происходит поляризация порового пространства блочной структуры самоорганизации нематических фазовых компонент ядерно-магнитного резонанса, электромагнитной ионной, ферритмагнитной циркуляции нейтронной плотности тепловых, концентрационных и др. геофизических полей [19]. На примере старейшего Волго-Уральского бассейна представлена новая модель гидродинамической устойчивости когнитивистикой геологии качества коллекторов с учетом истории разработки и новых ресурсов бизнеса. Обоснован профиль притока функции качества коллекторов сложных геолого-гидродинамических условий. Предложены новые геологические подходы поиска, разведки и системного проектирования сложноорганизованных месторождений. Представлена когнитивная геология [14,7,8,9] как функции интеграции бизнеса капитализации ГРП-проектов. Предложена функция трансформации качественных скачков геологии единого потенциала будущих, перспективных зон. Представлены лучшие практики геологоразведки старейшего региона Волго-Уральского бассейна Прикаспия, роли безопасного и эффективного производства ГРП в улучшении качества разработки.

В целях повышения эффективности запуска новых информационных 4D моделей, рис.1, активно внедряют когнитивные технологии в производственную деятельность для повышения эффективности бизнес-процессов. Данные технологии позволяют сокращать сроки ввода месторождений в эксплуатацию и повышать эффективность принимаемых решений за счет интеграции тех данных, которые не использовались ранее в анализе, что в свою очередь дает новый вектор для развития. По итогам анализа в ряде компаний, в частности Газпромнефти, выделены следующие приоритетные направления внедрения когнитивных технологий:

- обработка 4D массивов данных сейсморазведки;
- геолого-гидродинамическое моделирование 4D геомеханики;
- комплексированный анализ результатов исследований в масштабах месторождения;
- обработка данных гидродинамических исследований и скважинных операций в режиме реального времени;
- выявление и прогнозирование осложнений в режиме реального времени;
- автоматизация процессов сбора, информационной подготовки и машинной обработки больших массивов данных.

По нашему мнению, все эти направления важны, но будут в разы эффективней при использовании концепции многомасштабного подобию системных моделей комплексированных коллекторов массопереноса, полностью укладывающихся в теорию 4D геомеханики эволюционной геологии, развития фаций и формаций на гигантских просторах от Атлантики до Сахалина и Камчатки [16]. Необходимо рассматривать 4G+ изменения

моделей коллекторов не только в пространстве, но и во времени. Существует историческая геология, рассматривающая стратиграфическое развитие земной коры во времени и пространстве с момента её образования до наших дней. Аналогично, промысловая геология должна рассматривать временное изменение моделей месторождения и технологий в процессе формирования и развития [3].

А как иначе моделировать многолетний процесс формирования и развития залежей? При этом изменение модели залежи по времени должно происходить в фильтрационной модели проводящей структуры пород. Такой подход можно называть когнитивной или кинетической геологией. Изменение гидродинамических масштабов моделей (чисел Рейнольдса и частоты) теневого обтекания залежей по времени происходит в фильтрационных моделях углеводородной структуры этапов катагенеза и многократного разрушения, старения и осаднения пород. При этом если верить сегодняшним технологиям классического исследования керна, за время жизни месторождение заметным образом не изменяется. Однако, согласно новейшим исследованиям при больших коэффициентах промывки изменяется [3] концентрация растворенной структуры, поляризация гидрофильности и гидрофобности. А это уже гиперболический тип уравнений движения и логарифмическая шкала времени уплотнения/разуплотнения, концентрации углеводородов.

Эти, казалось бы, неразрешимые проблемы моделирования с точки зрения дискретной статистики [20] и тектоники, вполне успешно решаются с точки зрения непрерывной пространства времени, когда вязкости газов и жидкостей непрерывно гладко, согласно межфазным временам релаксации переходят в упругие структуры и обратные процессы разрушения, растворения и осаднения. Дилемма временной неопределенности технологий четко отражена в геологических циклах Гарднера (рис.2). Неопределенности ожиданий технологий ГРП, бурения и разработки возникают как в начале, так и в конце очередного цикла исторического и техногенного развития, когда, казалось бы, все изучено о месторождении, как например, Мухановском, Ромашкинском и Самотлорском. Фактически речь должна идти о глобальных моделях устойчивости многомасштабного дрейфа коллекторов и развития Средиземноморья вплоть до Сахалина и Камчатки. Нельзя индексировать современные коллектора по ГИСам прошлого века, можно только в режиме онлайн, потому как пластичные субстанции вымываются непрерывно вплоть до сланцевой нефти, формируя уплотненные границы, непроницаемые для нового геологического этапа развития 4D пространства. Следовательно, в процессе эксплуатации залежь эволюционирует либо в область неколлектора, либо в линзовидную или вертикально одноосную, трещиноватую залежь, чем собственно и являются ловушки и что наблюдается на всех пластах на всей планете за все время добычи углеводородов. При этом сегодняшняя нефть единого непрерывного пространства не течет туда, где она текла вчера или потечет завтра. Это гидродинамическая задача обтекания Земли по космической спирали с формированием теневой структуры: от Африки к Северному полюсу и по Берингову проливу - в обратную сторону к Китаю и Индии. Многомасштабное 4D решение обтекания и пластичной релаксации на уровне сообщающихся фазовых сосудов, но не скоростей фильтрации, а сжимаемости и деформации [20]. Однако, как отмечено в патенте геофизического способа определения пространства времени, при сложении падающей и отраженных волн разных плотностей всегда возникает дефицит масс, т.е. вакуум трещин. И трещины уже никогда не исчезнут, они будут только развиваться от газа и жидкости к твердому телу и его многократному растворению, разрушению и деградации, проходя непрерывно все фазовые углы глобального пространства миграции, в т.ч. невидимого. Так как видимая область геологии и космоса занимает только ~ 20% всего пространства, части спектра от красного к инфракрасному, остальная область скрыта в черном цвете. Так что трещина разрывная только в нашем видимом пространстве, а в глобальном времени всегда непрерывна по фазовым углам релаксации и диссипации. И чтобы понять сложную

индексацию всех гармоник, но, конечно же, уже не хаоса, нужно рассматривать модель непрерывного времени и уплотненной структуры пространства.

Геологи проводят индексацию кровли, но любая кровля упирается в выклинивание, в областях реликтовой глинистости и высших фаз катагенеза $S+7$. Однако, это тоже нефть единого временного развития органических осадений глобальной аэрации Срединного Уральского Хребта. Следовательно, нужно решать задачу разбухающей поверхности осаденных пород. При этом в дифференциальных законах Ньютона и Дарси нет членов, которые передают информацию во времени типа подобия углов моментов деформации, количества движения. Необходима информация, что в точку « b » поступило то же вещество. Нужно определение нефти и контрольных точек BackUp, так, например, еще вчера сланцевая нефть не входила в понятие нефть, а сегодня за ее счет запасы нефти в Америке возросли. Используемые сегодня законы учитывают только движение параллельного подобия типа баллистического и Бернулли. Необходимо привлекать производные высших порядков многомасштабной корреляции пульсаций скоростей. Это малые скорости, но и сверхмалых углов моментов деформации и больших фрактальных площадей. Так электромагнитные поля индукции способны расплавить железо за доли секунд, имея граничные условия нулевых градиентов. О какой термодинамике нужно говорить на ребрах и углах пирамиды, если стороны из железа, углерода и газа, разных плотностей? Возникают электроиндукционные токи. При этом надо заметить, что речь не о квантовых процессах открытых систем, а замкнутых земных, о новейших кухонных технологиях. Согласно закону сообщающихся сосудов ионы, проникая в органическую систему, например, под Москвой, тут же выходят на противоположном фазовом контакте под Самарой, не протекая по всему проводнику.

Концепция многомасштабного подобия системных моделей сложных коллекторов полностью укладывается в теорию 4D геомеханики фаций и формаций вплоть до Сахалина, который весь стоит на газовых трубах, как, впрочем, и Таймыр. Мысль о газовом каротаже до $S+5$ хороша, но почему тогда не до $S-5$? Если пласт пересекает скважину под углом $+\varphi$, то с другой стороны это уже $-\varphi$, что тогда принимать за угол индексации? При этом если повышать индекс трещиноватости, суммируя матрицу с трещиной, но, тогда как быть с англоязычной двузначностью? Трещина как минимум должна иметь тот же тип сложности, что и матрица, только с отрицательным знаком. Так пласты Волга-Урал имеют множество подиндексаций со штрихами, двойными и тройными. Рис. 2 составленный в 50-х гг. Ю.Н. Годиным и др. соответствует когнитивной геологии, предлагаемой 4D модели регионов вплоть до Сахалина и Камчатки. Здесь I - юго-восточный склон Татарского свода; II - Серноводско-Абдулинская впадина; III - Кинельский свод; IV - Бузулукский выступ; V - Чаганско-Камеликский вал; VI - северный борт Прикаспийской впадины; 1- поверхность возможно протерозойских образований; 2- поверхность декамбрийского фундамента; 3- зоны разломов; 4- нарушения в толще осадочных пород. Мурманские и Архангельские геофизики проводят индексацию балтийские коллектора с углом направления миграции в сторону Урала с неопределенными углами фазовых стоков.

Таким образом, геофизические и гидродинамические поля генерации и аккумуляции формаций, а также фациальных и фазовых границ морского глубоководного шельфа характеризуются следующими общими особенностями:

- сложной организацией разномасштабного пространства, неярко выраженным структурным контролем, флуктуациями профилей притока;
- сегментным ограничением залежей разломами, литологическими замещениями коллектора сегментами низкопроницаемого дренажного уплотнения, отсутствия притока, застойными, капиллярно защемленными зонами противоточной пропитки;
- конвективно-диффузионными сдвиговыми деформациями тангенциальных напряжений неравновесной температуры, вязкости и трудностью

симметрично осредненной инверсии насыщенности, давления, которые не существуют при импульсной передаче энергии 4D массопереноса.

Новые технологии воздействия на пласты, развитие технических средств контроля и управления процессами добычи, а также моделирования месторождений с трудно-извлекаемыми запасами часто не имеют адекватного отражения в когнитивистике решений, применяемых в широких промышленных масштабах. Это связано с тем, что очень часто для сложных случаев не хватает специализированных физико-математических алгоритмов [12] и методик, позволяющих совершенствовать контроль регулирования процессов разработки.

Научное сопровождение проблемы связано с интегральным методом решения фундаментальных теоретических и прикладных задач нелинейных функций распределенных параметров времени [5] с учетом:

- термодинамики контакта в пространстве пористой среды (горизонтальной скважины), является базовой функцией нормированного масштабного осреднения объемного массопереноса и передачи количества движения;
- геофизической интерпретации с использованием концептуально новой информации о структуре продуктивного пласта (динамический характер скин-фактора, анизотропное напластование кровли-подшвы и др.);
- выработки адаптированного теоретического представления конкретных моделей и методов расчетов деформации массивов горных пород и разработки месторождений.

Результатом работ явилось развитие новых представлений о сложной геологической среде, системной организации многомасштабных фазовых движений, автоволновых явлений, принципов синергетики и самоорганизации. Многомасштабное «аномальное» поведение тандема «порода – флюид» с выделением основных фильтрационных потоков являются обобщением двойного порового пространства Полларда-Пирсона $\Delta p(t) = \sum_{j=1}^3 a_j \exp(-\alpha_j t)$. Здесь $\alpha_1 \gg \alpha_2 \gg \alpha_3$, соответственно, для трещин, поровой матрицы и вязкого сдвигового слоя. Наряду с этим концепция «геологических тел» дает нам понимание различных масштабов структуры пространства и времени, цикличности процессов, моделирования в прогнозном, техногенном времени. В случае стационарного движения жидкости плотности ρ_f вдоль линии тока l уравнения движения и неразрывности представляют систему уравнений с учетом масштаба микроструктуры h и времени релаксации τ (Воропаев Г.А. [17] 1988, Николаевский В.Н. 1996). В качестве микроструктуры выступает структура порового пространства композитного наполнения сплошной среды. Модификация уравнений с учетом моментной микроструктуры Косера развита в работах Вервейко Н.Д. [10].

Блочное уплотнение геофизических процессов собственных ритмов

Решение уравнения равновесия в цилиндрической системе координат записывается в виде функций комплексного волнового числа $k = \alpha + i\beta$: $\varphi(z, \varphi) = a_1 J_0(z, \varphi) + a_2 Y_0(z, \varphi)$; $\psi(z, \psi) = a_3 J_1(z, \psi) + a_4 Y_1(z, \psi)$, где $J_i(z_j), Y_i(z_j)$ - функции Бесселя, $z_j = k_j R$, $j = \varphi, \psi$. При удовлетворении граничным условиям получаем систему уравнений четвертого порядка. Это дает характеристическое уравнение и матрицу $\det \{A\} = 0$ для нахождения собственных частот сейсмической эмиссии. На собственных частотах происходит снижение коэффициентов затухания. Амплитуды становятся значительно больше толщины сдвигового слоя в несколько десятков раз. В результате резонансно-волнового разуплотнения породы происходит образование наклонно-вертикальных зон вторичной пористости, не совпадающей с геометрией начального осадконакопления. При повышении скорости наблюдается рост ньютоновской доли вытеснения, уменьшение остаточного нефтенасыщения. При превышении критической скорости происходит спад коэффициента вытеснения при растворении и разрушении структуры.

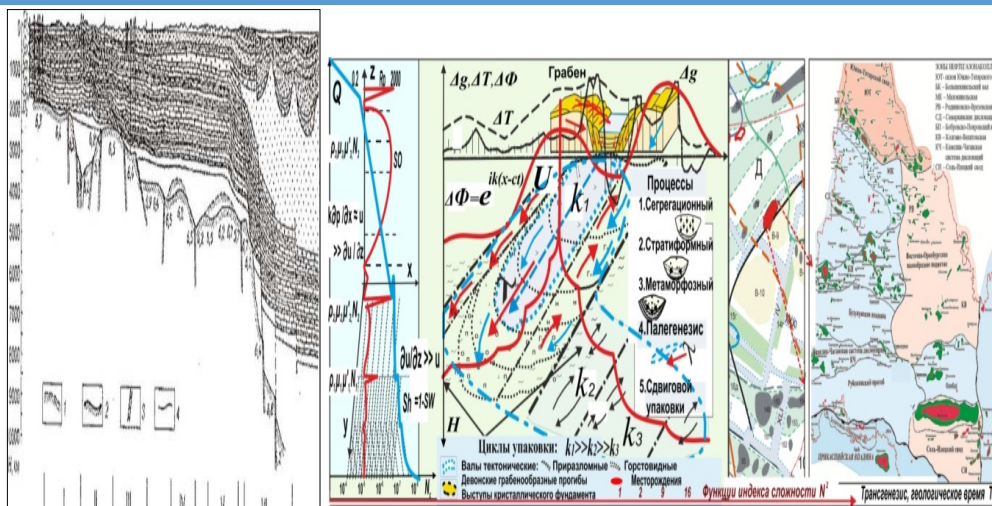


Рис. 2. Сейсмогеологические профили геологических циклов геонавигации коллекторов формирований габренообразных прогибов, приподнятых блоков Волга-Урал

Актуальность исследований многомасштабных процессов неотектоники объясняется тем, что вторичные преобразования матрицы систем углеводородов в целом могут давать до 80% добычи при общей тенденции снижения ресурсной базы с «классическим» поровым типом. Наиболее убедительно положение о блоковых движениях в формировании структурных элементов ловушек осадочного чехла "работает" при моделировании областей с древним фундаментом (рис. 2). В связи с планетарными напряжениями здесь формируются динамические структуры растяжения и сжатия, а также диагональные структуры сдвигов. При этом формируются залежи разной структурной приуроченности:

- структуры, связанные с эрозионным фундаментом и ступенеобразными погружениями.
- латеральное распространение напряжений растяжения конседиментационных процессов порождает мелкие структуры седиментации.
- напряжения сжатия отчетливо проявляются в формировании неотектонических структур.

Выводы

Конвективно-диффузионные волновые поля многомасштабной миграции трансгенезиса как функции интеграции качества коллекторов формируют новый тип динамической устойчивости блоков матрицы и трещин, ГРП регионов и стационарной части этапов притока скважин.

Сдвиговые структурно-аномальные сложные поверхности органических систем коллекторов геологической эволюции способны аккумулировать энергию и организовывать массоперенос по определенным энергетическим траекториям ядерно-магнитных резонансных взаимодействий.

Блочная структура устойчивости уплотненно-разуплотненного порового пространства резонансно-волновой релаксации напряжений естественного и техногенного характера открывает новые возможности для поиска, разведки и моделирования качества потенциалов, диагностики и регулирования притока, оптимизации с учетом геологических рисков.

Атомно-молекулярная эволюция органики, в т.ч. энергетического развития ДНК, по формуле Эйнштейна, согласно эволюционно-топологическому решению уравнения для гетерогенно устойчивой непрерывной среды районированного бассейна, идет с гармонической скоростью периодичности циклов накопления эволюционного молекулярно-динамического развития.

Фазовые амплитуды противоположных знаков гетерогенной эволюции определяются критическими точками фазовых окон-источников высокоамплитудного асимметричного энергетического развития вещества. Имея разные фазы, но по мощности одинаковые они могут взаимно уничтожить друг друга в 3D пространстве. Поэтому в нулевой критической точке 4D пространства времени происходит эволюционный скачок в новом направлении.

Предложено эволюционно-топологическое решение комплексированной маршрутизации аддитивной истории структурной карбонизации органического фотосинтеза и циклов поровой ферментации более 4 млрд.л. Решена задача интеграции генезиса UV от первых маркеров органических реакций геологических циклов фотосинтеза $6CO_2 + 6H_2O + hv \rightarrow C_6H_{12}O + 6O_2$ до современных сложных систем районированных минерально-сырьевых ресурсов. Как результат синергии геофизических ритмов отраженно-уплотненной сейсмической эмиссии интеграции Евразии создана гравитационная модель дислокации газа и нефти при глобальной аэрации Срединного Океанского Хребта Урала.

Представлена уплотненная матрица карбонизации структур эволюционной геологии, гидрофобизации циклов ферментации природных и современных синтетических, техногенных коллекторов, роботизированных технологий аддитивных этапов разработки карбонатно-сланцевых систем нефти. Создан устойчивый алгоритм временной интеграции фильтрационных полей генезиса поровой концентрации нефтенасыщения сопряженной молекулярной миграции диффузионной матрицы дрейфа фазовых скоростей.

Создана интегрированная модель качества коллекторов и проницаемостей, сопряженная с проводимостью воды, газа различных уровней зрелости и стадий катагенеза, концентрации глинистости, трещиноватости горного уплотнения и разрушения. Проведена историческая интеграция четвертичного, Альпийского периода дислокации миграционных полей Предуралья, горстов Юры Западной Сибири и неотектоники уплотнения геологических ресурсов Восточной Сибири и Сахалина.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Хасанов М.М., Булгакова Г.Т.* Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2003, с. 25-26.
2. *Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В. Г., Юдинцев Е.А.* Геология карбонатных сложнопостроенных коллекторов девона и карбона Татарстана. Казань ФЭН, 2010, 283с.
3. *Максимов В.М.* Обобщенный закон многофазной фильтрации и новые эффекты поверхностных явлений при двухфазных течениях в пористой среде. Георесурсы. 2019. Т. 21. № 1. с. 86-91.
4. *An L.Y.* Paleochannel sands as conduits for hydrocarbon leakage across faults: an example from the Wilmington oil field. California. AAPG Bulletin. Amer. Assoc. of Petroleum Geologists. 2009.
5. *Kumar N. Karthik, Joshi Sameer, Banerjee Raj, Sundaram K.M.* A New Method for Gas Well Deliverability Potential Estimation Using MiniDST and Single Well Modeling: Theory and Examples Engineers Source. SPE 113650, 2008.
6. *Шашель А.Г., Шиповский А.П., Хлуднев В.Ф., Александров А.А., Даниелян Б.З.* Геодинамика Камелик-Чаганской структурной зоны в девонское время в связи с поисками залежей нефти и газа. Геология нефти и газа. 1997. № 10. с. 26-33.
7. *Попков В.И., Штеренберг А.М., Гусев В.В.* Единый сложноструктурный потенциал уплотненных формаций геологии углеводородов и эволюции систем нефти по формуле А. Эйнштейна. Нефть. Газ. Новации. 2019. № 2. с. 28–36.

8. Попков В.И., Штеренберг А.М., Пчела К.В., Горнов Д.А. Моделирование геологических циклов для бурения и разработки сложных коллекторов с интеграцией по формуле А.Эйнштейна. 8 ЕАГЕ Международная геологическая и геофизическая конференция. СПб. 2018.
9. Астафьев В.И., Кахидзе М.Г., Попков В.И., Попкова А.В. Многомасштабное напряженно - деформированное состояние поровой геосреды, сопряжение с фильтрационным стоком скважины. Вестник СамГУ. № 9/2 (110). 2013, с. 154-171.
10. Быкова М.И., Вервейко Н.Д., Сумец П.П., Шашкина С.А. Течение и деформирование материалов однородной микроструктуры. Воронеж. ВГУ. 2010. 192 с.
11. Волокитин А.И., Дубас Е.В. Сингулярности в радиационной генерации тепла и силах взаимодействия для двух вращающихся наночастиц при аномальном эффекте Доплера, Письма в ЖЭТФ, Т.105(11). 2017, с. 700–706.
12. Гольдштик М.А., Штерн В.Н., Яворский Н.И. Вязкие течения с парадоксальными свойствами. Новосибирск. Наука. 1989. 336 с.
13. Тимурзиев А.И. Геодинамические аспекты нефтегазовой зональности первичных мантийных УВ систем и глобальные закономерности нефтегазоносности недр на примере основных нефтегазоносных провинций России. Горные Ведомости, Т.160(6), 2018, с. 25-42.
14. Melkikh A.V., Khrennikov A., Yampolskiy R.V. Quantum Metalanguage and the New Cognitive Synthesis. NeuroQuantology. 2019. V.17. Is.01, pp.72-96.
15. Колоколов В., Лебедев В.В. Крупномасштабное течение в двумерной турбулентности при статической накачке. Письма в ЖЭТФ, т. 106, вып. 10, 2017, с. 633 – 636.
16. Popkov V.I., Pchela K.V., Shterenberg A.M., Stepanova L.V. 3D day and 3D night 4D geomechanics in integrated models of geology, virtually selected phase windows of formations, hydro-fracturing and filtration capacity properties of facies with in the Volga-Urals-Sakhalin region. Tyumen 2019: 6 EAGE Conferences.
17. Voropaev G.A., Popkov V.I. Energy and kinematic characteristics of wave propagation in a viscoelastic layered hollow cylinder. International Applied Mechanics. 1988. V.24. Is.7.,pp. 669-673.
18. Аведисян В.И. Гравиметрический способ моделирования геологического пространства. Патент РФ RU 2 249 237 C1 от 10.09.2003 г.
19. Павлов А.Н. Геофизика. Общий курс о природе Земли. 2011. СПб РГГМУ.
20. Токарев М.А. Использование геолого-статистических моделей для контроля текущей нефтеотдачи. Нефтяное хозяйство. 1983, № 11, с. 35-38.

**ПЕРВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ ОБНАЖЕНИЙ НИЖЕКАЗАНСКОГО
ПОДЪЯРУСА ПЕРМСКОЙ СИСТЕМЫ В СТРАТОТИПИЧЕСКОЙ МЕСТНОСТИ В
ОКРЕСТНОСТЯХ С.П.БАЙТУГАН (САМАРСКАЯ ОБЛАСТЬ) В 2018 ГОДУ**

Н.М.Иванова

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
Nat.iva@list.ru*

Осенью 2018 г. состоялись три полевых выезда в Камышлинский район Самарской области сотрудников и студентов Геолого-минералогического музея и кафедры «Геология и геофизика» СамГТУ. Целью являлось изучение отложений нижеказанского подъяруса, сбор коллекций. Интересен данный район тем, что в окрестностях с.п. Байтуган расположен стратотипический разрез немдинского горизонта, представляющий нижеказанский подъярус пермской системы [2]. В работе Н.Н. Форша [5] он отнесен к зоне развития морских карбонатных и терригенных отложений. На территории Волжско-Камского края в раннеказанское время существовал мелководный морской бассейн, имевший открытую связь с северным морем.

В обнажениях по р. Сок выделяются байтуганские, камышлинские и нижний цикл красноярских (барбашинских) слоев немдинского горизонта [1]. Эти слои были обоснованы в работах А.В. Нечаева, Н.Н. Форша, А.Д. Григорьевой, В.П. Болтаевой, встреченной фауной брахиопод.

В результате полевых выездов было изучено новое обнажение пород, вскрытое по прокладываемой газотрассе Петровск-Уренгой в окрестностях села Русский Байтуган (точка 1), в 350 м южнее засыпанного дорожного карьера, из которого ранее проводили сборы и изучение фауны. Нами было сделано описание разреза, произведен сбор образцов, собрана палеонтологическая коллекция. Разрез представлен зеленовато-желтыми, желтыми, желтовато-серыми, серыми мергелями и глинистыми известняками, высотой 2 м (Рис. 1). Собраны окаменелости конулярий, брахиопод, двустворчатых моллюсков, одиночных кораллов, мшанок, члеников криноидей.



Рис. 1. Работа студентов на газотрассе в точке 1.

Конулярии встречаются в необычайно большом количестве в слое небольшой мощности, высотой примерно 15-20 см. Этот слой фациально отличается от соседних, в нем

наблюдается меньше брахиопод. Очевидно, что происходили изменения условий существования организмов. Конулярии были определены А.А. Сидоровым как вид *Copularia hollebeni* Geinitz [3].

Редкой находкой является брахиопода отряда *Athyridida*, предположительно *Vajtugania netschaevi* Grunt, с прекрасно сохранившимся ручным аппаратом в виде конусовидных спиралей (Рис. 2) (находка студентки Евсеевой Александры).



Рис. 2. Брахиопода отряда *Athyridida* с ручным аппаратом.

Недалеко от газотрассы были найдены фрагменты талломов харовых водорослей [4].

Так же интересно обнаружение тектонической дислокации в виде открытой вертикальной трещины на южном борту траншеи. Ширина трещины 10-20 см, простираение приблизительно с севера на юг. Вблизи нее наблюдается нарушение горизонтального залегания слоев (Рис. 3). Встречен натечный кальцит вблизи трещины, в отвалах. Подобные трещины и натечный кальцит встречались и ранее в дорожном карьере.



Рис. 3. Тектоническая дислокация на южном борту траншеи.

В целом, по общему осмотру обнажения, отмечая небольшую вскрытую мощность и протяженность порядка 2-3 сотен метров слоев, с изобилием окаменелостей, можно предположить существование здесь биогерма.

На базе кафедры «Геология и геофизика» собранные образцы были отмыты, рассортированы. При участии студентов ведется большая работа по препарированию окаменелостей, их видовому определению. Препарирование преимущественно механическое, иногда – химическое. Коллекцию с образцами пород по слоям описанного разреза студент Майоров Д.В. с инженером нашей кафедры Л.Н. Ефремовой изучали с помощью рентгеноструктурного анализа. Проводили опыты растворением образцов в кислоте, для определения доли карбонатов и глин. Студентка 3 курса Евсева А. занималась препарированием и определением брахиопод отряда Теребратулида. В результате удалось установить виды: *Beecheria angusta* Smirnova, *B. samarica* Smirnova, *B. curva* Smirnova, *Dielasma subelongatum* Smirnova, *D. jakowlewi* Netsch.

Для нижеказанского подъяруса характерно большое разнообразие родового и видового состава брахиопод и значительное число встреченных особей [1]. Наиболее часто встречаются в собранном нами материале следующие виды брахиопод: *Licharewia rugulata* Kut. (Рис. 4), *Aulosteges horrescens sokensis* Grig., *Globiella hemisphaerium* Kut., *Bajtugania netschaevi* Grunt, *Cleiothyridina pectinifera* Sow. Опираясь на выделенные Болтаевой В.П. характерные ассоциации брахиопод для нижеказанских отложений [1], можно с уверенностью сказать, что данные отложения в точке 1 по газотрассе относятся к байтуганским слоям, комплексу III.

Далее предстоит продолжить работу по препарированию, определению собранных коллекций окаменелостей, анализу получаемых результатов. В этом году планируются и новые поездки в этот район, дальнейшее изучение отложений немдинского горизонта.

Эта работа имеет большое значение еще и потому, что это перспективный стратиграфический памятник природы мирового ранга [6]. Данный район имеет большой потенциал в сфере проведения геологических экскурсий.



Рис. 4. Брахиопода *Licharewia rugulata* Kut.

Немаловажное значение имеет проводимая работа для совершенствования навыков, вовлечение в исследовательскую деятельность студентов-геологов. Знакомство с видовым разнообразием брахиопод казанского яруса, изучение фациальной изменчивости данных слоев – важные аспекты решения палеонтологических, стратиграфических задач, расчленения и сопоставления разнофациальных толщ казанского яруса.

Выражаем благодарность Александру Александровичу Сидорову за помощь с определением видов, препарированием, консультированием, Михаилу Петровичу Бортникову за интерес и помощь в работе.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Болтаева В.П.* Брахиоподы казанского яруса Волжско-Камского края и их стратиграфическое значение: Дисс. канд. геол.-минерал. наук. – Казань, 2010. – 160 с.
2. Результаты деятельности региональных межведомственных стратиграфических комиссий. 2000–2009 гг. Постановления Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. Вып. 39. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2010. – 84 с.
3. История находок и описаний конулярий из раннеказанских отложений Самарской области и их видовая принадлежность // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – М.: Изд-во РГГУ, 2016. Вып. 6. С. 8–12.
4. *Сидоров А.А.* Раннеказанские макрофитовые водоросли (окр. с. Русский Байтуган, Самарская обл.) как уникальные свидетельства при реконструкции обстановки осадконакопления и особенностей диагенеза. // Публикация представлена в этом же сборнике.
5. *Фори Н.Н.* Пермские отложения. Уфимская свита и казанский ярус // тр. ВНИГРИ, вып. 92 // Л.: Гостоптехиздат, 1955. – 156 с.
6. <https://sites.google.com/site/enciklopediasamarskojoblastit2/home/prirodnye-dostoprimecatelnosti/bajtugan>

УДК 622.248.33

**ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН
С ПОМОЩЬЮ ДАННЫХ СРР***А.А. Воронин, В.В. Живаева, Д.О. Королев, А.С. Жаркенов*

*ООО СамараНИПИнефть,
Самарский государственный технический университет
Самара, Россия,
voronin_a.a@mail.ru*

Аннотация. В статье приведены результаты применения атрибутивного анализа материалов сейсмических исследований (СРР) с целью выявления возможности их применения для прогнозирования зон осложнений при проводке ствола скважины, а также установления качественные и количественные характеристик этих зон.

Ключевые слова: геологические риски, поглощения, геологические несогласия, оптимизация профиля, обход зон осложнений.

В последние десятилетия повышение эффективности и качества строительства скважин в Волго-Уральском регионе достигло значительного прогресса, в первую очередь благодаря внедрению новых видов породоразрушающего инструмента, более ресурсоэффективных гидравлических забойных двигателей, новых буровых установок с верхними силовыми приводами и буровыми насосами с плавным пуском. Однако, основная причина потери производительного времени – поглощения бурового раствора – остается не решенной, задача прогнозирования зон поглощений остается также не решенной. Одной из основных причин сложившейся ситуации в отрасли является отсутствие точных количественных характеристик зон поглощений (надежных методов прогнозирования зон и проведение исследований по диагностики причин поглощений), что значительно снижает эффективность применения имеющихся технических средств и технологических процессов.

Поэтому предварительная проработка траектории ствола скважины от выбранной на поверхности площадки бурения к геологической цели, своевременное изучение поглощающих пластов, определение их параметров и особенностей строения является необходимым условием оценки тяжести осложнения и затрат на его ликвидацию. Эти характеристики необходимо оценивать на всех этапах ведения подготовки и ведения буровых работ.

Получение же полных и достоверных данных о зонах поглощения невозможно без привлечения данных сейсморазведочных работ, данных промысловой геофизики. Атрибутивный анализ материалов сейсмического исследования был применен для данных Ново-Ключевского месторождения. По карте мгновенных частот, рассчитанной в интервале осложнений № 1-6 (ОГ С2b-22мс-62мс), выделяется низкочастотная аномалия. Такие аномалии формируются от менее плотных пород, и в данном случае сопоставляются с развитием глинистых известняков, которые вероятно отлагались в пределах бассейна палеореки с низкой интенсивностью водного потока. Область скважины №630 Ново-Ключевского месторождения попадает в район «притока» основного «русла». В таких областях чистые известняки сменяются глинистыми-известняками до мергелей, которые подвергаются интенсивному размыву, таким образом формируются области интенсивного потока бурового раствора.

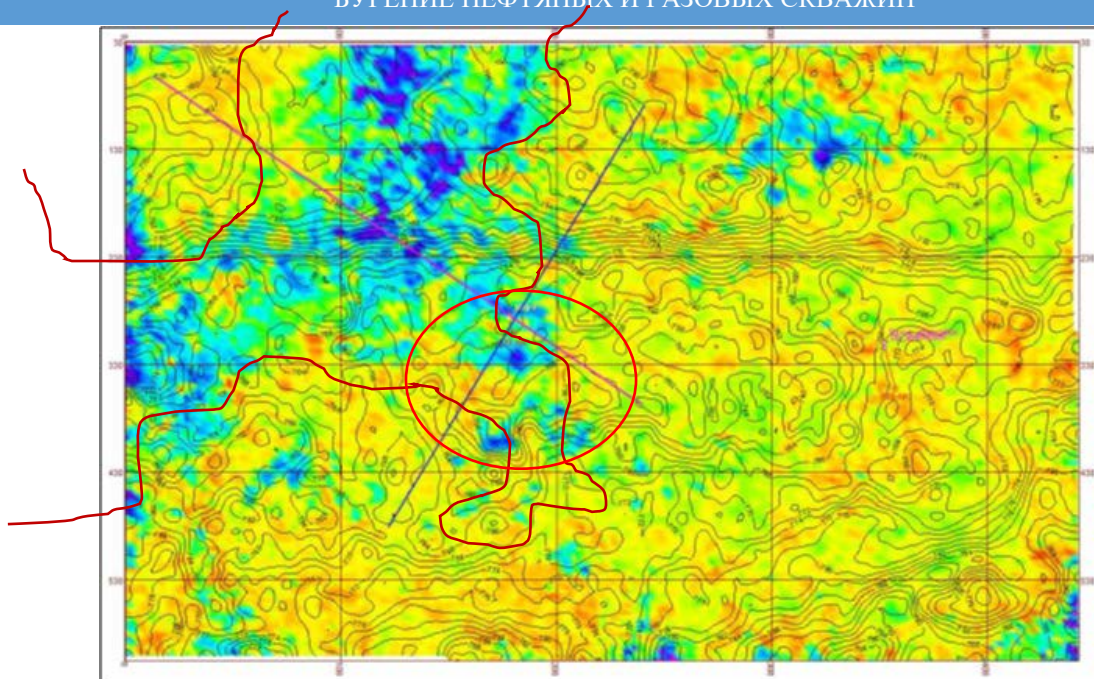


Рис. 1. Карта мгновенных частот, рассчитанная в интервале осложнений №1-6

С целью выявления аномалии, отождествляемой с переотложением части башкирских отложений, был рассчитан куб относительного акустического импеданса. На вертикальных срезах данного куба в интервале отложений 1-2 выделяется изменение формы записи (понижение акустического импеданса, а значит и плотности пород) с которой и отождествляется интервал подверженный сначала локальному размыву, а в последующем переотложению. В субширотном направлении данная аномалия развита локально (траверс I-I) и формирует линейную аномалию с четкими границами, в субмеридиональном направлении (траверс II-II), аномалия раскрывается и не имеет окончания в пределах площади, это обусловлено тем, что по данному азимуту и происходил размыв части башкирских отложений.

С целью выявления аномалии, отождествляемой с развитием русловой протоки палеореки башкирского возраста, был получен куб мгновенных частот. Данный атрибут показывает смену условий осадконакопления посредством увеличения или сокращения линейных фаз.

На вертикальных срезах данного куба в интервале осложнений 3-6 выделяется хаотичная картина записи с увеличением числа промежуточных фаз, такая картина как раз характерна для врезных русловых и карстовых объектов.

По результатам анализа сейсморазведочных материалов МОГТ-3D в районе скважины №630 Ново-Ключевского месторождения, установлено развитие аномалий, предположительно связанной с палеоречным потоком. Данный поток на своих ранних этапах развития вероятно представлял собой русло горной реки с узкими берегами и глубокой стремниной (тут формируются породы с хорошей проницаемостью, которые способны создать области интенсивного поглощения бурового раствора), а в конце рассматриваемого интервала перешёл в стадию миандрирующего русла с заболоченной поймой (здесь отлагались глинистые разности, которые в процессе бурения вымывались, формируя обширные каверны-промоины)

Таким образом по данным СРР в районе скважины №630 удалось локализовать две аномалии:

1. Охватывает зоны осложнений №1 и 2 и сопоставляемой с областью площадного размыва, данную аномалию при утвержденной точке забоя обойти посредством изменения траектории скважины не удастся;
2. Охватывает зоны осложнений №3-6 и отождествляемой с руслом палеореки,

данная аномалия локализуется и её возможно обойти путём смены траектории ствола скважины к западу на 1000 метров;

Интервалы поглощений №7-10 установить и локализовать не удалось, ввиду малой мощности интервалов, превышающей разрешающую способность сейсмических работ.

Примером практического применения атрибутного анализа данных СРР с целью корректировки профиля ствола скважины и обхода зоны осложнения является перенос устья скважины №642 в результате изучения причин ГНВП на скважинах № 641, 643 Ржавского лицензионного участка в Оренбургской области.

Планом бурения было предусмотрено бурение последовательно четырех скважин на одном кусте, скважины №64, 641, 643, 642, соответственно. Бурение первой скважины (№64) прошло без осложнений, бурение скважины №641 было осложнено интенсивными рапопроявлениями в интервале между Иренским и Филипповским горизонтами, что привело к перебуру скважины и потере двух дополнительных стволов, привело к необходимости вести работы на буровом растворе плотностью 2150кг/м³. При бурении скважины № 643, рапопроявления были встречены несколько ранее, (~950 м по вертикали, Калиновская свита). Материалы ГИС по ближайшему Волостновскому месторождению показали, что в интервале нижнего отдела Пермской системы, в частности, Иренский и Филипповский горизонты - имеет место большого количества доломитовых пропластков, заключенных в непроницаемые, пластичные отложения соленосных толщ. Значение солевых отложений заключается в роли непроницаемого флюидоупора и в передаче дополнительной геотектонической нагрузки на изолированные пласты коллекторы, что с свою очередь и приводит к сжатию порового пространства при постоянстве объёма заключенной жидкости (в данном случае рапы).

В результате атрибутного анализа материалов СРР было выявлено наличие массивного диапиро-образного солевого тела вблизи участка работ (Рис.2). Материалы СРР выполнены с разрешением 10x10м, что является хорошим значением, но недостаточным для выделения в разрезе тонких доломитовых пропластков. На момент анализа причин АВПД и выработки рекомендаций по корректировке профиля будущей скважины №642, скважина №643 была в бурении и материалы ГИС имелись только по 2 скважинам, что в свою очередь не давало возможности построить корреляцию пластов и проследить простираие карбонатных включений, к которым приурочены рапопроявления во время бурения.

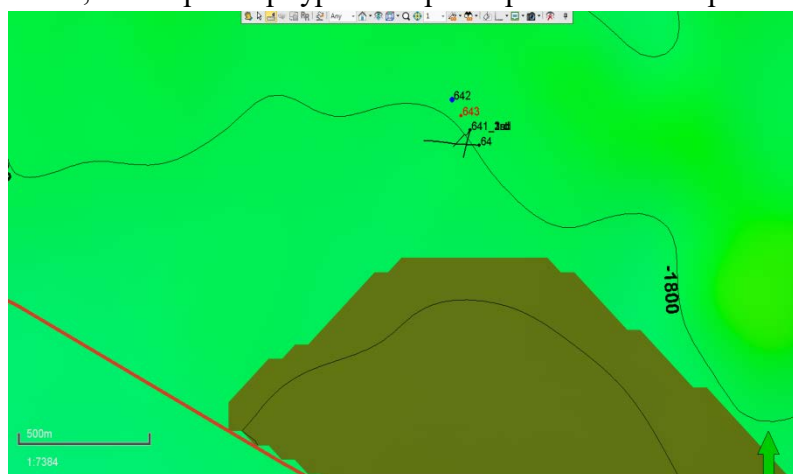


Рис. 2 Структурная карта Филипповского горизонта

Учитывая природу образования аномально-высоких пластовых давлений в доломитовых пропластках, заключенных в непроницаемые соленосные толщи было рекомендовано:

1. Перенести устье скважины №643 ближе к солевому куполу (юго-восточнее от скв.№64) – это позволит сориентировать ствол максимально параллельно линиям напряжения в солевых отложениях;

2. Изменение положения устья скважины позволит встретить возможные разрывные нарушения, создаваемые соленосным куполом, значительно ниже при обсаженных «слабых» пластах и производить бурение с плотностью более 1,6 г/см³ (при необходимости)

3. Проходить соленосные отложения Иренского и Филипповского горизонтов с минимальным углом вскрытия – для минимизации площади фильтрации;

Недропользователь выполнил перенос устья скважины №642 согласно рекомендации, бурение скважины прошло без осложнений.

Выводы:

✓ Применение атрибутивного анализа данных СРР, при наличии достаточной базы сравнительного анализа, позволяет до начала работ по обустройству и проектированию месторождения определить оптимальные положения КП на месторождении, а именно исключение пересечения зон осложнений.

✓ Выбор оптимального профиля скважины с учетом технологической возможности строительства и геологических условий бурения, позволит просчитать возможности технологического и технического оборудования, оценить и избежать риски при бурении, подготовить оптимальные технологические решения

✓ По сейсморазведочным данным локализованы типы аномалий, с которыми связаны интервалы поглощений и ГНВП при бурении. Предположена морфология возникновения установленных аномалий. Установлены границы аномалий и даны рекомендации по изменению проектного положения устья и соответственно траектории.

✓ С помощью подобного подхода можнократно повысить эффективность актива путем оптимизации затрат на всех стадиях планирования скважины.

СЕЛЕКТИВНАЯ ИЗОЛЯЦИЯ ВОДОПРОЯВЛЯЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ

Ю.А.Агеева, В.В.Живаева

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Аннотация. В статье рассматривается возможность применения технологии приготовления тампонажного материала для селективной изоляции пластов в скважине. Приведен анализ видов тампонажных растворов, их применение.

Ключевые слова: тампонажный материал, нефтегазовое дело, обработка скважин, селективная изоляция, продуктивный пласт, эмульсионные растворы, нефть, месторождения, микроцемент, технология селективной изоляции.

SELECTIVE INSULATION OF WATER-BORING HORIZONS

Annotation. The article deals with the possibility of using technology for the preparation of grouting material for selective isolation of formations in a well. The analysis of the types of cement slurries, their application is performed.

Key words: grouting material, oil and gas business, well treatment, selective isolation, reservoir, emulsion solutions, oil, deposits, microcement, selective isolation technology.

Основной объем добычи нефти в России приходится на месторождения, которые разрабатываются в течение 30-50 лет. На поздних стадиях эксплуатации скважин

наблюдаются нарушения герметичности эксплуатационной колонны (ЭК) из-за коррозии резьбовых соединений и других дефектов, происходит рост обводненности добываемой продукции, нарушается целостность цементного камня, что сопровождается образованием межпластовых перетоков нефти и воды [1].

По мере эксплуатации месторождений расходы на подготовку и утилизацию добываемой воды достигают стоимости добываемой нефти, что приводит к порогу экономической эффективности разработки объектов.

Основными причинами обводнения скважин являются:

- заколонная циркуляция пластовой воды;
- поступление нагнетаемой воды по продуктивному пласту;
- поступление пластовой либо нагнетаемой воды по естественным, либо техногенным трещинам;
- поступление пластовой контурной воды в скважину по продуктивному пласту;
- подъем водонефтяного контакта (ВНК) в ходе разработки залежи;
- подтягивание конуса подошвенной воды;
- негерметичность эксплуатационных колонн или забоя.

Для изоляции водопроявляющих горизонтов, селективной изоляции водопритоков при КРС, ликвидации заколонных перетоков и негерметичности ЭК используют различные технологические жидкости, условная классификация которых представлена на рисунке 1.

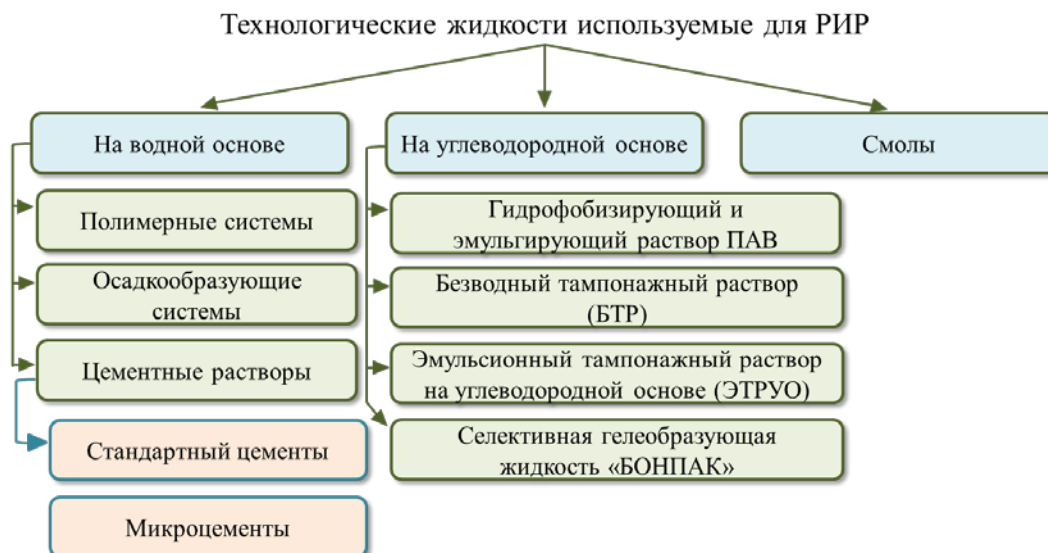


Рис. 1. Технологические жидкости, используемые для РИР

Технологические жидкости на углеводородной основе подразделяются на безводные (БТРУО) и эмульсионные (ЭТРУО).

БТРУО представляет собой суспензию цемента в углеводородной жидкости, стабилизированную композицией ПАВ. Дисперсионной средой выступает углеводородная жидкость, в качестве которой может использоваться дизельное топливо, керосин или нефть. Он может содержать добавки, регулирующие вязкость и фильтрационные потери. В зависимости от дисперсности используется цемент марок «Стандарт», «Медиум» и «Микро». Без контакта с водой БТРУО сохраняет свои свойства в течение 8...36 ч. При контакте с пластовой водой происходит замещение углеводородной жидкости на воду с образованием низкопроницаемого прочного цементного камня [2].

Основные преимущества таких растворов – несхватываемость при отсутствии воды и высокая прочность камня вследствие взаимодействия с незначительным количеством воды (20-25 %). В процессе проникновения в водопроводящие каналы раствор быстро густеет и,

выделяя нефть (или другую основу - дизельное топливо, керосин и др.), вступает во взаимодействие с водой, образуя прочный камень [3].

Нефтецементные растворы (без воды) не схватываются при температурах выше 200 °С и давлении 70 МПа. Однако замещение 20 % нефтепродукта водой приводит к тому, что растворы быстро густеют уже при температуре 120 °С и давлении 30 МПа и схватываются за 20-30 мин. БТРУО проникает в пласты только по трещинам и практически не проникает в поры пластов. Эти растворы в отсутствие воды не схватываются. Вода способствует быстрому их загустеванию, а ускоритель - схватыванию. Ускорителями сроков схватывания могут быть кальцинированная сода, гипс и др. В отдельных случаях в БТРУО можно вводить наполнители (песок, глину), улучшающие тампонажные и механические свойства раствора [4].

БТРУО после попадания в водосодержащую среду адсорбирует воду, вытесняет углеводородную жидкость, превращаясь в густую пасту, а затем в высокопрочный и малопроницаемый цементный камень. Без контакта с водой сохраняет свои свойства более 10 суток. Пластовая температура применения БТРУО от 20 до 200 °С [5].

Отличие ЭТРУО от БТРУО в том, что он содержит в своем составе воду и более сложную композицию ПАВ. При этом количество воды рассчитывается по реакции гидратации гидравлического вяжущего. Свободной воды, необходимой, как, например, в водном тампонажном растворе для обеспечения подвижности, в ЭТРУО нет. Это обеспечивает инертность ЭТРУО к породам, слагающим стенки скважин [6].

ЭТРУО предназначен для первичного цементирования скважин, пробуренных растворами на углеводородной основе (РУО), с целью сохранения естественной проницаемости продуктивного пласта, так как фильтрат ЭТРУО, как и бурового раствора составляет углеводородная жидкость.

Для БТРУО и ЭТРУО характерна высокая седиментационная устойчивость цементного раствора, повышенная по сравнению со стандартным цементом проникающая способность в пористую среду и простота управления технологическими свойствами цементного раствора с помощью химических реагентов. В настоящее время на рынке представлено несколько марок микроцемента отечественного и зарубежного производства [7].

Известен «Тампонажный раствор «НЦР Химеко - ВМН»», содержащий 75,0÷80,0 мас.% гидравлического вяжущего, в качестве которого применяются: тампонажный портландцемент – ПТЦ, цемента и их смеси в (DylogCem, класс G), а при плотности тампонажного раствора до 1450 кг/см³ – строительный гипс; 0,1÷0,2 мас.% поверхностно-активного вещества (ПАВ) «Гидрофобизатора АБР»; 0,1÷0,3 мас.% ПАВ «Нефтенала ВКС-Н» и остальное – жидкая углеводородная фаза, в качестве которой применяются дизельное топливо, очищенная (безводная) нефть и газоконденсат. Недостатком известного тампонажного состава являются высокая фильтратоотдача, что приводит к увеличению вязкости из-за потерь углеводородной фазы, малая проникающая способность в каналы и поры из-за низкой степени дисперсности гидравлических вяжущих [8].

Известен раствор для блокирования призабойной зоны пласта, содержащий: смесь конденсата и сульфит-спиртовой барды (ССБ) в соотношении 3:1; водный раствор ССБ 38 % (25-50); резиновую крошку (0,2-0,5 %). При плотности раствора - 900-950 кг/см³ и СНС - 80 Па с раствор имеет высокое значение статического напряжения сдвига [9].

Известен раствор для блокирования призабойной зоны пласта, содержащий: углеводородную основу (41-72 %), ациклическую кислоту (6-14 %), каустическую соду (4-13 %), минеральный наполнитель. При плотности эмульсии 1020 кг/см³ раствор обладает недостаточно высокой эффективностью применения на месторождениях с высокопроницаемыми пластами [10].

Известен раствор для блокирования призабойной зоны пласта, содержащий: газоконденсат (5-75%), ССБ с концентрацией 38 % (25-50 %), резиновую крошку (0,25-0,5 %). Плотность раствора 1030 кг/м³, вязкость - 42 с, СНС₁₀ - 2/3 дПа, ДНС - 37,5 дПа, пластическая

вязкость -129,5 мПа*с. Недостатком является необратимое закупоривание порового пространства продуктивного пласта [11].

Известен раствор для блокирования призабойной зоны пласта, содержащий: КМЦ (1,5-2,0 %), хлорид магния (12-18 %), гидроксид натрия (10-16 %), остальное - вода. Дополнительно сверх 100 % нормы добавляют микросферы (25-40 %) и мел (3-5 %). Плотность раствора 1300 кг/м³, вязкость - 60 с, фильтрация - 6 см³, стабильность - 10 мин. Раствор обеспечивает блокирование призабойной зоны пласта с высокой проницаемостью (так называемые «суперколлекторы») и трещин [12].

Известны пенообразующие составы для блокирования пласта и ограничения водопритоков. Компонентный состав одного из них: - лигнин (8,0-15,0 %), щелочь (0,3-5,0 %), КМЦ (0,2-0,6 %), ПАВ (0,01-0,15 %), нефтепродукт (1,0-5,0 %), этилендиамин (0,05-1,5 %), остальное – вода. Недостатками такого состава являются: неустойчивость системы, низкая блокирующая способность, незначительное снижение проницаемости пластов после проведения ремонтных работ.

Кроме того, среди причин низкой эффективности селективной изоляции водопритоков в призабойной зоне пласта (ПЗП) следует отметить слабый уровень анализа геологической информации для проведения изоляции, ограничения по условиям применения селективных составов, низкая проникающая способность в проницаемые пласты, высокая водоотдача и низкая подвижность состава.

Для дальнейшего повышения эффективности РИР требуется совершенствование технологий их проведения и внедрение новых изоляционных материалов.

Перед проведением ремонтно-изоляционных работ следует провести тщательное исследование места притока вод, проведя комплекс геофизических исследований, а также химико-физическую характеристику поступающих флюидов. Необходимо знать физико-механические свойства как коллектора, так и предполагаемого источника водопритока, приемистость места притока.

После установления места притока вод разрабатывается и приводится технологический процесс изоляции от них, особо следует обратить внимание на подбор тампонирующей смеси, применяемой для изоляции вод.

Реальным является снижение степени фильтрации и повышение подвижности тампонажных суспензий за счет комплексной обработки воды затворения реагентами - стабилизаторами и реагентами-пластификаторами одновременно, учитывая их химическую совместимость друг с другом и с составляющими цементного порошка.

На данный момент разработана рецептура изоляционного материала на базе портландцемента ПЦТ-100-ДО и пресной воды затворения.

Для сравнения действия различных реагентов на технологические характеристики тампонажных суспензий были взяты составы жидкостей затворения тампонажных растворов с различной концентрацией в пресной воде нитрилотриметилфосфоновой кислоты (НТФ), щелочного стока производства капролактама (ЩСПК), оксиэтилцеллюлоза (ОЕС), карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) [13].

Для получения тампонажных растворов с высокой вязкостью предлагается использовать растворы полиакриламида и гипана (гидролизованного полиакрилонитрила). С целью сокращения сроков схватывания рекомендуется применять не традиционные ускорители сроков схватывания типа хлористого кальция, а отвердители для рекомендуемых полимеров.

Варьируя концентрацией добавок можно подобрать необходимую для заданных условий композицию. Широкий диапазон составов не привязывает производство к одному реагенту и позволяет выбрать состав из существующих в наличии.

К числу преимуществ такого подхода следует отнести отсутствие фильтраций воды из тампонажного состава, а также повышенную адгезию камня к поверхности металла и горных пород. Основные преимущества:

- сохранение естественной проницаемости продуктивного горизонта;
- хорошее сцепление цементного камня с обсадной колонной и стенкой скважин;
- высокая прочность цементного камня за счет снижения водоотдачи и повышения седиментационной устойчивости;
- формирование гидрофобного цементного камня, устойчивого к действию пластовых вод.

За счет этих качеств тампонажные составы можно применить для предупреждения заколонных перетоков, в том числе перетоков нефти в вышележащие водоносные горизонты, а также для восстановления цементного кольца за обсадной колонной, установки цементных мостов с последующей реперфорацией

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Левченко Д. Н.* Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения / Д. Н. Левченко. – М. : Издательство «Химия», 1967. С. 200.
2. *Магадова Л.А. и др.* Опыт изоляции водопритоков в добывающих нефтяных скважинах с применением селективных материалов на углеводородной основе. 3-е изд. Территория НЕФТЕГАЗ, 2011. 68-71 с
3. *Зварыгин В. И.* Тампонажные смеси : учеб. пособие. Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2014. 216 с.
4. *Булатов А.И.* Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. - М.: Недра, 1977. - 325 с.
5. *Силин М.А., Магадова Л.А., Ефимов М.Н., Ефимов Н.Н., Шидгинов З.А.* Тампонажные растворы на углеводородной основе для ремонтно-изоляционных работ. 3-е изд. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2010. 87-94 с.
6. *Ефимов Н.Н., Заворотный В.Л., Ефимов М.Н., Шидгинов З.А., Рыбальченко В.С.* Технологические аспекты строительства скважин с использованием тампонажных растворов на углеводородной основе. 5-е изд. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2013. 39-44 с.
7. *Монсон Л. Т.* Химическое разрушение нефтяных эмульсий. 2-й Мировой нефтяной конгресс / Л. Т. Монсон. – Париж, июнь 14-19, 1937. С. 38
8. Закрытое акционерное общество "Химек-ГАНГ". Безводный тампонажный раствор. 2013. 11 с.
9. Эмульсия для глушения скважин: пат. 484300 Рос. Федерация / Акопян Н.Р., Клименко З.К., Шмельков В.Е. -№ 1323284; заявл. 15.04.1969; опубл. 15.09.1975.
10. Способ глушения скважины: пат. 2255209 Рос. Федерация / Рябоконт С. А., Герцена Н.К., Горлова З.А. [и др.]. - № 2004100762/03; заявл. 08.01.2004; опубл. 08.01.2004.
11. Эмульсионный раствор: пат. 2196164 Рос. Федерация / Галян ДА., Комарова Н.М., Чадина Н.П., Гличев А.Ю. - № 2000131467/03; заявл. 15.12.00; опубл. 10.01.03.
12. Состав для блокирования призабойной зоны пласта газовых скважин: пат. 2309177 Рос. Федерация / Обиднов В.Б., Кустышев А.В., Мазанов С.В. [и др.]. -№ 2006116076/03; заявл. 10.05.06; опубл. 27.10.2007.
13. Совершенствование технологии крепления околоскважинной зоны с целью ликвидации перетоков в газоконденсатных скважинах/Живаева В.В., Мардашов Д.В. – Записки Горного института, Т. 167. Часть 2, 2006. 35-37 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ХЛОРИДОВ НА ПРОЧНОСТНЫЕ СВОЙСТВА ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

А.Д.Сидоров, В.В.Живаева

Самарский государственный технический университет

Аннотация на русском языке: цементирование скважин является завершающим этапом их подготовки к эксплуатации и служит, прежде всего, для обеспечения максимальной долговечности всей конструкции. Долговечность крепи обеспечивается за счет увеличения прочностных свойств цементного камня.

The summary in English: cementing wells is the final stage of their preparation for operation and serves primarily to ensure maximum durability of the entire structure. This durability is achieved by increasing the strength properties of cement stone.

Ключевые слова: цементирование, цементный камень, прочность.

Key words: cementing, cement stone, strength.

Современные требования к надежности и прочности конструкции скважины обуславливают необходимость развития технологий и материалов для ее строительства. Немалую роль в надежности конструкции скважины играет цементное кольцо, расположенное за обсадной колонной.

В процессе заключительных работ по сооружению скважины и ее эксплуатации крепь воспринимает значительные нагрузки, носящие постоянный, периодичный и циклический характер. Состояние цементного кольца за обсадной колонной напрямую влияет на герметичность разобщения продуктивных и водоносных горизонтов между собой и изоляцию обсадных колонн от негативного влияния пластовых флюидов.

Соответственно разрушение тампонажного камня приводит к возникновению межколонных давлений, появлению грифонов, межпластовым перетокам и преждевременному обводнению пласта.

На проницаемость и прочностные параметры тампонажного камня влияют как характеристики самого цемента (минералогический состав клинкера, гранулометрический состав портландцемента), так и условия, в которых происходит гидратация и твердение тампонажного материала.

Для уменьшения сроков загустевания цементного раствора, для сокращения переходного периода во время набора реологических свойств тампонажной суспензии при креплении скважин требуется вводить ускорители твердения в нормальный тампонажный раствор нормальной плотности.

Ускоритель помогает скорректировать и соблюсти иерархию загустевания порций тампонажного материала.

Экономически выгодными ускорителями твердения цементного раствора являются соли хлоридов (CaCl_2 , NaCl).

Были проведены эксперименты в трех средах:

- H_2O

- NaCl 10%

- CaCl_2 10%

Испытания проводились на цементном растворе на основе ПЦТ-I-G, с водоцементным отношением 0.44%.

Исследование прочности тампонажного камня на изгиб проводилось на образцах, сформировавшихся в течении 24 ч во влажной среде комнатной температуры, затем погруженных в среды на 1 и 5 суток.

Результаты исследований представлены на рисунке 1.

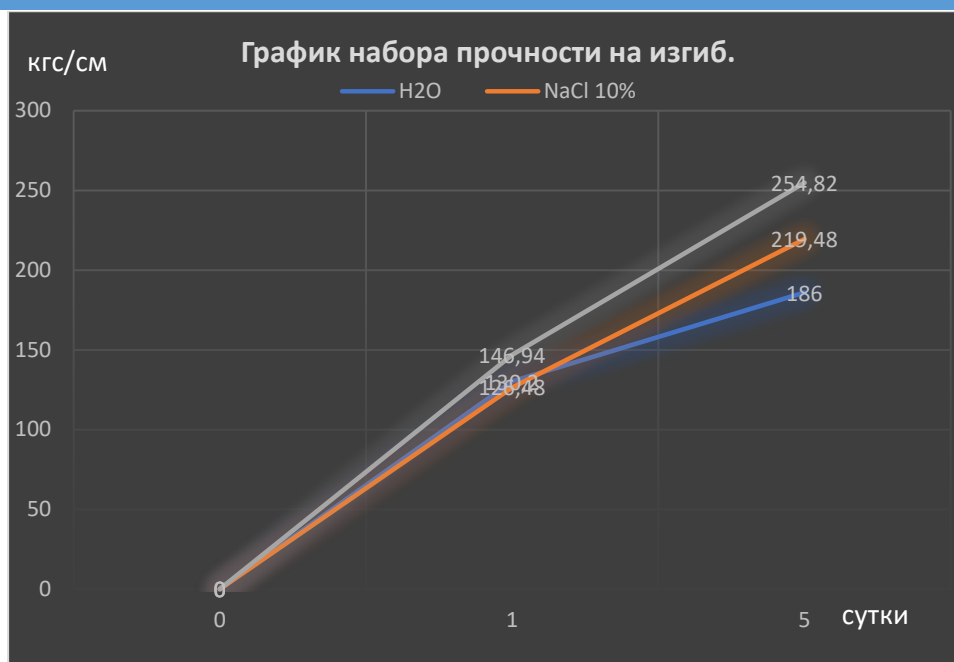


Рис. 1. График набора прочности на изгиб.

Наибольшие прочностные показатели на изгиб относительно среды H₂O получили при погружении в раствор с 10% содержанием хлористого кальция. Прирост прочности за 1 сутки составил 12.9%, за 5 суток 37%.

Наиболее эффективным ускорителем при проведении опыта оказался хлористый кальций.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. <http://snkoil.com/press-tsentr/polezno-pochitat/promyvochnye-tamponazhnye-rastvory/>
2. <https://neftegaz.ru/science/view/1241-Povyshenie-prochnosti-tamponazhnogo-kamnya-mineralnymi-dobavkami>
3. <http://novator-ufa.ru/publikacii/29-issledovaniya-i-opyt.html>
4. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. 1990г.- 417стр.
5. Хел Тейлор Химия цемента. 1990г-560стр.

УДК 666.941

ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДИКИ ЭКСПЕРИМЕНТА КОРРОЗИОННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ СЕРОВОДОРОДА НА ЦЕМЕНТНЫЙ КАМЕНЬ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА

В.В.Живаева, Д.Р.Камаев, Е.А.Камаева

Самарский государственный технический университет

Проблема обеспечения герметичности межколонного пространства скважин для газовых и газоконденсатных месторождений особенно актуальна. Это вызвано тем, что пластовый флюид таких месторождений часто содержит агрессивные компоненты – сероводород, уголекислоту и некачественное разобщение пластов, их содержащих, становится причиной осложнений в период эксплуатации скважин.

Появление в межколонном пространстве флюида со значительным содержанием коррозионно-активных компонентов (H_2S и CO_2) приводит к коррозионному разрушению обсадных труб, тампонажного материала, т.е. создается серьезная экологическая угроза, которая проявляется в загрязнении вышележащих пластов с питьевой и технической водой и устьевых выделениях сероводорода в атмосферу.

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.

К наиболее важным факторам, определяющим выбор тампонажных материалов можно отнести температуру, перепад давлений и, конечно, условия, в которых эксплуатируются 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). Кроме этого присутствуют алюминатная фаза C_3A , ферритная фаза и другие составляющие. Все оксиды реакционноспособны и вступают в реакцию с кислыми агентами – сероводородом, уголекислотой.

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: физическая и фазовая проницаемости, доля свободного поперечного сечения пор, свободная поверхность, приходящаяся на единицу объема и скорость химической реакции сероводорода с компонентами цементного камня.

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.

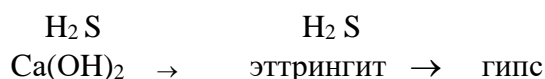
Нерастворимая часть цементного камня, химически инертная по отношению к сероводороду, образует буферную зону. Она представлена продуктами разложения гидратных фаз в виде гелей SiO_2 и $Al(OH)_3$ и продуктами коррозии в твердой (CaS , FeS) и жидкой фазе, является более проницаемой, чем исходный камень, 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.

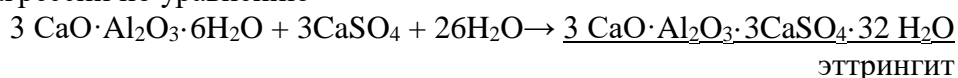
При $\text{pH} > 11$ основным продуктом взаимодействия сероводорода с гидроксидом кальция является малорастворимый сульфид кальция. По мере убывания из раствора $\text{Ca}(\text{OH})_2$ нарушается равновесие между твердой и жидкой фазами, что вызывает растворение и гидролиз составляющих тампонажного 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.

По данным Ф.М.Ли, еще одной 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.

Основной причиной разрушения цементного камня на основе портландцемента является процесс 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:

1. Как функция от времени твердения.
2. Как функция от физических и химических свойств компонентов отвержденных составов в коррозионно активной среде.

Все микроскопические исследования проводились на тонких шлифах, изготовленных из затвердевших составов, в проходящем поляризованном и отраженном свете при четырехсоткратном увеличении. В полированных шлифах можно рассмотреть распределение и взаимосвязь составляющих, отдельные кристаллы новообразований, определить их размеры, оценить пористость и трещиноватость, состояние поверхности.

Как следует из приводимых микрофотографий (рис.4-9), достаточно отчетливо можно наблюдать такие процессы, как гидратация, выпадение новообразованных (синтезированных) веществ, гелеобразование, изменение пористости и трещиноватости, цементного камня под воздействием агрессивного агента (H_2S).

Одним из важнейших структурных параметров цементного камня, определяющих его способность к фильтрации, является характер строения порового пространства. Визуально при помощи микроструктурного 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 описаны в табл.1. Конкретные значения пористости и размеры пор эталонных

образцов и образцов десятисуточного и девятимесячного хранения в сероводороде даны в табл.2 и 3 соответственно.

Диаграммы изменения пористости и размера пор представлены на рис. 1,2,3

Таблица 1

Эталонные образцы двухсуточного хранения

№ обр.	Состав	Пористость, %	Размер пор, мкм	Наиболее часто встреч. поры, мкм	Форма порового пространства, дополнительные данные
1	2	3	4	5	6
1.	ПЦТ-1G, пресный	7-10	2	2	Сферические и остроугольные
2.	ПЦТ-1G, соленый	5	0,1-0,15	0,1	Сферические, остроугольные, неправильные. Много раскрытых трещин. Слоистость камня при осаждении.
3.	ПЦТ-1G + 5% ЩСПК, пресный	4-7	до 0,15	0,1	Неопределенная форма пор, часто сферические и точечные
4.	ПЦТ-1G + 5% ЩСПК, соленый	3	0,15÷0,8	0,2	Геометрические поры выпадения
5.	ПЦТ-1G + 0,015% НТФ, пресный	3	0,1÷0,8	0,3	Точечные, сферические
6.	ПЦТ-1G + 0,015% НТФ, соленый	5	0,05÷0,8	0,1	Круглые, точечные
7.	ПЦТ-1G + 5% ЩСПК+0,5% ОЭЦ, пресный	2	0,01÷0,7	0,03	Точечные, сферические
8.	ПЦТ-1G + 5% ЩСПК+0,5% ОЭЦ, соленый	7	0,15÷0,5	0,2	Точечные, сферические, геометрические

Таблица 2

Образцы после обработки H₂S в течение 10 суток

№ обр.	Состав	Пористость, %	Размер пор, мкм	Наиболее часто встреч. поры, мкм	Форма порового пространства, дополнительные данные
1	2	3	4	5	6
1.	ПЦТ-1G, пресный	7	2,5÷4	2,5	Точечные и прямоугольные. Разъедание матрицы
2.	ПЦТ-1G, соленый	5	2,5÷4	2,5	Круглые с углублениями, точечные остроугольные

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

3.	ПЦТ-1G + 0,015% НТФ, пресный	10	0,2÷0,5	0,3	Угловатые, переходящие в трещины, структура разъедания
4.	ПЦТ-1G + 0,015% НТФ, соленый	10-12	0,2÷0,8	0,3÷0,5	Круглые, сообщающиеся трещинами. Рассеченная матрица. Трещиноватость
5.	ПЦТ-1G + 5% ЩСПК+0,5% ОЭЦ, пресный	5	0,02÷0,1	0,02	Угловатые
6.	ПЦТ-1G + 5% ЩСПК+0,5% ОЭЦ, соленый	10	0,1÷0,15	0,15	Круглые, точечные,

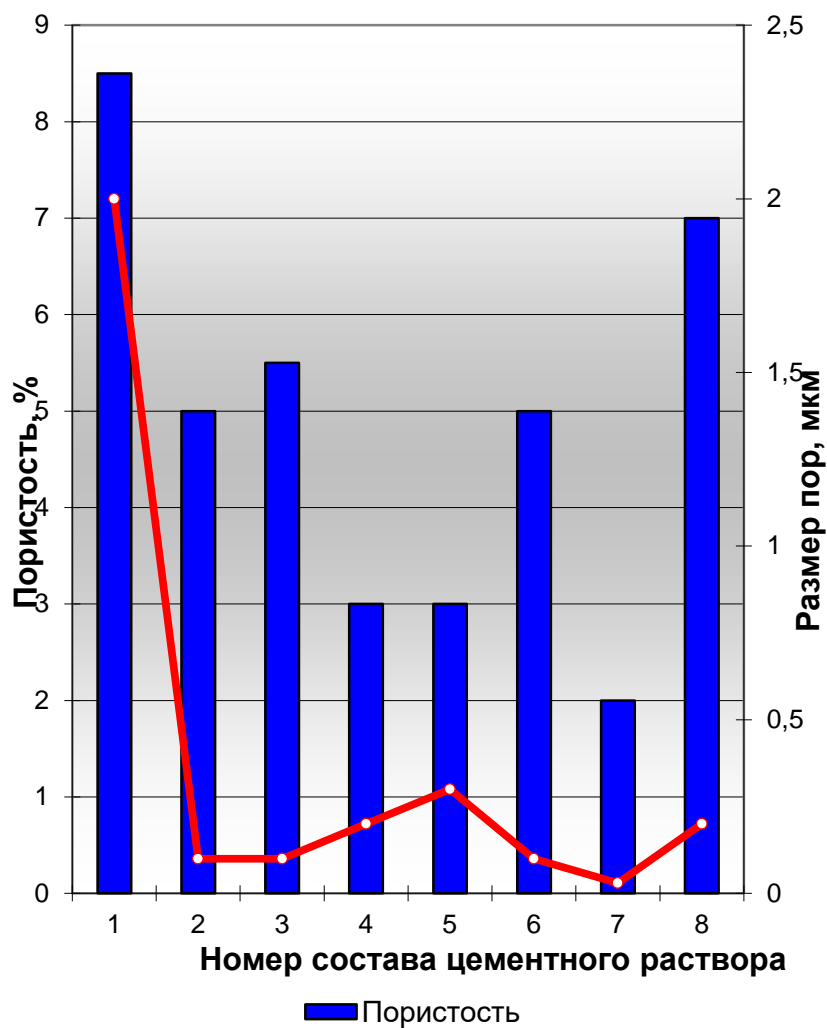
Таблица 3

Образцы после 9 месяцев хранения в H₂S

№ обр.	Состав	Пористость, %	Размер пор, мкм	Наиболее часто встреч. поры, мкм	Форма порового пространства, дополнительные данные
1	2	3	4	5	6
1.	ПЦТ-1G, пресный	11-15	до 8	до 8	Геометрические поры
2.	ПЦТ-1G, соленый	15	5-8	5	Геометрические поры. Сообщающаяся система трещин. Растрескивание матрицы. Проницаемость.
3.	ПЦТ-1G + 0,015% НТФ, пресный	8-10	0,5÷0,8	0,5	Геометрические, сферические, остроугольные
4.	ПЦТ-1G + 0,015% НТФ, соленый	5	0,3÷1	0,5	Крупные поры сферические, мелкие - остроугольные
5.	ПЦТ-1G + 5% ЩСПК+0,5% ОЭЦ, пресный	8	0,01÷0,1	0,1	Округлые, неправильные, с элементами расширения
6.	ПЦТ-1G + 5% ЩСПК+0,5% ОЭЦ, соленый	12	0,1÷0,15	0,15	Трещины нитевидные объемной плотностью до 20ед/м. Поры сферические, угловатые и геометрической формы

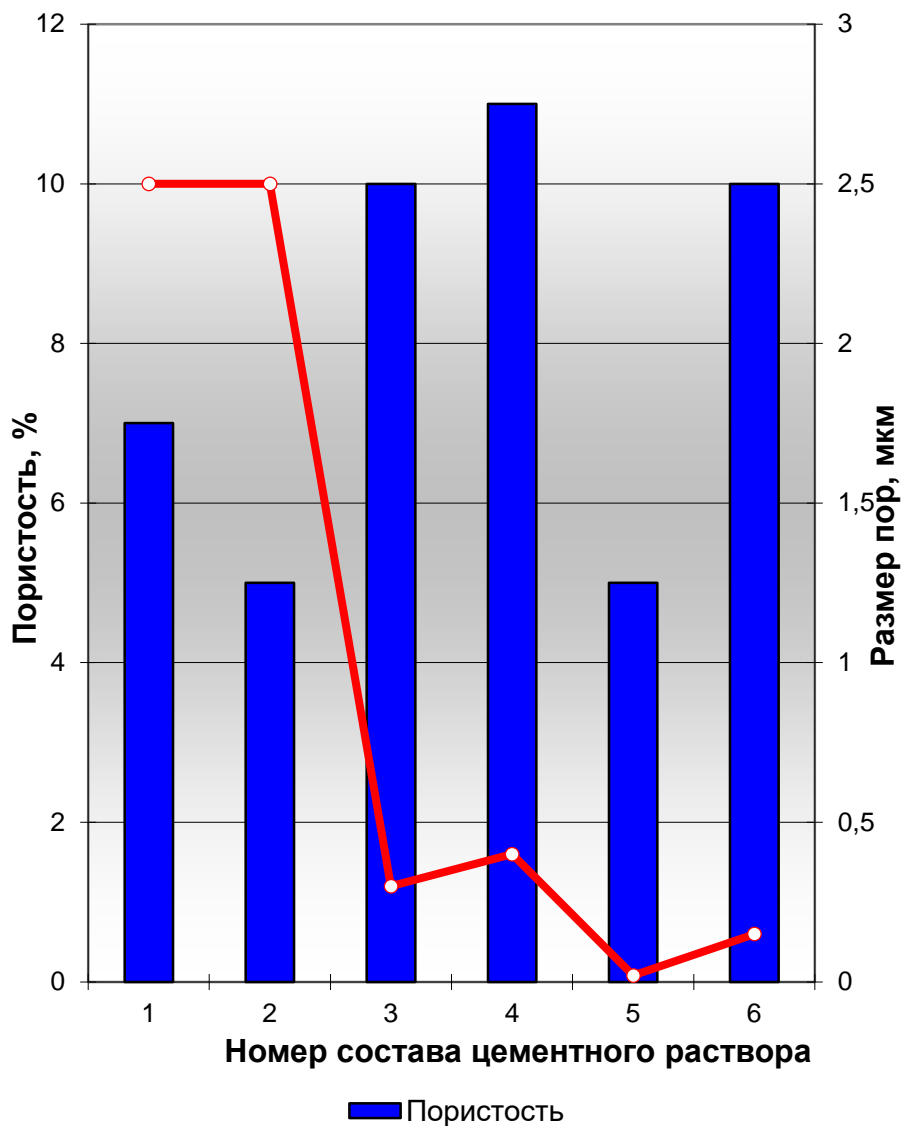
Пределы изменения пористости для сформировавшейся структуры различного состава составляют 2-10%. Преобладают капиллярные сферические поры размером 0,01-2 мкм на фоне непроницаемой матрицы. Типичные структуры цементных камней, их изменение во времени и от действия агрессивной среды представлены на микрофотографиях (рис.4-9). 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 шагреня. Все препараты имеют низкий рельеф и шагреня. 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 зернами цемента.



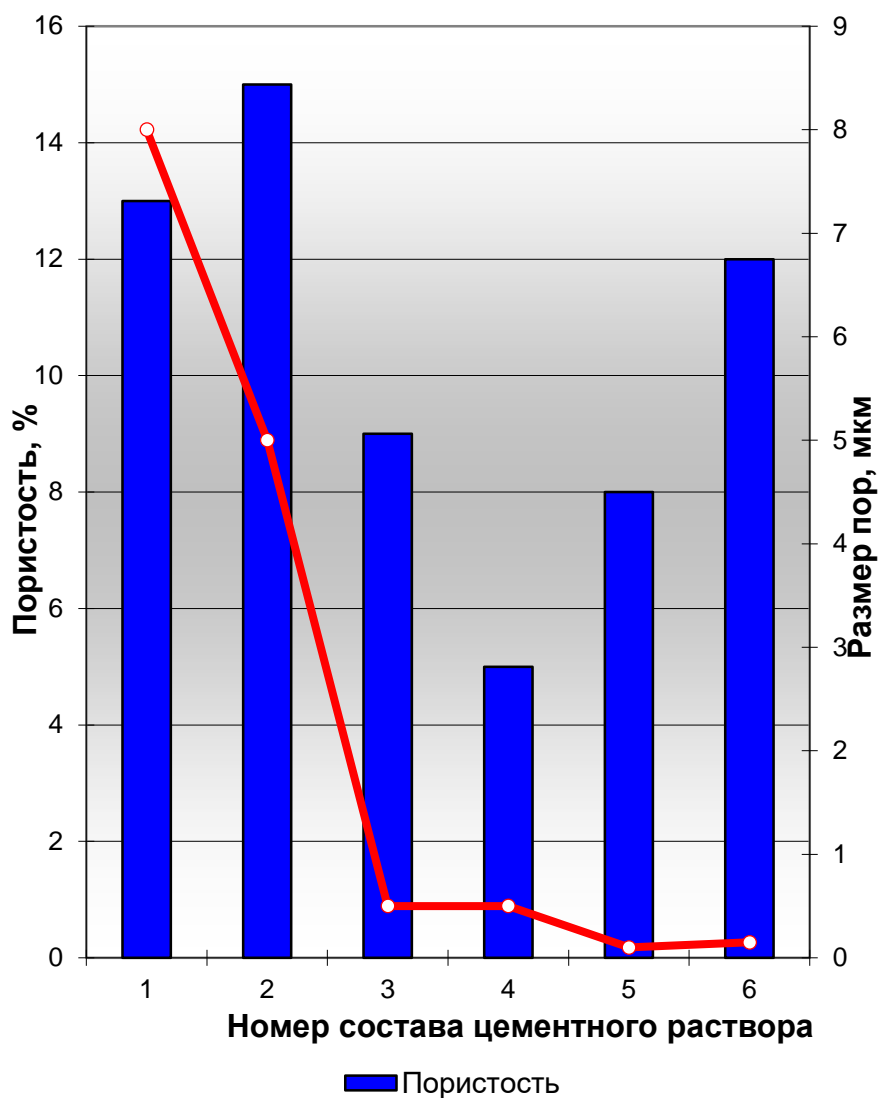
- | | | | |
|---|---------------------------|---|------------------------------------|
| 1 | ПЦТ-1G, пресный | 5 | ПЦТ-1G + 0,015% НТФ, пресный |
| 2 | ПЦТ-1G, соленый | 6 | ПЦТ-1G + 0,015% НТФ, соленый |
| 3 | ПЦТ-1G + 5% ЩСПК, пресный | 7 | ПЦТ-1G + 5% ЩСПК+0,5% ОЭЦ, пресный |
| 4 | ПЦТ-1G + 5% ЩСПК, соленый | 8 | ПЦТ-1G + 5% ЩСПК+0,5% ОЭЦ, соленый |

Рис. 1 Пористость эталонных образцов двухсуточного хранения



- | | | | |
|---|------------------------------|---|------------------------------------|
| 1 | ПЦТ-1G, пресный | 4 | ПЦТ-1G + 0,015% НТФ, соленый |
| 2 | ПЦТ-1G, соленый | 5 | ПЦТ-1G + 5% ЩСПК+0,5% ОЭЦ, пресный |
| 3 | ПЦТ-1G + 0,015% НТФ, пресный | 6 | ПЦТ-1G + 5% ЩСПК+0,5% ОЭЦ, соленый |

Рис.2 Пористость образцов после хранения в растворе H_2S в течении 10 суток



- | | | | |
|---|------------------------------|---|------------------------------------|
| 1 | ПЦТ-1G, пресный | 4 | ПЦТ-1G + 0,015% НТФ, соленый |
| 2 | ПЦТ-1G, соленый | 5 | ПЦТ-1G + 5% ЩСПК+0,5% ОЭЦ, пресный |
| 3 | ПЦТ-1G + 0,015% НТФ, пресный | 6 | ПЦТ-1G + 5% ЩСПК+0,5% ОЭЦ, соленый |

Рис. 3 Пористость образцов после хранения в растворе H_2S в течении 9 месяцев

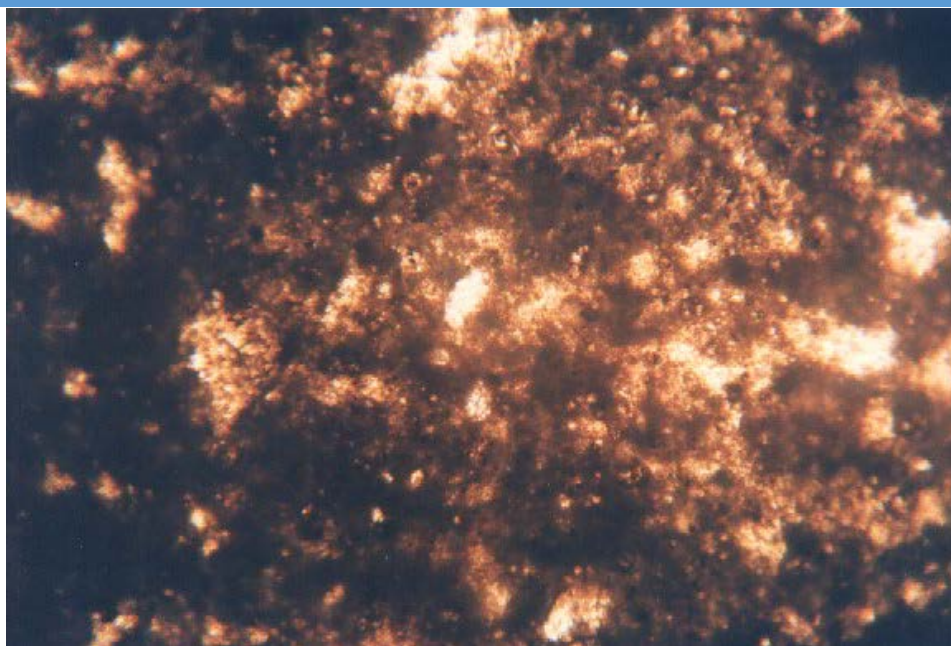


Рис.4. ПЦТ-1G (эталонный образец)

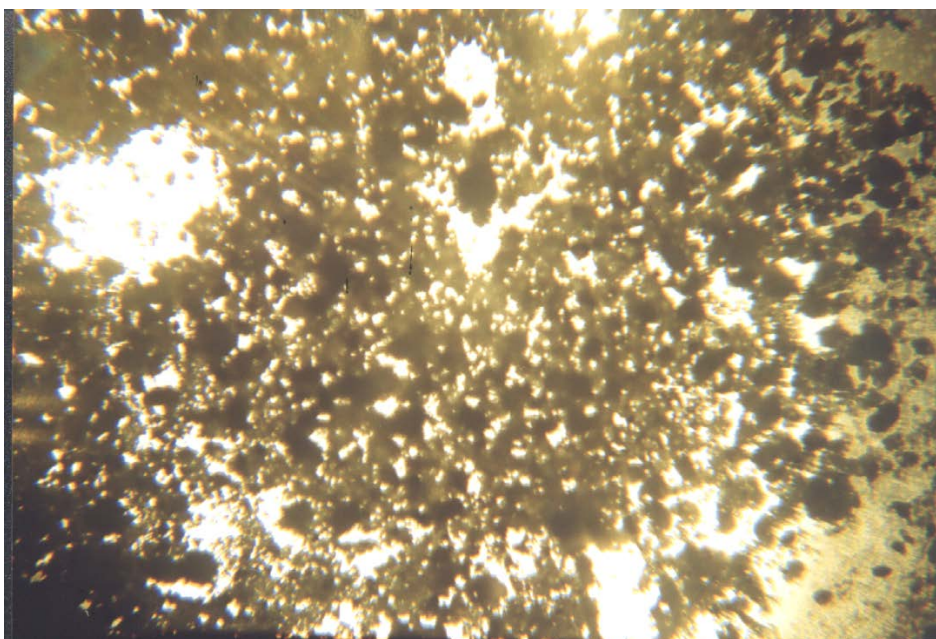


Рис.5. ПЦТ-1G + 5% ЩСПК. Глобулярная структура с размером глобул 0,02 мм

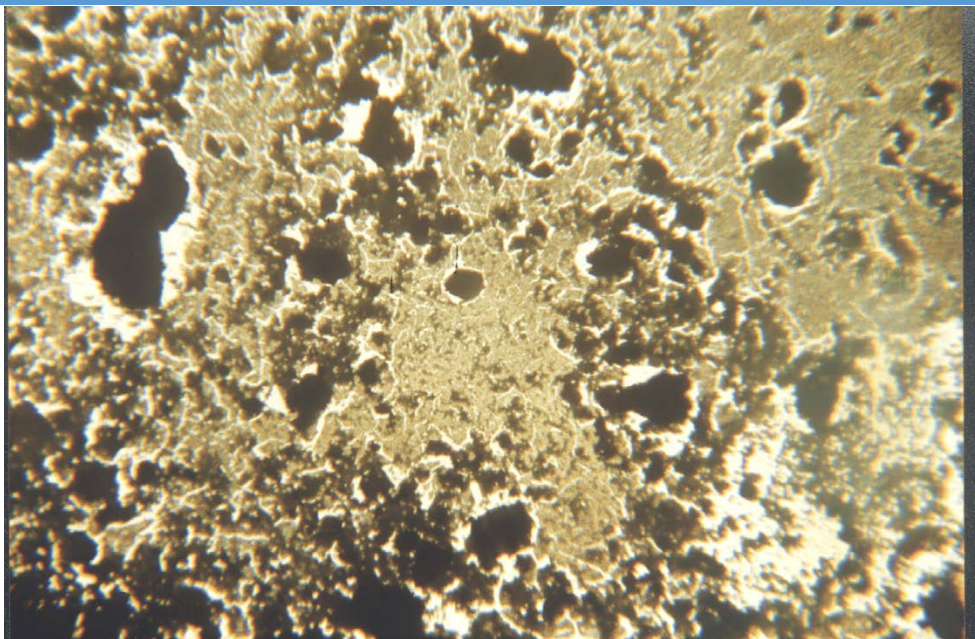


Рис. 6. ПЦТ-1G + 0,015% НТФ, гелеобразная структура с элементами старения геля

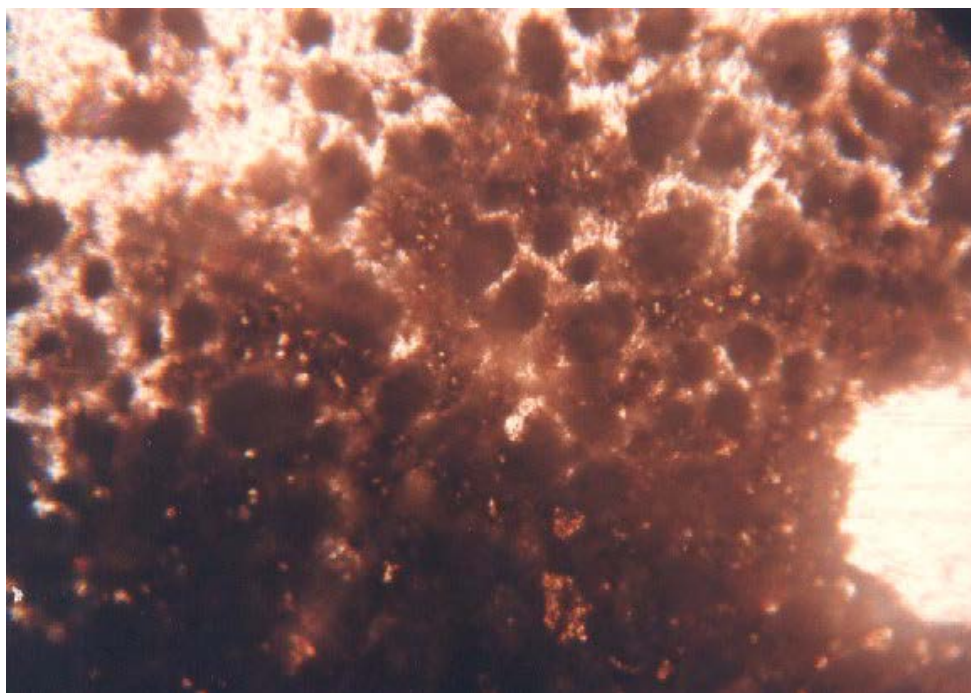


Рис. 7. ПЦТ-1G + 5%ЩСПК + 0.5% ОЭЦ

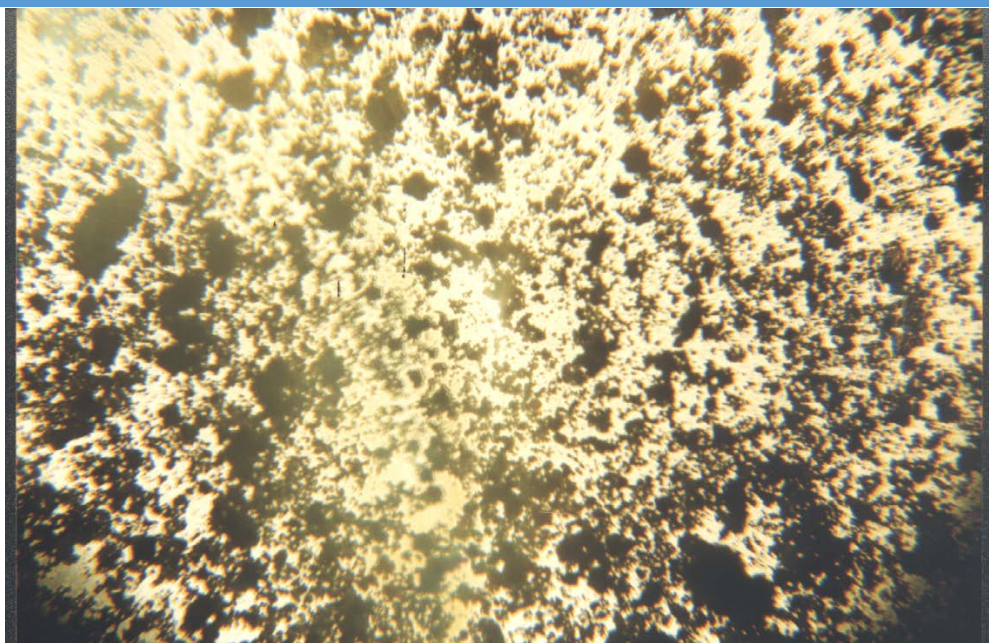


Рис.8. ПЦТ-1G (цементный камень, выдержанный в сероводороде 10 суток), диспергация частиц до размера менее 0,01 мм

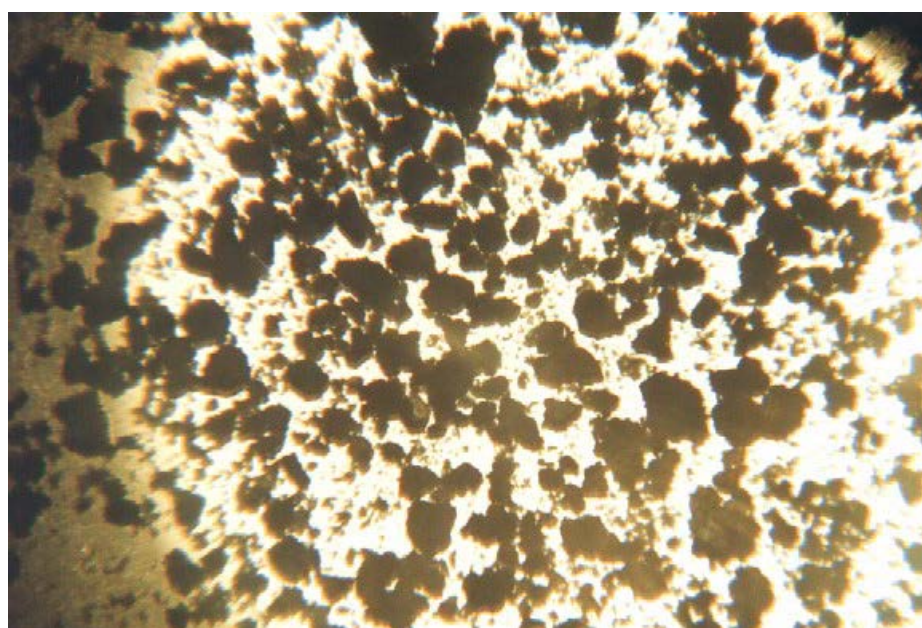


Рис.9. ПЦТ-1G + 5% ЩСПК (в H₂S)

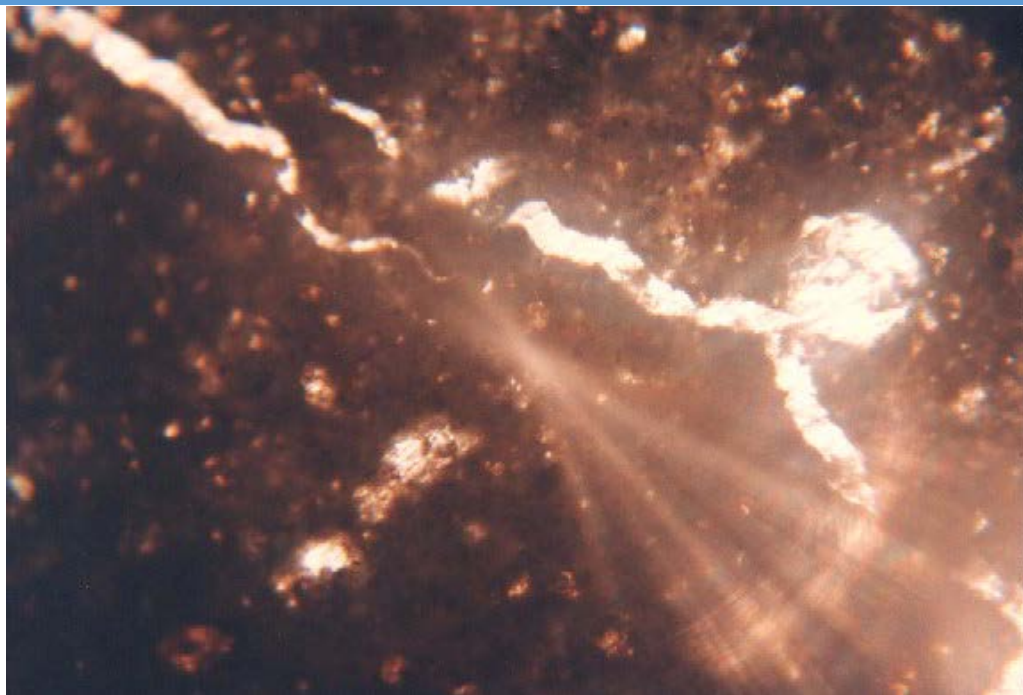


Рис.10. ПЦТ-1Г + 0,015% НТФ (в H₂S 10 суток), расширение трещин и создание каналов фильтрации

Таким образом, в результате микроскопических исследований мы убедились, 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 массы, а также определили, что агрессивная среда сильнее воздействует на образцы, время хранения которых двое суток. То есть коррозионно-активная среда, вмешиваясь в процесс структурообразования, существенно изменяет его пористость, проницаемость, разрушает тампонажный материал. На образцы пяти- и десятисуточного хранения агрессивная среда действует менее интенсивно. Значит, чем дольше идет процесс структурообразования, тем прочнее связи в тампонажном материале, и тем труднее разрушить образовавшуюся структуру. 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 того или иного тампонажного материала в случае, когда он подвержен воздействию 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 и планируется эксперимент.

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. 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.

3. Булатов А.И. и др. Коррозия тампонажных цементов / А.И.Булатов, Д.Ф.Новохатский, А.К.Рахимов. -Ташкент: ФАН, 1986.- 96с.

4. Живаева В.В. и др. Программное обеспечение для проведения анализа качества крепления нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин / В.В.Живаева, В.А.Котельников, В.В.Саляев, И.В.Доровских // Техника и технология экологически чистых производств: Тез.докл. VI Междунар. симпозиума.-М.,2002.- С.75-77.

5. 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.

6. Ф.М.Ли Химия цемента и бетона: М.: Госстройиздат, 1961.- С.645.

7. Живаева В.В., Ясинский А.В. Метод улучшения качества крепления нефтегазовых скважин, продукция которых содержит сероводород // 4-й Междунар. симпозиум по буровым скважинам в осложненных условиях: Тез. докл.- Санкт-Петербург.- 1998.- С.104.

8. 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.

9. 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.

10. Живаева В.В., Борисевич Ю.П., Мигачева Л.А. Методика определения скорости разрушения составляющих тампонажного материала в агрессивной среде // Совершенствование технологии крепления скважин: Матер. н-техн. совета ОАО «Газпром» (Тюмень, 2001).- 2001.- С.177.

11. Цивинский Д.Н., Живаева В.В., Шишканов Н. Определение скоростей химических реакций составляющих тампонажного камня в среде сероводорода // X Междунар. конф. молодых ученых по химии и химической технологии МКХТ-96 (Москва, 1996):- Тез. докл. – М.,1996.- С.42.

12. Цивинский Д.Н., Живаева В.В., Просин В.А. Математическое моделирование кинетики химических процессов в цементном камне под действием сероводорода // IX Междунар. конф. молодых ученых по химии и химической технологии МКХТ-95 (Москва, 1995):- Тез. докл. – М.,1995.- Ч.1.- С.36.

**НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА RETREL ДЛЯ
ОЦЕНКИ ТЕХНОГЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТЕПРОДУКТОВ**

*А.А.Жежеря, А.А.Подъячев, А.А.Бочкина, Е.Н.Петренко, М.Г.Казазян,
К.Л.Чертес*

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия,
alinaalina25486@gmail.com*

Вследствие длительного времени эксплуатации под территорией нефтеперерабатывающих заводов (далее НПЗ) образуются техногенные залежи нефтяных «линз», способные перемещаться в грунте. Эти явления стали отмечаться на производствах, как результат фильтрации нефтепродуктов при их потерях из технологических линий и емкостей.

Мощность данных нефтяных «линз» различна, однако известно, что подобные техногенные залежи способны опускаться на глубину десятков метров. На территории НПЗ, имеющих подобную проблему, ведутся работы по извлечению нефтепродуктов и возможному возврату их в технологический цикл, но после откачки останется вопрос - что делать с оставшимися нефтепродуктами? Они представляют угрозу для подземных и поверхностных вод, для геологических элементов. Если нефтепродукты попадут в близлежащий водозабор, последствия могут быть катастрофическими.

Возникшее техносферное месторождение активно эксплуатируется с целью возврата продукта в технологический цикл. Для исследования подобной проблемы была разработана методика, согласно которой на территории завода и его окрестностей создается сеть добывающих и наблюдательных скважин [1], позволяющих не только откачивать нефтепродукты, но и следить за изменением динамики «линзы». Однако, несмотря на все прилагаемые усилия, часть нефтепродуктов остается в почве в виде пленок и капиллярной жидкости, а затем перемещается в поверхностные источники и подземные водозаборы.

Данная проблема характерна для большей части НПЗ России, срок службы которых превышает 30 лет. Именно из-за «линзы» наблюдается изменение рельефа, и, как следствие, завод не может заменить оборудование.

Ситуация до сих пор является неразрешенной. Было предложено несколько путей решения проблемы:

- Использование биологических методов;
- Детонационный метод;
- Замена грунта.

Но ни один из них не является действенным. Проблемой биологических методов является, во-первых, отсутствие кислорода на глубине, а во-вторых, даже если мы предположим, что использоваться будут анаэробные микроорганизмы, при пониженных температурах у бактерий наблюдается снижение обмена веществ, вследствие чего они погибают.

Детонационный метод, патент на который был получен, но применение не найдено, является неуправляемым. Таким образом, может получиться, что линза не выйдет на поверхность, а грунт будет поврежден. Замена грунта является дорогостоящей операцией. К тому же, невозможно заменить грунт на территории действующего завода.

Важно понимать, что нефтяная «линза» представляет собой сложную систему из воды, частиц грунта и углеводородов в жидкой форме. Таким образом, перед нами встает задача снизить вязкость и поверхностное натяжение внутри данной системы [2].

Междисциплинарная команда университета предлагает санацию геосреды путем отмывки нефтепродуктов с использованием специальных ПАВ. Благодаря этому будут получены нефтепродукты, которые можно будет вернуть в технологический цикл, а геосреда будет очищена от загрязняющих веществ.

Но работа команды не ограничивается исключительно санацией геосреды. Помимо мониторинговых исследований предполагается прогнозирование движения «линзы», с использованием существующей системы скважин и программного комплекса, который включает в себя программное обеспечение «Petrel», используемый в настоящий момент исключительно для моделирования пластов-коллекторов на месторождениях нефти и газа, и гидродинамический симулятор Eclipse компании Schlumberger [3].

В данном комплексе на основе имеющихся данных о слое нефтепродуктов, уровне воды и координат скважин, предполагается создание 3D модели нефтяной «линзы». В геологической модели задаются необходимые петрофизические свойства пласта, такие как пористость, проницаемость, насыщение и зоны водонефтяного контакта (ВНК). Все заданные свойства позволяют корректно просчитать гидродинамические параметры двухфазной фильтрации, а также построить линии тока флюида при его отборе из скважин-очистителей с разной интенсивностью.

Создание трехмерной цифровой гидродинамической модели необходимо для решения вопросов направления фильтрации потоков, оптимизационных расчетов по расстановке скважин, определения возможного образования застойных зон, установления оптимальных условий закачки реагентов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Ахмадова Х.Х., Махмудова Л.Ш., Мусаева М.А.* Грозненские техногенные залежи углеводородов: история, добыча, переработка, экологические проблемы // В мире научных открытий. – Красноярск: Научно-инновационный центр, 2013, № 1.1 (37). – С.258-283.

2. *Бабицкая К.И., Царьков И.В., Коновалов В.В.* Мицеллярный раствор селективного действия для интенсификации добычи высоковязкой нефти и ограничения водопритока. Нефтепромысловое дело. 2016. № 8. С. 31-34.

3. Программная платформа Petrel URL: <http://sis.slb.ru/products/petrel/> (дата обращения: 08.06.2018).

УДК 622.248.33

МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА В СЕРПУХОВСКОМ ЯРУСЕ НА ОСНОВЕ ЗОНИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В КАМСКО-КИНЕЛЬСКОЙ СИСТЕМЕ ПРОГИБОВ

К.А. Шиповский, В.С.Циркова, М.Е. Коваль

*ООО «СамараНИПИнефть»,
г. Самара, Россия*

ShipovskiyKA@samnipi.rosneft.ru

Ключевые слова: бурение, прогнозирование, поглощение бурового раствора, серпуховский ярус, Камско-Кинельская система прогибов.

В статье выполнен анализ поглощений в серпуховском ярусе при бурении скважин на месторождениях Самарской области. Установлены геологические причины поглощений, их возрастная приуроченность и закономерность распределения проблемных месторождений по

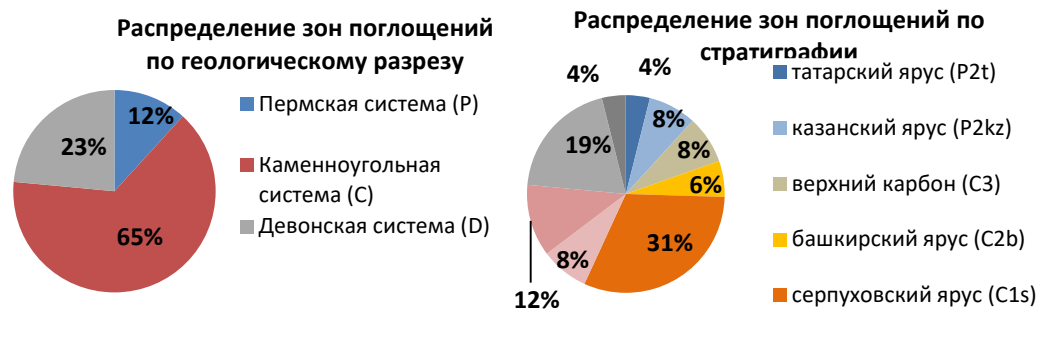
геологическим элементам Камско-Кинельской системы прогибов. Предложена методика прогнозирования и предупреждения поглощений в серпуховском ярусе для повышения эффективности строительства скважин на месторождениях Самарской области.

Key words: drilling, prediction, lost circulation, Serpukhovian stage, Kama-Kinel trough system

The analysis of lost circulation in Serpukhovian stage during well drilling on Samara region fields has been performed in the paper. Geological reasons of lost circulation, their stratigraphic confinement and the principle of troubled fields distribution by geological elements of Kama-Kinel trough system have been determined. The methods of prediction and prevention of lost circulation in Serpukhovian stage have been proposed in order to increase efficiency of well construction on Samara region fields.

Одной из актуальных проблем при строительстве скважин на месторождениях Самарской области являются поглощения бурового раствора различной интенсивности в серпуховских отложениях. На ликвидацию поглощений ежегодно тратятся значительные материально-технические и финансовые ресурсы, что существенно снижает технико-экономические показатели бурения. Многолетней производственной практикой буровых работ серпуховский ярус характеризуется как региональный поглощающий горизонт нижнего карбона. Распределение региональных зон поглощений по геологическому разрезу представлено на диаграммах № 1 и 2.

Диаграммы №1 и 2



За несколько десятилетий строительства скважин получен большой фактический материал о геологическом строении и зонах осложнений на месторождениях Самарской области. На основе имеющейся геолого-технической информации исследованы зоны поглощений бурового раствора в карбонатных отложениях серпуховского яруса на 71 региональном месторождении по скважинам, пробуренным в 2014-2019 годах.

Серпуховские отложения широко распространены по всему Волго-Уральском региону и прослеживаются по всей территории Самарской области. Толщина их изменяется в направлении с севера на юг от 90 до 330 м. По возрасту осадконакопления серпуховский ярус состоит из трех горизонтов различной мощности: тарусского (от 0 до 50 м), стешевского (от 90 до 220 м) и протвинского (от 0 до 60 м).

Литологически серпуховский ярус сложен доломитами светло-серыми, кристаллически зернистыми, трещиноватыми и кавернозными с прослоями органогенно-обломочных известняков, часто сильно перекристаллизованными. Исключением является тарусский горизонт, развитый в южной части Самарской области, который состоит на 80-90% из карбонатно-глинистых пород [1]. Необходимо отметить, что серпуховские отложения полностью пробурены с отбором керна только в двух параметрических скважинах и литологический состав данного интервала изучен недостаточно хорошо.

Важной особенностью формирования серпуховских отложений было то, что осадконакопление происходило на существующий палеорифмовый рельеф Камско-Кинельской

системы прогибов (ККСП) с бортовыми зонами девон-турнейского возраста, осевой зоной, шельфовыми зонами (рисунок 1).

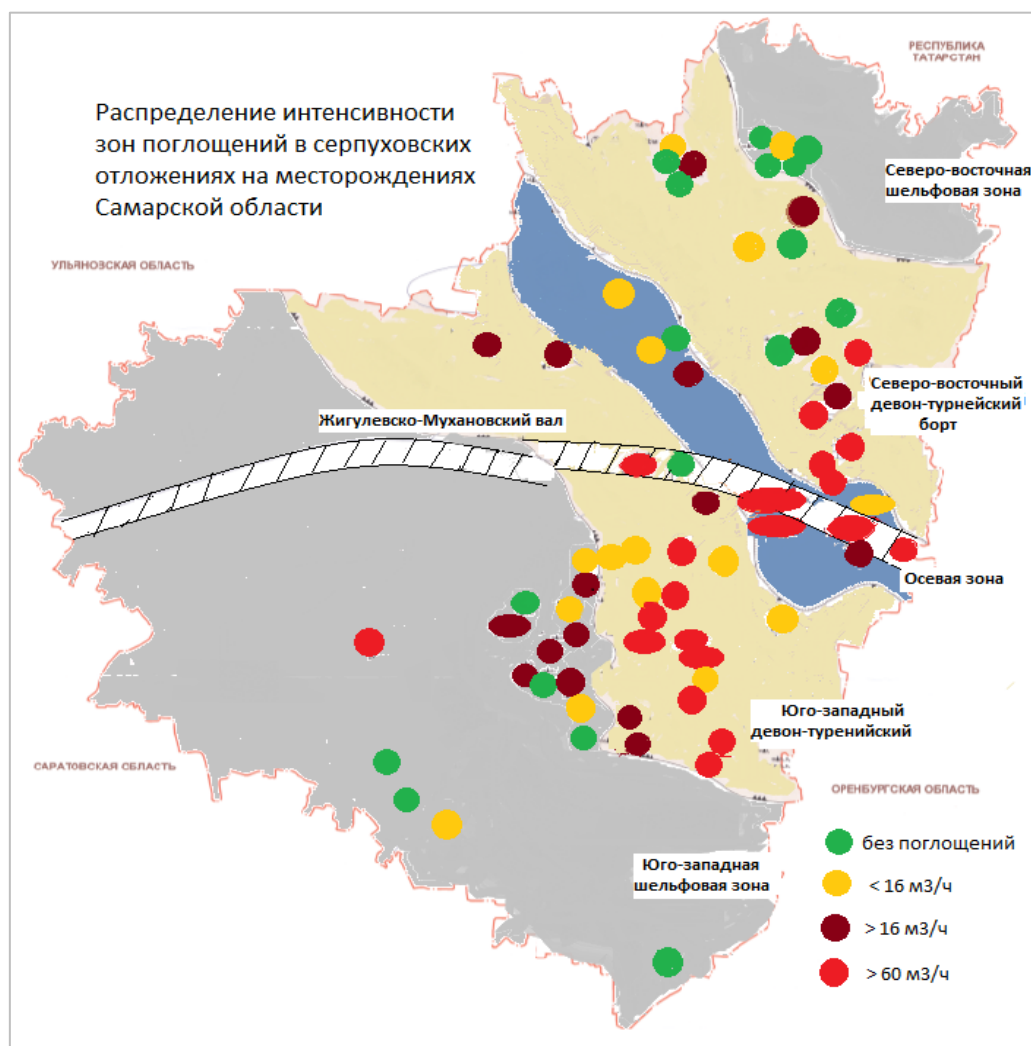


Рис. 1 – Распределение интенсивности зон поглощений в серпуховских отложениях в границах ККСП Самарской области

Осадки серпуховского возраста с перерывом ложились на окские отложения в уникальных условиях мелководного эпиконтинентального моря с частыми колебаниями морского дна вплоть до выхода его на дневную поверхность. При этом наибольшему разрушению подвергались карбонатные отложения бортовых зон ККСП, возвышавшихся над остальными частями палеорельефа и часто выходивших на дневную поверхность [2]. В таких условиях карбонаты периодически размывались, выщелачивались и выветривались. В серпуховских отложениях формировались зоны сильно трещиноватых и кавернозных пород с высокими проницаемыми свойствами (рисунок 2).

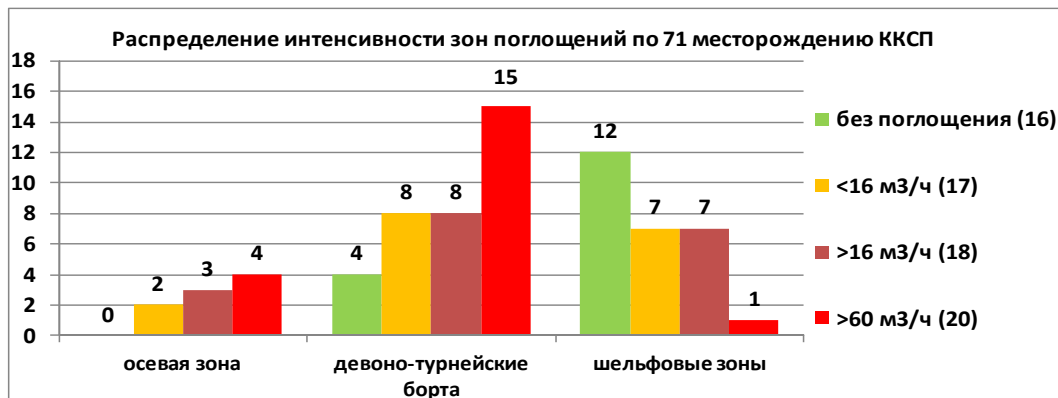


Рис. 2 – Формирование карстово-кавернозного массива серпуховского яруса в осевой зоне и бортовых зонах ККСП

В шельфовых зонах ККСП (северо-восток и юго-запад Самарской области) серпуховские отложения формировались в условиях относительно ровного морского дна. Поэтому горные породы подвергались меньшему разрушению и характеризуются незначительными поглощающими способностями. На 27 шельфовых месторождениях факты полного поглощения бурового раствора при бурении зафиксированы только на Покровском месторождении.

На большинстве скважин (44%), пробуренных на бортовых зонах девон-турнейского возраста, вскрыты зоны полного поглощения бурового раствора, сопровождающиеся провалами бурового инструмента (диаграмма 3). Это связано с описанными выше условиями осадконакопления в мелководном море, процессами размывания, выщелачивания и выветривания серпуховских отложений.

Диаграмма 3



Осевая зона ККСП была наиболее глубоководной частью эпиконтинентального моря серпуховского периода. Карбонаты осевой зоны обладают незначительной трещиноватостью и интенсивностью поглощения - не более 30 м³/ч. Эта особенность карбонатов нарушается на ряде месторождений Жигулевско-Мухановского вала, пересекающего осевую зону ККСП в широтном направлении. Например, на скважинах Ново-Ключевского, Дмитриевского, Михайловско-Коханского, Мухановского месторождений в осевой зоне ККСП были получены полные поглощения бурового раствора, характерные бортовым зонам.

На отдельных скважинах Ново-Ключевского месторождения полное поглощение бурового раствора сопровождалось обвалами массива горной породы, представленной обломками известковистых, ангидритизированных доломитов размерами до 200x13x10 мм, что потребовало дополнительных работ по очистке забоя с использованием фрезера-хлопушки.



Рис. 3 – Обломки горной породы со скважины Ново-Ключевского месторождения

По данным ряда исследователей [4] аномальные свойства карбонатов осевой зоны связаны с тем, что вышеперечисленные структуры в серпуховское время находились на уровне отметок палеобортов ККСП. В пределах их территорий из-за колебаний уровня эпиконтинентального моря сформировались карстово-кавернозные, слабосцементированные, интенсивно поглощающие интервалы горных пород, аналогичные бортовым зонам (рисунок 4).



Рис. 4 – Горные массивы трещиноватых и кавернозных известняков

Анализ полных поглощений бурового раствора в серпуховском ярусе показал, что к бортовым зонам ККСП и Жигулевско-Мухановскому валу осевой зоны ККСП приурочено 95% случаев данных осложнений.

Детальный интервальный анализ показывает, что в мелководном эпиконтинентальном море наибольшей эрозии подвергалась верхняя и средняя часть стешевского горизонта, а также протвинский горизонт серпуховского яруса. Именно на стешевский и протвинский горизонты, по данным анализа бурения скважин и результатам промысловых ГИС, приходятся зоны поглощений бурового раствора различной интенсивности (рисунок 5).

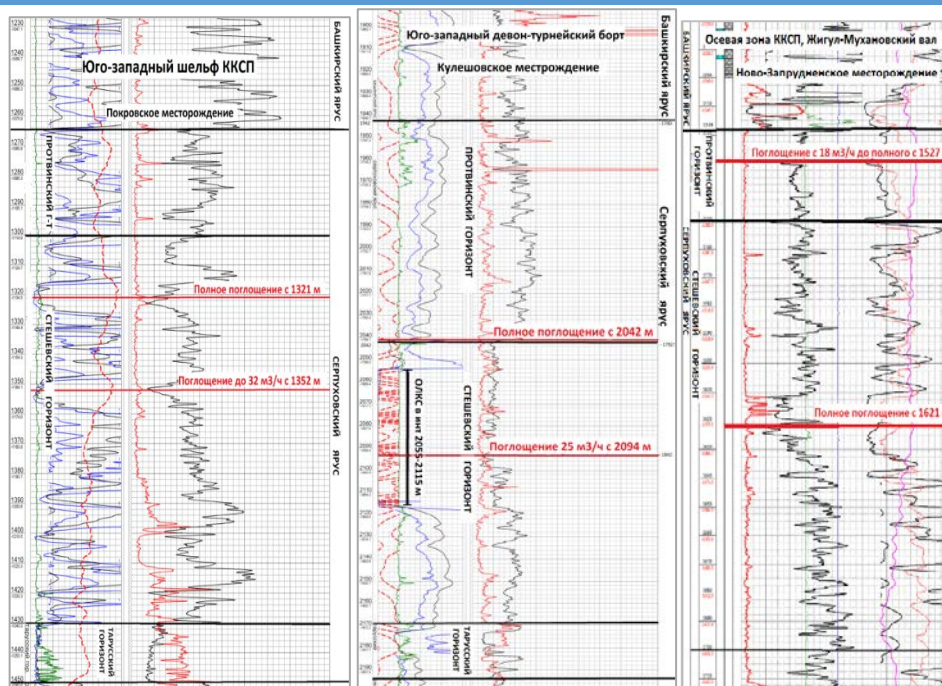


Рис. 5 – Интервалы поглощений бурового раствора различной интенсивности в протвинском и стешевском горизонте серпуховского яруса

Выявленные закономерности территориального распределения зон поглощений в серпуховском ярусе, их интенсивности и возрастной приуроченности позволили сделать определенные выводы практического значения. Локализованы региональные интервалы поглощений серпуховского осадочного разреза. Первая региональная зона поглощения при бурении скважин – протвинский горизонт. Интервал с риском вскрытия зоны поглощения составляет до 60 м. Вторая региональная зона поглощения бурового раствора в серпуховском осадочном разрезе – верхняя и средняя часть стешевского горизонта. Интервал с риском вскрытия зоны поглощения - 50-70 м.

В производственной практике бурения не всегда осуществляются мероприятия по предупреждению поглощений при вскрытии серпуховского яруса, в том числе из-за высокой геологической неопределенности границы башкирского яруса и протвинского горизонта серпуховского яруса. В отдельных случаях мероприятия по предупреждению осложнения начинают применяться после вскрытия зоны поглощения, т.е. тогда, когда пласт протвинского или стешевского горизонта уже порван гидродинамическим давлением и получено поглощение бурового раствора. Такой метод выполнения буровых работ может приводить к длительным и затратным мероприятиям по ликвидации данных осложнений. Например, при бурении скважины без соблюдения мероприятий по предупреждению поглощений ($W_t=98-108$ кН; $N_p=20-38$ об/мин; $P_{вх}=12-14$ МПа; $Q_{вх}=0,03$ м³/с) в шельфовой зоне на Покровском месторождении в стешевском горизонте серпуховского яруса было получено полное поглощение бурового раствора. На ликвидацию данного осложнения потребовалось 6 дней, установка двух цементных мостов, что соответствует примерно 5-6 млн. руб. дополнительных затрат. Данные финансово-экономические потери значительно превышают те потери (350-450 тыс. руб), которые были бы получены при бурении интервалов подошвы башкирского яруса (50 м), протвинского горизонта (35 м) и верхней части стешевского горизонта (70 м) с минимальными режимами и вводом мелкофракционных кольматантов по циклу.

Особенно сложные, затратные и дорогостоящие работы по ликвидации поглощений возможны на скважинах, расположенных в бортовых зонах ККСП, на Жигулевско-Мухановском валу осевой зоны ККСП.

Необходимо отметить, что при выполнении мероприятий по предупреждению поглощений в серпуховском ярусе (снижение гидродинамических давлений, ввод кольматантов), возможно бурение интервалов протвинского и стешевского горизонтов с минимальными затратами. Это принципиально отличается от бурения в зонах полных (катастрофических) поглощений в рифогенных формациях турнейского и фаменского ярусов в бортовых зонах ККСП, т.к. их прохождение без сложных и дорогостоящих мероприятий (цементные мосты, профильные перекрыватели) представляется невозможным [5].

Учитывая, что серпуховские отложения являются региональным поглощающим горизонтом при бурении данного геологического разреза необходимо предусматривать комплекс мероприятий по предупреждению возможного поглощения бурового раствора. Состав и объём мероприятий по предупреждению поглощений бурового раствора проектируемой скважины должен разрабатываться на основе территориальной привязки месторождения к элементам ККСП Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Методика прогнозирования и предупреждения поглощений бурового раствора в серпуховском ярусе на основе зонирования месторождений в Камско-Кинельской системе прогибов включает следующее:

- определение территориального расположения месторождения в ККСП;
- анализ результатов бурения скважин на конкретном месторождении, определение наличия и интенсивности интервалов поглощений в серпуховском ярусе;
- определение границ подошвы башкирского яруса (по стволу скважины);
- определение кровли и подошвы протвинского и стешевского горизонтов (по стволу скважины);
- определение техники и технологии бурения скважин в подошве башкирского яруса, протвинском и стешевском горизонтах серпуховского яруса;
- внесение возможных интервалов поглощений, оптимальных технико-технологических решений в проектную и рабочую документацию.

Для месторождений на бортовых зонах ККСП и месторождений, расположенных на Жигулевско-Мухановском валу осевой зоны, рекомендуется максимальный состав и объём предупреждающих мероприятий, включающий переход за 50-60 м до кровли протвинского горизонта на роторную компоновку с вводом кольматантов по циклу, отключение системы очистки бурового раствора.

Для осевой и шельфовых зон ККСП рекомендуется минимальный состав и объём предупреждающих мероприятий, который предусматривает за 50-60 м до кровли протвинского горизонта снижать производительность буровых насосов до 0,026-0,028 м³/с при бурении на винтовых забойных двигателях (ВЗД), прокачивать мелкофракционные кольматанты по циклу при начале поглощения.

Таким образом, бурение всего интервала протвинского горизонта, верхней и средней части стешевского горизонта серпуховского яруса необходимо выполнять с минимальными гидродинамическими режимами (ротатор, ВЗД) и возможностью ввода кольматантов по циклу промывки скважины при начале поглощения исходя из территориального расположения месторождения в ККСП Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Выводы

1. Серпуховские отложения - региональный поглощающий ярус, бурение которого необходимо выполнять с комплексом мероприятий по предупреждению возможного поглощения бурового раствора.
2. Региональные поглощающие характеристики карбонатов серпуховского яруса связаны с особенностями осадконакопления в период мелководного эпиконтинентального морского бассейна.
3. Установлены два основных интервала поглощений бурового раствора при бурении в серпуховском ярусе: протвинский горизонт, верхняя и средняя часть стешевского горизонта.

4. Для прогнозирования и предупреждения поглощений бурового раствора в серпуховском ярусе рекомендуется применять методику, основанную на зонировании месторождений в ККСП.

5. Объем и состав мероприятий по предупреждению возможных поглощений в серпуховском ярусе рекомендуется разрабатывать исходя из территориального расположения проектируемых скважин в системе ККСП, возрастной приуроченности зон поглощений и их прогнозируемой интенсивности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Семенова Е.Г., Стеблева Г.И., Бороховская Э.А. Стратиграфия, литология, фации и перспективы нефтегазоносности каменноугольных и пермских отложений Куйбышевской области (каменноугольные отложения). Отчет о НИР, Министерство нефтяной промышленности СССР, ВОИГиРГИ, Куйбышев, 1970.

2. Семенова Е.Г., Суриков Е.Я., Вайнбаум С.Я., Чистовский А.И. Изучение биостратиграфической и геохимической зональности и типизация разрезов продуктивных комплексов пород с целью выбора направлений поисково-разведочных работ в районах высокой разведанности. Отчет о НИР, Министерство нефтяной промышленности СССР, ВОИГиРГИ, Куйбышев, 1986.

3. 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.

4. Аширов К.Б. Геологическая обстановка формирования нефтяных и нефтегазовых месторождений Среднего Поволжья. М. Недра, 1965. С.171.

5. 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. №3, 2018. С.14-19.

УДК 622.243.23.001

ОСОБЕННОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ МИГРАЦИИ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В ЗАКОЛОННОМ ПРОСТРАНСТВЕ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

^{1,2} А.С. Жаркенов,¹ В.В. Живаева

¹ Самарский государственный технический университет

² ООО «СамараНИПИнефть»

bngssamgtu@mail.ru

ZharkenevAS@samnipineft.ru

Поднята проблема миграции пластовых флюидов в заколонном пространстве. Проведен факторный анализ качества цементирования обсадных колонн в скважинах с наличием заколонной циркуляции. Выявлена закономерность возникновения миграции пластовых флюидов в заколонном пространстве. Описан метод, позволяющий определить влияние бурового раствора на изоляционные характеристики цементного камня.

Ключевые слова: бурение, герметичность крепи, миграция пластовых флюидов, качество цементирования, степень вытеснения раствора

Заколонная или затрубная циркуляция (ЗКЦ), представляющая собой движение флюида по стволу скважины за обсадной колонной (заколонный переток пластовых флюидов), как правило, возникает по причине некачественного цементирования. Нарушение герметичности заколонного пространства и возникновение ЗКЦ может быть связано как с неудачным первоначальным цементированием, так и с изменениями свойств цементного камня под воздействием механических (физических) или физико-химических процессов, протекающих в прискважинной зоне в процессе испытания скважин и разработки месторождения [3]. На ликвидацию данного осложнения приходится значительная часть материально-технических и финансовых затрат, что существенно снижает технико-экономические показатели строительства скважин.

На основании имеющейся геолого-технической информации установлено, что на месторождениях Самарской области в 26% скважин, пробуренных в 2016-2018 годах, присутствует ЗКЦ (рисунок 1).



Рис.1. Количество скважин с ЗКЦ на месторождениях Самарской области.

Потеря герметичности 90 скважин является следствием негерметичности эксплуатационных колонн – 21 скважина (23%), негерметичности крепи – 69 скважин (77%) (рисунок 2).

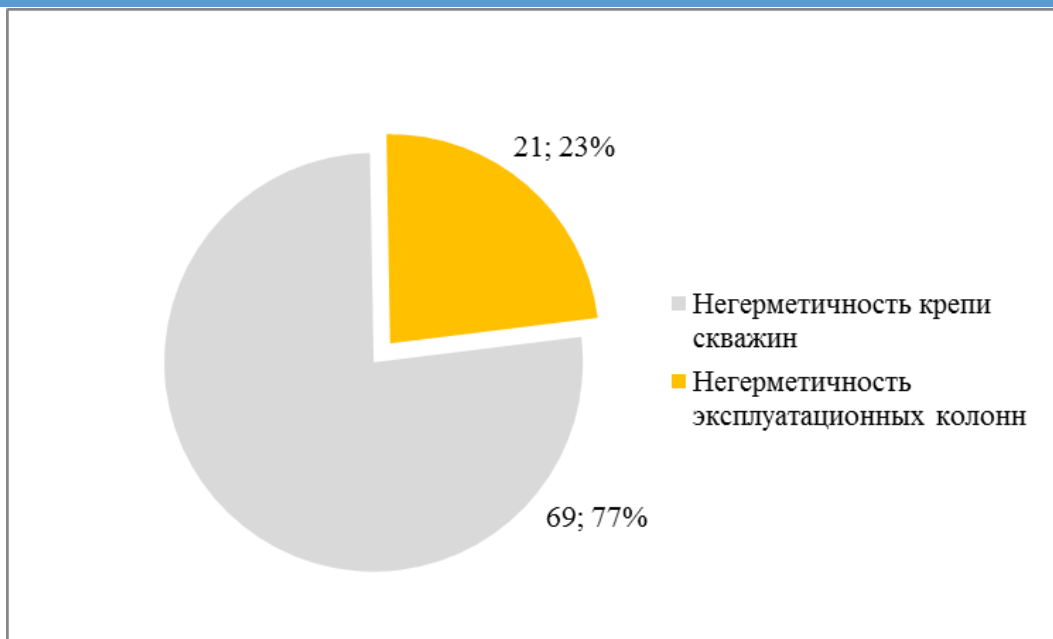


Рис. 2. Распределение причин ЗКЦ.

Для определения причин негерметичности цементной крепи выполнен факторный анализ качества цементирования обсадных эксплуатационных колонн по данным комплекса ГИС (радиоактивная цементометрия, акустическая цементометрия, гамма каротаж, термометрия). Результаты приведены на рисунке 3.

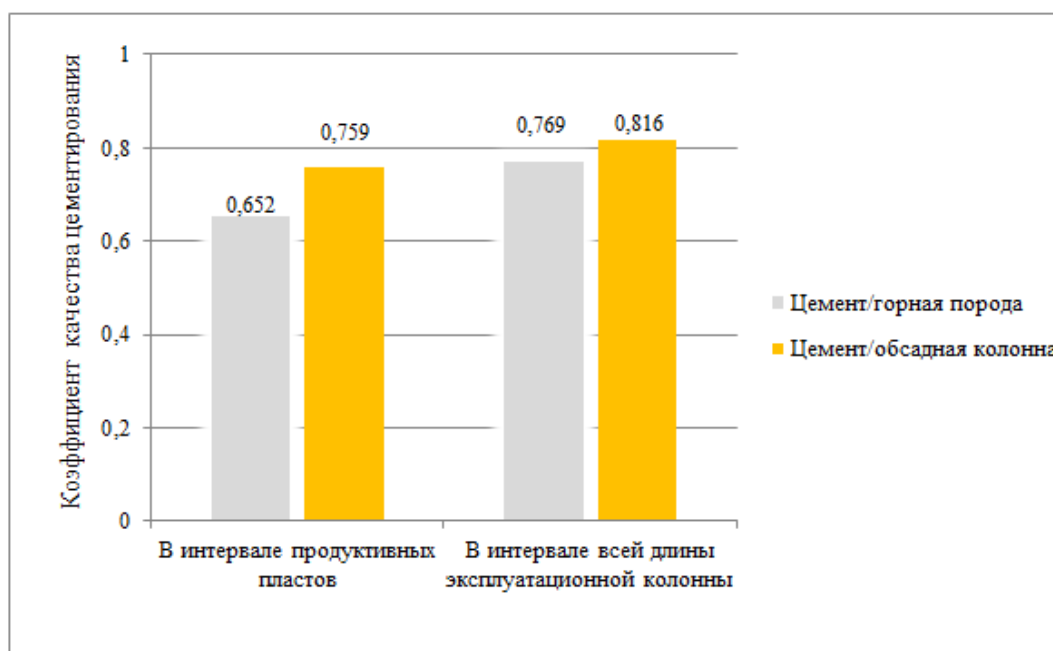


Рис. 3. Качество цементирования эксплуатационных колонн.

В целом качество цементирования можно отметить как хорошее. Однако в системе цемент/горная порода в интервалах продуктивных пластов качество цементирования неудовлетворительное. Следует отметить, что коэффициент эксцентриситета обсадной колонны в указанном интервале отмечается как низкий – 0,06-0,3.

При проведении анализа данных ГИС по определению профиля притока и кавернометрии выявлено наличие каверн в интервале перфорации обсадной колонны (рисунок 4, 5, 6). Диаметр ствола скважины в интервалах кавернообразования достигает 450 мм при

номинальном диаметре 215,9 мм. Образование каверн встречается в неустойчивых отложениях горных пород бобриковского горизонта (нижний карбон), пашийского горизонта (верхний девон).

Скв. №1

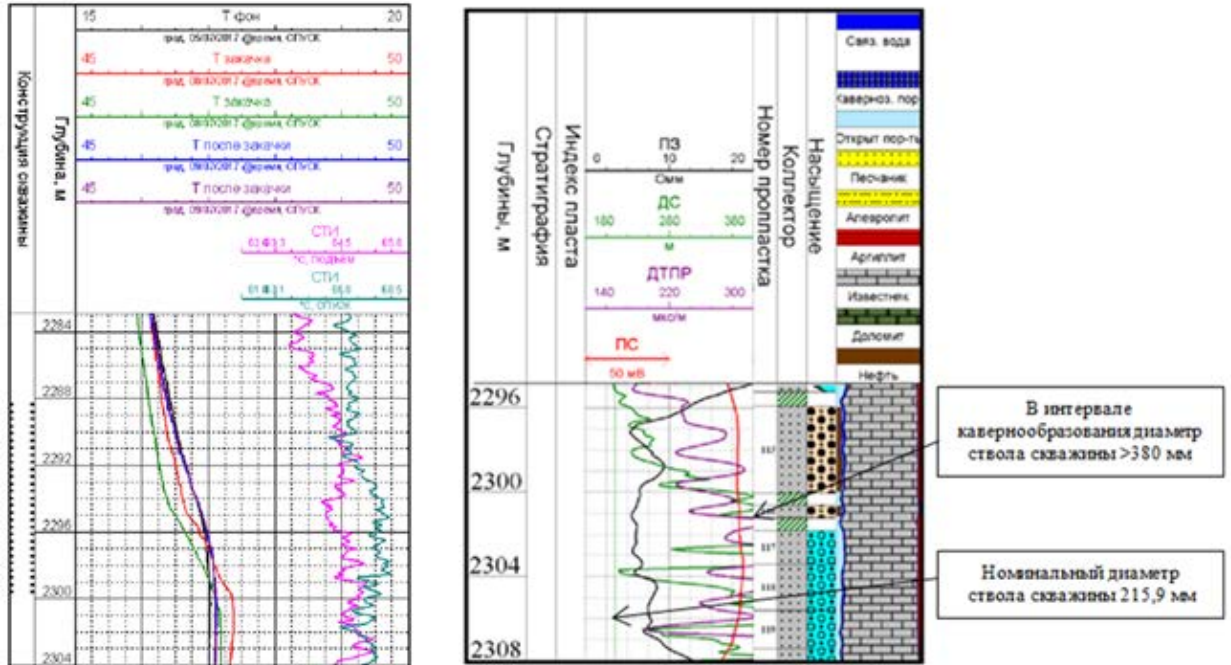


Рис.4. ГИС по определению профиля притока и кавернометрия в интервале ЗКЦ.

Скв. №2

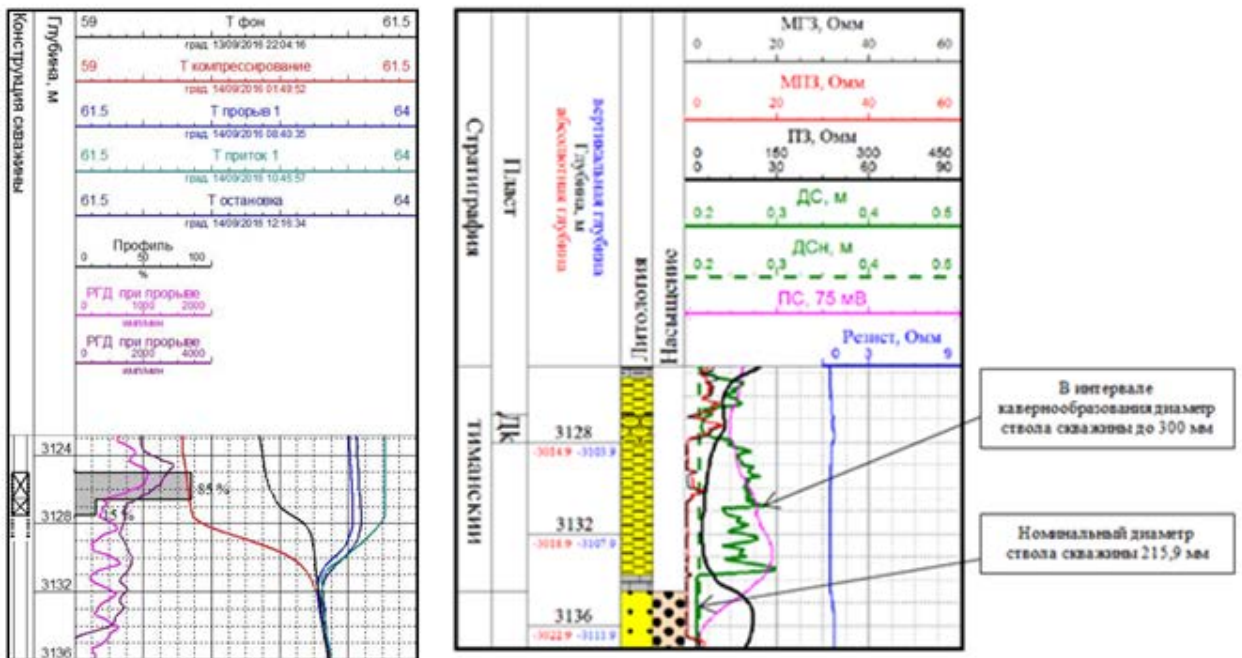


Рис. 5. ГИС по определению профиля притока и кавернометрия в интервале ЗКЦ.

Скв. №3

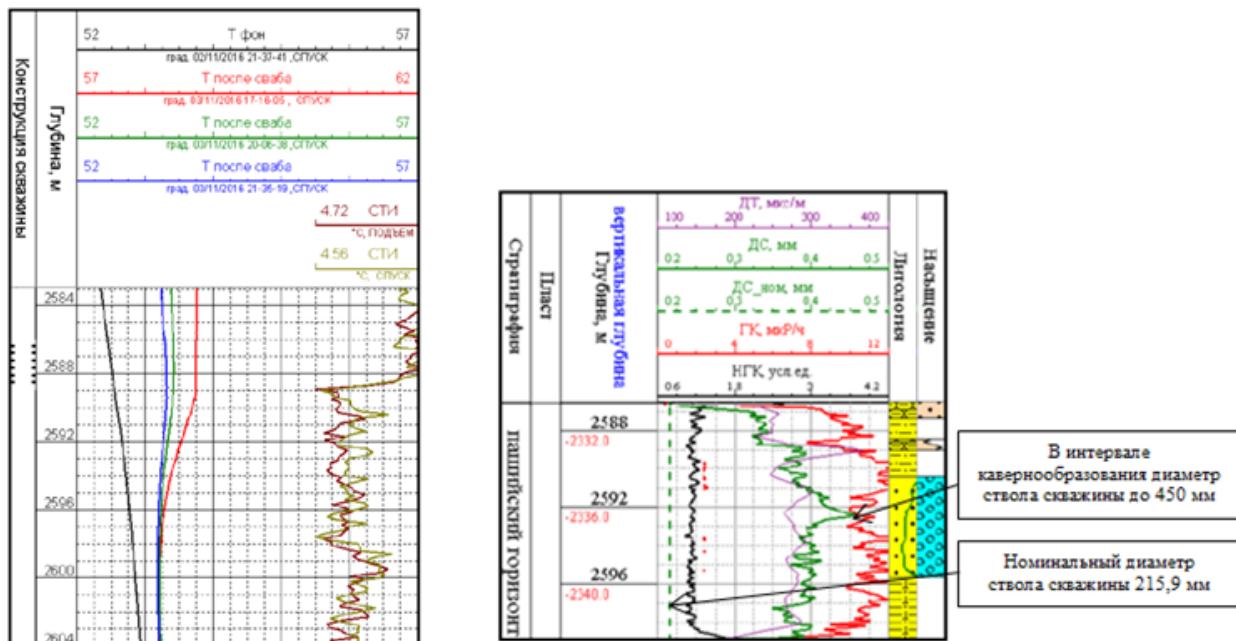


Рис. 6. ГИС по определению профиля притока и кавернометрия в интервале ЗКЦ.

Отрицательное влияние каверн на качественное цементирование объясняется следующим. В интервалах каверн образуются «застойные» зоны – буровой раствор с высокими значениями статического напряжения сдвига (СНС) и условной вязкостью. Скорости течения вблизи стенок ствола скважины, тем более в кавернах и желобах, весьма малы и близки к нулю, в то время как в центральной части потока они велики. Таким образом, происходит неполное замещение бурового раствора цементным раствором. Их смешивание влияет на основные свойства тампонажного раствора (прочностные и деформационные, проницаемость, герметизирующая способность).

Влияние бурового раствора на изоляционные и прочностные характеристики цементного камня недостаточно изучено. Поэтому для полного представления приведены исследования с применением установки (рисунок 7), обеспечивающей трехмерную визуализацию данного процесса [4]. Установка включает в себя цилиндрические образцы из песчаника высотой 200 мм и внешним диаметром 152 мм, используемого в качестве горной породы. Перед экспериментом порода была погружена в воду на 24 часа для обеспечения полной водонасыщенности. В концентричную скважину диаметром 76 мм помещены трубы из углеродистой стали с наружным диаметром 60,3 мм и толщиной стенки 2 мм. Таким образом, толщина цементного камня составила ≈ 8 мм. В корпусе установлен нагнетательный вал для увеличения и уменьшения гидравлического давления на цементную крепь.

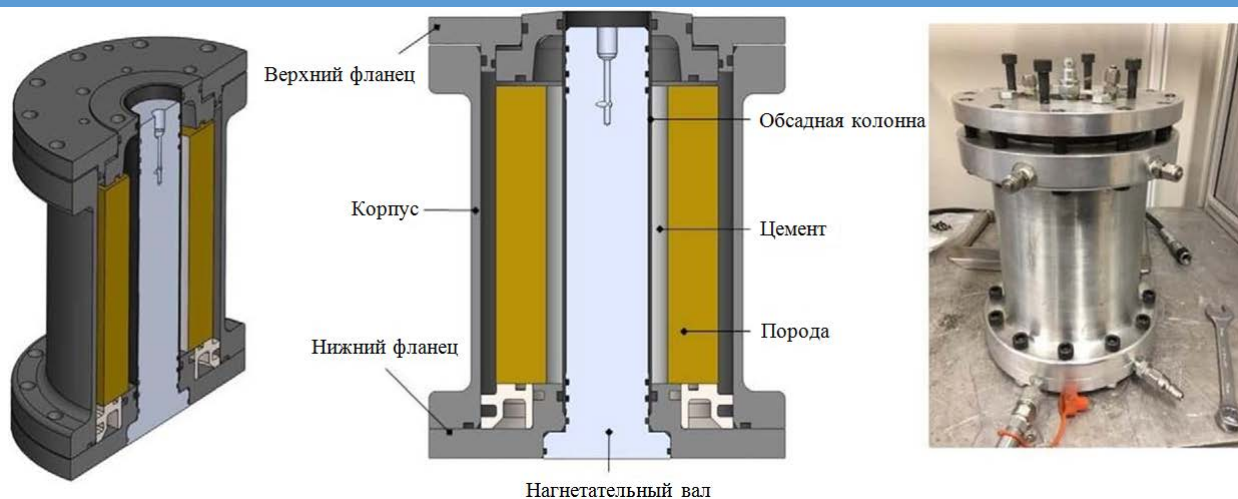


Рис. 7. Схема установки

Буровой раствор был помещен (с помощью кисти) на внутреннюю поверхность породы перед цементированием. Цементный раствор закачивался в затрубное пространство. Жидкости в затрубном пространстве до размещения цемента не было. Время затвердевания и формирования цементного камня составило ≈ 5 дней при ограниченном атмосферном давлении и температуре 110°C с нагревом обсадной колонны изнутри.

Образец подвергали компьютерной томографии (КТ) до начала эксперимента с циклическим воздействием давления для определения начального состояния цементного камня. Во время испытаний под давлением внутри датчика КТ помещалась камера давления, что позволяло наблюдать за целостностью цементного камня, пока корпус находился под давлением (рисунок 8).



Рис. 8. Сканирование образца

После чего произведено сканирование образца (при поддержании давления) после 1 минуты постоянного повышения давления. Продолжительность компьютерной томографии составляла 10 секунд. Впоследствии данная операция повторялась с увеличением давления на 1 МПа до полного разрушения образца.

Проведенные лабораторные исследования показывают следующие результаты (рисунок 10). Начальное разрушение цементного камня наблюдается при давлении 27 МПа. При увеличении давления до 30 МПа и 32 МПа выявлено увеличение трещин в радиальном и осевом направлениях.

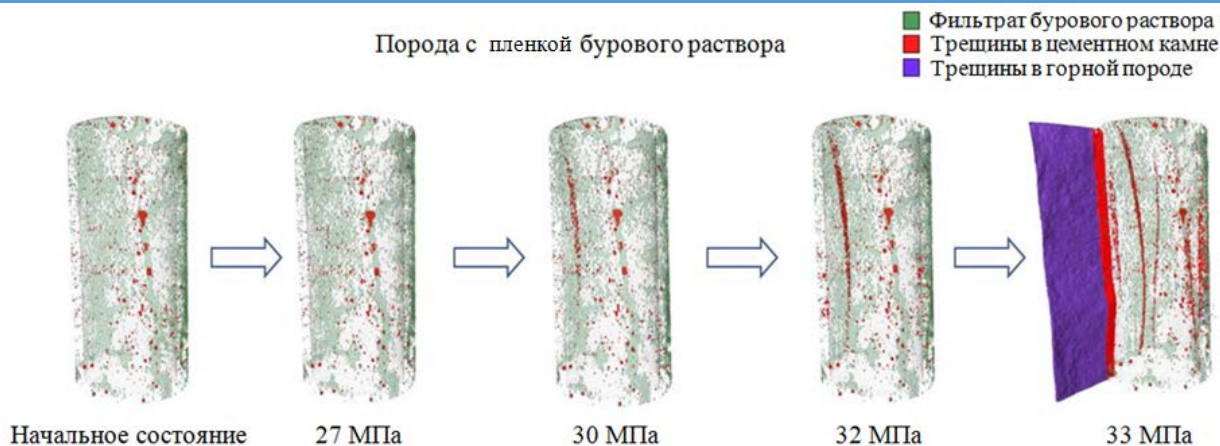


Рис.9. Воздействие давления на цементный камень с пленкой бурового раствора

Приведенные результаты отличаются от экспериментов, где буровой раствор между цементным камнем и породой отсутствует (рисунок 11). В данном случае признаков разрушения цементного камня не наблюдалось до 31 МПа. Катастрофическое разрушение замечено при увеличении давления до 32 МПа.

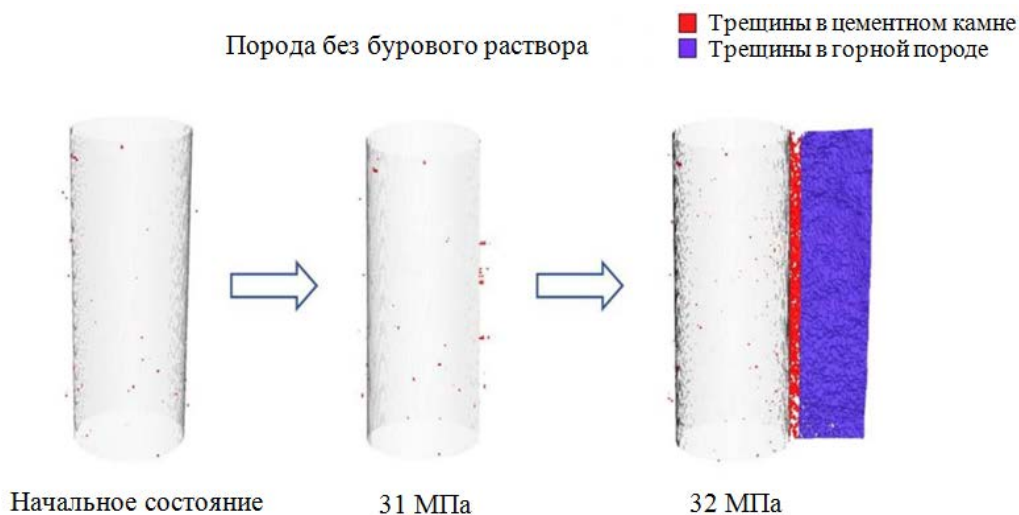


Рис.10. Воздействие давления на цементный камень без бурового раствора

Результаты исследований [4] подтверждают отрицательное влияние бурового раствора на характеристики цементного камня.

Выводы

1. Снижение степени замещения бурового раствора тампонажным, вследствие неполного вымыва бурового раствора из каверн является причиной нарушения герметичности цементной крепи.
2. Для разрушения «застойных» зон необходимо максимально сократить время нахождения бурового раствора в статике перед закачиванием тампонажного раствора в скважину, что не даст возможности структуре набрать прочность.
3. Нахождение бурового раствора между горной породой и цементной крепью отрицательно влияет на прочностные характеристики цементного камня.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Булатов А.И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин. - Краснодар: Просвещение-Юг, 2009.
2. Отчёты по авторскому надзору за строительством эксплуатационных, поисковых и разведочных скважин на территории Самарской области, ООО «СамараНИПИнефть». Самара, 2016-2018.
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. Ragnhild Skorpa, Benjamin Werner, Torbjorn Vralstad. Effect of Mud on Cement Sheath Integrity. SPE-195625-MS, 2019.

ОДНОШАРОШЕЧНЫЙ БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ

Р.М.Богомолов

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Одношарошечные буровые долота со сферической шарошкой имеют специфические особенности разрушения пород. Оно происходит при движении его породоразрушающих элементов без отрыва от поверхности забоя. Характер разрушения при этом напоминает разрушение породы обычными долотами режущее – истирающего типа, но в отличие от последних, элементы вооружения одношарошечных долот движутся по сложным траекториям с изменением радиуса своего движения относительно оси скважины.

Траектории движения всех породоразрушающих элементов одношарошечного долота являются циклическими, пространственными и замкнутыми эпициклоидальными кривыми, имеющими равное число точек возврата. Траектории отдельных элементов отличаются соотношением радиусов неподвижного и производящего кругов и величиной скольжения между ними, что определяет окончательно форму траектории - нормальную, укороченную или удлиненную. Ориентация траекторий отдельных элементов зависит от положения режущей кромки данного элемента на поверхности шарошки [1].

Для одношарошечных долот всех моделей характерной является полусферическая форма забоя. Элементы вооружения, движущиеся по вышеуказанным траекториям, наносят на поверхности забоя своеобразную сетку поражения.

На рис. 1 приведена фотография забоя, разбуренного одношарошечным долотом диаметром 140 мм. производства ОАО «Уралбурмаш» при бурении песчаника, при отработке на стенде.



Рис. 1. Фотография забоя одношарошечного долота 7В 140Т при бурении в песчанике

Общий вид забоя для каждого конкретного типоразмера долота индивидуальный, но характер взаимодействия элементов с забоем для всех моделей имеет общие особенности. К ним относятся обязательное взаимное пересечение траекторий движения различных элементов и самопересечение траектории одного и того же элемента. Степени изменения радиусов движения каждого элемента вооружения, форма и ориентация самих траекторий различны, то они пересекаются многократно, под самыми различными углами встречи.

После отработки долот в стендовых условиях, на отпечатках забоя прослеживаются точки многократного пересечения траекторий, так называемые «узловые» точки. Такой характер перемещения элементов не исключает образования на забое таких зон, которые не перекрываются ни одним из элементов. При работе на забое долот истирающее – режущего типа могут образовываться непрерывные кольцевые гребешки или уступы, обычно по одному определенному радиусу забоя. При работе одношарошечных долот образование кольцевых гребешков невозможно. На забое могут образовываться лишь только отдельные целики породы, габариты, количество и положение которых индивидуально для каждого типоразмера долота. Разрушение указанных целиков происходит следующим образом. Узловые зоны наиболее интенсивного воздействия породоразрушающими элементами. При подходе к узловой зоне перед элементом вооружения имеется участок забоя, ослабленный ранее прошедшим зубком. Это создает благоприятные условия для сдвига этого выступающего мелкого участка, поскольку требуемое усилие для деформации сдвига требуется на порядок меньше, чем при деформации раздавливания образца. После сдвига выступающего целика породы, элемент некоторое время движется дальше относительно свободно, а затем снова резко нагружается при встрече со следующим выступающим участком забоя. Эта динамика продолжается в течение всего рейса долота. Такое резкое нагружение и разгружение элементов вооружения способствует одновременно эффективности разрушения породы и затуплению и выкрашиванию режущей кромки рабочей поверхности.

Высокие технико – экономические показатели, полученные в 1970-х годах в разведочном и эксплуатационном бурении в кратное число раз в сравнении с трехшарошечными долотами в различных регионах и, особенно, на Северном Кавказе, в объединениях «Грознефть», «Дагнефть», «Краснодарнефтегаз», «Ставропольнефтегаз »,

в Украине, Белоруссии, Узбекистане, Кыргызстане, Таджикистане и других районах страны, в интервалах от 1500 до 5500 метров в различных по возрасту и литологическому составу отложениях: майкопских, фораминиферовых, верхнее-, нижнемеловых, юрских и др. пород различной твердости и абразивности, плотных глинах с прослоями песчаников, мергелями, алевролитами, сланцами, известняками, аргиллитами, мелкозернистыми песчаниками, песчанистыми глинами и доломитами. Широкие промышленные испытания выявили в указанных районах среднее повышение проходки порядка от 2,63 до 3,27 раза и механической скорости бурения порядка от 10,1% до 2,2 раза.

По результатам этих испытаний в нашей стране было налажено серийное производство одношарошечных долот, удовлетворяющее потребности буровых предприятий страны. Долота 1- 139,7 СЗ-АУ и 165,1 СЗ –АУ были освоены в ОАО «Уралбурмаш», а долота 1-190,5 СЗ-АУ и 1-215,9 СЗ АУ были освоены в ОАО «Волгабурмаш».

На рис. 2 показано серийное низкооборотное долото 1-190,5 СЗ-АУ [2 , 3]. Герметизированная опоры этого долота выполнена по схеме: «подшипник скольжения - замковый шариковый подшипник - подшипник скольжения - упорный шариковый подшипник - подшипник скольжения» и снабжена узлом принудительной компенсации расхода смазки.



Рис. 2 Общий вид одношарошечного долота 1 – 190,5 СЗ – АУ.

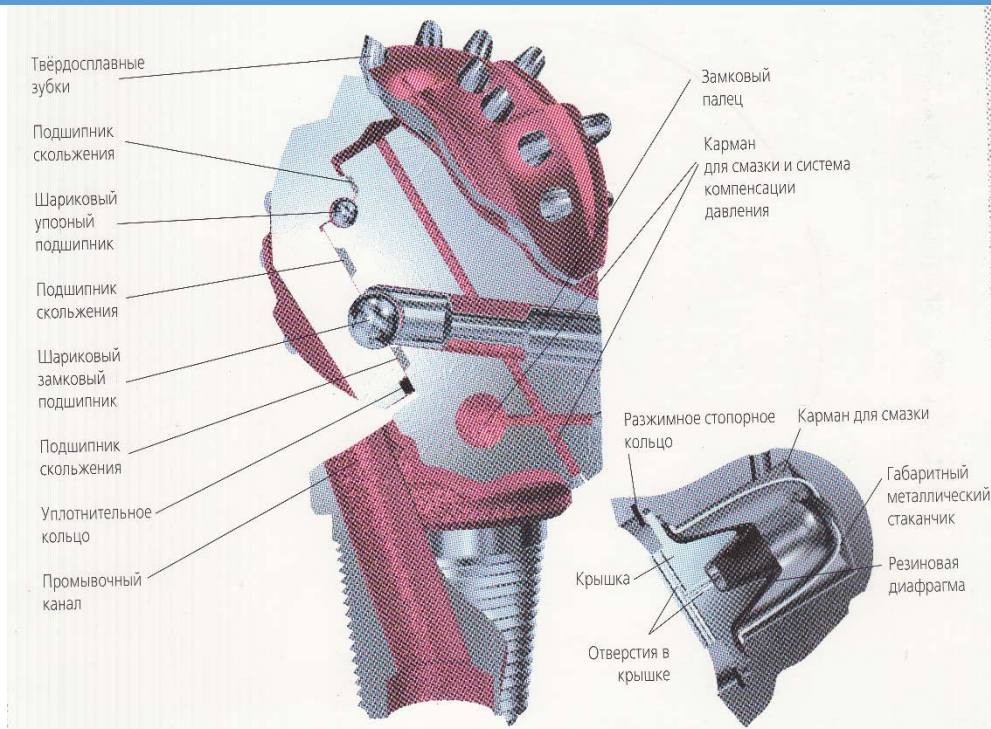


Рис. 3. Схема опоры одношарошечного долота 1-190,5 СЗ –ГАУ

Наружная поверхность единственной шарошки представлена тремя ступенями сферических поверхностей, на которых расположено большое количество копытообразных твердосплавных зубков, совершающих при вращении долота сложные пространственные перемещения по полусферической поверхности забоя, соскребая породу. Мощные опора и вооружение, значительная толщина стенок шарошки гарантируют безаварийную высокоэффективную работу на самых больших глубинах. Отсутствие характерных для трехшарошечных долот обратных конусов у трех шарошек, а также спинок трех лап, обращенных к стенке скважины, препятствующих быстрому изменению направления бурения, делают эти одношарошечные долота незаменимыми при быстром наборе кривизны в наклонном и горизонтальном бурении. Количество заказываемых буровиками одношарошечных долот в 1970 – 1980 годы исчислялось многими тысячами.

В эти годы начали активно внедряться в бурение новые высокопроизводительные конструкции трехшарошечных долот, механическая скорость бурения которых постепенно стала превышать этот показатель одношарошечных долот. Сравнительный анализ работы тех и других долот в вышеприведенных регионах и, особенно, в Татарстане, Башкортостане, Самарской и других районах Поволжья, выявил основной недостаток одношарошечных долот - низкую стойкость вооружения, особенно в пропластках среднетвердых и твердых пород. Даже при относительно малом затуплении заостренной кромки копытообразных зубков, при встрече с такими пропластками, мехскорость катастрофически снижалась. Например, при росте поверхности притупления на кромке на 30%, механическая скорость бурения падала в 2 раза. Это заставило конструкторов одношарошечных долот искать инновационные пути повышения механической скорости.

Появилось одношарошечное долото [4], целью которого стало повышение производительности долота за счет более равномерного распределения нагрузки на зубки, перегруженные при разрушении центральной зоны забоя и недогруженные при разрушении его периферийной зоны. Замена долота производилась именно при критическом затуплении зубков первой группы при вполне ещё работоспособных зубках второй группы. На рис. 4 изображена схема одношарошечного долота. На рис. 5 представлена аксонометрия шарошки, условно разрезанная по плоскости пересечения двух

полусфер одинакового радиуса. На рис. 6 - схема распределения нагрузки по поверхности шарошки в осевом сечении при смещении нижней полусферы вдоль оси вверх на величину h . На рис. 7 - тоже, когда центр нижней полусферы смещен относительно центра вверх и в право на величину h .

Рис. 4. Схема одношарошечного долота для изучения равномерности распределения нагрузки на отдельные зубки

На рис. 8 - то – же, когда центр полусферы смещен относительно центра верхней полусферы вверх и влево на величину h .

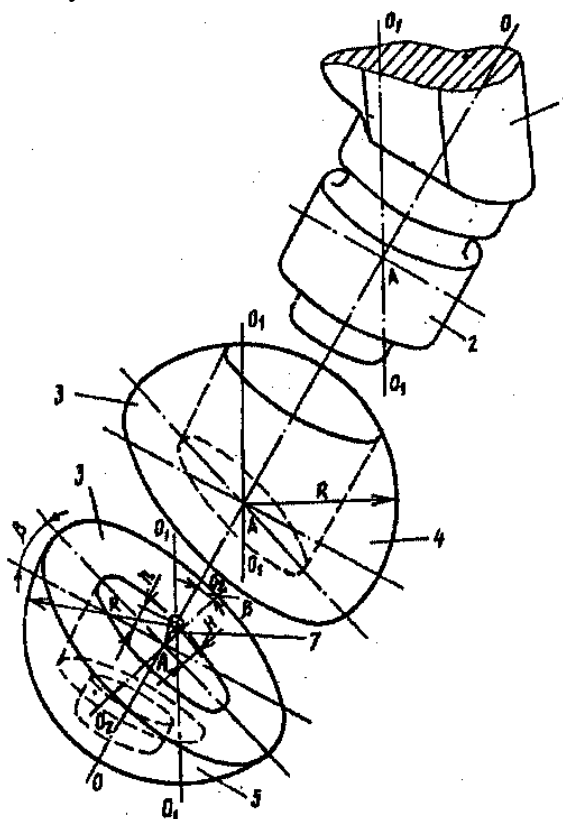


Рис. 5 Аксонометрия, условный разрез по плоскости пересечения двух полусфер одинакового радиуса.

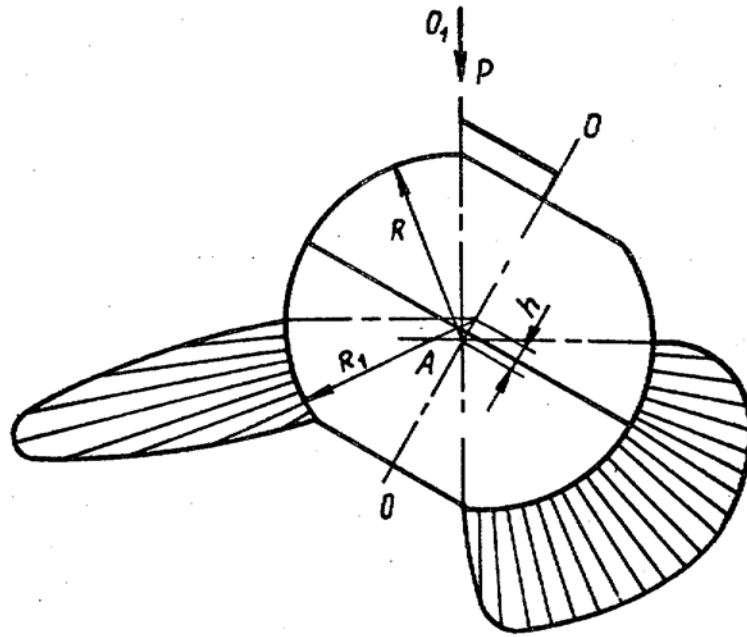


Рис 6. Схема распределения нагрузки на поверхности шарошки в осевом сечении, при смещении нижней полусферы вдоль оси вверх на величину h .

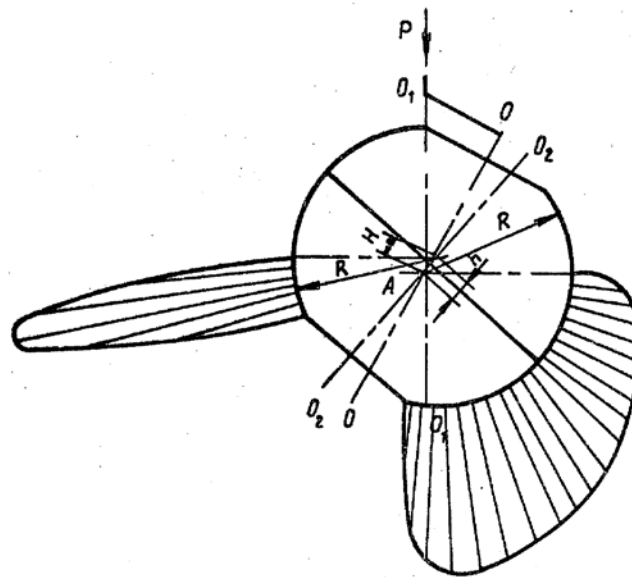


Рис. 7. Схема распределения нагрузки на поверхности шарошки в осевом сечении, при смещении относительно центра верхней полусферы вверх и вправо на величину h .

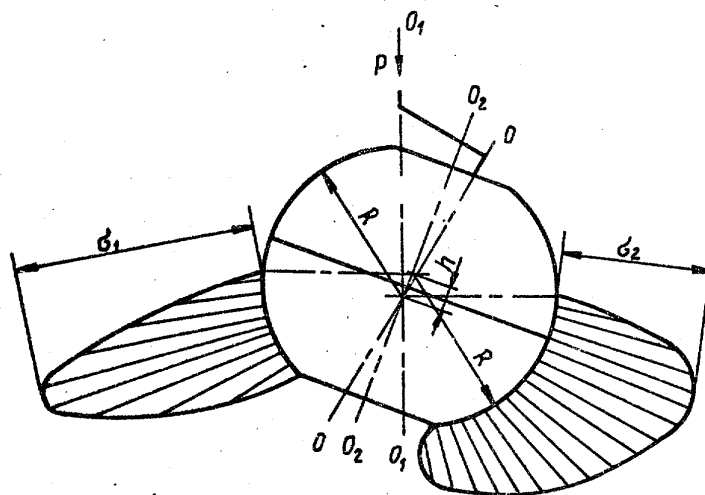


Рис. 8. Схема распределения нагрузки на поверхности шарошки, когда центр полусферы смещен относительно центра верхней полусферы вверх и влево на величину h .

Долото состоит из корпуса 1 с цапфой 2, расположенной под определенным углом, и шарошки 3, фиксируемой на цапфе 2 посредством подшипников. Шарошка 3 представляет собой две полусферические поверхности, из которых верхняя полусфера имеет центр в точке А, лежащей на пересечении вертикальной оси долота O_1O_1 и оси цапфы OO , а нижняя полусфера 5 имеет центр, который смещен в сторону верхней полусферы на величину h и находится на оси O_2O_2 , расположенной под углом $\beta = 0 - 10^\circ$ к оси OO . Вооружение шарошки представлено твердосплавными зубками копытообразной формы, расположенными на поверхности шарошки параллельными рядами в плоскостях, перпендикулярных оси цапфы OO .

Долото работает следующим образом. Во время вращения шарошки центр нижней полусферы перемещается относительно центра А верхней полусферы 4 по окружности основания прямого кругового конуса 7, вершина которого находится в точке А. Таким образом, расстояние между центрами двух полусфер

$$h = \frac{0,1R}{\cos \beta} ;$$

Благодаря такому расположению полусфер относительно друг друга и вооружения на них в процессе работы долота в формировании полусферического забоя участвуют до 70% зубков, т.е. все зубки верхней полусферы 5, постоянно контактирующие с породой, и зубки рядов Б, В, и Г верхней полусферы 4 (рис. 4). При этом зубки верхней полусферы 4 разрушают породу уже частично предразрушенную зубками нижней полусферы 5. При такой кинематике контактная нагрузка распределяется на большее количество зубков, что позволяет снизить интенсивность их износа (рис. 7 и 8). Из этого следует, что более продолжительное время сохраняется начальная механическая скорость бурения, что ведет к увеличению средней скорости бурения. Применение в бурении одношарошечных долот с вышеуказанным расположением полусфер на шарошках положительно сказалось на повышении средней механической скорости бурения, но и такая конструкция не могла конкурировать с быстрее растущей эффективностью трехшарошечных долот.

Поэтому стали появляться другие попытки создания других конструкций одношарошечных долот и повышения их показателей.

Была сделана попытка увеличить механическую скорость за счет увеличения эффективности разрушения пород в режиме резания и увеличения стойкости вооружения. Было предложено комбинированное долото истирающее – режущего типа с о сферической

формой забоя [5]. Шарошка и режущая головка, оснащенная алмазными резцами, образуют шар, часть которого составляет шарошка с радиусом $R_{ш}$, а другую часть - режущая головка с радиусом $R_{г}$, причем $R_{ш} = R_{г}$. На рис. 9 показано такое долото, где позицией 1 обозначен корпус долота, позицией 2 – цапфа, позицией 3 - шарошка, позицией 4 – режущая головка, а позицией 5 – подшипники.

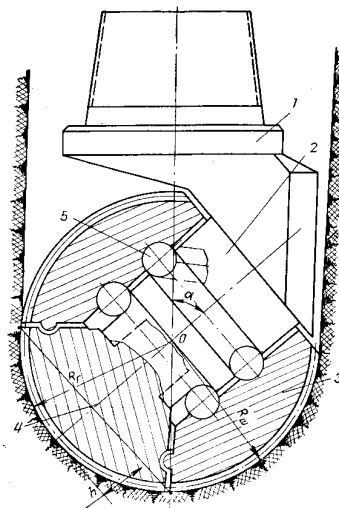


Рис. 9. Комбинированное одношарошечное долото.

Шарошка и режущая головка с алмазными резцами, совместно образующие шар.

Режущая головка монтируется жестко на цапфе. Так как резцы режущей головки 4 работают в режиме резания, её армируют алмазными вставками. Форма забоя, как и у обычных одношарошечных долот, представляет собой половину сферы. Высота h режущей головки должна обеспечивать калибровку диаметра скважины. Это условие выдерживается при h , большей чем $R_{г} (1 - \cos a)$, где « a » - угол наклона цапфы к оси долота. Центр O сферы режущей головки лежит при этом на оси долота. Поражение забоя долотом данной конструкции осуществляется комбинированно: режущей головкой, работающей как алмазная, и шарошкой, причем число оборотов режущей головки в несколько раз превышает число оборотов шарошки. Несмотря на новизну и полезность предложенного решения, широкому внедрению долота мешала серьезная причина. Матрица алмазных резцов режущей головки в истирающем – режущем режиме работы истиралась, алмазы оголялись и выпадали. Механическая скорость бурения комбинированным долотом оставалась недостаточной. На сегодня, при наличии суперстойких резцов PDC, эта конструкция одношарошечного долота может получить своё новое эффективное возрождение.

Попытки увеличить механическую скорость бурения скважин одношарошечными долотами продолжались. Выше отмечалось, что стойкость опор и прочность цапф лап и тела шарошки были уникальными и безаварийными по сравнению с такими же элементами трехшарошечных долот. Поэтому попытки создания новых конструкций одношарошечных долот с улучшенной кинематикой продолжались.

В одношарошечном буровом долоте [6] (рис. 10) для вооружения шарошки использовались серийные стандартные копытообразные зубки с постоянным углом приострения при вершине (72 градуса) с постоянным радиусом притупления при вершине 0,5 мм.(рис.11) При этом режущая кромка была расположена со стороны плоской поверхности, а обратная сторона режущей кромки располагалась на выпуклой затупленной поверхности (рис. 11). Выше уже отмечалось, что при увеличении притупления кромки механическая скорость значительно снижалась. Несмотря на это

одношарошечные долота в течение двух десятков лет продолжали успешно и безаварийно применяться при бурении скважин глубиной 7000 м и более.

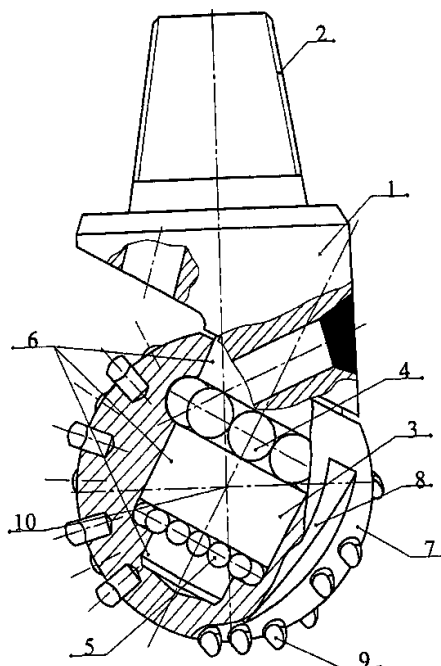


Рис. 10. Схема опоры одношарошечного долота

Перечень фигур на рисунках. На рис. 10 позициями обозначены: 1 – корпус долота с промывочным каналом, 2 – присоединительная резьба, 3 – цапфа, 4 – шариковый замковый подшипник, 5 – шариковый упорный подшипник, 6 – подшипники скольжения, 7 – сферическая шарошка, 8 – промывочные пазы на поверхности шарошки, 9 – зубок, закрепленный на теле шарошки, 10 – центр шарошки на пересечении оси цапфы и оси долота.

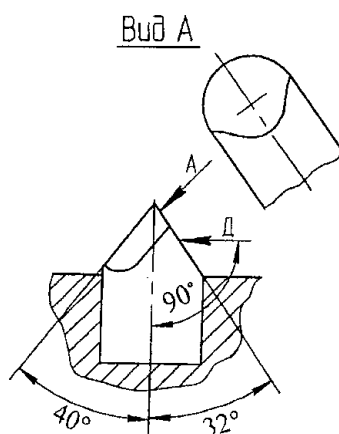


Рис. 11. Копытообразный зубок, закрепленный в теле шарошки.

Для того, чтобы разобраться в динамике работы вооружения одношарошечных долот, необходимо построить схемы движения твердосплавных зубков по забою. Такие схемы построены и показаны на рис. 12, 13, 14 (стр. 40, 70, 72, ссылки [1]). На рис. 12 приведен пример построения развертки способом обычных циклоид, который показывает траекторию движения отдельного зубка. Кольцевые пространственные перемещения рабочей кромки, которая при прохождении по кольцам постоянно наклоняется от минимума до максимума и может быть обращена набегающей режущей плоскостью в направлении движения то острой, то тупой стороной.

На рис.11 позициями обозначены: 7 – тело шарошки, 11 – сопряжение боковой поверхности серийного копытообразного зубка 12 и стенки отверстия, 13 – режущая набегающая плоская грань зубка с углом при вершине 32° , 14 – обратная выпуклая сбегая сторона зубка с углом при вершине 40° , 15 – радиус притупления режущей кромки, 16 – криволинейная режущая кромка.

На рис. 12 показано построение проекции траектории движения зубка. Позициями обозначены: буквами «а», «б», «в» - три вида вспомогательных поверхностей, необходимых для построения траектории, 17 – корпус долота, 18 – шарошка, 19 – забой, 20 – стенка скважины, 21 – поверхность забоя на виде сверху, 22 – строящаяся развертка, α – угол наклона цапфы долота, ω_d со стрелкой - направление вращения долота, $\omega_{ш}$ – направление вращения шарошки на цапфе, буквы A_0, A_1, A_2, A_3, A_4 . Места перемещения точки S , точка O – центр долота, $N-N$ – ось цапфы, $M-M$ – ось долота, угловые перемещения b_1, b_2, b_3, b_4 и y_1, y_2, y_3, y_4 – точек K и K_1 – исходные радиусы.

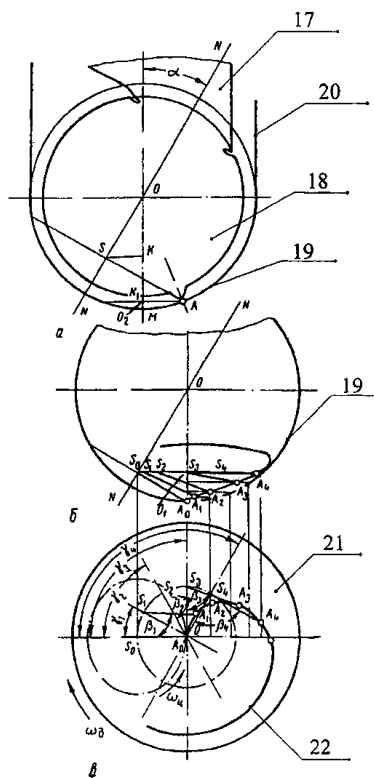


Рис. 12. Пример построения развертки движения зубков способом обычных циклоид.

Рис. 13. Пример геометрического построения развертки движения зубков.

На рис 13 показан один из способов геометрического построения развертки. Позициями обозначены: 19 – забой, 20 – стенка скважины, 21 – плоскость забоя на виде сверху, 22 – строящаяся развертка на плоскости, буквы А о, S 1, B 1, B, S, R 1, D 1, O 1 - точки для построения развертки.

Рис. 14. Схема для изучения характера нагружения и расположения количеств зубков по различным зонам шарошки одношарошечного долота.

На рис.14 приведена схема серийного одношарошечного долота. Позициями обозначены: 23 – корпус долота, 24 – цапфа, 25 – шариковый замковый подшипник, 26 - подшипники скольжения, 27 – уплотнительное кольцо, 28 – копытообразные твердосплавные зубки, 29 – первый пониженный радиусный уровень размещения зубков на сфере шарошки, 31 – место расположения узла компенсации смазки, 32 - герметизирующие заглушки, 33 – каналы для смазки.

Часть поверхности сферы шарошки (рис. 11) в рабочем положении, со стороны её торца, при работе долота всегда находится выше пояса зубков, калибрующих диаметр

скважины. Это «мертвая», нерабочая зона А, она зубками не оснащается. Зона Б оснащается зубками, калибрующими диаметр долота с максимальной линейной скоростью, оставляя на калибруемой стенке волнообразные, периодически поднимающиеся и опускающиеся следы по глубине скважины. Количество зубков в этой зоне - 35 – 45%. Последняя зона В расположения зубков на шарошке предназначена для разрушения центральной части забоя с замкнутыми кольцевыми пространственными следами от разворачивающихся при вращении шарошки рабочих кромок зубков. Их количество составляет 55 – 65%.

Как уже отмечалось выше, интенсивность разрушения породы на сферическом забое в зоне В резко меняется в зависимости от положения режущей кромки: наиболее интенсивно, когда плоская сторона зубка обращена в сторону направления вращения по замкнутому витку, и наименее интенсивно, когда в этом направлении зубок обращен обратной затупленной стороной. При встрече с породой обратной стороной зубок практически проскальзывает по забою, до того времени, когда он снова повернется навстречу породе плоской режущей кромкой. Это один из главных недостатков одношарошечного долота. Поэтому в долоте [6], с целью повышения эффективности разрушения породы в центральной зоне В сферического забоя, на каждом венце зубки установлены друг за другом методом чередования: первый зубок обращен острой плоской стороной в направлении вращения шарошки, а следующий за ним второй зубок обращен в сторону вращения тупой выпуклой стороной, как показано на рис. 15.

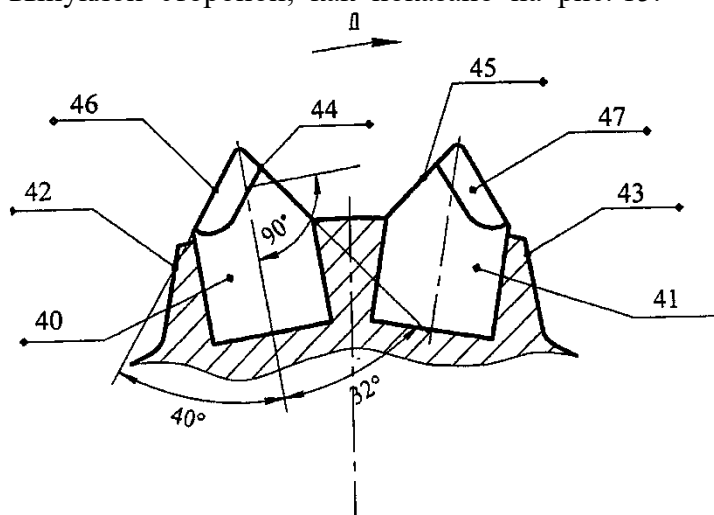


Рис.15. Рекомендуемая схема установки зубков на венце шарошки.

На рис 15 показан вариант предлагаемой схемы установки чередующихся копытообразных твердосплавных зубков на венцах в зонах между соседними промывочными пазами в теле шарошки. Позициями обозначены: 40 – зубок с режущей плоскостью 44, ориентированной по направлению Д вращения шарошки. 41 - зубок с режущей плоскостью 45, установленный против направления вращения шарошки, 42, 43 – габариты промывочных пазов на теле шарошки, 46, 47 - притупленные обратные стороны зубков.

Поскольку в зоне В расположено всего 45 - 55% от общего количества зубков на шарошке, то количество чередующихся зубков составляет примерно по 27 – 35%. Это приводит к тому, что когда начинается разворот заостренной плоской режущей поверхности и начинает снижаться за счет этого эффективность разрушения породы, другая половина зубков одновременно разворачивается с тупой стороны на острую, заостренную, компенсируя намечаемое снижение эффективности своим её увеличением. При такой установке зубков общая эффективность разрушения и механическая скорость бурения возрастают.

При такой схеме установки копытообразных зубков общая эффективность бурения и механическая скорость возрастают.

Той же цели – повышению механической скорости бурения, посвящено другое одношарошечное долото [7]. Как уже отмечалось, на снижение механической скорости бурения катастрофически влияет темп затупления заостренной кромки копытообразного твердосплавного зубка. Стендовые испытания одношарошечных долот выявили, что при росте поверхности притупления на кромке на 30% механическая скорость снижается в 2 раза за счет уменьшения удельного давления под зубком и изменения его режущей способности. Было предложено изменение формы плоской набегающей грани на вогнутую рис. 16. Это позволило несколько снизить темп затупления кромки при одинаковой высоте износа, по сравнению с серийным зубком.

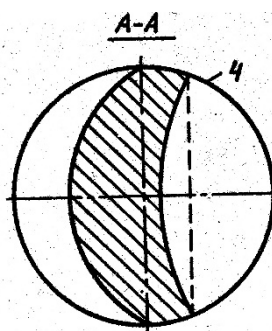


Рис. 16. Вид предложенного зубка и его сечение при износе.

Пересечение вогнутой поверхности зубка с его задней выпуклой поверхностью образовывало кольцевое ребро жесткости, упрочняющее вершину зубка (сечение А – А на рис. 16) Это компенсировало потерю прочности зубка за счет уменьшения сечения его вершины. Кроме того, форма вогнутой поверхности способствовала естественному самозатачиванию режущей кромки при сходе по ней частиц разрушенного зубком шлама, снижая при этом темп прироста контактной поверхности при одинаковом размерном истирании вершины. Такое изменение формы позволяло при создании достаточной прочности вершины уменьшить при бурении темп падения под зубком удельного давления, а значит повысить показатели работы долота.

Один из значимых вариантов повышения эффективности работы в скважине был предложен в другом буровом одношарошечном долоте [8].

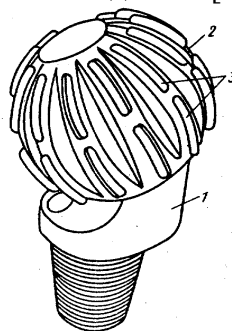


Рис. 17.. Общий вид одношарошечного долота со схемой продольных удлиненных вставок на шарошках

В начале этой статьи представлена схема взаимного пересечения следов от воздействия твердосплавных зубьев, расположенных на различных венцах шарошки, на

поверхность полусферического забоя. Движение зубков осуществляется без отрыва от забоя по сложной циклической пространственной траектории, с изменением радиуса своего движения. Ориентация этих траекторий зависит от формы и расположения режущих кромок на поверхности шарошек. На забое образуется сетка многократно пересекающаяся друг с другом следов, индивидуальная для каждого типоразмера долота. Однако у всех типоразмеров одношарошечных долот существует общая особенность – следы зубков обязательно перекрещиваются, оставляя непораженные зоны на забое, препятствующие углублению долота до полного их перекрытия. Углубление долота возможно только после разрушения всех непораженных зон на забое, и только необходимого для этого определенного количества оборотов шарошки, обычно их от 18 до 20. Выше уже упоминалось, что истирание породоразрушающей кромки резцов в очень большой мере влияет на увеличение их контактной поверхности с породой забоя и, как следствие, снижает удельное давление на неё и механическую скорость бурения. Попытки решения этих проблем заняли десятки лет по различным причинам: из – за сложностей подбора высокостойких материалов, инновационных технологий порошкового прессования и спекания твердосплавных зубков новых форм, вариантов их надежного крепления некруглых зубков в теле шарошки, разработки высокостойкой формы их на истирание, схем установки новых зубков в отверстиях на различных зонах поверхности шарошек и множества других проблем. Успешной попыткой такого комплексного решения проблем можно считать появление бурового одношарошечного долота [8] (Рис.17).

Целью этого изобретения является повышение эффективности работы долота путем быстрого исключения медленно поражаемых участков забоя, обеспечения самозатачивания режущей кромки породоразрушающих элементов и лучшего удаления с поверхности забоя разрушенной породы.

Эта цель достигается тем, что в предложенном буровом одношарошечном долоте, содержащем корпус с наклонной цапфой и установленную на ней сферическую шарошку с центром на пересечении осей долота и цапфы, оснащенную рабочими вставками (рис.18). На рис. 19 показана вставка в плане. Режущие кромки вставок образованы двумя поверхностями, одна из которых выпуклая, ориентированная в сторону вращения шарошки (рис. 20 и 21). Её режущая кромка выполнена по наружному радиусу R_k , связана с радиусом долота R_d (рис. 18) соотношением $R_k / R_d = 0,9 - 1,1$, позволяющим вписать кривую поверхность кромки в диаметр сферической поверхности шарошки. Общая длина вставки L_v , связана соотношением с радиусом долота - $L_v / R_d = 0,38 - 0,58$. Другая, внутренняя, поверхность режущей кромки, ориентированная в сторону, противоположную вращению шарошки, выполнена вогнутой, (R_1), а другая – выпуклой (R_2 на рис. 20).

Рис. 18 Твердосплавный зубок одношарошечного долота с выпукло – вогнутой режущей кромкой



Рис. 19. Вставка в плане.

Рис. 20 Сечение А – А на рис. 18

Рис. 21 Сечение Б – Б на рис. 18

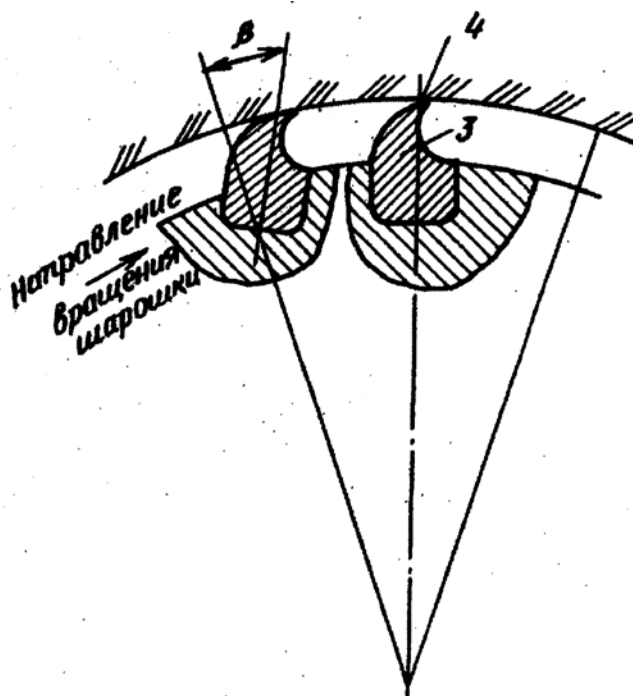


Рис. 22. Схема размещения вставок на поверхности шарошек по отношению к забою.

На указанных рисунках позициями обозначены: корпус долота – 1, сферическая шарошка – 2, твердосплавные вставки – 3, которые в зависимости от свойств разбуриваемых пород могут устанавливаться под различными углами к продольной оси шарошки. Режущая кромка 4 рабочей головки 5 вставки 3 образована двумя поверхностями: выпуклой 6, ориентированной в сторону вращения корпуса 1, и вогнутой 7. Заостренная выпукло – вогнутая кромка может быть образована по разному, например двух торов, имеющих одну ось. При этом радиус на вогнутой поверхности R_1 меньше радиуса R_2 поверхности тора на выпуклой стороне. Основание вставки 3 может иметь

различную форму, обеспечивающую надежное её закрепление в отверстии на теле шарошки любым известным способом - пайкой, заливкой зазора между стенкой отверстия и вставкой твердеющим материалом и т.д. Угол наклона вставок 3 относительно радиуса шарошки 2 выбирается из условия обеспечения наилучшего самозатачивания в тех или иных породах при работе долота в бурении. Указанная выпукло – вогнутая форма обеспечивает интенсивный сход «стружки» породы по вогнутой поверхности, а выпуклая обратная поверхность обеспечивает максимальную прочность режущего клина. Во время вращения шарошки 2, вставки 3 осуществляют сложное пространственное перемещение по поверхности сферического забоя диаметром равным диаметру долота. Выбор длины L В позволяеткратно увеличить перекрытие забоя, исключив при этом упомянутые выше непоражаемые участки и повысить механическую скорость бурения. На эффективность бурения дополнительно влияют повышение сохранности режущей кромки и минимальный темп прироста её контактной поверхности за счет непрерывного самозатачивания, облегченное удаление разрушенной породы по вогнутой поверхности.

Наличие современных суперстойких материалов для изготовления вставок, точного и высокопроизводительного химикотермического и механообрабатывающего оборудования с программным управлением сегодняшнего уровня в сочетаниями с приведенными в статье уникальными свойствами конструкции, предполагает уверенную необходимость проведения новых исследований и освоения в бурении инновационных и уникальных одношарошечных долот.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Зубарев А.В., Матвеев Г.И.* Одношарошечные долота. «Недра», М. 1971.
2. ОАО «Волгабурмаш». Нефтепромысловое оборудование. Design Studio WSOY Finland 1996. С.31.
3. ОАО «Волгабурмаш». Нефтепромысловое оборудование. Design Studio WSOY Finland 1996., С 32.
4. *Богомолов Р.М., Зубарев А.В. и др.* Одношарошечное долото. А. с . № 1583582, кл. Е 21 В 10/08. 1987.
5. *Богомолов Р.М., Поздняков В.И. и др.* Одношарошечное буровое долото. А.с. № 248586 кл. Е 21 В 9/08. 1971.
6. *Богомолов Р.М., Некрасов И. Н. и др.* Одношарошечное буровое долото. Патент РФ № 2470134 кл. Е 21 В 10/16. 2011.
7. *Богомолов Р.М., Злотников М.С. и др.* Буровое одношарошечное долото. А.с. № 1470926 кл. Е 21 В 10/16. 1972.
8. *Богомолов Р.М., Бутаков Л.Г. и др.* Буровое одношарошечное долото. А.с. № 1114779 кл. Е 21 В10/16. 1984.

ПОЛЗУЧЕСТЬ АЛЮМИНИЕВЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ПРИ СВЕРХГЛУБОКОМ БУРЕНИИ

Е.К. Кичаев, П.Е. Кичаев

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия,

kichaevp@yandex.ru

При компоновке колонны труб для сверхглубокого бурения необходимо учитывать рост веса колонны и рост забойных температур. Предельная глубина подвески одноразмерной бурильной колонны определяется прочностью материала труб. Растягивающее напряжение на элеваторе, в точке подвеса колонны, не должно превышать предела текучести материала σ_T . Перспектива применения материала труб оценивают удельной прочностью q_n [1]

$$q_n = \frac{\sigma_T}{\rho} \quad (1)$$

где ρ – плотность материала.

Удельная прочность имеет размерность длины и характеризует предельную длину подвески одноразмерной колонны в воздухе, без учета облегчения от промывочной жидкости.

Таблица 1

Материал труб	Предел текучести σ_T , МПа	Плотность ρ г/см ³	Удельная прочность q_n , км
Алюминиевый сплав Д16Т	330	2,78	11,8
Титановый сплав АТ-3	670	4,54	14,7
Сталь ст45	360	7,85	4,6

При бурении скважин одноразмерной колонной глубиной свыше 5 км необходимо использовать легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) алюминиевых или титановых сплавов. Учитывая высокую стоимость титановых труб, для проводки глубинных скважин рекомендуются алюминиевые бурильные трубы (АБТ), в частности, из сплава Д16Т.

В зависимости от региона геотермальный градиент температур колеблется в пределах 0,01-0,04 °С/м [2], что для глубины бурения 7000 м могут варьироваться от 70 до 280°С. С ростом глубины бурения увеличивается продолжительность рейса и, соответственно, время нахождения бурильных труб в зоне повышенных температур. При этом меняются механические характеристики материала труб и возрастает вероятность появления необратимых пластических и реологических деформаций.

Бурильные трубы из сплава Д16Т изготавливают методом прямого прессования, обеспечивая одинаковую степень вытяжки для всех типоразмеров. Материал труб становится ортотропным по отношению упругих, пластических и реологических свойств, а главные оси анизотропии совпадают координатами цилиндрической системы (r, θ, z).

Для ортотропного материала условие текучести Мизеса, выраженное в напряжениях, предложено Р.Хиллом, и в цилиндрической системе координат имеет вид [3]:

$$2\sigma_s^2 = H(\sigma_r - \sigma_\theta)^2 + F(\sigma_\theta - \sigma_z)^2 + G(\sigma_z - \sigma_r)^2 + 2N\tau_{r\theta}^2 + 2L\tau_{\theta z}^2 + 2M\tau_{zr}^2 \quad (2)$$

где $\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z, \tau_{r\theta}, \tau_{\theta z}, \tau_{zr}$ – компоненты тензора напряжений; H, F, G, N, L, M – параметры анизотропии; σ_s – эквивалентное напряжение, определяющее поверхность текучести.

Условие текучести трактуется как энергетическое, когда энергия упругого изменения формы достигает определенной величины. Если материал исходно изотропен, то σ_s пропорционально второму инварианту девиатора напряжений $\overline{\sigma_{ij}}$. Для осесимметричной

бурильной трубы при действии на нее растягивающего усилия, крутящего момента, внутреннего и внешнего давлений отличны от нуля четыре компоненты тензора напряжений: $\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z, \tau_{\theta z}$ и уравнение (2) упрощается до вида:

$$2\sigma_s^2 = H(\sigma_r - \sigma_\theta)^2 + F(\sigma_\theta - \sigma_z)^2 + G(\sigma_z - \sigma_r)^2 + 2L\tau_{\theta z}^2 \quad (3)$$

Искомыми являются четыре параметра анизотропии H, F, G, L которые могут быть вычислены по результатам одноосных испытаний образцов, вырезанных из тела трубы в осевом – z , окружном – θ , радиальном – r и под углом 45° к осям $z\theta$ [4]. Усредненные значения параметров анизотропии по результатам механических испытаний образцов, вырезанных из тела трубы 147x11 соответственно равны: $H=1,43; F=0,91; G=1,09; L=4,1$.

Изотропное тело является частным случаем, когда $H=F=G=1; N=L=M=3; \sigma_s = \sigma_i$.

Реологические коэффициенты и параметры анизотропии вычислялись по результатам одноосных испытаний образцов на ползучесть при температуре $T=190^\circ\text{C}$ и двух уровнях напряжений 200 и 150 МПа. В качестве расчетной принята реологическая модель неполной обратимости [5], согласно которой деформация ползучести рассматривается как сумма независимых компонент, вязкой, вязкопластической и вязкоупругой. Кривые деформирования усредненные по трем реализациям изображены на рисунках 1 и 2, где цифры I-IV – направления вырезки образцов: I – осевое, II – 45° , III – окружное, IV – радиальное.

Рис.1. Кривые деформации ползучести образцов Д16Т при $\sigma=200\text{МПа}$

Рис.2. Кривые деформации ползучести образцов Д16Т при $\sigma=150\text{МПа}$

Получены следующие усредненные параметры анизотропии для вязкоупругой и вязкопластической компонент (первая стадия ползучести) $H=1,545; F=0,925; G=1,075; L=3,46$.

Проведение подобных испытаний является дорогостоящей операцией, требует наличия специальных испытательных машин на ползучесть для образцов с разной базой [6]. Поэтому для решения краевой задачи на первой итерации можно принять параметры анизотропии, которые были получены по результатам механических испытаний [4].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бурильные трубы из алюминиевых сплавов/ В.Ф. Штамбург, Г.М. Файн, С.М. Данелянц, А.А. Шеина. М., Недра, 1980.
2. Файн Г.М., Неймарк А.С. Проектирование и эксплуатация бурильных колонн для глубоких скважин. –М: Недра. 1985, 237 с.
3. Hill R. The mathematical theory of plasticity. London: Oxford University Press, 1950/ 318 p.
4. Катугина В.О. Исследование анизотропии механических свойств легкосплавных бурильных труб/ Сборник докладов XVI Международной молодежной научной конференции Севергеозкотех-20015-Ухта УГТУ, 2015. с. 22-25.

5. Радченко В.П., Кичаев П.Е. Энергетическая концепция ползучести и виброползучести металлов. Самара: СамГТУ, 2011. 157 с.

6. Кичаев Е.К., Файн Г.М. Ползучесть бурильных труб из сплава д16Т в условиях сверхглубокого бурения// Прочность материалов и элементов конструкций при сложном напряженном состоянии. Киев: Наукова думка, 1978.

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ЩАДЯЩЕГО ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Д.А.Климанова, Г.С. Мозговой, В.И.Никитин

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

klimanova.dasha.97@mail.ru

gsmozgovo@mail.ru

nikitinv@list.ru

Одним из важнейших этапов ремонта скважин является предупреждение перелива скважинной жидкости на устье. Для этих целей применяется глушение скважины жидкостью необходимой плотности [1]. Глушение - наиболее массовый вид воздействия на скважины, который представляет собой комплекс мероприятий по выбору, приготовлению и закачке в скважину специальных жидкостей глушения (ЖГ), обеспечивающих безопасное и безаварийное проведение профилактических работ [2]. Исходя из этого целью работы является выбор составов глушения для обеспечения безопасного проведения ремонтных работ и сохранения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) за счёт адаптации новых составов, а также повышения эффективности существующих технологий глушения.

В данной работе рассматривается перспектива внедрения жидкостей глушения на месторождении, имеющем следующие особенности строения продуктивного пласта:

Глубина залегания кровли продуктивного пласта (м) – 1760;

Пластовая температура °С – 15-24;

Пластовое давление (атм) – 158;

Плотность нефти (г/см³) – 0,854;

Выбор эмульгаторов производился на основе следующих критериев:

1. Время приготовления эмульсии:

Данный параметр определяет общую технологичность процесса, время задействования спецтехники, период остановки скважины, что, в конечном счете, сказывается на экономической рентабельности работ.

2. Стабильность эмульсии (время жизни при заданной температуре):

Стабильность эмульсии определяет максимальный период возможной технической остановки скважины, при котором отрицательного воздействия на пласт и ухудшения фильтрационно-емкостных свойств не происходит, а пласт считается «защищённым» от пагубного влияния растворов глушения и технологических жидкостей.

3. Термостабильность (максимальная температура, при которой эмульсия стабильна):

Данный критерий для указанных температурных условий месторождения (12°С, 20°С, 25°С) не столь актуален, поскольку практически все приготавливаемые эмульсии во приоре должны быть стабильны при данных температурах. Стабильность эмульсий ниже при более высоких температурах [3].

4. Расход реагентов:

Данный критерий косвенно определяет экономическую составляющую технологии, а также технологичность процесса.

5. Необходимость в применении дополнительных реагентов (нефть, соли и пр.):

Один из определяющих факторов, который в зависимости от технологии и реагентов диктует необходимость применения нефтевозов, нефти, солей и т.д. Требуется повышенная осторожность при использовании реагентов, соблюдение техники безопасности и охраны окружающей среды. Самый лучший вариант, когда для приготовления эмульсии не требуется дополнительных реагентов.

6. Тип получаемой эмульсии (прямая или обратная):

Тип получаемой эмульсии определяет защитные свойства блокирующих жидкостей глушения. Обратная эмульсия представляет собой эмульсию типа вода в масле, т.е. с внешней углеводородной фазой. У прямой эмульсии внешняя фаза должна быть углеводородной, т.е. эмульсия обратного типа не должна вызывать капиллярный эффект, понижать фазовую проницаемость для нефти [4,5].

7. Вязкость эмульсии:

Является одним из основных механизмов, определяющих эффективность применения блокирующих жидкостей глушения. Плохое проникновение эмульсии в пласт связано с реологическими параметрами, в том числе и с вязкостью. Жидкости с повышенной вязкостью требуют большего перепада давления для фильтрации.

Для выявления подходящих по перечисленным критериям эмульсий были приготовлены и протестированы составы на основе 12 эмульгаторов. Составы эмульгируемые под номерами 1 и 2 представляли собой смесь маслорастворимых ПАВ - аминов жирных кислот в алифатических углеводородах со стабилизаторами. Состав №2 – товарная форма, не требующая добавления углеводородной фазы при приготовлении эмульсий; а состав №1 – концентрированная форма, при приготовлении эмульсий требуется добавление углеводородной фазы. При использовании эмульгаторов №1 и №2, наблюдается, что эмульсии стабильны на протяжении всего времени, изменений нет в течение 14 дней при заданных температурах. Время приготовления не отличается от времени, заявленного производителем.

Эмульгатор №3 представляет собой химреагент, включающий комплекс поверхностно-активных ингредиентов и добавку, снижающую температуру застывания и повышающую стабильность эмульсии. Применяется в качестве эмульгатора в составе углеводородных эмульсий термостабильных до температуры 70 °С. Эмульсия достаточно стабильна, наблюдается незначительное выделение углеводородной фазы в большей степени при 20 и 25 °С по истечению 5 суток. При приготовлении требуется использование нефти, а время на приготовление эмульсии незначительно больше заявленного производителем.

Эмульгатор для нефтедобычи №4 представляет собой углеводородный раствор аминокрилатов жирных кислот, получаемых из отработанного растительного сырья с добавлением термостабилизаторов эмульсий. Эмульсия нестабильна с первого дня проведения опыта. Расслоение наблюдается уже по истечению нескольких часов, далее с каждым днём разделение фаз усиливается. По рекомендации производителя при приготовлении требуется углеводородная фаза, а время, затраченное на приготовление, значительно больше заявленного.

Использование образца №5 ведёт к расслоению эмульсии, которое наблюдается уже на первый день её приготовления. При любых температурах эмульсия ведёт себя нестабильно и с течением дней разделение фаз проявляется всё отчетливее. Для приготовления требуется дополнительно ввод углеводородной фазы. Время, заявленное производителем на приготовление эмульсии, меньше фактического.

Эмульгатор №6 состоит из производных жирных кислот, предназначен для приготовления жидкости глушения нефтяных скважин, а также для получения инвертных эмульсий, применяемых при обработке нагнетательных скважин при проведении операций по выравниванию профиля приемистости. Эмульсия достаточно стабильна. Наблюдается

незначительное выделение углеводородной фазы, которая требуется при приготовлении эмульсии. Время приготовления полностью соответствует заявленному производителем.

При использовании эмульгатора №7 эмульсия нестабильна с первого дня проведения опыта. Наиболее интенсивное разделение фаз происходит при 25 °С, но значительное расслоение наблюдается и при 20 и 12 °С. При приготовлении дополнительно требуется стабилизатор эмульсии и углеводородная фаза. Время приготовления значительно больше, указанного производителем.

Эмульсия, приготовленная с эмульгатором №8 достаточно стабильна, за исключением выделения небольшого процента углеводородной фазы с течением времени. Наибольшее количество выделившейся фазы наблюдается при 25 °С. При приготовлении требуется насыщенный раствор хлористого кальция и углеводородная фаза, а время приготовления соответствует заявленному.

Эмульгатор №9 представляет собой 40 %-ный раствор сложных эфиров высших ненасыщенных кислот жирного ряда и смоляных кислот в дизельном топливе с добавками кремний органического термостабилизатора, 2 % оксида алкилдиметиламина и неионогенного ПАВ. Эмульсия стабильна и выделение углеводородной фазы незначительно даже на 14 сутки. Для приготовления требуется нефть, а время приготовления полностью соответствует установленному производителем.

Эмульгатор № 10 также представляет собой 40 %-ный раствор сложных эфиров высших ненасыщенных кислот жирного ряда (линолевая, олеиновая, линоленовая и др.) и смоляных кислот в дизельном топливе с добавками высокомолекулярного органического термостабилизатора и 2 % оксида алкилдиметиламина. Эмульсия достаточно стабильна. Наблюдается незначительное выделение углеводородной фазы. Для приготовления требуется нефть.

Эмульгатор №11 представляет собой углеводородный раствор поверхностно-активного вещества — продукта конденсации полиэтиленполиаминов с жирными кислотами талового масла. Эмульгатор предназначен для получения углеводородных эмульсионных составов, используемых для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и перераспределения фильтрационных потоков, а также для глушения скважин с низким пластовым давлением. Эмульсия стабильна в течение всего времени проведения опыта. Для приготовления не требуются дополнительные компоненты. Время, затраченное на приготовление эмульсии, соответствует заявленному.

Эмульгатор №12 представляет собой углеводородный раствор азотсодержащих производных высших жирных кислот. Образец №12 предназначен для получения обратных эмульсий. Эмульсия стабильна в течение всего времени проведения опыта, изменений не наблюдается. Углеводородная фаза не требуется. Время приготовления соответствует установленному производителем.

На основании проведённых исследований была составлена сравнительная таблица, в которой каждой эмульсии в соответствии с определённым критерием были присвоены баллы от 0 до 3 (максимальное количество баллов, которые может набрать эмульсия – 21), где:

- 0 – эмульсия не соответствует требованиям;
- 1 – эмульсия частично соответствует требованиям;
- 2 – эмульсия имеет некоторые отклонения от идеального соответствия;
- 3 – эмульсия полностью соответствует требованиям.

Следует отметить, что плотность тестируемых составов является контролируемым параметром при помощи управления концентрации солей.

Таблица 1 – Сравнительная таблица проведенных исследований

	№1	№2	№3	№4	№5	№6	№7	№8	№9	№10	№11	№12
1.Время приготовления	3	3	3	1	1	2	0	2	3	3	2	3
2.Стабильность	3	3	2	0	0	2	0	2	3	3	3	3
3.Термостабильность	3	3	2	0	0	2	0	2	2	2	3	3
4.Расход реагентов	3	3	2	2	2	2	1	2	2	2	3	2
5. Применение доп. реагентов	3	2	2	2	1	1	1	1	1	1	3	3
6.Тип эмульсии	3	3	2	0	0	2	0	3	3	3	2	3
7.Вязкость	3	3	3	0	1	3	1	3	3	3	3	3
Итого:	21	20	16	5	5	14	3	15	17	17	19	19

Было проведено 30 лабораторных исследований по определению термостабильности блокирующих составов при температурных условиях 12°С, 20°С, 25°С, оставленных на определённый срок. В результате исследований были выявлены жидкости с признаками разрушения блокирующего состава. На основании этих наблюдений рекомендовано исключить образцы под номерами 4, 5 и 7 из дальнейших исследований. Образцы с применением остальных эмульгаторов не имели признаков разрушения (расслоения). Было проведено сравнение образцов между собой по заявленным критериям. Анализируя таблицу 1, можно сделать вывод, что образцы под номерами 1 и 2, 11 и 12 являются наиболее перспективными для внедрения на рассматриваемом месторождении.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М.* Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов. - М.: ООО "Недра - Бизнесцентр", 2001. - 543с.: ил.
2. *Вагина Т.Ш.* Разработка блокирующего состава для глушения скважин на месторождениях Западной Сибири с учетом современных требований //Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море 2014 № 6 С. 38-41.
3. *Гиляев Г.Г.* Применение термостойких жидкостей глушения на основе нефтяных эмульсий / Г.Г. Гиляев, Т.В. Хисметов, А.М. Бернштейн [и др.] // Нефтяное хозяйство. - 2009. - №8. - С. 64-66.
4. *Мардашов Д.В.* Разработка технологий применения обратных эмульсий при подземном ремонте нефтяных скважин / Д.В. Мардашов, М.К. Рогачев, К.В. Стрижнев // Записки Горного института. - 2007. - Т.173.
5. *Орлов Г.А.* Применение обратных эмульсий в нефтедобыче / Г.А. Орлов, М.Ш. Кендис, В.Н. Глуценко. - М.: Недра, 1991. - 225 с.

УДК 621.3.078

ВЫВОД НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ НА СТАЦИОНАРНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ*А.В. Стариков, В.В. Живаева, И.А. Косорлуков**Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
star58@mail.ru*

Применение частотных преобразователей в станциях управления погружными центробежными насосами весьма оправдано, поскольку это позволяет, как минимум в два раза, увеличить межремонтный период нефтяных скважин. Дело в том, что в большинстве случаев погружной насос оснащается асинхронным двигателем, а частотный преобразователь за счет плавного пуска с заданным темпом обеспечивает снижение пусковых токов [1]. Кроме того, все современные инверторы имеют функцию «подхвата на ходу» при автоматических перезапусках после восстановления пропавшего напряжения, и применение этой функции также позволяет избежать аварийных ситуаций и продлить межремонтный период скважины. Однако, оснащение станции управления частотным преобразователем имеет более глубокий смысл. Такое техническое решение позволяет осуществить технологическую задачу поддержания требуемой величины динамического уровня жидкости в скважине за счет организации замкнутой системы управления по датчику давления на приеме насоса. При этом возникает важная задача вывода нефтяной скважины на стационарный режим работы.

Целью данного исследования является разработка системы управления погружным электроцентробежным насосом, позволяющей по требуемому закону выводить нефтяную скважину на стационарный режим работы и поддерживать в ней необходимый динамический уровень жидкости.

Существуют различные подходы к решению поставленной задачи [2 – 7]. Однако, очевидно, что для корректного синтеза замкнутой системы управления погружным насосом необходимо знать математическую модель совокупности частотного преобразователя, погружного асинхронного двигателя, собственно насоса, скважины и нефтяного пласта.

Математическая модель частотного преобразователя, погружного асинхронного двигателя, центробежного насоса, скважины и нефтяного пласта

В связи с тем, что для погружного асинхронного электродвигателя целесообразно применять скалярное частотное управление, то уравнения движения двигателя при линейном законе регулирования напряжения в функции частоты будут выглядеть следующим образом [8 – 14]

$$\left. \begin{aligned}
 \frac{d\psi_{1X}}{dt} &= U_{1X} - \frac{R_1 L_2'}{\Delta} \psi_{1X} + \frac{R_1 L_0}{\Delta} \psi_{2X} + \omega_0 \psi_{1Y}; \\
 \frac{d\psi_{1Y}}{dt} &= U_{1Y} - \frac{R_1 L_2'}{\Delta} \psi_{1Y} + \frac{R_1 L_0}{\Delta} \psi_{2Y} - \omega_0 \psi_{1X}; \\
 \frac{d\psi_{2X}}{dt} &= -\frac{R_2 L_1'}{\Delta} \psi_{2X} + \frac{R_2 L_0}{\Delta} \psi_{1X} + (\omega_0 - \omega) \psi_{2Y}; \\
 \frac{d\psi_{2Y}}{dt} &= -\frac{R_2 L_1'}{\Delta} \psi_{2Y} + \frac{R_2 L_0}{\Delta} \psi_{1Y} - (\omega_0 - \omega) \psi_{2X}; \\
 \frac{d\omega}{dt} &= \frac{m_1 Z_n L_0}{2J_{np} \Delta} (\psi_{1Y} \psi_{2X} - \psi_{1X} \psi_{2Y}) - \frac{1}{J_{np}} M_c; \\
 U_{1X} &= k_{U1} f_1 + U_0; \\
 U_{1Y} &= k_{U1} f_1 + U_0; \\
 \omega_0 &= \frac{2\pi f_1}{Z_n},
 \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где ψ_{1X} и ψ_{1Y} – проекции вектора потокосцепления статора в ортогональной системе координат Oxy , вращающейся со скоростью магнитного поля; U_{1X} и U_{1Y} – проекции изображающего вектора напряжения в той же системе координат; ψ_{2X} и ψ_{2Y} – соответствующие проекции вектора потокосцепления ротора; L_1 и R_1 – индуктивность и активное сопротивление цепи статора; L_2' и R_2' – приведенные индуктивность и активное сопротивление цепи ротора; L_0 – взаимная индуктивность; ω_0 – угловая скорость вращения магнитного поля; ω – угловая частота вращения ротора двигателя (входного вала насоса); J_{np} – приведенный момент инерции ротора; m_1 – число фаз электродвигателя; Z_n – число полюсов; M_c – момент сопротивления на валу погружного электродвигателя; $\Delta = L_1 L_2' - L_0^2$; f_1 – частота питающего напряжения; k_{U1} – коэффициент пропорциональности, U_0 – напряжение при нулевой частоте; t – время.

Система уравнений (1) является нелинейной, тем не менее, применяя метод компьютерного моделирования и идентификации переходных процессов [15], можно представить математическую модель погружного асинхронного двигателя в виде [16]

$$W_{\omega}(p) = \frac{\omega(p)}{f_1(p)} = \frac{k_{\omega y}}{a_0 p^2 + a_1 p + 1}, \quad (2)$$

где $k_{\omega y}$ – коэффициент двигателя по управляющему воздействию; a_0 и a_1 – коэффициенты знаменателя передаточной функции двигателя, получаемые в процессе идентификации; p – комплексная переменная. Замена в (1) закона регулирования напряжения на квадратичный

$$U_{1X} = U_{1Y} = k_{U2} f_1^2 + U_0,$$

позволяет получить параметры передаточной функции (2) и для этого случая.

Динамика движения жидкости в насосно-компрессорных трубах под действием погружного насоса описывается дифференциальным уравнением [17, 18]

$$\frac{\rho l_{нкт}}{S_{нкт}} \frac{dQ_{нас}}{dt} = c_n \omega^2 + b_n \omega Q_{нас} + a_n Q_{нас}^2 - P_{буф} - P_{zn} - \rho g H_{дин}, \quad (3)$$

где ρ – плотность откачиваемой из скважины жидкости; $l_{нкт}$ и $S_{нкт}$ – длина и площадь внутреннего сечения насосно-компрессорных труб; $Q_{нас}$ – производительность насоса; a_n , b_n и c_n – коэффициенты, определяемые из напорной характеристики насоса; $P_{буф}$ – буферное

давление на устье скважины; $P_{гп}$ – гидравлические потери в насосно-компрессорных трубах; g – ускорение свободного падения; $H_{дин}$ – динамический уровень жидкости в скважине.

Производя линеаризацию уравнения (3) в окрестности рабочей точки с координатами $\omega_{нас0}$ и $Q_{нас0}$, после несложных математических преобразований можно получить передаточную функцию погружного центробежного насоса совместно с его гидравлической цепью, которая представляет собой апериодическое звено

$$W_{нас}(p) = \frac{Q_{нас}(p)}{\omega(p)} = \frac{k_{нас}}{(T_{нас}p + 1)} \quad (4)$$

с переменными коэффициентом передачи $k_{нас} = -\frac{(2c_n \omega_{нас0} + b_n Q_{нас0})}{2a_n Q_{нас0} + b_n \omega_{нас0}}$ и постоянной

$$T_{нас} = -\frac{\rho l_{нкт}}{(2a_n Q_{нас0} + b_n \omega_{нас0}) S_{нкт}}.$$

Математическая модель нефтяного пласта совместно со скважиной определяется системой уравнений [5, 6, 19 – 21]

$$\left. \begin{aligned} \frac{\Delta H_{дин}}{t} &= \frac{Q_{нас} - Q_{пл}}{S_3}; \\ Q_{пл} &= k_{пр} \Delta P_{депр}; \\ \Delta P_{депр} &= \rho g \Delta H_{дин}; \\ H_{дин} &= H_{ст} + \Delta H_{дин}, \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

где $H_{ст}$ – статический уровень жидкости в скважине; $\Delta H_{дин}$ – приращение динамического уровня относительно статического; $Q_{пл}$ – приток жидкости из нефтяного пласта; S_3 – площадь затрубного пространства; $k_{пр}$ – коэффициента продуктивности пласта; $\Delta P_{депр}$ – депрессия на нефтяной пласт.

Из системы (5) получается передаточная функция скважины и нефтяного пласта

$$W_{скв}(p) = \frac{H_{дин}(p)}{Q_{нас}(p)} = \frac{k_{скв}}{T_{скв}p + 1}. \quad (6)$$

$$\text{где } k_{скв} = \frac{1}{k_{пр} \rho g}; \quad T_{скв} = \frac{S_3}{k_{пр} \rho g}.$$

Передаточную функцию частотного преобразователя можно представить в виде апериодического звена [10]

$$W_{сч}(p) = \frac{k_{сч}}{(T_{сч}p + 1)}, \quad (7)$$

где $k_{сч}$ и $T_{сч}$ – коэффициент передачи и постоянная времени частотного преобразователя.

Синтез системы управления погружным электроцентробежным насосом

Если систему управления погружным электроцентробежным насосом замкнуть с помощью датчика давления на приеме установки, то ее линеаризованная структурная схема будет выглядеть следующим образом (рис. 1).

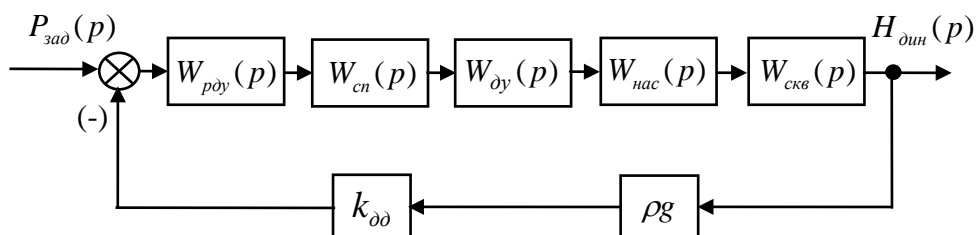


Рис. 1. Структурная схема системы управления погружным электроцентробежным насосом

На структурной схеме появились новые обозначения: $P_{зад}$ – заданное значение давления на приеме насоса; $W_{рду}(p)$ – передаточная функция регулятора динамического уровня; $k_{од}$ – коэффициент передачи давления.

Для выбора передаточной функции регулятора динамического уровня $W_{рду}(p)$ воспользуемся методикой, разработанной для вывода нефтяной скважины на стационарный режим работы после капитального ремонта [5]. При этом потребуем, чтобы желаемая передаточная функция замкнутой системы была равна

$$W_{зам}^{жс}(p) = \frac{1}{\rho g k_{од} (a_{01} p^2 + a_{11} p + 1)}, \quad (8)$$

где a_{01} и a_{11} – коэффициенты, определяющие желаемый закон изменения динамического уровня в нефтяной скважине.

В то же время желаемая передаточная функция рассматриваемой замкнутой системы связана с желаемой передаточной функцией $W_{раз}^{жс}(p)$ разомкнутой системы зависимостью

$$W_{зам}^{жс}(p) = \frac{W_{раз}^{жс}(p)}{\rho g k_{од} [1 + W_{раз}^{жс}(p)]}.$$

Отсюда можно найти желаемую передаточную функцию разомкнутой системы

$$W_{раз}^{жс}(p) = \frac{\rho g k_{од} W_{зам}^{жс}(p)}{1 - \rho g k_{од} W_{зам}^{жс}(p)}. \quad (9)$$

Подставляя (8) в (9), получим

$$W_{раз}^{жс}(p) = \frac{1}{a_{01} p^2 + a_{11} p}. \quad (10)$$

Фактическая передаточная функция рассматриваемой разомкнутой системы равна

$$W_{раз}(p) = \rho g k_{од} W_{рду}(p) W_{сн}(p) W_{ду}(p) W_{нас}(p) W_{скв}(p). \quad (11)$$

Приравняв между собой выражения (11) и (10), найдем передаточную функцию регулятора динамического уровня, обеспечивающего требуемый характер переходного процесса в системе управления погружным ЭЦН

$$W_{рду}(p) = \frac{1}{\rho g k_{од} p (a_{01} p + a_{11}) W_{сн}(p) W_{ду}(p) W_{нас}(p) W_{скв}(p)}. \quad (12)$$

Подставляя в (12) формулы (2), (4), (6) и (7) получим

$$W_{рду}(p) = \frac{(T_{сн} p + 1)(a_0 p^2 + a_1 p + 1)(T_{нас} p + 1)(T_{скв} p + 1)}{\rho g k_{од} k_{сн} k_{ду} k_{нас} k_{скв} p (a_{01} p + a_{11})}. \quad (13)$$

Следовательно, для достижения поставленной цели, а именно, обеспечения вывода нефтяной скважины на стационарный режим работы по закону, определяемому передаточной функцией (8), необходим очень сложный регулятор (13), техническая реализация которого вызывает большие сомнения.

Для корректного упрощения регулятора динамического уровня проанализируем возможные соотношения между коэффициентами и постоянными времени для гипотетической нефтяной скважины, оснащенной центробежным насосом ЭЦНА(К)5-80-1200 и погружным асинхронным электродвигателем 1ПЭД45-117МВ5. Установка подвешена на насосно-компрессорных трубах длиной $l_{нкт} = 1100$ м и внутренним диаметром $d_{нктв} = 0,062$ м. Скважина имеет следующие параметры: $k_{np} = 1,2 \cdot 10^{-10}$ м³/с·Па; $\rho = 900$ кг/м³; $S_3 = 0,0083$ м².

Из статической характеристики насоса [22] для номинальной скорости вращения определены коэффициенты: $a_n = -9,136 \cdot 10^{12}$ Па·с²/м⁶; $b_n = 2,254 \cdot 10^7$ Па·с²/м³; $c_n = 120,441$ Па·с. Следует отметить, что при расчетах все параметры скважины и насоса переведены в систему СИ. С учетом того, что коэффициент передачи $k_{нас}$ и постоянная времени $T_{нас}$ погружного насоса изменяется не только в функции скорости, но и производительности, которая в свою очередь зависит от напора, средние значения этих параметров для рассматриваемого насоса равны: $k_{нас} = 1,032 \cdot 10^{-5}$ м³; $T_{нас} = 0,03$ с. Асинхронный электродвигатель 1ПЭД45-117МВ5 обладает следующими номинальными техническими данными [3]: скорость $n_{ном} = 3000$ об/мин; напряжение $U_{1ном} = 1000$ В, – и параметрами схемы замещения: $R_1 = 1$ Ом; $L_1 = 0,084$ Гн; $R'_2 = 0,76$ Ом; $L'_2 = 0,083$ Гн; $L_0 = 0,08$ Гн. Моделирование в программной среде Matlab Simulink позволяет построить график переходного процесса «в малом» на любой начальной скорости двигателя. При моделировании учитывалось, что сопротивление цепи статора увеличилось за счет соединительного кабеля, а приведенный момент инерции ротора рассчитывался с учетом вращающихся масс насоса. Идентификация графика переходного процесса, полученного при номинальной скорости, показала, что $k_{\phi} = 6,272$ рад; $a_0 = 0,000374$ с²; $a_1 = 0,0257$ с.

Предположим, что в станции управления применен частотный преобразователь, в котором задающий сигнал формируется в герцах, а смена информации происходит с частотой 100 Гц. Тогда параметры его передаточной функции будут иметь следующие численные значения: $k_{сн} = 1$; $T_{сн} = 0,01$ с. Скважина совместно с нефтяным пластом в соответствии с формулой (6) характеризуется коэффициентом передачи $k_{скв} = 9,4386 \cdot 10^5$ с/м² и постоянной времени $T_{скв} = 7820$ с.

Сравнение численных значений постоянных времени частотного преобразователя, электродвигателя и насоса с величиной $T_{скв}$ показывает, что они как минимум в сто тысяч раз меньше постоянной времени скважины. Следовательно, этими малыми постоянными можно пренебречь, тогда передаточная функция (13) регулятора динамического уровня упростится и будет представлять собой пропорционально-интегральный регулятор с аperiодическим фильтром на входе (или выходе)

$$W_{poy}(p) = \left(k_{II} + \frac{1}{T_{II} p} \right) \frac{1}{(T_{\phi} p + 1)}, \quad (14)$$

$$\text{где } k_{II} = \frac{T_{скв}}{\rho g k_{од} k_{сн} k_{\phi} k_{нас} k_{скв} a_{11}}; T_{II} = \rho g k_{од} k_{сн} k_{\phi} k_{нас} k_{скв} a_{11}; T_{\phi} = \frac{a_{01}}{a_{11}}.$$

В отличие от способа вывода скважины на стационарный режим работы после капитального ремонта [5], в котором коэффициенты a_{01} и a_{11} определялись методом идентификации временного графика изменения динамического уровня жидкости при предыдущем освоении, предлагается задавать эти коэффициенты следующим образом. Величина a_{11} назначается из требуемого времени входа динамического уровня в 20% зону от заданного значения, при котором осуществляется гарантированное охлаждение погружного асинхронного двигателя. Можно приближенно считать, что это время равно $6a_{11}$.

Коэффициент a_{01} выбирается из условия обеспечения апериодического переходного процесса, что возможно при выполнении неравенства

$$a_{01} \leq \frac{a_{11}^2}{4}. \quad (15)$$

Компьютерное моделирование системы управления погружным электроцентробежным насосом

Проведем расчет параметров регулятора динамического уровня для рассматриваемой гипотетической нефтяной скважины. Предположим, что для работы без перегрева погружного асинхронного двигателя время входа в 20% зону должно быть равно 3600 с. С учетом этого выбираем величину коэффициента $a_{11} = 600$ с. В соответствии с формулой (15) коэффициент a_{01} должен быть меньше 90000 с^2 , поэтому принимаем его равным $a_{01} = 60000 \text{ с}^2$. По формулам (14) вычисляем значения параметров настройки регулятора динамического уровня: $k_{II} = 12$; $T_{II} = 647$ с; $T_{\phi} = 100$.

Расчетная модель системы управления погружным электроцентробежным насосом (рис. 2) позволяет построить график изменения динамического уровня жидкости в скважине при выводе ее на стационарный режим работы. Расчетная модель учитывает, что статический уровень жидкости в скважине равен $H_{cm} = 300$ м, а увеличение скорости погружного асинхронного двигателя приводит к уменьшению сигнала датчика давления (знак минус в передаточной функции апериодического фильтра), коэффициент передачи которого выбран равным $k_{\partial\partial} = 0,00002$ дискрет/Нм. В расчетную модель введены две нелинейности типа «ограничение по уровню». Ограничение выходного сигнала регулятора динамического уровня при моделировании взято на уровне 65 Гц, поскольку мощность на валу двигателя в рассматриваемой установке погружного электроцентробежного насоса пропорциональна кубу скорости вращения, и указанная частота соответствует выбранным запасам по мощности. Вторая нелинейность учитывает тот факт, что максимальная производительность насоса на скорости пропорциональной 65 Гц составляет $Q_{\max} = 1,944 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$. Заданное значение давления на приеме насоса взято равным $P_{зад} = 5,297$ дискрет, что соответствует требуемому динамическому уровню жидкости в скважине 800 м.

График изменения динамического уровня жидкости в рассматриваемой скважине при выбранных параметрах настройки регулятора (рис.3) показывает, что вход в 20% зону составляет 3737 с. Полученный результат незначительно отличается от желаемого, принятого при расчетах регулятора, причем погрешность в основном определяется имеющимися естественными нелинейностями системы управления погружным электроцентробежным насосом.

Следует отметить отличительную особенность предлагаемой системы управления погружным электроцентробежным насосом – она не требует формирования задающего сигнала во времени по определенному закону, а формирует требуемый график изменения динамического уровня жидкости в скважине за счет своих динамических свойств.

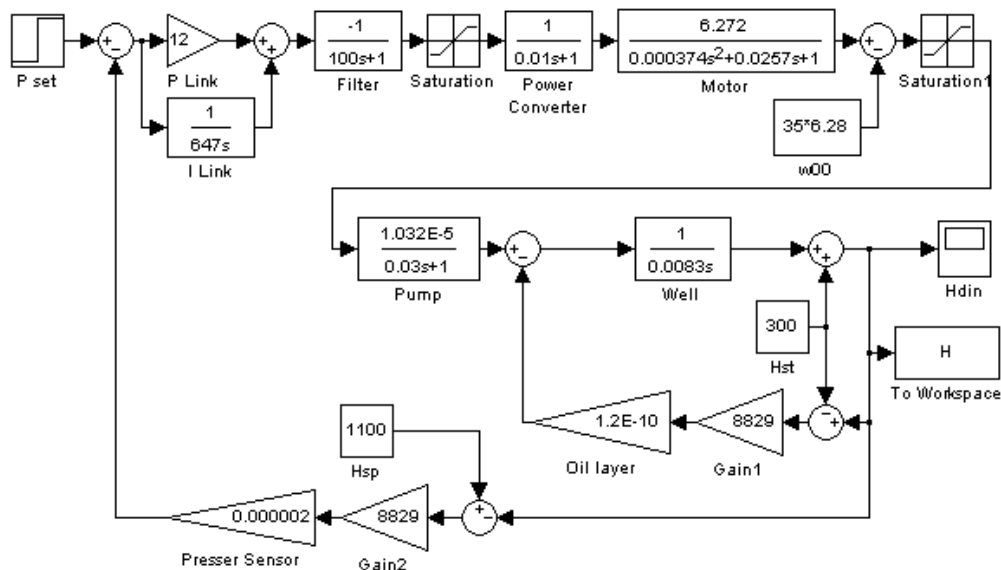


Рис. 2. Расчетная модель системы управления погружным электроцентробежным насосом

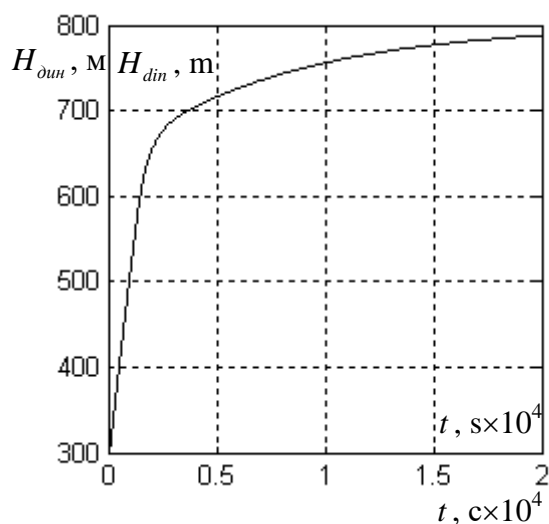


Рис. 3. График изменения динамического уровня жидкости в скважине при выводе ее на стационарный режим работы

Выводы

1. Разработанная система управления погружным электроцентробежным насосом позволяет осуществлять автоматический вывод нефтяной скважины на стационарный режим работы.
2. Произведенный синтез регулятора динамического уровня обеспечивает вывод нефтяной скважины на стационарный режим по требуемому закону.
3. Динамические свойства частотного преобразователя, насоса и погружного электродвигателя не влияют на настройки регулятора динамического уровня жидкости в скважине.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Rick von Flatern. Electrical Submersible Pumps. Oilfield Review, 2015. Available to: www.slb.com/defining.
2. Патент России № 2181829. Способ вывода скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса с частотно-регулируемым приводом, на стационарный режим работы / В.М. Люстрицкий, С.А. Шишков (Россия) // Опубл. 27.04.2002, Бюл. № 12.
3. *Масляницын А.П.* Автоматизация технологического процесса добычи нефти погружными центробежными насосами: Дис.... канд. техн. наук. – Самара: СамГАСА, 1999. – 268 с.
4. *V.I. Lobov, K.V. Lobova.* Intensity setter for a device of smooth start of submersible pump electric motor. ISSN 2074-272X. Electrical Engineering & Electromechanics, No.3, 2016. – pp.36-39.
5. *Живаева В.В., Стариков А.В., Стариков В.А.* Применение частотно-регулируемого электропривода для вывода скважины на стационарный режим / Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки», № 1 (23) – 2009. – Самара: СамГТУ, 2009. – С. 142 – 151.
6. *Стариков А.В., Полежаев Д.Ю.* Вывод нефтяной скважины на стационарный режим работы без датчика динамического уровня / Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки», № 4 (44) – 2014. – Самара: СамГТУ, 2014. – С. 191 – 197.
7. *Dinesh Krishnamoorthy, Elvira M. Bergheim, Alexey Pavlov, Morten Fredriksen, Kjetil Fjalestad.* Modelling and Robustness Analysis of Model Predictive Control for Electrical Submersible Pump Lifted Heavy Oil Wells. IFAC-PapersOnLine 49-7 (2016). – pp. 544 – 549.
8. *Михайлов О.П.* Автоматизированный электропривод станков и промышленных роботов. – М.: Машиностроение, 1990. – 304 с.
9. *Соколовский Г.Г.* Электроприводы переменного тока с частотным регулированием / Г.Г. Соколовский. – М.: Академия, 2006. – 265 с.
10. *A.A. Ansari, D.M. Deshpande.* Mathematical Model of Asynchronous Machine in MATLAB Simulink / International Journal of Engineering Science and Technology Vol. 2(5), 2010, pp 1260-1267.
11. *Яруллин Р.Б., Линенко А.В.* К вопросу динамической характеристики асинхронного двигателя / Электротехнические и информационные комплексы и системы № 2, т. 9, 2013. – С. 42 – 46.
12. *Dariusz Tarnapowicz.* The use of mathematical computer models in the laboratory of electrical machines on the example of an asynchronous motor. General and Professional Education 4/2014. – pp. 79 – 85.
13. *Aroua Fourati, Adeline Bourdon, Nabih Feki, Didier Rémond, Fakher Chaari, MohamedHaddar.* Angular-based modeling of induction motors for monitoring. Journal of Sound and Vibration Vol. 395, 12 may 2017. – pp. 371 – 392.
14. *Tatiana Halina, May Stalnaya, Sergey Eremochkin, Ilya Ivanov.* Modeling electromechanical characteristics of three-phase motors with inverters vector - algorithmic type in Matlab Simulink environment. 15th International scientific conference “Underground Urbanisation as a Prerequisite for Sustainable Development”. Procedia Engineering 165 (2016). – pp. 995 – 1005.
15. *Стариков А. В.* Параметрическая идентификация линейных статических объектов управления // Вестник Самарского государственного технического университета. Выпуск 27. Серия «Физико-математические науки». – Самара: СамГТУ, 2004. – С. 74 – 77.
16. *Кузнецов В.А., Мигачев А.В., Стариков А.В., Тутов А.Р.* Особенности математической модели асинхронного электродвигателя аппаратов воздушного

охлаждения масла // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки», № 3 (31) – 2011. – Самара: СамГТУ, 2011. – С. 171 – 179.

17. *Полешкин М.С., Поварова М.Е., Мозгалева А.А.* Разработка и исследование центробежного насоса для испытания гидроаппаратов на прочность и герметичность. // Электронный научный журнал «Инженерная наука и образование», № 1, 2016. – С. 72 – 79. <http://engineering-science.esrae.ru>.

18. *Вечеркин М. В.* Разработка и исследование пускорегулирующих устройств высоковольтного электропривода вентиляторной станции // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Магнитогорск: Магнитогорский государственный технический университет, 2006. – 119 с.

19. *Аржанов М.Ф., Кагарманов И.И., Мельников А.П., Карпенко И.Н., Кравец Ю.А.* Справочник нефтяника. – Самара: ОАО «Самаранефтегаз», 2007. – 432 с.

20. *Bjørn-Ove Heimsund.* Mathematical and Numerical Methods for Reservoir Fluid Flow Simulation. Doctor Scientiarum thesis, 2005. – 319 p.

21. *Vladimir Astafev, Oksana Shevchenko, Irina Kibalenko.* The mathematical model of the filtration process in horizontal wells for the high viscosity oil fields. International Journal of Mechanics Vol. 11, 2017. – pp. 242 – 250.

22. Погружное оборудование и комплексный сервис // Технический каталог № 3. – М.: Группа компаний «Римера», 2014. – 203 с.

УДК 622.24

ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА КОМПОНОВКИ С ДИНАМИЧЕСКИ АКТИВНЫМ ЭЛЕМЕНТОМ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ДОЛОТАМИ PDC

А.Ф. Шайхутдинова, Л.Б.Хузина

*Альметьевский государственный нефтяной институт
г. Альметьевск, Россия,
alia.ingener@mail.ru*

Одной из важных проблем нефтегазовой отрасли России является необходимость поддержания добычи на существующем уровне. Среди задач, стоящих перед нефтегазовыми сервисными компаниями, осуществляющими эксплуатационное бурение, актуальной является сохранение конкурентоспособности на российском рынке нефтесервисных услуг, которое невозможно без качественного строительства скважин. В связи с этим, повышение технико-экономических показателей строительства скважин является одним из наиболее приоритетных направлений деятельности нефтесервисных буровых компаний.

Как показывает практика, за счёт правильного подбора породоразрушающего инструмента, можно увеличить механическую скорость бурения, проходку на долото и получить экономию капитальных затрат при строительстве нефтяных и газовых скважин до 30-40% от общей стоимости скважины. На сегодняшний день наиболее современными и эффективными считаются долота PDC (Polycrystalline Diamond Compact). Однако при прохождении пород, перемежающихся по твёрдости, у долот типа PDC, как правило, наблюдаются низкая механическая скорость бурения и стойкость инструмента.

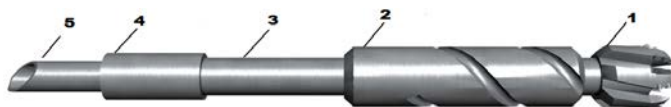
Одним из путей улучшения эффективности разрушения горной породы является включение в компоновку низа бурильной колонны (КНБК) наддолотных технических устройств, усиливающих динамическую составляющую осевой нагрузки на долото. Однако практическая реализация преимуществ, связанных с внедрением в практику бурения

динамических КНБК, оказалась сопряжена со значительными трудностями, которые, в первую очередь, касаются сложности конструкций существующих устройств [1,2].

Таким образом, проведение комплекса работ по исследованию и разработке динамической компоновки, позволяющей сочетать статическую нагрузку на долото PDC с динамическим импульсом, при сохранении непрерывного контакта долота с забоем и улучшение качества проводки скважины в перемежающихся по твёрдости горных породах, является актуальной задачей для нефтегазовой отрасли.

Отмечается, что в последние годы наблюдается значительный рост применения долот PDC в компоновке низа бурильной колонны, в частности, на месторождениях Республики Татарстан доля использования долот PDC в 2012 году составляла 0,5%, а в 2018 году - 82%. В рамках выполнения работ по НИОКР был проведён анализ отработки долот на 220 скважинах месторождений Республики Татарстан, в результате которого выявлена эффективность применения долот PDC на участках бурения под направление и кондуктор. Однако при бурении под эксплуатационную колонну наблюдался износ вооружения долота, низкая механическая скорость проходки, что, скорее всего, связано с прохождением перемежающихся по твёрдости горных пород, а также подвисанием долота, недохождением необходимой нагрузки до него и плохим контактом с забоем. Включение в компоновку специальных вибрационных наддолотных механизмов при бурении нефтяных скважин оказывает положительное влияние на эффективность разрушения горной породы. На сегодняшний день разработано мало надежных, эффективных и недорогих элементов КНБК, способных усилить динамическую нагрузку на долото, с применением современного породоразрушающего инструмента типа PDC [3].

На рисунке 1 представлена типовая компоновка низа бурильной колонны с усиленной динамической составляющей осевой нагрузки на долото PDC [4], где в качестве динамически активного элемента включён скважинный осциллятор-турбулизатор. Рассмотрим более подробно механизм работы скважинного осциллятора-турбулизатора, разработанного на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» АГНИ [5]. Скважинный осциллятор-турбулизатор работает следующим образом. Промывочная жидкость (техническая вода, глинистый раствор, нефтяная эмульсия и т.п.) закачивается с поверхности насосными агрегатами и проходит по колонне бурильных труб к скважинному осциллятору-турбулизатору. Через проходной канал струя жидкости попадает на клапанный узел. Под ее действием клапан начинает совершать колебательные движения, наклоняясь то одной, то другой стороной к внутренней стенке корпуса, в результате чего в определенные моменты времени проходной канал оказывается перекрытым. Это приводит к осцилляции низкочастотных колебаний промывочной жидкости.



*Рис. 1 – Типовая компоновка низа бурильной колонны с усиленной динамической составляющей осевой нагрузки на долото
- долото PDC, 2 - осциллятор-турбулизатор, 3 - винтовой забойный двигатель (ВЗД),
4 - телесистема, 5 - бурильные трубы*

Впервые скважинный осциллятор был предложен на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» Альметьевского государственного нефтяного института» в 2011 году. Однако для дальнейших проведений опытно-промысловых испытаний на скважинах и создания его устойчивой работы были необходимы изменения в конструкции (изменение наружного диаметра, замена резьбы и т.д.).

Статическое исследование осциллятора-турбулизатора не дает возможности оценить зависимости частоты колебаний от плотности, вязкости промывочной жидкости и массы клапана, но позволяет сделать определенные выводы.

Предельное (крайнее) положение клапана зависит от его формы и размеров. Клапан должен обладать устойчивостью, т.е. способностью возвращаться в исходное вертикальное положение после прекращения действия отклоняющих сил. Отклоняющими силами будут сила давления промывочной жидкости (гидродинамическая сила $F_{гидр}$). Стабилизирующими силами (возвращающими клапан в исходное вертикальное положение) будут сила тяжести G и выталкивающая сила F_a (сила Архимеда). Центр масс и центр давления выталкивающей силы (силы Архимеда) в общем случае не совпадают (пример: поплавков с грузилом для рыбацкой удочки; воздушный шар с подвешенной корзиной для груза).

Если клапан изготовлен из однородного материала (или в нем нет специальных конструктивных полостей), то центр масс и центр давления выталкивающей силы (силы Архимеда) совпадают. Уравнение динамики для произвольного положения клапана для данного случая рассмотрим на примере рисунка 2.

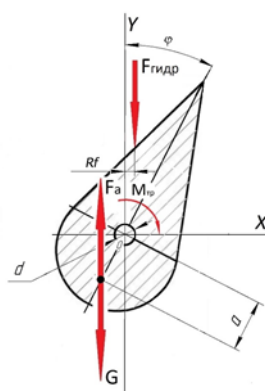


Рис. 2 - Положение клапана для вывода уравнения динамики

O – ось вращения; G - сила тяжести; F_a - выталкивающая сила; d – диаметр оси (штулки); $F_{гидр}$ – гидродинамическая сила; φ – угол поворота клапана, R_f – плечо действия гидродинамической силы; a - расстояние действия силы тяжести до оси вращения; $M_{тр}$ – момент трения в опоре вращения (оси).

Уравнение будет иметь вид:

$$(J + J_{пр}) \cdot \frac{d^2 \varphi}{dt^2} = G \cdot a \cdot \sin \varphi - F_a \cdot a \cdot \sin \varphi - F_{гидр} \cdot R_f - M_{тр}, \quad (1)$$

где J – момент инерции клапана относительно точки O ;

$J_{пр}$ – присоединенный момент инерции;

Примем с учетом (1), что $M_{тр} = F_{тр} \cdot \frac{d}{2}$, (2.7)

Присоединенный момент инерции можно рассматривать как кажущееся увеличение момента инерции тела при неустановившемся вращательном движении тела в среде – увеличение, происходящее оттого, что приводится в движение не только тело, но также и частицы среды. Значение присоединенного момента инерции зависит от формы тела, ориентации тела относительно направления движения и плотности среды.

Силы давления промывочной жидкости, действующие на клапан, зависят от скорости потока, размеров и формы элементов клапана (лепестка, корпуса, проходных сечений, впускного и выпускного диффузоров), углового расположения клапана в корпусе (степени открытия), плотности и вязкости жидкости.

Динамика клапана исследовалась численными методами в программе Mathcad при следующих допущениях:

- 1) Для описания движения достаточно рассмотреть один цикл, от начала открывания клапана до его закрытия.
- 2) Расход жидкости через клапан принимается зависящим линейно от угла поворота клапана (максимальный расход Q_{max} в вертикальном положении, минимальный Q_{min} – в предельном/крайнем положении).

В результате проведенных теоретических исследований были получены следующие графики (рисунок 3) [6].

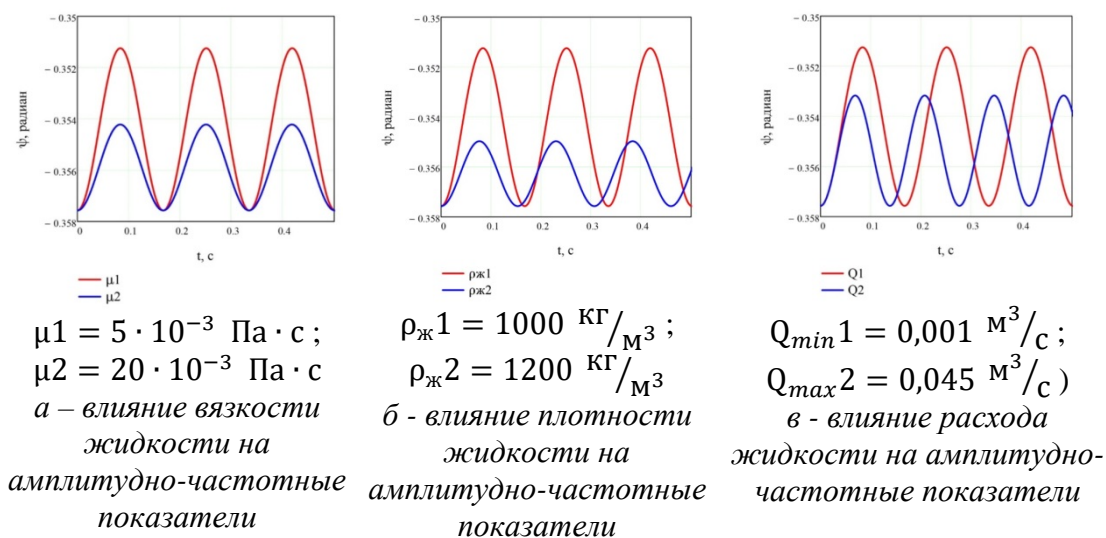


Рис. 3 – Влияние вязкости, плотности, расхода жидкости на амплитудно-частотные показатели

Проведённые теоретические исследования позволили определить:

1. Существенное влияние на частоту колебаний оказывает момент инерции клапана (т.е. его конструктивное исполнение).
2. Изменение вязкости существенно сказывается на амплитуде колебаний лепестка (с увеличением вязкости амплитуда уменьшается) и практически не сказывается на частоте колебаний (см. рис. 3 а, $\mu_1 = 5 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с} ; \mu_2 = 20 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$).
3. С увеличением плотности жидкости амплитуда колебаний уменьшается, при этом частота колебаний увеличивается (см. рис. 3 б, $\rho_{ж1} = 1000 \text{ кг/м}^3 ; \rho_{ж2} = 1200 \text{ кг/м}^3$).
4. С увеличением расхода жидкости амплитуда колебаний уменьшается, при этом частота колебаний увеличивается (см. рис. 3 в, $Q_{min} 1 = 0,001 \text{ м}^3/\text{с} ; Q_{max} 2 = 0,045 \text{ м}^3/\text{с}$).

Проведенные лабораторные исследования КНБК на стенде в составе со скважинным осциллятором-турбулизатором в условиях максимально приближенным к промышленным показали ее работоспособность. Определены рабочие параметры осциллятора-турбулизатора. Стеновыми испытаниями установлено:

- при расходе промывочной жидкости 0,008 м3/с частота колебаний осциллятора-турбулизатора составила 18Гц, при 0,012 м3/с- 24Гц; 0,016 м3/с – 32 Гц; 0,020 м3/с – 48 Гц; 0,025 м3/с -56Гц; 0,030 м3/с – 64Гц; 0,035м3/с – 78Гц;
- при расходе промывочной жидкости от 0,008 до 0,035 м3/с перепад давления со временем увеличивается от 1,2 МПа до 11,89МПа соответственно [7].

С целью определения влияния предлагаемой КНБК на основные технико-экономические показатели бурения были проведены опытно-промышленные испытания на 4

скважинах месторождений Республики Татарстан. Включенный в КНБК скважинный осциллятор-турбулизатор показал свою работоспособность и надежность в перемежающихся по твердости горных породах, проработал без аварий и осложнений, при этом износ долот PDC незначительный, что объясняется лучшим контактом долота с забоем, устранением подвисяния породоразрушающего инструмента, которому способствуют, создаваемые осциллятором, малоамплитудные продольные колебания, усиливающие динамическую составляющую осевой нагрузки на долото [8].

Таким образом, применение предлагаемой КНБК в составе с наддолотным скважинным осциллятором-турбулизатором совместно с долотами PDC позволяет эффективно использовать ее, увеличивая механическую скорость бурения и проходку.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Габдрахимов М.С., Галеев А.С., Хузина Л.Б., Сулейманов Р.И.* Динамика бурильного инструмента при проводке вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин // СПб.: ООО «Недра», 2011.-244 с.
2. *Хузина Л.Б.* Повышение эффективности бурения наклонных и горизонтальных скважин с использованием комплекса виброусилителей. Специальность: 25.00.15 - Технология бурения и освоения скважин. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук, Уфа, 2006 – 42с.
3. *Шайхутдинова А.Ф., Хузина Л.Б., Хузин Б.А.* Анализ и предложение по эффективному применению долот PDC на месторождениях ПАО «Татнефть» // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2017. - № 11. – С.15-19.
4. Патент № 126748. Компоновка низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото / *Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Фаткуллин Р.Х., Мухутдинова А.А., Теляшева Э.А* Оpubл. 10.04.2013 Бюл. №10.
5. Патент № 131792. Осциллятор-турбулизатор / *Хузина Л.Б., Фархутдинов Ш.Х., Хузин Б.А., Еромасов А.В.* Оpubл. 27.08.2013, Бюл. №24.
6. *Шайхутдинова А.Ф., Хузина Л.Б., Габзалилова А.Х.* Аналитические исследования работы элемента динамической компоновки низа бурильной колонны // Электронный журнал "Нефтяная провинция". – 2018. - №3. – С. 55-61.
7. *Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Фахрутдинов Ш.Х.* Лабораторные испытания наддолотного осциллятора // Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство» 14-18 апреля 2014 г. Часть I. - Альметьевск: АГНИ, 2014. –С.187-191.
8. *Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Фаткуллин Р.Х. и др.* Промысловые испытания компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 12. – С. 18-22.

**ВКЛЮЧЕНИЕ В РЕЦЕПТУРУ ЦЕМЕНТНЫХ РАСТВОРОВ
ГАЗОБЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ КАК СПОСОБ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ
ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ**

Е.Б. Плиева, В.А. Капитонов, П.Ю. Спиридонов, В.В Живаева

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия
helena-plieva@yandex.ru*

Наличие в стратиграфическом разрезе флюидосодержащих прослоев может привести к миграции флюида во время формирования цементного камня, а образование в нем каналов отрицательно отражается на качестве разобращения пластов. А значит, цементный камень, образовавшийся после схватывания цемента, должен иметь требуемую прочность и быть достаточно эластичным, чтобы выдерживать циклические изменения температур и нагрузок, которые негативно влияют на его целостность и герметичность цементной оболочки [1].

Неравномерный прорыв газа по определению непредсказуем, сложность обнаружения перетока заключается в том, что часть из них имеет скрытый характер.

В 1979 году Tinsley и др. ввели понятие «переходное состояние», промежуточный период, в течение которого цемент ведет себя не как жидкость, не как твердое вещество, а суспензия, теряющая способность передавать гидростатическое давление. Понятие переходного состояния было количественно определено временем перехода, начиная с первой измеряемой прочности геля (около 21 фунт / 100 фут² или 10 Па) и заканчивая, когда газ больше не может просачиваться в гелеобразный цемент они показали, что прочность геля в диапазоне от 250 до 500 фунтов / 100 фут² (от 120 до 240 Па) была достаточной, чтобы ликвидировать «просачивание газа». Цементные суспензии ведут себя как неньютоновские жидкости, поэтому этот процесс включает в себя разрушение прочности геля суспензии. Однако газ также может протекать на микроскопическом уровне в порах гелеобразной цементной структуры или непосредственно вдоль стыков цемента / трубы и цемента / пласта. [3]

Восстановление герметичности заколонного пространства требует значительных затрат – около (15 – 20) % от стоимости всей скважины [2]. Поэтому проще и дешевле предотвратить аварию, нежели впоследствии её ликвидировать.

При цементировании как нефтяных, так и газовых скважин используют одинаковую химию для получения растворов с пониженной водоотдачей (30 – 50 см³/30 мин) и нулевым водоотделением, с тем только отличием, что для газовых скважин должна быть получена нулевая газопроницаемость. Наличие газоносных пластов в геологическом разрезе усложняют процесс бурения и эксплуатации скважин. Для того чтобы газ не проник в еще не схватившийся цементный раствор достаточно выполнение одного самого главного и простого условия, которое прописано в инструкции по креплению, а именно: соблюдение условия превышения гидростатического давления в скважине над пластовым давлением в газовом пласте. Чтобы не допустить падение величины давления в затрубном пространстве в зоне газоносного интервала ниже величины давления пластового газа, должна срабатывать целая цепочка действий: от планирования до реализации задач. Перед цементированием скважины необходимо не только верно рассчитать плотность жидкости затворения, но и правильно организовать работу: начиная завозом необходимых химреагентов и заканчивая прослеживанием за тщательным перемешиванием, для того, чтобы добиться заданной плотности. Но не всегда каждый этап работ выполняется в нужной мере в виду ряда причин. Для расширения допустимых границ изменения параметров технологического процесса были разработаны газоблокаторы. Механизм их действия охватывает два физических процесса:

- придание цементному гелю требуемых тиксотропных свойств от 250 до 500 фунтов / 100 фут² (от 120 до 240 Па);

- сокращение времени перехода гель – цементный камень.

Пример высокой газоблокирующей способности приведён для рецептуры, использованной при цементировании эксплуатационной колонны на скважинах АО «Самаранефтегаз». Интервал цементирования (2700 – 1670) м. Статическая температура – 59 °С, циркуляционная – 44 °С. Забойное давление – 46 МПа, время нагрева – 25 мин.

Водоцементное отношение – 0,42, выход – 0,71 м³/т, плотность – 1,92 г/см³, растекаемость – более 250 мм.

Консистенция тампонажного состава приведена на рисунке 1. Время достижения консистенции 30 Вс – 101 мин, 70 Вс – 109 мин.

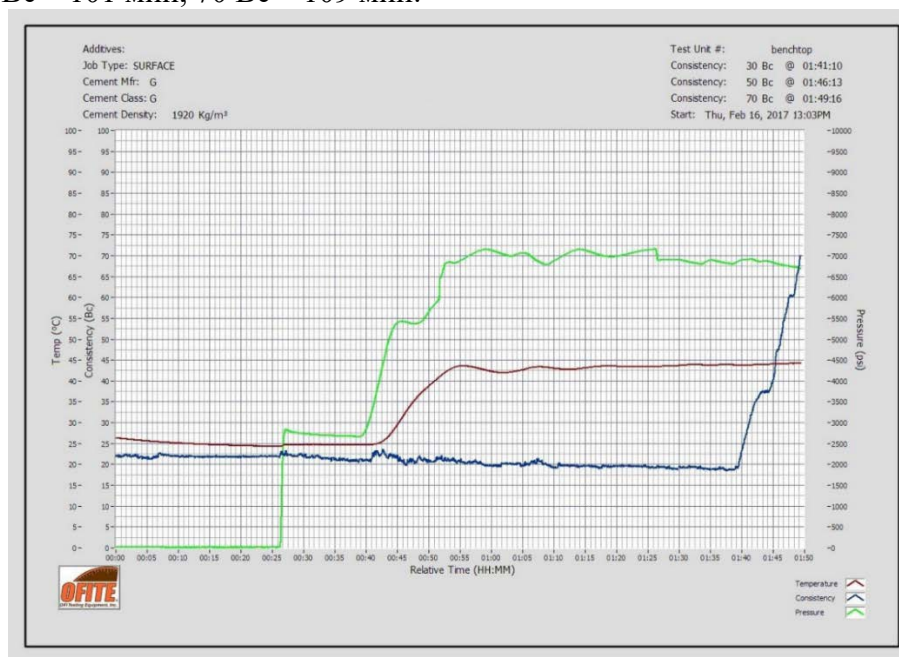


Рис. 1 – Консистенция тампонажного состава

Статическое напряжение сдвига (SGSM) приведено на рис. 2. Время нагрева до циркуляционной температуры 44 °С – 30 мин, переход к статической температуре 59 °С – 240 мин. Прочность от 100 Па (37 мин 57 с) до 500 Па (53 мин 1 с) набралась за 15 мин 4 с (переходный период).

Пример статического напряжения сдвига для рецептуры облегченного тампонажного материала плотностью 1,50 г/см³, приведён на рис. 3. Циркуляционная температура – 19 °С, статическая температура – 10 °С, время кондиционирования с нагревом до 19 °С – 30 мин. Для данной рецептуры переходный период составил 3 ч 40 мин.

Контроль консистенции и статического напряжения сдвига позволяет подбирать составы, предупреждающие прорыв газа на всех стадиях твердения, что предупреждает появление заколонных перегородок в период эксплуатации скважин.

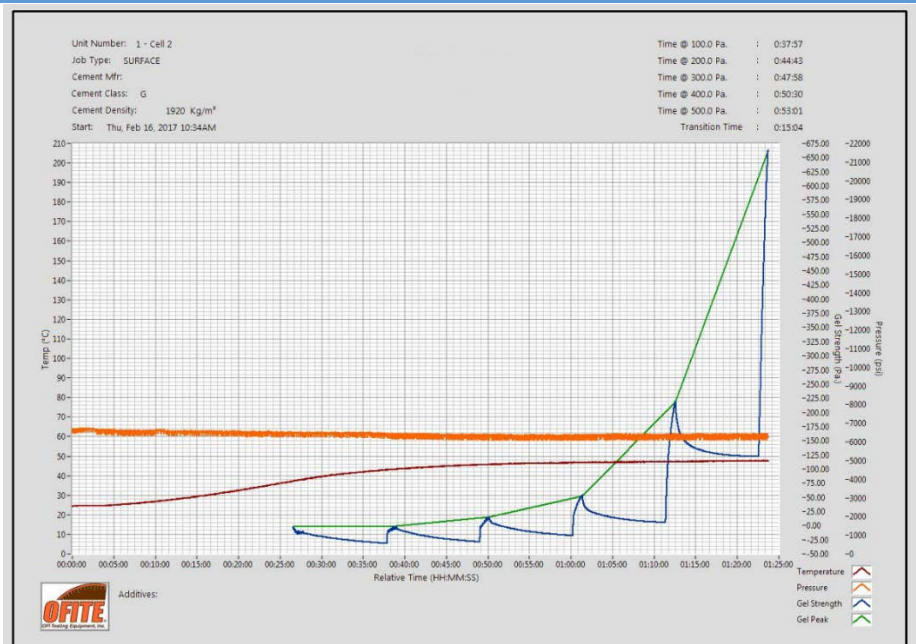


Рис. 2 – Статическое напряжение сдвига

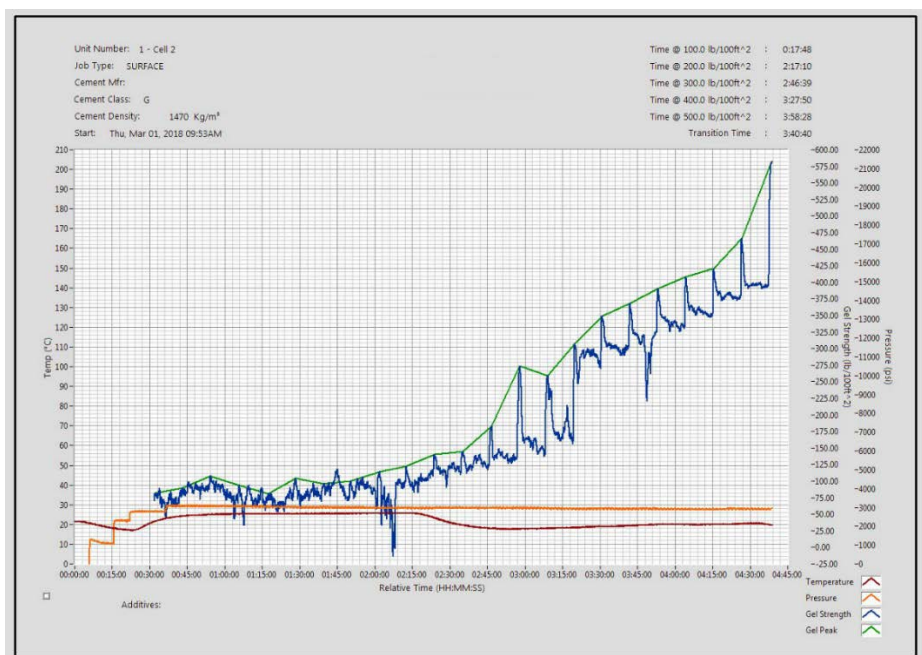


Рис. 3 – Статическое напряжение сдвига облегчённого тампонажного материала

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Булатов А. И., Макаренко П. П., Проселков Ю. М. Буровые промывочные и тампонажные растворы. – М. : Недра, 1999 г. – 424 с.
2. Ерка Б. А. и др. – К вопросу о повышении надежности конструкции скважин. – 2015.
3. Philippe Parcevaux, Phil Rae, and Philippe Drecq. Prevention of annular gas migration. Dowell Schlumberger. – 1990.

**ВЛИЯНИЕ РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ ЗЕМНОЙ КОРЫ НА
ОБРАЗОВАНИЕ ДЕФЕКТОВ КОЛОНН***Л.В.Ермолаева**Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
bngssamgtu@mail.ru*

Нефтяные месторождения в каждом нефтедобывающем районе отличаются гидрогеологическими условиями и характеризуются своими особенностями: тектоническими нарушениями земной коры, наличием в стратиграфическом разрезе интервалов поглощений промывочной жидкости, различным литологическим составом и трещиноватостью горных пород осадочной толщи, отличительным физико-химическим составом пластовых вод и содержанием в них агрессивных газов - сероводорода, углекислого газа, кислорода и других.

В региональном тектоническом плане Среднее Поволжье располагается преимущественно в области сочленения крупнейших структур юго-востока Русской платформы. Наиболее крупной структурой в регионе является Бузулукская впадина. С запада к Бузулукской впадине примыкает склон Жигулевско-Пугачёвского свода, с севера Мелекесская впадина, Сокская седловина и юго-западная часть южного склона Южно - Татарского свода.

Структурные планы горизонтов палеозоя в общих чертах отражают рельеф поверхности фундамента. При этом вертикальным уступам поверхности фундамента соответствуют флексурные изгибы и линейные зоны разломов, и трещиноватости в породах палеозоя. Восточная часть Сокской седловины, южный склон Южно-Татарского свода, северный борт Бузулукской впадины имеют наклон всех горизонтов осадочного чехла в южном направлении.

Отмеченное залегание горных пород на этих структурах согласуется с характером новейшей тектонической активности, интенсивность которой постепенно возрастает в северном направлении, в сторону регионального подъема слоев. На восточном борту Мелекесской впадины и западной части Сокской седловины, имеющих западный наклон слоёв, наблюдается возрастание тектонической активности в восточном направлении.

Для тектонических элементов с юго-восточным наклоном пород осадочного чехла: Жигулёвско-Пугачёвский свод, западная часть Бузулукской впадины, характерны противоположные возрастания активности дислоцированности и наклона слоёв [1].

Тектонические нарушения являются показателем разгрузки высокой напряженности пластов при формировании структур. Разрывные нарушения вызывают развитие вторичной трещиноватости, трещинной проницаемости, горных пород и формирование зон поглощений промывочной жидкости вблизи разломов. Это приводит к перемещению пластовых вод по этим каналам [3].

Вдоль тектонических разломов увеличена циркуляция пластовых вод, в связи с которой активизируется генерация сероводорода. Ашировым К.Б. была показана вертикальная миграция пластовых флюидов по тектоническим разломам на примере Жигулёвской дислокации [2].

Разрывные нарушения, локализирующиеся в сводовой и присводовой частях складки, являются более активными, чем расположенные на крыльях. Неравномерная активность разрывных нарушений на отдельных участках месторождений и является объяснением появления дефектов эксплуатационных колонн в течение различных сроков. В скважинах сводовой и присводовой частях структуры образование дефектов колонн происходит раньше,

чем в скважинах, расположенных на крыльях. Кроме того, высокая активность разрывных нарушений проявляется на участках крутого залегания пластов.

Тектоническое строение ряда месторождений Самарского Поволжья характеризуется наличием дизъюнктивных нарушений структур. Дизъюнктивная нарушенность структур установлена на Жигулевско - Стрельниковском, Сызранском, Заборовском, Покровском и других месторождениях [2]. На этих месторождениях скважины с повреждениями эксплуатационных колонн приурочены к зонам дизъюнктивных нарушений и повышенной трещиноватости. На Жигулевском месторождении такие скважины расположены линейно на осевой поверхности структуры, вдоль Жигулевской дислокации, в зоне наибольших напряжений и повышенной трещиноватости горных пород.

На Покровском месторождении скважины с повреждениями эксплуатационных колонн находятся на крутом дизъюнктивно нарушенном западном крыле и вдоль поперечных тектонических разломов.

Для Волго-Уральской нефтегазоносной области установлена вертикальная зональная неоднородность пластовых вод. На территории Самарского Поволжья в гидрогеологическом разрезе выделены три гидрохимические зоны [1]. Верхняя зона активного водообмена — зона бессероводородных пресных гидрокарбонатно - сульфатных вод. Средняя зона, ограниченная сверху водоупорами верхней перми и в франском ярусе верхнего девона в подошвенной части, затруднённого водообмена - зона сероводородных натриевых, кальциево - натриевых вод. Нижняя зона, охватывающая осадки франского ярусы нижележащих отложений застойного водообмена - зоны бессероводородных, железобромных, хлор - кальциево-натриевых, натриево - кальциевых и хлор - кальциевых вод.

Гидрохимическая зональность находится в парагенетической связи с газовой составляющей пластовых вод. Воды зоны активного водообмена характеризуются растворенными газами кислородно - азотного и азотного состава. Воды зоны затрудненного водообмена характеризуются углеводородно - азотным составом. В водах присутствует сероводород и углекислый газ. Воды зоны застойного водообмена не содержат сероводород и меньше углекислого газа.

Коррозионная активность подземных вод главным образом определяется содержанием сероводорода и частично углекислого газа. Процессы коррозии в бессероводородных водах могут усиливаться при разбавлении их пресными кислородосодержащими водами.

По результатам анализа геолого - промышленного материала по 19 месторождениям выявлено влияние агрессивных подземных вод, содержащих сероводород, на возникновение дефектов эксплуатационных колонн.

Коррозионноактивная среда пластовых вод при перетоках по трещинам, разломам оказывает отрицательное воздействие на состояние цементного камня и эксплуатационных колонн. На ряде месторождений рассматриваемого региона возникновение дефектов обсадных колонн связано со структурным положением тектонических разломов. Наибольшая часть дефектов колонн связана со скважинами, расположенными на своде и присводовых частях складки, где движение земной коры проявляется более интенсивно.

Состав пластовых вод по некоторым месторождениям представлен в таблице.

Состав пластовых вод по некоторым месторождениям

Месторождение	Стратиграфический возраст	Минерализация, г/л	Ионный состав, г/л						Сероводорода, мг/л
			Cl	SO ₄	HCO ₃	Ca	Mg	Na+K	
Мухановское	Кунгурский ярус	211,64	127,78	2,18	0,42	3,25	1,13	78,20	240,00
	Верхний карбон	210,40	128,30	0,78	Следы	11,0	2,20	66,73	138,00
	Башкирский	250,30	152,48	1,18	1,10	7,60	2,07	86,85	210,00
	Бобриковский	241,68	149,90	0,14	0,21	3,40	1,44	89,39	164,00
Кулешовское	Верхний карбон	209,60	118,55	1,19	Следы	8,00	1,90	64,66	236,00
Зольненское	Бобриковский	247,90	150,80	0,40	1,31	6,90	2,10	86,67	345,00
Покровское	Бобриковский	223,50	136,20	0,77	0,25	6,20	0,93	79,91	446,00

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Зайдельсон М.И., Чистовский А.И., Барс Е.А. И др.* Гидрогеологические условия формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской области. - М.: Недра, 1973.- 280 с.

2. *Аширов К.Б.* Геологическая обстановка в формировании нефтяных и нефтегазовых месторождений Среднего Поволжья. - М: Недра, 1965. -172 с.

3. *Ермолаева Л. В.* О связи тектонических нарушений с возникновением негерметичности эксплуатационных колонн// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.- 2015. №3 - С.14-15.

ПРИМЕНЕНИЕ КОМБИНИРОВАННЫХ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ УЧАСТКОВ СКВАЖИН БОЛЬШОЙ ПРОТЯЖЕННОСТИ

А.В.Липатов, И.М.Ибятуллин

Самарский государственный технический университет

Россия, г. Самара,

lipatovalexander@mail.ru

Intf@mail.ru

Аннотация

В статье рассмотрен вопрос увеличения дохождения нагрузки при направленном бурении горизонтальных секций в скважинах протяженностью более 900 м путём подбора комбинированной бурильной колонны с увеличением жёсткости в местах возникновения баклинг-эффекта. За счёт оптимального состава БК удалось повысить дохождение нагрузки в режиме направленного бурения стандартной КНБК без использования специального оборудования, предназначенного для бурения протяжённых горизонтальных скважин, например, роторно-управляемых систем. Так ранее используемые компоновки бурильных колонн подвергались «складыванию» при достижении глубины 4200-4500м, что приводило к невозможности соблюдения плановой траектории и необходимости бурения последних 100-200м горизонтальной секции в роторном режиме. Комбинированные бурильные колонны позволили значительно увеличить дохождение нагрузки при направленном бурении стандартной КНБК, что подтвердилось бурением нескольких горизонтальных скважин.

Ключевые слова: КНБК; горизонтальный ствол; баклинг-эффект; продольный изгиб; комбинированная колонна бурильных труб; направленное бурение.

Введение

Начиная с 2010 года наблюдается тенденция увеличения средней длины горизонтальных участков скважин. Так, в 2010 году, когда в России начался динамичный рост объёмов горизонтального бурения, средняя величина горизонтальных секций была равна примерно 300м. В 2011-2018 годах для материковых скважин этот показатель достиг величины в 750-850м (Рис.1) [2].

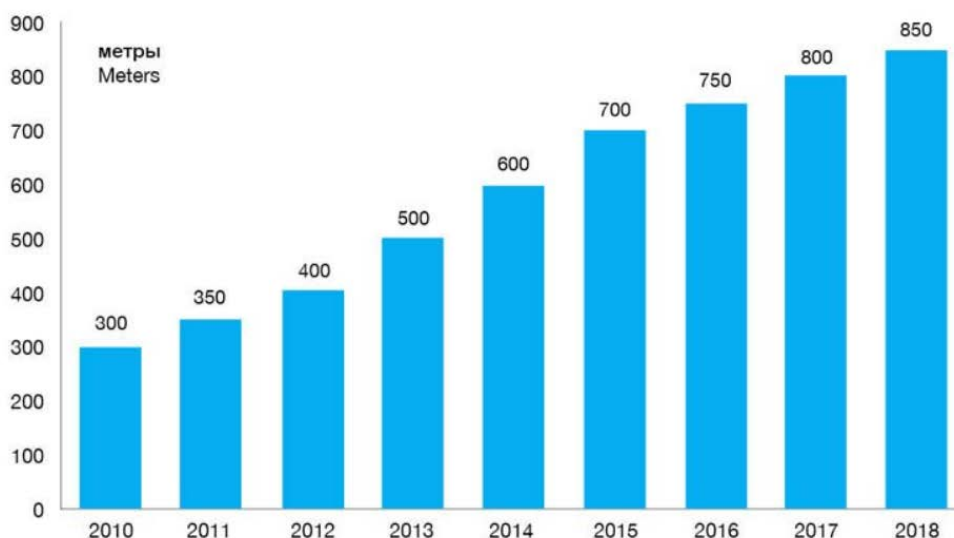


Рис. 1. Динамика средней длины горизонтальных секций в 2010-2018 гг.

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 [3]. 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 100-200м горизонтальной секции в роторном режиме. Таким образом, вопрос увеличения доведения осевой нагрузки при направленном бурении горизонтальных секций в скважинах протяженностью более 900 м является актуальной задачей.

Цель: Целью данной работы является увеличение доведения нагрузки при направленном бурении горизонтальных секции скважин длиной более 900м с использованием стандартного оборудования.

Метод: Для достижения поставленной задачи предлагается использовать комбинированные бурильные колонны, составленные из СБТ диаметром 89мм и 102мм, а также ТБТ 89мм.

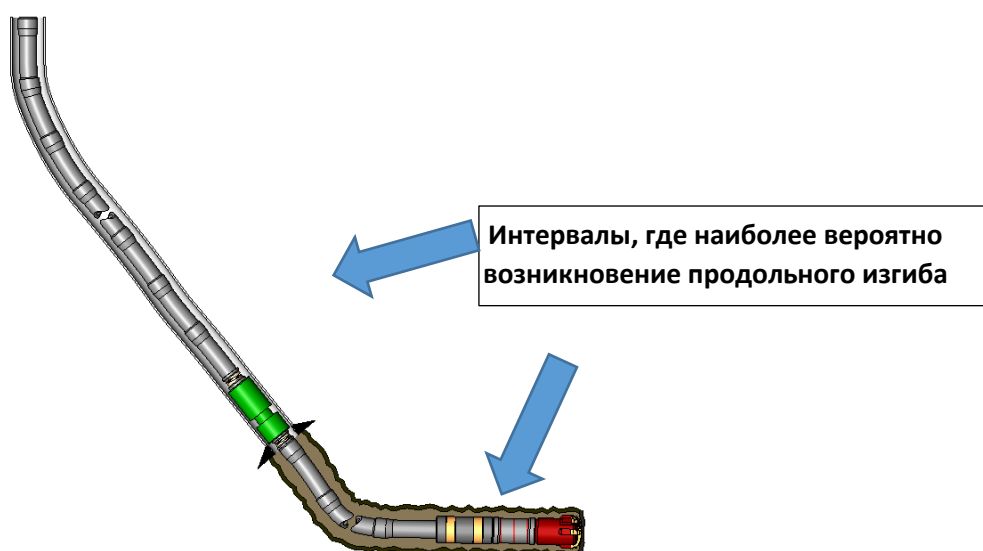


Рис. 2. Общий вид БК и КНБК в горизонтальной скважине

Основной причиной недохода осевой нагрузки при бурении без вращения (слайде) является повышенные силы сопротивления перемещению бурильной колонны, возникающие в зоне её сжатия в процессе передачи осевой нагрузки к долоту. Так, при направленном бурении или спуске БК без вращения 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). В результате преодоления сил сопротивления сжатию с помощью повышения сжимающей нагрузки происходит локальная потеря бурильной колонной продольной устойчивости сначала в форме синусоиды (синусоидальный изгиб), а затем в форме винтовой спирали, так называемый баклинг-эффект или спиральный изгиб [1]. Отметим, что синусоидальное складывание – это первая фаза продольного изгиба, которая происходит при меньших сжимающих нагрузках, чем спиральный изгиб и позволяет передавать осевую нагрузку к долоту (хотя и неэффективно). При увеличении нагрузки возникает вторая фаза продольного изгиба -

спиральный (винтовой) изгиб, при котором колонна бурильных труб теряет продольную устойчивость и принимает форму спирали, что препятствует любой дальнейшей передаче веса. Причём дальнейшая дополнительная нагрузка на спираль только сильнее разжимает её в скважине и происходит запирающий изгиб (Рис.3).

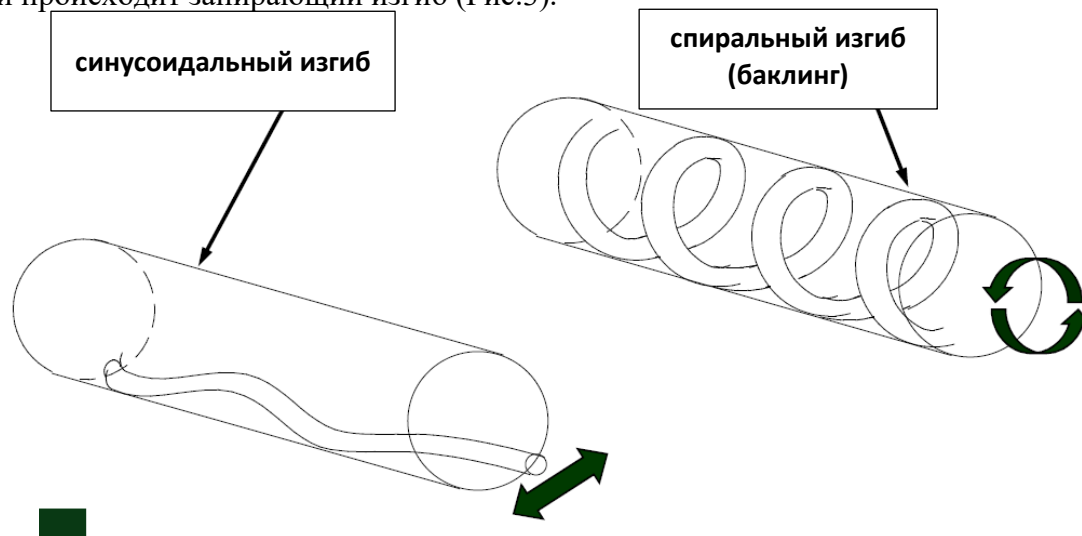


Рис. 3. Синусоидальный и винтовой изгиб

Одним из способов повышения устойчивости БК является применение комбинированных бурильных колонн, состоящих из СБТ 89мм и ТБТ 89мм. В данном способе секцию ТБТ располагают в зоне возникновения продольного изгиба до горизонтального участка (Рис.4). Однако из-за большого веса и малого проходного сечения длина секции данных труб ограничена допустимыми грузоподъёмностью и максимально допустимым давлением буровых насосов. Отметим, что зачастую на практике, длина данной секции оказывается недостаточной для обеспечения устойчивости БК.

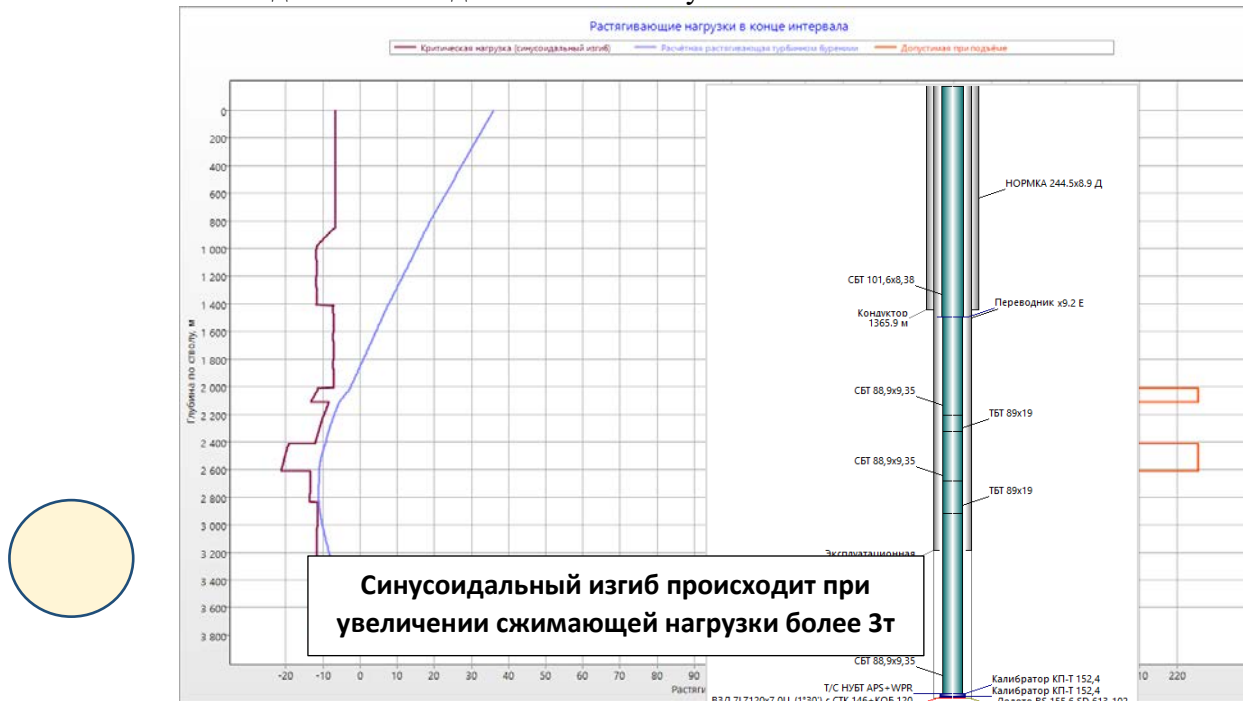
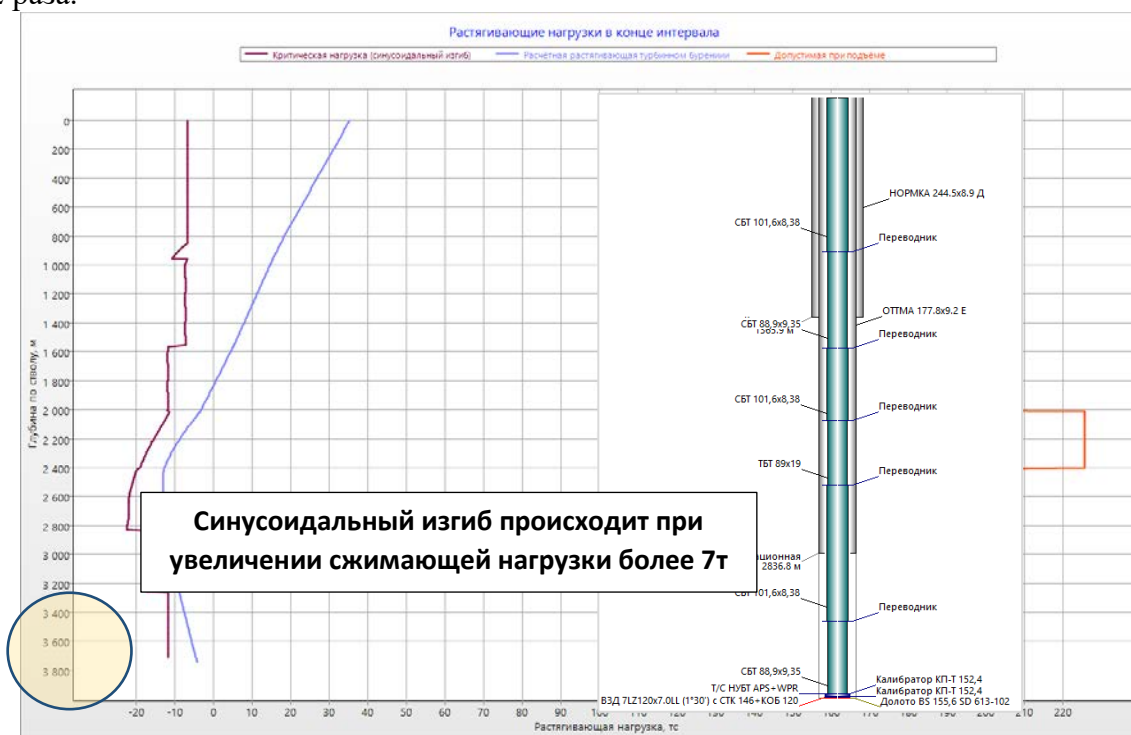


Рис. 4. Стандартная комбинированная БК

Поэтому была подобрана и предложена альтернативная комбинированная колонна из стальных бурильных труб 102мм, 89мм и ТБТ 89мм. Её существенным отличием от «классической» компоновки является посекционное размещение 102мм бурильного инструмента не только в зоне растяжения, но и в зонах критического сжатия (баклинга)

(Рис.5). 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 данная КНБК имеет большее проходное сечение и схожие весовые параметры по сравнению с СБТ 89мм (СБТ 102мм-25,2 кг/м и СБТ 89мм - 22,8 кг/м), что незначительно увеличивает общий вес колонны (2-5т) и обеспечивает больший запас по максимально возможному расходу промывочной жидкости при строительстве горизонтального участка, ограниченного давлением опрессовки нагнетательной линии бурового насоса.

Как видно из графика, при использовании альтернативной комбинированной бурильной колонны и стандартной КНБК, включающей Долото+ВЗД+Т/С, удаётся увеличить осевую нагрузку, передаваемую долоту при направленном бурении (без вращения БК) более чем в 2 раза.



Синусоидальный изгиб происходит при увеличении сжимающей нагрузки более 7т

Рис. 5. Альтернативная комбинированная БК

На рисунке 6 представлен график сравнительного анализа «классической» компоновки бурильных труб и комбинированной БК, которые применялись для бурения горизонтальных скважин на Южной части Приобского месторождения ХМАО. Для анализа были взяты однотипные скважины с близким к друг другу профилем, идентичные КНБК, включающие одинаковые двигатели и долота. Кроме того, бурение производилось на один и тот же целевой пласт, соответственно тип и параметры бурового раствора были также одинаковыми.

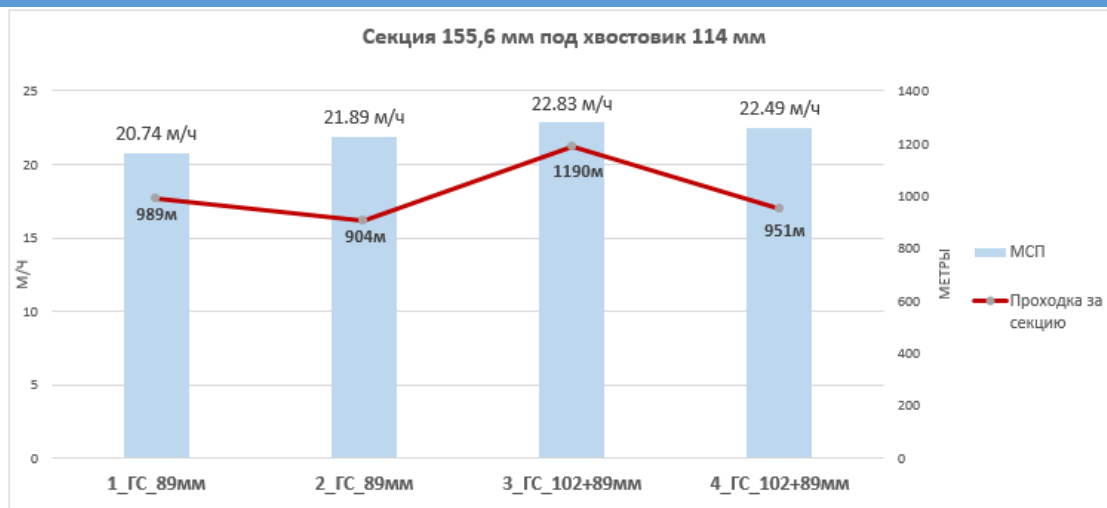


Рис. 6. График сравнительного анализа комбинированных БК

Как видно из графика первые две скважины, где применялись стандартные компоновки, были пробурены с средней механической скоростью около 21,3 м/ч, причём при бурении последних 150-200м бурение производилось с подрывами из-за складывания инструмента и скачков давления. При применении комбинированной БК на 3-й скважине удалось удлинить горизонтальный участок на 200м вследствие удовлетворительного хождения инструмента и сохранения высокой механической скорости 22,8 м/ч. При этом общая длина горизонтальной части составила 1190м. На четвёртой скважине также подтвердилась эффективность данной компоновки труб, бурение велось без складывания инструмента с сохранением скорости проходки равной 22,5 м/ч.

Заключение

Установкой стальных бурильных труб диаметром 102мм в зонах критического сжатия нижней части БК было улучшено доведение осевой нагрузки до долота при направленном бурении (без вращения БК) более чем в 2 раза. Лучшее «выставление» КНБК позволило сократить время направленного бурения (слайда), за счёт отсутствия скачков давления и срывов инструмента, ввиду чего удалось удлинить горизонтальные участки скважин до 1200м и снизить вероятность осложнений при их проводке.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Басович В.С., Буяновский И.Н., Сапунжи В.В. Комбинированные бурильные колонны для проходки горизонтальных участков и боковых стволов малого диаметра с применением алюминиевых труб // Бурение и нефть. 2013. №6. С.61-64.
2. Кравец В. RPI: Без интенсивного нового бурения прогнозные планы по объемам добычи недостижимы [Электронный ресурс] // ROGTEC. Российские нефтегазовые технологии. 2019. № 56. С.14-25. – Режим доступа: <https://rogtecmagazine.com/rpi-без-интенсивного-нового-бурения-про/?lang=ru>
3. Митчелл М. Безаварийное бурение: курс лекций к тренингу // Хьюстон: Дрилберт Инжиниринг Инк., 2001. –334 с.: ил.
4. Mehrabi M. How Far We Push the Boundary of Horizontal Drilling? A Rivalry Between Wellbore Friction and Drillpipe Buoyant Weight and Stiffness / SPE 174853 // SPE Annual Technical Conference, 28-30 September, Houston, Texas. 2015 –14 p.

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ СПОСОБА ПРИГОТОВЛЕНИЯ НА ПАРАМЕТРЫ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА И ТАМПОНАЖНОГО КАМНЯ В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ

¹В. В. Живаева, ¹В. А. Капитонов, ²Р.Ф.Таджибаев, ²А. А. Безручко

¹Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
bngsamgtu@mail.ru, KapitonovVA@gmail.com

²ООО «УК «АЛРЕП»,
г. Москва, Россия
Rustam.Tadzhibaev@repsol.com, ABezruchko@alrep.ru

В настоящее время в Российской Федерации испытание тампонажных цементов типов I-G и I-H осуществляется в соответствии со стандартом Американского нефтяного института API Specification 10A (ГОСТ 26798.2). Для остальных тампонажных цементов методы испытаний устанавливаются ГОСТ 26798.1. Требования, предъявляемые изготовителями к специальным тампонажным материалам, отражаются в ТУ и могут основываться на методах испытаний перечисленных выше стандартов или дополнять их. Испытание составов для цементирования скважин осуществляется в соответствии с ISO 10426-2:2003.

Перечисленные стандарты различаются способами приготовления тампонажных растворов. Зарубежный подход (API) включает следующий порядок [1]: сначала в воду затворения вводят добавки, при их наличии, при скорости вращения лопастей смесителя (4000 ± 200) об/мин. После тщательного диспергирования добавок выполняется введение цемента или смеси цемента с сухими добавками с равномерной скоростью, не быстрее чем в течение 15 с. Затем контейнер закрывается крышкой и перемешивание продолжается со скоростью (12 000 ± 500) об/мин в течение 35 с ± 1 с.

Отечественный подход (ГОСТ) предусматривает [2] перемешивание с водой затворения цемента или смеси цемента с сухими добавками в стакане лопастного смесителя в течение (180 ± 5) с. Скорость вращения лопастного устройства (1500 ± 100) об/мин; объем перемешиваемого раствора в стакане цилиндрической формы от 500 до 900 см³. Допускается применение смесителей иной конструкции, обеспечивающих получение однородного цементного теста и идентичность результатов испытаний.

Влияние на параметры цементных растворов способов приготовления

Влияние перемешивания на параметры цементных растворов рассмотрены авторами статьи [3]. Оценивая свойства получаемого цементного раствора с помощью ротационного вискозиметра, авторы выявили, что у растворов с цементом G без добавок вязкость и динамическое напряжение сдвига сначала снижаются, а затем начинают возрастать, причём при скорости перемешивания 12 тыс. об/мин это происходит во много раз интенсивнее, чем при 4 тыс. об/мин. Рассмотрев механическую работу, выполняемую в различных режимах смешивания в течение заданного времени, было установлено, что отношение механической работы к массе суспензии, пропорционально продолжительности перемешивания и квадрату скорости вращения. Полученная удельная энергия перемешивания (specific mixing energy – SME) является критерием реологических свойств цементного раствора, водоотделения и водоотдачи.

Перемешивание по стандарту API составляет 5,5 кДж/кг и принимается за единицу SME. Было обнаружено, что в большинстве случаев качество цементных растворов улучшается при увеличении SME от 0 до 1, стабилизируется между 1 и 2, а затем ухудшается,

за исключением развития прочности на сжатие. Время загустевания уменьшается на 15–20%, когда SME увеличивается с 0,1 до 1. В зависимости от удельной энергии перемешивания варьируется эффективность вводимых разжижителей и диспергаторов.

Также были проведены масштабные полевые работы и выполнена оценка энергетического воздействия путём сопоставления реологических свойств образцов цементного раствора, отбираемого во время перемешивания в разных местах смесителя и в разное время, со свойствами таких же суспензий, приготовленных в лаборатории при разных энергиях перемешивания, с использованием тех же материалов, цемента и воды, что и при крупномасштабных испытаниях. Энергия перемешивания, связанная с воздействием струи воды на поток сухого цемента в струйном смесителе и поток цементного раствора через насос прямого вытеснения, является постоянной величиной и составляет только 10% от энергии перемешивания по стандарту API. Конечно, для разных смесительных установок энергия перемешивания будет варьироваться. Также дополнительная механическая энергия может быть передана цементному раствору через дроссельное устройство, обеспечивая превышение энергии перемешивания по стандарту API в 3 или 4 раза.

Результаты разработки [3] широко применялись при цементировании в течение нескольких лет, особенно для сложных скважин. На момент написания статьи количество таких работ перевалило за 200. В большинстве случаев дополнительная механическая энергия, необходимая для оптимизации качества цементного раствора, вводилась с помощью простых форсунок или специальных дроссельных коллекторов. Авторы делают заключение, что если на стадии перемешивания не достигается требуемое качество суспензии, то возникающая энергия сдвига при движении суспензии вниз по обсадной колонне и при прокачке по кольцевому пространству будет недостаточна для улучшения её качества. Когда энергия перемешивания, близкая к API, не может быть получена в полевых условиях, то для повышения качества цементного раствора, при проектировании в лаборатории, следует придерживаться уровня энергии, характерного для полевых условий.

Бенуа Видик в статье [4] процедуру перемешивания цемента разбивает на два процесса: механический (включающий смачивание порошка, дефлокуляцию и гомогенизацию полученной суспензии) и физико-химический (включающий растворение некоторых цементных фаз, образование пересыщенного раствора и осаждение гидратов цемента). Изучение влияния перемешивания по стандарту API на суспензию показало, что имеет место дефлокуляция агрегатов цемента без разрушения самих частиц. Достижение дефлокуляции обеспечивает стабилизацию суспензии: минимально необходимая энергия для этого составляет 2 кДж/кг при перемешивании 35 с. Подтверждением, что дефлокуляция относится к механическому процессу, является получение аналогичных результатов с суспензией барита (вода / барит = 0,44) и цемента класса G со спиртом. В то же время, химический процесс в наибольшей степени зависит от времени перемешивания.

Физические свойства, такие как пластическая вязкость и водоотдача, связаны с энергией и временем перемешивания. Как только суспензия дефлокулируется, увеличение энергии перемешивания больше не улучшает водоотдачу. Свойства, связанные с реакционной способностью цемента, такие как динамическое напряжение сдвига, очень мало зависят от скорости вращения, но сильно зависят от времени перемешивания. Чем дольше время перемешивания, тем больше образуется гидратов. Рост гидратов в консистометре сопровождается ростом площади поверхности частиц и отражается на увеличении динамического напряжения сдвига.

В выводах работы [4] для получения дефлокуляции суспензии рекомендуется обеспечивать приложение требуемой минимальной энергии перемешивания в течение минимального времени. Если цементный раствор дефлокулируется, то многие его свойства (водоотделение, пластическая вязкость и время загустевания) становятся независимыми от энергии перемешивания.

Влияние сдвиговых напряжений на время загустевания

Изучению влияния скорости сдвига на время загустевания цемента класса G и составов на его основе посвящена работа [5]. Авторы обращают внимание, что при испытании по методике API температура и давление моделируется в соответствии с процессом цементирования скважин, но скорость сдвига, создаваемая в консисометре, может на два порядка превышать скорости сдвига цементного раствора в скважине.

В консисометре крутящий момент прикладывается к подпружиненной лопатке, погружённой в контейнер с цементным раствором, вращающимся со скоростью 150 об/мин [1, 6]. Увеличение крутящего момента отражает рост консистенции, связанный со схватыванием цемента. Консистенцию цементного раствора выражают в единицах Бердена (Bc). Загустевание до (30 – 40) Bc при перекачке суспензии создает перепад давления достаточный для инициирования гидроразрыва пластов. Испытание останавливают при достижении консистенции 70 или 100 Bc, при которой раствор считается не прокачиваемым.

Альтернативой консисометру является разработанный в 1970-х годах аппарат CEMSET. Он состоит из одноразового стального патрубка, заполняемого цементным раствором под давлением, и помещаемого в ванну с термостатом. Начало экзотермической реакции, сопровождаемое повышением температуры, соответствует «начальному времени гидратации», а завершение экзотермической реакции, соответствующее максимальной температуре – «конечному времени гидратации».

Полученные в работе [5] результаты исследований для цемента класса G и составов с добавками частично приведены в табл. 1. Также по результатам исследований тампонажных материалов с понизителем фильтрации на основе эфира целлюлозы и лигносульфонатных замедлителей делается вывод о чувствительности данных составов к повышению давления и перемешиванию.

Как указано ранее, скорость сдвига, возникающая при прокачке цемента, может быть существенно ниже скорости сдвига при подборе рецептуры в лаборатории, путём определения времени загустевания по методике API. Получается, что для увеличения времени загустевания, при подборе рецептуры в лаборатории, вводят замедлители, которые отрицательно сказываются на росте продолжительности переходного периода. До концентрации замедлителя 0,15% временной интервал между началом и окончанием загустевания по API составляет около 25 мин, при больших концентрациях наблюдается увеличение временного интервала между началом и окончанием загустевания свыше 1 ч. Рост длительности переходного периода повышает объём попадающего в суспензию газа, что отрицательно сказывается на герметичности заколонного пространства. Поэтому при подборе тампонажных составов с высокой концентрацией замедлителя необходимо точно определять его количество.

Таблица 1 – Влияние сдвиговых напряжений на начальное время загустевания (начальную гидратацию) при 82 °С

Состав (условия испытаний)	Приготовление суспензии по API + определение начальной гидратации по CEMSET	Приготовление суспензии по API + 20 мин кондиционирование в атмосферном консисометре + CEMSET	Приготовление суспензии по API + определение времени загустевания по API (непрерывное перемешивание)	Выводы о влиянии сдвиговых напряжений и давления на начальное время гидратации
Бездобавочный цемент класса G (при атмосферном давлении)	90	67	67	давление почти не влияет на начальную гидратацию; после кондиционирования дальнейшее непрерывное перемешивание не влияет на начальную гидратации
Цемент класса G + 0,2% понизитель фильтрации (давление при начале гидратации – 20 МПа)	128	99	91	добавка эфира целлюлозы незначительно увеличивает начальное время гидратации; влияние давления и кондиционирования аналогично бездобавочному цементу G
Цемент класса G + 0,2% диспергатор (при атмосферном давлении)	104	92	78	диспергатор типа нафталин-сульфонат-формальдегидконденсат (NSFC); влияние давления не исследовалось; непрерывное перемешивание сокращает время гидратации
Цемент класса G + 0,2 л/мешок замедлитель (при атмосферном давлении)	358	337	243	модифицированный лигносульфонат кальция; чувствительность к давлению высока; начальная гидратация суспензии, очень чувствительна к перемешиванию

Приведём некоторые выводы, сделанные в работе [5]:

«1. Применение давления или сдвига уменьшает время начала гидратации и полное время гидратации в большинстве тампонажных растворов. Степень чувствительности тампонажных растворов к давлению и сдвигу зависит от типа и количества добавок, которые в них содержатся. В общем случае, чувствительность быстро увеличивается с концентрацией замедлителя. В меньшей степени, это относится к растворам с понизителями водоотдачи и диспергаторами. Поэтому для определения времени прокачиваемости тампонажного раствора необходимо моделировать размещение жидкого раствора в скважине с точки зрения сдвига, температуры и давления. В настоящее время нет доступного оборудования, позволяющего сделать это точно, и необходимо разрабатывать новые устройства.

2. Сдвиговые напряжения, которым подвергается тампонажный раствор при цементировании колонн или при установке цементных мостов, меньше сдвиговых напряжений, создаваемых при испытании по методике API, особенно при цементировании

обсадных труб большого диаметра. Следовательно, существует очевидная опасность отклонения параметров тампонажных составов, подбираемых методами испытаний API».

Также авторы [5] предупреждают, что приведенные выше выводы актуальны для исследованных составов, и в случае применения добавок с другим химическим составом, требуется проведение дополнительных исследований.

Следующей работой, посвящённой изучению влияния скорости сдвига на время загустевания тампонажных растворов, является статья [7]. В ней приведены результаты сравнения времени загустевания, получаемого при испытаниях в соответствии с методикой API и с применением винтовой лопасти (helical screw paddle – HSP) [8], устанавливаемой в стандартную камеру консистометра высокого давления.

При вращении лопасти со скоростью 150 об/мин суспензия подвергается скорости сдвига около 800 с^{-1} . В скважине при прокачке цемента с показателем поведения потока равным 0,7 в трубах диаметром 140 мм с расходом $0,64 \text{ м}^3/\text{мин}$ сдвиг составит 90 с^{-1} , в случае диаметра скважины 216 мм, скорость сдвига в затрубном пространстве составит 62 с^{-1} . Выполнив анализ цементирования типичных скважин Северной Америки, авторы работы [7] для дальнейшего сравнительного тестирования суспензий выбрали скорости вращения 150, 75, 18 и 2 об/мин. Т.к. скорость сдвига также зависит от индекса поведения потока (показатель n в степенном законе Оствальда-де Ваале), то она при заданном числе оборотов в минуту будет незначительно отличаться для разных суспензий. 18 об/мин было выбрано, потому что скорость сдвига 87 сек^{-1} соответствует самой низкой скорости сдвига в затрубном пространстве скважин длиной 2500 м.

В таблицах 2–4 [7] приведены результаты исследований с различными перемешивающими элементами (HSP и API), показывающие что изменение формы лопастей влияет не значительно. При температурах до $52 \text{ }^\circ\text{C}$ снижении скорости вращения лопасти с 150 об/мин до 18 об/мин приводит к сокращению времени загустевания, что авторы связывают с ухудшением разрушения образующейся гелевой структуры, а при температурах более $52 \text{ }^\circ\text{C}$ – к увеличению времени загустевания, за исключением составов с цементом G, у которых при $153 \text{ }^\circ\text{C}$ время загустевания сокращается на 15–30%.

Т.о. в условиях, близких к фактическому сдвигу в стволе скважины, время загустевания может быть значительно меньше или больше времени, получаемому по методике API. Суспензии при низких температурах имеют тенденцию схватываться быстрее, в то время как при высоких – завышение времени загустевания. Наибольшее расхождение времени загустевания, определённого по методике API, в скважинных условиях сдвига, имеется при $92 \text{ }^\circ\text{C}$. Лёгкие цементы в большей степени подвержены влиянию скоростей сдвига на время загустевания.

Анализ влияния способа приготовления по ГОСТ 26798.1 и ANSI/API SPEC 10A на параметры тампонажных растворов и тампонажного камня

Исследование проводилось на цементе Сухоложского цементного завода ПЦТ I-100, а также на специальном тампонажном материале ЦТ Active II – 160 КМ для цементирования парацикловых скважин.

На рис. 1 приведены реологических характеристик тампонажного цемента ПЦТ I-100, приготовленного при водоцементном отношении (В/Ц) равном 0,4 по ГОСТ. Реологические характеристики определялись с помощью ротационного вискозиметра Ofite 900 по методике ISO 10426-2:2003 без кондиционирования. Результаты измерений через программное обеспечение сохранялись на компьютер. На рис. 1 а приведено изменение сопротивления сдвигу при разных скоростях вращения цилиндра ротационного вискозиметра. Алгоритм, заложенный в прибор Ofite 900, предусматривает после переключения на новую скорость поработать заданное время для стабилизации сдвиговых напряжений в образце. Затем выполняется усреднение считываемых показаний напряжения сдвига, в течение заданного времени. Это задаётся в «Настройках RPM DAQ»: «RPM High», «RPM Med» и «RPM Low», «Dead Time», «DAQ Time». Например, если RPM High установлен на 60, Dead Time установлен

на 15, а DAQ Time установлен на 20, при переключении на новую частоту сначала 15 с стабилизируется вращение, а затем данные, считанные в течение 20 с усредняются и сохраняются (рис. 1 б). [9] Далее на рисунках будут приводиться усреднённые значения напряжения сдвига.

Таблица 2 – Влияние сдвиговых напряжений на время загустевания до 70 Вс при температурах 24 °С и 32 °С

Состав	Приготовление суспензии по API + перемешивание лопастью HSP			Приготовление суспензии по API + перемешивание лопастью API			Выводы о влиянии сдвиговых напряжений на время загустевания
	150/750	18/100	2/10	150/750	18/100	2/10	
Скорость вращения, об/мин / скорость сдвига, с ⁻¹	150/750	18/100	2/10	150/750	18/100	2/10	
Температура и давление	24 °С; атмосферное давление						
Цемент класса Н + 2,0% СаСl ₂ (1977 кг/м ³ , η = 0,37)	169	148	85	183	119	89	с уменьшением скорости сдвига время загустевания сокращается
Цемент класса G + 2,0% СаСl ₂ (1893 кг/м ³ , η = 0,30)	201	146	82	247	150	102	
Температура и давление	32 °С; 3,4 МПа						
Цемент класса Н + 2,0% СаСl ₂ (1977 кг/м ³)	111	75	55	110	100	69	для цемента Н + 2,0% СаСl ₂ при 18 об/мин по API время загустевания сократилось на 9%, для остальных – на 1/3
Цемент класса G + 1,0% СаСl ₂ (1893 кг/м ³)	125	86	45	132	85	67	
Цемент класса Н + 3% метасиликат натрия (SMS) (1497 кг/м ³)	459	360	87	453	267	116	гелеобразование облегчённых цементов протекает медленнее, что сказывается на большем разбросе времени загустевания
35% пуццолан / 65% цемент класса G / 6% гель + 5% NaCl (от массы воды для смешивания) (1497 кг/м ³)	697	381	360	487	326	189	

Таблица 3 – Влияние сдвиговых напряжений на время загустевания до 70 Вс при температурах 52 °С и 92 °С

Состав	Приготовление суспензии по API + перемешивание лопастью HSP			Приготовление суспензии по API + перемешивание лопастью API			Выводы о влиянии сдвиговых напряжений на время загустевания
	150/750	75/375	18/100	150/750	75/375	18/100	
Скорость вращения, об/мин / скорость сдвига, с ⁻¹	150/750	75/375	18/100	150/750	75/375	18/100	
Температура	–			52 °С			
Цемент класса Н (1977 кг/м ³)	–	–	–	103	100	90	с уменьшением скорости сдвига время загустевания сокращается незначительно
Цемент класса G (1893 кг/м ³)	–	–	–	101	98	82	
Температура и давление	–			92 °С; 70,3 МПа			
Цемент класса Н + 35% кварцевая мука (SF) + 0,3% лигносульфонатный замедлитель (LSR) (1941 кг/м ³)	–	–	–	237	–	327	с уменьшением скорости сдвига, время загустевания увеличивается от 40% до 80%
Цемент класса G + 35% SF + 0,5% LSR (1893 кг/м ³)	–	–	–	170	–	307	
Температура и давление	92 °С; 70,3 МПа; выход на режим в течении 25 мин						
Цемент класса Н + 35% SF + 1% смесь целлюлозы и диспергатора (FLA) + 0,1% LSR (1941 кг/м ³)	269	366	527	261	387	493	с уменьшением скорости сдвига, время загустевания увеличивается от 60% до 100%
Цемент класса G + 35% SF + 1,2% FLA + 0,2% LSR (1893 кг/м ³)	144	230	277	190	284	308	

Таблица 4 – Влияние сдвиговых напряжений на время загустевания до 70 Вс при температуре 153 °С

Состав	Приготовление суспензии по API + перемешивание лопастью HSP			Приготовление суспензии по API + перемешивание лопастью API			Выводы о влиянии сдвиговых напряжений на время загустевания
	150/750	75/375	18/100	150/750	75/375	18/100	
Скорость вращения, об/мин / скорость сдвига, с ⁻¹	150/750	75/375	18/100	150/750	75/375	18/100	
Температура	153 °С						
Цемент класса Н + 35% SF + 1,5% высокотемпературный понизиитель фильтрации (HTFLA) + 0,6% LSR (1941 кг/м ³)	199	223	303	195	224	305	с уменьшением скорости сдвига, время загустевания увеличивается
Цемент класса G + 35% SF + 1,5% HTFLA + 1,0% LSR (1893 кг/м ³)	197	176	165	195	180	136	с уменьшением скорости сдвига, время загустевания уменьшается

Влияние водоцементного отношения и способа приготовления цементного раствора на основе ПЦТ I-100 на реологические характеристики приведено на рис. 2.

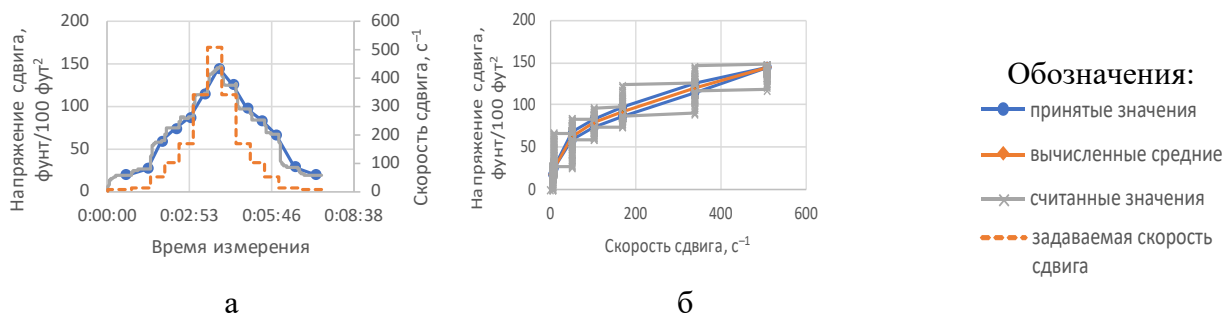


Рис. 1 – Реологические характеристики цементного раствора с ПЦТ I-100, В/Ц = 0,4, приготовленного по ГОСТ 26798.1

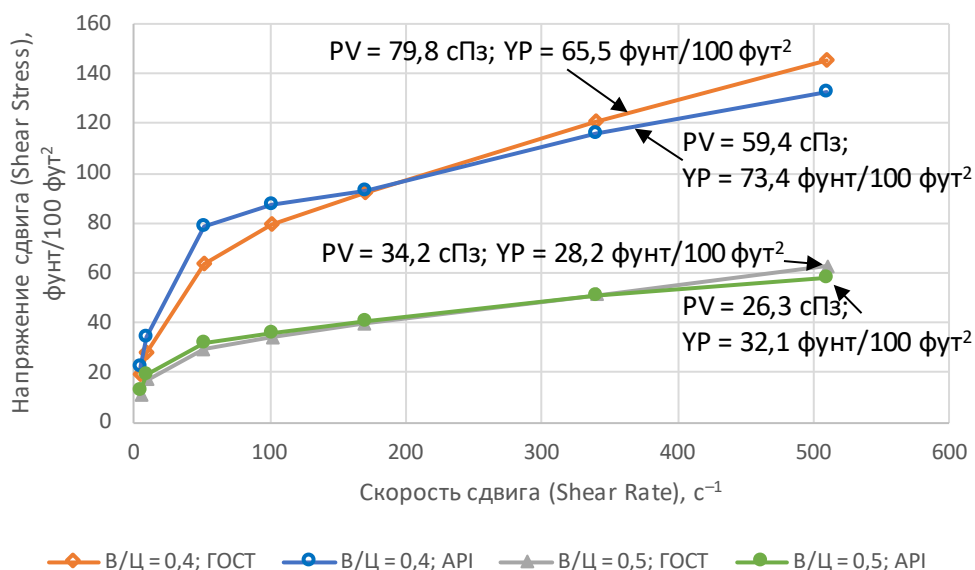


Рис. 2 – Реологические характеристики цементных растворов на основе ПЦТ I-100

При увеличении водо-цементного отношения с 0,4 до 0,5 пластическая вязкость (PV) и динамическое напряжение сдвига (YP) возрастают более чем в 2 раза. Изменение способа затворения сказывается на снижении пластической вязкости в среднем на 25% и повышении динамического напряжения сдвига на 10%.

На рис. 3 приведено влияние способа приготовления на реологические характеристики тампонажных растворов с ЦТ ACTIVE II-160 КМ.

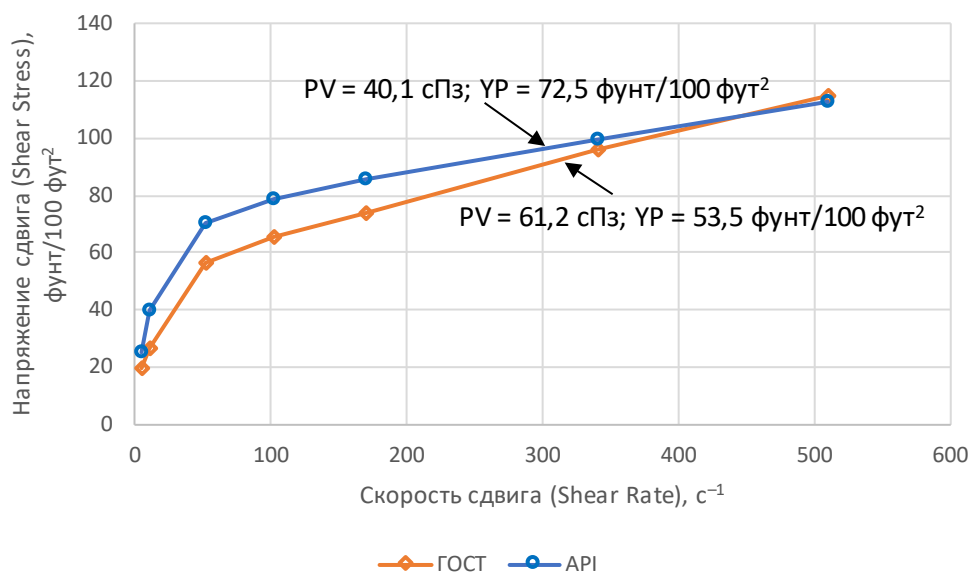


Рис. 3 – Реологические характеристики тампонажных растворов с ЦТ ACTIVE II-160 КМ, В/Ц = 0,43

Тенденция изменения реологических свойств специальных тампонажных растворов, при изменении способа приготовления, аналогична растворам на основе ПЦТ I-100. Для тампонажных растворов, затворённых по методике API пластическая вязкость на 35% ниже растворов, затворённых по ГОСТ, а динамическое напряжение сдвига – на 35% выше.

Пластическая вязкость характеризует проявление механических сопротивлений течению, а динамическое напряжение сдвига – выражает электрохимические силы притяжения между частицами в суспензии. Эти силы возникают в результате отрицательных

и положительных зарядов на поверхности или около поверхности частиц. Динамическое напряжение сдвига зависит от свойств поверхности частиц в жидкости, объемной концентрации твердой фазы и электрической среды твердых частиц (концентрации и типов ионов в жидкой фазе).

Время загустевания тампонажных растворов определялось на консистомере в соответствии с методикой ISO 10426-2:2003. На рис. 4 приведены графики консистенции тампонажных растворов с ЦТ ACTIVE II-160 КМ. Составы, испытанные при температурах (22 – 23) °С были одной партии. Приготовление тампонажного раствора по методике API сказалось на увеличении начальной консистенции до 20 Вс и интенсификации загустевания. Тампонажный раствор, приготовленный по ГОСТ 26798.1 при температуре около 22 °С достиг консистенции 20 Вс через 230 мин. А тампонажный раствор на основе ЦТ ACTIVE II-160 КМ другой партии в условиях загустевания при 16 °С и избыточном давлении 7 МПа не достиг консистенции 30 Вс и через 6 ч испытания.

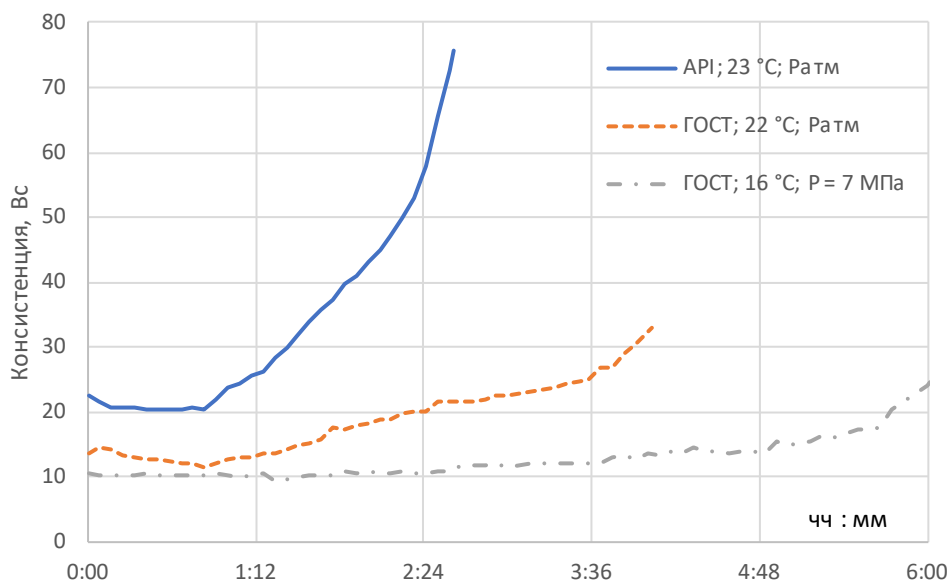


Рис. 4 – Консистенция тампонажных растворов с ЦТ ACTIVE II-160 КМ, $V/\Omega = 0,43$

Результаты испытаний растекаемости и прочностных свойств тампонажного камня приведены в табл. 5.

Анализ таблицы 5 показывает, что при изменении способа затворения с ГОСТ на API наблюдается увеличение растекаемости. Прочностные свойства тампонажного камня из ПЦТ I-100 существенно не зависят от способа затворения. Снижение максимального напряжения при изгибе тампонажного камня из ЦТ ACTIVE II-160 КМ, приготовленного по методике API или цементировочным агрегатом, может быть вызвано появлением пустот в теле балочек, связанных с пузырьками воздуха, вовлечённого при более интенсивном перемешивании. В то же время термоциклическое воздействие во влажных условиях приводит к перекристаллизации тампонажного камня, нивелируя наблюдаемое снижение прочности.

Таблица 5 – Результаты испытаний растекаемости тампонажных растворов и прочности тампонажного камня

	ПЦТ I-100			ЦТ ACTIVE II-160 КМ*		
Водо-смесевое отношение	0,4	0,5	0,5	0,43	0,43	после цем. агрегата
Скорость перемешивания, об ⁻¹	1500	1500	4000; 12 000	1500	4000; 12 000	
Время перемешивания, с	180	180	15; 35	180	15; 35	
Растекаемость, см	18,5	25	> 28	22	–	
Возраст, сут	6	3	3	1	2	2
Макс. напряжение на сжатие, МПа	–	23,0	24,9	18,5	26,0	36,9
Макс. напряжение при изгибе, МПа	7,3	6,9	6,6	6,2	5,2	3,5
Макс. напряжение при изгибе после нескольких циклов прогрева до 260 °С во влажных условиях, МПа	7,2 через 14 сут	–	–	6,54 через 11 сут	7,0 через 2 сут после 2 циклов прогрева	6,12 через 8 сут

* Приведена прочность, полученная при испытаниях разных партий ЦТ ACTIVE II-160 КМ.

Выводы

Тампонажные растворы, которые готовятся в соответствии с методикой API (ввод тампонажного материала при 4000 об/мин в течение 15 с и последующее перемешивание при 12 000 об/мин в течение 35 с), характеризуются полной дефлокуляцией суспензии. Получаемые параметры отражают максимально стабилизированное состояние суспензии при котором водоотделение, пластическая вязкость и время загустевания становятся независимыми от энергии перемешивания. Промысловое приготовление, напротив, не всегда обеспечивает полную дефлокуляцию [3]. Соответственно при подборе рецептур рекомендуется учитывать последующие условия затворения на скважине.

Приготовление тампонажного раствора в соответствии с ГОСТ 26798.1 (перемешивание при 1500 об/мин в течение 180 с) не обеспечивает полную дефлокуляцию суспензии. Пластическая вязкость тампонажного раствора выше приготовленного по методике API, а динамическое напряжение – ниже. Время загустевания тампонажных растворов, приготовленных по ГОСТ в два раза больше времени загустевания тампонажных растворов, приготовленных по API, при одинаковых условиях проведения испытания на консисометре в соответствии с ISO 10426-2:2003.

Прочность образцов тампонажного камня существенно не зависит от способа приготовления, но без проведения термоциклирования у специальных тампонажных составов имело место снижение прочности при изгибе.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ISO 10426-2:2003. Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементирования скважин. Часть 2. Испытание цементов для скважин. – С изм. ISO 10426-2:2003/Amd.1:2005; ISO 10426-2:2003/Cor.1:2006. – Введ. 23.10.2003.
2. ГОСТ 26798.1-96 Цементы тампонажные. Методы испытаний. – Введ. 01.10.1998. – М.: Минземстрой России, ГУП ЦПП, 1998. – 22 с.

3. *Orban J. A.* Specific Mixing Energy: A Key Factor for Cement Slurry Quality / Orban J. A., Parcevaux P. A., Guillot D. J. // Paper SPE 15578. – 1986.
4. *Vidick B.* Critical Mixing Parameters for Good Control of Cement Slurry Quality / V. Vidick // Paper SPE 18895. – 1989.
5. *Kleef R.P.A.R.* Improving the Reliability of Cement-Setting-Time Tests by Taking Into Account the Influence of Shear / R.P.A.R. van Kleef, J.P.M. van Vliet // Paper SPE 20926. – 1993.
6. ANSI/API SPEC 10A. Цементы и материалы для цементирования скважин. – 25-е изд. – 2019.
7. *Purvis D.L.* The Influence of Shear Rate History on the Thickening Time of Oilwell Cement / D.L. Purvis, D.T. Mueller, R.P. Matson // Paper SPE 28476. – 1994.
8. *Purvis D.L.* Thickening Time Test Apparatus Provides Method of Simulating Actual Shear History of Oilwell Cements / D.L. Purvis, D.T. Mueller, J.C. Dawson, W.S. Bray // Paper SPE 26576. – 1993.
9. Model 900 Viscometer 130-76-C (115 Volt), 130-76-1-C (230 Volt), ORCADА® Model 900 Software. Instruction Manual. – Houston, Texas U.S.A.: OFI Testing Equipment, Inc., 2015. – 58 p. – Updated 7/30/2019. – Ver. 17.

УДК 519.233.5

СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА НА ЭЛЕКТРОСТАБИЛЬНОСТЬ РУО

¹*В. В. Живаева*, ^{1,2}*М. Е. Коваль*, ^{1,2}*В. А. Капитонов*

¹*Самарский государственный технический университет*
, г. Самара, Россия,
[*bngssamgtu@mail.ru*](mailto:bngssamgtu@mail.ru)

²*ООО «СамараНИПИнефть»*,
г. Самара, Россия,
[*KovalME@samnipineft.ru*](mailto:KovalME@samnipineft.ru), [*KapitonovVA@samnipi.rosneft.ru*](mailto:KapitonovVA@samnipi.rosneft.ru)

Целью данной работы является выявление линейных зависимостей электростабильности от концентрации компонентов РУО путём определения коэффициентов корреляции.

Исходными данными для анализа явились результаты проверки 22 рецептов по 9 сервисным подрядчикам буровых растворов, выполненные в 2018-2019 гг. в лаборатории ООО «СамараНИПИнефть». Обобщенное изменение содержания компонентов приведено в таблице 1.

Электростабильность РУО характеризует устойчивость эмульсии к фазовому расслоению и смачивающую способность углеводородов. Она выражается напряжением, при котором происходит быстрый рост тока, между парой плоских параллельных электродов, погруженных в буровой раствор на углеводородной основе.

В статье применяется терминология математической статистики. Компоненты состава РУО именуется факторами, а электростабильность – функцией отклика. Так как анализируемые данные принадлежат к количественной шкале (другие названия – скалярная или относительная), то сначала выполняется их проверка на нормальность распределения. Нормальное распределение характеризует проявление случайных явлений без преобладания какого-либо фактора. Методы проверки на нормальность можно разделить на косвенные (асимметрия, эксцесс), графические (частотная диаграмма, ящичная диаграмма и нормально-

вероятностный график) и расчётные (критерий Колмогорова-Смирнова и критерий Шапиро-Уилка). Проверка заключается в проверке гипотезы о нормальности. Если гипотеза о нормальности отклоняется хотя бы по одному из не косвенных тестов, данные интерпретируются как ненормально распределённые.

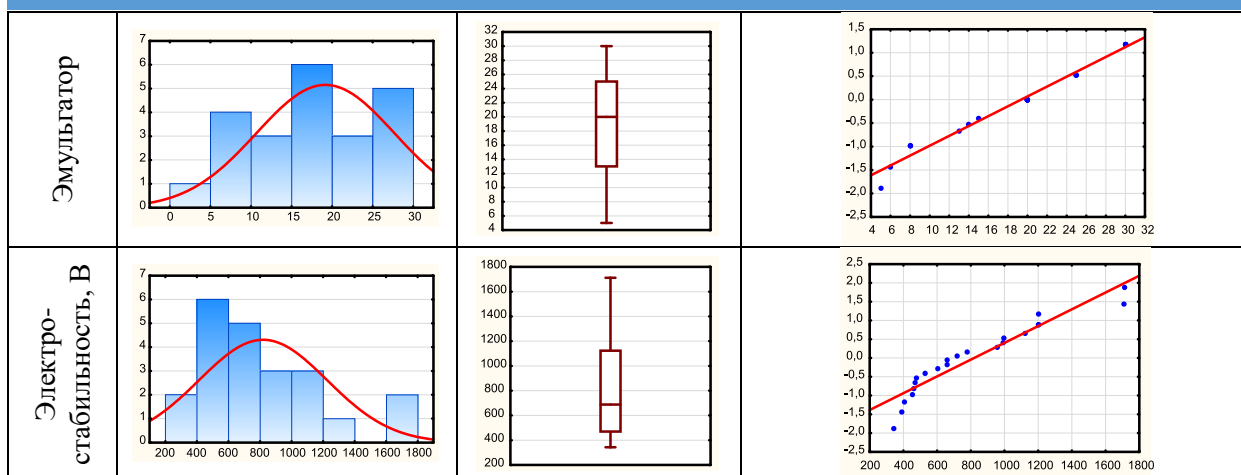
Таблица 1 – Изменение компонентов

Компонент	Концентрация, кг/м ³ (л/м ³)	
	от	до
Углеводородная основа	556	740
Структурообразователь	2,5	20
Понизитель фильтрации	0	15
Эмульгатор	5	30
Буфер pH, источник ионов Ca ²⁺	6	35
Регулятор вязкости	0	18
Гидрофобизатор	0	4,2
Минерализатор водной фазы	12	151
Кольматант, утяжелитель	20	355

Графическая оценка нормальности распределений факторов и функции отклика приведена в таблице 2. Здесь и далее все результаты расчётов и графики получены в ПО STATISTICA. Для уменьшения объёмов графического материала и таблиц проверка нормальности выполнена для четырёх первых факторов и функции отклика.

Таблица 2 – Графическая оценка нормальности распределений

	Частотная гистограмма	Ящичная диаграмма	Нормально-вероятностный график
Углеводородная основа			
Структурообразователь			
Понизитель фильтрации			



Анализ табл. 2 показывает, что на частотных гистограммах для «эмульгатор» и «электростабильность» наблюдается отклонение распределений от теоретической нормальной кривой Гаусса красного цвета. На ящичных диаграммах средняя линия отражает медиану, при нормальном распределении медиана должна быть расположена по центру ящика (прямоугольника на средних графиках, соответствующего 50 % выборки, также называемого квартильным размахом). Усы ящичной диаграммы при нормальном распределении симметричны (одинаковой длины). В наших данных отсутствуют выбросы и грубые ошибки, которые бы отображались круглыми точками (данные отстоящие от ящика на расстоянии более 1,5 квартильного размаха) или звёздочками (отстоящие на расстоянии трёх длин ящика). Также видны систематические отклонения фактических данных, представленных синими точками, от теоретической нормальной прямой красного цвета на нормально-вероятностном графике «электростабильность», следовательно, гипотеза о нормальности распределения данных отклоняется.

Для нормально распределённых данных в качестве описательных статистик рассчитывают: среднее, стандартное отклонение, стандартную ошибку, размах. Для ненормальных распределений рассчитывают: медиану, квартили, квартильный размах и размах.

Расчетные методы оценки нормальности распределений факторов и функции отклика приведены в таблице 3. Если анализируется менее 60 наблюдений, как в нашем случае, не формально рекомендуется использовать критерий Шапиро-Уилка, а если больше – то критерий Колмогорова-Смирнова.

Таблица 3 – Расчётная оценка нормальности распределений

Наименование компонента или показателя	Критерий Колмогорова-Смирнова Если $p < 0,2$, то распределение ненормально	Критерий Шапиро-Уилка Если $p < 0,05$, то распределение ненормально
Углеводородная основа	$p > 0,2$ – нормально	$p = 0,479$ – нормально
Структурообразователь	$p > 0,2$ – нормально	$p = 0,632$ – нормально
Понижитель фильтрации	$p > 0,2$ – нормально	$p = 0,341$ – нормально
Эмульгатор	$p > 0,2$ – нормально	$p = 0,037$ – ненормально
Электростабильность, В	$p > 0,2$ – нормально	$p = 0,021$ – ненормально

Как видим из табл. 3, уровень значимости критерия Шапиро-Уилка, рассчитанных для «эмульгатор» и «электростабильность» меньше нормы критерия, соответственно для них гипотеза распределения нормальности данных отклоняется.

Следующим за проверкой нормальности шагом является выбор метода корреляционного исследования. В случаях, когда фактор и отклик распределены нормально применяется корреляция Пирсона. Если хотя бы один из них распределён ненормально, то используется либо корреляция Спирмена, либо корреляция Кендалла. Чаще применяют корреляция Спирмена. Метод Кендалла рассчитывают если хотя бы один из факторов изначально порядковый, но его трактуют как количественный. Т. к. в нашем случае отклик распределён ненормально, то будем для всех факторов применять корреляцию Спирмена.

Коэффициенты корреляции (r) позволяют ответить на вопрос: влияет ли количественный фактор на количественный отклик. Коэффициент корреляции изменяется ($-1 \leq r \leq 1$). Чем ближе его абсолютное значение к 1, тем сильнее линейная связь. При коэффициенте корреляции менее 0,25 связь считается слабой, от 0,25 до 0,75 – умеренной, а более 0,75 – сильной. Положительная величина r характеризуется прямой связью, когда с увеличением фактора растёт и отклик. В таблице 4 приведены коэффициенты корреляции Спирмена (r) факторов с откликом «Электростабильность, В».

Таблица 4 – Результаты расчёта корреляции Спирмена

Компонент	Коэффициент корреляции Спирмена с «Электростабильность, В»
Углеводородная основа	0,160
Структурообразователь	0,440
Понизитель фильтрации	-0,034
Эмульгатор	0,596
Буфер рН, источник ионов Ca^{2+}	0,443
Регулятор вязкости	0,311
Гидрофобизатор	-0,398
Минерализатор водной фазы	0,249
Кольматант, утяжелитель	-0,125

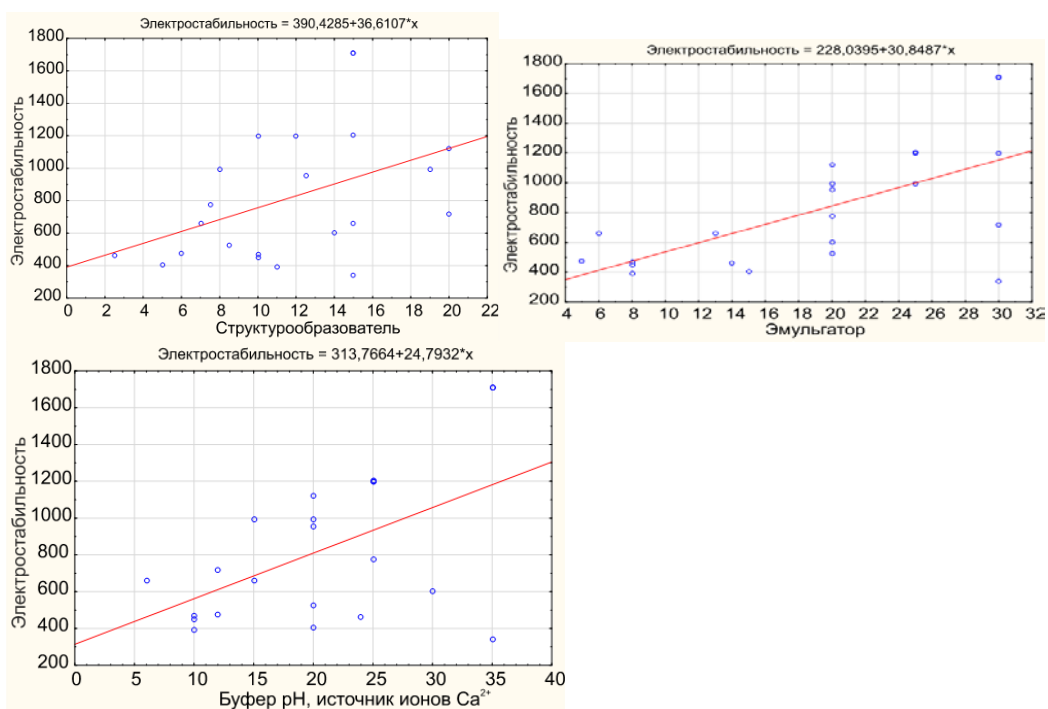


Рис. 1 – Диаграммы рассеяния

Мы в качестве отклика рассматриваем электростабильность, а факторами являются концентрации компонентов. Как видим из табл. 4 умеренным влиянием на электростабильностью обладает концентрация структурообразователя, эмульгатора и извести. На рисунке 1 приведены диаграммы рассеяния с линиями регрессии. Крутизна наклона линии регрессии характеризует зависимость между концентрацией указанного компонента и электростабильностью.

Выводы. При необходимости повышения электростабильности разрабатываемых рецептур РУО в первую очередь следует изучить влияние на параметры буровых растворов увеличения концентрации эмульгатора, структурообразователя и извести.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Информационная диагностика социальных объектов и процессов [видеозапись курса лекций Шестакова В.Н.] // YouTube. 2016 г. (<https://www.youtube.com/channel/UC3im-bGTHXpqKB0PJRjgY9Q/videos>)
2. Ранговая корреляция в Statistica [видеозапись лекции Кабановой Т.В.] // YouTube. (<https://ru.coursera.org/lecture/statistics-for-humanities/ranghovaia-korrieliatsiia-v-statistica-vRM4g>)

УДК 550.84:553.981.2

СТИЛОЛИТЫ В КАРБОНАТНОМ РАЗРЕЗЕ КАК ПРЕДВЕСТНИКИ АНОМАЛЬНЫХ ЗОН И ЗОН ВОЗМОЖНЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ

О.А.Кулакова, К.А.Антипова, А.В.Тимофеев

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия
E-mail: koks1951@mail.ru*

Постановка задачи. Каждый раз, когда начинается бурение скважины, мы сталкиваемся с неопределенностью, касающейся скорости проходки, возможными остановками в процессе бурения, величины пластового давления, общих затрат на скважину. Наиболее значимыми являются неопределенности, связанные с геологическим строением месторождения с запасами углеводородного сырья. Учет этих неопределенностей гарантирует повышение эффективности принимаемых решений, касающихся выбора конструкции долота и конкретной программы бурения.

Задача данного исследования - анализ распределения стилолитов в разрезах продуктивных отложений и выявление связи стилолитообразования с аномальными зонами в литологическом разрезе.

Представительность материала. Используются образцы пород, отобранные из кернового материала продуктивных отложений Волго-Уральского региона и Прикаспия (Карачаганакское, Оренбургское, Астраханское нефтегазоконденсатные месторождения). Общая представительность материала – более 3000 образцов в виде больших петрографических шлифов. Скважины на месторождениях подбирались так, чтобы бурением были пройдены разрезы и на крыльях, и на куполе структур. Шлифы изготавливались в лабораториях ВНИГРИ (Санкт-Петербург) и института «ГипроВостокНефть» (Самара) по стандартным методикам.

Эксперимент. Результаты диффузионных процессов хорошо знакомы исследователям. Диффузия определяет скорость многих физико-химических процессов – адсорбцию, растворение, кристаллизацию и т.д. В породной среде углеводородной залежи, особенно в зонах стояния древних водонефтяных (ДВНК) и газо-жидкостных контактов (ДГЖК), где происходило активное движение флюидов разной плотности, отмечаются ярко выраженные всплески диффузионных процессов. Проявлением этих процессов является увеличение объемной плотности стилолитовых швов в породе.

Эксперимент базируется на разработанном методе выделения контрастных прослоев, которые приурочены к местам стояния древних водонефтяных и газожидкостных контактов [1]. Диффузионные процессы являются показателями формирования и разрушения углеводородных скоплений и участвуют в физико-химических изменениях породной среды. Особенно отчетливо диффузия проявляется в системе порода – мультифазные флюиды в образовании стилолитов, заполненных твердым битумом или метаморфизованным глинисто-органическим веществом.

Суть применяемого метода сводится к комплексному изучению горной породы, слагающей разрез, и выделению зон стояния древних водонефтяных контактов (ДВНК) любыми методами. Это может быть спектральный, люминесцентный, термографический, рентгеноструктурный анализы или петрографические исследования и геофизические данные. Все другие исследования дополняют, уточняют модель и создают более полную картину. Именно с зонами стояния древних водонефтяных контактов (ДВНК) связано закономерное чередование пород с различными физико-механическими свойствами, которое накладывается на седиментационно-генетическую неоднородность и ее усиливает. Однако, расположение зон ДВНК можно прогнозировать и предупреждать осложнения при бурении, связанные с резкими колебаниями (в десятки раз) механической скорости бурения. Эксперименты и анализ кернового материала показывают значительное увеличение объемной плотности стилолитов (до сотен 1/м) в прослоях непосредственно над древними контактами. Поэтому появление стилолитов можно считать предвестником ДВНК (или ДГЖК) и, соответственно, предвидеть неустойчивость стенок скважины и поглощения бурового раствора, осложняющих процесс бурения.

Диффузия определяет скорость многих физико-химических процессов – адсорбцию, растворение, кристаллизацию и т.д. В зонах прогрессивных ДВНК и ВНК на этапе формирования залежей объемная плотность стилолитов достигает 70-100 1/м, а при регрессивном подъеме поверхности ВНК на этапе разрушения залежи увеличивается до 130-150 1/м. В зонах газожидкостных контактов (ГЖК) Тст составляет 130-250 1/м. Сгущение стилолитов связано, по всей вероятности, с активизацией процессов разделения на фазы газожидкостных систем.

Основные исследования проводились петрографическим методом с помощью поляризационного микроскопа. Были выделены прослои пород горизонтального расположения (Рис.1), в которых объемная плотность стилолитовых швов в десятки раз превышала фоновые значения. За фоновые значения приняты 10-15 1/м.

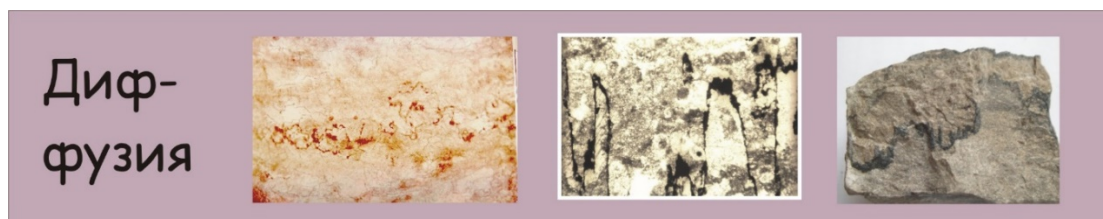


Рис.1. Стилолитообразование в карбонатном коллекторе.

Накопленный опыт. Было отмечено, что значительная доля осложнений и аварий, связанных с выходом из строя буровых долот, возникновением поглощений бурового

раствора, самопроизвольного искривления ствола скважины связана с зонами развития аномальных зон в коллекторе. Изменения, приводящие к возникновению аномальных зон, происходят при заполнении ловушки нефтью на этапе катагенеза, когда порода контактирует с углеводородами. Аномальность проявляется в чередовании прослоев плотных и рыхлых пород. Причем прослои пород с контрастными значениями пористости чередуются, располагаясь горизонтально на всем латеральном срезе месторождения, а их количество индивидуально для каждой залежи. Породы, обогащенные стилолитовыми швами, также располагаются горизонтально и предшествуют разуплотненным коллекторам. Поэтому, зная месторасположение зон интенсивного стилолитобразования, можно спрогнозировать расположение аварийно-опасных прослоев [2].

Рекомендации по реализации метода прогнозирования аварийно-опасных прослоев.

Применение разработанного метода позволит выявить глубины залегания контрастных прослоев с известными значениями пористости, регулировать механическую скорость проходки в зонах чередования прослоев, что позволит избежать аварий с долотом и элементами КНБК, а также естественного искривления ствола скважины. Изучение прочностных свойств пород позволит выбрать оптимальную промысловую жидкость, способ и режимные параметры вскрытия продуктивного пласта с целью предотвращения поглощений бурового раствора.

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.

Для устранения факторов риска при бурении скважин предлагается использовать модель, прогнозирующую реальные глубины залегания аномальных слоев и позволяющую реализовать программу бурения сверхглубоких скважин, учитывающую технические решения, направленные на профилактику осложнений и регулировать режимные параметры бурения для предотвращения аварийных ситуаций.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Антипова К.А., Кулакова О.А.* Построение модели залежи на основании комплексного петрофизического исследования керна 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.

СИСТЕМА БОКОВОЙ ПРОМЫВКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ДЛЯ УСПЕШНОЙ УСТАНОВКИ ОЛКС В НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ

А.С. Дормидонтов, В.В. Вязникова, П. А. Гаранин

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: toxa566@mail.ru

Аннотация: В статье описана система боковой промывки ствола скважины. Описан анализ, и статистика происшествий при установке оборудования локального крепления скважины (ОЛКС). Приведены примерные варианты установки данной системы. Возможно, данная система предотвратит возникновение многих проблем с нераскрытием ОЛКС, что повысит шансы на успешное установление профильного перекрывателя.

Ключевые слова: ОЛКС, поглощение, шлам, инцидент, анализ, нераскрытие профильного перекрывателя, Эффект Бойкотта, кольматирующий переводник.

Введение: на сегодняшний день технология ОЛКС (Оборудование локального крепления скважины) довольно востребована в Самарской области, но вместе с ее популярностью также появились проблемы с установкой данного оборудования в наклонно-направленных скважинах.

Актуальность: для крупных буровых компаний система ОЛКС, является один их главнейших инструментов против катастрофических поглощений. Начиная с 2014 г. тенденция использования профильных перегревателей неуклонно растет.

Постановка задачи: по статистическим данным около 30% нераскрытия ОЛКС приходится на проблему скопления шлама в интервале установки. Цель моей работы заключается в том, чтобы разработать оборудование способное снизить количество подобных инцидентов до минимума. Известно, скопление шлама происходит из-за, так называемого, эффекта Бойкотта (рис. 1), который в основном проявляется в скважинах с наклоном 30-60 градусов.

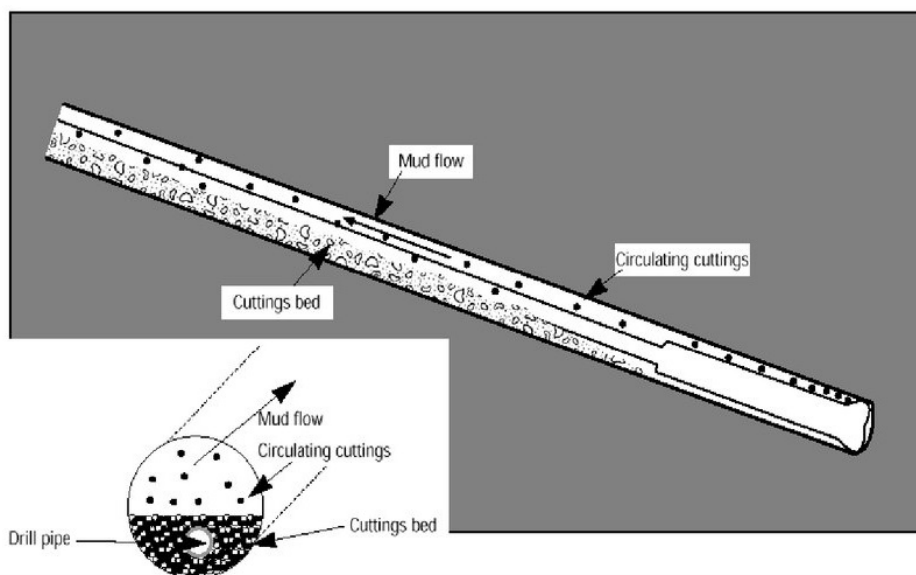


Рис.1 Эффект Бойкотта

Теоретическая часть: Данное оборудование внешне имеет сходство с кольматирующим переводником (рис. 2). Оборудование способно вращаться независимо о колонны для создания турбулентного потока, в отверстиях переводника установлены

гидромониторные насадки для создания направленного потока бурового раствора. Само оборудование имеет несколько вариантов герметизации:

- 1) Механический клапан, закрывающийся опорой на забой
- 2) Герметизация с помощью с устья с помощью специального приспособления
- 3) Гидравлический клапан

Также планируется расширить функционал данного переводника и использовать его как дополнительное средство раскатки профильной трубы.

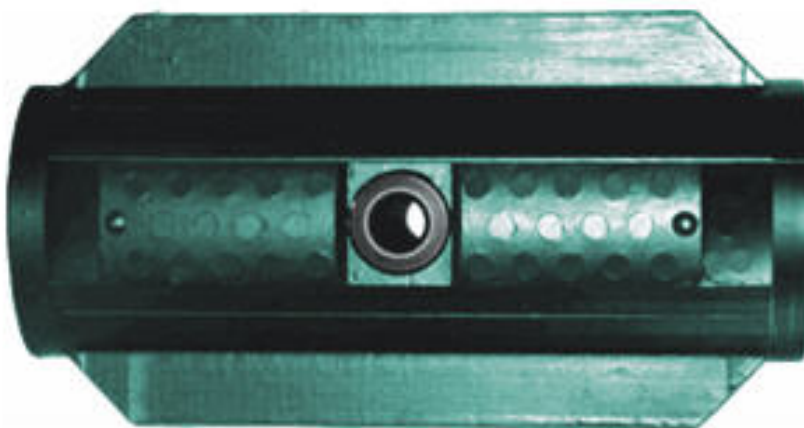


Рис. 2 Образец кольматирующего переводника

Практическая значимость: при классической схеме установки ОЛКС происходит расширение интервала, спуск и раскрытие ОЛКС. Далее идет развальцовка установленного перекрывателя. (Рис.4). Систему промывки бокового ствола скважины предлагается устанавливать непосредственно перед перекрывателем. Потом с помощью бурового раствора приводить в действие данную систему и промывать расширенный интервал смывая шлам в специально пробуренный ниже по стволу зумпф.

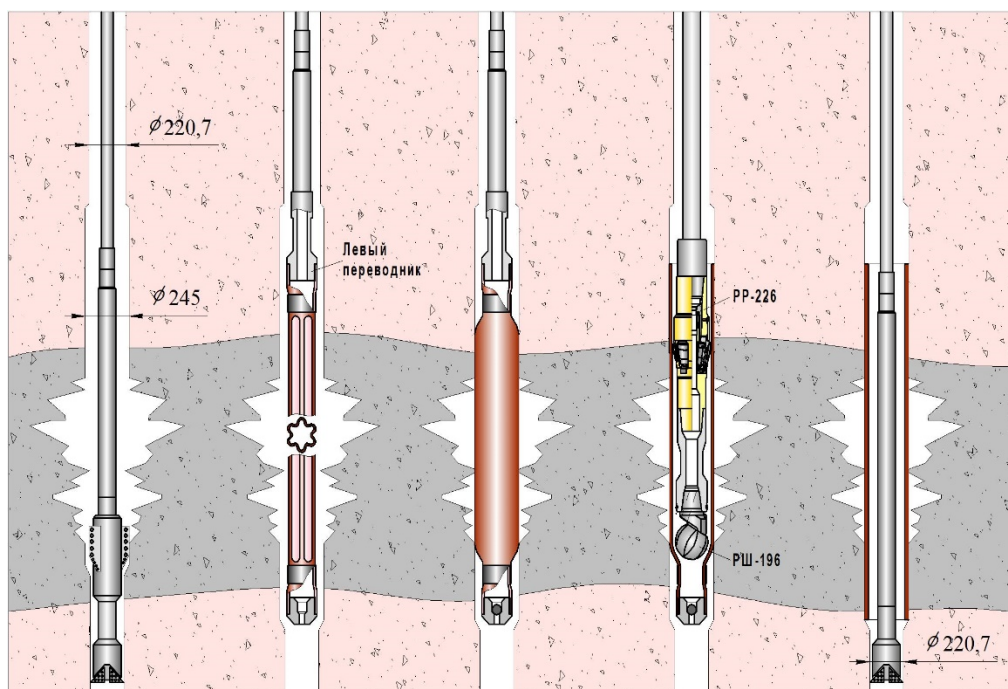


Рис.4 Технология установки ОЛКС.

Выводы: предполагается, что данная система снизит количество инцидентов при раскрытии ОЛКС, что повлечет за собой уменьшение часов НПВ, а следственно уменьшит затраты на строительство скважины.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕЙ ПРОЕКТНЫЙ НАБОР ПАРАМЕТРОВ АЗИМУТА И ЗЕНИТНОГО УГЛА. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ ТЕЛЕСИСТЕМ ДЛЯ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ПЕРЕДАЧИ НАГРУЗКИ НА ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ И РИСКОВ СЛОМА КНБК.

В.В. Живаева, С.А. Лукьянов

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия,
sem@luckyanov.ru*

ВВЕДЕНИЕ. АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ.

Бурение скважины – это организационно и технологически сложный процесс, подразумевающий взаимодействие оборудования и специалистов разных направлений, основным вектором развития которого является повышение эффективности работ за счет технических и экономических показателей, снижение производственных рисков. В соответствии с этими целями, любое экономически выгодное изменение технологии строительства или дополнительное использование технических средств, снижающее итоговые временные затраты на проведение работ и не ухудшающее остальные нормативные показатели, является актуальным для конечного заказчика и отрасли в целом.

При разработке технологии бурения скважин, наиболее ценными инструментами повышения эффективности использования технических средств, безусловно, являются те, которые требуют минимальных затрат на модернизацию самого оборудования или их полное отсутствие. Основное преимущество освещенных в данной статье мероприятий заключается в использовании имеющегося телеметрического оборудования для получения диагностических и косвенных данных, позволяющих лучше понять состояние призабойной зоны и особенности поведения КНБК с возможностью влияния на них в режиме реального времени для увеличения скоростей бурения, исключая разрушающие оборудование факторы, снижая тем самым сроки и стоимость строительства скважин

ОБУЧЕНИЕ ИНЖЕНЕРОВ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ.

В настоящее время существует огромное количество литературы, позволяющей получить максимально полное представление о физике работы любых типов телесистем: оригинальных, аналогичных, комбинированных, с различными типами связи с наземной аппаратурой. Много современных прототипов, позволяющих максимально приблизить инклинометрические и каротажные модули к самому низу КНБК, и получать от них данные прямо-передатчиком, находящимся в нескольких десятках метрах выше для дальнейшей ретрансляции на поверхность. Есть справочники, журналы, руководства по эксплуатации, сокращенные выжимки из регламентов производителей и прочее, что может дать инженеру с любым уровнем подготовки понимание, как работать с каждой конкретной телесистемой, какие у неё есть преимущества и недостатки, какими данным с забоя инженер сможет оперировать, какие предельные параметры нагрузок и состояния окружающей среды допустимы для того или иного элемента телеметрического комплекса.

Тем не менее, во всём этом наборе информации основной упор сделан на обслуживание, подготовку к рейсу комплекта забойного оборудования, программирование

последовательностей передачи, параметров переключения режимов, коэффициентов соответствия конкретным скважинным условиям. Зачастую в спецификации телесистемы указаны величины, которые оценить и измерить на забое инженер-телеметрист не способен по причине недостатка знаний и опыта работы в режиме экстремальных нагрузок на платы и другие элементы телесистемы, и, в первую очередь, из-за отсутствия в программе обучения, в культуре работы, во внутрикорпоративных регламентах требований контроля диагностических данных и косвенных параметров состояния КНБК, поступающих с забоя.

Дополнительно надо понимать, что при подготовке телесистемы инженер сервиса ННБ принимает компромиссные решения, согласуя скорость обновления данных о положении отклонителя компоновки с количеством каротажных точек по всем кривым с минимальной дискретностью для предполагаемой скорости проходки. В эту последовательность данных так или иначе могут быть включены данные о статусе включения резервной батареи, текущем вольтаже рабочей, обороты на забое (к ним вернёмся чуть позже), шокковые и вибрационные параметры с акселерометров, температура и ещё десятков параметров, которые разработчик сделал доступными для пользователей. С помощью последней группы можно производить поиск решения проблем отсутствия или недостоверности сигнала с забоя, на ранней стадии диагностировать отказ, получать информацию о нагрузках на муфты КНБК и качестве передачи нагрузки на породоразрушающий инструмент. Но, как правило, статистика работ и уровень надежности телесистем сейчас таков, что отказы и сломы случаются нечасто, а задачу контролировать реальную эффективную нагрузку на долото сервису ННБ заказчик не ставит. Безусловно, поэтому группа диагностических и косвенных параметров появляется в рабочих последовательностях передачи данных с наименьшим приоритетом, как правило, присутствуя лишь в статическом замере или в смежных видах роторного и направленного режимов работы телесистемы.

МОТИВАЦИЯ И ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ НА ОБЪЕКТАХ СТРОИТЕЛЬСТВА НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН.

Основным препятствием для развития культуры бережливого производства на объектах строительства скважин в настоящий момент является сформировавшийся рынок отдельных сервисов. В этом сценарии ключевым аргументом является тот факт, что изнашиваемое оборудование и другие ресурсы не принадлежат ключевой фигуре или организации, принимающей управленческие решения, напрямую влияющие на технологию работ. То есть задачи «беречь» нет. И, зачастую, оборудование может работать вне своей спецификации, если это влияет на дешевизну или сроки строительства в отсутствие подходящих его модификаций на площадке. В данной ситуации подрядчик бурового, долотного или сервиса ННБ не заинтересован в конфликте с заказчиком и, опираясь на опыт работ или просто на веру, идёт на уничтожение ресурсности своего же инструмента, амортизированного пару скважин назад. В противном случае, можно лишиться контракта или попасть в блэк-лист. Какая тут может быть мотивация для разработки и улучшения технологии строительства? Только та, которая позволит сэкономить ресурсы на стоимости и периодах обслуживания, что, в свою очередь, никаким образом не повышает надежность, и не расширяет перечень способов использования данных, получаемых с забоя. К примеру, затраты на включение в последовательности передачи данных вибраций и шокков нулевые – они не требуют вложений в улучшение телеметрического комплекса, но смысл в их интерпретации возникает в очень редких случаях, и лишь при понимании всех взаимодействующих сервисов, зачем это нужно. Как правило, такое происходит только после нескольких отказов оборудования при бурении одной секции на конкретной скважине, а не на проекте в целом. Более того, получаемые данные могут быть интерпретированы лишь для констатации факта проблемы, так как дать команду об остановке бурения инженер ННБ просто не в состоянии – это непоправимый репутационный риск потери проекта. При этом, просто менять режимы бурения во время выхода из декодера критических значений параметров шокков, вибраций,

разницы скоростей вращения ВСП (ротора) и инклинометра на забое опасно, так как без должного анализа это действие с большой вероятностью может привести к последствиям более страшным, чем продолжение бурения без внесения корректировки в его режим.

Но есть и обратная сторона проблемы: сервисы, находящиеся в режиме тотальной экономии на покупку новых приборов и их обслуживании, без финансирования разработок нового оборудования и другой научной деятельности, пытаются в конкурентной борьбе продемонстрировать своё превосходство на рынке. Наиболее дешёвый способ выиграть – это новый взгляд на то оборудование, которые уже есть в наличии, переосмысление его возможностей. То есть лёгкий способ заключается в том, чтобы брать данные, которые у нас были всегда, но работать с ними иначе.

В первую очередь к таким важным параметрам относятся вибрационные и шокковые нагрузки. Их природа возникновения обширна: от геологии буримых пород и геометрии элементов КНБК, до человеческого фактора при подаче осевой нагрузки и пульсации бурового раствора из-за работы пульсатора телесистемы или особенности насосной группы. Всё оборудование КНБК имеют серьёзный запас прочности и своевременно проходит необходимое обслуживание и осмотры. Но самой распространённой причиной слома её элементов являются вибрации и шоки, которым оборудование подвергалось всего лишь в течение текущего рейса. Поэтому эти процессы подлежат обязательному контролю, анализу, разработке мероприятий по снижению их воздействия на инструмент и другие элементы КНБК.

ВИДЫ ШОКОВЫХ И ВИБРАЦИОННЫХ НАГРУЗОК.

Для удобства понимания и анализа процесса, вибрации (и соответствующие им максимальные за произвольный промежуток времени значения, которые мы договоримся называть шокковыми нагрузками) можно классифицировать, наблюдая различные закономерности их изменения при бурении различных пород, при использовании различных типов оборудования в КНБК, используя разные режимы бурения. Визуализировать и разделить по типам эти нагрузки нам помогут датчики, расположенные, как правило, в инклинометрах телесистем на разных осях прибора. Таким образом мы сможем различать осевые, латеральные и торсионные вибрации.

Осевые вибрации связаны с неравномерностью прилегания вооружения долота к плоскости соприкосновения с выработываемой породой. Относительно инклинометра телесистемы вектор этих нагрузок направлен параллельно его собственной продольной оси. Так как в процессе бурения долото практически не имеет возможности отрыва от забоя, по амплитуде вибраций данного типа можно судить о постоянном изменении нагрузки на долото. Повышенные осевые вибрации, как правило, наиболее характерны для КНБК, имеющих в своем составе шарошечные или несимметричные бицентричные долота, при агрессивном расхаживании инструмента на проработках пробуренных интервалов, ударах компоновки об забой, работа Яса или неравномерное вращение КНБК.

Вектор усилия латеральных вибраций лежит в перпендикулярной плоскости вектора осевых вибрационных нагрузок. Эти нагрузки возникают из-за больших изгибающих напряжений при движении элементов КНБК внутри пробуренного интервала ствола между стенками скважины. Именно для этих нагрузок характерно постоянно наличие знакопеременных шокков, что приводит к разрушению оборудования КНБК.

Торсионные вибрации представляют собой неравномерные (в основном радиальные) нагрузки, вызванные изменением скорости вплоть до полной остановки вращения долота или всех элементов КНБК при бурении. Этот эффект получил название *stick&slip*. При этом, чем больше длина КНБК и инструмента, тем более ярко выражен этот процесс. Данные вибрации опасны, так как после кратковременно снижения скорости или остановки долота (даже при постоянной скорости вращения забойного двигателя) следует возобновление движения с большим ускорением, что приводит к разрушению вооружения долота и усталостному износу резьбовых соединений элементов КНБК.

Хотелось бы подробнее остановиться на торсионных вибрациях и их последствиях. В результате изменения момента и скорости вращения КНБК на забое, а также изменяющихся геологических условий, возникает неравномерность вращения долота. То есть процесс его замедления, вплоть до полной остановки и обратного вращения, связанный с увеличением силы трения и накапливания сопротивления разрушения вырабатываемой породы. При этом энергия, передаваемая ротором буровой, или верхним приводом инструмента тоже накапливается, и со временем превышает накопленные силы трения и разрушения породы, в этот момент происходит освобождение долота и резкое ускорение вращения КНБК в призабойной зоне для естественного снятия эффекта пружины. Поэтому для снижения вероятности получения эффекта stick&slip требуется снизить нагрузку на долото, увеличив количество оборотов. При возможности увеличить наличие смазки в растворе.

При регистрации оборудованием вибрационных нагрузок необходимо срочно остановить текущий подход к забою и изменить режим бурения. Увеличение/уменьшение оборотов или нагрузки на забое недопустимо, так как может создать дополнительную вибрационную нагрузку, что в свою очередь приведёт к увеличению вероятности слома оборудования КНБК. Поэтому даже после остановки вращения необходимо выждать минимальное время, оставляя инструмент в покое, исключая инерцию колебаний при очередном запуске вращения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АЛГОРИТМОВ КОНТРОЛЯ ВИБРАЦИОННЫХ И ШОКОВЫХ НАГРУЗОК.

Вибрации не являются неоспоримым отрицательным фактором бурения: их отсутствие затруднило бы движение инструмента, особенно на участках с большим зенитным углом. Тем не менее, направление, значение, и динамика изменения шок и вибраций может дать полное представление о ситуации на забое. Более того, это может предотвратить аварии, связанные с разрушением или раскреплением элементов КНБК из-за механической усталости или неравномерных подклиниваний долота.

Для увеличения эффективности работы КНБК и долота в частности необходимо следить за минимизацией энергии, затрачиваемой на возникновение вибраций и шок-нагрузок, и перенаправление этих потерь энергии непосредственно в энергию вращения долота. В этом случае возрастает скорость проходки, уменьшается износ забойного оборудования, и, как следствие, снижается время и стоимость строительства скважин.

При всей очевидности пользы предложенного и разрабатываемого подхода, добиться его повсеместного внедрения в качестве стандарта отрасли потребует огромных усилий и займёт не один год. Связано это с организационно-управленческими особенностями работы отдельных сервисов в России, где реальная эффективность работы может быть умышленно скрыта в угоду скорости и обоснования недостоверных причин процессов, происходящих на объекте строительства. Причина этого кроется, в том числе, в экономической и репутационной незащищённости сервисных подрядчиков.

Получается, что, если в цепочке людей, принимающих решения от непосредственно объекта с квалифицированными инженерами MWD до высших руководящих постов заказчика, остаются люди, не понимающие целей и задач накапливания опыта и реализации подхода изменения режимов бурения моментально по факту получения данных с забоя, мы не сможем получить истинную картину влияния вибраций на процесс бурения, и не сможем более эффективно ими управлять. Поэтому наша задача – развивать и распространять идеи интеллектуального взаимодействия и совершенствования методов строительства и использования имеющихся ресурсов для ещё более активной модернизации принципов и сценариев, исторически заложенных в нашей консервативной отрасли.

**УПРАВЛЕНИЕ СВОЙСТВАМИ УТЯЖЕЛЁННЫХ
ВЫСОКОМИНЕРАЛИЗОВАННЫХ СИСТЕМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ
ПРОМЫВКИ НАКОЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

О.В. Ножкина, В.В. Живаева, В.А. Капитонов

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

Аннотация. В статье изложен новый подход в управлении свойствами высокоминерализованных буровых растворов на основе солей двухвалентных металлов, предназначенных для бурения скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений и низкой стабильности стенок скважин, сложенных глинистыми породами. Регулирование свойств подобных растворов основано на особой методике ввода солевой основы, реагентов-стабилизаторов, поддержании оптимального pH. Предложенные модификации раствора обладают минимальным содержанием твёрдой фазы, устойчивы к наработке коллоидной фазы и обладают минимальной фильтрацией в условиях температур до 100°C, что благотворно сказывается на сохранении первоначальных фильтрационно-емкостных характеристик продуктивного коллектора и повышении технико-экономических показателей бурения.

Ключевые слова: буровой раствор, содержание твёрдой фазы, бурение, ингибирующая способность, реологические параметры, стабильность ствола скважины, рассолы солей.

**CONTROL OF PROPERTIES OF STRENGTHENED HIGH-MINERALIZED
DRILLING SOLUTION SYSTEMS FOR WASHING FILES-DIRECTED AND
HORIZONTAL WELLS**

*O. V. Nozhkina, V. V. Zivaeva, V.A. Kapitonov,
Samara State Technological University,
Samara, Russian Federation
e-mail: olya_nozhkina@mail.ru*

Abstract. The article expounds the new approach in control of properties of highly mineralized drilling muds on based of divalent high-density metals salt applied for well drilling in conditions of abnormally high reservoir pressures and low stability of wellbore walls formed by clay materials. Control of such muds properties is based on specific methods of injection of salt basics, stabilizing reagents, optimal pH support. Mud proposed modifications have minimum content of mud solids, resistant to colloidal phase accumulation and have minimum fluid loss in temperature conditions up to 100°C. The factors above have positive influence on conservation of initial productive reservoir porosity and permeability and increase of drilling technical and economic factors.

Key words: drilling mud, mud solids content, drilling, inhibiting ability, mud rheology, bore hole stability, salt brines.

При строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин на месторождениях Волго-Урала, вследствие низкой стабильности стенок скважин, сложенных аргиллитами, проведение заключительного комплекса геофизических работ зачастую становится затруднительным из-за осыпания пород. Завершить строительство ряда скважин становится возможным лишь после перебуривания протяжённых участков их стволов.

Причиной возникновения подобных осложнений в большинстве случаев является недостаточная плотность, а также низкая консолидирующая и ингибирующая способность используемых пресных систем бурового раствора в отношении глинистых отложений, слагающих большинство горизонтов, вскрываемых скважинами с зенитными углами близкими к 60 градусам и более [1].

Подобные проблемы имеют место и при строительстве стволов горизонтальных скважин на пласты Сингопайской и Баженовской свит в Западной Сибири. Существенная часть Сингопайской свиты, представлена чередованием песчано-алевролитовых пластов с включениями глин среднего катагенеза, при вскрытии которых с зенитными углами более 60 градусов наблюдаются обвалы и сужения стволов скважин, которые являются причиной недоспусков обсадных колонн.

Стандартной схемой предупреждения перечисленных осложнений является утяжеление промывочной жидкости с увеличением концентраций ингибирующих компонентов, что не всегда эффективно. Причиной низкой результативности является чрезмерное увеличение содержания твёрдой фазы, а также связанный с этим рост реологических свойств бурового раствора при утяжелении карбонатом кальция в концентрации более 300 кг/м³. Ввод барита в этом случае нежелателен во избежание кольматации призабойной зоны пласта. Повышенные значения реологических параметров во многих случаях являются причиной увеличения гидродинамических нагрузок на стенки ствола скважины при промывке и способствуют развитию трещиноватости, с последующим обвалом дестабилизированных пород [2, 3]. В подобной ситуации увеличение содержания ингибирующих и крепящих компонентов в буровом растворе не обеспечивает стабильность стенок ствола скважины в условиях начавшегося осложнения. Возникает необходимость проведения многократных проработок, что также не всегда демонстрирует положительный эффект.

При строительстве скважин с максимальной протяжённостью горизонтальных участков, для обеспечения стабильности ствола необходима промывочная жидкость с плотностью в диапазоне (1400 – 1500) кг/м³, но утяжеление до таких значений с использованием кислоторастворимых утяжелителей приводит к негативному увеличению реологических параметров, толщины корки, невозможности управления свойствами при низких скоростях сдвига. Результатом становится возникновение затяжек/посадок при спускоподъёмных операциях, высокое давление циркуляции, наличие критического момента вращения буровой колонны, и в итоге дальнейшее углубление скважины признаётся невозможным по технологическим причинам.

При обозначенных условиях безаварийное строительство скважин требует изменения подхода к выбору применяемых систем буровых растворов. Наиболее перспективным решением является применение высокоминерализованных, ингибированных систем буровых растворов, где требуемая высокая плотность достигается увеличением концентрации минерализаторов без использования утяжелителей, образующих твёрдую фазу [4, 5]. На практике успешные результаты были достигнуты с применением утяжелённых минерализованных систем буровых растворов на основе органических солей, таких как формиаты калия и натрия, однако стоимость таких систем на сегодняшний день высока за счёт отсутствия отечественного производства солей, что ограничивает их применение, а во многих случаях делает его экономически нецелесообразным.

С целью поиска альтернативных экономически приемлемых решений нами были продолжены лабораторные исследования по оптимизации рецептур безбаритового утяжелённого бурового раствора на основе неорганических солей хлорида и нитрата кальция [6]. Проведённые исследования позволили выявить ряд направлений для повышения технологичности систем в части подбора оптимального соотношения применяемых солей с целью создания базовых рассолов заданной плотности за счёт реализации синергетического эффекта, проявляющегося при сочетании компонентов.

Одним из основных негативных факторов, препятствующих применению высокоминерализованных систем буровых растворов на основе солей двухвалентных металлов, является их высокая коррозионная активность. В ходе проведённых исследований, путём изменения подхода к регулированию водородного показателя, а также выявления оптимальных концентраций солей, удалось добиться снижения коррозионной активности предлагаемой системы бурового раствора и получения их в допустимых пределах, приведённых в ГОСТ Р 9.905-2007.

Вторым значимым вопросом остаётся вопрос подбора понизителя фильтрации для высокоминерализованных рассолов. Здесь ассортимент реагентов, существующих на рынке ограничен и, в основном, представлен некоторыми эфирами целлюлозы и небольшим перечнем крахмальных реагентов. Данные стабилизаторы достаточно хорошо снижают фильтрацию растворов на основе солей двухвалентных металлов, но при этом вызывают увеличение значений реологических показателей, порой не совместимое с эффективным процессом бурения. Кроме того, диапазон температур, обеспечивающих их работоспособность невысок, что также вносит существенные ограничения на применение. Ранее, с целью решения подобных проблем, был разработан понизитель фильтрации для высокоминерализованных кальциевых систем буровых растворов «ЦЭПС-С», являющийся производной поливинилового спирта и обладающий высокой степенью солестойкости в рассолах, близких к насыщению, и термостойкостью до 100 °С [7].

Учитывая специфику решаемых задач, исследован ряд рецептов высокоминерализованных буровых растворов на основе смеси хлоридов и нитратов кальция в диапазоне плотностей (1350 – 1560) кг/м³ с применением вышеупомянутых понизителей фильтрации. Критерием оценки являлось получение минимально возможных реологических и фильтрационных характеристик при максимальных значениях плотности.

В ходе исследований все воспроизводимые системы бурового раствора были поделены на две основные группы по преобладанию в солевой композиции хлорида либо нитрата кальция. Далее буровые растворы, входящие в каждую из групп, были структурированы биополимерным структурообразователем, а в качестве стабилизаторов фильтрационных свойств выбраны два различных по своей природе реагента гидроксипропилцеллюлоза (ГЭЦ) и «ЦЭПС-С».

В первую очередь были подобраны и исследованы рецепты буровых растворов максимально достижимой для используемых солевых смесей плотностью (1540 – 1560) кг/м³ (рис. 1). По результатам исследований отмечена существенная разница значений показателя фильтрации растворов с использованием различных стабилизаторов. Так, при обработке раствора ГЭЦ в концентрации бóльшей, чем при обработке «ЦЭПС-С», получено бóльшее значение фильтрации. Вместе с тем при стабилизации раствора ГЭЦ получены значения пластической вязкости более 60 сП и динамического напряжения сдвига свыше 60 фунт/100 фут² при обоих смесевых соотношениях солей. В то же время исследования рецептуры с использованием реагента «ЦЭПС-С» показали относительно невысокие значения реологических показателей. При этом показатель пластической вязкости не превышает 44 сП для смеси с преобладанием нитрата кальция, для смеси с преобладающим соотношением в сторону хлорида кальция приближается к 47 сП. Значение динамического напряжения сдвига находится в пределе (19 – 22) фунт / 100 фут² для двух рассматриваемых смесей солей. Из полученных данных прослеживается зависимость изменения реологических и фильтрационных свойств бурового раствора от смесового соотношения солей хлорида и нитрата кальция. Наилучшие характеристики, в том числе оптимальные величины статического напряжения сдвига (10 с / 10 мин), обеспечивающие нормальные гидравлические сопротивления при восстановлении циркуляции и приемлемые характеристики седиментационной устойчивости, были получены при использовании солевой композиции с преобладанием нитрата кальция.

В результате исследований рецептур бурового раствора плотностью (1420–1450) кг/м³ получены более высокие значения фильтрационных свойств при обработке растворов ГЭЦ по сравнению с обработкой реагентом «ЦЭПС-С», что в значительной степени коррелируется с результатами испытаний предыдущих рецептур. Полученные значения фильтрационных свойств при обработке «ЦЭПС-С» находятся в пределах 4 см³ / 30 мин. При этом объём фильтрата, полученный в условиях высокой температуры/высокого давления, не превышает (7 – 8) см³ / 30 мин. При рассматриваемых значениях плотности бурового раствора зависимость значений фильтрации от соотношения солей в смеси при стабилизации раствора реагентом «ЦЭПС-С» больших отличий не имеет. При рассмотрении реологических характеристик отмечено получение оптимальных значений пластической вязкости (не более 35 сП) и динамического напряжения сдвига (до 26 фунт/100 фут²) для смеси с большим содержанием нитрата кальция при обработке реагентом «ЦЭПС-С». При этом же сочетании солей в композиции и содержании «ЦЭПС-С» отмечены лучшие структурно-механические свойства системы раствора со значениями статического напряжения сдвига на уровне 7,6 / 8,4 фунт / 100 фут² (10 с / 10 мин) с минимальным коэффициентом тиксотропии, что отвечает требованиям к буровым растворам для строительства протяжённых горизонтальных участков ствола.

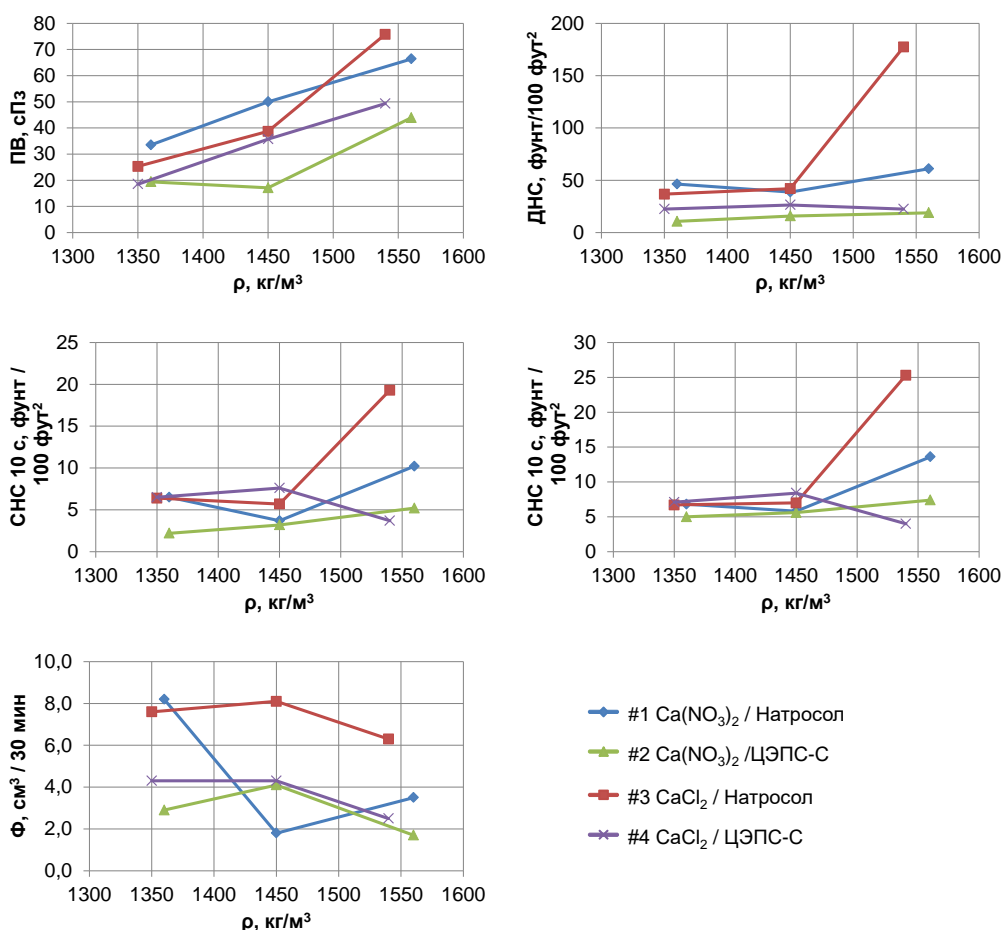


Рис. 1 – Влияние плотности буровых растворов на изменение параметров

В результате исследований рецептур бурового раствора плотностью (1420–1450) кг/м³ получены более высокие значения фильтрационных свойств при обработке растворов ГЭЦ по сравнению с обработкой реагентом «ЦЭПС-С», что в значительной степени коррелируется с результатами испытаний предыдущих рецептур. Полученные значения фильтрационных свойств при обработке «ЦЭПС-С» находятся в пределах 4 см³ / 30 мин. При этом объём фильтрата, полученный в условиях высокой температуры/высокого давления, не превышает

(7 – 8) см³ / 30 мин. При рассматриваемых значениях плотности бурового раствора зависимость значений фильтрации от соотношения солей в смеси при стабилизации раствора реагентом «ЦЭПС-С» больших отличий не имеет. При рассмотрении реологических характеристик отмечено получение оптимальных значений пластической вязкости (не более 35 сП) и динамического напряжения сдвига (до 26 фунт / 100 фут²) для смеси с бóльшим содержанием нитрата кальция при обработке реагентом «ЦЭПС-С». При этом же сочетании солей в композиции и содержании «ЦЭПС-С» отмечены лучшие структурно-механические свойства системы раствора со значениями статического напряжения сдвига на уровне 7,6 / 8,4 фунт / 100 фут² (10 с / 10 мин) с минимальным коэффициентом тиксотропии, что отвечает требованиям к буровым растворам для строительства протяжённых горизонтальных участков ствола.

При исследовании рецептов буровых растворов плотностью (1350 – 1360) кг/м³ также получены более высокие значения пластической вязкости после обработки ГЭЦ в концентрации до 2500 кг/м³ по сравнению с обработкой «ЦЭПС-С». При обработке «ЦЭПС-С» получены наилучшие значения показателя фильтрации, не превышающие 4 см³ / 30 мин. Анализ свойств раствора относительно преобладания той или иной соли в смеси, показывает минимальные значения пластической вязкости в смеси с бóльшим содержанием нитрата кальция. С этой же смесью солей получены и оптимальные структурно-механические свойства (СНС) на уровне 6,5 / 7,1 фунт / 100 фут² (10 с / 10 мин) с оптимальным коэффициентом тиксотропии.

Для подобранных рецептов бурового раствора различной плотности и различным соотношением хлорида и нитрата кальция в солевых смесях, а также с использованием стабилизаторов, были проведены исследования составов с целью определения их коррозионной активности стандартным гравиметрическим методом в соответствии с ГОСТ Р 9.905-2007 [8,9] как в поверхностных условиях, так и при температурах, приближенных к скважинным условиям с прогревом до 90 °С. Все рецепты были исследованы без применения ингибитора коррозии с целью выявления наиболее приемлемых соотношений солей в композициях. Из литературных источников и исследований различных авторов известно, что скорость коррозии во многом зависит от значения водородного показателя [10]. При значении pH < 7 коррозионная активность возрастает. Наиболее предпочтительным для сохранения скорости коррозии в норме (не более 0,12 мм/год) является значение pH в диапазоне (7,11 – 8,5). С целью получения приемлемых значений pH для минимизации скорости коррозии, а также оптимизации условий работы реагентов полимерной группы в солевой среде, в компонентный состав была включена щёлочь в концентрациях, обеспечивающих pH раствора в диапазоне значений (7,5 – 8,5). Результаты исследований скорости коррозии после выдерживания образцов в растворах плотностью (1360 – 1540) кг/м³ приведены на рисунке 2.

Из графика видно, что скорость коррозии после выдерживания образцов при комнатной температуре (24 °С) в растворах с преобладанием в солевой смеси хлорида кальция изменяется незначительно. После прогрева растворов при температуре 90 °С наблюдается некоторое повышение коррозионной активности, что закономерно. В целом изменение скорости коррозии происходит в допустимых пределах и формирует благоприятные перспективы для применения состава в промышленных масштабах. При этом значение pH растворов поддерживалось в пределах от 8,1 до 8,4. В растворах с преобладанием в солевой смеси нитрата кальция скорость коррозии после выдерживания образцов, как при комнатной температуре, так и в процессе термостатирования существенно не изменилась, что говорит о низкой коррозионной активности исследуемого солевого состава.

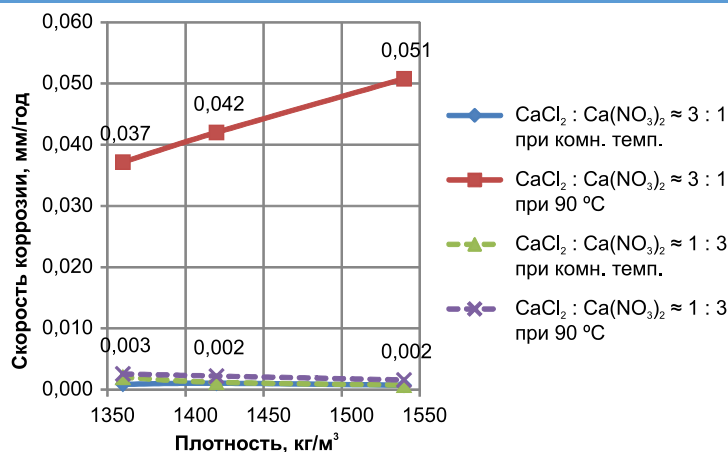


Рис. 2 – Результаты исследования скорости коррозии в растворах плотностью (1360 – 1540) кг/м³

При сравнении результатов, полученных при использовании в качестве солевой основы бурового раствора смеси с преобладанием в составе нитрата кальция, отмечены меньшие скорости коррозии по сравнению с составами, имеющими перевес в сторону преобладания в композиции хлорида кальция. Исходя из чего, появляется возможность управления скоростью коррозии путём изменения соотношения солей в смеси, а введение в рецептуру небольшого количества щёлочи позволит оптимизировать значения.

По результатам проведённых исследований наблюдается общая зависимость, как скорости коррозии, так и изменения свойств бурового раствора от концентрации соли в смеси и от типа применяемого стабилизатора. Наиболее существенным положительным результатом для данного компонентного состава является отсутствие значимой зависимости скорости коррозии от повышения температуры.

На основании проведённых лабораторных испытаний можно выделить оптимальные рецептуры буровых растворов, которые можно рекомендовать к опытным испытаниям, а при получении положительных результатов к применению на месторождениях с соответствующими геолого-техническими условиями. Из подобранных рецептов с плотностью в диапазоне от 1350 кг/м³ до 1560 кг/м³ наиболее оптимальными по проявленным в результате исследований свойствам являются рецептуры, полученные на основе смеси солей с преобладанием нитрата кальция, структурированные биополимером и стабилизированные реагентом «ЦЭПС-С». Во всех предложенных рецептурах получены удовлетворительные значения показателя нелинейности «n» и коэффициента консистенции «K», которые свидетельствуют о наличии оптимального псевдопластичного характера течения.

Таким образом, выбранный подход в управлении свойствами высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора, возможно реализовать при строительстве скважин, где необходимо обеспечение высоких плотностей промывочной жидкости с сохранением коллекторских свойств продуктивного горизонта, что актуально как для месторождений Западной Сибири, так и при вскрытии терригенных отложений, склонных к осыпанию на месторождениях Волго-Уральского региона и других горизонтов с наличием определённых геологических условий применения.

Выбранный подход в подборе и управлении свойствами высокоминерализованных утяжелённых буровых растворов предусматривает особый порядок ввода компонентов при приготовлении и регенерации системы, который обеспечивает сохранность свойств в продолжительном периоде времени ведения работ.

Предложенный тип бурового раствора во всех его модификациях обладает минимальным содержанием твёрдой фазы, устойчив к наработке коллоидной фазы и обладает

минимальной фильтрацией, что благотворно сказывается как на сохранении первоначальных фильтрационно-емкостных характеристик продуктивного коллектора, так и на повышении технико-экономических показателей бурения. Учитывая все преимущества исследуемой системы, в совокупности с возможностью повторного многократного применения, легкостью приготовления и регенерации, рекомендуется рассмотреть вопрос комплексного использования данного типа бурового раствора, учитывающего процесс бурения определённого интервала скважины с последующим использованием раствора в качестве жидкости глушения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Обеспечение устойчивости глинистых отложений в горизонтальных скважинах ОАО «Самаранефтегаз» / А. С. Нечаев, А. В. Сёмин, Б. А. Растегаев, О. В. Ножкина [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. С. 38 – 41.
2. Пеньков, А. И. Буровые растворы для проводки скважин в сложных условиях / А. И. Пеньков // Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1981. – № 5. – С. 19 – 23.
3. Пеньков, А. И. Составы буровых растворов, применяемых при бурении горизонтальных скважин и оценка соответствия их свойств требованиям бурения ГС / А. И. Пеньков, В. Н. Кошелев, С. Н. Шишков // Вопросы промывки скважин с горизонтальными участками ствола. Труды НПО «Бурение». – Краснодар, 1998. С. 21 – 37.
4. Пеньков, А. И. О требованиях к безглинистым растворам и растворам с низким содержанием твердой фазы / А. И. Пеньков, В. А. Шишов, Р. И. Федосов // Труды ВНИИКРнефти «Промывка скважин». – Краснодар, 1980. – С. 160 – 164.
5. Высокоплотные буровые растворы на основе тяжёлых солей / О. В. Ножкина, С. Х. Беркутов, Б. А. Растегаев [и др.]: Сб. трудов II Всероссийской научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромышленной химии». – Уфа, 2012. – С. 70 – 73.
6. Пат. 2530097 Российская Федерация, МПК51 С09К 8/12 (2006.01). Высокоминерализованный утяжелённый буровой раствор на водной основе / Кошелев В. Н., Гарифуллин Р. Б., Растегаев Б. А., Гнибидин В. Н., Беркутов С. Х., Капитонов В. А. Ножкина О. В.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Нефтяная компания «Роснефть» – № 2013113734; заявл. 28.03.2013; опубл. 10.10.2014. Бюл. № 28.
7. Пат. 2525537 Российская Федерация, МПК С09К 8/035 (2006.01). Полимерная композиция для высокоминерализованных утяжелённых буровых растворов на водной основе / Кошелев В. Н., Гарифуллин Р. Б., Растегаев Б. А., Гнибидин В. Н., Беркутов С. Х., Капитонов В. А. Ножкина О. В.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Нефтяная компания «Роснефть» – № 2013113735; заявл. 28.03.2013; опубл. 20.08.2014, Бюл. № 23.
8. Капитонов, В. А. Методика исследования коррозионной активности минерализованных растворов на образцах труб гравиметрическим методом / В. А. Капитонов, И. В. Семененко, Д. А. Гладкова // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 10. – С. 70 – 77.
9. Разработка высокоминерализованных буровых растворов для промывки наклонно-направленных и горизонтальных скважин в условиях АВПД / В. В. Живаева, О. В. Ножкина, Д. А. Гладкова [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 10. – С. 50 – 52.
10. Рябоконт, С. А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин / С. А. Рябоконт // ОАО НПО «Бурение». – Краснодар, 2009. – 338 с.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕАГЕНТА «ГЕОАФРОН»

И.А.Малкина, О.А. Нечаева, И.В. Павлов, О.А.Любимов

*Самарский государственный технический университет,
Эксперт-Технолоджи
Инжиниринговая компания «Нафтех»
Самара, Россия*

Поглощение бурового раствора наиболее часто встречаемый вид осложнения при проводке скважин. При вскрытии пластов с АНПД отмечается поглощение бурового раствора, что в конечном итоге приводит к кольматации коллектора, снижению проницаемости породы и уменьшению продуктивности скважины.

Для устранения данных негативных явлений, перспективным представляется использование щадящих технологий ликвидации поглощений с применением разработанного ООО ИК «Нафтех» технологического реагента «Геоафрон» [1].

«Геоафрон» – это сложнотехнологическая жидкость, представляющая собой сверхвысокостабильные дисперсии газа и жидкости предназначенная для бурения, текущего и капитального ремонта скважин, а также для первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов.

Состав «Геоафрона»:

1. Смесь полимеров
2. Смесь ПАВ
3. Смесь регуляторов рН, ионной силы, ингибиторов коррозии и пр.
4. Непрерывная фаза выбирается из пресной, морской, пластовой, солёной воды
5. Газовая смесь выбирается из азота, углекислого газа или атмосферного воздуха

Газовая составляющая «Геоафрона»

Газовая составляющая выбирается в зависимости от коррозионных условий в скважине и в зависимости от состава газов присутствующих в пластах пород.

При благоприятных условиях «Геоафрон» можно изготавливать, используя атмосферный воздух.

В случае активной коррозионной среды кислород исключается из состава «Геоафрона». Вместо него используется углекислый газ или азот.

Аналогичная газовая составляющая применяется при наличии в скважине взрывоопасных газов (метан, этан, пропан, сероводород).

В базовом составе «Геоафрона» применяется азот степени очистки 99,5%.

Данная композиция универсальна, пожаро- взрывобезопасна, подходит для различных условий применения

Структура и вид «Геоафрона» показаны на рис. 1



Рис. 1 Структура «Геоафрона»

Отличие от пен и аэрированных растворов:

1. Иное строение оболочки пузырьков. Оболочка содержит множество слоёв, скреплённых межмолекулярными силами и содержащих ПАВы и водорастворимые полимеры. Плотная оболочка замедляет диффузию газа в жидкость, благодаря этому, пузырьки «Геоафрона» выдерживают более высокое давление.
2. Меньше газа, больше водной фазы. Объёмное соотношение газа и жидкости в «Геоафроне», как правило, колеблется между 1:9 и 2:1.
3. Меньше диаметр пузырьков. Основная масса пузырьков в «Геоафроне» имеет размеры от 0 до 200 мкм.

Механизм работы:

Основной механизм работы афронов это эффект кольматации (закупоривание пор пласта). Способность к кольматации афронов в первую очередь обусловлена эффектом Жамена (рис. 2). Эффект Жамена чаще всего проявляет себя при восстановлении герметичности скважин.

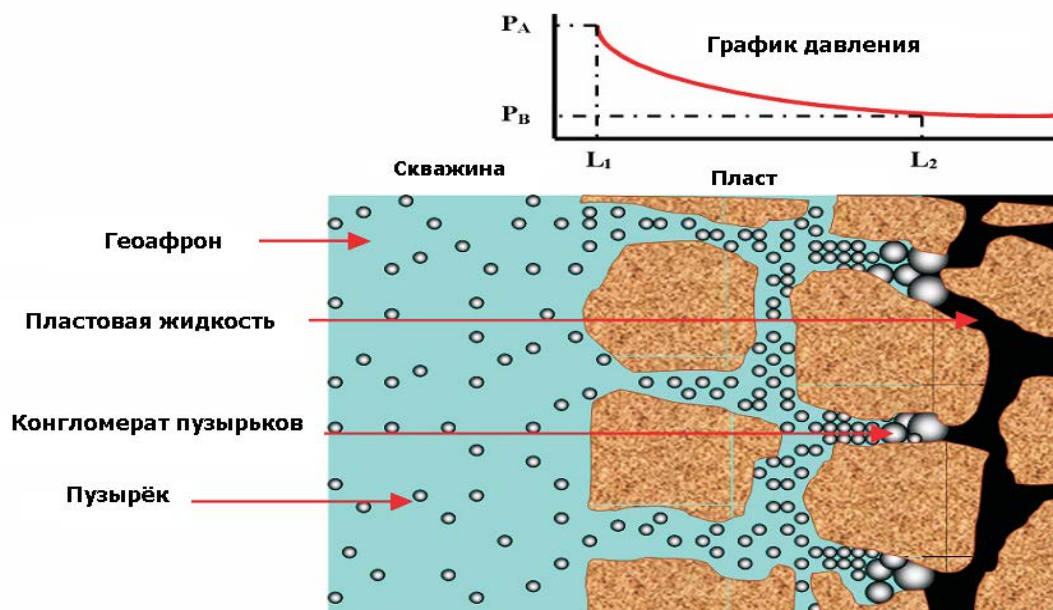


Рис. 2 Механизм работы «Геоафрона»

Пузырьки, сжатые высоким внутрискважинным давлением, уменьшаются в размерах вплоть до полного растворения в растворе.

Попадая в пласт с существенно меньшим давлением, пузырьки увеличиваются в размере закупоривая поры. Эффект подобен открытию бутылки шампанского.

Основные свойства:

Плотность (с использованием весов для определения плотности буровых растворов под давлением) - **0,4 – 1,5г/см³**

Вязкость по воронке Марша - **40 - 80 сек/1000 мл**

Вязкость по Брукфильду (LSRV) - **48,000 - 210,000 сП**

Период полураспада - **от 450 до 600 часов**

Место применения:

Рекомендуется использовать при бурении горизонтов с коэффициентом аномальности от 0.2 и до 1.45 и высокой проницаемости, а также для первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов. При низком коэффициенте аномальности, «Геоафрон» позволяет вскрывать горизонты с раскрытием трещин до 1 – 1,5 мм без существенных потерь и поглощений раствора, без возникновения дифференциальных прихватов и загрязнения коллектора.

Резко снижает поглощение бурового раствора, минимизирует механические и дифференциальные прихваты, существенно улучшает вынос шлама

Меньший расход обусловлен существенно меньшими потерями «Геоафрона» в пласте за счет высокой коагуляционной способности раствора.

Технология «Геоафрона» использует множество отдельных элементов, которые, взаимодействуя с синергетическим эффектом, обеспечивают желаемый результат. Некоторые из этих элементов включают:

- процесс компрессии и декомпрессии «Геоафрона» (**активизация**)
- гидрофобность, обусловленная набором ПАВ и строением «Геоафрона»
- контролируемый угол смачивания (обусловленный тем же набором поверхностно-активных веществ), который сводит проникновение в породу к минимуму,

- повышенная вязкость при низких скоростях сдвига, которая позволяет контролировать проникновение раствора, а также распространение давления от кольцевого пространства в обеднённый пласт,
- кольматационные свойства «Геоафрона» (в случае низкого давления и малого диаметра раскрытия пор благодаря давлениям Лапласа, приводящим к микролокальной кольматации в больших по размеру каналах);
- Во время бурения (ремонта) или заканчивания каждая из этих характеристик работает независимо или в динамичной связи с другими, в зависимости от необходимого вида кольматации.

Изменение размеров пузырьков во времени определяется диффузионным потоком газа сквозь стенку пузырька и описывается дифференциальным уравнением:

$$\frac{d}{dt}(V \cdot n_r) = jS + D \frac{\partial(n_{ж} - n_r)}{\partial r} S$$

- где V- объем пузырька;
 n_r - концентрация газа в пузырьке;
 $n_{ж}$ - средняя концентрация газа в жидкости;
 j - средняя плотность конвективного потока газа;
 S - площадь поверхности пузырька;
 D - коэффициент диффузии газа в жидкости.

Данное дифференциальное уравнение легко можно решить, учитывая, что конвективный поток газа, в общем случае, является пренебрежимо малым.

Учитывая, что $S=4\pi R^2$, определяем скорость роста радиуса от времени.

Таким образом, радиус пузырька растёт пропорционально корню прошедшего времени. Поскольку концентрация газа в пузырьке и жидкости мало меняется во времени, скорость роста, в первую очередь, определяется коэффициентом диффузии, который зависит от строения оболочки. Такая зависимость вполне согласуется с экспериментальными данными приведенными в таблице 1.

Таблица 1

Испытание на кольматацию при вязкости 250 сПз

№	Искусственный керн (Окись алюминия) L=25,4 мм, D=20мм		Давление кг./см ²	Вязкость (сПз)	Результаты испытаний
	Пористость	Проницаемость, мкм ²			
1	15	0,015	172	250	100% -ая кольматация (керн не пройден)
2	15	0,015	340	250	100%-ая кольматация (керн не пройден)
3	15	0,015	500	250	100%-ая кольматация (керн не пройден)
4	15	0,015	880	250	Наблюдается просачивание раствора

Заключение

Технологический реагент «Геоафрон»:

1. Исключает поглощение бурового раствора;
2. Предотвращает проникновение твердой фазы в ПЗП;
3. Не способствует набуханию глин и солеотложениям;
4. Улучшает очистку забоя;
5. Предотвращает механические и дифференциальные прихваты;
6. Может использоваться как обычный полимерный буровой раствор;
7. Для повторного использования требует насыщение раствора азотом.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Технологический реагент «Геоафрон». Технологические условия ТУ2241-001-91424823-2011, 2011 г.

ТРАССЕРНЫЕ МЕТОДЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПРИТОКА ФЛЮИДА

П.И. Демидова, Г.С. Мозговой, И.В. Павлов

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия,

demidovapolina7@gmail.com

GSMozgovo@mail.ru

pavlov@expert-technology.ru

Данная статья описывает технологию идентификации притока флюида в добывающую скважину с применением трассерных методов идентификации. Описаны основные этапы исследований при осуществлении данного метода. Также описаны общие сведения о методе исследования. В статье проиллюстрирован вариант компоновки оборудования для обеспечения технологии, и приведен график интерпретации данных при осуществлении расчетов дебита скважины.

Ключевые слова: *трассеры, дебит, горизонтальная скважина, хромато-десорбционная система.*

В отличие от существующих методов идентификации притока в скважину, таких как промыслово-геофизические исследования скважин, данная технология основана на маркировании поступающего флюида в скважину. Данный метод называют трассерным методом идентификации притока. Он включает в себя вынос вместе с продукцией скважины индивидуальных маркеров. Их выделение происходит при омывании потоком углеводородов и пластовой воды, так называемых хромато-десорбционных систем (ХДС) или носителей, расположенных вдоль ствола скважины (в различных стволах или портах МГРП). Данные ХДС имеют уникальное сочетание пар нефте- и водорастворимых индикаторов для каждой секции или условной единичной протяженности ствола. Затем производится регистрация данных веществ с помощью хроматомасс-спектрометрии и математической интерпретацией результатов исследования.

Основные этапы исследований:

1. Заканчивание скважины специальной компоновкой;
2. Отбор проб, пробоподготовка, физико-химический анализ;
3. Формирование массива данных, математическая обработка и компьютерное моделирование;
4. Интерпретация результатов исследования, подготовка отчета с рекомендациями, проведение ГТМ, оптимизация работы скважин.

Интерпретация результатов трассерных исследований по идентификации профиля притока позволяет:

- Уточнить профиль притока к протяженным горизонтальным скважинам;
- Идентифицировать работу каждого ствола в многозабойных скважинах;
- Выявить отдельные интервалы существующих и потенциальных прорывов воды;

- Дать оценку области дренирования и ожидаемой степени выработки удельных запасов;
- Разработать мероприятия по оптимизации работы скважин, регулированию профиля притока жидкости, интенсификации добычи нефти и газа, ограничению водопритока.

Наибольшее распространение данная технология получила в горизонтальных скважинах. Это можно объяснить тем, что проведение геофизических исследований в них не только дорогостоящее, но и технологически сложное мероприятие. Для осуществления данной технологии идентификации притока в скважину, горизонтальную часть ствола делят на целевые интервалы. Разделение происходит с помощью пакерующих устройств, например, водонабухающих пакеров (рисунок 1).

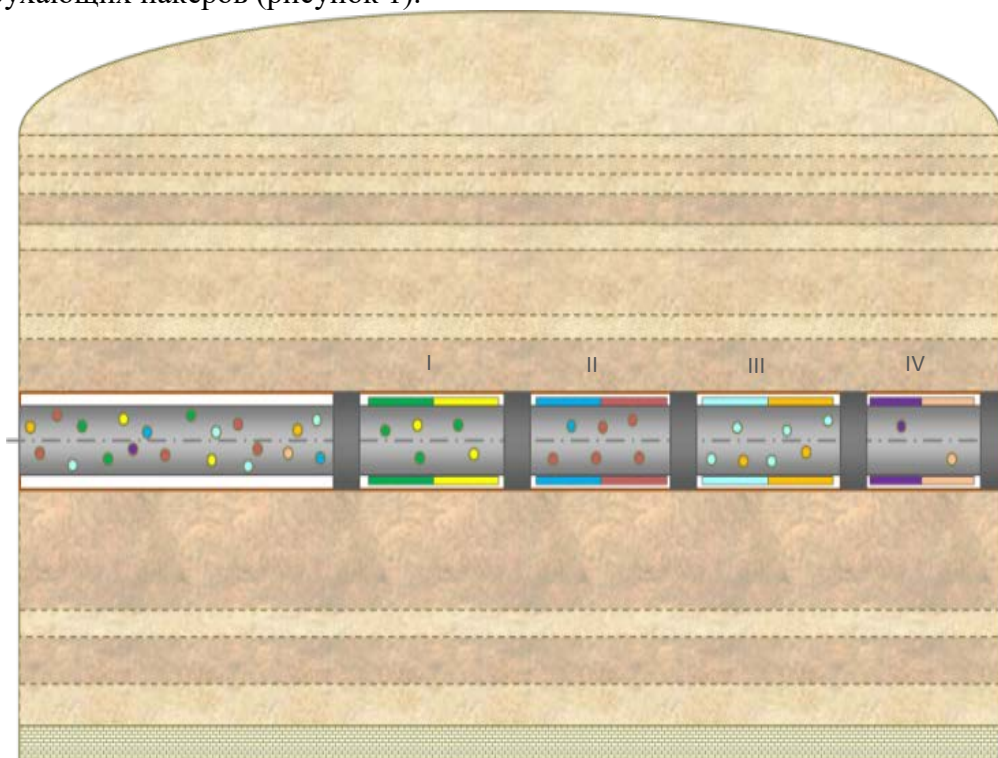


Рис. 1 – Пример разделения ГС на интервалы

Использование различных наборов химических веществ позволяет достаточно точно установить работу того или иного порта пофазно. Для применения технологии на стадии заканчивания скважины производят интеграцию пары хромато-десорбционной системы с водо-нефтерастворимыми индикаторами в оснастку скважины (рисунок 2).

Так как сами матрицы представляют собой стержни достаточно протяженной длины, то их интеграция в системе компоновки подразумевает некую модификацию стандартного оборудования (рисунок 3). Она заключается в следующем: размещение, так называемых направляющих либо посадочных колец; для обеспечения защиты данных элементов применяют либо кожухи (если используются обычные перфорированные хвостовики), либо производят их намотку проволоки в сетчатом щелевом фильтре.



Рис. 2 – Пример интеграции пары ХДС



Рис. 3 – Интеграция матриц

Достоинством данного метода с использованием подобных систем является: отсутствие необходимости длительных остановок скважин, проведение СПО, использование дополнительного геофизического оборудования. Недостатком является остановка скважины для накопления концентрационного облака в области установки индикаторов с последующим запуском скважины в работу. Отбор проб продукции производят периодически в соответствии с разработанной программой. Следующий этап исследования притока – анализ содержания индикаторов в пробах и математическая интерпретация результатов с окончательным выводом. Завершающий этап – построение профиля притока и распределение доли поступающей воды и нефти по выделенным целевым интервалам (рисунок 4).

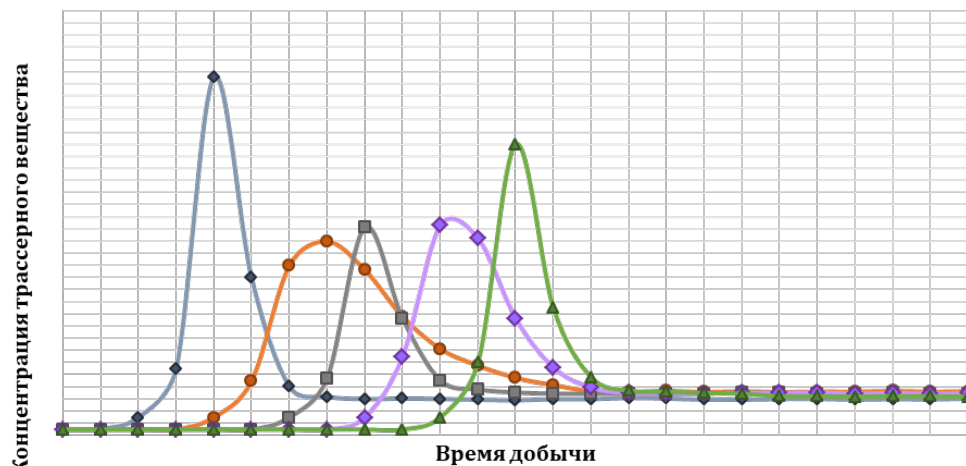


Рис. 4 – Выделение трассера

Программа отбора проб регулируется на стадии разработки дизайна и определяется текущими параметрами работы скважины (общим дебетом и степенью обводненности), а также геолого-физическими условиями (пластовой температурой физико-химическими свойствами воды и нефти). И, как правило, включает в себя отбор проб с высокой интенсивностью каждые 0,5-1 час в течение первых 1-2 суток. Затем с последующим урежением графика отбора с переходом на отбор проб каждые 6-12 часов в течение последующих 2-3 суток. Далее, переход на эпизодический отбор проб в течение каждых последующих 24 часов.

В качестве матрицы применяются так называемые хромато-десорбционные системы (рисунок 5), которые обладают:

- Высокой гидролитической стабильностью во всем интервале pH;
- Отличной механической прочностью; высокой термостабильностью;
- Ненабухаемостью в различных растворителях;
- Химической инертности матрицы, отсутствием активных центров необратимой адсорбции;
- Отличной биосовместимостью; возможностью химического модифицирования поверхности.

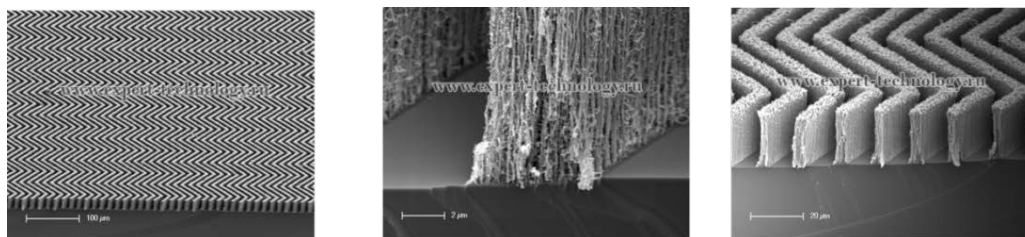


Рис. 5 - Структура пластины (носителя) хромато-десорбционной системы

Данные матрицы представляют собой ХДС построенные на основе нано материалов, насыщенных теми или иными индикаторами, обладающими способностью к испусканию в соответствии с уравнениями распределения равновесного состояния между твердой фазой и жидкой или газообразной фазой обтекаемого потока. Отличительной характеристикой хромато-десорбционной системы является их способность к равномерной десорбции индикаторов вне зависимости от скорости обтекаемого потока. Вследствие этого не происходит уменьшение массы самих матриц, а лишь снижение внутренне концентрации содержания анализа. Благодаря данной особенности возможно достаточно четко прогнозировать продолжительность работы разработанных ХДС.

Определение концентрации аналитов требует привлечения высокоточного оборудования, так как скорости десорбции и сама загрузка применяемых индикаторов в ХДС не велики. В данном случае применяется хроматомасс-спектрометр (рисунок 6).



Рис. 6 - Хроматомасс-спектрометр

Для описания равновесного распределения аналитов в подвижных газовых или жидких фазах, или неподвижных твердых матрицах возникает необходимость применения высокоточного оборудования, а также достаточно сложных математических моделей. Решение системы уравнений по разработанной математической модели, позволяет перевести значение концентрации обнаруженных веществ, в особенности изменение их интенсивности на стадии запуска скважины после остановки, в численное определение дебита нефти и воды с каждого целевого интервала.

Кроме рассмотренных выше ХДС, ориентированных на работу в углеводородной либо водной фазе, разработана уникальная разработка с использованием газовых аналитов для определения прорывов газа в интервалах скважины.

Стоит отметить, что определение прорыва газа подразумевает проведение исследование с использованием портативных газовых хроматографов (рисунок 7) либо на устьевой площадке, либо в мобильной полевой установке. Отбор проб осуществляется пробоотборниками объемного типа с последующей частичной сепарацией газовой фазы в другой пробоотборник. Следующий шаг – проведение вытяжки газа и прокалывание хроматографической колонки для самого теста.



Рис. 7 - Портативный газовый хроматограф

На рисунке 8 представлена хроматограмма, которая иллюстрирует резкий скачок пиковой концентрации индикатора на фоне других определяемых газовых веществ. Соотношение разниц данных пиков позволяет говорить об относительной работе каждого интервала по газу.



Рис.8 – Пример получаемой хроматограммы

Стоит отметить, что разработанные хромато-десорбционной системы не имеют аналогов среди отечественных компаний, и подобные решения могут предложить буквально две иностранные фирмы. Что касается же идентификации газовых проявлений, то это уникальная разработка, не имеющая аналогов в мире.

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.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ РЕЦЕПТУРЫ КОЛЬМАТИРУЮЩЕГО МАТЕРИАЛА ДЛЯ БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЯМИ БУРОВОГО РАСТВОРА

О.А.Нечаева, А.Д.Харитонов, Д.В.Цаплин, Н.А.Демин

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Как показал анализ промысловых данных наибольшее количество осложнений, связанных с поглощениями бурового раствора, характеризовалось средней интенсивностью от 15 до 30 м³/час. Для кольматации поровых каналов в данных интервалах требуется закачка сшитого геля, обладающего необходимыми реологическими и прочностными свойствами.

Стоит отметить, что ранее на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» был разработан специальный кольматирующий материал на основе солей и крахмального реагента, предназначенный для ликвидации частичных поглощений бурового раствора [1].

Именно на его основе было принято решение проводить дальнейший подбор оптимальной рецептуры. Далее поэтапно рассмотрим все действия по подбору эффективной рецептуры.

1) Рассмотрим рецептуру изолирующего материала С1. Время затворения реагентов составило 5-7 минут.

- Техническая вода;
- Силикат натрия;
- Нитрат кальция;
- Крахмал КМК Бур;
- Гидрофобизирующая добавка.

Для оценки прочностных и реологических свойств с течением времени, используется ротационный вискозиметр (табл. 1)

Табл. 1 Показания вискозиметра при различных скоростях оборота ротора

	0 мин	5 мин	10 мин	15 мин	20 мин	30 мин	45 мин	60 мин	90 мин
100 об/мин	40	40	52	52	53	56	58	72	92
60 об/мин	35	36	45	47	47	49	51	65	84
30 об/мин	28	30	39	42	43	43	45	58	78
6 об/мин	22	23	30	34	36	36	38	45	62

Исходный состав с 2% добавкой крахмала перестаёт быть текучим через 40-45 минут после затворения всех реагентов, но не обладает достаточными прочностными характеристиками.

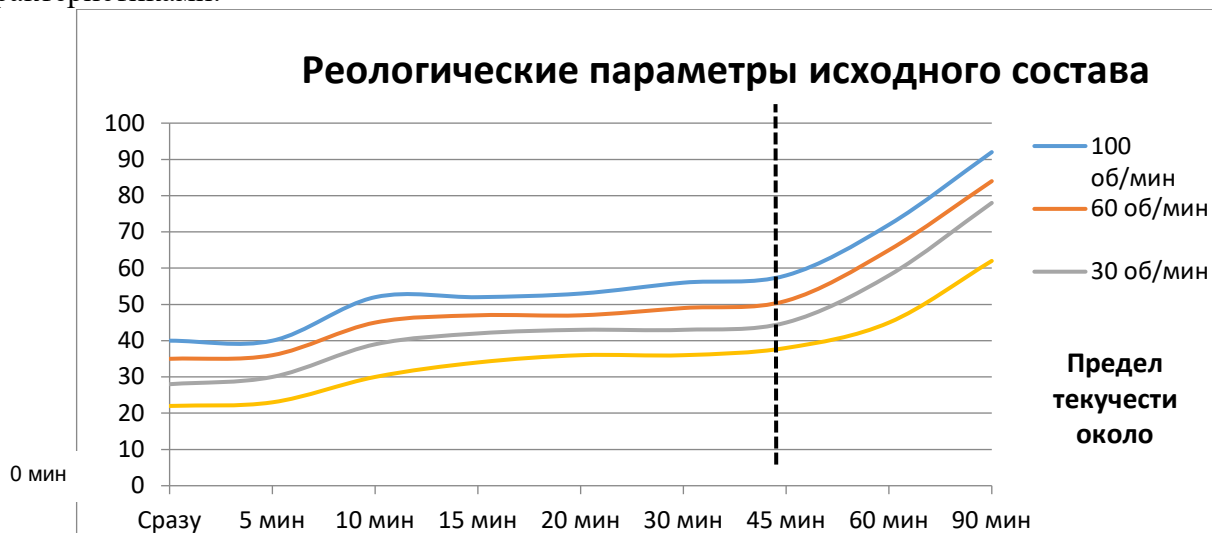


Рис. 1 Реологические параметры исходного состава.

2) Для изменения кольматирующих и прочностных свойств исходного состава, добавим в рецептуру реагент – Полиакриламид.

Данный состав с 1% добавкой ПАА перестаёт быть текучим сразу после затворения всех реагентов. Полиакриламид оказывает уникальный эффект на исходную смесь – значительно увеличиваются прочностные свойства, сокращается срок загустевания состава – табл. 2.

Табл. 2 Показания вискозиметра при различных скоростях оборота ротора

	0 мин	5 мин	10 мин	15 мин
100 об/мин	297	>330	>330	>330
60 об/мин	233	275	>330	>330
30 об/мин	174	240	309	>330
6 об/мин	117	156	188	212

Далее был приготовлен состав с добавкой Полиакриламида 0,5% вместо 1%. Данный состав практически не отличался от предыдущей смеси, предел его текучести составил 3-4 минуты после затворения реагентов. Исходя из этого, было принято решение продолжить отработку рецептуры в направлении уменьшения концентрации солей ($\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ и Na_2SiO_3) и крахмального реагента (табл.3)

Табл. 3 Показания вискозиметра при различных скоростях оборота ротора

	0 мин	5 мин	10 мин	15 мин	20 мин	30 мин	45 мин	60 мин
100 об/мин	182	232	252	255	267	312	>330	>330
60 об/мин	149	187	195	210	221	245	260	>330
30 об/мин	118	143	145	155	173	189	199	250
6 об/мин	95	107	110	116	128	145	154	200

Данный состав после затворения был практически нетекучим.

Соответственно, процентное содержание солей было решено снова уменьшить. Новый состав был также рассмотрен на ротационном вискозиметре на предмет изменения реологических характеристик во времени (табл. 4).

Табл. 4 Показания вискозиметра при различных скоростях оборота ротора

	0 мин	5 мин	10 мин	15 мин	20 мин	30 мин	45 мин	60 мин
100 об/мин	32	35	38	39	47	59	65	88
60 об/мин	22	23	26	29	36	45	49	65
30 об/мин	19	19	20	22	26	32	35	47
6 об/мин	15	15	16	18	21	27	29	36

Полученный состав обладает всеми необходимыми характеристиками: предел текучести, составляющий более 30 минут (для прокачки в зону поглощения), чёткие интервалы загустевания и достаточно прочная структура для ликвидации поглощений средней интенсивности.

Кроме этого, модифицированный состав (назовем его С2) обладает высокими адгезионными свойствами (рис. 2). За счёт более связанной структуры, полученный состав способен провести изоляцию поглощающего интервала в осложнённых условиях, может быть применим в качестве долгосрочного экрана для перекрытия поровых каналов и рекомендован для ликвидации частичных поглощений.



Рис. 2 Композиция нового кольматирующего состава С2.

Для оценки эффективности разработанных изолирующих материалов, необходимо провести ряд тестов на приборе РРА 5000 (Аппарат для измерения проницаемости). Ниже представлены результаты проведения экспериментов. В качестве фильтрующей среды использовался специализированный керамический образец.

1) Тест на приборе РРА № 1 – Фильтрация бурового раствора через пустой керамический диск с проницаемостью 190 мкм.

Рецептура бурового раствора:

- Техническая вода – 87%
- Гидроксид натрия – 1%
- Бентонит – 5%
- Крахмал КМК Бур – 2%
- Смола МФ 17 – 5%

Температура - 60°C; Давление – 1000 psi;

Противодавление – нет; Объем фильтрата за 30 минут – 25 мл.

2) Тест на приборе РРА № 2 – Фильтрация бурового раствора через керамический диск с проницаемостью 190 мкм. Диск изначально закольматирован составом С1 (исходный).

Температура - 60°C; Давление – 1000 psi;

Противодавление – нет; Объем фильтрата за 30 минут – 45 мл.

3) Тест на приборе РРА № 3 – Фильтрация бурового раствора через керамический диск с проницаемостью 190 мкм. Диск изначально закольматирован составом С2 (модифицированный).

Температура - 60°C; Давление – 1000 psi;

Противодавление – нет; Объем фильтрата за 30 минут – 15 мл.

Результаты исследований приведены на графике (рис.3).

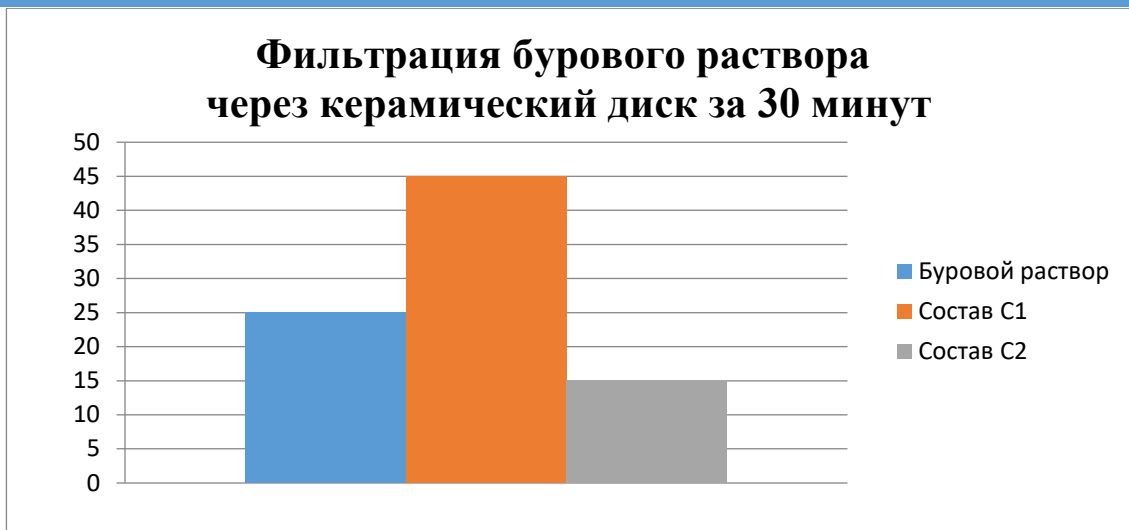


Рис. 3 Показания прибора РРА

Проницаемость керамического диска, равную 190 мкм можно рассматривать как поглощающую среду средней интенсивности. Как было замечено ранее, исходный состав С1 также предназначен для ликвидации частичных поглощений бурового раствора. Но параметр фильтрации бурового раствора через образец, закольматированный составом С2, был почти в 2 раза ниже, чем в первом тесте, чем показал свое преимущество.

Таким образом, его можно рекомендовать в качестве материала для ликвидации поглощений средней интенсивности.

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВА ДЛЯ КОЛЬМАТАЦИИ ПОГЛОЩАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ

К.О.Ковалева, А.В.Коновалов, О.А.Нечаева

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

К наиболее распространенным видам осложнений при строительстве скважин относятся поглощения промывочной жидкости, характеризующееся полной или частичной потерей циркуляции промывочной жидкости. Обычно на ликвидацию поглощения уходит около 25-30 % от общего времени бурения скважины, поэтому тема разработки состава для борьбы с поглощением бурового раствора всегда будет актуальной.

Изучая данную проблему, перед нами была поставлена следующая задача - разработка оптимальной рецептуры состава для кольматации поглощающих горизонтов. Для того, чтобы решить эту задачу необходимо подобрать рецептуру состава с высокой кольматирующей способностью, определить процентное содержание компонентов, привести аргументы целесообразности использования данного состава для борьбы с поглощениями бурового раствора.

Нами предложена рецептура состава на основе силиката натрия и 20%-ного раствора тетрабората натрия. Для достижения необходимой структуры у исследуемого состава эмпирическим путем подобрано наиболее оптимальное процентное сочетание компонентов.

На основании проведенных исследований, следует отметить его высокую кольматирующую способность, достаточный запас времени для набора структуры, необходимый для прокачки изолирующего материала в поглощающий интервал.

ПРИМЕНЕНИЕ ДВУХРЕАГЕНТНОГО СПОСОБА ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ СОВХОЗНОГО ПХГ

¹*В.Ю.Панков, ¹Н.Н.Ефимов, ²В.В.Живаева, ²О.А.Нечаева*

¹*АО НПО "ПОЛИЦЕЛЛ"*

Владимир, Россия

²*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

При вскрытии продуктивных горизонтов, вследствие несовместимых условий бурения возникают поглощения буровых и тампонажных растворов, недоподъемы цемента при креплении, а также газопроявления и появление межколонных давлений после проведения ОЗЦ. Одним из сложных видов осложнений, встречающихся при строительстве скважин, является поглощение промывочных жидкостей и тампонажных растворов. Интервалы поглощений и градиенты давлений при проектировании строительства скважин - основные критерии при выборе конструкции скважины, параметров режима бурения, в том числе, гидравлической программы промывки, и во многом определяют трудоемкость и материалоемкость строительства скважин.

Повышение технико-экономических показателей строительства скважин зависит от своевременного предупреждения и выбора эффективного метода ликвидации осложнений, наиболее затратным из которых является частичная или полная потеря циркуляции промывочной жидкости - поглощение.

Сложность решения проблем при возникновении поглощений промывочных жидкостей в процессе бурения определяется многими факторами, в том числе и горно-геологическими условиями их формирования, подбором технологических параметров режима бурения и промывочной жидкости.

Проведенными опытными работами и полевыми испытаниями установлено, что для обеспечения совместимых условий вскрытия разوناпорных пластов использование методов двухкомпонентной закачки в поглощающий интервал может создать непроницаемость стенок скважины и позволит вести бурение ниже интервала изолированного пласта.

Кольматация карбонатных трещинно-кавернозных коллекторов основана на изоляции трещин составами высокомолекулярных соединений

Планирование изоляции зон поглощения

Поглощение бурового и тампонажного растворов обусловлено наличием проницаемых пластов и движущей силы под действием перепада давления в системе «скважина - пласт».

Для планирования изоляции зон поглощения необходима следующая информация, характеризующая состояние скважины и гидравлические параметры трещиноватых пород:

- глубина кровли и интервал зоны поглощения;
- пластовое давление в зоне поглощения;
- плотность бурового раствора в стволе скважины;
- статический уровень бурового раствора в скважине;
- динамический уровень в скважине, определенный в пределах технологической подачи бурового раствора насосом;
- подача бурового раствора, обеспечившая достижение замеренного динамического уровня в стволе скважины;
- фактические диаметры скважины в интервале поглощающих пород и в открытом стволе;

- соотношение градиентов гидростатического давления и градиентов пластовых давлений при статическом уровне в стволе скважины для определения возможности межпластовых перетоков;
- тип поглощающего коллектора.

Составы и свойства буферных тампонов для ликвидации поглощений в трещинно-кавернозных коллекторах

При ликвидации поглощений в трещинно-кавернозных коллекторах потеря среды при отсутствии пористого коллектора при движении тампона по трещине невозможна, что исключает рост пластической прочности и приводит к необходимости закачки большого объема буферного тампона, что технически затруднительно. Ограничением же при закачке тампона повышенной пластической прочности является давление в нагнетательной линии бурового насоса.

В этом случае высокая пластическая прочность тампона должна быть получена ниже глубины открытого конца бурильного инструмента, установленного в непосредственной близости от кровли зоны поглощения по двухреагентному способу. При этом кинетика химической реакции должна позволять получить тампон с расчетной пластической прочностью за время от смешения компонентов и прокачки по стволу до зоны поглощения.

Размещение компонентов буферного тампона перед смешением под открытым концом бурильных труб должно производиться как в затрубном, так и в трубном пространствах.

В качестве компонента, размещаемого в затрубном пространстве, рекомендуется использовать технологическую жидкость с высокой пластической вязкостью.

В качестве компонентов для проведения операции используются раствор полиаэрогеля и раствор сшивателя.

Поставщиком полиаэрогеля и сшивателя является АО «НПО «ПОЛИЦЕЛЛ» для получения высокопрочного буферного тампона по двух реагентному способу.

Полиаэрогель на основе системы ПолиСГЛ, образуемый при работе азотного компрессора представляет собой вязкоупругую пену, состоящую из основы, сшивателя и пенообразователя ПолиПАВ ВН (рис.2). Технические характеристики состава приведены в табл. 1



Рис. 1 Полиаэрогель

Свойства Полиаэрогеля

Таблица 1

Характеристики	Значение
Эффективная вязкость раствора до вспенивания, мПа·с	15-50
Плотность пены, г/см ³	0,2-0,7
Кратность пены	2-5
Устойчивость пены, с/см ³	10-1150 (варьируется в зависимости от требуемых условий)
Деструктор	3% HCl

Производство изоляционных работ при использовании двухреагентного способа

Производство изоляционных работ при использовании двухреагентного способа рекомендуется проводить по следующей схеме проведения работ:

1. Подготовка смеси
2. Спуск бурильного инструмента на глубину, позволяющую разместить расчетный объем технологической жидкости в стволе скважины до кровли зоны поглощения, равный объему буферного тампона, в стволе скважины от глубины установки «ОК» до зоны поглощения.
3. Объем технологической жидкости берется из расчета потребного объема тампона и избытка, необходимого для проведения операции:
4. Допуск открытого конца колонны бурильных труб на глубину 15-25 м выше кровли поглощающего пласта.
5. Производят закачку с расчетной подачей насосов:
 - производят периодические подкачки.
6. После доведения раствора до требуемой глубины одновременно закрывают ПВО и приступают к закачке бурового раствора по затрубному пространству с целью обеспечения смешения полиаэрогеля с раствором сшивателя в заданном соотношении.
7. Производят продавку

Схема обвязки тампонажной техники с устьем и скважиной для проведения изоляции зоны поглощения приведена на рисунке 2.

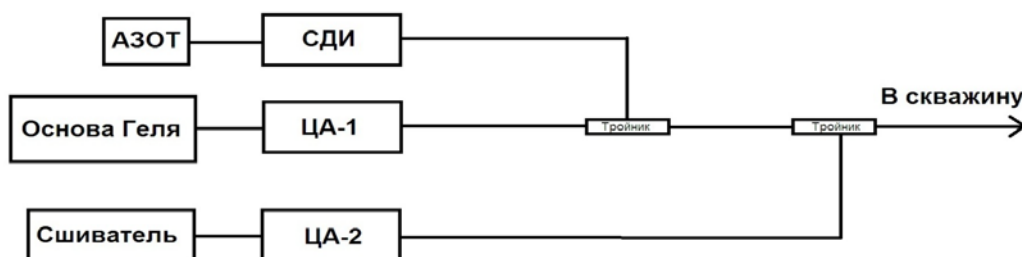


Рис. 2 Обвязка спецтехники при закачке Полиаэрогеля в скважину

На скважине Совхозного ПХГ при бурении в интервале открытого ствола на глубине 1715-1717 м произошел провал бурильного инструмента с полной потерей циркуляции и падением уровня промывочной жидкости получили поглощение бурового раствора. При проведении мероприятий по ликвидации поглощения произошло проявление пластового флюида из вышележащего горизонта с ростом давления на устье, при закрытом превенторе до 7,5 МПа. Все проведенные операции в течение 12 суток по восстановлению процесса бурения были безуспешными. Специалистами ООО «НПК Спецбурматериалы» был разработан план по глушению скважины с применением комплексного реагента Полиаэрогель производства

АО НПО «Полицелл». В результате проведенных работ проявляющий пласт был заглушен, зона поглощения изолирована, строительство скважины было продолжено до проектной глубины.

Через 55 суток после освоения скважины Совхозного ПХГ был получен приток газа на штуцере. Коллекторские свойства пласта восстановлены полностью.

Таким образом, реагент Полиаэрогель может быть рекомендован для временной изоляции проявляющих и поглощающих горизонтов при ремонтно-изоляционных работах, капитальном ремонте и бурении скважин. Расчёт уменьшения стоимости работ (от фактической) показал, что при своевременном применении двухреагентного способа, возможно получение значительного экономического эффекта.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ УДАЛЕНИЯ ТВЕРДЫХ ОТЛОЖЕНИЙ С ВНУТРЕННИХ СТЕНОК НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ*М.С. Шушкин, И.В. Царьков, К.И. Бабицкая**Самарский государственный технический университет
Самара, Россия***Аннотация**

В данной работе рассмотрены гидродинамический метод удаления твердых отложений с внутренних стенок насосно-компрессорных труб и его достоинства, насадки различного типа, а также роторная гидромониторная насадка для которой произведен расчет зависимости частоты пульсации жидкости из сопла от скорости вращения ротора

Ключевые слова

Гидродинамические способы удаления твердых отложений, твердые отложения, насосно-компрессорные трубы, оборудование высокого и сверхвысокого давления, расчет гидромониторной роторной насадки.

На трубных базах нефтегазового комплекса имеется большое количество насосно-компрессорных труб (НКТ), выведенных из эксплуатации из-за образования на внутренней поверхности труб отложений, данные твердые отложения изображены на рисунке 1.



Рис. 1. - Твердые отложения на стенках насосно-компрессорных.

Общемировой тенденцией в технологиях очистки внутренних поверхностей насосно-компрессорных труб от твердых отложений является замена различных морально устаревших методов (механических, тепловых, пескоструйных) очистки внутренней поверхности НКТ гидродинамическим методом очистки. В настоящее время многие зарубежные нефтедобывающие и нефтесервисные компании практически полностью перешли на технологию гидромониторной очистки внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ) от твердых отложений с помощью оборудования высокого и сверхвысокого давления.

Оборудование высокого и сверхвысокого давления для гидродинамической очистки внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ) от твердых отложений парафинов, асфальтенов, механических примесей, солевых отложений, окалины, песка, пропанта, отложений гипса, остатков цемента в НКТ, ржавчины и прочих отложений

предназначено для обеспечения потребностей нефтедобывающих и нефтесервисных компаний, использующих парк НКТ при эксплуатации и ремонте нефтяных скважин, нефтедобывающей промышленности.

По сравнению с традиционными методами очистка водой под давлением обладает рядом решающих преимуществ:

- не оказывает вредного воздействия на окружающую среду. При очистке не используются щелочи, кислоты и другие химические реактивы, создающие проблемы, связанные с сохранением окружающей среды;

- эффективно удаляются любые отложения независимо от их физических свойств и химического состава. Это могут быть отложения, накипь, труднорастворимые радиоактивные соли, песок из продуктивного пласта, проппант, затвердевший цементный раствор, старая покраска;

- в процессе очистки не возникает избыточное давление в самой промываемой емкости, что исключает ее повреждение;

- высокая производительность позволяет сократить простой технологического оборудования, т.е. прямые и косвенные производственные затраты.

- возможность прочистки полностью закупоренных пучков теплообменников и труб с применением специальных прочистных штанг.

Принцип гидродинамической очистки основан на применении в качестве рабочего органа водяной струи, которая под высоким давлением подается в рабочую зону через специальные насадки.

В качестве насадок используются различные модификации распределителей струи высокого давления. Например, для прочистки труб существует достаточное количество различных модификаций гидромониторных головок, работающих в условиях различного диаметра труб и различной толщины отложений.

Использование в составе оборудования специального сопла, благодаря которому водяные струи при истечении через указанное сопло будут создавать пульсации и кавитационный эффект. В результате энергетика и очищающая способность струй будут кратно возрастать, что позволит очищать внутреннюю полость НКТ от многолетних твердых отложений при значительно меньших энергетических затратах.

ФГБОУ ВО «СамГТУ» выполнил научно-исследовательские работы по определению гидродинамических и кавитационных режимов истечения высокоскоростных струй воды. При выполнении научно-исследовательских работ был произведен расчет требуемых расходно-напорных характеристик оборудования, которые позволили обеспечить требуемую энерговооруженность гидромониторных струй. Так же были разработаны прямые очистные насадки пробивного и отмывающего действия и роторные насадки следующих модификаций:

Форсунки с вращающимся ротором, имеющие два сопла. Форсунки с вращающимся ротором применяются в соединении с жесткой или гибкой пикой для очистки труб диаметром от 40 до 70 мм. Роторные форсунки, при помощи двух ротационных струй воды, направленных перпендикулярно оси трубы, обеспечивают наибольший очищающий эффект при больших, жестких и плотных отложениях при наличии прохода в трубе.

Форсунки с вращающимся ротором и передними струями воды. Форсунки с вращающимся ротором и передними струями воды применяются в соединении с жесткой или гибкой пикой с ведущим элементом для очистки труб диаметром от 40 до 70 мм. В данных форсунках, помимо отверстий в роторе, формирующих две вращающиеся струи воды, направленные перпендикулярно оси трубы, имеются дополнительные отверстия в передней части корпуса, формирующие струи воды, направленные вперед и по бокам. Форсунки с турбинным ротором и передними

струями воды обеспечивают очищающий эффект при больших, жестких и плотных отложениях в полностью забитых отложениями трубах.

Форсунки реактивные с тремя соплами, направленные под углом назад. Форсунки реактивные с соплами, направленными под углом назад по корпусу форсунки. Струи создают реактивную, толкающую силу, за счет которой форсунка продвигается вперед и производит очистку, а в форсунках с передними струями (направленными вперед) компенсирует отдачу передних струй. Также производит дополнительную очистку труб.

Форсунки безоткатные и движущиеся. Форсунка имеет отверстия, формирующие струи воды, направленные под углом 90° к стенкам трубы, число и диаметр отверстий зависят от отложений в трубе. Данные форсунки дают высокий эффект очистки при плотных отложениях.

Форсунки, движущиеся с тремя или четырьмя соплами направленными под углом назад. Форсунка имеет отверстия, формирующие струи воды, направленные под углом к стенкам трубы, создающими тянущее усилие на форсунку, число и диаметр отверстий зависят от отложений в трубе. Данные форсунки дают высокий эффект очистки при плотных отложениях.

Форсунки долбежные "пика" применяются в соединении с жесткими пиками для тяжелых условий работы при больших, жестких и плотных отложениях при полностью забитых отложениями трубах. Специальная форма форсунки и струи воды, направленные под определенным углом, позволяют производить очистку полностью забитых труб, так как происходит гидродинамическая очистка и дополнительное механическое воздействие на отложения.

Вращающиеся сопла из закаленной стали или керамических ставков, характеризуются своей надежностью, прочностью и долговечностью. Оснащены отверстиями с четырьмя различными углами распыления, эти струи объединяются во всех вариантах в универсальную систему с оптимальными свойствами. Роторы под углом 90° , 75° и 60° к оси трубы установлены с обеспечением повсеместной радиальной очистки трубы. Отверстие с углом менее 75° одновременно отвечает за скорость вращения. Чем медленнее вращение, тем выше степень очистки. Тяговые отверстия под углом 25° одновременно обеспечивают дополнительное усилие подачи и вымывание удаленного материала.

Форсунка из нержавеющей стали с соплами по углу 15° и 25° в передней части и дополнительно сопла под 70° в задней части. Эта насадка достигает очень высокого чистящего эффекта и может при достаточной мощности насоса вымывать отложения известняка. Также подходит для вымывания песка и других твердых отложений.

После создания опытного образца комплекта оборудования с набором гидромониторных насадок ФГБОУ ВО «СамГТУ» провел полигонные испытания оборудования и технологии гидромониторной очистки внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ) от различных твердых загрязнений.

Наилучший результат замечен при использовании насадки для промывки насосно-компрессорных труб, содержащей корпус с центральным осевым каналом, узел перемещения корпуса, подшипниковый узел и завихрители потока жидкости с щелевыми соплами. Технический результат обеспечивается путем множественных и мощных гидроударов по внутренней поверхности трубы, вызываемых схлопыванием кавитационных пузырей, образующихся при прохождении моющей жидкости через расстояние 1-10 мм между очищаемой поверхностью НКТ и точечными и (или) щелевыми соплами, что позволяет повысить качество очистки внутренней поверхности НКТ.

По результатам расчетов, лабораторных и полигонных испытаний оборудования и технологии гидромониторной очистки внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ) от различных твердых загрязнений была разработана конструкция гидромониторной роторной насадки, обеспечивающей формирования пульсирующих водяных гидромониторных струй при ее работе [1].

Гидромониторная роторная насадка для очистки внутренней полости труб от отложений (рисунок 2) состоит из корпуса 1 с прорезями 4 и задними реактивными 6. На корпусе 1 установлены передний ротор 2 с расположенными диаметрально противоположно соплами 5, оси которых направлены под углом к поверхности ротора, и задний ротор 3 с расположенными диаметрально противоположно соплами 5, оси которых направлены под углом к поверхности ротора, но с другим направлением, что обеспечивает отсутствие реактивного момента на корпусе насадки, так же корпус снабжен резьбой 7 для присоединения к шлангу для подачи воды [1].

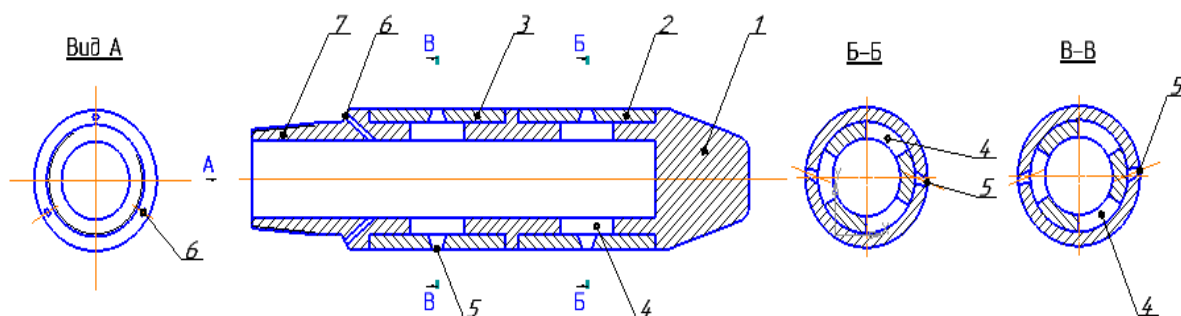


Рис. 2. Чертеж гидромониторной роторной насадки, здесь 1 – корпус, 2 – передний ротор, 3 – задний ротор, 4 – прорези, 5 – сопло, 6 – реактивное сопло, 7 – резьба.

Принцип работы заключается в следующем. После присоединения насадки к шлангу с помощью резьбы 7, в центральный канал насадки подается вода под большим давлением и с большим расходом. Через прорези 4 вода поступает на сопла 5 переднего ротора 2 и заднего ротора 3. При истечении воды из сопел 5 роторы начинают вращаться, при чем ротор 2 в одном направлении, а ротор 3 в противоположном направлении. Но прорези 4 расположены таким образом, что в любой момент времени при вращении роторов 2 и 3 в разных направлениях на одно из сопел 5 роторов 2 и 3 свободно поступает вода, а на второе сопло 5 роторов 2 и 3 вода поступать не будет, так как второе сопло 5 будет находиться не напротив прорези, а напротив стенки корпуса. В связи с такой конструкцией корпуса насадки истечение воды из сопел будет осуществляться пульсирующими струями [1].

Для предварительной теоретической оценки работы, представленной гидромониторной роторной насадки, был произведен расчет частоты пульсаций гидромониторных водяных струй, истекающих из сопел насадки. В результате расчета была найдена зависимость частоты пульсации жидкости из сопел диаметром 0,5 мм ($5 \cdot 10^{-4}$ м) в количестве 7 штук, от скорости вращения ротора, при расходе воды агрегатом 0,5 л/с ($5 \cdot 10^{-4}$ м³/с), при том, что происходит три пульсации струи за один оборот ротора.

Необходимо подсчитать линейную скорость истечения струи, используя формулу (2) и перевести ее в угловую скорость ротора, имеющего радиус 16 мм ($16 \cdot 10^{-3}$ м) по формуле (3), предварительно найдя площадь сечения сопла по формуле (1).

Так же поделим расход воды агрегатом на семь, т.к. в насадке имеется семь действующих отверстий.

Площадь проходного отверстия сопла составит:

$$S = \frac{\pi \cdot d^2}{4}, \quad (1)$$

где d – диаметр сопла, м.

$$S = \frac{3,14 \cdot (5 \cdot 10^{-4})^2}{4} = 1,96 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2.$$

Скорость истечения водяной струи из одного сопла составит:

$$v = \frac{Q}{S}, \quad (2)$$

где Q – расход через одно сопло, м³/с.

$$v = \frac{7,1 \cdot 10^{-5}}{1,96 \cdot 10^{-7}} = 362,24 \text{ м/с.}$$

Определим угловую скорость вращения ротора:

$$\omega = \frac{k \cdot v}{R}, \quad (3)$$

где k – коэффициент, учитывающий силы трения в паре трения «ротор – корпус» и утечки воды через зазоры между роторами и корпусом, $k = 0,75$;

R – радиус ротора, м.

$$\omega = \frac{0,75 \cdot 362,24}{16 \cdot 10^{-3}} = 16980 \text{ об/с.}$$

Можно сделать вывод, что в секунду одно сопло делает 16980 оборотов, если за один оборот оно делает три пульсации, то в итоге Струя воды, истекающая из каждого сопла роторов будет иметь частоту колебаний (пульсаций) около 50 000 Гц. Благодаря пульсациям значительно возрастает энергетика и очищающая способность струи. Описанная конструкция гидромониторной насадки будет эффективнее классических насадок обычной конструкции

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Заявка на полезную модель. Гидромониторная роторная насадка для очистки внутренней полости труб от твёрдых отложений / ООО «Премиум» (РФ). – Заявка № 2019122869; 19.07.2019.

УДК 550.81.553.98

ОСОБЕННОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ В КАРБОНАТНОМ КОЛЛЕКТОРЕ ПРИ НАЛИЧИИ ПЕРЕХОДНОЙ ЗОНЫ (НА ПРИМЕРЕ ИВАНОВСКОГО-2 МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ).

Н.М.Максимкина

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

E-mail: Maksimkina.Natalya@yandex.ru

В условиях современной нефтедобычи, когда большинство вступающих в эксплуатацию месторождений содержат трудно-извлекаемые запасы, одной из проблем является определение начального объёма нефтяного резервуара с переходной зоной и выбора эффективных технологических процессов разработки подобных залежей. Установление водонефтяного контакта (ВНК) относится к первоочередным задачам, решаемым при определении начальных запасов нефти. На сегодняшний день нет единого мнения по определению условной нижней границы залежей с переходными зонами. В.П. Комаров в своих работах отмечает, что ВНК соответствует нулевой фазовой проницаемости по нефти. Ряд исследователей (М.А.Жданов, Д.Амикс, Д.Брас и др.) полагают, что в практических расчетах за ВНК необходимо принимать подошву переходной зоны. Дж.Джонс считает, что

ВНК – это условный уровень, ниже которого притоков нефти в скважинах не наблюдается. [1] Однако, на практике, включение запасов переходной зоны с незначительной толщиной, при отсутствии эффективных процессов по их вытеснению, существенно занижает технологические показатели разработки.

Залежь пласта T_1 турнейского яруса Ивановского-2 месторождения массивного типа. Коллектор пласта - карбонатный, сложен, преимущественно, известняками слабо доломитизированными со структурой пакстоун-грейнстоун, биокластово-пеллоидными. Отличительной характеристикой пустотного пространства является то, что карбонаты, в основном, тонкопористые с редкими изолированными крупными порами и мелкими кавернами. Пористость и нефтенасыщенность, принятые при подсчете запасов, по данным ГИС, составляют 0,11 и 0,88 д.ед. соответственно. Проницаемость – 0,048 мкм². Пласт неоднороден, расчлененность по залежи составляет 9,88; коэффициент песчаности – 0,53. Особенности поровой составляющей фильтрационно-емкостной системы коллектора обусловлены, прежде всего, кон-седиментационными условиями формирования северо-восточной периферии внешнего борта Муханово-Ероховского прогиба. Карбонатные осадки формировались в мелководно-морских условиях с достаточно высоким энергетическим уровнем в пределах фотической зоны [2]. В дальнейшем, в период перерывов в осадконакоплении в конце турнейского времени, получили развитие процессы, приведшие к возникновению и развитию каверозности в коллекторе пласта T_1 . Обращает внимание, как упоминалось выше, слабая доломитизация отложений, и, как следствие, незначительное распространение микро- и тонко-трещиноватости, обусловленной подобными процессами. Начальный водонефтяной контакт (ВНК) принят на отметке минус 1883,0м (Рис.1).

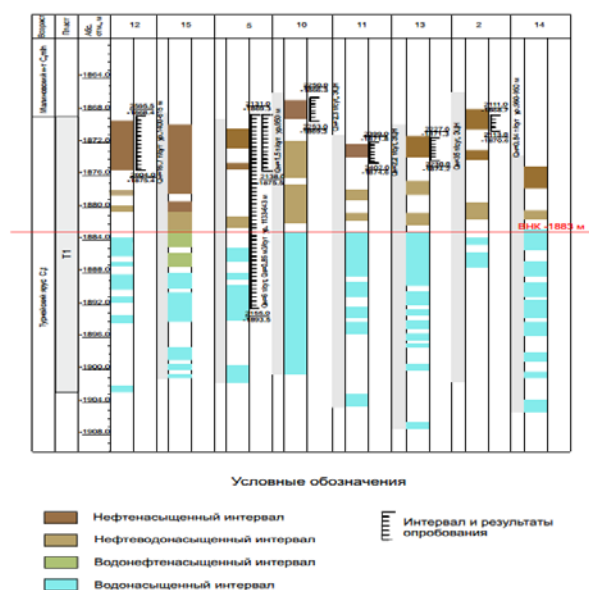


Рис.1 Схема обоснования ВНК пл. T_1 турнейского яруса Ивановского-2 месторождения

В определении средневзвешенных значений пористости и нефтенасыщенности по скважинам прослой переходной зоны, интерпретирующиеся по ГИС как карбонаты нефтеводонасыщенные с колебаниями начальной нефтенасыщенности в пределах 50,8% ($\approx 0,51$ д.ед.) в скв.14 до 72,8% ($\approx 0,73$ д.ед.) в скв.15, не участвовали. (Таблица 1)

Таблица 1

Результаты определения начальных нефтенасыщенных толщин, пористости и начальной нефтенасыщенности по скважинам Ивановского-2 месторождения

№ скв.	Интервал эффективных толщин				hэф. н/н, м	Кп, %	ρп, Омм	Кн,%	Литология и характер насыщения
	глубина, м		абс. отметка, м						
	кровля	подошва	кровля	подошва					
2	2110,0	2112,6	-1867,7	-1870,3	2,6	11,2	152,0	89,5	карбонаты нефтенасыщ.
	2115,4	2116,4	-1873,1	-1874,1	1,0	10,3	118,0	86,6	карбонаты нефтенасыщ.
	2121,4	2124,0	-1879,1	-1881,7	2,6	8,7	88,0	71,6	карбонаты нефтеводонасыщ.
	2126,0	2126,9	-1883,3	-1884,1					карбонаты водонасыщ.
Суммарные значения					6,2				
Средневзвешенные значения						11,0		88,7	
5	2132,0	2134,4	-1870,3	-1872,7	2,4	10,4	94,0	85,0	карбонаты нефтенасыщ.
261,2	2136,2	2137,0	-1874,5	-1875,3	0,8				карбонаты нефтенасыщ.
	2142,8	2144,2	-1881,1	-1882,5	1,4	10,2	42,0	72,7	карбонаты нефтеводонасыщ.
	2146,7	2148,4	-1885,0	-1886,7		10,2	32,0		карбонаты водонасыщ.
Суммарные значения					4,6				
Средневзвешенные значения						10,4		85,0	
10	2250,4	2252,7	-1866,7	-1869,0	2,3	10,0	250,0	90,9	карбонаты нефтенасыщ.
	2255,5	2258,0	-1871,7	-1874,2	2,5	8,0	37,0	60,3	карбонаты нефтеводонасыщ.
	2258,0	2259,9	-1874,2	-1876,1	1,9	9,8	34,0	67,7	карбонаты нефтеводонасыщ.
	2261,0	2265,9	-1877,1	-1882,0	4,9	11,5	15,0	58,2	карбонаты нефтеводонасыщ.
	2267,2	2268,3	-1883,2	-1884,3		13,0	4,3	27,8	карбонаты водонасыщ.
Суммарные значения					11,6				
Средневзвешенные значения						10,0		90,9	
11	2399,3	2401,1	-1872,1	-1873,7	1,6	11,0	182	90,3	карбонаты нефтенасыщ.
	2405,7	2407,2	-1877,7	-1879,1	1,4	9,2	62	71,0	карбонаты нефтеводонасыщ.
	2408,9	2410,0	-1880,6	-1881,6	1,0	8,7	30	59,8	карбонаты нефтеводонасыщ.
	2411,4	2417,7	-1883,0	-1888,4		10,2	11	40,4	карбонаты водонасыщ.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

№ скв.	Интервал эффективных толщин				hэф. н/н, м	Кп, %	ρп, Омм	Кн,%	Литология и характер насыщения
	глубина, м		абс. отметка, м						
	кровля	подошва	кровля	подошва					
Суммарные значения					4,0				
Средневзвешенные значения						11,0		90,3	
12	2596,3	2597,0	-1869,2	-1869,8	0,6				карбонаты нефтенасыщ.
	2597,0	2598,2	-1869,8	-1870,8	1,0	11,0	150	89,2	карбонаты нефтенасыщ.
	2598,2	2599,2	-1870,8	-1871,6	0,8				карбонаты нефтенасыщ.
	2599,2	2604,0	-1871,6	-1875,4	3,8	10,3	135	87,6	карбонаты нефтенасыщ.
	2607,1	2607,8	-1877,9	-1878,4	0,5				карбонаты нефтеводонасыщ.
	2609,4	2610,4	-1879,7	-1880,5	0,8				карбонаты нефтеводонасыщ.
	2614,4	2615,3	-1883,7	-1884,4					карбонаты водонасыщ.
Суммарные значения					6,2				
Средневзвешенные значения						10,3		87,9	
13	2226,9	2229,6	-1871,2	-1873,8	2,6	14,5	84	89,4	карбонаты нефтенасыщ.
	2232,7	2234,5	-1876,7	-1878,4	1,7	9,5	35	66,9	карбонаты нефтеводонасыщ.
	2236,9	2238,4	-1880,7	-1882,1	1,4	9,3	27	60,4	карбонаты нефтеводонасыщ.
	2239,4	2246,3	-1883,0	-1889,6		12,0	7	37,2	карбонаты водонасыщ.
Суммарные значения					5,7				
Средневзвешенные значения						14,5		89,4	
14	2148,2	2150,9	-1874,9	-1877,6	2,7	10,0	84	85,8	карбонаты нефтенасыщ.
	2153,6	2154,7	-1880,3	-1881,4	1,1	9,3	18	50,8	карбонаты нефтеводонасыщ.
	2156,0	2158,6	-1882,7	-1885,3		12,0	10	39,4	карбонаты водонасыщ.
Суммарные значения					3,8				
Средневзвешенные значения						13,8		85,8	
15	2364,0	2365,0	-1869,7	-1870,6	0,9	11,5	68	85,6	карбонаты нефтенасыщ.
270,8	2365,0	2365,9	-1870,6	-1871,5	0,9	9,7	165	89,3	карбонаты нефтенасыщ.
	2365,9	2368,8	-1871,5	-1874,1	2,6	12,0	67	86,5	карбонаты нефтенасыщ.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

№ скв.	Интервал эффективных толщин				hэф. н/н, м	Кп, %	ρп, Омм	Кн, %	Литология и характер насыщения
	глубина, м		абс. отметка, м						
	кровля	подошва	кровля	подошва					
	2368,8	2371,5	-1874,1	-1876,5	2,4	10,0	66	83,5	карбонаты нефтенасыщ.
	2371,5	2373,3	-1876,5	-1878,3	1,8	11,5	85	86,0	карбонаты нефтенасыщ.
	2374,6	2376,0	-1879,3	-1880,5	1,2	12,3	94	89,3	карбонаты нефтенасыщ.
	2376,0	2379,0	-1880,5	-1883,0	2,5	11,5	35	72,8	карбонаты нефтеводонасыщ.
	2379,0	2380,9	-1883,0	-1884,9		11,2	20	63,2	карбонаты водонефтенасыщ.
	2381,6	2383,5	-1885,6	-1887,3		11,0	23	65,2	карбонаты водонефтенасыщ.
	2384,3	2386,5	-1888,0	-1890,0		10,0	9	33,3	карбонаты водонасыщ.
Суммарные значения					12,3				
Средневзвешенные значения						11,2		86,3	
Средневзвешенные значения по залежи						11,0		87,6	

Однако, как видно из сопоставления данных таблицы 1 с картой начальных нефтенасыщенных толщин (Рис.2), эти пропластки, за исключением прослоев мощностью менее 1 м, были учтены при определении первоначального объема нефтяной залежи пласта Т₁ и, соответственно, с завышенными параметрами пористости и начальной нефтенасыщенности, повлияли на увеличение величины начальных геологических и извлекаемых запасов.

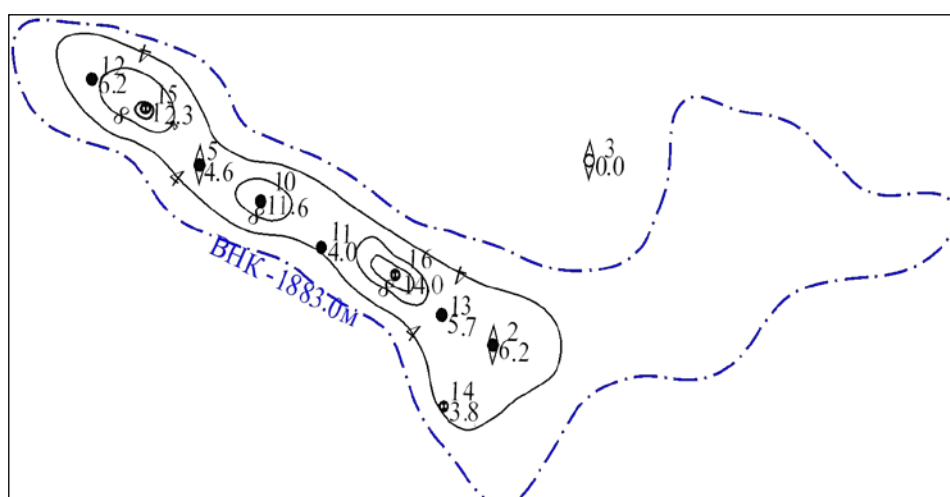


Рис.2 Карта начальных нефтенасыщенных толщин пласта Т₁ турнейского яруса Ивановского-2 месторождения

Судя по приведенным интервалам перфорации (таблица 2), наиболее интенсивной выработке подвергались верхние пропластки, значения начальной нефтенасыщенности в которых в среднем составляли 88,8% (≈0,89 д.е), а в отдельных скважинах величина начальной нефтенасыщенности достигала 90,9% (≈0,91 д.е - 10 скв.) и 90,3% ((≈0,90 д.е - 11 скв.).

Таблица 2

Результаты испытаний пласта Т₁ турнейского яруса Ивановского-2 месторождения

Пласт	№ скв.	Интервалы перфорации		Q _н , т/сут
		глубина, м	абс. отм., м	
Т ₁	2	2111-2113	-1868,6-1870,6	0,84
	5	2131-2138	-1868,5-1875,5	1,5
	10	2250-2253	-1866,3-1869,3	2,3
	11	2399-2402	-1871,8-1874,6	2,2
	12	2595,5-2604	-1868,4-1875,4	16,7
	13	2227-2230	-1871,3-1874,2	35

Прослой же переходной зоны, по всей вероятности, слабо были охвачены процессом вытеснения. Таким образом, отчасти, низкие значения текущего коэффициента нефтеизвлечения, которые на 01.01.2018 составляли 0,071, можно объяснить именно неучастием в процессе разработки прослоев переходной зоны, учтённых при определении запасов нефти.

Из семи добывающих скважин (2,5,10,11,12,13,15) пять (2,5,10,11,12) эксплуатируют пласт Т₁ совместно с пластом Б₂, 13 скважина работает только на Т₁, скв.15 была введена в эксплуатацию на Т₁, однако в мае 2016 г. произведено приобщение пласта Б₂ и в декабре 2017 года скважина переведена в нагнетательный фонд на Т₁+ Б₂. Разделение добычи нефти и жидкости осуществляется согласно результатам отдельного поинтервального опробования продуктивных пластов при вводе скважин в эксплуатацию. Необходимо отметить, что соотношение проницаемостей пластов К_{Б2} и К_{Т1}, принятых при проектировании, составляет 7,7. Наглядно это можно заметить по данным исследования керна, отобранного из указанных пластов, по скважине 10.

Таблица 3

Результаты определения фильтрационно-емкостных свойств по керну

СКВ	Пласт	Лабораторный номер образца	Газопроницаемость по Клинкин-бергу, мД	Пористость (вода),%
10	Б ₂	15322/13	455	21,3
10	Б ₂	15325/13	458	21,5
10	Б ₂	15325-2/13	448	22,2
10	Б ₂	15326/13	458	22,5
10	Б ₂	15327/13	393	22,7
10	Б ₂	15328/13	355	22,4
		при моделировании	428	22,1
10	Т ₁	11699-13	63,8	12,9

СКВ	Пласт	Лабораторный номер образца	Газопроницаемость по Клинкин-бергу, мД	Пористость (вода),%
10	T ₁	15355-13	50,2	14,7
10	T ₁	15356-13	37,9	14,5
10	T ₁	15358-13	34,3	11,8
10	T ₁	15360-13	67,4	13,0
		при моделировании	50,7	13,4

Расчеты, проведенные на базе геолого-гидродинамической модели месторождения, показывают, что скорость фильтрации в пласте T₁ в районе 10 скважины в 1,7 раза ниже, чем в коллекторе пласта Б₂.

В связи с падением начального пластового давления (24,5 МПа), до начала закачки воды, по замерам в совместных скважинах оно составляло 13,9 МПа, в июле 2013 г. было принято решение о вводе в эксплуатацию 14 нагнетательной скважины совместно на пласты T₁, Б₂ в соотношении объемов закачиваемой воды 50% по каждому из них. Однако стабилизировать добычу не удалось, а по 13 добывающей скважине, работающей на пласт T₁, отмечалось снижение дебита, пластовое давление в этой скважине в начале 2015 г. составляло 3,9 МПа. С целью усиления системы поддержания пластового давления в ноябре 2015 г. вступила в эксплуатацию 16 скважина, в которой закачка производилась непосредственно в пласт T₁. Скважине, расположенной в прогибе между западным и центральным приподнятыми участками залежи, удалось стабилизировать и повысить пластовое давление в районе 13 добывающей скважины (6,1 МПа), по которой получен прирост годовой добычи нефти за 2016 год, по сравнению с предыдущим, в количестве 3720 т. По состоянию на 03.2019 текущее пластовое давление в этой скважине снизилось и составляет 4 МПа. Перевод 15 добывающей скважины, расположенной в сводовой части западного приподнятого участка, под нагнетание в пласты Б₂ и T₁, не дал значительного эффекта. К моменту перевода степень выработки удельных извлекаемых запасов нефти по 15 скважине составляла 12,4%, а обводненность до приобщения пласта Б₂ в мае 2015г составляла 2,7%, после приобщения, до перевода в нагнетательный фонд 6,2%. Таким образом, можно предположить, что применение точечной закачки, с учетом приобщения пластов Б₂ и T₁, не дало нужного результата. Наиболее эффективной оказалась работа 16 нагнетательной скважины непосредственно на пласт T₁, расположенной в прогибе между приподнятыми участками Ивановского-2 поднятия.

Обводнение турнейской залежи происходит неравномерно: наименьшей обводненностью (не более 20%) характеризуются скважины сводовых частей западного и центрального участков: 10 и 13.

Достигнувшую 98% обводненности скважину 2 перевели на пласт Б₂ бобриковского горизонта. Можно высказать предположение об опережающем обводнении со стороны регионального погружения слоёв, что имеет значение при освоении запасов категории С2.

Таким образом, как справедливо отмечают авторы [3], при совместной эксплуатации залежей единым фильтром происходит наиболее полная выработка высокопроницаемого пласта (Б₂) по сравнению с менее проницаемым (T₁). Одним из наиболее эффективных методов разработки подобных залежей является рекомендуемый технологическим документом метод ОРЭ (одновременно раздельной эксплуатации данных пластов). Однако и он не решает проблему выработки запасов переходной зоны карбонатного коллектора.

Вероятно, в случае экономической целесообразности, необходимо найти метод извлечения нефти из неработающей толщины переходной зоны, включенной в объём

резервуара, либо не учитывать эту малопродуктивную часть разреза карбонатного коллектора, исключив её из начальных запасов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Газизов А.А. «Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки». М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002 г., с.33-38.
2. Дуб (Сапурин) С.А. «Микробиальные образования в известняках кизеловского горизонта восточного склона Среднего Урала как индикаторы обстановок осадконакопления» Журнал «Литосфера», том 17, №5, с.28-32.
3. Рустамов И.Ф., Кристьян И.А., Аржиловский А.В., Васильев В.В., Владимиров И.В. «К вопросу овыработке запасов нефти из двухпластовой залежи нефти при совместной разработке пластов» Журнал «Нефтепромысловое дело», №3, 2013 г., с.42-46.

УДК 622.276

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ

В.Е.Титов

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Анализируется эффективность выработки запасов нефти из водонефтяных зон и нефтяных оторочек залежей.

Выявляются проблемы, связанные с разработкой залежей, относящихся к категории трудноизвлекаемых запасов нефти.

Рассматриваются различные варианты применения методов увеличения нефтеотдачи.

The efficiency of oil reserves production from oil-water zones and oil rims of deposits is analyzed.

The problems associated with the development of deposits belonging to the category of hard-to-recover oil reserves are identified.

Various variants of application of methods of increase of oil recovery are considered.

Практически все залежи нефти имеют подошвенную и контурную воду. Законтурная область имеет водонефтяную зону (ВНЗ), которая может достигать нескольких километров и где сосредоточены значительные запасы нефти. Учитывая очень малую эффективную нефтенасыщенную толщину, запасы нефти в этих зонах относят к категории трудноизвлекаемых. Интенсивное обводнение продукции скважин, расположенных в ВНЗ приводит к снижению коэффициента извлечения нефти (КИН). Проблемы, связанными с разработкой нефтяных оторочек нефтегазовых залежей, являются как интенсивное обводнение, так и загазованность скважин в результате конусообразования. Запасы нефти месторождений нашей страны, сконцентрированные в нефтяных оторочках, составляют около 30% от всех разведанных. Коэффициент извлечения нефти (КИН), характеризующий эффективность разработки нефтяных оторочек очень мал и составляет менее 0,2. Такая эффективность позволяет запасы нефти нефтяных оторочек отнести к категории трудноизвлекаемых. Повысить эффективность процесса добычи нефти из ВНЗ и нефтяных оторочек с помощью экспериментов практически невозможно из-за их сложности. Однако,

методы компьютерного моделирования позволяют, учитывая различные геолого-физические условия залежей, решать даже такие сложные задачи.

Актуальными в настоящее время являются проблемы, связанные с извлечением из ВНЗ нефтяных месторождений маловязкой и вязкой нефти, а также выработкой запасов нефти из нефтяных оторочек нефтегазовых залежей.

Необходимость учета анизотропии коллекторских свойств пласта и малых нефтенасыщенных толщин ВНЗ с нефтью, малой вязкости позволяет получить более качественный результат моделирования процесса разработки.

Разработка ВНЗ с нефтью повышенной вязкости использованием горизонтальных скважин и закачкой раствора полимера должны обеспечить необходимую эффективность существующих систем разработки.

Нефтегазовые залежи целесообразно разрабатывать с закачкой воды и газа в разные зоны интервала перфорации скважин.

Разработка современных технологий выработки трудноизвлекаемых запасов нефти, сконцентрированных в ВНЗ и нефтяных оторочках, требует проведения многочисленных математических вариантов расчетов. Это связано с большим количеством факторов влияющих на показатели процесса разработки месторождения.

Таковыми факторами являются: тип скважин, их местоположение, технологический режим работы, интервал перфорации, системы поддержания пластового давления, тип закачиваемого рабочего агента, способы воздействия на продуктивный коллектор.

Так, анализ результатов исследований по закачке воды в различные интервалы перфорации скважины позволил выявить определенные закономерности. Моделируя закачку воды как одновременно в нефть и водонасыщенную зоны залежи, так и отдельно, только в нефтенасыщенную или только в водонасыщенную, была выявлена следующая особенность. Фиксировались перетоки воды на расстоянии около 10% от всей длины модели пласта рядом с нагнетательными скважинами.

Вокруг ствола скважин формировалась промытая водой неширокая зона пласта, которая препятствовала фильтрации нефти к интервалу перфорации из неохваченных процессом конусообразования нефтенасыщенных зон пласта.

Для предотвращения конусообразования целесообразно вскрывать не более 30% нефтенасыщенной толщины пласта, а эксплуатацию осуществлять при минимальных депрессиях на пласт. Однако, в результате применения такого метода ограничивается возможность выработки запасов водоплавающих зон по причине низких дебитов скважин. Снижается также темп выработки запасов нефти. Процесс конусообразования не ликвидируется, а только замедляется.

В продуктивных пластах 30% запасов нефти могут быть извлечены только с применением методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Например, чем выше остаточная нефтенасыщенность после обычного заводнения и выше неоднородность пласта, тем эффективнее технологии мицеллярного заводнения, циклического воздействия и с использованием полимеров.

Моделируя различные типы заводнения, как с полимерными оторочками, так и без них, была установлена их значительная эффективность от применения полиакриламида. С увеличением оторочки полимера КИН увеличивается. КИН уменьшается с увеличением вязкости нефти. Показатели варианта разработки с вертикальной нагнетательной и горизонтальной добывающей скважинами оказались наиболее эффективными.

Разрабатывая залежи при условии снижения забойного давления ниже давления насыщения, уменьшение добычи нефти происходит при выделении из нефти 5 % газа для легких и 10% по объему для тяжелых нефтей.

Закачка газонасыщенных вод особенно эффективна при разработке объектов с глинизированными коллекторами. Цикличность режима закачки увеличивает выработку запасов нефти.

Применение водогазовой смеси сочетает результативность заводнения эффект от закачки углеводородного газа. Закачивая воду в газоконденсатную шапку нефтяной оторочки, а газ – в водоносную зону пласта повышается эффективность процесса разработки залежей с высокой вязкостью нефти и подошвенной водой. При этом следует иметь в виду сравнительно невысокий охват залежи воздействием закачиваемым газом, по причине прорыва газа по высокопроницаемому пропластку неоднородного коллектора.

В США и Канаде широко применяются технологии с закачкой диоксида углерода (CO₂).

Диоксид углерода в необходимых объемах может быть взят из магистрального продуктопровода, если он находится в непосредственной близости от месторождения. Источником рабочего агента может быть химический завод, где CO₂ является побочным продуктом производства. И наконец, существуют технологии образования CO₂ непосредственно в пласте. В качестве газообразующих химических реагентов предварительно в залежь закачивается карбонат кальция (натрия) и соляная кислота. В результате термохимической реакции водных растворов этих компонентов образуется CO₂, который обеспечивает определенные преимущества перед традиционным заводнением. При растворении в воде наблюдается увеличение ее вязкости на 20÷30%. Вязкость нефти снижается в 1,5÷2,5 раза. Объем нефти увеличивается. Применение углекислого газа способствует извлечению остаточной нефти. Основным недостатком технологии следует считать отсутствие рабочего агента в необходимых объемах в большинстве нефтедобывающих регионов.

К недостаткам технологии следует отнести преждевременный прорыв газа в добывающие скважины, выпадение смол и асфальтенов при уменьшении концентрации CO₂ в нефти, коррозию нефтепромыслового оборудования, необходимость транспортировки и хранения больших объемов CO₂.

При решении вопросов, связанных с применением МУН следует ориентироваться на критерии применимости методов. Неправильный выбор объекта внедрения метода может закончиться его полной дискредитацией.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Маньшин В.Н., Швецов И.А.* Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении. Самара. Самар. Дом печати, 2002. – 392с.
2. *Крючков В.И. и др.* Водогазовое воздействие на пласт на основе попутного газа, как альтернатива заводнению. Интервал, №6, 2002, с.47.
3. *Халимов Э.М., Лисовский Н.Н., Дмитриевский А.Н., Бродский П.А.* Критерии отнесения запасов нефти к трудноизвлекаемым. / тр. Междунар. технол. симпозиума «Новые технологии разработки и повышения нефтеотдачи» Москва, 15-17марта, 2005 г.

**ПОЛУКОЛИЧЕСТВЕННЫЙ РЕНТГЕНОГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ
СЛОИСТЫХ СИЛИКАТОВ***А.В.Песков**Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Глинистые минералы (слоистые силикаты) являются важным компонентом пород коллекторов нефти и газа в связи с тем, что непредсказуемо влияют на их фильтрационно-емкостные свойства. И значения проницаемости и эффективной пористости корреляционно зависят от содержания глинистых минералов. Оценить содержание глинистых минералов возможно с применением рентгенографического количественного анализа [1]. Получаемые результаты анализа могут иметь значительные погрешности из-за свойств этих минералов: структурных дефектов кристаллической решетки, изоморфных замещений, политипии. Каждый глинистый минерал: гидрослюда, хлорит, монтмориллонит содержит несколько разновидностей глинистых минералов, обладающих своими особенностями состава и структуры. В связи с чем при проведении количественного анализа возникают проблемы с подбором эталонов. Изоморфный состав определяемой фазы в исследуемом образце и чистой фазы эталона могут различаться. Изменчивость интенсивности рентгеновских пиков на дифрактограммах глинистых минералов высока из-за дисперсности, текстуры, изоморфизма. Для гидрослуд при увеличении числа атомов Fe на элементарную ячейку с 1 до 2 структурный фактор рефлекса 001 увеличивается на 70%, а значит, увеличивается и интенсивность пика. При таком же замещении в монтмориллоните величина 001 увеличивается на 24% [2]. Для каолинитов, имеющих постоянный состав интенсивность отражений, хорошо окристаллизованных образцов различного происхождения изменяется незначительно до 3%, а для плохо окристаллизованных образцов колебания интенсивности значительно возрастают.

В данной работе использовалась методика полуколичественного рентгенографического определения минералов глин, созданная Ю.С. Дьяконовым [4]. В методике представлены данные для расчета содержаний по 6 разновидностям иллитов (гидрослуд), 3 разновидностям хлоритов для базальных рефлексов 00L. (табл.1) Согласно методике предполагается предварительное определение разновидности хлорита и гидрослуд по соотношению базальных рефлексов и уточнение пересчетных коэффициентов необходимых для расчетов содержаний глинистых минералов.

Соотношение рефлексов 00L для разновидностей хлоритов Си-излучение

минерал	Относительная интенсивность пика хлорита -00L			
	001	002	003	004
Mg-хлорит [4]	1	0.92	0.67	0.82
Mg-Fe хлорит [4]	0.41	1	0.28	0.56
Fe-хлорит [4]	0.17	1	0.11	0.4
клинохлор	0.14	1	0.54	1

Определение содержаний проводится по зависимостям:

$$I_j = \sum_{i=1}^n a_{ij} \beta_i c_i$$

$$c_i = \frac{c_i}{\sum_{i=1}^n c_i}$$

Где I_j - интегральная интенсивность j-го пика; j-номер пика

i- номер кристаллической фазы в образце; n-число фаз в образце

a_{ij} - отношение интенсивностей j-го пика к максимальному пику

β_i – величина пропорциональная интенсивности

c_i - величина пропорциональная содержанию i-той фазы; c_i -содержание фазы

По данной методике не определяется содержание в образцах терригенных пород кварца и полевых шпатов. Кроме того, рефлекс с $d=0.334$ нм. принадлежит иллиту и кварцу и возникают проблемы в уточнении разновидности иллита. В работе [3] анализировались смеси глинистых минералов и кварца на ориентированных препаратах и выяснено, что соотношение интенсивностей пиков кварца с $d=0.426$ нм и каолинита с $d=0.714$ нм варьирует в 5 раз в зависимости от текстурированности образца при разном соотношении исследуемого вещества и воды в суспензии.

В данном исследовании предполагалось апробировать методику рентгенографического анализа на эталонах глинистых минералов и подсчитать погрешности анализа. Исследования проводились на искусственных смесях из глинистых минералов: каолинита, мусковита, магниального хлорита –клинохлора и монтмориллонита. Анализы проводились на рентгеновском дифрактометре на ориентированных препаратах. Исследования проводились на установке на медном излучении и на установке ДРОН-3 на кобальтовом излучении.

Для образцов чистого клинохлора уточнялись отношения интенсивностей базальных рефлексов 001/002 и 003/002. В результате съемки 3 образцов среднее отношение интенсивностей рефлексов 001/002 составило 0.14, а для рефлексов 003/002=0.54. Полученное межплоскостное расстояние 0.71 нм на дифрактограммах изучаемых смесей 1-1 и 1-2 это наложение двух пиков каолинита 001 и хлорита 002. Поэтому из интенсивности пика с межплоскостным расстоянием 0.71 нм вычиталась интенсивность пика 003 хлорита, деленная на коэффициент 0.54 или интенсивность пика 001 хлорита, деленная на коэффициент 0.14. Среднее содержание каолинита составило 29% (табл.3), в предположении что хлорит представлен Mg-Fe разновидностью и для расчета использовался пересчетный коэффициент $\beta=19$ (табл. 2).

Значения коэффициента β для разных минералов Си-излучение

минерал	Рефлекс НКЛ	β [4]
каолинит	001	10.24
монтмориллонит	001	71-147
клинохлор	002	8.07
Mg-Fe-хлорит	002	19
мусковит	001	2.6
Fe-иллит	001	10.1

Коэффициент вариации составил 65%. Для случая если хлорит является Mg-разновидностью пересчетный коэффициент $\beta=9.5$ и Среднее содержание каолинита составило 19%, а коэффициент вариации 78%.

Для смеси каолинита и мусковита № 2 по интенсивностям 001 мусковита и каолинита содержание каолинита составило 19,8% , а мусковита 80,2% (табл.3) . Коэффициент вариации составил 17,6%. Для смеси каолинита и монтмориллонита № 3 по интенсивностям 001 монтмориллонита и каолинита содержание каолинита составило 85,0% , а монтмориллонита 15 % . Коэффициент вариации составил 2,3 % . В смеси №4 определялось содержание каолинита и кварца на ориентированных препаратах. Содержание каолинита составило 26,0%, а кварца 74,0 % . Коэффициент вариации составил 27%. Стоит заметить что при изготовления бинарных смесей №№1,2,3 фактически бралось 50% навески смеси каолинита и кварца и 50% навески хлорита, мусковита и монтмориллонита.

Также изучались 2 бинарные смеси каолинит и хлорит, мусковит и каолинит с использованием ДРОН-3 на Си-излучении. В исследовании использовался эталонный каолинит при 100% содержании и магнезиальный хлорит. Результаты исследования смесей на 3 препаратах показали достаточно удовлетворительную воспроизводимость. Коэффициент вариации по каолиниту для смеси 5 составила 11%, а для смеси 6 29%. Среднее содержание по каолиниту для смеси 5 составило 58% при 50% истинных, а для смеси 6 -44%.

Таблица 3
Содержания каолинита, мусковита, монтмориллонита в смесях (Си-анод, дифрактометр)

	минерал	С, доли единицы	Б, доли единицы	Б/ С, 100%	примечание
Смесь 1-1	каолинит	0,29	0,19	65	6 измерений, для Mg-Fe хлорита
	хлорит	0,71	-	-	
Смесь 1-2	каолинит	0,19	0,15	78	6 измерений, для Mg хлорита
	хлорит	0,81	-	-	
Смесь 2	каолинит	0,198	0,035	17,6	4 измерения
	мусковит	0,802	-	-	
Смесь 3	каолинит	0,85	0,02	2,3	4 измерения
	монтмориллонит	0,15	-	-	
Смесь 4	каолинит	0,26	0,07	27	4 измерения
	кварц	0,74	-	-	

Таблица 4
Содержания каолинита, мусковита в смесях (Со-анод, дифрактометр ДРОН-3)

		С истинное, %	С найденное, %	Б, доли единицы	Б/ С, 100%
Смесь 5	каолинит	50	58	0.06	11
	хлорит	50	42	-	-
Смесь 6	каолинит	50	44	0,13	29
	мусковит	50	56	-	-

Таким образом проведена полуколичественная оценка содержаний глинистых минералов на эталонных образцах и подсчитаны погрешности. Полученные погрешности невелики и позволяют проводить удовлетворительную оценку содержаний глинистых минералов если известны разновидности гидрослюды и хлорита. Определение содержания монтмориллонита в образцах пород может быть затруднено из-за сложности состава и неопределенной дисперсности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Руководство по рентгеновскому исследованию минералов/ под редакцией В.А. Франк-Каменецкого- Л.: Недра,1975
2. Зевин Л.С., Завьялова Л.Л. Количественный рентгенографический фазовый анализ-М.:Недра, 1974
3. Определение состава отложений в глубинном насосном оборудовании/ А.В. Песков, Ю.П. Борисевич, Г.З. Краснова, Л.Н. Баландин, А.Н. Каюк//Нефтепромысловое дело. М.:ОАО "ВНИИОЭНГ", 2009.-№7
4. Полуколичественное рентгенографическое определение минералов глин (слоистых силикатов). Методические указания. -М.-ВИМС, 1984

ПУТИ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ И УВЕЛИЧЕНИЮ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ГЛИНОСОДЕРЖАЩИХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

Н.М. Данилова, К.И.Бабицкая, М.А. Васильева

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия,
marydizer17@yandex.ru*

Аннотация

Россия имеет очень богатый запас природных ресурсов и полезных ископаемых, использование которых, в умелых руках, позволит приумножить благосостояние страны во всех направлениях. Однако, за последние годы в Самарском регионе значительно вырос процент трудноизвлекаемых запасов углеводородов, так же выросла степень выработки запасов и нельзя оставить без внимания рост обводненности и, что большая часть добывающих скважин в настоящее время эксплуатируется с водой. Опираясь многолетний опыт эксплуатации месторождений Самарской области, были выявлены причины данной проблемы и предложены возможные их решения.

Ключевые слова: *трудноизвлекаемые запасы, проницаемость, приемистость, глиносодержащий коллектор, призабойная зона пласта, фильтрация, набухание глин.*

Россия располагает значительными запасами энергетических ресурсов и мощным топливно-энергетическим комплексом, который является базой развития экономики, инструментом проведения внутренней и внешней политики.

Энергетический сектор обеспечивает жизнедеятельность всех отраслей национального хозяйства, способствует консолидации субъектов Российской Федерации, во многом определяет формирование основных финансово-экономических показателей страны.

Вывод страны на путь устойчивого развития для роста благосостояния и повышения уровня жизни населения возможен при эффективном использовании природных топливно-энергетических ресурсов, а также производственного, научно-технического и кадрового потенциала.

Учитывая многолетний опыт разработки месторождений нефти и газа Самарской области, и его значимый вклад в энергетическую составляющую страны заслуживает изучения история освоения минерально-сырьевой базы региона.

За истекшие годы в Самарском нефтедобывающем районе значительно изменилась структура запасов нефти. Если раньше он характеризовался высоким качеством запасов, доля трудноизвлекаемых среди них составляла всего 15%, то в процессе разработки к настоящему времени этот показатель значительно возрос и составил более 50% от остаточных запасов нефти.

В связи со сложившейся ситуацией была проведена большая работа по дальнейшему совершенствованию систем разработки нефтяных месторождений, и в Самарской области стали широко применяться новые научные решения с целью повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов. Кроме этого, использование заводнения для форсированного отбора жидкости попутно решало проблему утилизации пластовых вод. В сентябре 1994 года в Самарской области была добыта миллиардная тонна нефти.

К настоящему времени степень выработки запасов очень высока, более 85%, среднегодовая обводненность продукции превысила 82%, почти весь фонд добывающих скважин эксплуатируется с водой.

Учитывая вышеперечисленные факторы особую актуальность для месторождений Самарской области на сегодняшний день имеет решение задачи по увеличению приемистости нагнетательных скважин.

С этой целью были проведены экспериментальные исследования [3] различных композиций, учитывающих особенности коллекторов нефти и газа Самарского региона, а также обладающие комплексным воздействием на призабойную зону пласта (ПЗП).

На основе лабораторных исследований и анализа работы нагнетательного фонда скважин АО «Самаранефтегаз» были выявлены основные факторы, существенно влияющие на снижение приемистости нагнетательных скважин:

1. Увеличение эффективной вязкости подвижных фаз вследствие изменения свойств пластовых флюидов, образования в пластовых флюидах газообразных и твердых углеводородов, образования эмульсии и газовых дисперсий на границе смешения пластовых флюидов и фильтратов буровых растворов;

2. Увеличение фильтрационного сопротивления вследствие набухания гидратирующих материалов, сорбции асфальтосмолистых компонентов и химических реагентов на поверхности породы, проникновения тонкодисперсной фазы буровых растворов;

3. Закачка сточных вод нефтедобывающих предприятий, содержащих некоторое количество эмульгированной нефти, взвешенных твердых частиц, различные микроорганизмы;

4. Образование и отложение в поровых каналах труднорастворимых солей.

5. Образование сероводорода в продуктивном пласте, связанного с жизнедеятельностью сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ), которые восстанавливают сульфаты воды до сероводорода. Вследствие этого происходит выпадение в ПЗП карбонатных осадков, которые образуются при замещении сульфатных ионов воды карбонатными, образование осадка сульфида железа при использовании воды с большим содержанием железа и закупоривание колониями микроорганизмов поровых каналов.

В связи с вышеизложенным, обеспечение заданного уровня закачки связано с характеристиками и параметрами призабойной зоны скважин. Воздействие на ПЗП включает практически 3 аспекта: удаление продуктов коррозии, воздействие на горные породы, а также флюиды в ПЗП.

Методы повышения гидродинамического совершенства скважин и увеличения проницаемости призабойной зоны условно подразделяют на химические, механические и тепловые.

Общий недостаток этих технологий в том, что не обеспечивается высокая эффективность обработки. Наиболее действенны комбинированные технологии, при которых воздействие на скелет и пластовые флюиды происходит одновременно, часто с синергетическим эффектом. Однако применение таких технологий лимитируется затратами на добычу и не всегда рентабельно.

Изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора, вследствие набухания глинистой составляющей при закачке в пласт воды иного химического состава, чем пластовая оказывает влияние на процесс разработки залежи и заслуживает углубленного изучения.

Восстановлению и увеличению естественной проницаемости ПЗП посвящены работы многих исследователей, при этом авторы делают попытку разработать универсальные технологии, позволяющие одновременно устранить несколько причин снижения продуктивности скважин. Результативность применения подобных технологий во многом зависит от того, насколько учтены особенности коллекторов региона, где они будут использоваться. Именно, в таком случае, появляется возможность получить наибольший эффект.

Решение поставленных задач особенно актуально в настоящий период для нефтедобычи Самарского региона, большая часть месторождений которого находится на заключительной стадии разработки.

Основываясь на анализе истории разработки месторождений Самарской области, определены основные пути её решения:

- Обеспечение новой жизни «старым» месторождениям (с высокой выработкой высокопродуктивных объектов) применением современных комплексных мероприятий по довыработке запасов и вовлечением в разработку пропущенных залежей с трудноизвлекаемыми запасами, к которым относятся глиносодержащие коллектора;
- изучение успешного опыта внедрения технологий по воздействию на глиносодержащие коллектора месторождений нефти и газа;
- разработка эффективных технологий по воздействию на глиносодержащие коллектора на основе многолетнего опыта нефтедобычи с применением новых технологий, а также междисциплинарных знаний.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Гавура В.Е.* Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.:ВНИИОЭНГ, 1995.-496 с.
2. *Шашель А.Г.* Геология и нефтегазоносность терригенного комплекса девона Самарского Поволжья. – М.: Изд-во ИГиРГИ, 2000.
3. *Данилова Н.М., Титов В.Е.* («Самарский государственный технический университет»), *Кириянова Е.В.* (ООО «СамараНИПИнефть») Исследование особенностей процесса фильтрации на глиносодержащих моделях. Разработка составов и технологий реагентной разглинизации продуктивных коллекторов // Известия Самарского научного центра Российской академии наук, специальный выпуск «Проблемы нефти и газа» - 2002. С117-122
4. *Хасаев Г.Р. и др.* Минерально-сырьевая база Самарской области: состояние и перспективы развития. Самара, 2006
5. *Сопронюк Н.Б. и др.* Особенности разработки месторождений Самарской области. Самара, 2007
6. *Гиляев Г.Г. и др.* Разработка месторождений Самарской области. Самара, 2014

УДК 622.276

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И УСЛОВИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

В.Е.Титов

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Рассматривается целесообразность применения мицеллярных растворов для извлечения нефти оставшейся после заводнения.

Оценивается возможность применения композиционных составов в различных геолого-физических условиях объектов разработки.

Исследуются результаты применения различных технологий, предназначенных для извлечения остаточной нефти.

Expediency of application of micellar solutions for extraction of oil remaining after flooding is considered.

The possibility of using composite compositions in various geological and physical conditions of development objects is estimated.

The results of application of various technologies intended for recovery of residual oil are investigated.

Одним из самых сложных и дорогих методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН) является метод мицеллярно-полимерного воздействия. Технология заключается в последовательной закачке оторочек мицеллярного раствора (МР) и буферной жидкости. МР представляет собой однородные коллоидные системы, в состав которых входят вода, углеводороды, поверхностно-активные вещества (ПАВ), органические сульфокислоты и спирты. Метод был разработан в США и предназначался для извлечения нефти, оставшейся в пласте после заводнения. Апробирование технологии проводилось компанией «Марафон» на участках Дедрик и Уилкин.

Целью проведения обширных исследований являлся подбор рецептур МР, создание технологий и выявление условий их применения. На участке Дедрик применялся МР следующего состава: ПАВ – нефтяной сульфонат – 15,2%; бензин – 79,8%; изопропиловый спирт – 5%; водная фаза – 24%. Объем закачиваемого МР – 3,5% объема пор пласта.

В качестве буферной жидкости – водонефтяная эмульсия с переменной вязкостью – 12,6% объема пор пласта. МР с объемом воды равной 70% был закачан на участке Хенри *S*. В результате было извлечено 64% остаточной нефти. Удешевлению МР на участках Хенри *B*, *E*, *S*, *119R* способствовало применение при его приготовлении собственной товарной нефти. Также на участке *119R* использовали в составе МР смеси сульфонатов, полученных в результате сульфирования нефти. Степень вытеснения остаточной нефти составила 45%. Все эксперименты проводились на одной нагнетательной скважине. Эффективность же процесса определялась по анализам керны, взятого из специально пробуренных на разных расстояниях скважин. К недостаткам исследования следует отнести расходы на бурение этих скважин.

Рецептура раствора и технологии обрабатывались на участках пласта, представленного песчаником Робинсон. Эффективность мицеллярно-полимерного воздействия зависит от вытесняющей способности МР и охвата пласта процессом. Кроме того, на эффективность процесса влияют: проницаемость, пористость, неоднородность коллектора, а также состав нефти и воды. Так, объекты исследования – участки Дедрик, Уилкин, Хенри *B*, *E*, *S*, *119R* залегали на глубине 300 м. Проницаемость пласта $0,1 \div 0,2$ мкм², пористость – 20%, вязкость пластовой нефти $4 \div 10$ мПа·с.

По результатам эксперимента было доказано преимущество МР перед заводнением. За счет применения МР на участке Дедрик было извлечено более 60 % остаточной нефти. Противоположный результат был получен на участке Уилкин, где было извлечено только 8% остаточной нефти. Такой результат явился следствием отсутствия учета неоднородности пласта и контроля за функционированием всей пластовой системы.

Задача эксперимента на участке Хенри *B* и *E* заключалась в извлечении максимального количества нефти из обводненных пластов (97%). Объем оторочки МР составил 9% объема пор пласта, а буферной жидкости 200% объема пор. Такой значительный объем буферной жидкости был необходим для предотвращения разрушения оторочки МР проникновением в нее рабочего агента (воды). Эффективность процесса оценивалась извлечением 60% остаточной нефти.

После получения положительных результатов от применения МР, компания приняла решение расширить рамки эксперимента. Планировалось оценить возможность продвижения оторочки МР на большие расстояния.

В штате Иллинойс на участке *119R* при рядной схеме размещения скважин был выделен участок с 5 чередующимися рядами скважин – три ряда добывающих и два – нагнетательных. Расстояние между рядами – 142м, а соседними добывающими и нагнетательными в ряду – 35м. В каждом ряду по девять скважин. Пласт представлен песчаником, пористостью 19,3%, проницаемостью – 0,211 мкм². Толщина пласта – 7м, а остаточная после заводнения нефтенасыщенность коллектора – 40%. Перед началом эксперимента обводненность продукции скважин составляла 98÷99%, а среднесуточный дебит 2÷3 м³/сут. Закачка МР проводилась во все нагнетательные скважины. Для приготовления раствора использовалась смесь ПАВ: нефтяного сульфоната, на основе нефти пласта и промышленного нефтяного сульфоната.

Углеводородным компонентом стала нефть своего участка с добавлением амилового спирта. Вязкость МР составила 30 мПа·с при 22°С. Средняя скорость закачки 18285 м³ раствора (7% объема пор) началась закачка буферной жидкости – водного раствора полиакриламида Пушер 700 концентрацией – 0,12%.

Для определения остаточной нефтенасыщенности в промытой зоне были пробурены три оценочные скважины. Эффективность применения МР определялась нефтенасыщенностью керна, взятого из этих скважин и расположенных в разных точках по отношению к зоне закачки. С увеличением расстояния от нагнетательной скважины остаточная нефтенасыщенность увеличивалась от 7,3% до 14%. За время проведения эксперимента среднесуточный дебит скважин увеличился с 4 до 38 м³/сут нефти. Из участка *119R* было добыто 39% нефти от остаточного после заводнения количества. Было установлено, что за счет 1 м³ закачанного МР извлечено 2,2 м³ нефти.

Применение МР в виде оторочки обеспечило значительное увеличение добычи нефти по сравнению с заводнением. Показатели процесса следующие: продолжительность закачки оторочки МР – 4 месяца; скорость закачки – 152 м³/сут; объем закачки буферной жидкости – 260 тыс. м³ (100% объема пор); скорость закачки буферной жидкости – 178 м³/сут; количество нефти, добытой во время эксперимента 38,669 тыс. м³.

Оценивая эффективность процесса мицеллярно-полимерного воздействия, компания Марафон провела исследования по закачке МР в одну скважину. В радикальном направлении от нее на разных расстояниях бурились оценочные скважины с отбором керна для определения остаточной нефтенасыщенности. Вначале закачали оторочку МР объемом 61,056 м³ (7% объема пор). Затем приступили к закачке буферной жидкости, причем в три ступени с меняющейся вязкостью. Рабочие агенты закачивали 4 месяца. Динамика закачки следующая: 1 ступень – (626 мг/л) 174,9 м³ (20% объема пор); 2 ступень – (253 мг/л) 374,44 м³ (43% объема пор); 3 ступень – (50мг/л) 263,9 м³ (30% объема пор). Суммарный объем рабочих жидкостей составил 150% объема пор пласта.

В пределах экспериментального участка пробурили восемь оценочных скважин. Распределение нефтенасыщенности по оценочным скважинам изменялось, в зависимости от расстояния до нагнетательной. С увеличением расстояния от нагнетательной скважины нефтенасыщенность постепенно увеличивалась. Наиболее эффективно оторочка МР действовала в радиусе 10 м, где нефтенасыщенность по рядом расположенным скважинам составила 5%. В скважине, находившейся на половине расстояния между нагнетательной скважиной и границей экспериментального участка, нефтенасыщенность составила 13,6%, что соответствует примерно 50% объема пор его площади. Это значение соответствует закачки второй, менее вязкой ступени буферной жидкости. Таким образом, увеличение нефтенасыщенности произошло по причине прорыва буферной жидкости в область оторочки МР и, как следствие, произошло снижение эффективности процесса. В скважине, находившейся на границе участка, значение нефтенасыщенности соответствует значению остаточной после заводнения, что объясняется разрушением оторочки МР. За время проведения эксперимента было извлечено 47% остаточной после заводнения нефти.

Целью проведенных исследований являлось определение эффективности процесса воздействия на запасы нефти в размеченных геолого-физических условиях МР. Метод мицеллярно-полимерного заводнения является одним из немногих, позволяющих извлекать оставшуюся после заводнения нефть.

АНАЛИЗ СИСТЕМЫ СБОРА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ С МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЦДНГ-3 АО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ" НА УПСВ "СОРОЧИНСКО-НИКОЛЬСКАЯ"

Ю.П. Борисевич, П.В. Мельников

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

На УПСВ «Сорочинско–Никольская» поступает продукция с Сорочинско–Никольского, Малаховского, Восточно–Малаховского, Рашкинского, Боголюбовского, Смоляного, Красного, Кодяковского, Восточно–Толкаевского, Пьянковского, Ольховского, Западно–Петропавловского и Лугового месторождений.

Продукция всех вышеперечисленных месторождений разделена на два потока – карбон и девон.

Карбоновый поток составляют Малаховское, Восточно–Малаховское, Рашкинское Боголюбовское, Смоляное и Красное месторождения.

Девонский поток (так же называемый «Толкаевским») представлен продукцией Сорочинско–Никольского, Восточно– Малаховского, Западно–Петропавловского и Лугового месторождений

Продукция скважин месторождений карбонового потока под устьевым давлением, развиваемым погружными электроцентробежными насосами по выкидным трубопроводам поступает на автоматические групповые замерные установки типа «Спутник»

Далее по нефтегазосборным коллекторам скважинная продукция направляется на УПСВ «Кодяковская», а затем на ДНС «Малаховская» (Боголюбовское, Смоляное, Красное месторождения), либо сразу поступает на ДНС «Малаховская» (в случае Малаховского, Восточно – Малаховского и Рашкинского месторождений).

После этого с ДНС «Малаховской», пройдя частичную подготовку на аппаратах УПСВ «Кодяковская» и ДНС «Малаховская» продукция по напорному трубопроводу направляется на УПСВ «Сорочинско – Никольская», где проходит окончательную подготовку и уходит на головные сооружения «Покровские», для дальнейшей магистральной перекачки.

Схема сбора девонского потока аналогична схеме сбора карбонового, но имеет свои отличия. Отличие заключается в том, что девонский поток не имеет в отличии от карбонового какой-либо промежуточный подготовки.

В данной работе будет рассматриваться лишь часть всей системы сбора с конечной точкой на УПСВ Сорочинско–Никольская. Под рассмотрение попадут трубопроводы Сорочинско–Никольского, Восточно–Толкаевского, Пьянковского и части Ольховского месторождений.

По состоянию на 01.01.2019 года в составе анализируемой части системы сбора используются трубы диаметром от 76 до 377 мм, с толщинами стенок от 4 до 12,5 мм. Способ прокладки подземный. Самые старые действующие трубопроводы введены в эксплуатацию в 1973 году, наиболее новые в 2018 году. Из 347 действующих трубопроводов и/или их участков, 300 имеют срок службы более 15 лет.

На трубопроводах от скважин №№ 462, 900 и АГЗУ-21 Сорочинско–Никольского месторождения, от скважин №№368, 370 Восточно–Толкаевского месторождения и выкидных

линиях от скважин №804, 802, 803 применяются камеры пуска – приёма очистных устройств, соответствующих условных диаметров. Кроме того, для борьбы с АСПО на некоторых трубопроводах рассматриваемого участка системы сбора предусмотрены пропарочные стояки, через которые осуществляется подача горячего пара от передвижной пропарочной установки.

На АГЗУ-8, АГЗУ-3в, АГЗУ-23 Сорочинско – Никольского месторождения, АГЗУ-12 Ольховского месторождения организована подача реагента в нефтесборные коллекторы посредством блока дозирования реагента.

Соединения подземных участков трубопроводов выполнены методом электродуговой сварки, надземные участки в районах устьев, узлов задвижек и камер пуска – приёма имеют фланцевые соединения, а также изолирующие фланцевые соединения (ИФС) с использованием прокладки и втулок из диэлектрика. Также на трубопроводах, спроектированных после 25.01.2017 для защиты от почвенной коррозии в обязательном порядке предусмотрено защитное покрытие из экструдированного полиэтилена и термоусаживающихся муфт. Контроль скорости коррозии трубопровода при помощи устройства контроля за коррозией осуществляется лишь на отдельных трубопроводах.

Для защиты от блуждающих токов наряду с ИФС на трубопроводах, спроектированных после 25.01.2017 применяется катодная защита.

Теплоизоляция на существующих трубопроводах не применяется.

Укладка трасс трубопроводов производилась открытым траншейным способом.

Переходы через водные преграды выполнены методом горизонтально–направленного бурения или методом прокола.

Трубопроводы Сорочинско– Никольского, Восточно–Толкаевского, Пьянковского и части Ольховского месторождений выполнены из сталей 20, 13ХФА и стали 20С.

По категории транспортируемой среды действующие трубопроводы относятся к 3 или 4 категории, согласно ГОСТ 55990-2014.

Всего по состоянию на январь 2019 года из 668 трубопроводов действующими являются 347.

На недавно спроектированных трубопроводах применяется катодная защита. Она предназначена для защиты подземной части линейных объектов от электрохимической коррозии под действием блуждающих токов. Принцип действия основан на блокировании анодной реакции на поверхности металла посредством создания отрицательного потенциала на поверхности трубы. Для этого анодный электрод размещают в грунте, катодный подключают к поверхности трубы. Таким образом, электрохимическая коррозия будет протекать на дешёвом и легкозаменяемом аноде, не затрагивая трубопровод. Ток для катодной защиты вырабатывается катодной станцией, которая расположена поблизости от трубопровода.

В качестве гидроизоляционного и защитного покрытия для теплоизолированных труб заводского изготовления при подземной прокладке предусматриваются покрытия из экструдированного полиэтилена или оболочки из полиэтилена высокого давления, термоусаживающиеся ленты, изоляционные липкие поливинилхлоридные ленты.

Требования к наружной антикоррозионной изоляции включают ряд показателей, характеризующих физико-химические и механические свойства материалов и покрытий, обеспечивающих надёжную противокоррозионную защиту наружной поверхности трубопровода в течение всего срока службы.

Все изоляционные конструкции разделяются на два типа – нормального, усиленного и специального.

Выбор того или иного типа покрытия определяется в соответствии с ГОСТ 55990-2014, в зависимости от конкретных условий прокладки и эксплуатации трубопроводов.

Изолирующее фланцевое соединение представляет из себя соединение двух или трех фланцев, между которыми установлены прокладки из изолирующего материала. Помимо прокладок, в отверстия для крепежа также устанавливаются дополнительные изолирующие втулки. В качестве изолирующего материала может выступать паронит, графит и фторопласт. Изолирующие фланцевые соединения (сокращенно ИФС) используются для того, чтобы предохранять трубопровод или какой-либо участок трубопровода от электрохимической коррозии. Электрохимическая коррозия появляется на трубопроводе в результате влияния на трубопровод электрических, или так называемых “блуждающих” токов земли. В результате влияния такой коррозии на трубопровод, на трубопроводе образуются трещины, и может произойти утечка транспортируемой среды. Блуждающие токи земли появляются на тех участках земли, где земля используется в качестве токопроводящей среды. Это участки, находящиеся вблизи трамвайных или железнодорожных депо и путей, а также вблизи каких-либо электростанций. Изолирующие фланцевые соединения (ИФС) изолируют участок трубопровода от блуждающих токов за счет прерывания металлической конструкции трубопровода изолирующим материалом, предотвращая тем самым появление электрохимической коррозии.

В соответствии п. 2.31 ВНТП 3-85 гидравлический расчет трубопроводов системы сбора выполнен по методике гидравлического расчета трубопроводов и систем трубопроводов при транспорте нефтегазовых смесей с помощью программы «PIPESIM».

PIPESIM – программный пакет для моделирования, проектирования и анализа работ наземной инфраструктуры и трубопроводных систем.

Модули PIPESIM используются для аналитических исследований, таких как моделирование скважины, оптимизация механизированной добычи, моделирование трубопроводов и технологического оборудования, планирование разработки месторождения.

PIPESIM позволяет:

- Рассчитывать сложные сети сбора и транспортировки добычи, включая лупинги, параллельные трубопроводы, учитывать взаимовлияние скважин, трубопроводов и технологического оборудования;
- Проектировать и анализировать работу вертикальных, горизонтальных, многозабойных, многоствольных скважин;
- Определять наиболее подходящий способ механизированной добычи и выполнять детальный дизайн эксплуатации газлифта, штангового насоса, ЭЦН;
- Выполнять комплексный анализ чувствительности с использованием нескольких параметров в любой точке гидравлической системы;
- Находить и прогнозировать «узкие места» системы сбора и транспортировки добычи, разрабатывать варианты «расширения узких мест»;
- Управлять гидратообразованием в системе сбора/транспортировки добычи (расчет изоляционного покрытия, определение оптимального количества закачиваемого химического ингибитора гидратообразования);
- Сохранять целостность трубопроводов с помощью прогнозирования эрозии и коррозии;
- Определять толщину отложений парафина на стенках трубопровода и НКТ с течением времени;
- Прогнозировать накопление жидкости;
- Прогнозировать появление жидкостной пробки и определять ее размеры.

Гидравлический расчет системы сбора нефти и газа выполнен по дебитам, приведенным в технологическом режиме скважин АО «Оренбургнефть» за январь 2019 года, так как схема сбора интересующих месторождений составлена в декабре 2018 – январе 2019 года. При расчете были учтены только те скважины, которые отмечены на схеме сбора как действующие.

В тех случаях, когда из одной точки выходит более одного трубопровода, условно считается, что запорная арматура открыта на всех трубопроводах, а значит, программа учитывает и их тоже.

При программном расчёте изменения вязкости применялись методы Воэлфина и объемных соотношений. В методе Воэлфина принимается, что при заданной величине критической обводненности происходит инверсия фаз. Это означает, что при обводненности меньше или равной критической образуется эмульсия типа «нефть в воде», и вязкость эмульсии определяется по корреляции Воэлфина. При обводненности выше критической капли нефти находятся в объеме дисперсионной водной среды, и для жидкости принимается вязкость воды, с учетом переходной области.

В статье от 1942г. Воэлфин описал три типа эмульсий «вода в нефти», которые он назвал несвязанная, средняя и связанная эмульсии. В статье приводятся таблица коэффициентов вязкости в зависимости от критической обводненности для эмульсий трех типов и графические кривые в соответствии с табличными данными. В PIPESIM реализуются результаты оцифровки кривых.

Формула, использованная в методике Воэлфина:

$$\mu_m = \mu_o(1 + 0,00123\varphi_w^{2,2}),$$

где

μ_o - вязкость нефти;

φ_w -объемная доля воды.

Вязкость эмульсий всех трех типов возрастает с ростом обводненности до указанной точки инверсии, после которой падает и принимает значение вязкости воды. Следует отметить, что вязкость эмульсий всех трех типов может получиться значительно выше вязкости нефти. В случае связанной эмульсии коэффициент вязкости вполне может оказаться в районе 100. В экспериментах со связанными эмульсиями Воэлфин сообщал, что вязкость эмульсии с 60%-ой обводненностью не поддается определению, так как смесь становилась слишком вязкой, чтобы течь через вискозиметр.

В связи с невозможность замера вязкости эмульсии с 60%-ой обводненностью, для скважин с обводненностью более 60% включительно мною был выбран метод объемных соотношений. В методе объемных соотношений расчет вязкости смеси производится по следующей формуле:

$$\mu_m = \mu_o\varphi_o + \mu_w\varphi_w$$

где

μ_o - вязкость нефти;

φ_o - объемная доля нефти;

μ_w - вязкость воды;

φ_w - объемная доля воды.

Данный метод (объемных соотношений) был мной выбран, так как альтернативным (а также включенным по умолчанию) для него программой предусмотрен метод инверсии, который я считаю непригодным для расчёта по той причине, что он не учитывает явление резкого повышения вязкость эмульсии при достижении точки критической обводнённости. Метод объемных соотношений тоже описывает этот процесс в упрощённой форме, но его плюс перед методом инверсии заключается в том, что им в принципе учитывается скачок вязкости. График изменения вязкости при расчёте различными методами представлен на рисунке 1.

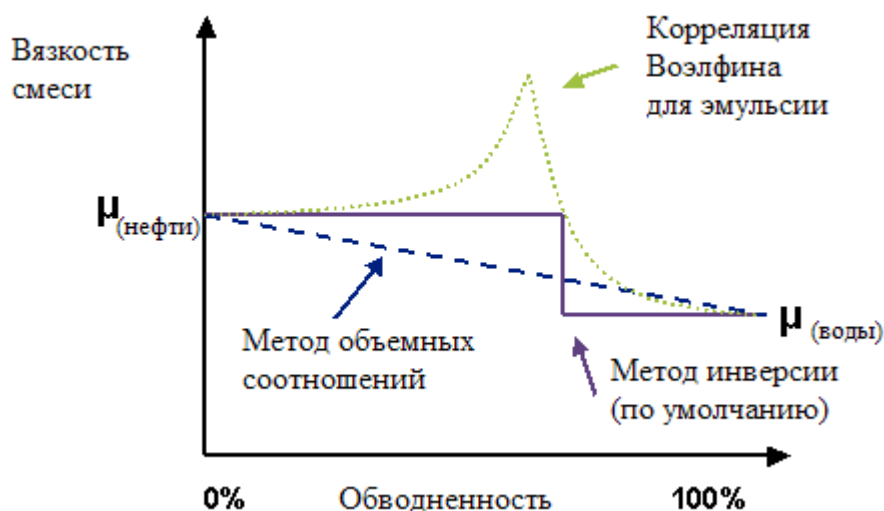


Рис.1 - График изменения вязкости при расчёте различными методами

Описание изменения вязкости нефти однократного разгазирования для пластов Сорочинско–Никольского, Восточно–Толкаевского, Пьяновского и Ольховского месторождений производилось по следующим методикам:

- Метод Беггса и Робинсона
- Метод Глазо
- Метод Картоатмоджо
- Метод Хоссейна
- Метод Эльшаркави
- Метод Петровского - Фаршада

Выбор метода для каждого пласта производился индивидуально, критерием выбора было максимально точное совпадение полученного значения вязкости нефти однократного разгазирования при 20С и значения этого же параметра в проектном документе разработки.

Расчёт точки инверсии производился по единственной доступной методике в программе PIPESIM 2017.2 – метод Браунера – Ульмана.

Компонентный состав перекачиваемой среды не учитывался, так как не хватало исходных данных. Также в учёт не брались данные по теплопроводности и теплоёмкости перекачиваемой продукции.

При анализе результатов расчёта за проектное давление примем 4МПа – стандартное проектное давление при расчёте выкидных, нефтегазосборных и напорных нефтепроводов.

В расчете были использованы следующие исходные данные:

- дебит и обводненность продукции скважин согласно технологического режима добывающих скважин
- физико-химические свойства пластовой и разгазированной нефти согласно проектным документам соответствующих месторождений.

В случае отсутствия данных по некоторым физико-химическим параметрам, в качестве принятых значений использовались значения тех же параметров по соседним, близким по строению и свойствам месторождениям.

В случае если добывающая скважина разрабатывала более одного пласта, в модуль ввода исходных данных по скважине вносились значения, представляющие собой среднеарифметическое по пластам, разрабатываемым этой скважиной. Вязкость рассчитывалась по отдельности для каждого пласта индивидуальными методами, а затем принималось среднеарифметическое для всей скважины. Параметр скорости потока принимался как значение в середине протяжённости трассы трубопровода. Параметр расхода жидкости брался в точке начала трассы трубопровода.

Учитывается рельеф местности. Для существующих трубопроводов расчёт проводится в условиях отсутствия теплоизоляции. Температура грунта, и соответственно, перекачиваемой продукции принята 8 °С как среднеарифметическое для средней температуры самого жаркого месяца (июль) и средней температуры самого холодного месяца в году (январь) в Оренбургской области.

Давление в конечной точке системы сбора на УПСВ «Сорочинско-Никольская» принято 5,5 кгс/см² – что соответствует максимально разрешённому давлению на первой ступени сепарации, согласно технологического регламента УПСВ «Сорочинско–Никольская».

По итогам анализа было выявлено, что рассмотренный участок системы сбора с месторождений ЦДНГ – 3 АО «Оренбургнефть», включающий в себя Сорочинско–Никольское, Восточно–Толкаевское, Пьянковское месторождения и часть Ольховского месторождения содержит в себе ряд недостатков:

Чрезвычайное устаревание большинства (86%) трубопроводов и/или их участков. Это повышает аварийность системы сбора.

Наличие на месторождениях схемы обвязки, при которой невозможен замер дебита отдельной скважины, так как скважина включена в обвязку посредством блока – гребёнки ещё с одной или более одной скважиной. Замер дебита в таком случае возможно лишь только при использовании передвижных средств на автомобильной базе.

На большинстве трубопроводов отсутствуют устройства контроля за скоростью коррозии. Наличие этих на линейных объектах крайне важно, поскольку через интенсивность процесса СКР можно выявить степень опасности этого процесса и противопоставить ему адекватные методы борьбы.

Согласно старым перечням трубопроводов (ранее 2018 года) сталь 13ХФА применяется крайне мало. Основная часть трубопроводов исполнена из стали 20, которая обладает гораздо более скромными противокоррозионными свойствами, наличие коих требуется не только для борьбы с воздействием сероводорода, но и с действием попутно добываемой воды.

Недостаточно широко применяются пропарочные стояки для борьбы с АСПО на промысловых трубопроводах. Они выполняют ту же роль что и камеры пуска – приёма очистных устройств, таким образом, наличие пропарочного стояка необязательно при наличии камеры пуска – приёма. В случае же рассматриваемого участка системы сбора, присутствует множество линейных объектов, которые не имеют ни пропарочного стояка, ни камер пуска – приёма.

Также дополнительно можно отметить недостатки, которые напрямую не относятся к системе сбора и подготовки, но имеющие косвенное на неё влияние через этап проектирования. К таким недостаткам можно отнести в общем низкую изученность физико-химических свойств нефти, газа и воды, что приводит к упрощению, и, соответственно, неточности гидравлического расчёта. Отсутствие точной информации по такому важному параметру как содержание сероводорода не позволяет осуществить расчёт скорости коррозии и ещё ряд расчётов, которые будут рассмотрены в третьей главе. Отсутствие информации в технологическом режиме работы скважин касательно того, с какого именно пласта или пластов продукция поступала в выкидной трубопровод, также приводит к неточности в гидравлическом расчёте. Наличие подобной информации могло бы позволить не усреднять параметры итогового потока, а составлять их на основе массового содержания продукции отдельного пласта в общем потоке, поступающем в выкидной трубопровод, таким образом, существенно поднимая точность расчёта.

Гидравлический расчёт в программе PIPESIM не выявил превышений проектного давления в 4,0 МПа на промысловых трубопроводах.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. ГОСТ55990-2014
2. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. ВНТП 3-85
3. Схема сбора Сорочинско–Никольского месторождения
4. «Дополнение к технологическому проекту разработки Сорочинско–Никольского газонефтяного месторождения оренбургской области»
5. Woelfin, W., 1942. «The Viscosity of crude oil Emulsions»

ИНГИБИТОРЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ

Д.Д. Васильченко, М.А. Истомова

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

e-mail: dasha41121@vandex.ru

Эффективная борьба с отложениями остается актуальной проблемой, которая по-прежнему находится в поиске результативного современного решения.

В практике эксплуатации оборудования при добыче и транспортировке нефти образуются отложения различные по своему составу, такими являются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), отложения солей и формирование песчаных пробок.

Одним из важнейших и серьёзных отложений – это АСПО, вызывающие уменьшение диаметра трубопровода, ведущее к снижению количества добываемой и перекачиваемой нефти, в дальнейшем приводящее к полной остановке всего оборудования.

Отложения могут откладываться по всей нефтепромысловой системе: в отделении сбора и подготовки нефти, в трубопроводах, производящих транспортировку готовой продукции до товарных резервуаров.

Асфальтосмолопарафиновые отложения накапливаются на поверхности оборудования в процессе движения транспортируемой нефти, температура потока снижается, что является благоприятным фактором для отложений на стенках оборудования. Помимо температуры на формирование АСПО, так же влияет скорость движения нефтяного потока, стабильность гидродинамического равновесия системы и состав нефти.

Борьба с отложениями включает в себя два направления, либо предотвращение образования АСПО, либо удаление уже сформировавшихся отложений. В зависимости от типа действия различают: термический, механический, физический, а также химические методы борьбы с АСПО.

Химический метод считается наиболее эффективным в предотвращении образования отложений, основным действующим элементом служат химические реагенты, которые добавляются в добываемую нефть, где в процессе происходит адсорбция на границе раздела фаз: нефть - дисперсная фаза, нефть - поверхность металла. Данные химические реагенты, которые способствуют снижению формирований отложений в ходе процессов добычи, подготовки и транспортировки нефти, имеют название ингибиторы образования АСПО.

Большинство ингибиторов приобретается за границей РФ, вследствие этого в России востребовано увеличение производительности отечественного продукта, в том числе и его основных составляющих, что позволит сократить цену готовой продукции при этом сохранить качество вспомогательного продукта, а также транспортируемой нефти[4].

Актуальность производства обуславливается тем, что компонентная основа ингибиторов совершенствуется приблизительно раз в десять лет по этой причине производство важнейших составляющих для получения новых современных присадок является перспективным направлением в РФ. В России производством активных составляющих ингибиторов занимаются ОАО «Казаньоргсинтез», ОАО «Нижнекамскнефтехим», ЗАО «Каустик» и другие.

По направлению воздействия ингибирующие присадки разделяются на комплексные и однонаправленные воздействия.

На каждом определенном месторождении состав и свойства нефти отличаются от других добывающих регионов. Характеристики нефти изменяются даже в границах одного места, в зависимости от расположения скважины в центре или на окраине нефтепромысла, состав и свойства могут отличаться.

Для эффективного действия реагента необходимо подбирать ингибитор индивидуально для месторождения. Подбор ингибитора ведется с помощью лабораторных и промысловых испытаний, где определяется эффективный реагент и рассчитывается доза на одну тонну добываемой нефти. Дозировка взаимосвязана со способом подачи ингибитора в нефть и изменяется в пределах 50-250 г/т[1].

Химические реагенты подразделяются на смачивающие агенты, депрессоры, модификаторы и диспергаторы.

Применение антикоррозионной защиты показало, что процесс парафинизации замедляется, это стало открытием разработки нового направления ингибиторов, называемых смачивающими агентами. Смачивающие реагенты образуют гидрофильную плёнку на поверхности, которая затрудняет адгезию кристаллов парафина, это способствует их уносу с потоком жидкости. К такому типу реагентов относят кислые органические фосфаты, полиакриламид (ПАА), силикаты щелочных металлов, растворы ПАВ. Для эффективности этих ингибиторов нужно непосредственно их применением убрать остатки парафиновых отложений со стенок оборудования[3].

Модификаторами служат атактический пропилен, полиизобутилен с небольшой молекулярной массой, алифатические сополимеры способствуют поддержанию кристаллов во взвешенном состоянии.

Депрессоры «Парафлор», алкилфенол ИПХ-9, «Дорад-1А», «ВЭО-504», «Азолят-7» адсорбируют молекулы на кристаллах парафина, вследствие чего становится трудной способность к агрегации и накоплению.

Обеспечить образование тонкодисперсной системы, уходящей с потоком нефти и не откладывающейся на стенках оборудования, помогают диспергаторы соли металлов, соли высших синтетических жирных кислот, силикатно-сульфанольные растворы.

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) разделяются на катионоактивные и анионоактивные. Анионоактивные диссоциируют на положительно заряженные катионы и отрицательно заряженные анионы. Анион служит носителем поверхностно активных свойств. В катионоактивных веществах наоборот, носитель катион. Неионогенные ПАВ не диссоциируют в водных растворах, в их молекулах полярные группы состоят из полиоксиэтиленовых цепей, соединяющихся с углеводородной частью молекулы (ОП-7, ОП-10). На твёрдой поверхности протекает адсорбция ПАВ, способствующая улучшению индивидуальной смачиваемости жидкости из которой происходит адсорбция. Катионные или водорастворимые неионогенные ПАВ способствуют предотвращению отложений.

Химическими реагентами целевого назначения служат ИКБ-4В, ИКБ-2, полиакриламид, полиизобутилен.

В России нашли широкое применение ингибиторы Союзнефтепромхим, а именно ингибиторы СНПХ-7212, СНПХ-7214-оксиалкилированные алкилфенолы с добавками в растворе Нефраса А 120/200, СНПХ-7215 – аналогичная основа с азотосодержащей добавкой,

СНПХ-7401 – в состав входит блоксополимер окисей этилена и пропилена в ароматическом растворителе с добавлением фосфата.

Таблица 1 Применение ингибитора в зависимости от соотношения в нефти смол, парафина и асфальтенов.

Группа	Ингибитор	Содержание в нефти парафина:смол:асфальтенов	Дозировка
1	СНПХ 7212	1 : (0,6-1,75) : (0,05-0,5)	50-100г непрерывно в нефть
2	СНПХ-7214	1 : (3-10) : (0,3-1,5)	
3	СНПХ-7215	1 : (10-18) : (0,6-1,6)	
4	СНПХ-7401	1 : (0,3-0,7) : (0,03-0,6)	

Так же распространены отечественные комплексные ингибиторы МЛ-72, МЛ-80 в их функции входит удаление АСПО, ингибирование АСПО, деэмульгирование устойчивых эмульсий, а также обработка скважин [2].

Подбор оптимального ингибирующего агента в зависимости от качественной и количественной характеристики добываемой продукции остается развивающим направлением в нынешнем положении, когда в рамках сложившейся экономической ситуации ищут высокоэффективные экономичные решения, в данном случае применение ингибиторов позволит увеличить межремонтный пробег оборудования и скважины, уменьшить потери нефти и электропотребления и снизить аварийность на объектах и трубопроводах.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Оленев Л.М., Миронов Т.П.* Применение растворителей и ингибиторов для предупреждения образования АСПО –М.: Всерос.НИИ орг., управления и экономики нефтегазовой промышленности, 1994.-32 с.
2. *Фарлеева А.Ф., Гараськина М.Н., Сидоров Г.М., Горохова Е.В., Габдулхаков Р.Р.* Комплексные ингибиторы для удаления асфальто-смолистых и парафиновых отложений. Фундаментальные исследования №4,2017 г.297-304 с.
3. *Татьянина О.С.* Исследование эффективности реагентов, предупреждающих образование парафиновых отложений: Сб науч.тр. ТатНИПИнефть.-2009.-С.341-347.
4. *Граубергер А.В.* «Пути реализации политики импортозамещения на рынке ингибиторов АСПО» / Экономика минерального и углеводородного сырья. Природоресурсное право. 799-801с
5. *Бутуева Н. Ю.* Химия нефти / Н. Ю. Бутуева, Ю. В. Поконова, А. А. Гайле – Л.: Химия. - 1984. - 360 с.
6. *Ганеева Ю.М.* Асфальтеновые наноагрегаты: структура, фазовые превращения, влияние на свойства нефтяных систем // Успехи химии. 2011. Т. 80, № 10. С. 1034–1050.
7. *Иванова Л.В., Буров Е.А.* Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 1.
8. *Люшин С.Ф., Ретин Н.Н.* О влиянии скорости потока на интенсивность отложения парафинов в трубах // Нефтяное хозяйство. 1964. № 8. С. 46–50.
9. *Оленев Л.М., Миронов Т.П.* Применение растворителей и ингибиторов для предупреждения образования АСПО. М. : ВНИИОЭНГ, 1994. 125 с.
10. *Строганов В.М., Турукалов М.Б., Ясьян Ю.П.* Некоторые аспекты удаления асфальтено-смоло-парафиновых отложений с применением углеводородных растворителей // Нефтепереработка и нефтехимия. 2006. № 12.
11. *Унгер Ф.Г., Андреева Л.Н.* Фундаментальные аспекты химии нефти. Природа смол и асфальтенов. Новосибирск : Наука. 1995. 192 с.

ТЕХНОЛОГИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТЫ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ УГЛЕВОДОРОДАМИ

П.В. Туркин

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия,
pasha1999cool@mail.ru*

Зададимся вопросом: что такое трудноизвлекаемые ресурсы? Это ресурсы, которые трудно извлечь при тех технологиях, которые существуют на сегодняшний день.

Нефть и газ являются одной из основ экономики России. Рентабельная разработка месторождений, запасы которых относятся к трудноизвлекаемым, возможна только при условии широкомасштабного применения технологий повышения нефтеотдачи.

Целью нашей научной работы является выявление и изучение существующих технологий воздействия на пласт трудноизвлекаемых углеводородов, а именно сланцевой нефти, позволяющих прирастить ресурсы и запасы за счет повышения нефтеотдачи пласта на примере баженовской свиты и доманиковых отложений.

Перед нами были поставлены следующие задачи: изучить технологии воздействия на пласт трудноизвлекаемых углеводородов и увеличить нефтеотдачу пласта (теоретически)

В настоящее время всё больше акцент идёт на добычу нетрадиционных видов углеводородов. К ним относятся сланцевые нефти и др.

Как известно, сланцевая нефть представляет собой легкую нефть, содержащуюся в коллекторах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, т.е. в плотных низкопористых низкопроницаемых коллекторах – сланцах. Сланцевые толщи — это горные породы, состоящие в основном из глинистых известняков и кремнезема, которые насыщены органическим веществом. Т.е. это основные нефтематеринские породы.

Мы рассматривали сланцевые толщи баженовской свиты в Западной Сибири и доманиковые отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Трудноизвлекаемые запасы баженовской свиты залегают в очень плотной породе, она тверже бетона в 10 раз. Углеводороды как бы закупорены в мельчайших пустотах.

В Баженовской свите эти пустоты очень малы и конечный результат в виде добычи нефти на поверхности зависит от того на сколько пласт охвачен скважиной.

Баженовская свита - это нефтематеринская горная порода. Она расположена в Западной Сибири. Площадь свиты 1 млн км², толщина относительно не велика, в среднем 30 м, поэтому скважину бурят сначала вертикально вниз до залежей сланцевой нефти, а затем горизонтально, чтобы максимально охватить нефтеносный слой. На каждом этапе требуется изучение породы с помощью специального зонда, с помощью которого регистрируются данные о геологии пласта и содержании в нем нефти. После чего оценивается на сколько точно скважина попадает в нефтеносный пласт, что дает представление о том, куда бурить дальше.

После того как скважина готова, в твердом сланце предстоит создать трещины, через них нефть сможет поступать из пласта. Пропускается оборудование для многостадийного гидроразрыва пласта. Гидроразрыв пласта подразумевает под собой закачку под большим давлением специального агента-геля, который создает трещину в пласте, которая обеспечит потом приток нефти.

Необходимо отметить, что мировой опыт показывает, что в сланцах коэффициент извлечения нефти имеет 5–6 %. Последние исследования показывают, что 95 % нефти при освоении баженовской и доманиковой свит остается в породе. При помощи рассмотренного метода возможно довести этот коэффициент хотя бы до 15 %.

В ходе работы нам удалось выяснить, что представляют собой трудноизвлекаемые углеводороды, и рассмотреть технологии воздействия на пласт трудноизвлекаемых углеводородов.

Подобные технологии позволяют переходить к разработке месторождений сланцевой нефти. Переход добычи на данный путь развития повышает нефтеотдачу трудноизвлекаемых запасов, что доказывает рассмотренный нами пример.

Таким образом, можно прийти к выводу, что комплексные методы эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов укрепляют нефтегазовую основу экономики России.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Максимова В.М.* Справочное руководство гидрогеолога под редакцией т.2 изд. «Недра». Ленинград 1967.
2. *Мальцев А.В., Баранова М.Н., Сухова Е.В.* Мониторинг вторичных изменений карбонатного основания. НИР 2013.
3. *Бисселл Г., Фейрбридж Р., Холодов В.Н., Чилингар Дж.В.* Карбонатные породы. Том 1. Генезис, распространение, классификация. МИР, Москва, 1970.

УДК 622.276

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ПЛАСТА Ю1/1 ВОСТОЧНО-СУРГУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.Э. Татарина

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия,

tatarinova-samgtu@mail.ru

Восточно-Сургутское месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской равнины, около половины территории которой занято многолетнемерзлыми породами (ММП). Рассматриваемое месторождение расположено в южной мерзлотной зоне, характеризующейся сложным распространением реликтовой толщи ММП [1,2].

Административно территория месторождения относится к Сургутскому району Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. По геологическому строению рассматриваемое месторождение является многопластовым и сложным, а по величине извлекаемых запасов крупным [3].

Восточно-Сургутское месторождение было открыто в 1977 году, и разрабатывается с 1985 года. Геологический разрез месторождения представлен породами доюрского фундамента, выше по разрезу залегают юрские, меловые, третичные и четвертичные отложения. Нефтеносными в пределах месторождения являются: нижнемеловые отложения сортымской свиты (пласты БС10/0, БС21, БС22), верхнеюрские отложения васюганской свиты (пласт ЮС1/1) и среднеюрские отложения тюменской свиты (пласт ЮС2/1) [2].

Пласт ЮС1/1, рассматриваемый в настоящей работе, приурочен к верхней подсвите Васюганской свиты и представлен преимущественно мелкозернистыми, слабоизвестковистыми, нефтенасыщенными песчаниками и алевrolитами. Породы пласта ЮС1/1, предположительно, формировались в условиях мелководно-морского бассейна, обломочный материал поступал в период тектонической активности Западно-Сибирской плиты с востока и юго-востока. Террасовая форма палеорельефа обусловила накопление пласта в виде пропластков, сменяющих друг друга в пространстве, образуя его линзовидное строение. В пределах пласта ЮС1/1 выявлено 17 залежей нефти (рис. 1), которые

характеризуются различным положением водонефтяных контактов и значительной изменчивостью коллекторских свойств слагающих их пород [1,2].

Залежи пласта ЮС1/1 по типу относятся к пластово-сводовым, сводовым, литологически и тектонически экранированным. Общая толщина пласта в среднем составляет 9.6 м, нефтенасыщенная – 3.4 м. В продуктивной части пласт в среднем представлен тремя пропластками, коэффициент песчаности разреза – 0.39. Фильтрационно-емкостные свойства пласта невысокие: проницаемость – в среднем 0,04 мкм², коэффициент пористости – 0.19, коэффициент нефтенасыщенности – 0.55. В условиях пласта нефть лёгкая, маловязкая, малосмолистая и смолистая (4.4–14.6 %), сернистая (1.5 %), парафинистая (2.4 %). Начальные геологические и извлекаемые запасы нефти пласта ЮС1/1 составляют (4.6 % и 5,3%, соответственно, от запасов месторождения), утвержденный КИН – 0.301 [2,].

Из 17 залежей нефти эксплуатационного объекта ЮС1/1 в разработке в настоящее время находятся 11 залежей.

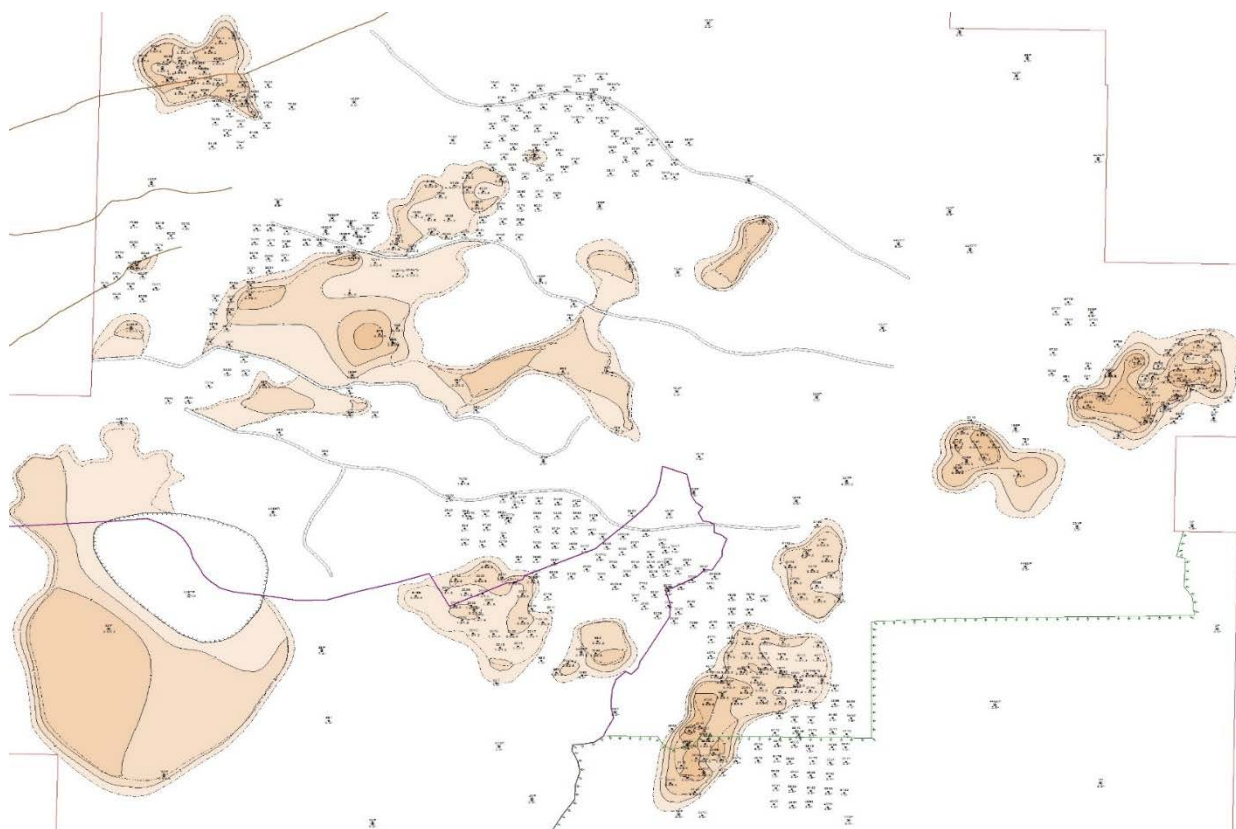


Рис. 1 Карта нефтенасыщенных толщин продуктивного пласта ЮС1/1

В 1985-86 гг. в эксплуатацию были введены только две залежи объекта ЮС1/1 (в районе скв. №48Р и скв. №164Р-958). Наиболее активно разработка объекта, сопровождающаяся ростом добычи нефти, началась с 2005 года, когда в разработку было введено еще 9 залежей (в районах скв. №232Р, 4455П, 4456П, 211Р, 226Р, 4450П, 228Р, 4463Р, 4233П). Максимальный уровень добычи нефти по объекту ЮС1/1 был достигнут в 2013 году, к настоящему времени степень выработки составила 27% при обводнённости 62 %, текущий КИН – 0.081 при проектном 0.301.

Обводнение продукции скважин связано в основном с прохождением фронта закачиваемой воды в слабонефтенасыщенные интервалы пласта, перетоком пластовой воды в интервал перфорации при отсутствии надёжного непроницаемого раздела на уровне ВНК ряда залежей, а также с перетоком пластовой воды из водонасыщенного пласта ЮС1/2 [2,4,5].

Формирование эксплуатационного фонда скважин на объекте происходило за счёт бурения новых скважин, перевода скважин с других объектов и приобщения путём

организации одновременно-раздельной эксплуатации. За весь период разработки на объекте эксплуатировались скважины различного назначения: наклонно-направленные (ННС), горизонтальные скважины (ГС), и с боковыми стволами (БС). В эксплуатации на нефть перебивало 106 ННС (91 % фонда) и под закачку выбыло 17 ННС. На объекте пробурено 9 ГС, все они числятся в действующем фонде. Зарезка БС на объекте осуществляется с 2009 года, всего зарезка БС проведена в 17 скважинах [2].

Начальное пластовое давление по залежам пласта ЮС1/1 составляет 27.5 МПа. Закачка воды с целью поддержания пластового давления (ППД) на объекте ведётся с 1986 года. На залежах объекта реализовано очаговое и приконтурное заводнение. К настоящему времени в нагнетательном фонде объекты числятся 42 скважин, ППД организовано на девяти залежах, 2 залежи (в районе скв. №4450П, 4455П) разрабатываются на естественном режиме. В целом энергетическое состояние объекта ЮС1/1 удовлетворительное, текущее пластовое давление находится на уровне близком к начальному (27,1-27,3 МПа) [2,5].

В целом по объекту ЮС1/1 реализуемые системы разработки эффективны. Объект разрабатывается в соответствии с утверждёнными проектными решениями. Отклонения обусловлены, в основном большим вводом скважин по сравнению с проектным, в связи с уточнением геологического строения всех залежей пласта ЮС1/1. Выработка по залежам происходит равномерно, система воздействия позволяет поддерживать текущее пластовое давление на уровне близком к начальному.

В дальнейшем перспектива увеличения добычи нефти и достижение проектного КИН на объекте связаны с реализацией проектных решений по формированию проектного фонда эксплуатируемых залежей (проектный фонд скважин реализован на 51 %.), а также вводом в разработку новых залежей. На основании анализа эффективности проведенных геолого-технических мероприятий, к дальнейшей реализации можно рекомендовать - зарезку БС при КРС, ГРП, технологии одновременно-раздельной эксплуатации, переводы скважин с других объектов, а также мероприятия, связанные с воздействием на призабойную зону пласта (обработки химическими реагентами, перфорационные технологии и изоляционные мероприятия) [2,6-8].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Пинус О.В., Куренко М.И., Шульев Ю.В., Билинчук А.В. Условия осадконакопления песчаных пластов Ю1 в центральных и юго-восточных районах Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2008 – № 2. – С. 34–43.
2. «Дополнение к технологической схеме разработки Восточно-Сургутского нефтяного месторождения» // Сургут: ТО «СургутНИПИнефть», 2015.
3. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация. –М.: ЕСОЭН. – 2016. -320 с.
4. Черевко С.А., Янин А.Н. Анализ проблемы выбора систем разработки низкопроницаемых пластов крупных нефтяных месторождений Западной Сибири// Нефтепромысловое дело. – 2017. -№ 9. – С. 5-11.
5. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: Учебное пособие. – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, - 2003. –595 с.
6. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие/ Г.Ф. Ильина, Л.К. Алтунина. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета. 2012. -166 с.
7. Правдухин В.М., Корытова Е.Н., Бармин А.А. Повышение эффективности разработки месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» бурением боковых стволов // Нефтяное хозяйство. - 2005.- № 6. - С. 86-91.

8. Проблемы внедрения технологии одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях России/ Афанасьев В.А., Захаров В.А [и др.] //Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 7.- С. 94-97.

УДК 622.276.8

АНАЛИЗ РАБОТЫ РАДАЕВСКОЙ УПН

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, И.С. Астафьев

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

На сегодняшний день на объектах подготовки нефти нередко наблюдаются случаи, связанные с нарушением процессов обезвоживания и обессоливания продукции и доведения ее до определенных параметров качества. Именно поэтому требуется выполнить оптимизационные мероприятия, создать инфраструктуру, для обеспечения эффективности работы производственных объектов [1,2].

Самым важным показателем для нефтяных эмульсий является их устойчивость (стабильность), т.е. способность в течение определенного времени не разрушаться, и не разделяться на нефть и воду.

Мерой устойчивости эмульсии может служить изменение ее плотности за определенный промежуток времени в определенном слое или количество выделившейся воды при отстое [3,4].

На устойчивость нефтяных эмульсий большое внимание оказывают:

1. дисперсность системы;
2. физико-химические свойства эмульгаторов, образующих на поверхности раздела фаз адсорбционные защитные оболочки;
3. наличие на глобулах дисперсной фазы двойного электрического заряда;
4. температура смешиваемых жидкостей;
5. величина рН эмульгированной пластовой воды.

Образование устойчивой эмульсии происходит в присутствии органических углеводородных стабилизаторов, содержащихся в нефтяной фазе, и механических стабилизаторов, которые вносятся с продукцией скважин из пласта или образуются в результате химического взаимодействия, одними из которых являются АСПО [5,6].

Повышенное содержание АСПО образует на поверхности капель адсорбционные защитные оболочки, которые препятствуют слиянию этих капель. Соответственно, увеличивается время разделения водонефтяной эмульсии, и возрастает себестоимость подготовки нефти [7-9].

Рассмотрим проблемы обезвоживания на УПН «Радаевская».

Нефть, подготавливаемая на Радаевской УПН, высоковязкая, тяжелая. В соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 нефти Радаевской и Северной группы месторождений относятся к классу «Особо высокосернистых» (Класс 4) и типу «Битуминозных» нефтей (Тип 4). Содержание серы до 4,7%, плотность до 925 кг/м³, выход светлых фракций до 33%, содержание асфальто-смолистых веществ до 4,4%.

За весь период эксплуатации этих месторождений всегда существовала проблема с промысловой подготовкой нефти.

В результате различных причин процесс обезвоживания связан с образованием «промежуточного слоя». С одной стороны, промежуточный слой выполняет роль

своеобразного жидкостного фильтра, а с другой стороны увеличение концентрации в нем стабилизаторов увеличивает кинетическую и агрегативную устойчивость водонефтяной эмульсии. Что значительно осложняет процесс водоотделения на ступени предварительного сброса воды, и приводит к нарушению процессов обезвоживания и обессоливания на дальнейших этапах подготовки товарной нефти.

На данный момент при срывах подготовки нефти производится подрезка промежуточного слоя в БУОН и его откачка в РВС № 10,15, откуда некондиционная нефть направляется на переподготовку.

Наиболее эффективный метод предотвращения накопления промежуточного слоя «обратного» типа в отстойниках – зачистка поверхности раздела фаз с выводом из отстойника загрязненного подслоя. На основании вышеизложенного мы предлагаем по мере накопления промежуточного слоя в отстойных аппаратах производить его подрезку и выводить загрязненный подслоем, а также уловленную нефть и нефтешламную эмульсию (после зачистки аппаратов) в блок подготовки устойчивых эмульсий.

Мы предлагаем использовать три метода (термический, ультразвуковая обработка (далее УЗО), гравитационное воздействие (центрифугирование)) для переработки устойчивых эмульсий промежуточных слоев для борьбы со следующими стабилизаторами эмульсий соответственно: парафинами, АСВ и механическими примесями.

На рисунке 1 представлена предлагаемая технологическая схема по подготовке устойчивых эмульсий на УПН «Радаевская».

Промежуточный слой с обводненностью до 50%, а также ловушечные нефти и нефтешламная эмульсия (после зачистки аппаратов) поступают в отстойник, где сбрасывается первая часть пластовой воды в ППД. Частично отстоявшаяся эмульсия поступает в нижнюю часть теплообменника для растворения парафинов (обогрев производится с помощью пара, подаваемого с котельной), а затем в отстойник, где также происходит отделение дренажной воды. Сбросив основную часть воды, нефть поступает на ультразвуковую установку, где она подвергается резонансно-волновому воздействию путем ультразвуковой обработки. При этом акустические излучатели настраивают на частоту порядка 20 кГц. Благодаря данному виду обработки, углеводороды, имеющие в своем составе большое количество углеродных атомов, в том числе парафины и асфальто-смолистые вещества, разлагаются на вещества более простого состава за счет разрыва межуглеродных связей. Таким образом, нефть избавляется от содержащихся в ней АСПО и приобретает меньшую вязкость.

Далее нефть поступает на двухфазную центрифугу, где под действием гравитационных сил происходит осаждение механических примесей. После центрифугирования нефть поступает в блок обессоливания, остатки воды уходят в систему ППД, а выделившийся фильтрат, который, как следует отметить, содержит не более 1% нефти, направляется на площадку переработки замазученных грунтов.

Таким образом, предложенная нами схема позволяет исключить возврат механических примесей в голову процесса и стабилизировать процесс подготовки нефти.

Вывод:

Предлагаемый к внедрению вариант работы установок подготовки нефти с постоянным выводом и автономной подготовкой промежуточных слоев позволяет:

1. Стабилизировать работу УПН путем подготовки нефти с постоянным выводом и автономной подготовкой устойчивых водонефтяных эмульсий;

2. Увеличить объемы сдачи нефти в результате переработки нефтешламовых эмульсий после зачистки емкостного оборудования;



Рис.1. Технологическая схема по подготовке устойчивых эмульсий на УПН «Радаевская».

3. Данный алгоритм применим во всех ДО ПАО «НК «Роснефть» с учетом свойств нефти, где существует проблема образования устойчивых эмульсий. 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. Поэтому представляло интерес проанализировать методологию разработки одного из типовых современных проектов технологических установок подготовки жидких и газообразных углеводородов и предложить пути управления подобными проектами.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Технологические аспекты управления процессом обезвоживания нефти в условиях накопления в отстойниках высокостабилизированных эмульсий промежуточных слоев. А.М. Черек, Л.М. Трейгер.
2. Управление процессами обезвоживания и обессоливания нефти при осложненных условиях эксплуатации на ЦПС в ОАО «Самаранефтегаз». Учебное пособие, А.М. Черек.
3. Эмульсии. Под редакцией Ф. Шермана. Пер. с англ. Под ред. А.А. Абрамзона. Издательство «Химия», Л., 1972, стр. 4478, табл.24, рис.146.
4. О необходимости изучения особенностей поведения углеводородов для повышения эффективности кислотных обработок скважин / Давлетшина Л.Ф., Толстых Л.И., Михайлова П.С. - Территория нефтегаз 2016. № 4. С.90-96.

5. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Сахабутдинов Р.З., Губайдулин Ф.Р., Исмагилов И.Х., Космачева Т.Ф. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – 324с.
6. Нефтепромысловая химия: Осложнения в системе пласт – скважина - УПН: Учебное пособие/ Глуценко В.Н., Силин М.А., Пташенко О.А., Денисова А.В. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 328 с.
7. Влияние соляной кислоты на устойчивость водонефтяных эмульсий / Глумов И.Ф., Слесарева В.В., Петрова Н.М. – Сб. Тр. ТатНИПИнефть: Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Татарстана. 2000. Бугульма. С. 114-117.
8. Влияние химических реагентов, применяемых в системе нефтедобычи, на устойчивость водонефтяных эмульсий / Губайдулин Ф.Р., Татьяна О.С., Космачева Т.Ф., Сахабутдинов Р.З., Исмагилов И.Х. Нефтяное хозяйство, 2003. № 8. С. 68-70.
9. Изучение воздействия кавитации на реологические свойства тяжелой нефти / Муллакаев М.С., Абрамов В.О., Баязитов В.М., Баранов М.А., Новоторцев В.М., Еременко И.Л. Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 5/2011. С. 24-27.

УДК 621.6.07

АНАЛИЗ МЕТОДОЛОГИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО КОМПЛЕКСА ГОРБАТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

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

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

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. 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 обводненная с незначительным содержанием газа нефть девонских и угленосных пластов, добываемая со скважин Горбатовского месторождения, жидкость, поступающая с ДНС «Тверская» (Тверское, Подъем-Михайловское месторождения (м/р)), ДНС «Гараевская» (Ясеновско-Гараевского м/р), ДНС «Рассветская» (Рассветское и Колыванское м/р), УПСВ Кудиновская (Кудиновское и Аглосское м/р), УПСВ «Карагайская» (Карагайское, Восточное, Байкальское, Гайдаровское, Коренное и Казачье м/р) и УПСВ Софинско-Дзержинская (Софинско-Дзержинское,

Хомьяковское, Медведевское, Санталовское, Пиненковское, Рудниковское, Петрухновское м/р и м/р ЛУ Маланинский) с обводнённостью поступающей жидкости с месторождений достигает 90% массовых и 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 продукция 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. Для улучшения процесса обезвоживания обвязкой предусмотрена подача потока через путевой подогреватель ПП-1,6 №1 объёмом 200м³. Также имеется возможность подать поток через путевые подогреватели ПП-1,6 №1, 2 последовательно, переводя поток с ДНС Тверская, минуя ПП-1,6 №2, в НО-3 или НО-4.

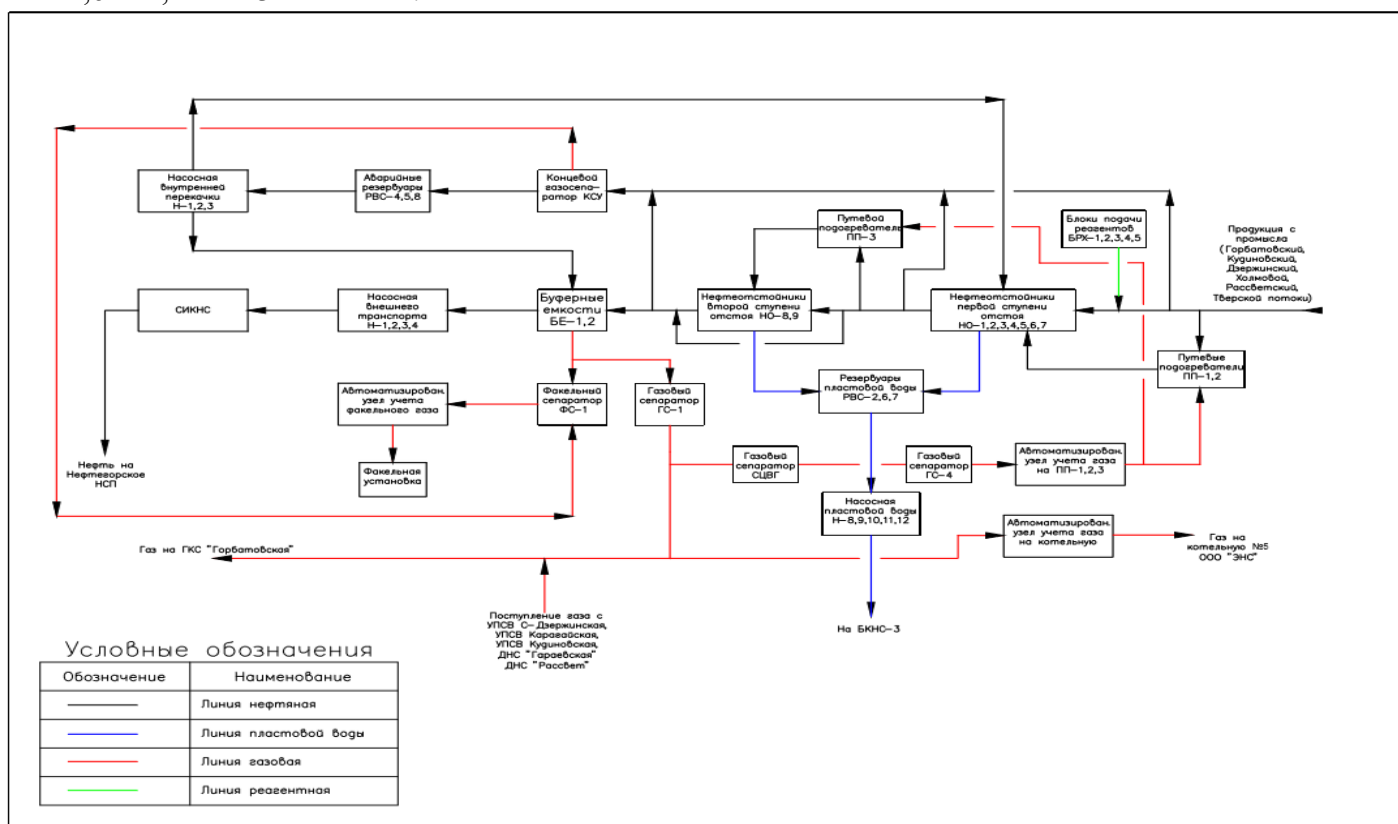


Рис.1. Технологическая схема объекта

Третий поток включает в себя продукцию скважин с Кудиновской УПСВ (Кудиновское и Аглосское месторождения) направляется непосредственно в буферные емкости объёмом 200м³ под давлением 3,0–10,0кгс/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 объёмом 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, 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. Имеется возможность использовать нефтеотстойник № 6 как нефтеотстойник второй ступени, вместо нефтеотстойников № 8, 9. 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».

При необходимости остановки откачки нефти, поток с нефтеотстойников второй ступени заводится в концевой газосепаратор 100м³ для сепарации, откуда поступает в аварийные РВС 5000 м³ № 4, 5, 8, а газ через факельный сепаратор подается на свечу. В необходимых случаях возможен завод потока жидкости после первой ступени отстойников через концевой газосепаратор в резервуары, а также завод каждого потока с месторождений минуя технологию через концевой газосепаратор и далее в аварийные РВС.

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

По мере накопления жидкость из аварийных резервуаров насосами внутренней перекачки Н 1, 2, 3 (ЦНС 180х85 и ЦНС 60х132) подается на технологию (нефтеотстойники первой ступени) для подготовки, либо в буферные емкости БЕ-1, 2 для дальнейшей перекачки.

По мере накопления в водяных резервуарах № 2, 6, 7 верхнего слоя уловленной нефти не более 250 см производится ее сброс по «пленочной» линии на прием насосных агрегатов внутренней перекачки.

Проанализируем сложившееся положение.

Итак, после сепарации обводнённой воды в НО 1-7, частично обезвоженная нефть не более 20 % массовых поступает на нефтеотстойники второй ступени НО 8,9, откуда должна выходить обезвоженная нефть с содержанием воды не более 5% массовых.

Однако из-за смены деэмульгатора 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%. И как следствие, эта продукция не успевает сепарироваться согласно проектной документации в нефтеотстойниках второй ступени, в результате чего на выходе получается продукция обводнённой более 10% массовых. После чего, персонал обслуживающий объект, обязан незамедлительно восстановить технологический процесс в аварийном порядке.

Таким образом, требования проекта не выполняются.

Вследствие 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.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

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

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И
УДАЛЕНИЯ АСПО В СКВАЖИНАХ**

А.В.Тютяев, О.Д.Комарова

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

Одним из осложняющих факторов добычи нефти на месторождениях являются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) на внешней и внутренней поверхностях насосно-компрессорных труб (НКТ).

Основные последствия отложений АСПО:

- Снижение дебитов добывающих скважин;
- Увеличение количества отказов электроцентробежных насосов (ЭЦН), и как следствие снижение межремонтного периода (МРП);
- Проблемы при глушении скважины во время текущего и капитального ремонта скважины (ТиКРС), по причине наличия глухих пробок в НКТ, как следствие необходимость «прожига» НКТ;
- Проблемы при подъеме ЭЦН во время проведения ТиКРС.

Парафинизация оборудования связана с охлаждением газонефтяного потока до температур, меньших температуры насыщения нефти парафином вследствие разгазирования пластовой жидкости и теплообмена. При движении ГЖС к устью скважины снижается ее температура, нарушается фазовое равновесие отдельных углеводородов в смеси и происходит их выделение в виде твердых или мазеобразных тяжелых фракций в виде парафина, смол и асфальтенов.

Для борьбы с АСПО применяются различные методы:

1. *Технология подачи химического реагента с помощью капиллярной трубки.*

К недостаткам данной технологии можно отнести риски механического повреждения капиллярного трубопровода при спускоподъемных операциях, во время проведения ТиКРС.

2. *Технология подачи химического реагента с помощью капилляра в составе кабеля УЭЦН.* Технология не удовлетворяет условиям по глубоким спускам УЭЦН.

3. *Применение шлангокабельной продукции, с каналом для подачи ингибитора.* У данной технологии также есть ограничения по глубине спуска.

4. *Технология дозирования химических реагентов при помощи скважинного контейнера.* Она имеет технологические ограничения по времени защиты погружного оборудования.

5. *Технология закачки ингибитора в пласт.* Так же имеет ограничения по времени защиты погружного оборудования.

6. *Технология электропрогрева.* Одним из преимуществ данной технологии можно считать универсальность применения, для различных объектов разработки, с разными физико-химическими параметрами добываемой продукции.

Кроме того, некоторые способы позволяют лишь бороться с последствиями отложений и имеют общеизвестные недостатки.

Одним из эффективных методов профилактики и ликвидации АСПО в нефтяных скважинах является разогрев продукции скважин до температуры, исключаящей выпадение твердой фазы. Источниками тепла для такого подогревания могут быть нагревающие кабели, расположенные внутри или снаружи нефтепроводящей трубы, закачанный в пласт теплоноситель, термокислотное, электромагнитное или акустическое воздействие.

Для стационарной электротепловой обработки продукции скважины в интервале пласта совместно с подземным оборудованием устанавливают электронагреватель, работающий в процессе отбора нефти непрерывно или по заданному режиму. При электротепловой обработке с целью удаления или предотвращения образования АСПО в НКТ и затрубном пространстве широко используются нагревательные кабели, размещаемые внутри или снаружи НКТ в интервале отложений.

Кабель нагрева размещают внутри НКТ в высокодебитных скважинах (режим фонтанирования, газлифта, применение центробежных насосов). В этом случае возможно использовать как непрерывный режим включения кабеля для предотвращения отложения парафина, так и периодический режим включения с растворением отложившегося парафина.

В низкодебитных скважинах, особенно с применением штанговых насосов, следует применять кабели нагрева, закрепленные снаружи НКТ в непрерывном режиме включения.

Во время работы кабеля нагрев нефтяной жидкости происходит до температуры, превышающей температуру кристаллизации парафинов, что обеспечивает:

- Постоянную чистоту внутреннего пространства НКТ, фонтанной арматуры и прилегающих к ним ближних трубопроводов;
- Непрерывность работы скважины и трубопроводов;
- Полностью исключает применение других способов депарафинизации;
- Экологическую чистоту вокруг скважины;
- Гарантированное увеличение дебита скважин, особенно для высоковязкой нефти;
- Уменьшение потерь нефти, повышение коэффициента эксплуатации скважин;
- Непрерывную работу скважин, находящихся в труднодоступных местах, с интервалами вечной мерзлоты, с высоковязкой и битумной нефтью.

Для успешного применения технологии электропрогрева необходимо определить следующие технологические параметры:

- Распределение температуры скважинной жидкости по глубине скважины;
- Температура на внутренней стенке эксплуатационной колонны (ЭК);
- Температуры на внутренней и внешней стенке НКТ;
- Критическая температура и давление (начало отложения).

На рисунках 1, 2, 3 показаны примеры расчетов некоторых параметров.

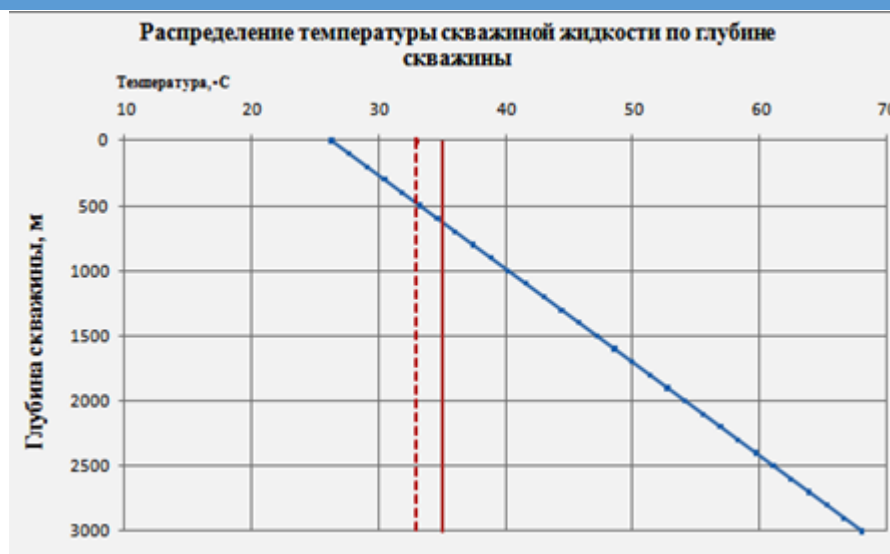


Рис. 1. Распределение температуры скважинной жидкости по глубине скважины



Рис.2. Распределение температуры на внутренней стенке ЭК

Кривая распределения температуры, указанная красным цветом, показывает температуру насыщения нефти парафином; кривая распределения, указанная синим цветом показывает температуру потока; и красная пунктирная кривая показывает температуру начала отложений.

Из приведенных графиков можно спрогнозировать выпадение отложений и определить глубину начала отложений на стенке ЭК.

После определения условий образования АСПО на скважинном оборудовании, необходимо подобрать наиболее эффективную технологию электропрогрева, а именно определить расположение, тип кабеля и его нагревающую способность. Для оценки эффективности того или иного вида кабеля был разработан расчётный модуль по определению параметров нагрева скважины кабелем, размещённым внутри и снаружи НКТ.

На рисунке 3 представлен пример расчета теплового режима скважины с кабелем, расположенным внутри НКТ.

Расчёты в модуле можно проводить, меняя исходные данные. В результате расчёта получается кривая распределения температуры по стволу скважины в зоне прогрева электрокабелем. Определяются температуры соответственно на внутренней и внешней поверхности НКТ, а также на внутренней стенке ЭК.

Красная линия соответствует температуре образования отложений (в примере 33⁰С) на внутренней и внешней поверхности НКТ, а также на внутренней поверхности ЭК. Пересечение красной линии с каким либо распределением означает условия образования отложений в конкретной зоне: внутри НКТ, снаружи или на внутренней поверхности ЭК. Если пересечение наблюдается во всех трёх зонах, то это означает образование АСПО во всех трех областях. Меняя температуру жил кабеля можно найти температуру и оптимальный режим прогрева для конкретной скважины и необходимую мощность на единицу длины.

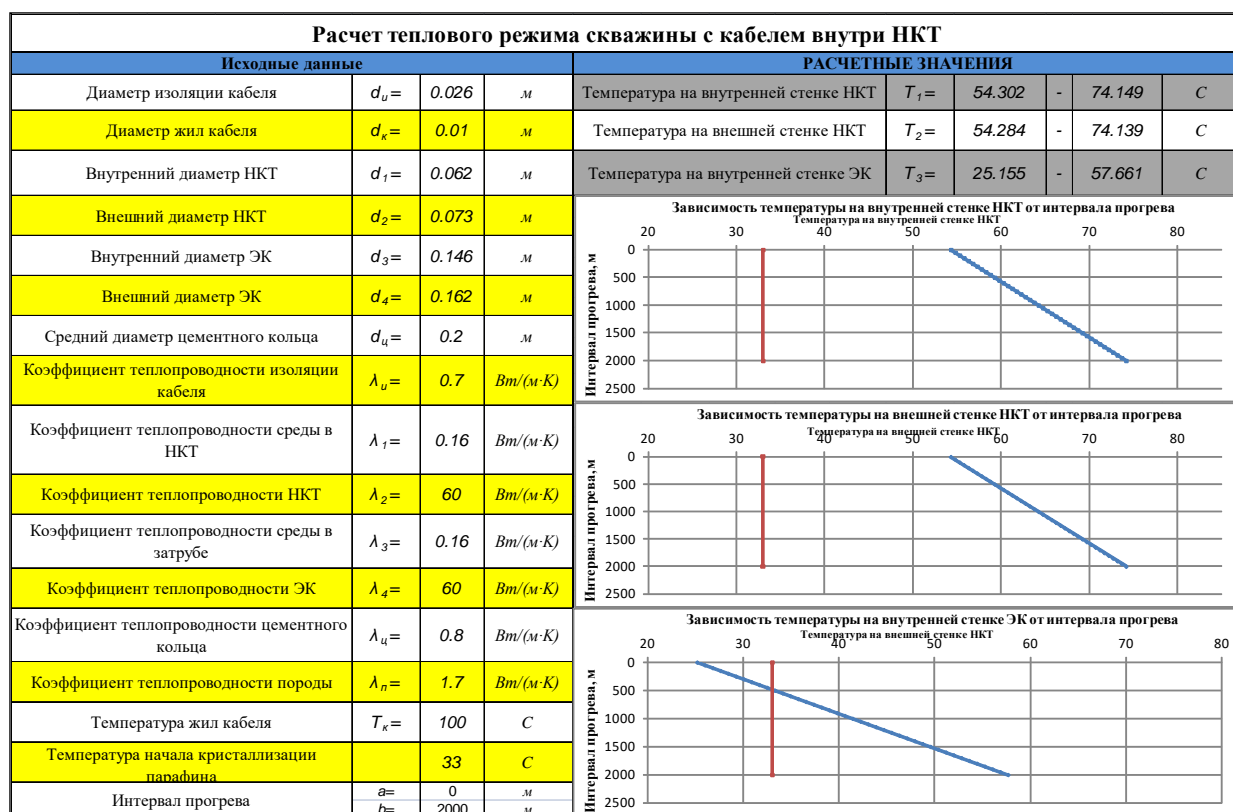


Рис. 3. Расчёт температурного режима скважины с кабелем внутри НКТ

Однако, расчёт показал, что даже при температуре кабеля 100⁰С вероятность образования АСПО в затрубье достаточно велика, так как внутренняя стенка ЭК прогревается недостаточно, чтобы исключить образование АСПО.

Для обоснования разработанной схемы было проведено компьютерное моделирование в программном комплексе ANSYS. Анализ расчётов показал, что в случае хорошего теплового контакта плоского кабеля, НКТ прогревается практически до температуры изоляции кабеля. Такой режим прогрева представляется более эффективным по сравнению с кабелем внутри при одной и той же температуре кабеля (рисунок 4).

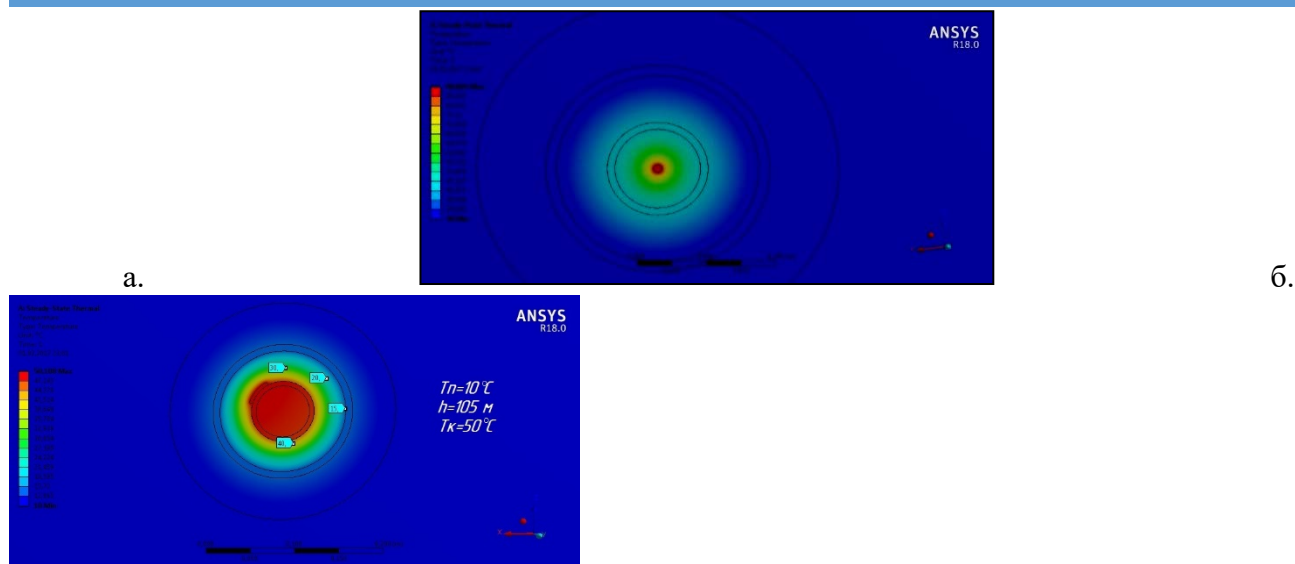


Рис. 4. Интерпретация поставленной задачи в программном комплексе ANSYS:
 а - Локализация прогрева в осевой области с кабелем внутри НКТ
 б - Прогрев скважины кабелем снаружи НКТ

Таким образом, подбор эффективной технологии основан на расчетных методах. Данные расчеты позволяют выбрать способ нагревания и тип нагревательных кабелей, а также оценить их эффективность.

УДК 66.048.914.2

АНАЛИЗ РАБОТЫ УСТАНОВКИ ДЕЭТАНИЗАЦИИ И СТАБИЛИЗАЦИИ (УДиС) НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО КОМПЛЕКСА ПЯКЯХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Н.Н. Марков

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

В настоящее время на севере РФ вводится в строй немало новых технологических мощностей по подготовке до требований нормативных документов добываемой продукции. Однако, их проектирование, зачастую, осуществляется по традиционным методикам, недостаточно отвечающим современным требованиям.

Поэтому, представляло интерес проанализировать работу одной из современных установок УДиС Пякяхинского месторождения, вводящейся в эксплуатацию в настоящее время.

Объект состоит из двух идентичных секций (одна из которых уже функционирует) и предназначен для деэтанализации нестабильного конденсата и стабилизации деэтанализированной нефти.

Принципиальная технологическая схема объекта приведена на рис.1, 2.

Нестабильный конденсат с нескольких объектов по линии с электроподогревом под давлением 0,05-0,35 МПа подаётся в трёхфазный сепаратор 3-О-2.1 (2.2) объёмом 100 м³ при температуре от -6 до +12⁰С. Выделившийся сухой газ поступает на УКПП, а оттуда на КСНГ. Отстоявшаяся во входных сепараторах вода периодически сбрасывается в подземную

дренажную ёмкость 3-Е-7.1, снабженную электроподогревом, откуда насосом 3-Н-7.2 откачивается на КОС. Нестабильный конденсат из входных сепараторов по трубопроводу с электроподогревом насосами 3-Н-2.1 (2.2) направляется в теплообменник 1-Т-1, где подогревается до температуры 60 – 80⁰С потоком стабильной нефти из 1-К-2. Основная часть подогретого конденсата подаётся в среднюю часть колонны деэтанализации 1-К-1, а остаток конденсата направляется в верхнюю часть колонны. Для поддержания в колонне необходимого режима (Р порядка 2 МПа, t_b 10-52⁰С, t_n 130-180⁰С) организована циркулирующая горячая струя, для чего часть деэтанализованного нестабильного конденсата с кубовой части колонны центробежными насосами 1-Н-1.1 (1.2) прокачивается через печь 1-П-1 и возвращается в колонну.

Газовая фаза с верхней части колонны поступает на УКПГ, а затем, и на КСНГ.

Деэтанализованный нестабильный конденсат с кубовой части колонны направляется в узел смешения с деэтанализованной нефтью (табл.1), после чего образовавшееся смесь подогревается в теплообменнике 1-Т-2 до 120-180⁰С стабильной нефтью. Деэтанализованная нефть для смешения поступает с УПН предварительно пройдя через трёхфазные сепараторы 3-Е-1.1 (1.3) с электроподогревом, где освобождается от остатков воды и газа при избыточном давлении от 0,05 до 0,35 МПа и температуре порядка 44⁰С.

Отделенная вода периодически сбрасывается в ёмкость 3-Е-7.1. Остатки газа направляются в газовую линию от сепараторов 3-О-2.1(2).

Оставшаяся нефть с помощью насосов 3-Н-1.1(1.2) прокачивается через теплообменник 1-Т-3, где подогревается до 100⁰С и подаётся на смешение.

Для поддержания в колонне 1-К-2 необходимого режима (Р порядка 1,55 МПа, t_b 45-60⁰С, t_n 180-210⁰С) организована циркулирующая горячая струя, для чего часть стабильной нефти с кубовой части колонны центробежными насосами 1-Н-2.1 (2.2) прокачивается через печь 1-П-12 и возвращается в колонну.

Газопродуктовая смесь с верха колонны 1-К-2 по шлемовой линии направляется в 1-АВО-1, где охлаждается до 20 – 40⁰С и поступает в ёмкость орошения 1-О-2 с электрообогревом. Остатки воды и метанола из ёмкости сбрасываются на КОС. Газ стабилизации из ёмкости орошения поступает в сепаратор топливного газа 1-О-3, где освобождается от конденсата, сбрасываемого в подземную дренажную ёмкость 3-Е-5, снабженную электроподогревом. Оставшийся газ используется в качестве топлива в печах 1-П-1 (2). ШФЛУ из оросительной ёмкости забирается насосами 1-Н-3.1 (3.2) и по линии с электрообогревом перекачивается в приёмные ёмкости ШФЛУ 3-Е-4.1 (4.4), снабженные электроподогревом и работающими при давлении до 1,1 МПа при температурах от 5 до 50⁰С. Из ёмкостей ШФЛУ забирается насосами 3-Н-4.1 (4.3) и подаётся на КСНГ в газовую магистраль.

Стабильная нефть с кубовой части колонны 1-К-2 последовательно проходит теплообменники 1-Т-2, 1-Т-1 и 1-Т-3 где отдаёт своё тепло холодным потокам, окончательно охлаждается в 1-АВО-2 до 40⁰С и направляется в ёмкость 3-Е-3.1, откуда забирается насосами 3-Н-3.1(3.3) и откачивается на ПСП, а затем, и на ГНПС-1. Частично стабильная нефть после насосов 3-Н-3.1(3.3) направляется на орошение колонны стабилизации.

Проанализируем сложившееся положение.

1. Итак, установка будет состоять из 2-х идентичных секций. На 2018 год работает только 1-я секция. Она загружена:

- по нестабильному конденсату только на 8,8 % и это сырьё только 1-го месторождения;
- по деэтанализованной нефти только на 69,8 % и это сырьё только 1-го месторождения.

Но согласно проекта, технологическая схема УДиС рассчитана на качественную и стабильную работу только в диапазоне загрузки 30 – 110 % по каждому виду сырья.

Таким образом, требования проекта не выполняются.

2. После присоединения к схеме ещё двух месторождений (к 2026 году) установка будет загружена на 100 % своей пропускной способности, но это произойдет за счет:

- добавки к нестабильному конденсату с 1-го месторождения 91,2 % сырья с 2-х других месторождений;
- добавки к дезэтанализированной нефти 30,2 % с 1-го месторождения 30,2 % сырья с 2-х других месторождений.

При этом:

- выход объединённого газа дезэтанализации и сухого газа вырастет на 90,8 %;
- выход газа стабилизации вырастет на 59,7 %;
- выход стабильной нефти вырастет на 49,6 %.

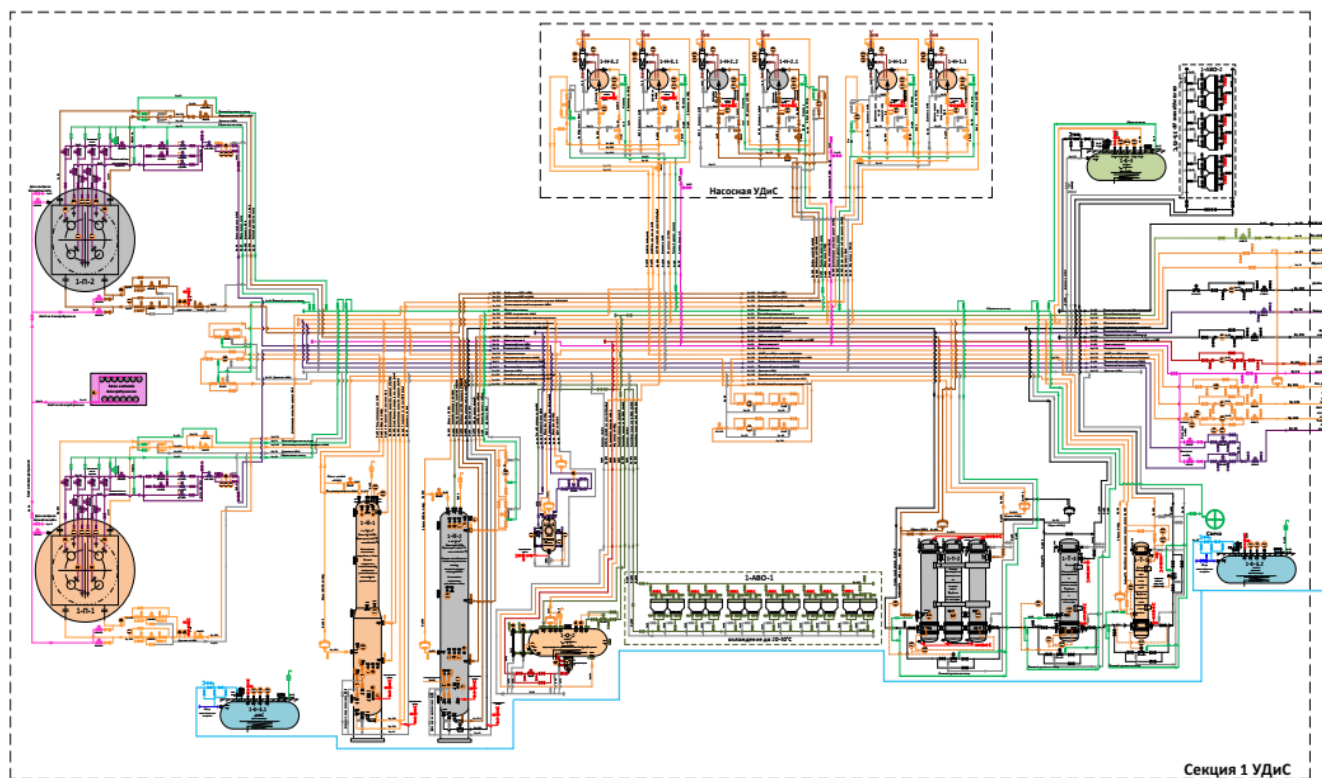


Рис.1. Технологическая схема установки дезэтанализации и стабилизации

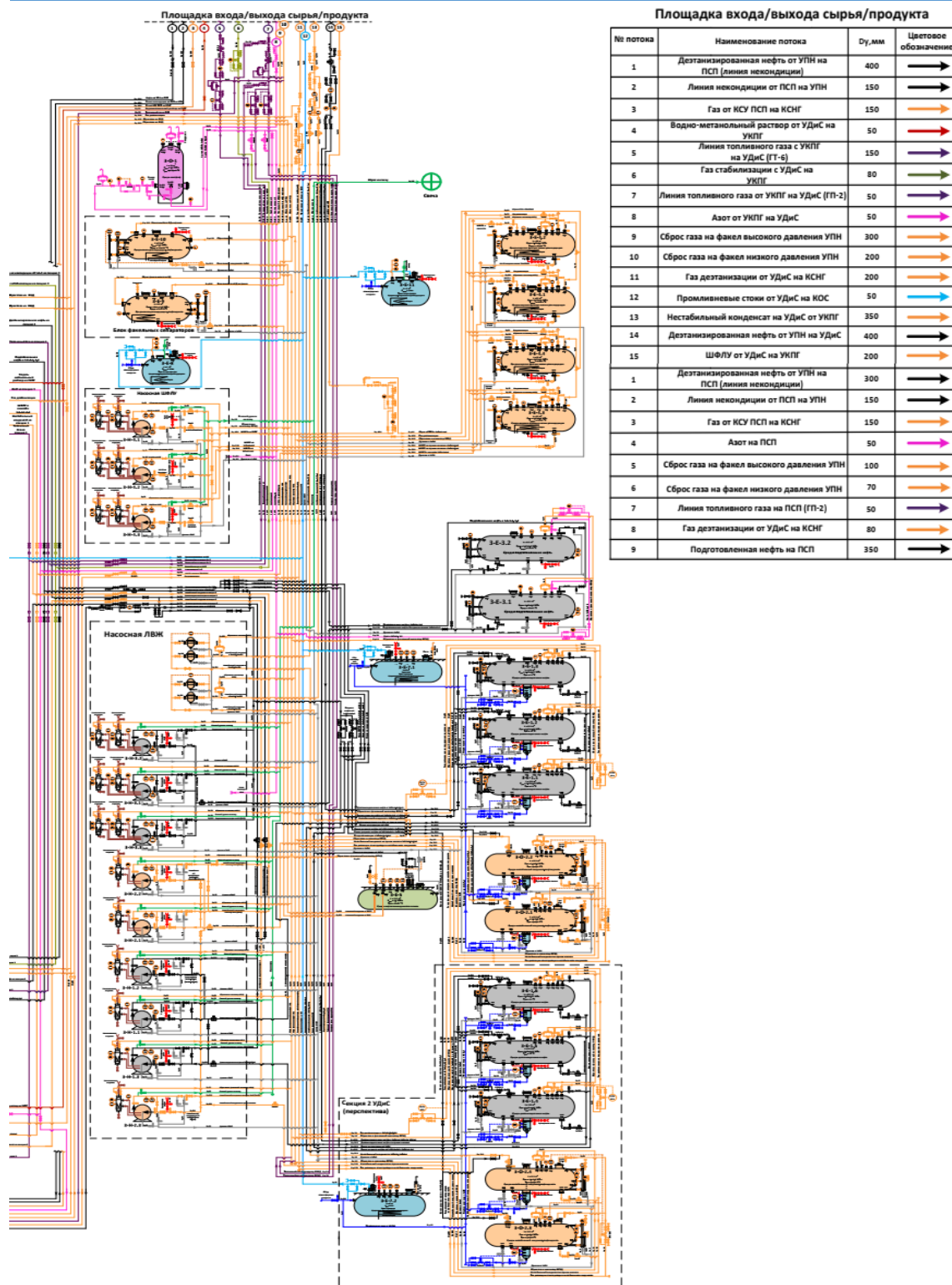


Рис.2. Продолжение рис 1: площадка входа/выхода сырья/продукта

Таким образом, продукция с двух других месторождений совершенно иная. В результате, 1-я и 2-я секция УДиС после полной загрузки будут работать на совершенно другой смеси конденсата и нефти, а это абсолютно не учитывается в проекте.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Технологический регламент установки деэтанализации и стабилизации 1512 ДС9-УДиС – РТ1 ООО «Лукойл – Западная Сибирь» ТПП «Ямалнефтегаз», 2018 г

АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПО ПЛАСТАМ А₃ и А₄ ЯКУШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.А. Головина

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Аннотация

Произведен анализ изменения пластового давления по пластам А₃ и А₄ Якушкинского месторождения. Залежь пласта А₃ в энергетическом отношении достаточно благополучно поддерживается системой заводнения для интенсификации выработки текущих остаточных запасов нефти, Положительная тенденция увеличения числа замеров позволяет более полно судить о состоянии отдельных залежей и пласта в целом. Поскольку достаточное количество скважин перфорированы одновременно на пласты А₃ и А₄, рассмотрены осредненные показатели таких скважин для увеличения объема выборки и уменьшения влияния погрешностей отдельных недоброкачественных замеров. Рассмотрены зоны разработки, характеризующиеся пониженными пластовыми давлениями.

Ключевые слова: продуктивные пласты, скважина, пластовое давление, система заводнения, энергетическое состояние залежи, геологическое строение, месторождение.

В связи со сложностью геологического строения Якушкинского месторождения, высокой степенью расчлененности основных продуктивных горизонтов, наличием значительных зон замещения коллектора по простиранию залежей, особый интерес представляет анализ текущего уровня пластового давления по отдельным пластам и участкам эксплуатационных объектов.

С другой стороны, отдельные продуктивные пропластки, на которые расчленены основные продуктивные горизонты, на некоторых участках имеют обширные зоны слияния между собой. Ситуация с контролем энергетического состояния и степенью выработки отдельных пластов и участков осложняется тем, что в некоторых скважинах перфорацией вскрыты сразу несколько пластов. В таких скважинах сформулировать сколь-нибудь обоснованные выводы по текущему значению пластового давления одного из пластов на основании замера статического уровня не представляется возможным.

В этой связи представляют особый интерес замеры давления в тех скважинах, которые вскрывают лишь один из продуктивных горизонтов.

За анализируемый период времени пластовое давление пласта А₃ стабилизировалось на уровне 9-10 МПа, пласта А₄ - 8-10 МПа.

Пласт А₃

Северный участок пласта А₃ первого эксплуатационного объекта (терригенные отложения верейского горизонта) представлен исследованиями 16 скважин. Среднее пластовое давление по этой группе скважин составляет 7,6 МПа. Южный участок пласта А₃ характеризуется по девяти замерам пластовых давлений 7,4 МПа.

Данные многочисленных замеров, проведенных с 1989 года, зафиксировавших среднюю величину пластового давления около 9,6 МПа, указывают на значительное повышение текущего пластового давления по сравнению с первоначальной величиной (8,3

МПа). Залежь в энергетическом отношении достаточно благополучно поддерживается системой заводнения для интенсификации выработки текущих остаточных запасов нефти, за исключением северной части залежи (А₃-север). Однако за этот период наблюдается плавная тенденция снижения пластового давления и по остальной части пласта А₃. Необходимо отметить, что за период 2012-2018 гг. число замеров пластовых давлений по пласту А₃ увеличилось с 58 до 148 в год. Положительная тенденция увеличения числа замеров позволяет более полно судить о состоянии отдельных залежей и пласта в целом.

Средние данные замеров за последние пять лет по пласту А₃ следующие: 2014 год – 8,5 МПа, 2015 год – 9,3 МПа, 2016 год – 9,7 МПа, 2017 год – 9,0 МПа, 2018 год – 9,2 МПа.

По вышеприведенным данным можно судить, что текущее пластовое давление находится на уровне, более высоком, чем начальное. Необходимо констатировать, что реализуемая на пласт А₃ система заводнения в целом работала достаточно эффективно. Однако при этом необходимо отметить, что, несмотря на общий относительно высокий уровень средней величины пластового давления, по отдельным скважинам его значения существенно различаются. И если на скважинах №№ 15, 407 замеренные значения пластовых давлений существенно выше средних величин, то скважины №№ 400, 401, 404, 98, 252, 237, 21, 178 характеризуются низкими показателями пластового давления. Все они расположены на окраинах северной и южной залежей, вблизи водонефтяной зоны. Очевидно, данные участки подвержены воздействию системы ППД и (или) подпору краевых вод в гораздо меньшей степени.

Поскольку достаточное количество скважин перфорированы одновременно на пласты А₃ и А₄, имеет смысл рассмотреть осредненные показатели таких скважин для увеличения объема рассматриваемой выборки и уменьшения влияния погрешностей отдельных недоброкачественных замеров. Средний уровень текущих пластовых давлений за один и тот же промежуток времени отдельно по скважинам, работающим только на пласт А₃, ниже на 1-1,5 МПа, чем по скважинам совместного фонда. Это говорит о том, что текущие пластовые давления пласта А₄ выше. Кроме того, фонд нагнетательных скважин, осуществляющих закачку воды одновременно в пласты А₃ и А₄, больше фонда нагнетательных скважин, работающих только на А₃.

Однако среди скважин, добывающих пластовые флюиды одновременно из пластов А₃ и А₄, также выделяется группа с пониженным пластовым давлением. Это такие скважины, как №№ 244, 245, 248, 239, 1088, 260, 153, 147, 149, 267, 268, 281, 490, 493, 529, 283, 271, 279.

Скважины №№ 239, 244, 245 и 248 расположены в непосредственной близости от внешнего контура нефтеносности. При этом текущие замеры пластовых давлений в них колеблются в пределах 5,5-7,0 МПа, что ниже средних значений по южной части пласта А₃.

По скважинам №№ 260 и 1088 наблюдается пониженная гидродинамическая связь с основной частью залежи. Это объясняется тем, что недалеко от скважин проходит зона выклинивания коллектора непроницаемыми породами, и в связи с этим подпитка пласта пластовыми водами затруднена.

На территории северной залежи пласта А₃ и на севере пласта А₄ выделяется зона, характеризующаяся пониженными пластовыми давлениями. К этой зоне приурочены скважины №№ 153, 147, 149, 267, 268, 281, 490, 493, 529, 283, 271, 279. Они расположены на значительном удалении от действующего фонда нагнетательных скважин, который представлен на данной территории единичными скважинами. При этом текущие замеры пластовых давлений в ней колеблются в пределах 3,7-6,3 МПа, что ниже средних значений по залежам пласта А₃ и А₄.

Рассмотренные данные позволяют рекомендовать необходимость восстановления закачки воды в северной части пластов А₃ и А₄.

Пласт А₄

Самый большой по площадному простиранию и самый сложный по геологическому строению пласт А₄ приурочен к первому эксплуатационному объекту. В пласте выделяется

единая залежь нефти, которая в свою очередь характеризуется достаточно сильной расчлененностью и неоднородностью по разрезу. При этом пропластки данного пласта практически слиты между собой: контактные зоны занимают около половины общей площади простирания. Пласт А₄ представлен 70 замерами пластового давления по скважинам «несовместного» фонда».

Средние показатели по горизонту в целом равны: 2014 год – 8,5 МПа, 2015 год – 8,6 МПа, 2016 год – 9,2 МПа, 2017 год – 9,8 МПа, 2018 год – 8,4 МПа. Средняя величина пластового давления по пласту А₄ по осредненным результатам замеров составляет 9,22 МПа, что выше начального пластового давления на 0,92 МПа. Данные свидетельствует о небольшом снижении текущих пластовых давлений за этот период. На общем фоне примерно равных величин замеренных давлений по скважинам выделяются значительно более низкие значения пластового давления. К такой группе скважин можно отнести №№ 476, 477, 471, 467, 213, 428, 432, 435, 436, 440, 442, 443, 464, 465, 466, 297, 105, 480, 482, 483, 484, 485, 489, 494, 495, 496, 498, 499, 487, 488, 533, 290, 491, 289, 287, 33, 273, 286.

Скважины №№ 476, 477, 471 и 467 расположены в северо-западной части пласта. Пластовые давления по замерам, произведенным по этой группе скважин, не превышают 5,3 МПа. Низкие значения пластового давления свидетельствует о крайней энергетической истощенности дренируемого участка, что вызвано низкими коллекторскими свойствами продуктивной части пласта и отдаленностью этих скважин от нагнетательного фонда.

Остальные скважины из вышеприведенного списка расположены в северной оконечности пласта А₄ и характеризуются пластовыми давлениями 2,7-6,6 МПа. «Посаженные» пластовые давления обосновываются минимальным числом действующих нагнетательных скважин на данном участке. Закачка по действующему фонду скважин №№ 538, 1101, 1270 и 1306 не способна реализовать необходимую для данной территории систему поддержания пластового давления.

В свете вышесказанного, необходима интенсификация закачки в северную часть пласта А₄ первого эксплуатационного объекта, ввод из бездействия нагнетательных скважин №№ 270, 288, 306, 474, 478, 481, 497, 1025 и (или) перевод скважин из добывающего фонда в нагнетательный.

Исходя из выше изложенного, можно сделать следующие выводы:

1. Анализ динамики и текущего уровня пластового давления как по отдельным пластам, участкам и залежам, так и по эксплуатационным объектам Якушкинского месторождения в целом, показал некоторое снижение пластового давления по сравнению с первоначальной величиной;

2. Реализуемая в настоящее время система ППД в целом обеспечивает поддержание стабильных значений пластового давления. Однако величины пластового давления в отдельных зонах залежей сильно различаются между собой. При этом накопленная компенсация отбора закачкой в целом по основному (первому) эксплуатационному объекту составляет около 150 %, что говорит о неравнозначности влияния закачки на уровень поддержания пластового давления по залежи и ее неполной эффективности;

3. Реализуемые при эксплуатации добывающих скважин депрессии на пласт, т.е. соотношения между забойным и пластовым давлениями, по ряду скважин не обеспечивают предотвращения разгазирования нефти как в стволе скважины, так и в призабойной зоне пласта;

4. Для обеспечения дальнейшей эффективной выработки остаточных извлекаемых запасов нефти по ряду зон и участков, в будущем требуется организация воздействия на пласт закачкой для повышения энергетического уровня рассматриваемых залежей и содержащихся в них флюидов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дополнение к технологической схеме разработки Якушкинского месторождения Самарской области, 2018.

МЕТОДЫ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ ОБОРУДОВАНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ДОЛГОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.А Головина, Ю.А.Дубовицкая

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Аннотация

Долговское месторождение в эксплуатации находится уже долгое время. Скважины уже старые и поэтому сильно подвержены коррозионному воздействию. Именно поэтому защите скважинного оборудования от коррозии следует уделять особое внимание. Согласно статистическим данным ПАО «Оренбургнефть», в 2018 г. 29% отказов нефтегазопромыслового оборудования (НГПО) и 45% порывов промышленных трубопроводов и системы нефтесбора произошли по причине коррозионного разрушения. Рассмотрены главные факторы, вызывающие коррозионное поражение углеродистой стали, существующие способы борьбы с коррозией.

Ключевые слова: продуктивные пласты, скважина, оборудование, коррозия, трубопровод, авария, электроцентробежный насос, насосно-компрессорные трубы.

Надежность и целостность нефтедобывающего оборудования напрямую связана со сроком его эксплуатации. Долговское месторождение в эксплуатации находится уже долгое время, что значительно осложняет процесс добычи нефти. Среди прочего оборудования наиболее популярны в добыче нефти установки электроприводных центробежных насосов – УЭЦН, основными причинами отказов которых являются разрушения НГПО коррозией. УЭЦН Долговского месторождения, работающие в старых скважинах (введены более 10 лет назад), сильно подвержены коррозионному воздействию. Именно поэтому защите скважинного оборудования от коррозии следует уделять особое внимание.

Для выбора определенного метода защиты следует придерживаться научного подхода, позволяющего разобраться в видах коррозионного воздействия и причинах, вызывающих его. Коррозия — это процесс самопроизвольного разрушения металла вследствие физико-химического или химического взаимодействия с факторами окружающей среды. Важность борьбы с этим явлением подтверждается колоссальными убытками, которые несут предприятия за счет стоимости изделий и необходимости осуществления восстановительных мероприятий. Если говорить о добычи нефти, то сюда же можно отнести вынужденные простои скважин, потери добычи, а также сбои системы разработки месторождений. Когда говорят о коррозии, то подразумевают воздействие на металлы и сплавы.

Согласно статистическим данным ПАО «Оренбургнефть», в 2018 г. 29% отказов нефтегазопромыслового оборудования (НГПО) и 45% порывов промышленных трубопроводов и системы нефтесбора произошли по причине коррозионного разрушения (Рисунок 1).



Рис. 1 - Отказы НГПО по коррозии и их доля от всех аварий на скважинах

Основным видом повреждений оборудования добывающих скважин является коррозия внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ), в результате чего нарушается герметичность, что приводит к дорогостоящим преждевременным подземным ремонтам и замене оборудования, вышедшего из строя.

Главным фактором, вызывающим коррозионное поражение углеродистой стали, является агрессивность пластовых флюидов и транспортируемых жидкостей, определяемая видом и концентрацией тех или иных активных компонентов. Согласно проведенной по классификации нефтепромысловых сред месторождений ПАО «Оренбургтнефть», добываемые жидкости являются преимущественно агрессивными. Степень агрессивного воздействия в первую очередь определяется наличием в пластовой воде сероводорода (в пласте O_1 около 1,9%), вызывающего химическую и электрохимическую коррозию, а также водородное охрупчивание металла.

Наличие биозараженности вод сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ) приводит к образованию на поверхности металла колоний микроорганизмов, которые выделяют концентрированный сероводород, усиливая тем самым электрохимическую коррозию, а также изолируют поверхность металла от воздействия обычных ингибиторов коррозии.

Кроме того, применяемые соляно-кислотные обработки добывающих скважин для удаления солеотложений, термохимические обработки растворами реагентов на пресной воде для борьбы с парафиноотложениями оказывают дополнительное негативное воздействие на НГПО. Совокупность перечисленных параметров, при условии высокого содержания минеральных солей в пластовой воде, способствует коррозионному разрушению используемого металлического оборудования.

Для сохранения целостности НПО применяются разнообразные методы борьбы с коррозией, но наиболее широко на месторождениях компании используется ингибиторная химическая защита, что позволяет значительно увеличить срок эксплуатации промышленных трубопроводов и межремонтный период (МРП) скважин.

Охват осложненных коррозией скважин (коррозионный фонд) составляет порядка 38%. Обработка ведется ингибиторами коррозии (ИК) в товарной форме различными методами как постоянным дозированием, так и периодическим ингибированием скважин.

При этом около 20% ингибируемых скважин обрабатывается с частотой 1 раз в месяц.

Также на ряде скважин, отнесенных к коррозионному фонду, используется коррозионностойкое оборудование, в частности насосы в коррозионностойком исполнении. Это позволило получить устойчивую тенденцию к снижению аварий, связанных с разрушением НГПО коррозией, ежегодно их число снижается на 1-2 аварии.

Проводимая в течение последних лет большая работа, по снижению потерь добычи нефти от влияния коррозии, дает результаты, так МРП коррозионного фонда скважин (6 единиц) имеет тенденцию к росту.

Существующие способы борьбы с коррозией приведены в таблице 1.

Таблица 1- Методы борьбы с коррозией

Методы	Технология (разработчик)
1	2
Механические	1. Технология пробковой ингибиторной защиты («Татнипинефть») 2. Система протекторной защиты («Татнипинефть») 3. Футерование стальных труб полиэтиленом («Татнипинефть») 4. Защитное покрытие МРП («Укргнипрониинефть») 5. Установки блочные автоматизированные для приготовления и дозировки деэмульгаторов и ингибиторов коррозии (НПО «Нефтеавтоматика») 6. Передвижной комплекс для нанесения покрытий на трубы (RAMCO OIL SERVICES PLC)
Магнитные	1. Поверхностные переводники МАГНИФЛО (АОЗТ «Новые нефтяные технологии»)
1	2
Химические	1. Состав ОАО «Пермнипинефть» 2. ХПС-001, ХПС-002 ХПС-007 (ЗАО «Когалымский завод химреагентов») 3. Комплексный ингибитор («ВНИИГаз») 4. СНПХ-6301 марки А (летняя), Реапон-И (Урусинский опытный химический завод) 5. СНПХ-1004, Альпах, Амфикор. (ПО «Химпром») 6. СНПХ-6301 «з» (Куйбышевский завод синтетического спирта) 7. Тарин, Нефтехим-1, Нефтехим-3 (Дрогобычский НПЗ) 8. Система закачки ингибитора «Сперри-Сан Дрилинг Сервисы» 9. Составы «PETROLITE» 10. Составы «BAKER PERFORMANC CHEMICALS»
Биологические	1. Составы «PETROLITE» 2. Составы «BAKER PERFORMANC CHEMICALS»
Прочие	1. Индикатор тока коррозии (НПО «Ниинефтепромхим»)

Окончательный выбор эффективного реагента для конкретных нефтепромысловых сред и объектов следует производить с использованием стендовой (пилотной) установки для испытаний ингибиторов коррозии. Выбор технологии применения ингибитора зависит от экономических и технических возможностей, а также физико-химических свойств самого реагента. На сегодняшний день основным видом защиты является ингибирование.

Технологические жидкости (кислотные составы, растворы глушения, вода для опрессовки и т. д.), контактирующие с металлическим оборудованием, должны использоваться только в ингибированном виде. В условиях ОАО «Оренбургнефть» в настоящее время для защиты нефтепромыслового оборудования применяются следующие ингибиторы коррозии: Викор-1А, ТНПХ-21 «б», СНПХ-6301 «кз», Амфикор, Тинкор, СНПХ-6030 «б», Альпан, Напор-1007. Характеристика приведенных ингибиторов коррозии приведена в таблице 2.

Таблица 2- Характеристика ингибиторов коррозии, применяемых в ОАО «Оренбургнефть»

Название	Назначение	Растворимость	Рекомендуемые технологии и дозы, г/м ³	
			Система ППД	нефте-сбор
1	2	3	4	5
Викор-1А	Защита оборудования, металлов в водонефтяных средах в присутствии сероводорода и углекислого газа	Водоинспергируемый	50	50
ТНПХ-21 «б»	Защита от коррозии нефтепромыслового оборудования в кислород и сероводородсодержащих средах	Малорастворимый, водоинспергируемый	50	50
СНПХ-6301 «кз»	Защита от коррозии нефтепромыслового оборудования	Водоинспергируемый	50	50
Амфикор	Защита оборудования в минерализованных сероводородсодержащих водах	Водорастворимый	25	50
Тинкор	Защита оборудования в минерализованных сероводородсодержащих водах	Малорастворимый, водоинспергируемый	100	150
1	2	3	4	5
СНПХ-6030 «б»	Защита от внутренней коррозии трубопроводов системы ППД и системы сбора обводнённой нефти. В высокоминерализованных средах, содержащих сероводород и углекислый газ	Водоинспергируемый	50	50
Альпан	Защита от коррозии нефтепромыслового оборудования в сероводородсодержащих средах	Водорастворимый	25	50

Наиболее широкое применение в ОАО «Оренбургнефть» нашел ингибитор коррозии СНПХ-6301 «кз», вследствие его относительной дешевизны и высокой технологической эффективности.

В настоящее время месторождение характеризуется значительными осложнениями в процессах добычи, сбора и подготовки нефти, связанными с коррозионным разрушением оборудования и нефтепроводов. Увеличение коррозионной активности, добываемой совместно с нефтью воды, на данном этапе является серьезной проблемой. Наиболее эффективным и технологически несложным защитным мероприятием является ингибиторная защита.

Основным назначением ингибиторов коррозии является снижение агрессивности газовых и электролитических сред, а также предотвращение активного контакта металлической поверхности с окружающей средой. Это достигается путем введения ингибитора в коррозионную среду, в результате чего резко уменьшается сольватационная активность ее ионов, атомов и молекул. Кроме того, падает и их способность к ассимиляции электронов, покидающих поверхность металла в ходе его поляризации. На металле образуется моно- или полиатомная адсорбционная пленка, которая существенно ограничивает площадь контакта поверхности с коррозионной средой и служит весьма надежным барьером, препятствующим протеканию процессов саморастворения. При этом важно, чтобы ингибитор обладал хорошей растворимостью в коррозионной среде и высокой адсорбционной

способностью как на ювенильной поверхности металла, так и на образующихся на нем пленках различной природы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Технологический проект разработки Сологаевского нефтяного месторождения Самарской области, 1918.

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПЛАСТА ДЗ-БУР ПЕТРУХНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.А.Головина, Е.И.Соболева

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Аннотация

Рассмотрены мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации добывающих скважин пласта ДЗ-БУР Петрухновского месторождения. Основными факторами, обуславливающими возможные осложнения при эксплуатации скважин пласта ДЗ-БУР Петрухновского месторождения, являются повышенное содержание в нефти парафина (32,59% масс.) и смол силикагелевых (3,01% масс). Рассмотрены рациональные методы борьбы с АСПО для скважин, оборудованных УЭЦН. Для антикоррозионной защиты глубинного оборудования предусмотрено применение ингибиторов коррозии. Приведена периодичность проведения работ по предотвращению влияния факторов, осложняющих эксплуатацию скважин, эксплуатирующих пласт ДЗ-БУР Петрухновского месторождения.

Ключевые слова: продуктивный пласт, скважина, мероприятия по предупреждению осложнений, призабойная зона скважин, ингибиторы коррозии, АСПО,

Петрухновское месторождение расположено на территории Пестравского административного района Самарской области в 80 км к югу от областного центра г. Самары. Основным по запасам и добычи нефти является залежь пласта ДЗ-БУР, на долю которого приходится 79,3 % извлекаемых запасов и 86 % накопленной добычи нефти по месторождению в целом. Разработка пласта начата в 2003 году пуском в эксплуатацию поисковых скв. 50, 52 и разведочной скв. 53. Петрухновское месторождение находится на стадии падающей добычи. На сегодняшний день показатели выработки в целом по месторождению неблагоприятные. Идет снижение всех основных показателей разработки (дебитов, объемов добычи нефти). Одной из причин (кроме значительного обводнения добываемой продукции), являются возникающие осложнения при эксплуатации добывающих скважин (АСПО). Обводнение продуктивных пластов нефтяных месторождений вызывает серьезные осложнения при добыче нефти, связанные с образованием нефтяных эмульсий, которые обладают высокими вязкостями и стойкостью к разрушению. При образовании стойких эмульсий снижаются показатели безотказности работы насосных установок из-за увеличения количества обрывов штанг ШГНУ, пробоев электрической части УЭЦН вследствие перегрузок погружного электродвигателя. Рост давления жидкости в системе сбора нефти и газа влечет за собой порывы коллекторов. Затрудняются сепарация газа и предварительный сброс воды. С необходимостью разрушения стойких эмульсий связан также наибольший рост энерго- и металлоемкости.

Призабойная зона добывающих скважин, в отличие от нагнетательных, загрязнена не только глиной, кальцитами, окисью железа и остатками цементного камня, но и высокомолекулярными компонентами нефти (асфальтены, смолы, парафины), которые могут быть растворены только органическим растворителем. Большинство углеводородных растворителей хорошо разрушают водонефтяные эмульсии в призабойной зоне пласта (ПЗП), а также растворяют асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) и не выделяют их после охлаждения.

Характерной особенностью углеродов метанового ряда (вне зависимости от содержания в них парафина) является то, что они всегда склонны к осадкообразованию при соответствующих термодинамических условиях.

На образование АСПО оказывают существенное влияние:

- снижение давления на забое скважины и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объема фаз;
- состояние поверхности труб.

Интенсивность образования АСПО зависит от преобладания одного или нескольких факторов, которые могут изменяться по времени и глубине, поэтому количество и характер отложений не является постоянным.

В целях борьбы с АСПО предусматривают проведение работ по предупреждению образования отложений и их удалению.

Существует несколько наиболее известных и активно применяемых в нефтедобывающей промышленности методов борьбы с АСПО. Но из-за многообразия условий разработки месторождений и различия характеристик добываемой продукции часто требуется индивидуальный подход и даже разработка новых технологий.

К технологиям борьбы с АСПО относят микробиологический метод. Раствор биопрепарата с питательной средой закачивают в колонну НКТ, далее производят циркуляцию по схеме «затрубье-НКТ».

Как метод предотвращения АСПО следует отдельно выделить применение гладких защитных покрытий из лаков, стекла и эмали. (нанесение твердых гидрофильных покрытий на поверхность лифтовых труб (лакокрасочные композиции, бакелит, эмаль, эпоксидные смолы, стекло и др.).

Согласно отчетности УПНП и КРС работы по ОПЗ проводились на объектах ДЗ-БУР и В-1. Всего за период 2011-2018 гг. на Петруховском месторождении работы по ОПЗ проведены 16 скв./операций в восьми нефтяных скважинах. Из 16 скважино-операций по проведению ОПЗ на месторождении две обработки оказались неэффективными.

Проведенные работы можно классифицировать как успешные. По скважинам №№ 63 и 65 наблюдается продолжение эффекта. Продолжительность эффекта составляет от двух до шести месяцев (продолжительность эффекта берется без пролонгации на следующий год). Приросты дебитов нефти от 0,8 до 28 т/сут. Общая дополнительная добыча нефти на 1.01.2019 года составила 27 тыс. т.

Хорошей технологической эффективностью характеризуются мероприятия по ВДХ – (СНТ Ойл Инж) – система новых технологий: (КВДХВ) Комплексное волновое депрессионно-химическое воздействие направленное на очистку призабойной зоны и ствола скважины от АСПО. Струйный насос + резонатор при прохождении жидкости, создающие дополнительные перепады давлений с применением химических растворителей, дополнительная добыча нефти составила шесть тыс. т или 10 % от дополнительной добычи по всем мероприятиям. Из осуществленных операций положительный эффект получен по обеим скважинам (53 и 72). В

среднем на одну успешно проведенную операцию приходится 3,2 тыс. т дополнительно отобранной нефти, средняя продолжительность эффекта более полугода.

Для предотвращения образования водонефтяных эмульсий, ослабления структурно-механических свойств нефти, а также предупреждения выпадения АСПО в ПЗ скважин рекомендуются работы по предотвращению парафиноотложений и улучшению реологических свойств нефти - использование нефтяных растворителей, применение ингибиторов парафиноотложений.

Основными структурообразующими компонентами парафиноотложений являются высшие твердые алканы. Для растворения парафинов используются парафинафтеневые углеводородные фракции (ПНФ). Например, для ОПЗ можно предложить парафинафтеневую фракцию, поступающую на процесс риформинга (фракции для производства бензола и толуола на установке каталитического риформинга), которая относится к концентратам алифатических и нафтенных соединений, так как в ней преобладают алканы и циклоалканы.

Основными факторами, обуславливающими возможные осложнения при эксплуатации скважин пласта ДЗ-БУР Петрухновского месторождения, являются повышенное содержание в нефти парафина (32,59% масс.) и смол силикагелевых (3,01% масс.).

Для предупреждения осложнений при эксплуатации добывающих скважин необходимо предусмотреть определённый комплекс мероприятий. Нефть пласта ДЗ-БУР Петрухновского месторождения содержит в большом количестве парафин и вероятность его выпадения очень велика, т.е. на пласт ДЗ-БУР надо обратить внимание при планировании мероприятий по предотвращению отложений парафина и рабочее забойное давление не должно быть ниже давления насыщения.

Для скважин, оборудованных УЭЦН, рациональным является спуск скребков переменного сечения лебёдкой, установленной на транспортной базе. Транспортной базой могут служить передвижные установки для спуска глубинных приборов в скважины. Также можно рекомендовать пропарку нефтепромыслового оборудования и прокачку горячей нефти через затрубное пространство. Промывка горячей нефтью и пропарка скважин осуществляется агрегатами АДПМ-4-150 и ППУА-1200/1000. Кроме теплового воздействия необходимо и химическое - использование растворителей АСПО, таких как ШФЛУ, «НЕФРАС», СНПХ-7870. Основываясь на опыте применения, наиболее эффективным является «НЕФРАС», но данный вид растворителя АСПО является и самым дорогим. Наиболее эффективным является применение растворителей в сочетании с применением ингибиторов парафиноотложения, таких, например, как ингибитор комплексного воздействия СНПХ-7941.

Для антикоррозионной защиты глубинного оборудования наиболее простым и технологичным является применение ингибиторов коррозии. При промысловых испытаниях хорошие результаты показали ингибиторы коррозии «Север-1», СНПХ-1002, СНПХ-6012. Подача ингибиторов коррозии может осуществляться методом постоянной дозировки с помощью блочной установки БР-2,5, также можно применять «пробковую» технологию закачки, предусматривающую периодическую закачку порций ингибитора, объем которых рассчитывается исходя из нанесения на внутреннюю поверхность труб пленки реагента определенной толщины. Осуществляется с помощью передвижных насосных агрегатов. Относительная дешевизна проводимых обработок при значительном увеличении ресурса НКТ позволяет считать ингибирование одной из самых эффективных как в техническом, так и в экономическом плане операций по защите подвесок НКТ, обсадных колонн и погружного оборудования от агрессивного воздействия добываемых сред. Необходимо в дальнейшем учитывать, что с ростом обводненности будет увеличиваться содержание ионов Cl^- и SO_4^{2-} , которые будут диспергировать окисную пленку и повышать её проницаемость, что, возможно, приведет к возникновению дополнительных очагов коррозии на ПГО.

Периодичность проведения работ по предотвращению влияния факторов,

осложняющих эксплуатацию скважин, приведена в таблице 1.

Таблица 1- Мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№п/п	Необходимые мероприятия	Объемы применения	Периодичность
1	Обработка растворителями АСПО	Трудноосваиваемые скважины и скважины с интенсивным отложением парафина	Не реже одного раза в полгода.
2	Ввод в скважины ингибитора парафиноотложения постоянно (через дозирующее устройство на устье) или периодически	Скважины с интенсивным отложением парафина	Не реже одного раза в три месяца
3	Ввод ингибиторасолеотложений	При наличии отложения солей	Не реже одного раза в два месяца

При наличии отложения минеральных солей в подземном и наземном оборудовании скважин необходимо вводить в скважины ингибиторы солеотложений, например, СНПХ-5312, предназначенный для защиты нефтепромыслового оборудования от отложений сульфата и карбоната кальция в условиях высокой минерализации попутнодобываемых вод.

На добывающих скважинах необходимо вести исследовательские работы по определению наличия посторонней воды в добываемой продукции и в случае её обнаружения проводить геофизические исследования по выявлению места притока и намечать технические мероприятия по изоляции нарушения эксплуатационной колонны.

Подготовку скважин к подземному ремонту и ремонт проводят в соответствии с действующими нормативно-техническими документами. Для сохранения продуктивности скважин при глушении рекомендуется использовать жидкости глушения, облагороженные ПАВ, такими как сульфонол 0,2-0,3%, дисолван – 0,2%. При эксплуатации низкопродуктивных скважин особое внимание следует уделять сохранению коллекторских свойств пласта.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дополнение к технологической схеме разработки Петрухновского нефтяного месторождения Самарской области, 2018.
2. Хасанов Э.М., Кагарманов И.И., Пупченко И.Н. Особенности эксплуатации УЭЦН: Учебное пособие.- Самара: ИД «РОСИНГ», 2006, - 216 с.

ПРОЦЕСС И СТЕПЕНЬ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА ЗАЛЕЖАХ ПЕТРУХНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ*Ю.А.Головина, Ю.А.Дубовицкая**Самарский государственный технический университет
Самара, Россия***Аннотация**

Рассмотрено распределение остаточных запасов нефти по продуктивным пластам Петруховского месторождения. Рассмотрены причины отрицательно влияющие на состояние разработки объектов. Произведен анализ зависимости КИН (коэффициент извлечения нефти) от обводненности добываемой продукции. геолого-технические мероприятия, Приведены исследования процесса выработки запасов нефти в разрезе пластов методами потокометрии (термометрия, влагометрия, термодобитометрия, механическая расходометрия и т.д.)

Ключевые слова: продуктивные пласты, выработка запасов нефти, добывающая скважина, обводненность, коэффициент извлечения нефти, промыслово-геофизические исследования, методы потокометрии, пластовое давление.

Промышленная нефтеносность месторождения установлена в отложениях визейского (пласт Б-3) и турнейского ярусов (пласт В-1) нижнего карбона и франского яруса (пласт ДЗ-БУР) верхнего девона. Всего выявлено пять залежей нефти.

Пласт Б-3 приурочен к нижней части бобриковского горизонта визейского яруса нижнего карбона и представлен песчаниками нефтенасыщенными, алевролитами. Размеры залежи в плане 1,13 x 0,76 км, высота около 12 м. Залежь пластового типа. Покрышкой для залежи служат глины нижней части бобриковского горизонта визейского яруса нижнего карбона.

Продуктивный пласт В-1 залегает в кровельной части турнейского яруса, и сложен в основном известняками от светло- до тёмно-серых тонкокристаллическими, часто доломитистыми, плотными и пористыми, крепкими, встречаются прослойки ангидритов и доломитов. Суммарная эффективная толщина пласта колеблется от 5,2 до 16,2 м, нефтенасыщенная – от 1 м до 5,2 м.

В пласте В-1 оконтурены три залежи нефти: южная – в районе скважины 52, центральная – в районе скважины 51 и северная в районе скважины 50. По типу залежи – массивные. Покрышкой для залежей служат глины нижней части бобриковского горизонта визейского яруса нижнего карбона толщиной 5-10 м.

Продуктивный пласт ДЗ-БУР приурочен к мендымскому горизонту верхнефранского яруса и сложен известняками серыми, бурыми и коричневыми, кристаллическими, прослоями доломитизированными (до перехода в доломиты), средней крепости, крепкими до очень крепких.

Разведанность геологических запасов нефти высокая, к категории С₂ отнесены 11 % общих запасов месторождения.

На сегодняшний день чтобы достигнуть проектной величины КИН (0,499) необходимо отобрать еще 43,9 % от общего объема начальных извлекаемых запасов (это 593 тыс. т нефти). Более 70 % (415,7 тыс. т) общего объема остаточных запасов приходится на пласт ДЗ-БУР (Рисунок 1).

Совмещенная схема контуров нефтеносности залежей продуктивных пластов приведена на рисунке 2.

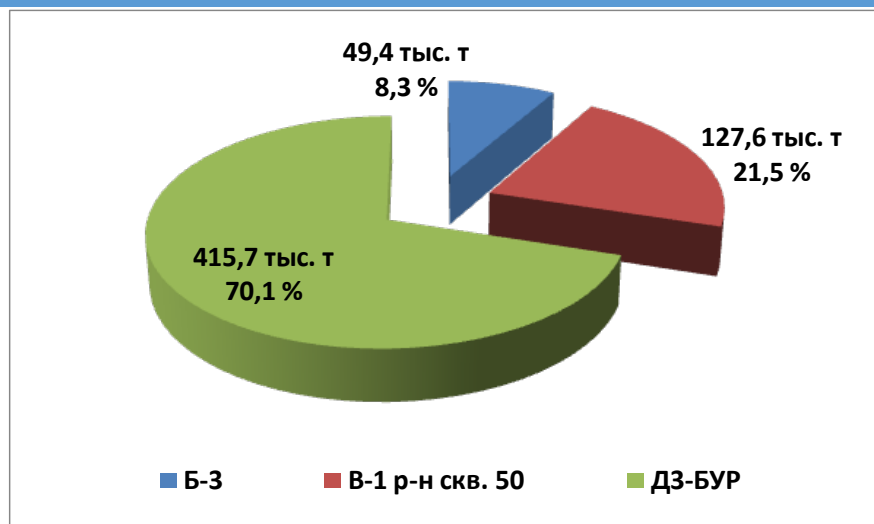


Рис. 1 – Распределение остаточных запасов нефти по эксплуатационным объектам Петруховского месторождения

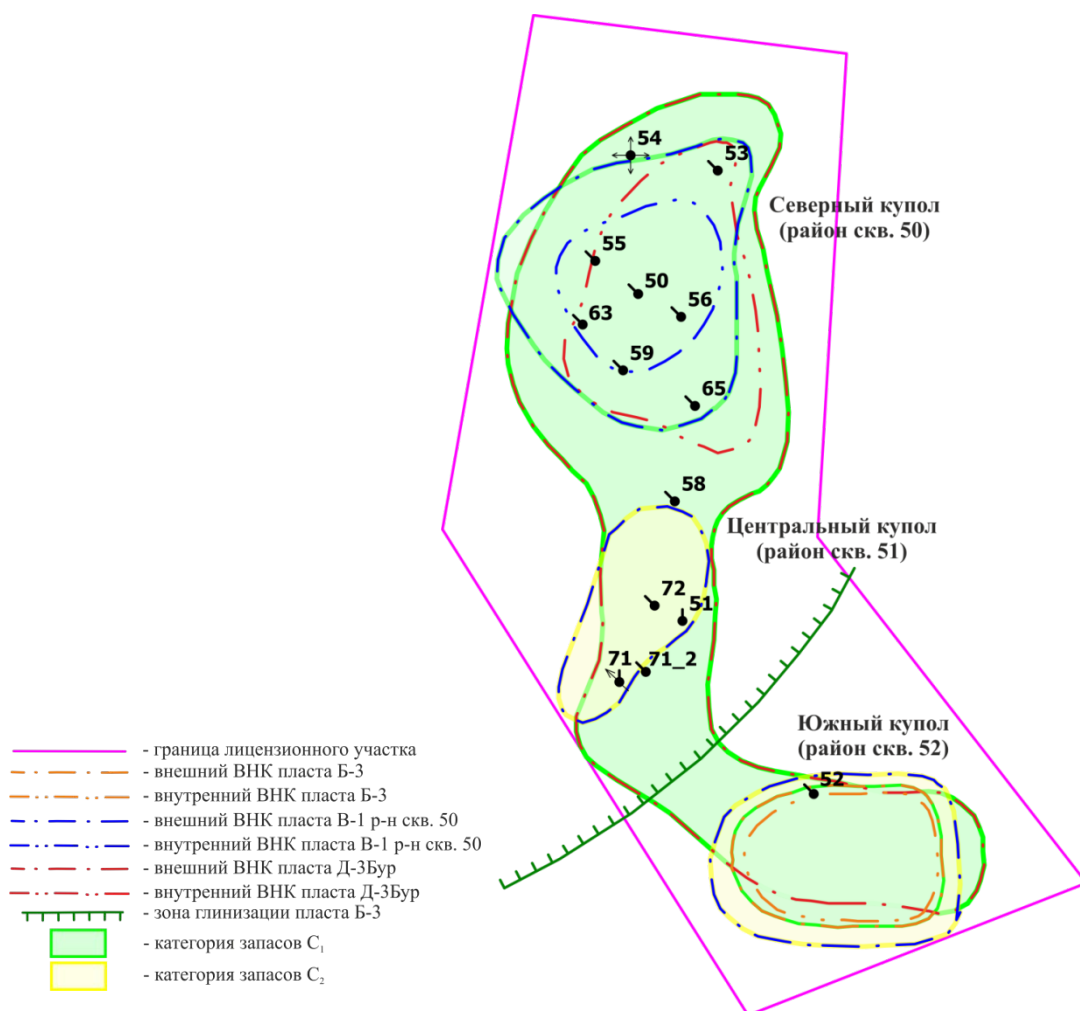


Рис.2 – Петруховское месторождение. Совмещенная схема контуров нефтеносности залежей продуктивных пластов

Анализируя фактические показатели разработки можно отметить, что самая низкая степень выработки отмечается по залежи объекта Б-3. Из трех разрабатываемых на

сегодняшний день эксплуатационных объектов данная залежь введена в разработку позже всех – в августе 2012 г. На данный момент объект разрабатывается единственной добывающей скважиной. Залежь пласта В-1 р-н скв. 50 введена в разработку в ноябре 2011 г., переводом скв. 50 с объекта ДЗ-БУР; на данный момент разрабатывается тремя добывающими скважинами. Основной объект разработки ДЗ-БУР введен в эксплуатацию в 2003 году, на данный момент в эксплуатационном фонде находятся восемь скважин, из них семь добывающих и одна нагнетательная. Все три объекта имеют различные показатели выработки. Отбор от НИЗ по всем объектам опережает величину обводненности и составляет 10,2-61,2 %% при обводненности – 82,8-96,3 %% . Залежи объектов Б-3 и В-1 р-н скв. 50 разрабатываются без поддержания пластового давления, каждая из них единичными добывающими скважинами. На объект ДЗ-БУР начато формирование системы ППД, путем бурения нагнетательной скважины в северной части залежи, на данный момент фонд нагнетательных скважин составляет одну единицу.

Различие показателей выработки на данном этапе обусловлено датой ввода и продуктивностью пластов.

На сегодняшний день показатели выработки в целом по месторождению неблагоприятные. Идет снижение всех основных показателей разработки (дебитов, объемов добычи). Основная причина, отрицательно влияющая на состояние разработки объектов – это преждевременное обводнение скважин.

Сложившийся процесс и степень выработки запасов нефти на месторождении можно оценить по зависимостям КИН от прокачки и обводненности приведенных на рисунке 3.

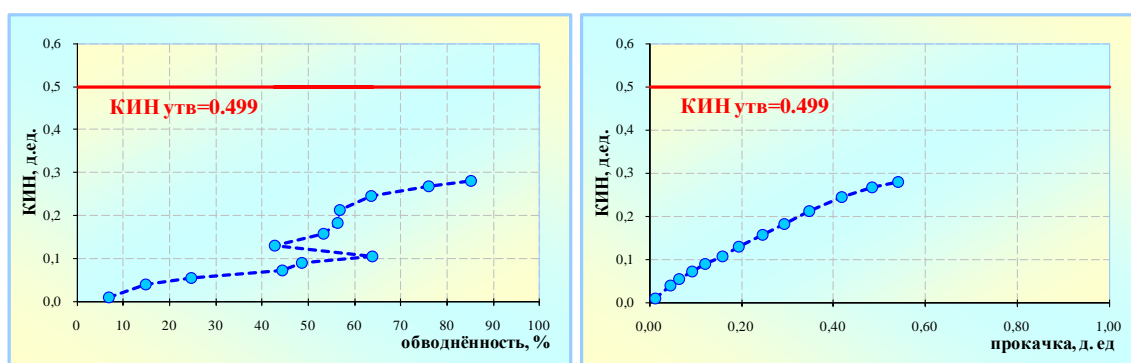


Рис. 3– Петруховское месторождение.
Зависимость текущей величины КИН от обводненности и прокачки

При достигнутой величине прокачки 0,542 фактический КИН составил – 0,280 д.ед.

При существующих темпах отбора обеспеченность запасами (кратность) составляет 18 лет.

Приведенные на рисунке 3 характеристики вытеснения наглядно показывают, что при существующих условиях разработки утвержденная величина КИН не достижима. Необходимо бурение новых скважин, формирование системы ППД, а также выполнение комплексной программы ГТМ на пробуренном фонде скважин.

Для выполнения анализа выработки запасов нефти основным источником информации являются промыслово-геофизические исследования добывающих и нагнетательных скважин.

Для контроля за состоянием выработки запасов нефти в добывающих скважинах Петруховского месторождения применялись так называемые методы потокометрии (термометрия, влагометрия, термодобитометрия, механическая расходометрия, плотнометрия, гамма-каротаж и т. д.).

Изучение процесса выработки запасов нефти в разрезе пластов методами потокометрии позволяет определить характер подключения вскрытых перфорацией

пропластков в работу, интенсивность выработки того или иного продуктивного интервала, состав притока и статическую составляющую коэффициента охвата (Кохв.) аналогом которого является коэффициент работающей толщины (Крт). Кроме этого устанавливаются заколонные перетоки, герметичность забоев скважин, эксплуатационной колонны и НКТ, источники поступления воды.

Все исследования профилей притока методами потокометрии выполнены в четырех скважинах (скв. 50, 52, 58 и 71). Объектом исследования были пласты В-1 и ДЗ-БУР.

На основании имеющейся промыслово-геофизической информации, получили следующие результаты:

- в двух скважинах (скв. 50 и 52) установлен переток за колонной;
- во всех скважинах из интервалов перфорации идет приток воды, нефти и газа;
- в нагнетательной скважине 58 ЗКЦ не выявлены.

Нейтронными методами (ИННК и ИНГК) исследовано пять скважин. Данные исследования выполнены в период с 2005 по 2012 год.

Выводы: На текущую дату на месторождении в разработке находятся три объекта: пласты Б-3, В-1 р-н скв. 50 и ДЗ-БУР.

Все три объекта имеют различные показатели выработки. Отбор от НИЗ по всем объектам опережает величину обводненности. Залежи объектов Б-3 и В-1 р-н скв. 50 разрабатываются без поддержания пластового давления, каждая из них единичными добывающими скважинами. На объект ДЗ-БУР начато формирование системы ППД.

На сегодняшний день показатели выработки в целом по месторождению неблагоприятные. Идет снижение всех основных показателей разработки (дебитов, объемов добычи). Основная причина, отрицательно влияющая на состояние разработки объектов, – это преждевременное обводнение скважин.

Отсутствие в должном объеме необходимых промыслово-геофизических исследований не позволяет более детально изучить механизм выработки и тем самым затрудняет принятие правильных решений при формировании мероприятий для дальнейшего повышения эффективности эксплуатации залежи.

Необходимы мероприятия по совершенствованию системы разработки на всех объектах разработки. В действующих добывающих скважинах первоочередными должны стать мероприятия по устранению заколонных циркуляций, ограничение водопритока. На всех залежах необходимо организовать контроль за продвижением ВНК.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дополнение к технологической схеме разработки Петрухновского нефтяного месторождения Самарской области, 2017.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ППД (ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ) НА КОЛЫВАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ*Ю.А.Головина**Самарский государственный технический университет
Самара, Россия***Аннотация**

Рассмотрена система поддержания пластового давления на Колыванском месторождении. Выполнен анализ эффективности системы ППД на месторождении. Рассмотрены планируемые мероприятия по фонду нагнетательных скважин. Рассмотрена организация внутрискважинного принудительного перетока во всех нагнетательных скважинах. Приведены основные технологическими требованиями к рабочим агентам для заводнения пластов.

Ключевые слова: пластовое давление, закачка воды, пласт, нагнетательная скважина, месторождение, подземные воды, потокометрические методы, эффективность.

Колыванское месторождение разрабатывается с 1973 г. На месторождении выделено 8 залежей нефти на 2-х поднятиях: северном и южном. Залежи пластов А-4, Б-2', Б-2 и Дл на Северном и Южном куполах разрабатывались с поддержанием пластового давления. Закачка велась в 10 нагнетательных скважин (80,82,140,156,166,193,194,206,155,146), переведенных под закачку из добывающего фонда. Всего в продуктивные пласты закачано 6465,7 тыс.м³ воды. На сегодняшний момент система ППД состоит из двух скважин (146 и 155): семь нагнетательных скважин переведены в наблюдательный фонд и одна (№140) переведена с пл. Б-2', Б-2 на пл. А-4 под добычу.

По пласту А-4 на Южном куполе закачка воды была начата в 1978г. Было решено реализовать систему ППД путем организации разрезающего ряда нагнетательных скважин в центре залежи с запада на восток. Организация закачки на залежи положительно повлияла на динамику пластового давления, тем не менее перекомпенсация отборов жидкости закачкой явилась неблагоприятным фактором для разработки. За 23 года (1979-2001гг.) текущая компенсация менялась от 71 до 489%. Накопленная компенсация в 2000г. составляла – 134,5%. В 2001г. закачка была прекращена.

1980-1981гг. была начата закачка воды в пласты Б-2', Б-2 на Северном и Южном куполах. Закачка воды в пласты Б-2', Б-2 не оказала заметного влияния на процесс выработки запасов нефти и была прекращена в 1988-1989гг.

Закачка в пласт А-4 Северного купола была начата в 1996г. в скв.166. Характер работы скв. 166 был периодический, и проработав до 2003 года ее остановили, ввиду отсутствия приемистости. В скважину закачано 95 тыс.м³ воды.

По состоянию на 01.01.2018г. Колыванское месторождение разрабатывалось с поддержанием пластового давления в продуктивном пласте Дл. Под закачкой находятся две нагнетательные скважины №№146, 155, в которых организован внутрискважинный переток воды (ВСП) серпуховского водоносного горизонта С1-2SR. Заводнение пласта Дл началось в апреле 2014г. в нагнетательной скважине №155. В нагнетательной скважине №146 на глубине 1904м установлен погружной насос марки ЭЦНДВИК5-45-1250, в нагнетательной скважине №155 на глубине 1839м погружной насос марки ЭЦНДВИК5-80-1250.

В перспективный период предусматривается продолжение заводнения продуктивного пласта Дл и организация системы поддержания пластового давления в продуктивном пласте А-4.

Максимальный действующий фонд нагнетательных скважин в целом по Колыванскому месторождению составит 7 скважин (2020г.). Максимальный уровень закачки воды в целом по месторождению составит 116,070 тыс. м³/год или 318м³/сутки (2021г.).

С учетом геолого-физических характеристик продуктивных нефтяных пластов, состава и свойств пород и насыщающих их флюидов, а также исходя из расчетов, выполненных по программе «Perform» давление нагнетания на устьях нагнетательных скважин рекомендуется принять по пласту А-4 порядка 5,0 МПа, по пласту Дл на Южном куполе порядка 9,0 МПа, на Северном куполе до 22,0 МПа.

Планируемые мероприятия по фонду нагнетательных скважин, а также рекомендуемые источники воды для заводнения продуктивных горизонтов с целью ППД приведены в таблице 1.

Таблица 1- Мероприятия по фонду нагнетательных скважин

№№ скв.	Категория скважин	Состояние по фонду	Пласт	Планируемые мероприятия	Проектный горизонт	Год ввода по проекту	Выбытие
146	Нагнет.	Действ.	Дл	Продолж.ППД	Дл ,южный купол	2019	2042
155	Нагнет.	Действ.	Дл	Продолж.ППД	Дл ,южный купол	2019	2039
151	Добыв.	Действ.	Дл	Перевод под ППД, СКО	Дл ,южный купол	2020	2039
142	Добыв.	Пьезом.	Б ₂ ¹ –Б ₂	Перевод на пласт Дл под ППД	Дл,северный купол	2020	2055
140	Добыв.	Пьезом.	А-4	Перевод под ППД	А-4, северный купол	2021	2028
149	Добыв.	Действ.	Б ₂ ¹ –Б ₂	Перевод на пласт Дл под ППД	Дл- северный купол	2021	2055
145	Добыв.	Действ.	Дл	Перевод под ППД, СКО	Дл- южный купол	2021	2050

В рассматриваемый период разработки в качестве источников водоснабжения для целей заводнения продуктивных пластов Колыванского месторождения предусматривается использовать подземные воды серпуховского водоносного горизонта.

Во всех нагнетательных скважинах планируется организовать внутрискважинный принудительный переток. Для этого в каждой нагнетательной скважине намечаемый водоносный горизонт и нефтеносный пласт предлагается разобщить пакером, на насосно-компрессорной трубе установить индивидуальный погружной электроцентробежный насос марки ЭЦНАВ в коррозионностойком исполнении. Конструктивно установка УЭЦНАВ 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.

Установка для нагнетания воды спускается на уровень ниже подошвы водоносного горизонта. От данной установки до продуктивного пласта спускается колонна НКТ с разделительным пакером, которая выполняет функцию нагнетательного трубопровода от насоса в продуктивный пласт (подробная схема выдается заводом изготовителем). Для контроля объёма воды, закачиваемой в пласт и давления нагнетания, развиваемого скважинным электроцентробежным насосом типа УЭЦНАВ предназначен погружной блок

замера объёмного расхода жидкости и давления на выходе УЭЦН в составе колонны НКТ. При этом в нагнетательных скважинах №№140, 200 предлагается применить внутрискважинную перекачку по методу «снизу-вверх», то есть забор воды ведется с нижележащего серпуховского водоносного горизонта С1-с в вышележащий продуктивный нефтяной пласт А-4.

Потокометрические методы (РГД) исследования нагнетательных скважин проводятся с одновременным замером приемистости устьевыми приборами и устьевого рабочего давления закачки воды. Результаты этих исследований позволяют с достаточной степенью точности распределить объемы воды, поступающие в каждый пласт, и использовать их в дальнейшем для оценки степени выработанности пластов в эксплуатационных объектах.

Анализ эффективности системы ППД на Колыванском месторождении приведен в таблице 2.

Таблица 2 –Анализ эффективности системы ППД на Колыванском месторождении

Пласт	Купол	начало закачки	Окончание закачки	Кол-во нагнетат. скважин, шт	Объем закачки, тыс.м ³	Накопленная компенсация, %	Эффективность мероприятия	Примечание
А-4	Северный	1996	2003	1	95	65,2	Закачка оказала положительное влияние на разработку.	Пласт не обладает достаточно активной водонапорной зоной для ведения разработки на естественном режиме. При увеличении отборов жидкости и районе расположения добывающих скважин, для их поддержания в дальнейшем потребуется организация ППД
А-4	Южный	1978	2001	3	2389	122,8	Закачка оказала положительное влияние на разработку. Неблагоприятный фактор - перекомпенсация отборов жидкости закачкой	Накопленной компенсации отборов закачкой достаточно для выработки остаточных извлекаемых запасов
Б-2',Б-2	Северный	1981	1988	2	1562	14,4	Закачка не оказала заметного влияния на процесс выработки запасов нефти	Пласт обладает достаточно активной водонапорной зоной для ведения разработки на естественном режиме.
Б-2',Б-2	Южный	1980	1989	3	2357	14,8		
Б-3 ВЕРХ. ПАЧ	Южный	не вводился в разработку						Вопрос о необходимости внедрения системы
Б-3 НИЖ.ПАЧ	Южный	--	--	--	--	--	--	Пласт обладает достаточно активной водонапорной зоной для ведения разработки на естественном режиме.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Дл	Северный	--	--	--	--	--	--	Пласт не обладает достаточно активной водонапорной зоной для ведения разработки в дальнейшем потребуются организация ППД
Дл	Южный	2014	--	2	62,3	23,5	--	При увеличении отборов жидкости и для их поддержания в районе расположения добывающих скважин, в дальнейшем потребуются организация ППД
Месторождение		1978	-		6465,7	20,6	-	-

Планируемые объемы закачки воды и количество действующих нагнетательных скважин на Колыванском месторождении приведены в таблице 3.

Таблица 3- Планируемые объемы закачки воды на Колыванском месторождении

Годы	Планируемый объем закачки м ³ /сутки	Необходимый объем забор воды из подземных источников для закачки, м ³ /сутки	Действующий фонд нагнетательных скважин, шт.	Ввод нагнетательных скважин, шт.
2019	263	263	6	1 (№149)
2020	300	300	7	1 (№145)
2021-2022	318	318	7	0
2023-2024	298	298	7	0
2025-2027	264	264	7	0
2028	265	265	6	0
2029	223	223	6	0
2030	206	206	6	0
2031	189	189	6	0
2032	140	140	6	0
2033-2034	91	91	6	0
2035	83	83	6	0
2036-2038	75	75	6	0
2039-2041	57	57	4	0
2042-2050	40	40	3	0
2051-2054	20	20	2	0

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 формируется требования к качеству подготовки закачиваемых вод.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дополнение к технологическому проекту разработки Колыванского нефтяного месторождения Самарской области», 2017.

**ТЕХНОЛОГИЯ ПАРОТЕПЛОВОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН (ПТОС)
ПЛАСТА А₄ СЛАВКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Ю.А.Головина, Е.И.Соболева

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Аннотация:

Из-за повышенной вязкости нефти объектов Славкинского месторождения в существующие нагнетательные скважины предполагается вести закачку термальных вод серпуховского горизонта (так называемое «термическое заводнение»), во вновь пробуренные нагнетательные скважины и скважины, переведённые под нагнетание из других категорий, предполагается закачка пластовой воды с УПСВ, предварительно нагретой до необходимой температуры. Рассмотрены геолого-физические критерии эффективного применения ПТОС.

Ключевые слова: продуктивный пласт, вязкость нефти, ПТОС паротепловая обработка скважин, термические методы воздействия на пласт, призабойная зона скважин.

Из-за повышенной вязкости нефти объектов Славкинского месторождения в существующие нагнетательные скважины предполагается вести закачку термальных вод серпуховского горизонта (так называемое «термическое заводнение»), во вновь пробуренные нагнетательные скважины и скважины, переведённые под нагнетание из других категорий, предполагается закачка пластовой воды с УПСВ, предварительно нагретой до необходимой температуры. Нагрев воды предполагается в печах, путём сжигания попутно добываемого газа. Высокая вязкость пластовой нефти залежей А₄ Славкинского и Золотарёвского куполов (до 161,7 мПа·с) и сравнительно небольшая глубина залегания пластов (до 1025 м), позволяют рассмотреть вариант разработки данных объектов Славкинского месторождения при термических методах воздействия на пласт.

Метод вытеснения нефти закачкой пара в пласт через систему нагнетательных скважин требует очень больших начальных капитальных вложений на обустройство месторождения под закачку пара. Для пласта А₄ Славкинского месторождения предпочтительными являются пароциклические (паротепловые) обработки добывающих скважин с помощью передвижного парогенератора [1]. Геолого-физические критерии эффективного применения ПТОС приведены в таблице 1.

Таблица 1. Геолого-физические критерии эффективного применения ПТОС

Параметры	По технологиям	
	существующим	улучшенным
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	> 50	> 30
Проницаемость, мкм ²	> 0,05	> 0,03
Пористость, д.ед.	> 0,18	> 0,15
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Нет ограничений	
Глубина залегания, м	< 1000	< 1500
Нефтенасыщенность, д.ед.	> 0,5	> 0,4
Тип коллектора	Терригенный, карбонатный	

Практически ни один критерий не противоречит параметрам нефтяных залежей пластов А4 Славкинского месторождения.

Эффективность паротепловых обработок обусловлена действием ряда факторов. Повышение температуры пласта приводит к снижению вязкости нефти, уменьшению межфазного натяжения и адсорбции активных компонентов нефти. В результате растворения асфальтено-смоло-парафиновых отложений происходит очистка призабойной зоны и восстановление ее первоначальных фильтрационных свойств.

Для достижения большего эффекта рекомендуется применение специальных теплоизолированных НКТ, через которые осуществляется закачка пара.

Циклическая парообработка состоит, в основном, из трех традиционных операций:

- закачка определенного объема теплоносителя в призабойную зону пласта через добывающую скважину;
- закрытие скважины на паропропитку для конденсации пара и парораспределения насыщенности в пласте;
- отбор жидкости из пласта.

Эти три операции составляют в общей сложности один цикл. Фазы каждого цикла, а также объемы закачки пара (на один метр эффективной толщины пласта) - величины не постоянные и могут меняться от цикла к циклу.

При небольших скоростях нагнетания пара, значительны потери тепловой энергии, а, следовательно, и низкая эффективность тепловой обработки.

На практике период нагнетания пара обычно равен одной неделе, редко - более, трех недель, а период выдержки длится 1 - 4 суток, иногда больше, в зависимости от характеристик пласта. Последующая добыча с повышенным дебитом может длиться от 4 до 6 месяцев, после чего весь цикл работ повторяется.

Механизм процессов, происходящих в пласте, сопровождается теми же явлениями, что и вытеснение нефти паром, но при этом дополнительно происходит противоточная капиллярная фильтрация, перераспределение в микронеоднородной среде нефти и воды (конденсата) в период выдержки (без отбора жидкости из скважины) [1]. Во время выдержки в прогретой зоне пласта происходит активное перераспределение насыщенности за счет капиллярных сил: горячий конденсат вытесняет, замещает нефть из мелких пор и слабопроницаемых линз (пропластков) в крупные поры и высокопроницаемые слои.

Такое перераспределение насыщенности пласта нефтью и конденсатом является физической основой процесса циклического воздействия на призабойную зону скважины.

Продолжительность времени паропропитки прямо пропорционально количеству закачанного пара. Например, при закачке пара в скважину в количестве 600т рекомендуется 7-ми суточный период выдержки. Скважины, введенные в эксплуатацию после периода паропропитки, в течение некоторого времени давали только горячую воду, а затем переходили на нефть. Дебиты по нефти возрастали обычно в 4-5 раз.

За период эксплуатации (в течение 5-6 месяцев) из скважины добывается обычно 50% общего прироста за счет стимулирования. По истечении этого времени наблюдается резкое падение дебита. Величины падения добычи нефти за цикл составляют 10-12 %.

С увеличением числа циклов накопленная добыча воды приближается к суммарной закачке пара. В последующих циклах эффект обработки уменьшается в основном за счет уменьшения продолжительности эффекта. В каждом последующем цикле темп падения дебита больше, а суммарное количество добытой нефти меньше, что объясняется воздействием на более удаленные от скважины области пласта.

Существенным экономическим показателем эффективности пароциклического воздействия является паронефтяной фактор, который показывает расход рабочего агента (пара) на 1 тонну дополнительно добытой нефти. Он не должен превышать 5-7 т/т, в настоящее время среднее значение его по всем объектам России, где применяются пароциклические обработки, составляет 3,7 т/т.

Эффективность паротепловых обработок существенно зависит от обводненности продукции скважин. Опытным путем установлено, что высокие результаты можно получить по скважинам с незначительной обводненностью продукции – до 30% при условии повышения температуры призабойной зоны скважины до 120⁰С. На тонну дополнительно добытой нефти требуется израсходовать обычно менее 3 т пара. Для скважин с более высокой обводненностью паронефтяной фактор быстро возрастал. При использовании углеводородного топлива паронефтяной фактор более 5-7 т/т оказывается обычно нерентабельным, поэтому проводить паротепловые обработки добывающих скважин с обводненностью более 40-50 % оказывается невыгодным [1].

Для каждого объекта объемы закачиваемого теплоносителя определяются индивидуально, в зависимости от его физических параметров (толщины, вязкости нефти, проницаемости, пластового давления и др.). При определении суммарной величины объема теплоносителя за один цикл в расчет принимается только нефтенасыщенная толщина или точнее объём закачки пара на один метр нефтенасыщенной толщины.

Время, необходимое для закачки в пласт расчетного объема теплоносителя определяется исходя из заданного радиуса прогрева, давления нагнетания и физических параметров пласта.

Объём пара для закачки в пласт рассчитывают с таким условием, чтобы вокруг скважины образовалась паровая зона радиусом 10 – 20 метров. После создания такой зоны скважину закрывают на паропропитку для перераспределения давления и температуры, после чего пускают в эксплуатацию.

В начале процесса рекомендуется закачку пара осуществлять при малых расходах с постепенным наращиванием. Резкое повышение расхода приводит к растрескиванию цементного камня за обсадной колонной вследствие неравномерного нагревания обсадной колонны и цемента. Затем нагнетание пара проводят при максимально возможном его расходе, что сокращает продолжительность процесса и уменьшает потери тепла. Средний темп нагнетания пара составляет 2-5 т/час [2].

Для уменьшения теплотерь в стволе скважины и в самом пласте (в кровлю и подошву) необходима максимально возможная скорость закачки теплоносителя при наличии теплоизолированных труб. Вместе с тем время закачки для различных объектов варьирует в очень широких пределах - от нескольких суток до нескольких недель и даже месяцев.

Время выдержки зависит не только от объема закачанного пара, но и от его сухости, давления в пласте, обводненности пласта, его физических свойств и др.

Уровень отбора из скважины зависит от вязкости пластовой нефти, радиуса прогрева, проницаемости, величины создаваемой депрессии, режима работы залежи и положение скважины на структуре.

На основании лабораторных исследований были получены следующие закономерности:

- оптимальная температура прогрева призабойной зоны должна составлять 120-125 °С. При этом из зоны прогрева может быть извлечено до 80 % нефти;

- наибольшее влияние на механизм нефтеизвлечения оказывают такие факторы, как снижение вязкости нефти и ее термическое расширение;

- при температуре 100 °С и ниже эффективность процесса резко снижается;

Объем закачки теплоносителя пропорционален толщине пласта, поскольку скорость охлаждения пласта зависит от его толщины. Поэтому при определении необходимого объема закачки оперируют величиной удельного объема закачки, приходящегося на 1 м толщины пласта (т/м).

Максимальный эффект может быть обеспечен при объемах закачки 5,4-5,7 Гкал на 1 метр эффективной толщины. При этом время ввода тепла не должно превышать 60 суток. Величина удельного объема пара, на данном этапе реализации ПТОС, задается и корректируется в ходе опытных работ. Пределы изменений этой величины варьируются от 10 т/м до 150 т/м.

В условиях нефтяных залежей Славкинского месторождения значительным ограничением эффективности паротепловых обработок будут следующие факторы:

- быстрый рост обводненности добываемой нефти в процессе разработки нефтяных залежей. С ростом обводненности скважин эффективность паротепловых обработок резко снижается, они наиболее эффективны до обводненности 30 %;

- значительная глубина залегания продуктивного пласта. Мировой опыт применения паротепловых обработок показывает, что, хотя есть много примеров получения эффекта при глубинах более 1000 м, но наиболее эффективны они при глубине не более 600 м.

Технология ПТОС также может применяться для периодической обработки призабойной зоны нагнетательных скважин, с целью восстановления приёмистости.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Авторский надзор за разработкой Славкинского месторождения. , Самара, 2017.
2. Аржанов Ф.Г., Антониади Д.Г., Гарушев А.Р. и др. Термические методы воздействия на нефтяные пласты: Справочное пособие. – М.: Недра, 2005.

УДК 622.276

ОСОБЕННОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ИЗ ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА Д3br МАЛАНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.Э. Татарина

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия,

tatarinova-samgtu@mail.ru

Рассматриваемое в настоящей работе Маланинского месторождений по количеству извлекаемых запасов относятся к мелким и имеет сложное геологическое строение. В административном отношении Маланинское месторождение расположены на территории Красноармейского района Самарской области к югу от областного центра г. Самара (рис.1) [1, 2].



Рис.1 Обзорная карта района работ.

Литолого-стратиграфический разрез осадочной толщи рассматриваемого месторождения представлен отложениями четвертичной, пермской, каменноугольной и девонской систем. Продуктивный пласт ДЗbr, рассматриваемый в настоящей работе, приурочен к мендымскому горизонту франского яруса верхнего девона, и сложен преимущественно неоднородными известняками, плотными, крепкими, местами трещиноватыми.

В региональном тектоническом плане месторождения располагаются в пределах Юго-Западного борта Бузулукской впадины, в зоне сопряжения его с Юго-Восточным склоном Жигулевско-Пугачёвского свода. На начальных стадиях формирования, территория Маланинского месторождения подвергалась повышенным тектоническим воздействиям, приведшим к образованию системы разрывных нарушений. Маланинское поднятие имеет северо-восточное простирание, в основании которого лежит выступ кристаллического фундамента, представленный тремя блоками и ограниченный с юга субширотным тектоническим нарушением [1, 2].

Поисково-разведочное бурение на месторождении проводилось в начале 80-х годов 20-го века. Месторождение было открыто в 1983 году, после опробования все пробуренные скважины были либо переведены в консервацию, либо ликвидированы по геологическим причинам.

К настоящему времени на Маланинском месторождении выявлено две залежи нефти – это литологически-экранированная залежь пласта ДЗbr мендымского (бурегского) горизонта и пластово-сводовая залежь пласта А-4 башкирского яруса [1,2].

Основным объектом разработки месторождения является залежь пласта ДЗbr, которая и рассмотрена в данной работе. В разрезе пласта ДЗbr выделяется от 1 до 5 проницаемых прослоев, и кроме того с запада (между скв.27 и 20) залежь экранирована дизъюнктивным нарушением (рис.2).

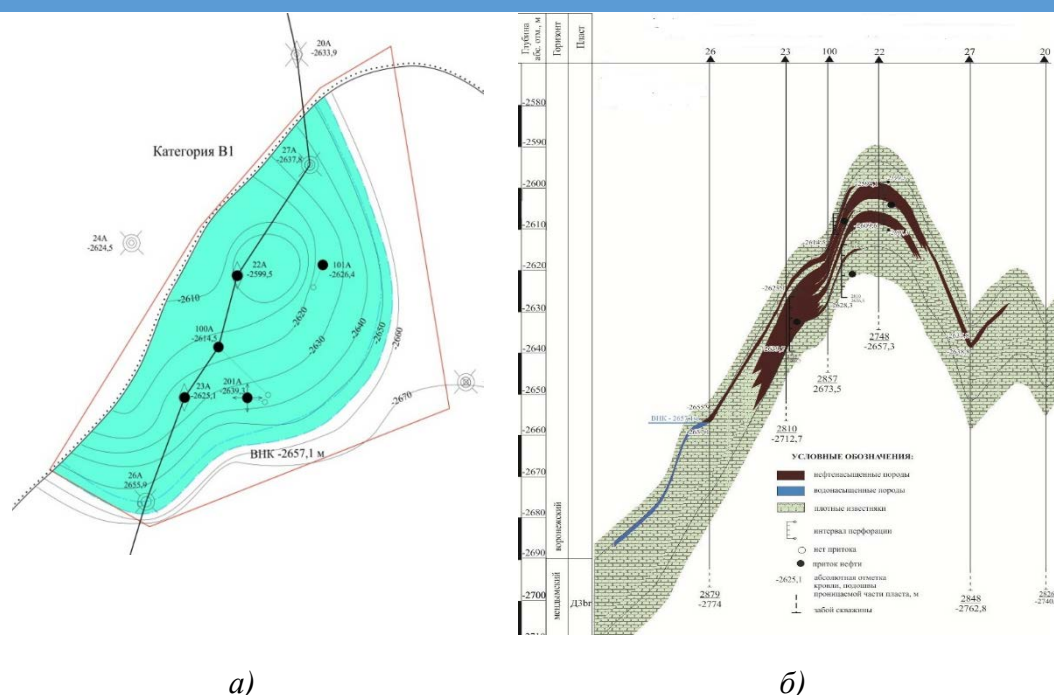


Рис. 2. Строение продуктивного пласта ДЗbr Маланинского месторождения.
 а) Структурная карта по кровле проницаемой части продуктивного пласта ДЗbr;
 б) Геолого-литологический профиль продуктивного пласта ДЗbr.

Основные геолого-физические характеристики залежи представлены в табл.1. Как видно из представленной информации, коллектор рассматриваемого пласта характеризуется пористостью 17% и хорошей проницаемостью, нефть объекта является легкой, малосмолистой, высокопарафинистой и имеет незначительную вязкость.

Таблица 1
 Геолого-геофизическая характеристика продуктивного пласта ДЗbr Маланинского месторождения

Параметры	Размерность	Значения
Средняя глубина залегания	м	2710
Тип залежи		пластовая, сводовая, литологически ограниченная
Тип коллектора		карбонатный
Средняя общая толщина	м	6
Продолжение табл. 1		
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	5,3
Коэффициент пористости	доли ед.	0,17
Проницаемость	мкм ²	0,134
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	1,43
Плотность нефти при 20°С	г/см ³	0,846
Содержание парафина	%	10
Содержание смол	%	3,67

Промышленная разработка залежи нефти пласта Д3вг Маланинского месторождения началась в 2002 г. Краткая информация об основных показателях текущего состояния разработки объекта представлена в табл. 2.

Таблица 2.
Основные показатели текущего состояния разработки пласта Д3вг Маланинского месторождения

Параметры	Значения
Год ввода в разработку	2002
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	3612
Средняя эффектив. нефтенасыщенная толщина, м	5,3
Накопленная добыча нефти, тыс. т	487
Отбор от НИЗ, %	48
Текущий КИН, доли единиц	0,256
Утвержденный КИН, доли единиц	0,523
Среднегодовая обводненность, %	77
Действующий фонд добывающих скважин	2
Действующий фонд нагнетательных скважин	1

Максимальный уровень добычи нефти по рассматриваемому объекту был достигнут в 2006 г. К настоящему времени объект находится на третьей стадии разработки, степень выработки от начальных извлекаемых запасов составляет 48% при обводненности добываемой продукции – 77 %, текущий КИН – 0,256 при утвержденном 0,523. На 01.01.19 г. в эксплуатационном фонде объекта числится три скважины, в том числе две добывающие, одна нагнетательная, одна водозаборная, шесть скважин ликвидированы по геологическим причинам [1-3]. Лидером по величине накопленной добычи нефти является скв. 23, расположенная в зоне с максимальным значением (12,5 м) начальной нефтенасыщенной толщины пласта.

С 2008 года разработка залежи пласта Д3вг осуществляется с поддержанием пластового давления (ППД). На объекте используется очаговое заводнение, закачка ведется в одну скважину (скв. 201). Следует также отметить, что анализ динамики дебитов и приемистости по скважинам объекта указывает на отсутствие положительного влияния закачки воды на выработку его запасов. Так, при приемистости до 100 м³/сут реакции добывающих скважин на закачку не наблюдается, а при увеличении закачки происходит резкое увеличение обводненности продукции, что скорее всего связано с особенностями геологического строения объекта, его достаточно высокой степенью трещиноватости и неоднородностью по напластованию [1, 2].

Геолого-технические мероприятия (ГТМ) для повышения нефтеотдачи на залежи пласта Д3вг начали применять в 2009 г. В виду того, что нефть рассматриваемого объекта является высокопарафинистой (содержание парафина 10 %), то одними из основных применяемых ГТМ являются обработки скважин горячей нефтью и нефтяными растворителями. Данные мероприятия направлены на предупреждение выпадения асфальто-смолистых парафинистых отложений (АСПО) и их удаления. Кроме этого, на объекте используется обработка призабойной зоны (ОПЗ) кислотными составами – солянокислотная обработка (СКО) и большеобъемная солянокислотная обработка (БСКО), направленные на увеличение и восстановление проницаемости призабойной зоны скважин. В последние годы на объекте также начали применять такие ГТМ как кислотный гидроразрыв пласта, оптимизации насосного оборудования, и перфорационные работы. Анализ применяемых методов интенсификации добычи на объекте показал, что наиболее эффективным из них является ОПЗ (БСКО и СКО) [1-4].

Поскольку сложившаяся к настоящему времени систему разработки объекта является не эффективной, для достижения утвержденной величины коэффициента

нефтеотдачи необходимо формирование более эффективной системы ППД, а также проведение, кроме перечисленных выше и других ГТМ. В частности, ввиду имеющихся значительных (от 4 до 10 м) недоразработанных нефтенасыщенных толщин, на основной части залежи, можно рекомендовать бурение одной дополнительной добывающей скважины, бурение одного бокового ствола, перевод под добычу одной скважины с другого пласта, а также проведение ремонтно-изоляционных работ [4, 5].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки Маланинского нефтяного месторождения Самарской области», ЗАО «ТюменьНИИПроект», 2009.
2. «Дополнение к технологической схеме разработки Маланинского нефтяного месторождения Самарской области», ООО «СамараНИПИнефть», 2016.
3. Технологический режим работы скважин добывающих и нагнетательных скважин на январь 2019 года.
4. *Шамрай Ю.В., Шакирзянов Р.Г., Лисицына М.Н. и др.* Композиционные составы углеводородных растворителей для ОПЗ и удаления АСПО из нефтепромыслового оборудования // Нефтяное хозяйство, 1998, №2, С.52-54.
5. *Персиянцев М.Н.* Добыча нефти в осложненных условиях./ Персиянцев М.Н. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. - 653 с.

МЕТОДЫ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБУЧЕНИЯ РАБОЧИХ ДЛЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ

В. Н. Артюшкин

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия.

E-mail: tt @ samgtu. ru

В наше время дефицит квалифицированных рабочих кадров достиг в стране такого уровня, что в ряде отраслей стал проблемой к увеличению объемов выпуска продукции и модернизации производства. Каждое предприятие заинтересовано, чтобы современный рабочий был технически грамотно подготовлен, обладал глубокими знаниями по профессии и умениями в производственной деятельности.

Стратегия развития системы подготовки рабочих кадров и формирования прикладных квалификаций на период до 2020 года определяет основные направления государственной политики в области подготовки квалифицированных рабочих (служащих) и специалистов среднего звена в Российской Федерации на долгосрочную перспективу [1].

При выборе методов обучения следует исходить из того, что основными источниками информации во всяком учебном процессе являются слово, т.е. устная и письменная речь, наглядность, и практическая деятельность. Исходя из этого, можно выделить три группы методов обучения профессии: *словесные, наглядные и практические*.

К *словесным методам* относятся рассказ, объяснение, беседа, лекция, работа с технической литературой, устное и письменное инструктирование, производственные семинары и др.

Наглядные методы – это показ преподавателем или мастером производственного обучения конкретных рабочих приемов, демонстрация различных объектов, пособий и средств, самостоятельные наблюдения учащихся.

Практические методы – это отдельные упражнения в выполнении трудовых действий, в основе которых лежит самостоятельная практическая деятельность учащихся. Успешное проведение занятий с учащимися зависят от методов их приёмов обучения, применяемых мастером производственного обучения. Методы производственного обучения имеют свои особенности, отличающие их от методов теоретического обучения. Это зависит и от разнообразия форм организации производственного обучения, характера профессий и других условий.

Особое внимание в обучении необходимо уделить безопасному выполнению работ по профессии, рациональной организации рабочих мест - эргономике, экономному расходованию сырья и материалов, повышению производительности труда и эффективности производства, бережному отношению к технике, технологической оснастке, инструменту, гражданской ответственности за окружающую среду, выполнения трудовой и технологической дисциплины.

Обучение должно предусматривать выполнение учебно-производственных работ с применением новой техники и технологии, с использованием передовых приемов, обеспечивающих формирование основ профессионального мастерства и профессиональной мобильности рабочего. Поэтому правильный выбор и применение эффективных методов дидактических средств производственного обучения являются решающими в осуществлении этой задачи.

Кафедра «Трубопроводный транспорт» СамГТУ имеет лицензионное право готовить рабочих для нефтегазовой отрасли по следующим профессиям: трубопроводчик линейный,

оператор товарный и лаборант химического анализа. Для качественной подготовки рабочих кадров при кафедре создан Учебный центр, построить и оснастить который помогло АО «Транснефть-Приволга», являющееся дочерним предприятием ПАО «Транснефть». Теперь студенты, обучающиеся на кафедре, имеют возможность получить рабочие профессии. Полученные профессиональные знания и практические навыки помогают студентам успешно проходить производственные практики и быстро адаптироваться в трудовом коллективе на производстве после окончания обучения в вузе.

Для оптимизации процесса обучения на всех этапах обучения необходимо применение технических средств обучения (ТСО). Все технические средства обучения с точки зрения их функций в педагогическом процессе можно подразделить на *информационные, контролирующие, информационно-контролирующие и анализирующие*.

К информационным средствам обучения можно отнести зрительные (схемы, плакаты, слайды, макеты, модели и натурные образцы оборудования и инструментов) и аудиовизуальные (видеозаписи и учебные кинофильмы).

К контролирующим средствам относятся текущий контроль или самоконтроль, с помощью которого учащийся может проверить правильность усвоения какого-либо понятия или навыка, рубежный контроль, итоговый контроль (зачет, экзамен), контроль навыков и умений (тренажеры). Все виды контроля знаний, навыков и умений целесообразно проводить как в форме традиционного устного опроса при непосредственном контакте с учащимся, так и в форме программированного контроля.

К информационно-контролирующим средствам технического обучения можно отнести средства программированного обучения.

К анализирующим средствам относятся средства сбора и автоматической обработки результатов и данных о ходе учебного процесса.

Рассмотрим наиболее характерные средства технического обучения [2, 3].

1. *Учебные фильмы*. С помощью учебных фильмов можно изучить устройство отдельных машин и агрегатов, усвоить методы их обслуживания и ремонта. Так при воздействии только на органы слуха (беседа, лекция) учащийся воспринимает до 1 тыс. усл. ед. информации, а при подключении органов зрения он способен переработать до 100 тыс. усл. ед. информации. Поэтому учебные фильмы позволяют легче понять и усвоить теоретический и практический материал.

2. *Натурные образцы оборудования и инструментов*. Для этого создается специализированный класс или учебный полигон, оснащенный натурными образцами оборудования и инструмента.

3. *Модели и макеты оборудования*. В том случае, когда в учебном классе невозможно поместить технологическое оборудование ввиду его громоздкости, прибегают к использованию моделей этих машин и механизмов. При этом желательно, чтобы модель была точной копией агрегата и давала представление об устройстве, эксплуатации и ремонте, способствовала формированию навыков обнаружения основных неисправностей и путей их устранения. Модели, как и натурные образцы, должны снабжаться схемой устройства, инструкцией по разборке-сборке и регулировке.

4. *Настенные демонстрационные щиты и стенды*. Эти технические средства обучения должны давать наглядное представление, например, об устройстве и работе машины или механизма, контрольно-измерительных приборов, о типах изоляционных материалов трубопровода и др.

5. *Модели и мнемосхемы производственных и технологических процессов*. Сюда относятся модели оборудования и сооружений, пульта, контрольно-измерительные приборы, технологические схемы перекачивающих станций, позволяющие моделировать тот или иной режим работы технологического процесса, включая и аварийные ситуации, по программе, задаваемой самим учащимся.

6. *Тренажеры.* Эти технические средства обучения позволяют формированию практических навыков и умений у учащегося. Тренажеры дают возможность моделировать трудовую деятельность и воспроизводить действия, которые невозможно осуществить на реальных производственных объектах.

Таким образом, практическое обучение является основным методом профессионально-экономической подготовки и воспитания рабочих. Оно должно создавать условия - экономические и организационные, стимулирования качественного производительного труда, инициативы и предприимчивости в новых условиях хозяйствования. Содержание практического обучения должно предусматривать органическую взаимосвязь формирования профессиональных устойчивых навыков высокой культуры труда, бережливости, хозяйского отношения к орудиям труда.

Интегрированное сочетание теоретических знаний и умений в дальнейшем помогут человеку, приобретшему рабочую специальность, выполнять профессиональную деятельность в современной трудовой среде и легко адаптироваться в изменяющейся ситуации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Стратегия* развития системы подготовки рабочих кадров и формирования прикладных квалификаций в Российской Федерации на период до 2020 года/ М.: Минобрнауки РФ, 2013.
2. *Броун С.И.* Нефть, газ и эргономика. (Кем быть?)- Недра, 1988. – 151 с.: ил.
3. *Жиделев М.А.* "Методы производственного обучения. Библиотечка мастера производственного обучения. Сб.2 М, Высшая школа, 1984г.

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО ЛАБОРАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕННЫХ ПАРОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Ф.Р. Фатихова, Г.М. Орлова

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

ffatikhova@inbox.ru

g.m.orlova@yandex.ru

Постоянный контроль качества нефти и нефтепродуктов на объектах трубопроводного транспорта является одним из основных факторов при проведении товарно-транспортных и товарно-учетных операций.

Выполнение анализов для определения качества в соответствии с требованиями ГОСТов занимает достаточно долгое время, а контролировать процесс транспортировки продукта необходимо в постоянном режиме. Для этой цели в химико-аналитических лабораториях (ХАЛ) применяют анализаторы, с помощью которых в оперативном порядке за небольшой промежуток времени можно выявить некондиционный продукт (экспресс-метод) и принять соответствующие меры (провести анализ с помощью стандартных методов, восстановить качество путем смешения с продуктом, имеющим запас качества).

Сегодня в лабораториях ПАО «Транснефть» широко используется импортное оборудование, хорошо зарекомендовавшее себя за последние годы. Но, следуя политике импортозамещения, компания осуществляет переход на закупку отечественных приборов, не уступающих импортным по качеству проведения анализа.

Все вышеперечисленное определяет актуальность внедрения новейшего отечественного оборудования для определения показателей качества нефти и нефтепродуктов,

отказа от устаревших приборов, упрощения труда лаборантов химического анализа при проведении операций в ХАЛ, т.е. актуальность темы исследования. Кроме того, инцидент с загрязнением нефти (превышение массовой доли органических хлоридов до 80–330 ppm при норме в 10 ppm в соответствии с [1]) в МН «Дружба», произошедший в апреле 2019 года и вызвавший ужесточение требований к качеству перекачиваемых по трубопроводам продуктов, повышает интерес к данной проблеме.

При анализе современного импортного и отечественного оборудования для определения давления насыщенных паров (ДНП) по Рейду были выявлены потенциальные анализаторы для рассмотрения возможности их закупки в ХАЛ ПАО «Транснефть» на примере анализаторов, установленных в ХАЛ ООО «Матюшкинский участок», перечень и описание которых представлены ниже:

- Автоматический аппарат для определения ДНП по Рейду Autoreid (производитель AD systems, Франция);
- Аппарат АДП-02 для определения ДНП (производитель ООО «Нефтехимавтоматика - СПб», Россия).

В соответствии с [2] сущность метода, реализуемого в вышеперечисленных приборах, заключается в определении ДНП продукта в бомбе Рейда, жидкостная камера которой заполняется охлажденной в холодильнике до 0-1 °С пробой анализируемого продукта и присоединяется к воздушной камере, выдержанной в водяной бане до достижения температуры 37,8 °С и соединенной с манометром (сборка бомбы должна занимать не более 20 с). После чего бомба переворачивается для переливания анализируемой пробы из жидкостной камеры в воздушную, погружается в баню, где поддерживается температура равная $37,8 \pm 0,1^\circ\text{C}$, встряхивается с определенной в [2] периодичностью до момента достижения постоянного давления. Значение показания манометра, которое скорректировано с учетом поправки на изменение давления воздуха и насыщенных паров воды в воздушной камере, вызванное различием между исходной температурой и температурой водяной бани, принимается за ДНП по Рейду.

Анализатор Autoreid применялся в ХАЛ ООО «Матюшкинский участок» в период с 2015 по 2018 гг. до выхода из строя одного из двух датчиков давления, что не позволяло продолжать его эксплуатацию, т.к. в соответствии с [2] необходимо проводить два параллельных испытания одновременно. Конструкция прибора показана на рисунке 1.

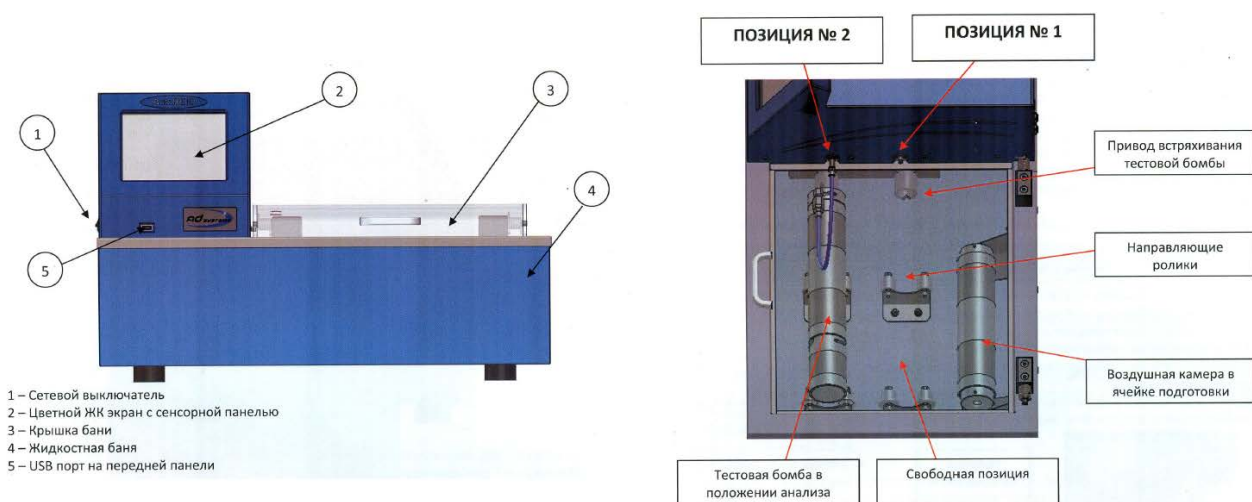


Рис. 1 – Аппарат для определения ДНП Autoreid

Основным узлом данного прибора является жидкостная баня, внутрь которой помещаются 2 тестовые бомбы Рейда, подключаемые к датчикам давления и встряхиваемые в

соответствии с [2] с помощью специально встроенных приводов. С помощью сенсорного экрана (рисунок 1) происходит управление процессом анализа. В ходе проведения анализа прибор автоматически снимает показания ДНП с необходимой периодичностью, регламентированной [2], после чего выводит на экран окончательное значение ДНП с учётом поправочного коэффициента.

Таким образом, прибор данного типа полностью автоматизирует процесс определения ДНП нефти или нефтепродуктов, однако подготовка камер бомб Рейда и их сборка перед установкой в жидкостную баню осуществляется лаборантом. Суммарное время проведения анализа продукта с учетом одновременной сборки двух бомб Рейда, их установки в прибор и вывода результата на экран составляет 20 минут. [3]

В связи с выходом из строя одного датчика давления в анализаторе Autoreid в ХАЛ «Матюшкинский участок» был закуплен отечественный аппарат АДП-02. Внешний вид прибора представлен на рисунке 2.



Рис. 2 – Аппарат АДП-02 для определения давления насыщенных паров

Прибор АДП-02 аналогичен анализатору Autoreid по устройству и принципу работы, за исключением двух моментов:

1. В состав анализатора входят три датчика давления и, соответственно, три тестовых бомбы Рейда (в аппарате Autoreid – 2).

Данный факт является положительной особенностью прибора, поскольку при выходе из строя одного из датчиков давления, что приведет к невозможности проведения трех параллельных испытаний, работоспособными останутся два датчика, позволяющих продолжать испытания и не выводить прибор из эксплуатации для ремонта.

2. Результаты анализа выводятся на 3 цифровых табло по числу тестовых бомб, а не на сенсорный экран. [4]

Метрологические и технические характеристики аппаратов для определения насыщенных паров приведены в таблице 1.

Анализируя данные таблицы 1, можно отметить, что верхняя граница диапазона измерения давления у импортного прибора выше, чем у отечественного. Однако, в соответствии с таблицей 3 [1] значение ДНП для нефти 1,2,3 групп не должно превышать 66,7 кПа, что говорит о возможности правомерного применения отечественного анализатора. Абсолютная погрешность измерения ДНП у приборов одинакова, то есть, анализаторы одинаковы точны. В отличие от импортного, в состав отечественного анализатора входят три датчика давления и, соответственно, три тестовых бомбы Рейда, о чем упоминалось ранее.

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики аппаратов для определения ДНП

Наименование характеристики	Значение характеристики	
	Autoreid	АДП-02
Диапазон измерения ДНП, кПа	0–250	0–180
Абсолютная погрешность измерения ДНП, кПа	±0,1	±0,1
Абсолютная погрешность поддерживаемой в жидкостной бане температуры, °С	±0,1	±0,1
Габаритные размеры (длина× ширина×высота), мм	720×440×460	840×430×320
Масса прибора, кг	35	40
Время измерения (с учётом подготовки камер бомб, их сборки и установки), мин	20	20
Количество датчиков давления	2	3
Срок службы,	6	6
Питание	Напряжение, В	220-230
	Частота, Гц	50/60 Гц
Потребляемая мощность, Вт	1500	1500
Условия эксплуатации:		
Диапазон температуры окружающего воздуха, °С	+15 – +30	+15 – +25
Относительная влажность воздуха при температуре плюс 25 °, %	80	80

Стоимость аппарата Autoreid с НДС на 01.09.2019 составляет 845 000,00 руб., стоимость АДП-02–612 000,00 руб. соответственно, что на 27% ниже стоимости импортного аналога.

Для оценки полученных результатов испытаний продуктов с учетом погрешностей приборов и погрешности методики измерений для подтверждения своей компетентности в обеспечении качества выдаваемых результатов анализа ХАЛ проводит внутрिलाбораторный контроль качества (ВЛК) проведения анализа с помощью государственных стандартных образцов (ГСО) или стабильной рабочей пробы с применением методик периодической проверки подконтрольности процедуры выполнения анализа (ППППВА) или контроля стабильности результатов анализа с использованием контрольных карт Шухарта.

Результаты проведения ПППВА, полученные при расчёте с использованием результатов измерения ДНП на аппарате АДП-02, проведенном по [6], сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты проведения ПППВА

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
№	Дата проведения анализа	Контролируемый объект	Определяемый компонент, НД на методику анализа	Атт. значение ОК, С	Результат контрольного измерения, Хсрi	Среднее значение, Хср	СКО, Sx	Норматив контроля внутривлабораторной прецизионности, $K_{ВП}=\mu(f)*\sigma_{RL}$	Матем. ожидание систематической погрешности лаборатории, $ \theta'_{д} = X_{ср}-C $	Норматив контроля правильности, Кп	Выводы по результатам контроля
1	06.06.19	ГСО	ДНП, кПа ГОСТ 1756	39,6	38,9	40,1	1,7	2,2	0,5	1,8	Стабильность процесса признается удовлетворительной, так как $Sx \leq K_{ВП}$ и $ \theta'_{д} \leq Kп$
2	07.06.19	ГСО	ДНП, кПа ГОСТ 1756		41,6						
3	08.06.19	ГСО	ДНП, кПа ГОСТ 1756		40						
4	01.08.19	ГСО	ДНП, кПа ГОСТ 1756		38,4						
5	02.08.19	ГСО	ДНП, кПа ГОСТ 1756		42,8						
6	03.08.19	ГСО	ДНП, кПа ГОСТ 1756		39,1						

Расчетные значения:

L

$\mu(f)$

1,49

$t_{табл}(f)$

2,57

$$K_{П} = \frac{\sqrt{(t_{табл}(f) * S_x)^2}}{L}$$

f

σ_{RL}

1,50

Стабильность процесса анализа признается удовлетворительной, т.к. выполняются условия столбца 12 таблицы 2, что, в свою очередь, говорит о том, что нарушения в работе прибора АДП-02 и процедуры выполнения анализа отсутствуют. Проведенный с помощью данного прибора анализ государственного образца для определения ДНП показал, что его применение является правомерным и целесообразным, что позволяет рассмотреть возможность его закупки в ХАЛ ПАО «Транснефть».

Таким образом, можно сделать выводы о том, что отечественные приборы не уступают импортным по техническим и метрологическим характеристикам, а также имеют более низкую стоимость. Более того, при закупке такого оборудования нет необходимости в оплате таможенных пошлин на ввоз в страну. При использовании приборов отечественных производителей существует преимущество при проведении ремонта, так как ремонт у российских производителей проходит быстрее, не зависит от курса рубля по отношению к доллару или евро. В связи с политикой импортозамещения применение отечественных приборов является более целесообразным.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия (с изменениями № 1, 2);
2. ГОСТ 1756-2000 Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров;
3. Паспорт и руководство по эксплуатации автоматического аппарата для определения ДНП по Рейду Autoreid;
4. Паспорт и руководство по эксплуатации аппарата АДП-02 для определения ДНП;
5. РМГ 76-2014 ГСИ. Внутренний контроль качества результатов количественного химического анализа.

УДК 621.642.3

**ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ
ПРОЕКТИРОВАНИИ РЕЗЕРВУАРОВ***М.Р. Терезулов, Н.И. Садыков, Д.А. Русских**Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия,***АННОТАЦИЯ**

Резервуары вертикальные стальные работают в условиях сложного деформированного состояния, вызванного нагрузкой от собственного веса и действием нагрузок в зоне соединения вертикальной стенки с горизонтальным днищем. В данной работе приведены результаты расчетов напряжений, возникающих в конструкции стенки РВС, с целью выбора оптимального соотношения высоты и диаметра резервуара. Полученные результаты доказывают, что существует единственное соотношение высоты и диаметра, обеспечивающее не только минимальные эксплуатационные напряжения и увеличение эксплуатационной надёжности, но и минимальный расход металла на сооружение резервуара выбранного объёма. При этом оптимальные конструктивные параметры отличаются от рекомендуемых нормативно-технической документацией.

1. ВВЕДЕНИЕ

Работа резервуаров вертикальных стальных (РВС) протекает в условиях сложного деформированного состояния, вызванного нагрузкой от собственного веса и действием различного рода эксплуатационных нагрузок.

Основной эксплуатационной нагрузкой, действующей на стенку РВС, является гидростатическое давление столба жидкости. Днище резервуара передает всю нагрузку от давления жидкости на основание, которое является ограждающей частью конструкции.

Нагрузка от вакуума и избыточного давления действует в направлении, противоположном основным нагрузкам - вверх и поэтому учитываются при определении напряжений в настиле покрытия и на стенке резервуара.

Стальные резервуары представляют собой сложные сварные листовые конструкции, состоящие из листов разной толщины, соединенных между собой сварными швами встык или внахлест. В эксплуатационном режиме резервуары испытывают переменные нагрузки, что может представлять опасность в местах стыков и сопряжений, различных врезок, отверстий и пересечений, которые создают зоны концентрации напряжений, делая напряженно-деформированное состояние неравномерным. В результате увеличения деформаций в зонах концентраторов и дефектов могут возникать нежелательные пластические деформации. Ситуация усугубляется в том случае, если эксплуатационные нагрузки достигают максимальных значений в условиях низких температур, что может резко снизить несущую способность стали.

Целью работы является оптимизация напряжений в конструктивных элементах и повышение эксплуатационной надёжности путём изменения конструктивных размеров резервуара.

В задачи работы входит:

- определение оптимальных размеров резервуара с учётом минимального расхода металла[1] (В.Г. Шухов 1883 г.);
- определение оптимальных размеров по критерию минимальных напряжений в стенке резервуара по безмоментной теории расчётов цилиндрических оболочек [6];

- сравнение результатов расчётов оптимальных геометрических размеров резервуаров с рекомендуемыми размерами, представленными в ГОСТ 31385-2016[2].

2. ТЕОРИЯ

Поскольку резервуар заданного объёма (V) можно спроектировать в нескольких вариантах, то основные конструктивные размеры (D – диаметр и H – высота стенки) рассматривают с точки зрения минимального расхода металла. Впервые решение этой проблемы было дано академиком В. Г. Шуховым в 1883 г.[1]. Формулы Шухова применимы для вертикальных цилиндрических стальных резервуаров, изготовленных из одной марки стали.

Таким образом, по формулам Шухова вычисляются оптимальные размеры радиуса и высоты резервуара, при наименьшем расходе материала:

$$R_{opt} = \sqrt[4]{\frac{V^2 \cdot \rho \cdot g}{\pi^2 \cdot \alpha \cdot \sigma_p}}; \quad (1)$$

$$H_{opt} = \sqrt{\frac{\alpha \cdot \sigma_p}{\rho \cdot g}} \quad (2)$$

где: V – заданный объём резервуара, м³;

ρ – плотность хранимого продукта, кг/м³;

$\alpha = (\delta_d + \delta_k)/2$ – среднее значение толщин днища и крыши, м;

H – высота пояса, м;

σ_p – расчётное напряжение, МПа.

При расчете стальных резервуаров, несущие элементы которых представляют листовые конструкции, используют теорию тонкостенных оболочек. Для расчета напряжений и толщины стенки поясов формулы выводятся из уравнения Лапласа (3) с учетом влияния гидростатического давления.

$$\frac{\sigma_m}{r_m} + \frac{\sigma_k}{r_k} = \frac{P}{\delta}, \quad (3)$$

где: σ_k – кольцевые напряжения в i -м поясе стенки, МПа;

σ_m – меридиональные напряжения в i -м поясе стенки, МПа;

r_m – меридиональный радиус, м;

r_k – кольцевой радиус, м;

δ – толщина оболочки, м;

P – давление, МПа.

Из уравнения Лапласа выводятся формулы расчета толщины (4) и расчета кольцевых напряжений стенки резервуара (5).

$$\delta_{ir} = \frac{[k_{n1} \cdot \rho \cdot g(H_{взл} - x_i) + k_{n2} \cdot P_{из}] \cdot r_k}{\gamma_c \cdot R_y}, \quad (4)$$

$$\sigma_{ki} = [k_{n1} \cdot \rho \cdot g(H_{взл} - x_i) + k_{n2} \cdot P_{из}] \cdot \frac{r_k}{\delta_{ir}}, \quad (5)$$

где: ρ – плотность продукта, кг/м³;

$H_{взл}$ – высота налива продукта при эксплуатации, м;

x_i – расстояние от дна до нижней кромки i -го пояса, м;

$k_{n1} = 1$ – коэффициент надежности по нагрузке от гидростатического давления;

$k_{n2} = 1,2$ – коэффициент надежности по нагрузке от избыточного давления;

$P_{из}$ – нормативное избыточное давление в резервуаре, Па;

r_k – радиус резервуара, м;

δ_{ir} – расчётная толщина i -го пояса стенки, м;
 γ_c – коэффициент условий работы поясов стенки резервуара;
 R_y – расчетное предельно допустимое напряжение стали, Па.

Меридиональные напряжения в нижней точке каждого пояса резервуара со стационарной крышей вычисляются согласно ГОСТ 31385-2016 [2] по формуле:

$$\sigma_{mi} = \frac{1,05 \cdot (G_{кр} + G_{см}) + 1,05 \cdot \psi_{l1} \cdot G_o + 1,3 \cdot \psi_{l2} \cdot G_t}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \delta_{ir}} + \frac{(0,7 \cdot 1,4 \cdot \psi_{l1} \cdot c_e \cdot p_s + K_{n2} \cdot \psi_{l3} \cdot G_t) \cdot R}{\delta_{ir} \cdot 2}, \quad (6)$$

где: $G_{кр}$ – вес крыши резервуара, Н;
 $G_{см}$ – вес стенки резервуара выше расчётной точки, Н;
 G_o – вес оборудования выше расчётной точки, Н;
 G_t – вес теплоизоляции выше расчётной точки, Н;
 c_e – безразмерный коэффициент, учитывающий снос снега с крыши под действием ветра, м:

p_s – расчётная снеговая нагрузка на поверхности земли, принимаемая в зависимости от снегового района, МПа;

p_v – нормативное давление вакуума, МПа;

ψ_i – коэффициенты сочетаний соответственно для длительных и кратковременных нагрузок, (назначаемые в соответствии с требованиями СП 20.13330.2016);

Вес крыши резервуара определяется по формуле:

$$G_{кр} = M_{кр} \cdot g, \quad (6)$$

где: $M_{кр}$ – масса крыши резервуара с площадками, кг.

Вес стенки резервуара выше расчётной точки определяется по формуле:

$$G_{см} = 2 \cdot \pi \cdot r_k \cdot g \cdot h \cdot \rho_{см} \cdot \sum \delta_i, \quad (7)$$

где: h – высота пояса резервуара, м;

$\rho_{см}$ – удельный вес стали, кг/м³;

$\sum \delta_i$ – сумма толщин стенок поясов, лежащих выше расчетной точки, м.

К числу постоянных нагрузок относятся собственный вес конструкции, передаваемый на вышерасположенные части резервуара и установленное на нём оборудование.

Расчёт на прочность для каждого пояса стенки резервуара производится в соответствии с требованиями [3] по следующему неравенству:

$$\sqrt{\sigma_{mi}^2 - \sigma_{mi} \cdot \sigma_{ki} + \sigma_{ki}^2} \leq R_y, \quad (8)$$

В ходе работы были рассчитаны значения напряжений в РВС различных конструктивных размеров. Особенностью практически всех видов внешних нагрузок и воздействий является то, что они непостоянные по величине, по времени проявления и по направлению действия.

3. РЕЗУЛЬТАТЫ

Для примера рассмотрим номинал резервуара объёмом 20000 м³ с различными конструктивными размерами и рассчитанной толщиной стенки, удовлетворяющий требованиям ГОСТ 31385-2016 [2] по минимальной толщине конструкции. В расчетах использовались резервуары высотой от 10 до 20 метров со строительным шагом 2 метра, результаты представлены на рис. 1.

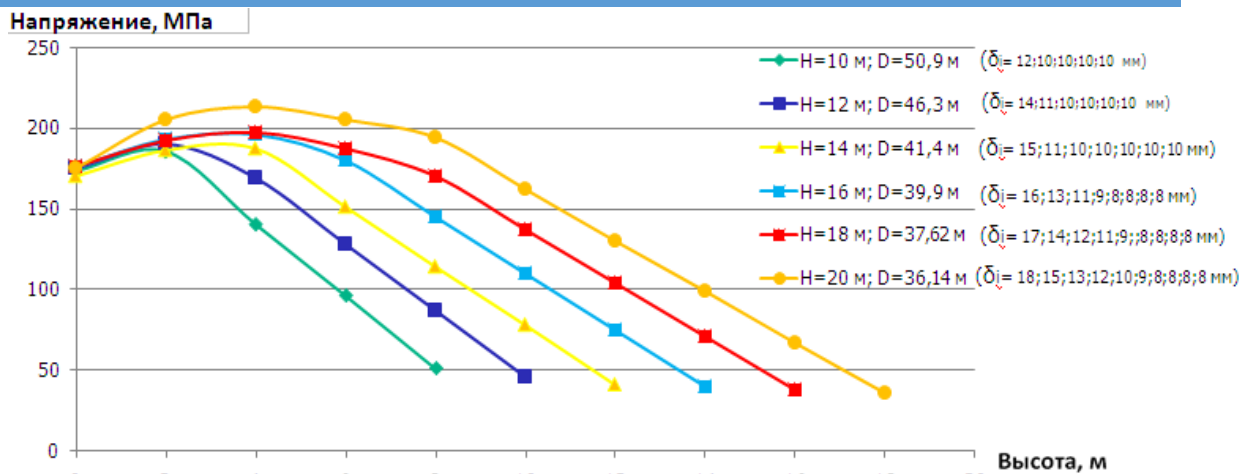


Рис. 1. График распределения напряжений от высоты стенки в РВС - 20000 м³

Одним из самых нагруженных и ответственных элементов резервуаров является сопряжение стенки и днища, в котором основным повреждающим фактором является малоцикловая нагрузка, возникающая при заполнении и опорожнении, концентраторы и дефекты, образующиеся при этом существенно снижают надежность и срок службы. Согласно [5] установлено, что 30% всех ремонтных работ в резервуарном парке составляет ремонт в зоне уторного узла. Исходя из этого, можно сделать вывод о том, что минимальные напряжения в нижнем поясе стенки РВС обеспечивают оптимальный режим работы при эксплуатации резервуара (рис. 2).

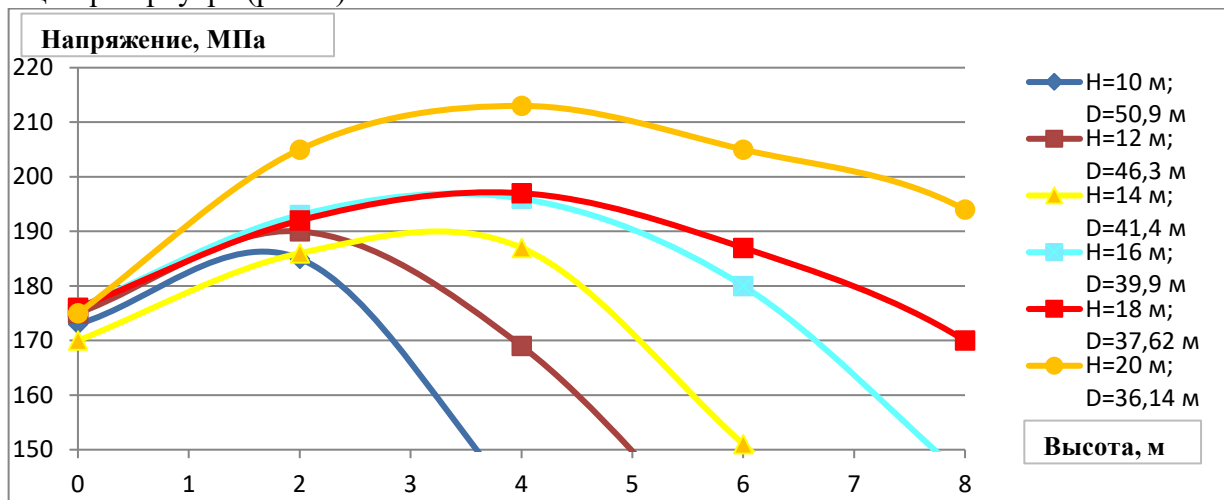


Рис. 2. График распределения напряжений от высоты стенки в РВС - 20000 м³

Следовательно, минимальные напряжения в первом поясе возникают в резервуарах высотой 14 метров - 170 МПа, в то время, как в резервуарах согласно ГОСТ 31385-2016 [2] с высотами 12 и 18 метров возникают напряжения, равные 175 и 176 МПа соответственно.

Рассчитанные по формулам (1) и (2) оптимальные параметры размеров РВС в сравнении с ГОСТ 31385-2016 представлены в таблице 1.

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

Объем резервуара, м ³	Параметры из ГОСТ 31385-2016			Оптимальные параметры		
	Высота, м	Радиус, м	Масса затрачиваемого металла, т	Высота, м	Радиус, м	Масса затрачиваемого металла, т
1000	12	5,22	15	11	5,38	14,5
3000	12	9,49	44,8	13	8,57	42
5000	12	11,4	73,6	13,5	10,86	69,2
10000	12	17,1	135	14	15,08	127,1
20000	12	22,8	293,2	15	20,6	286
	18	19,95	297			

Таблица 1. Расход металла на строительство РВС различных объемов
Значения напряжений, возникающих в наиболее нагруженном нижнем поясе резервуара представлены в таблице 2.

Объем резервуара, м ³	Параметры из нормативной документации			Оптимальные параметры		
	Высота, м	Радиус, м	Напряжение в нижнем поясе стенки, МПа	Высота, м	Радиус, м	Напряжение в нижнем поясе стенки, МПа
1000	12	5,22	141	11	5,38	140
3000	12	9,49	171	13	8,57	167
5000	12	11,4	176	13,5	10,86	165
10000	12	17,1	185	14	15,08	172
20000	12	23,04	175	15	20,6	173
	18	19,95	176			

Таблица 2. Значения напряжений в первом поясе РВС различных объемов
Сравнение затрат расхода металла на каждый типоразмер резервуара с учётом величин напряжений, возникающих в нижнем поясе резервуара представлены в таблице 3.

V, м ³	Разница значений металлоемкости на строительство		Разница возникающих напряжений	
	Δm , т	Δm , %	$\Delta \sigma$, МПа	$\Delta \sigma$, %
1000	0.5	3.33	1	0,7
3000	2.8	6.25	4	2,4
5000	4.4	5.98	11	6,7
10000	7.9	5.82	13	7,6
20000 (H=12)	7.2	2.50	2	1,2
20000 (H=18)	11.0	3.70	3	1,7

Таблица 3. Сводная таблица разницы металлоемкости и напряжений резервуаров различных объемов

4. ОБСУЖДЕНИЕ

В работе выполнены теоретические расчёты геометрических параметров резервуаров различного объёма с учётом теории минимизации расхода металла [1] и теории прочности тонкостенных металлических оболочек [6]. По результатам расчётов получены зависимости напряжений в стенке от высоты резервуара, при это выявлено что минимальные напряжения, возникающие в стенке резервуара, совпадают с результатами расчёта оптимальных размеров резервуаров.

Таким образом, доказано существование единственного соотношения высоты и радиуса, при котором расход металла и напряжения в первом поясе минимальны, при этом они не совпадают с размерным рядом, рекомендуемым в ГОСТ 31385-2016 [2].

В исследовании фиксировался объём, но при проектировании РВС возможно принять за фиксированную величину, как высоту, так и диаметр резервуара.

Следовательно, при проектировании резервуара следует учитывать оптимальные размеры резервуара: высоту, диаметр и объём, при этом фиксируя один из перечисленных параметров, а ограничения по сопутствующим параметрам необходимо определять с учётом

оптимального расхода металла, минимальных напряжений в конструкции стенки и, как результат - увеличения надёжности и срока службы.

Таким образом, изменение конструктивных параметров резервуара позволит не только повысить надёжность конструкции за счет снижения напряжений, но и уменьшить затраты на строительство емкости. Напряжения в среднем снижаются на 3,5%, а металлоёмкость на 5%.

Кроме того, очевидно, что у резервуара оптимальных конструктивных размеров увеличится межремонтный период и срок службы.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно рассмотренным в данной работе вопросам можно сделать следующие выводы:

- 1) Существует единственное соотношение высоты и радиуса, при котором расход металла и напряжения в первом поясе минимальны.
- 2) Минимальный расход металла и наименьшие напряжения возникают в РВС, конструктивные размеры которого рассчитаны с учётом минимального расхода металла;
- 3) Исполнение РВС с оптимальными параметрами позволит увеличить межремонтный период и срок службы резервуара;
- 4) Использование в процессе проектирования предложенных решений обеспечит возможность оптимизации расхода металла и повышения коэффициента его использования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Определение основных размеров вертикальных цилиндрических резервуаров с плоскими днищами, в сб.: Кандеев В.И., В.И., Котляр Е.Ф. Стальные резервуары/Под ред. Шухова. – М. : 1934, гл. 4, §2, с. 63-69; перепечатка: 4.1, с с.47-52.
2. ГОСТ 31385-2016 Резервуара вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия/Межгосударственный стандарт. – М.: Стандартинформ, 2016
3. РД-23.020.00-КТН-018-14. Резервуары стальные вертикальные для хранения нефти и нефтепродуктов объемом 1000 – 50000 м³. Нормы проектирования.
4. СП 20.13330-2016 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85* (с изменениями №1,2)
5. Горелов А.С. Неоднородные грунтовые основания и их влияния на работу вертикальных стальных резервуаров. - СПб.: ООО «Недра», - 2009 г. – 220 с.
6. Окопный Ю.А., Радин В.П., Чирков В.П. Механика материалов и конструкций: Учебник для вузов. – М.: Машиностроение, 2001, - 408 с. : ил.
7. Авдонин А.С. Прикладные методы расчёта оболочек и тонкостенных конструкций: монография / А.С. Авдонин. – М.: Машиностроение, 1969, - 397с. : ил.
8. Шутов В. Е., Березин В. Л. Прочность и устойчивость резервуаров и трубопроводов. – М.: «Недра», 1973. – 200с.
9. Вансович К.А., Кучеренко М.В. Проектирование нефтехранилищ. Учеб. пособие/. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2010. – 140 с.
10. Сафарян М.К. Стальные резервуары для хранения нефтепродуктов. – М.: ВНИСТ, 1958. – 240с.
11. Нехаев Г.А. Проектирование и расчёт стальных цилиндрических резервуаров и газгольдеров низкого давления. – АСВ, 2005. – 213с.

**ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В
ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ***В. Н. Артюшкин**Самарский государственный технический университет**г. Самара, Россия**E-mail: tt @ samgtu. ru*

Спрос на энергетические ресурсы постоянно растет, вместе с тем повышаются тарифы на них, сокращаются запасы полезных ископаемых (нефть, газ, уголь), ухудшается экология страны – все это придает особенное значение энергосбережению. Многие страны ведут разработку и реализацию программ по повышению эффективности в использовании энергоресурсов. ПАО «Транснефть», являясь ключевым элементом топливно-энергетического комплекса Российской Федерации и обеспечивая конечные результаты ее деятельности, определяет в качестве основного приоритета постоянное повышение уровня своей энергоэффективности [1,2,3].

В целях повышения уровня энергоэффективности на всех производственных объектах системы «Транснефть» внедрена и эффективно действует система энергоменеджмента. ПАО «Транснефть» стало первой компанией в России, которая получила сертификат на всю систему энергоменеджмента, включающую не только управляющую функцию аппарата управления Компании, но и полную технологическую цепочку.

В числе внедряемых сегодня энергоэффективных технологий можно назвать разработку и создание нового оборудования, в частности, магистральных и подпорных насосов с повышенным КПД. Разработка нового оборудования позволит не только повысить энергоэффективность процесса перекачки нефти и нефтепродуктов, но и обеспечит для отрасли импортозамещение.

Перспективным направлением при строительстве новых и реконструкции существующих объектов ПАО «Транснефть» является комплексный подход по применению частотно-регулируемых приводов (ЧРП) насосных агрегатов, с установкой современных электродвигателей и насосных агрегатов (с более высоким КПД, увеличенным межремонтным периодом и сроком эксплуатации).

Разработанный в ПАО «Транснефть» высоковольтный частотно-регулируемый электропривод для магистральных насосных агрегатов обеспечивает не только энергетическую оптимизацию работы насосных агрегатов, но и является первой отечественной разработкой в данной области, не уступающей по своим характеристикам зарубежным аналогам.

Выгоды, которые можно ожидать от внедрения ЧРП:

- экономия электроэнергии до 20...60 %;
- снижение пусковых токов;
- экономия воды до 15 %;
- исключение гидравлических ударов в системе;
- экономия тепла ~ 5 %;
- экономия топлива до 10 % при внедрении АСУ котла с ЧРП;
- снижение затрат на обслуживание оборудования;
- продление срока службы оборудования;
- снижение вероятности аварийных ситуаций;

- возможность проведения точной настройки режима работы технологической системы;
- повышение производственной и экологической безопасности.

По итогам 2018 года благодаря реализации комплекса технических и организационных мероприятий удельное потребление электроэнергии на транспортировку нефти снизилось на 0,59%, нефтепродуктов - на 0,82%. Экономия от реализованных мероприятий по энергосбережению составила 356 млн руб. За последние пять лет Компания сэкономила более 5 млрд рублей. Применение энергосберегающих технологий позволило предприятию не только уменьшить производственные издержки, но и снизить выбросы в атмосферу вредных веществ. За последние два года потребление энергоресурсов предприятиями системы ПАО "Транснефть" снизилось на 4,4 процента. В денежном эквиваленте это составляет более 2 миллиардов рублей. На 1,8 миллиарда рублей сэкономлено электроэнергия, почти на 150 миллионов - котельно-печного топлива и тепловой энергии, и на 100 миллионов рублей - моторного топлива.

В результате реализации программы энергосбережения Компания планирует достичь снижения удельного потребления электрической энергии на транспортировку не менее чем на 0,5%, а также обеспечить экономию потребляемых топливно-энергетических ресурсов на сумму не менее 250 млн руб.

ПАО «Транснефть» планирует принимать участие в международных форумах и выставках для обмена опытом и достижениями в области энергосбережения. Запланировано участие в мероприятиях, направленных на пропаганду бережного отношения к энергии, природе и ресурсам, проведение конкурсов по тематике повышения энергетической эффективности.

Технические мероприятия по энергосбережению затрагивают и другие энергоресурсы. Экономия котельно-печного топлива и тепла достигается благодаря повышению КПД котельного оборудования (1,8 тыс. т у.т. или 12 % от всей экономии) и переводу тепловых режимов на автоматическое регулирование в индивидуальных тепловых пунктах (2 тыс. т у.т. или 14 % от всей экономии). Моторное топливо удастся сберечь с помощью обновления и модернизации автопарка (2 тыс. т у.т. или 46 %) и внедрения системы ГЛОНАСС (1 тыс. т, или 24 %).

Основные энергосберегающие мероприятия, включенные в Программу энергосбережения следующие:

- проведение энергетических обследований (энергоаудитов) объектов ПАО «Транснефть»;
- оптимизация технологических режимов перекачки нефти;
- очистка внутренней поверхности трубопроводов и фильтров-грязеуловителей;
- повышение КПД насосного оборудования;
- применение частотно-регулируемого привода насосов;
- модернизация АИИС КУЭ и АИИС ТУЭ;
- замена ламп накаливания на энергосберегающие лампы;
- повышение КПД электродвигателей за счет проведения своевременной замены и капитального ремонта оборудования;
- внедрение цифровых систем возбуждения синхронных электродвигателей ЦРВД;
- рациональное использование электроэнергии за счет внедрения автоматической системы управления освещением;
- повышение КПД котельного оборудования;
- применение режима «дежурного» отопления;

- капитальный ремонт тепловых сетей с заменой теплоизоляции;
- реконструкция заполнений оконных проемов с использованием стеклопакетов с повышенными теплозащитными свойствами;
- уменьшение длины теплотрасс;
- разработка и адаптация системы мониторинга автотранспорта на базе ГЛОНАСС с реализацией и адаптацией на конкретных объектах.

Вклад наиболее эффективных мероприятий в общий потенциал энергосбережения для объектов ПАО «Транснефть» представлен на рис. 1.

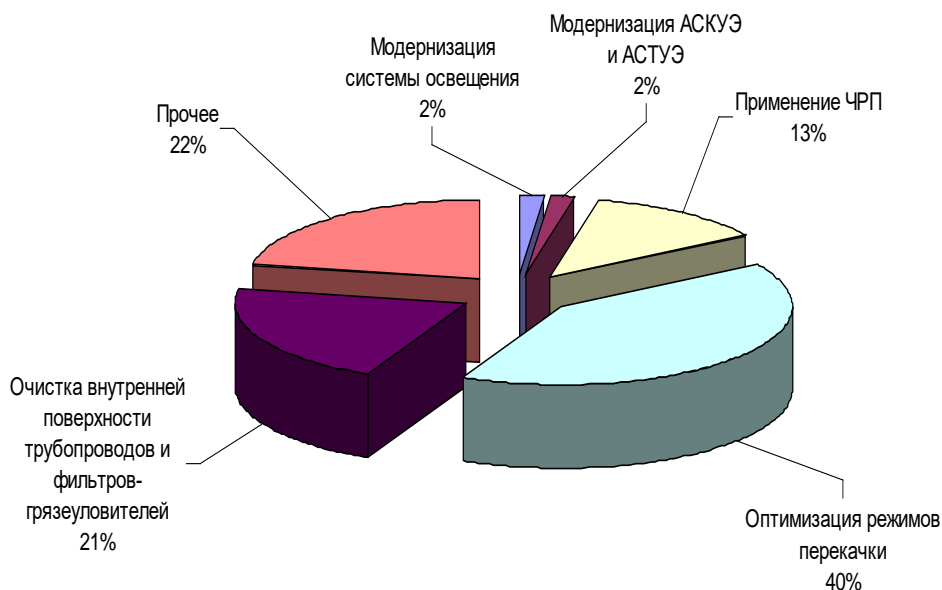


Рис. 1. Вклад наиболее эффективных мероприятий в общий потенциал энергосбережения

Составной частью процесса энергосбережения также являются энергоаудит и его отдельные фазы. В настоящее время используются два родственных понятия – энергоаудит и энергетическое обследование. Они отличаются побудительными мотивами: энергоаудит проводится добровольно, по инициативе потребителя топливно-энергетических ресурсов, а энергетическое обследование - по указанию государственных органов надзора за эффективностью использования энергоресурсов.

Цель энергоаудита (энергетического обследования): оценка эффективности использования энергетических ресурсов и разработка рекомендаций по снижению затрат на топливо- и энергообеспечение.

Энергоаудит, осуществлённый квалифицированными специалистами по эффективным методикам, позволит выявить резервы экономии топливно-энергетических ресурсов, снизить затраты на энергоносители и дать значительную экономию средств потребителю и бюджету. Практическая реализация предложений энергоаудита позволит экономить не менее 20% от общего объёма потребления энергоресурсов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Федеральный закон «Об энергосбережении» № 228-ФЗ от 03.04.1996 г. с изменениями от 05.04.2003 г. № 42-ФЗ.

2. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. Утверждена распоряжением Правительства РФ № 1234-р от 28 августа 2003 года.

3. Энергетическая политика ПАО «Транснефть на период до 2020 года». Утверждена приказом ПАО «Транснефть» № 99 от 17 августа 2012 г.

УДК 622.692.23

АНАЛИЗ НАПРЯЖЁННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТОРОИДАЛЬНОГО СОПРЯЖЕНИЯ СТЕНКИ И ДНИЩА РЕЗЕРВУАРА ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО

В.К. Тян, М.В. Петровская, М.Р. Терезулов

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

АННОТАЦИЯ

Сопряжение стенки и днища резервуара вертикального цилиндрического стального (РВС) является частью конструкции, которая работает в условиях сложного напряженного состояния. В результате воздействия нагрузок, связанных с технологическими операциями слива и налива резервуаров в местах концентрации напряжений интенсивно образуются дефекты, приводящие к снижению надежности и срока службы резервуара. В статье предлагается заменить тавровое сварное соединение стенки с днищем частью тороидального кольца. Моделирование напряженно-деформированного состояния (НДС) инновационного сопряжения показало его эффективность при малоцикловых нагрузках.

1. ВВЕДЕНИЕ

Одним из основных факторов, определяющих возникновение аварий на РВС, являются суммарные нагрузки в зоне сопряжения вертикальной стенки с днищем резервуара, приводящие к возникновению предельных напряжений и пластических деформаций в области таврового сварного соединения. Ситуация усугубляется вероятным появлением скрытых сварочных дефектов в виде микротрещин, а также интенсификацией коррозионных процессов в условиях НДС.

В настоящее время вопрос модернизации конструкции сопряжения стенки и днища РВС обсуждается в различных направлениях. Известны разработки различных нестандартных конструктивных решений сопряжения стенки резервуара с днищем. Но ни один из предлагаемых вариантов не нашел практического применения. Одной из причин является отсутствие системного подхода в вопросах обеспечения надежности и безопасности эксплуатации резервуаров с инновационным переходом «стенка - днище» резервуара. Системность обеспечивается следующими факторами. Первым фактором является наличие научного и методического обеспечения при проектировании, строительстве и эксплуатации резервуаров с предлагаемыми сопряжениями. Вторым фактором является обеспечение условий ремонта узла сопряжения не хуже, чем при традиционном подходе во всех аспектах, а именно: ремонт должен быть экономичнее, технологичнее, а также применим при ремонте уторного шва путем его замены с использованием инновационного технического решения на традиционных вертикальных резервуарах. Третьим фактором является обеспечение методологическим и аппаратным сопровождением диагностики с целью оценки текущего состояния перехода «стенка – днище» и его прогнозирование его НДС.

Актуальность рассматриваемой проблемы убедительно демонстрирует статистика, приведенная на рис. 1 [1].

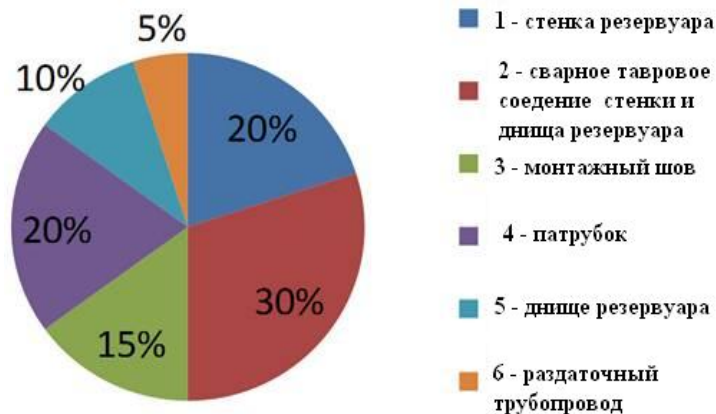


Рис. 1. Статистика отказов конструктивных частей резервуара

Из приведенных видов ремонтных работ, которые проводятся в резервуарных парках, тридцать процентов связаны с отказами в зоне сопряжения стенки с дном резервуаров.

Перспективность предлагаемого решения обусловлена факторами, изложенными в разделе «ВЫВОДЫ».

2. АНАЛИЗ ПОВЫШЕННОЙ ИЗНОСТОЙКОСТИ ТАВРОВОГО УТОРНОГО ШВА РВС. ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ЕГО ЗАМЕНЫ

Анализ возникающих напряжений в уторном шве требует пересмотра повсеместного использования традиционной тавровой конструкции перехода «стенка-дно» в РВС. Именно тавровая конструкция перехода является причиной часто возникающих дефектов в этой области. Действительно, в упрощенном виде тавровый переход между вертикальной стенкой и дном можно представить, как строго перпендикулярное без закругления соединение. Это означает, что радиус кривизны соединения равен нулю. В результате деформации стенки в уторном шве теоретически возникают бесконечно большие меридиональные напряжения, величина которых обратно пропорциональна радиусу кривизны поверхности.

Практически же напряжение имеет конечную величину за счет образования пластического шарнира в области уторного шва и изменения геометрии дна резервуара [2]. Это подтверждается моделированием напряжения в уторном шве при наливе резервуара. На рис. 2 показаны напряжения в уторном шве на различных уровнях взлива.

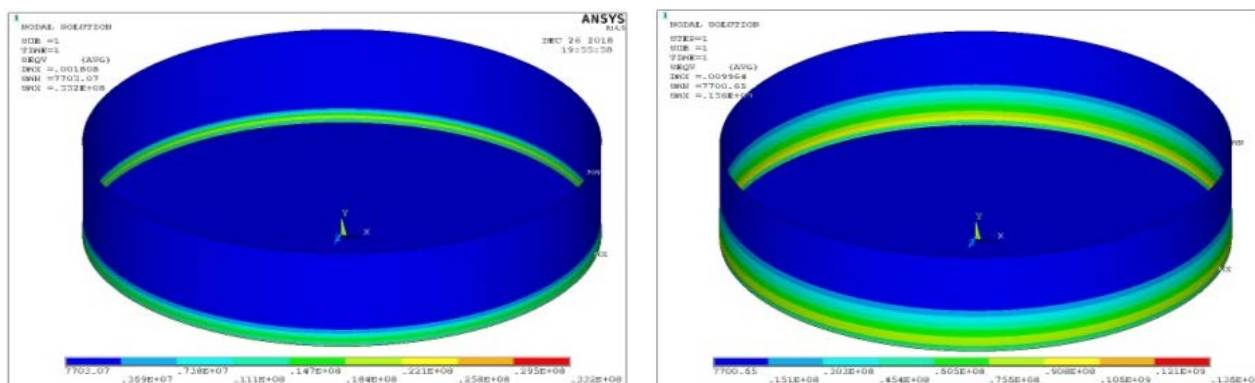


Рис. 2. Динамика возникновения пластического шарнира при наливе резервуара

Увеличение уровня взлива приводит к большей деформации стенки, а, следовательно, к росту меридиональных напряжений, приводящих к возникновению пластического шарнира в области уторного шва РВС [3].

При этом нормальное давление стенки и крыши в месте соединения вертикальной стенки с днищем оставалось неизменным. Представленные результаты моделирования подтверждают тот факт, что появление пластических деформаций обусловлено, в том числе, поворотом стенки вокруг уторного шва, а в конечном итоге, нулевым, или более точно, небольшим радиусом сопряжения.

Результаты моделирования, приведенные на рис. 3 подтверждают возникновение в уторном шве напряжений, превышающих предел текучести металла.

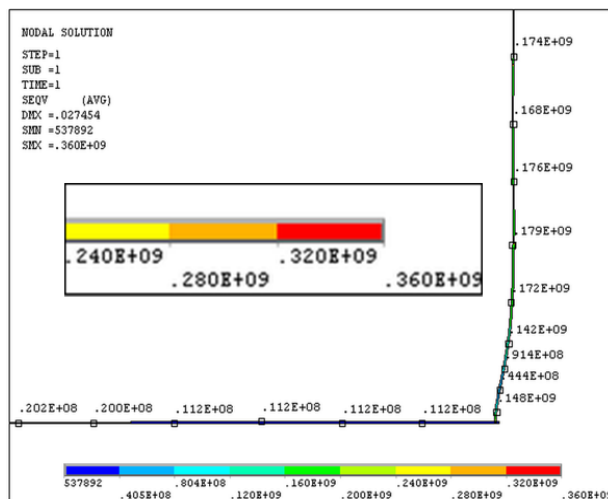


Рис. 3. Моделирование НДС уторного шва РВС в программе ANSYS

Максимальные напряжения в некоторых точках выступа днища стандартной конструкции (расчет проводился для стали 09Г2С, предел текучести которой составляет 345 МПа) достигают 360 МПа. Как будет показано ниже, максимальные напряжения, возникающие в предлагаемой конструкции (в зоне сопряжения стенки и днища), на много меньше.

В результате изучения причин, вызывающих появление дефектов в области уторного шва, и исследований различных конструктивных вариантов сопряжения стенки и днища РВС авторы пришли к обоснованному заключению о необходимости разработки конструкции сопряжения стенки и днища РВС, эксплуатация которого исключает возможность появления предельных напряжений в сопряжении «стенка - днище».

Предлагается тавровое сварное соединение цилиндрической стенки с конусным днищем заменить конструктивным элементом в виде тороидального перехода [4]. При этом для обеспечения устойчивости резервуара и снижения величины изгибающего момента предлагается по всему контуру стенки под тороидальным переходом, при необходимости, смонтировать дополнительную опору (подпятник) с крепежными косынками, установленными с шагом, который рассчитывается в зависимости от диаметра РВС и толщины листового проката первого пояса (рис. 4).

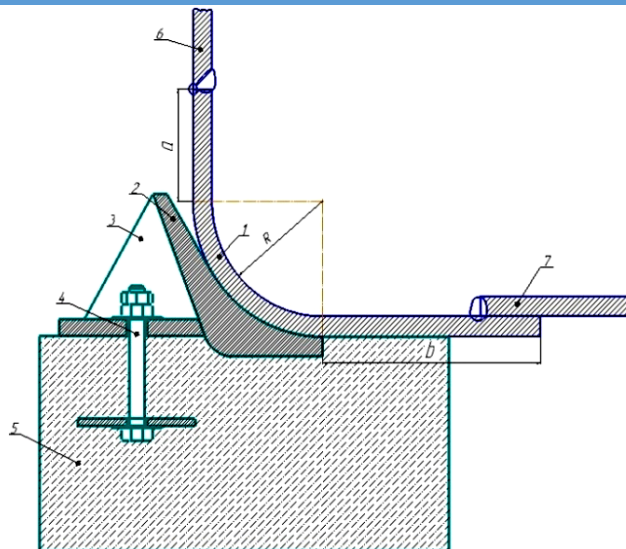


Рис.4. Конструкция сопряжения стенки и днища РВС тороидальным переходом радиуса R :

1 - тороидальное сопряжение (переход); 2 - дополнительные опоры (подпятники);

3 - косынки; 4 - закладные анкерные болты; 5 - бетонное кольцо; 6 - стенка РВС; 7 - днище

3. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

Научной базой исследования свойств сопряжения «стенка - днище» являются моделирование в программном комплексе ANSYS, классическая теория гидравлики и механики, а также некоторые расчетные формулы, применительно к расчету сопряжения типа тор. Для диагностики технического состояния сопряжения в процессе эксплуатации методом неразрушающего контроля разработаны графо-аналитические алгоритмы идентификации состояния сопряжения путем решения обратной задачи определения НДС по геометрии тороидального сопряжения.

Задача определения радиуса сопряжения тора является оптимизационной задачей. Действительно, при большом радиусе тора R возникают, как будет показано ниже, небольшие меридиональные напряжения, обусловленные гидростатическим моментом со стороны стенки резервуара при операциях налива – слива. Но, с другой стороны, возникает угроза деформации тороидального сопряжения под действием момента с плечом длиной R , обусловленного весом стенки и крыши со снеговой нагрузкой. В этом случае могут возникнуть неконтролируемые изменения меридиональных напряжений. Заметим, что оба момента работают в одном направлении, что усугубляет ситуацию.

При маленьком радиусе кривизны сопряжения ситуация обратная. В этом случае возникают значительные меридиональные напряжения, обусловленные гидростатическим моментом со стороны стенки. С другой стороны, мала вероятность деформации тороидального сопряжения под весом стенки и крыши. Как и в первом случае, оба момента также действуют в одном направлении.

В работе представлены результаты исследования тороидальных сопряжений двух радиусов – 10 и 50 см с подпятником и без него. Таким образом, исследованы четыре варианта и для каждого варианта рассчитаны следующие параметры:

- смещение узловых точек тороидального сопряжения по оси «X»;
- смещение узловых точек тороидального сопряжения по оси «Y»;
- вектор смещения узловых точек;
- кольцевые напряжения;
- меридиональные напряжения;

- суммарные напряжения.

В данной работе использованы расчетные параметры, необходимые для решения поставленных задач.

4. МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТОРОИДАЛЬНОГО СОПРЯЖЕНИЯ СТЕНКИ И ДНИЩА РВС

4.1. Моделирование НДС тороидального сопряжения радиусом 10 см без подпятника

Моделирование проводилось при следующих исходных данных.

Параметры резервуара:

- диаметр 60.7 м;
- высота стенки 18 м: 8 поясов высотой по 2,25м;
- толщина стенки:
- 1-й пояс – 26 мм;
- 2-й пояс – 22 мм;
- 3-й пояс – 20 мм;
- 4-8-й пояса – 19 мм.

Марка стали – 09Г2С.

Характеристики стали:

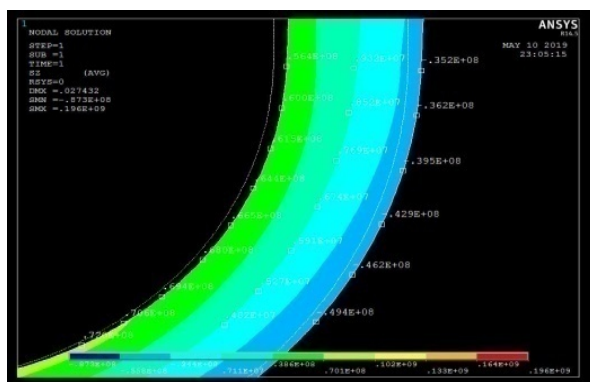
- модуль упругости – $2,1 \cdot 10^{11}$ Па;
- коэффициент Пуассона – 0,3;
- плотность стали – 7850 кг/м^3

Параметры нагрузок:

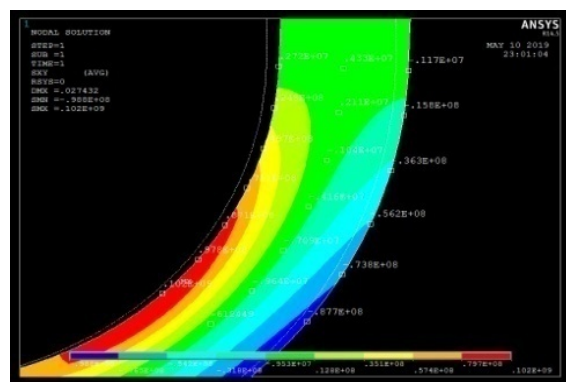
- вес стенки:
- 7 поясов – $5,78 \cdot 10^4$ Н;
- 8 поясов – $6,64 \cdot 10^6$ Н.

Вес крыши не учитывался.

На рис. 5 приведены результаты моделирования напряжения в тороидальном переходе.



А. Распределение кольцевых напряжений



В. Распределение меридиональных напряжений

Рис. 5. Напряженно деформированное состояние тороидального перехода без подпятника.

Результаты численного моделирования следующие. Максимальные кольцевые напряжения не превышают 196 МПа, а меридиональные – 102 МПа. Таким образом, тороидальное сопряжение создает значительный запас прочности до предела текучести, равного 345 МПа.

4.2. Моделирование НДС тороидального сопряжения радиусом 10 см с подпятником
 Моделирование проводилось при тех же условиях.

На рис. 6 приведены результаты моделирования напряжения в тороидальном переходе с подпятником.

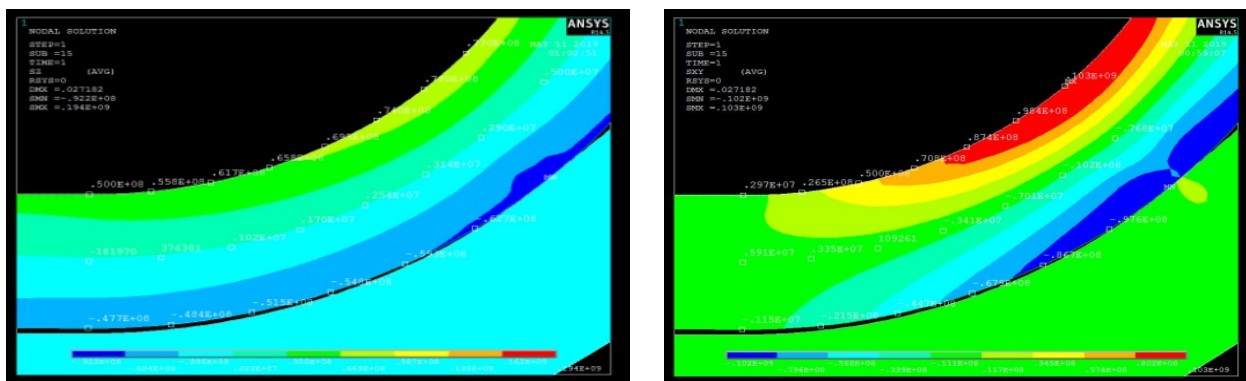


Рис. 6. Напряженно деформированное состояние тороидального перехода с подпятником

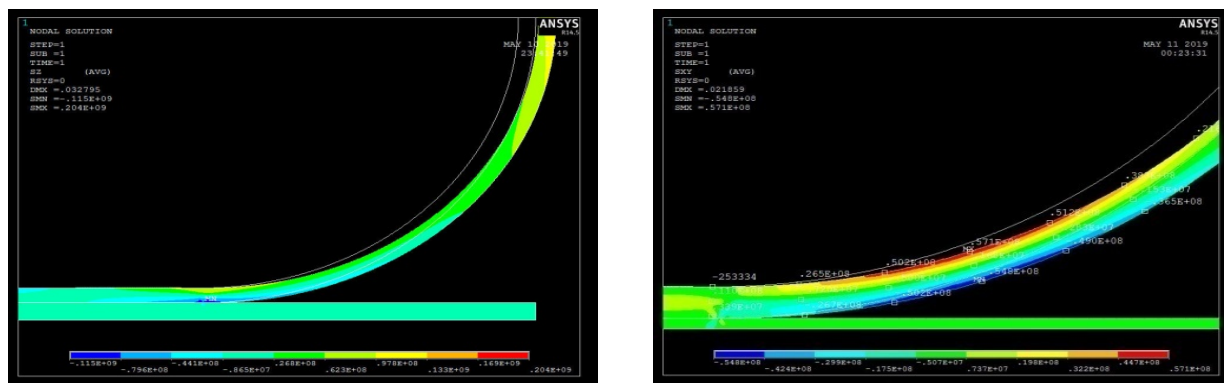
Результаты моделирования следующие. Максимальные кольцевые напряжения не превышают 78,2 МПа, а меридиональные – 103 МПа.

Таким образом, тороидальное сопряжение радиусом 10 см в обоих приведенных выше случаях имеют достаточный запас прочности и может быть рекомендовано для применения в эксплуатации. Выбор варианта из двух рассмотренных должен производиться на основании дополнительных критериев, например, экономических.

4.3. Моделирование НДС тороидального сопряжения радиусом 50 см без подпятника

Моделирование НДС проводилось при тех же параметрах резервуара и нагрузках, приведенных выше.

На рис. 7 приведены результаты моделирования напряжения в тороидальном переходе.



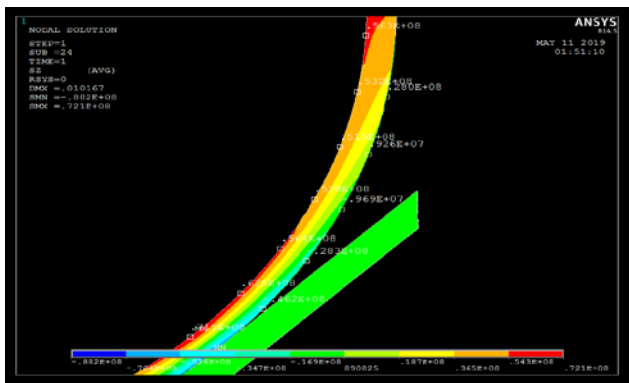
А. Распределение кольцевых напряжений

В. Распределение меридиональных напряжений

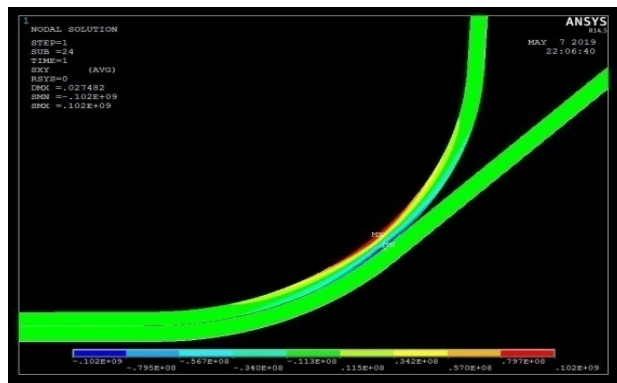
Рис. 7. Напряженно деформированное состояние тороидального перехода без подпятника

Результаты моделирования следующие. Максимальные кольцевые напряжения не превышают 204 МПа, а меридиональные – 57 МПа.

4.4. Моделирование НДС тороидального сопряжения радиусом 50 см с подпятником
 Результаты моделирования напряжения приведены на рис. 8.



А. Распределение кольцевых напряжений



В. Распределение меридиональных напряжений

Рис. 8. Напряженно деформированное состояние тороидального перехода с подпятником

Результаты моделирования следующие. Максимальные кольцевые напряжения не превышают 72 МПа, а меридиональные – 102 МПа.

Анализ представленных результатов моделирования напряженно деформированного состояния тороидального сопряжения радиусом 50 см без подпятника показывает увеличение кольцевых и уменьшение меридиональных напряжений по сравнению с аналогичным случаем для сопряжения радиусом 10 см. Увеличение кольцевых напряжений объясняется более сильным смещением стенок сопряжения под действием момента, создаваемого весом стенки и крыши. Момент увеличился из-за увеличения радиуса тороидального сопряжения. Уменьшение меридиональных напряжений связано с меньшей относительной деформацией радиуса тороидальной части сопряжения в меридиональной плоскости.

ВЫВОДЫ

Надежность и безопасность эксплуатации резервуаров с тороидальным сопряжением подтверждена строгим научным подходом.

Полученные результаты моделирования показывают высокие эксплуатационные свойства тороидального сопряжения.

Результаты моделирования убедительно доказывают возможность эксплуатации резервуаров без подпятников, значительно усложняющие строительство и ремонт резервуаров в области сопряжения вертикальной стенки и днища.

Возможна диагностика состояния предлагаемого сопряжения методом неразрушающего контроля на основе совокупности прецизионного контроля геометрии сопряжения и математического моделирования процессов деформации объекта под действием внешних нагрузок.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Горелов А.С. Неоднородные грунтовые основания и их влияния на работу вертикальных стальных резервуаров. - СПб.: ООО «Недра», - 2009 г. – 220 с.
2. Березин В. Л. Шутков В. Е. Прочность и устойчивость резервуаров и трубопроводов. Москва Недра 1973 г. 200 с.
3. Васильев Г.Г. Оценка долговечности уторных узлов вертикальных цилиндрических резервуаров в процессе эксплуатации / Васильев Г.Г., Катанов А.А., Семин Е.Е. // Журнал нефтегазового строительства. 2012. № 4. С. 36 - 41.
4. Землеруб Л.Е. Повышение надёжности эксплуатации резервуара вертикального цилиндрического стального при замене уторного узла тороидальным переходом / Л.Е. Землеруб, Ю.В. Терземан // II научно-практическая конференция с международным участием.

УДК 681.5

МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАИЛУЧШЕГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

*А.А.Афиногентов, Ю.А.Багдасарова, А.А.Лещенко,
Д.Г.Лихошерстов, И.А.Фан*

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия,
Pondex@Yandex.ru*

Для обеспечения рационального процесса транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу (МН) и создания необходимого напора на технологическом участке от резервуарного парка (РП) до конечного пункта (КП) кроме *головной* нефтеперекачивающей станции (ГНПС) располагаются несколько *промежуточных* нефтеперекачивающих станций (НПС) (рисунок 1).

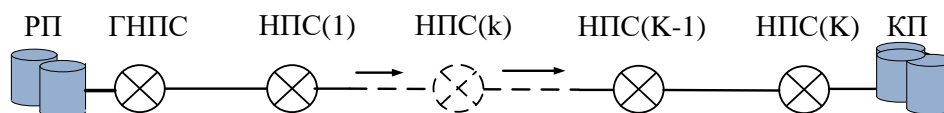


Рис.1. Схема магистрального нефтепровода (МН)

НПС нефтепроводов и нефтепродуктопроводов оборудуются, магистральными (МНА) и подпорными (ПНА) насосными агрегатами, состоящими, как правило, из центробежного насоса (ЦН) и электропривода (ЭП).

Основным оборудованием магистрального нефтепровода (МН), являются центробежные насосные агрегаты нефтеперекачивающих станций (НПС). Характеристика и количество используемых насосных агрегатов обеспечивают требуемую производительность перекачки нефти и определяют технологический режим работы МН. Так же на параметры режима работы МН влияют величины допустимых давлений в трубопроводе на входе и выходе НПС, реологические параметры транспортируемой нефти.

Насосные агрегаты, как правило, оборудованы электрическими приводами переменного тока с постоянной частотой вращения и имеют разные характеристики, а максимум КПД каждого из них достигается в своей точке рабочей зоны. При неизменных реологических параметрах нефти производительность перекачки Q на заданном технологическом режиме работы МН, в таком случае, определяется лишь количеством и номерами используемых насосных агрегатов (до трех на каждой НПС). Изменение режима работы МН (снижение или увеличение производительности перекачки) осуществляется во времени дискретно путем включения или отключения заданных насосных агрегатов. Основным показателем эффективности выбранного режима является величина удельных затрат электроэнергии $E_{y\delta}$:

$$E_{y\delta} = \frac{N_{ПОТР}}{\rho \cdot Q}, [кВт \cdot ч/м], \quad (1)$$

где $N_{Потр}$ – суммарная потребляемая мощность электроприводов МНА, используемых на заданном режиме [кВт], ρ – плотность нефти [t/m^3], Q – производительность перекачки [$m^3/ч$].

Количество возможных комбинаций используемых насосных агрегатов (режимов работы МН) возрастает с увеличением количества НПС и достигает десятков и даже сотен для каждого набора реологических параметров транспортируемой нефти, который в свою очередь существенно зависит от календарного месяца (температуры и состава нефти).

Периодически перед службой технологических расчетов эксплуатирующей организации МН возникает задача определения набора оптимальных технологических режимов и формирования реестра таких режимов, использование которых позволяет обеспечить в течении месяца транспортировку плановых объемов нефти с наименьшими затратами электрической энергии.

Гидравлические потери напора в МН всегда возрастают с ростом производительности перекачки, следовательно, выбор технологического режима работы МН с большей производительностью всегда приводит к увеличению удельных затрат энергии, следовательно улучшение одного показателя, характеризующего технологический режим работы МН приводит к ухудшению другого. Решение задачи выбора оптимального технологического режима в таком случае определяется множеством Парето-оптимальных альтернатив, состоящим из набора режимов, расположенных на границе области рациональных режимов перекачки (рисунок 2).

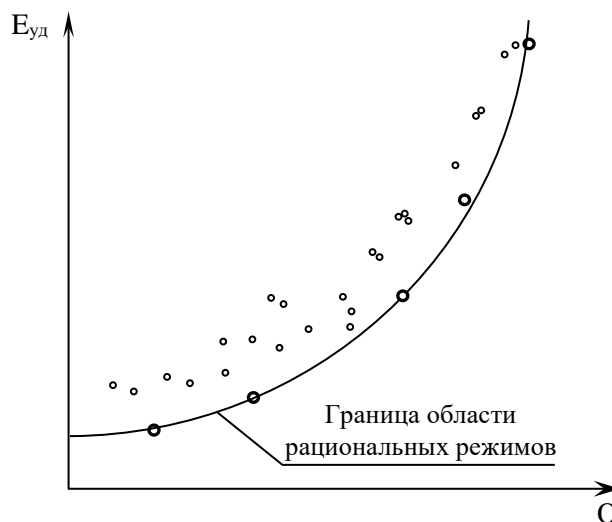


Рис. 2. Множество рациональных технологических режимов работы МН

Определению набора технологических режимов работы МН, принадлежащих границе области рациональных режимов перекачки посвящен ряд работ, в частности [1].

В настоящей работе предложена методика определения набора оптимальных по соотношению энергозатраты – производительность технологических режимов работы МН на основе интегральных оценок эффективности, полученных с использованием DEA-метода (метода анализа оболочки данных), описание которого и частные случаи применения можно найти в работах [2-5].

Базовая постановка задачи оценки эффективности технологических режимов работы МН на основе метода DEA

Метод DEA позволяет построить границу относительной эффективности для набора многомерных таким образом, что лучшие (эффективные) объекты сравнения из выборки будут находиться на границе эффективности, а все остальные объекты сравнения будут удалены от границы эффективности пропорционально своему отставанию в эффективности от лучших объектов сравнения. В таком случае интегральные оценки эффективности различных

технологических режимов работы МН представляют собой оценки относительной эффективности двумерных ($E_{y\delta} - Q$) объектов сравнения в диапазоне от 0 до 1.

Базовая математическая модель оценки эффективности объектов сравнения метода DEA (CCR модель) предложена *Charnes A., Cooper W.W., Rhodes E.* [2] и представляет взвешенное соотношение между векторами выходных $Y = (y_j), j = \overline{1, J}$ и входных $X = (x_i), i = \overline{1, H}$ параметров:

$$F(X, Y) = \frac{\sum_{j=1}^J u_j y_j}{\sum_{i=1}^H v_i x_i}, \quad (2)$$

где $u_j, j = \overline{1, J}$ и $v_i, i = \overline{1, H}$ – весовые коэффициенты для каждого из выходов $y_j, j = \overline{1, J}$ и входов $x_i, i = \overline{1, H}$ многомерного объекта сравнения.

В качестве входных параметров объектов сравнения X выбираются такие факторы, рост величины которых приводит к снижению показателя относительной эффективности объекта сравнения:

$$\frac{\partial F(x_1, \dots, x_i, \dots, x_H)}{\partial x_i} < 0, \quad i = \overline{1, H}, \quad (3)$$

В качестве выходных параметров объектов сравнения Y выбираются такие факторы, рост величины которых приводит к повышению относительной эффективности объекта сравнения:

$$\frac{\partial F(y_1, \dots, y_j, \dots, y_J)}{\partial y_j} > 0, \quad j = \overline{1, J}, \quad (4)$$

При этом для каждого n -го объекта сравнения из набора $n = \overline{1, N}$ значение величины оценки относительной эффективности E_n ограничено на интервале $[0; 1]$ и стремится к границе эффективности, такие условия можно представить в следующем виде:

$$\frac{\sum_{j=1}^J u_{jn} y_{jn}}{\sum_{i=1}^H v_{in} x_{in}} \leq 1, \quad \forall \left(\begin{array}{l} n = \overline{1, N}; j = \overline{1, J}; i = \overline{1, H}; \\ u_{jn} > 0; v_{in} > 0 \end{array} \right), \quad (5)$$

$$F_n(X_n, Y_n) = \frac{\sum_{j=1}^J u_{jn} y_{jn}}{\sum_{i=1}^H v_{in} x_{in}} \rightarrow \max_{U, V \in G}, \quad (6)$$

где $U = (u_{jn}), j = \overline{1, J}, V = (v_{in}), i = \overline{1, H}$ – набор весовых коэффициентов для каждого n -го объекта сравнения.

Для определения N численных значений относительных эффективностей F_n объектов сравнения необходимо составить и разрешить систему, состоящую из N задач вида (6) и N ограничений вида (5), определив значения весовых коэффициентов u_{jn} и v_{in} . Методы решения подобных задач приведены в работе [2].

Метод DEA имеет ряд модификаций, одна из которых, получившая название «суперэффективность» [3] (*Super-efficiency*), позволяет найти оценки относительной эффективности объектов сравнения S_n , распределённые на интервале $[0, \infty)$. Такой подход позволяет определить наилучший объект сравнения из группы эффективных.

Формулировка задачи математического программирования на основе модели *Super-efficiency* метода DEA для сравнительной оценки эффективности объектов может быть представлена, аналогично (4)-(5), в виде:

$$\frac{\sum_{j=1}^J \bar{u}_{jz} y_{jz}}{\sum_{i=1}^H \bar{v}_{iz} x_{iz}} \leq 1, \forall \left(\begin{array}{l} z = \overline{1, Z}; z \neq k; j = \overline{1, J}; \\ i = \overline{1, H}; \bar{u}_{jz} > 0; \bar{v}_{iz} > 0 \end{array} \right), \quad (6)$$

$$S_n(X_n, Y_n) = \frac{\sum_{j=1}^J \bar{u}_{jn} y_{jn}}{\sum_{i=1}^H \bar{v}_{in} x_{in}} \rightarrow \max_{\bar{U}, \bar{V} \in \bar{G}}, \quad (7)$$

где $\bar{U} = (\bar{u}_{jz}), j = \overline{1, J}; \bar{V} = (\bar{v}_{iz}), i = \overline{1, H}$ – векторы весовых коэффициентов для каждого для каждого n -го сравниваемого объекта, $n = \overline{1, N}$, которые являются неизвестными при составлении и решении соответствующей системы уравнений.

Пример решения задачи оценки эффективности технологических режимов работы МН на основе метода DEA

В качестве объектов сравнения по методу DEA, в данной работе рассматриваются технологические режимы работы МН. В наиболее простом случае двумерных объектов сравнения DEA используется один входной параметр x и один выходной параметр y . Входной параметр x примем численно равным удельным затратам энергии на перекачку $E_{y\partial}$ для заданного режима, которые определяются по формуле (1), выходной параметр y примем численно равным производительности перекачки для заданного режима Q .

Исходные данные и результаты расчетов относительной эффективности технологических режимов работы МН приведены в таблице 1 и на рисунке 3.

Анализ результатов расчета относительной эффективности технологических режимов работы МН, представленных в таблице 1, показывает, что для данного МН при фиксированных значениях реологических параметров транспортируемого продукта существует единственный режим, характеризуемый наибольшим значением величины относительной эффективности, определяемой по методу DEA.

В рассматриваемом примере это режим с номером 7. При этом ряд режимов характеризуется величиной оценки относительной эффективности, близкой к максимальной.

Таб. 1 – Исходные данные и результаты расчетов относительной эффективности технологических режимов работы МН

Номер режима, n	Производительность перекачки, $Q, [м^3/ч]$	Удельные затраты электроэнергии, $E_{y\partial}, [кВт/м]$	Потребляемая мощность, $N_{потр}, [кВт]$	Относительная эффективность, F_n	Относительная супер-эффективность, S_n
1	3875	12,20	96543	0,8849	0,8849
2	4350	13,69	123982	0,8851	0,8851
3	4600	15,54	151535	0,8248	0,8248
4	6150	17,53	232139	0,9771	0,9771
5	6650	19,23	278206	0,9632	0,9632
6	6675	19,56	284505	0,9506	0,9506
7	6675	18,59	268998	1,0000	1,0234
8	7375	21,24	344192	0,9671	0,9671
9	7400	21,39	347889	0,9640	0,9640
10	7775	25,80	448063	0,8395	0,8395
11	8075	23,35	417763	0,9634	0,9634
12	8375	24,85	463572	0,9388	0,9388
13	8575	25,59	489913	0,9334	0,9334
14	8950	34,02	692742	0,7329	0,7329

15	9275	29,13	605489	0,8871	0,8871
16	9575	29,98	648077	0,8897	0,8897

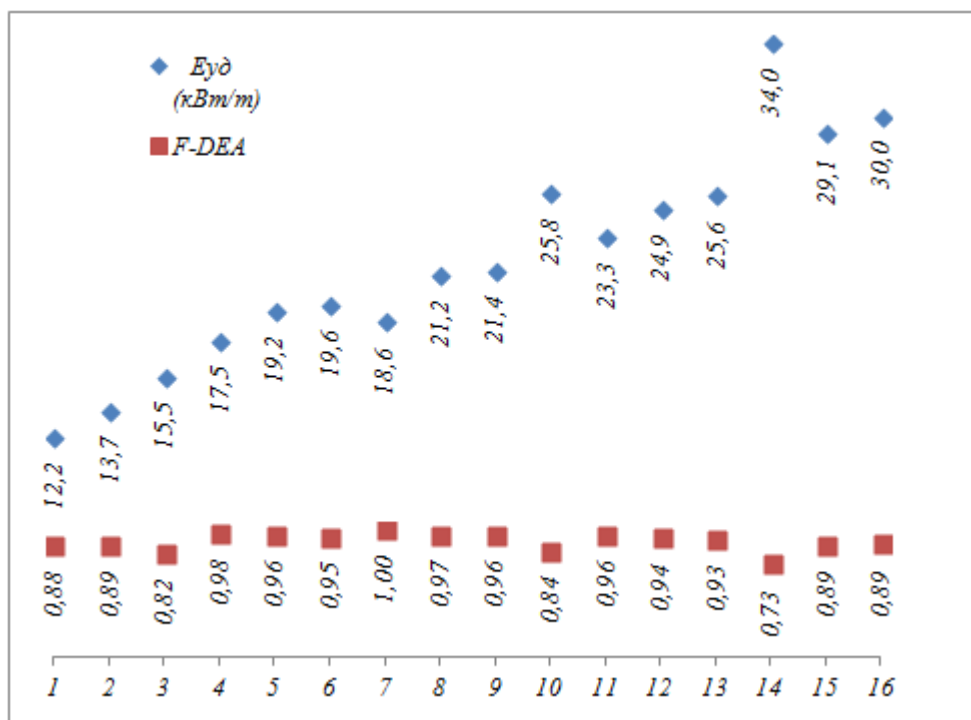


Рис. 3. Удельные затраты электроэнергии и значения оценок относительной эффективности технологических режимов работы МН.

Указанные обстоятельства позволяют выдвинуть гипотезу о наличии технологического режима, работа на котором для данного трубопровода является оптимальной по соотношению величины затрат электроэнергии на перекачку и производительностью перекачки, и, следовательно, с использованием данного режима, а также режимов с наибольшими значениями оценок относительной эффективности необходимо осуществлять планирование работы участка МН.

Подтверждение или опровержение представленной гипотезы является задачей дальнейших исследований.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ревель-Муроз П.А. Методика оценки энергоэффективности объектов действующих магистральных нефтепроводов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2017. - т. 7. - № 6. - С. 12-16.
2. Charnes A., Cooper W.W., Rhodes E. Measuring the efficiency of decision-making units // European Journal of Operation Research, vol. 6 (2), pp. 429-444, 1978.
3. Chen Y., Du J. Super-Efficiency in Data Envelopment Analysis. In: Zhu J. (eds) Data Envelopment Analysis // International Series in Operations Research & Management Science, vol. 221. Springer, Boston, MA, 2015.
4. Афиногентов А.А., Багдасарова Ю.А., Фан И.А. Оптимизация размещения линейной запорной арматуры на магистральном нефтепроводе по критерию минимального выхода нефти // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2018. № 5-6. С. 28-32.

5. Плешивцева Ю.Э., Деревянов М.Ю., Каширских Д.В., Пименов А.А., Керов А.В., Тян В.К. Сравнительная оценка ресурсной ценности объектов хранения нефтесодержащих отходов на основе DEA-метода // Нефтяное хозяйство. 2018. № 11. С. 139-144.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

А.А. Зайцева, Г.М. Орлова

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
al.zaitseva2010@yandex.ru*

Трубопроводный транспорт в России – самый популярный вид транспорта нефти и газа. Трасса трубопровода на своем пути пересекает разнообразные препятствия, такие как автомобильные и железные дороги, подземные коммуникации, реки и озера. Для преодоления таких препятствия существуют различные технологии, которые применяются в настоящее время. Выбор конкретного метода для прокладки трубопровода должен основываться на учете совокупности условий прохождения трассы и требований к переходу – технических, экологических и экономических.

На сегодняшний день существует два типа прокладки подводных переходов магистральных газопроводов: открытый (траншейный) и закрытый (бестраншейный). Траншейный способ строительства подразумевает укладку трубопровода в заранее подготовленную траншею под водной поверхностью. Различают несколько способов прокладки трубопровода:

- протаскивание по дну;
- погружение полной плети трубы с поверхности воды;
- погружение с поверхности воды последовательным наращиванием секций трубопровода.

При строительстве подводного перехода с поверхности воды проводят водолазное обследование дна реки, проверяют глубину в створе и делают отметки дна. На берегу реки сваривается плеть трубопровода, после чего обязательно проводятся испытания на прочность и герметичность. Далее к заизолированному и зафутерованному трубопроводу крепят оголовок, а с противоположного берега, по оси подводной траншеи, протягивают стальной канат, другой его конец закреплен на тяговой лебедке тягача. По спусковым дорожкам, которые идут по оси траншеи, протаскивают трубопровод. Спущенную плеть трубопровода размещают четко над осью подводной траншеи, после проверки положения, его погружают на дно, путем затопления или открепления специальных понтонов, которые фиксируют трубопровод на поверхности воды. При таком способе прокладки трубопровод должен плавно опускаться в подводную траншею, без резких колебаний. После укладки трубопровода проводят водолазное обследование с целью удостовериться, что трубопровод лежит по заданной траектории и, что отсутствуют провисы под плетью трубы. После проверки уложенный трубопровод проходит испытание путем намыва или отсыпки грунта.

Погружение с поверхности воды последовательным наращиванием секций трубопровода происходит с помощью специального судна-трубоукладчика. На судне осуществляется монтаж звеньев труб в непрерывную нитку. Готовая секция трубы сваривается и стыкуется с концом уже уложенной на дно плети, после сварки, изоляции и обетонирования стыка секция освобождается и уходит с кормы под воду наклонно, плавно погружаясь на дно.

Траншейный способ является наиболее распространенным из-за низкой себестоимости, но он так же имеет ряд недостатков, к которым можно следующее:

- размыв грунта вокруг труб и образование оголенных участков, если трубопровод будет недостаточно заглублен в дно водоёма;
- работы при строительстве подводного перехода несут значительный ущерб окружающей среде, так как нарушается русловая часть водоёма;
- после завершения строительства необходимо проводить работы по рекультивации береговой зоны на большой площади, восстанавливать профиль берегов, а также благоустраивать территорию.

Закрытый способ строительства имеет несколько разновидностей и подразумевает бестраншейную укладку трубопровода, основной принцип которого заключается в создании сквозного туннеля под руслом реки. К данному способу относятся: наклонно-направленное бурение, метод «кривых» и микротоннелирование.

Состав работ при строительстве подводных переходов магистральных газопроводов методом наклонно-направленного бурения можно разделить на 4 этапа. Первый этап включает в себя бурение пилотной скважины по заранее спроектированной траектории. Бурение осуществляется с помощью специального оборудования – бурового инструмента. Буровая головка имеет отверстия, с помощью которых подается буровой раствор. Благодаря ему происходит разрушение породы, выносятся обломки за пределы скважины, уменьшается трение при дальнейшем протаскивании трубопровода, а главное буровой раствор предохраняет скважину от обвала. Процесс бурения контролируется при помощи зонда с датчиками, который вмонтирован в пилотную штангу за буровой головкой. Сигналы с зонда подаются на пульт управления оператора, который контролирует траекторию буровой головки. Этап бурения завершается выходом бурового инструмента на противоположной стороне преграды. Второй этап - это расширение пробуренной скважины. На данном этапе вместо буровой головки крепится расширитель (риммер). Скважина должна расширяться больше диаметра протягиваемой трубы на 30-50%, в зависимости от типа грунта. На третьем этапе происходит калибровка уже расширенной скважины, после чего скважина будет очищена от любых помех и откалибрована, что способствует беспрепятственному протаскиванию трубопровода. Заключительный четвертый этап – это протаскивание трубопровода в пробуренную и расширенную скважину. Секции рабочей трубы присоединяются за расширителем через вертлюг, чтобы вращение расширителя не передавалось протаскиваемому трубопроводу. Таким образом вся плеть трубопровода протягивается в скважину.

Одним из современных методов строительства подводных переходов магистральных газопроводов является метод «кривых». Данный метод был впервые применен в 2006 году. Название данный метод получил благодаря своей технологии, при строительстве используются предварительно изогнутые «кривые» трубы. Бурение скважины и протаскивание трубопровода, при данном методе, происходит за один этап. Конструкция, состоящая из изогнутых труб, напоминает перевернутую арку. Такая конструкция может быть заглублена практически на любую глубину, тем самым обеспечивая защиту трубопровода. Работы по строительству подводного перехода методом «кривых» выполняются в четыре этапа. Первый этап – это подготовительные работы. На данном этапе в точке входа устанавливается наклонная конструкция с заданным уклоном трассы и устанавливается бетонное основание, которое служит упорной стенкой. В бетонном основании имеется круглое отверстие «окно» для прохождения микрощита и рабочей плети трубопровода. На «окно» устанавливается массивный сальник и резиновый уплотнитель, это служит для предотвращения попадания раствора бентонита в затрубное пространство микрощита (рисунок 1).



Рис. 1. Микроцит тоннелепроходчика

Второй этап – запуск микрощита. Микрощит оборудован режущими инструментами, благодаря которым происходит разрушение породы. Бентонитовый раствор подается через форсунки микрощита. Головная изогнутая труба соединена с микрощитом с помощью трубы-адаптера, которая служит для упрощения демонтажа микрощита. После запуска микрощита происходит одновременно бурение скважины и протаскивание плети трубопровода. Третий этап – демонтаж оборудования. После прохождения микрощита по заданной траектории, он доходит до точки выхода и выходит на поверхность, где его необходимо демонтировать. На данном этапе необходимо проконтролировать выход из скважины рабочей плети трубопровода, для предотвращения попадания грунта в полость рабочей трубы. После того как из скважины появится рабочая плеть трубопровода – демонтируется микрощит. На четвертом этапе проложенный трубопровод приваривается к действующему с последующим его гидроиспытанием.

Строительство подводного перехода методом «кривых» имеет ряд достоинств, это в первую очередь сокращение сроков выполнения работ за счет сокращения этапов строительства. Метод «кривых» позволяет в разы сократить длину перехода, тем самым снижаются затраты на материалы.

Метод микротоннелирования по сравнению с другими бестраншейными способами, применяется реже. Технология данного метода заключается в том, что по обе стороны от водной преграды разрабатываются два котлована, один из которых стартовый, другой приемный. Стартовый котлован должен отвечать всем требованиям безопасности, глубина котлована зависит от проектного заглубления прокладываемого трубопровода. На территории строительства, на заранее подготовленной монтажной площадке, размещают временный склад труб. В стартовый котлован спускают проходческий щит на установку с домкратами, которую в свою очередь закрепляют на блоке из монолитного бетона. Проходческий щит механически разрушает преграждающую ему породу, продвижение щита происходит с последующим наращиванием труб. Механически обработанный грунт перемещается в камеру для смешивания с вымывателем бурильной установки и далее перемещается по технологическим трубам в котлован. Как только проходческий щит оказался в приемном котловане, его демонтируют. Направление проходческого щита отслеживается системой, отклонение от заданной траектории – не более 10мм на каждые 100м. Недостаток данного метода – его дороговизна.

Сравнительный анализ строительства подводных переходов магистральных газопроводов представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнительный анализ современных методов строительства подводных переходов магистральных газопроводов.

Способ прокладки трубопровода	Достоинства метода	Ограничения применения и недостатки метода
Траншейный способ: Погружение полной плети трубы с поверхности воды, погружение с поверхности воды последовательным наращиванием секций трубопровода, протаскивание по дну	Нет геологических ограничений	Большой объем земляных работ, привлечение тяжелой техники, нарушение русловой части водоема, негативное воздействие на экологию, большие финансовые затраты на выполнение этапов работ
Бестраншейный способ: Наклонно-направленное бурение (ННБ)	Не нарушается русловая часть водоема, работы выполняются в независимости от погодных условий	Негативное воздействие на окружающую среду из-за выхода бентонита, невозможность проведения ремонтно-восстановительных работ при возникновении аварий
Метод «кривых»	Не нарушается русловая часть водоема, работы выполняются в независимости от погодных условий, сокращение сроков строительства и финансовых затрат, за счет сокращения этапов работ, отсутствует выход бентонита, тем самым сводится к минимуму негативное воздействие на окружающую среду	Ограниченная длина перехода до 350 м, невозможность проведения ремонтно-восстановительных работ при возникновении аварий
Микротоннелирование	Не нарушается русловая часть водоема, полностью автоматизированное производство, отсутствие рабочего персонала в забое при прокладке	Длительные подготовительные работы, занимает большое пространство под монтажную площадку

Анализ вышеперечисленных методов и технологий строительства подводных переходов магистральных газопроводов позволяет сделать вывод, что закрытый способ имеет значительные преимущества перед открытым. В первую очередь при открытом способе строительства нарушается целостность водоема, тем самым наносится вред окружающей среде. При открытом способе необходимо проводить водолазное обследование, проводить берегоукрепительные работы, работы по рекультивации территории, что увеличивает сроки и стоимость строительства. Так же при открытом способе строительства график выполнения работ зависит от ледового режима и периода половодья, что не актуально при закрытом способе. Строительство подводного перехода при закрытом способе возможно в любое время года. Трубопровод, уложенный в подземную траншею, находится на большой глубине – ниже прогнозируемых русловых деформаций, что обеспечивает безопасное залегание, повышает надежность и долговечность.

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.
4. *Мустафин Ф.М., Лаврентьев А.Е.* Строительство подводных переходов трубопроводов методом горизонтально-направленного бурения: Учеб.Пособие-Уфа, 2001г.

УДК 62-631.2:665.65

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ ГПА В УСЛОВИЯХ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ*А.И.Ершов**Самарский государственный технический университет**Самара, Россия**banderas6392@mail.ru*

Эксплуатируемые на компрессорных станциях (КС) магистральных газопроводов (МГ) газоперекачивающие агрегаты (ГПА) с газотурбинным приводом являются высокотехнологичным продуктом, аналогов которому среди других изделий машиностроения практически нет. Для определения технического состояния ГПА, необходимо решить комплекс проблем, связанных с достоверным определением его характеристик в процессе эксплуатации без изменения режима работы ГПА и МГ. Получение достоверных значений параметров эффективности газотурбинного привода в режиме его эксплуатации является актуальной задачей.

По мнению автора статьи [1], для КС МГ очень остро стоит необходимость в постоянном мониторинге технического состояния ГПА. Для этого на основании действующих отраслевых стандартов ООО «Газпром» разработаны современные методы и диагностические модели с использованием штатных измерений термодинамических параметров ГПА. Целью всех существующих методов диагностики технического состояния является определение мощности, необходимой для обеспечения заданной производительности газотранспортной системы. В статье [2] описаны основные методологические проблемы оценки мощности ГПА по штатным интегральным показателям. Вынесены предложения по их решению и представлены результаты расчетов с использованием данных, полученных при проведении комплексных обследований. Приведены новые возможности применения результатов теплотехнических расчетов. В работе [3] рассматривается определение оптимальной методики расчёта мощности ГПА-25И. По результатам теплотехнических испытаний центробежного нагнетателя PCL28-804-2 полученные данные сопоставляются и уточняются с результатами мощности ГПА, полученными с помощью альтернативного бесконтактного измерителя крутящего момента (БИКМ). Далее составляется методика оценки технического состояния ГПА с использованием его заводских характеристик и штатных эксплуатационных замеров. В данной статье значение мощности ГПА-25И, полученное с помощью БИКМ

является эталонным показателем, по которому происходит определение и уточнение вводимых в методику коэффициентов.

В расчетах эффективной мощности методами «Оргтехдиагностика», СТО Газпром 2-3.5-253-2008 (по внутренней мощности) и ООО «Газпром трансгаз Югорск» учитываются конструктивные особенности и техническое состояние основных узлов ГПА, наличие сведений о значениях точных составов природного газа для определения его теплофизических свойств, большого количества штатных измеряемых параметров, и тем не менее, на режиме пониженной мощности и ухудшении технического состояния двигателя разность между рассчитанными величинами эффективной мощности может достигать более 10% [4]. Объясняется это тем, что вышеуказанные методики являются косвенными. Необходимость регулярного и точного (в пределах 1%) определения мощности ГПА встала на повестку дня в связи с реализацией программы диагностического обслуживания КС МГ.

Необходимость наличия данных о текущей мощности ГПА в процессе эксплуатации, определяется тем, что мощность агрегата выступает параметром, от которого зависят такие показатели эффективности, как производительность ЦН ПГ, его КПД, расход топлива и коэффициенты технического состояния ГПА. На сегодняшний момент времени текущее показание мощности ГПА не определяется, оно является расчетным параметром. Погрешность определения мощности зависит от многих факторов и может достигать неприемлемых величин. Как показал анализ оценки погрешности измерения определение мощности с помощью измерения крутящего момента и частоты вращения СТ предпочтительно. Данный способ имеет высокую точность, надежность полученных результатов при минимальном числе измеренных параметров. Но данный способ применим только на заводах изготовителях ГТУ, при сдаточных испытаниях. Измерения мощности ГТД в процессе эксплуатации данным способом не проводятся. Наличие достоверных данных мощности привода ГПА в режиме эксплуатации необходимо для управления и оптимизации загрузки ГПА и своевременного технического обслуживания по состоянию. Таким образом, к настоящему времени назрела необходимость, и полностью сформировались условия для перехода от расчёта мощности к её определению с использованием БИКМ.

Одновременно с развитием газотурбинных двигателей развивались методы и устройства для измерения мощности. Измерительные устройства, предназначенные для измерения крутящего момента на валу испытываемых газотурбинных двигателей, включают три основных типа динамометров [5]: редукторные, тормозные, крутильные. *Редукторные динамометры* не поглощают мощность. Обычно они представляют собой шестеренчатый редуктор с балансирным корпусом, на который действует момент, равный разнице между моментами на входном и выходном валах. Редуктор характеризуется своим КПД, который в определенной степени определяет точность измерения крутящего момента. *Крутильные динамометры* также, как и редукторные, устанавливаются между испытуемым двигателем и потребителем мощности, но, в отличие от редукторных, измеряют передаваемый крутящий момент без энергетических потерь. Измерение крутящего момента с помощью тормозных устройств имеют большую инерционность. Для ГПА характерно быстрое изменение нагрузки (мощности и частоты вращения) и, следовательно, использование тормозных устройств любого типа не приемлемо.

Для ГПА, как правило, применяются электрические измерители крутящего момента, обладающие меньшей инерционностью. Такие динамометры разделяют на следующие подгруппы: приборы с датчиками на вращающемся валу, приборы с датчиками вне вращающегося вала, тензометрические преобразователи крутящего момента, телеметрические системы для измерения крутящего момента, магнитоупругие преобразователи крутящего момента [6]. На рисунке 1.а показан торзиометр с проволочными преобразователями. Устройство состоит из упругого вращающегося вала 1, на котором установлен измерительный мост из тензодатчиков; токосъемника (или устройства для бесконтактной передачи информации) 3, усилительной аппаратуры 4. При передаче крутящего момента через

усилительный вал 1 в последнем возникают деформации кручения, которые приводят к образованию тока разбаланса в диагоналях измерительного моста 2. Полученный электрический сигнал поступает в усилительно-измерительную аппаратуру.

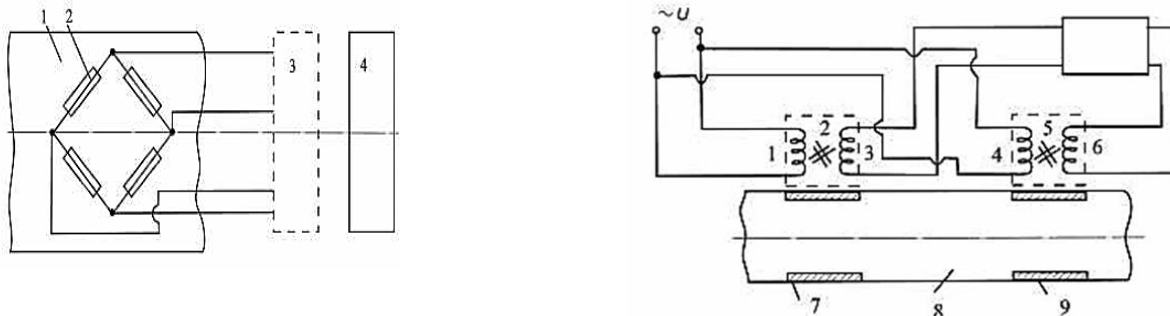


Рис. 1. Схема установки торзиометров

а) торзиометр с тензометрическими преобразователями: 1-вал; 2- тензодатчик; 3- токосъемника, установленный на обмотка; 4 – усилитель, установленный на статоре.

б) торзиометр с магнитоанізотропними датчиками: 1, 4 - намагнічуюча обмотка; 2, 5 - магнітопровідний датчик; 3, 6 - вимірювальна обмотка; 7, 9 - магнітоанізотропний шар; 8 - вал.

На рисунке 1.б показан измеритель крутящего момента, снабженный магнитоупругими элементами [6]. При приложении к валу 8 крутящего момента вследствие упругих деформаций вала деформируются закрепленные на нем магнитоанізотропные слои 7 и 9. При этом изменяется их магнитная проницаемость: на растягиваемых участках увеличивается, а на сжимаемых уменьшается. Изменение магнитного поля на поверхности магнитоанізотропных слоев вызывает изменение электродвижущих сил в измерительных обмотках 3 и 6, которые совместно с намагничивающими обмотками 1 и 4 размещены на магнитопроводных датчиках 2 и 5. Недостатком электрических измерителей крутящего момента является то, что их точность, как правило, ниже точности гидротормозов.

Единственным способом текущего мониторинга мощности в процессе эксплуатации ГПА есть бесконтактное измерение крутящего момента и частоты вращения ротора между СТ и ЦН, в основе которого заложен эффект изменения сопротивления тензометров при воздействии на них деформирующих напряжений. С учетом высоких требований промышленной безопасности при эксплуатации ГПА, которые определяются наличием газовой среды в отсеке нагнетателя, высокими температурами в отсеке турбины ГПА, присутствием масляного тумана вблизи опор подшипников, установка датчиков измерения крутящего момента и частоты вращения проблематична. Для современного измерителя крутящего момента представляются высокие требования в надежности эксплуатации, значительном ресурсе и точности измерения во всем диапазоне работы. Нормативной документацией ООО «Газпром» для вновь строящихся компрессорных цехов (КЦ) уже введено требование постоянного мониторинга мощности ГПА. Соответственно началась разработка системы автоматического управления агрегатом по измеряемой мощности ГПА. Так ГПА «Ладога-32» снабдили измерителем крутящего момента системы Torquetronik [7]. Для данного измерителя мощности погрешность измерения крутящего момента в диапазоне 20-40 кНм гарантированная заводом изготовителем составляет 1%. Измеритель крутящего момента системы Torquetronik относится к измерителям фазометрического типа сложной конструкции. Несмотря на внедрение данной системы измерения в эксплуатацию, система автоматизированного управления ГПА осталась типовой, так как возникли проблемы с поверкой получаемых измерений. Этот срок для данного типа измерителя составляет 1 год, и поверка датчиков может производиться только на заводе-изготовителе системы Torquetronik.

Стоимость поверочного стенда составляет несколько десятков тысяч евро. Поверительных машин для данного типа измерителя в России нет.

На сегодняшний день на компрессорных станциях МГ применяются ГПА с единичной мощностью от 6 до 32 МВт. Наиболее распространенная мощность 16 МВт. Для выше указанных ГПА, с мощностным рядом от 6 до 24 МВт, определены величины крутящих моментов с частотой вращения ротора нагнетателя до 10000 об/мин.

Для подбора измерителя момента с соответствующими характеристиками, построена графическая зависимость (рисунок 2) крутящего момента от частоты вращения ротора, рассчитанного по формуле:

$$M_{кр} = \frac{N}{2\pi n_{вал}}$$

где: $M_{кр}$ - крутящий момент на валу вала, кН м; n - частота вращения ротора двигателя, c^{-1} .

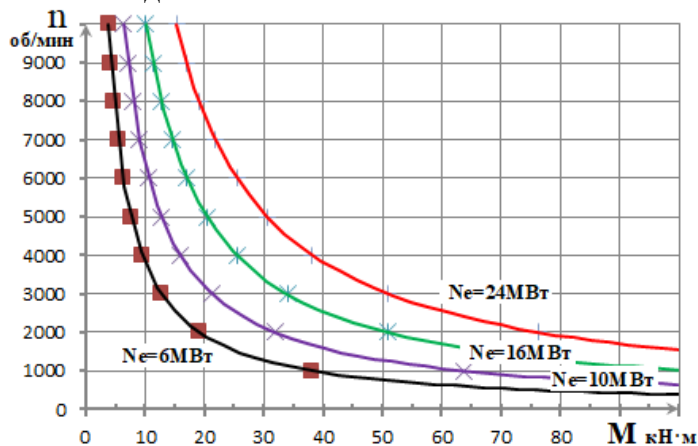


Рис. 2. Зависимость крутящего момента M на валу от частоты вращения n

Для ГПА, в качестве привода нагнетателя, применяются конвертируемые ГТД авиационного типа. Для таких ГТД характерны конструктивно-функциональные полые, гибкие ротора, способные компенсировать тепловые расширения от турбины. Промежуточный вал передает крутящий момент от силовой турбины (СТ) газотурбинного двигателя к рабочему колесу центробежного нагнетателя (ЦН) природного газа. Промвал проходит через стенку укрытия отсека двигателя и нагнетателя и состоит из упругой муфты с диафрагмой со стороны ротора свободной турбины, самого вала, шлицевой эластичной муфты со стороны ротора нагнетателя и внешнего корпуса промвала, находящегося в отсеке нагнетателя. Общий вид промвала между СТ и ЦН представлен на рисунке 3. Конструкция упругой муфты с диафрагмой, стыкуемая с СТ, работает в зоне высоких температур, позволяет компенсировать расцентровку ротора, возникающую от тепловых расширений ротора СТ, а также позволяет компенсировать радиальные и осевые смещения, возникшие при неточности в монтаже и гасит вибрации и резонансные колебания, возникающие в процессе работы агрегата. Другая часть ротора, стыкуемая с ЦН шлицевой эластичной муфтой, должна обеспечить соосность при всплытии ротора нагнетателя под действие масляного клина, необходимого для работы подшипников скольжения ротора ЦН ПГ. Эластичные муфты крепятся 24 призонными болтами, которые обеспечивают не только центровку, но и передачу крутящего момента.

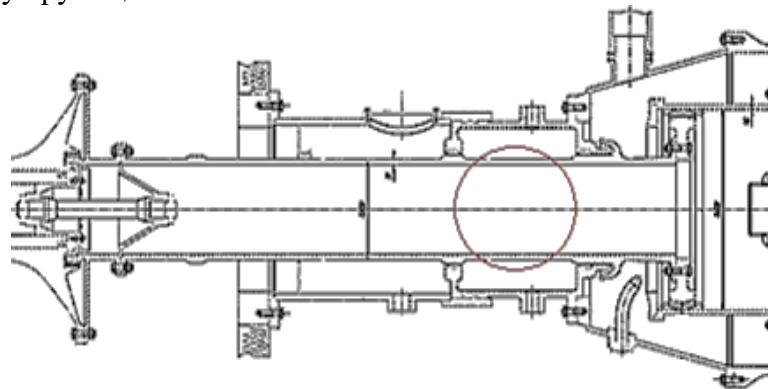


Рис. 3. Общий вид промвала

От воздействия внешних факторов промвал защищён корпусом. Корпус представляет собой клепано-сварной узел, имеющий два фланца, изготовлен из листа толщиной 2 мм стали 12Х18Н9Т. Корпус после центрирования закрепляют первым фланцем с помощью болтов к разделительной стенке, второй фланец крепят к корпусу нагнетателя. Корпус промвала состоит из двух камер, разделенных лабиринтным уплотнением. Кольцевая полость между оболочками корпуса и промвала продувается воздухом от ресивера, для снижения температурных расширений. Воздух поступает в две разделенные лабиринтными уплотнения полости через специальные отверстия. Установка бесконтактного измерителя момента возможна во вторую полость, место установки обозначено на рисунке 3. Так как, тарировка измерителя крутящего момента возможна только с помощью заводского тарировочного стенда, то конструкция промвала с установленным БИКМ, должна предусматривать быструю переустановку отарированных измерителей, без длительного останова ГПА.

Анализ рассмотренных по принципу действия измерителей крутящего момента показал, что наиболее подходящими являются измерители, основанные на использовании эффекта изменения сопротивления тензорезисторов при воздействии на них деформирующих напряжений. Конструктивно такие измерители состоят из вращающегося ротора, неподвижного статора и блока обработки информации. На измерительном участке ротора, между двумя присоединительными муфтами, устанавливаются тензорезисторы, соединённые по мостовой схеме. Чтобы избежать влияния на измеряемые параметры температуры трения БИКМ должен иметь присоединительные фланцы, которые обеспечат отсутствие собственных подшипников. По мнению авторов [8] бесконтактные датчики крутящего момента фланцевого типа обладают высокой чувствительностью, имеют высокостабильные характеристики и позволяют измерять крутящий момент при частоте вращения до 10000 об/мин. С помощью жестких муфт фланцевого типа измеритель крутящего момента крепится на промежуточном вале между СТ и ЦН. Так же благодаря наличию таких муфт с помощью призонных болтов производится центровка и передача крутящего момента. Компоновка бесконтактного измерителя момента и частоты вращения с промвалом показана на рисунке 4 и 5.



Рис. 4. Компоновка промвала и бесконтактного измерителя момента и частоты вращения (3D-модель)

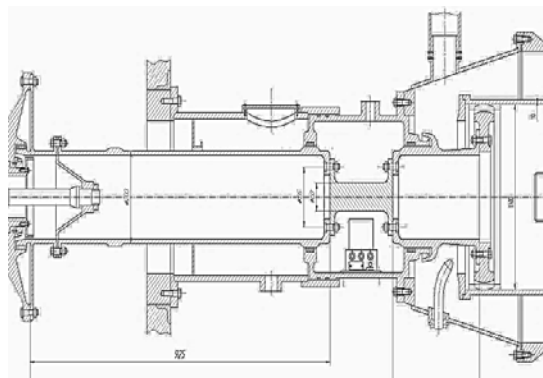


Рис. 5. Промвал ГПА-Ц-16 с БИКМ М-106М-50000-1

В нижней части корпуса статора устанавливается электронный блок и катушка бесконтактной связи с ротором. Тензометрические датчики крутящего момента преобразуют скручивание измерительного вала в соответствии с моментом в электрический сигнал. Сигнал от тензорезисторов, передается на блок обработки информации. Переданные на стационарную часть сигналы крутящего момента и частоты вращения ротора конвертируются

в аналоговые выходные сигналы, поступающие на регистрирующее устройство. Для обеспечения незначительного коэффициента температурного расширения тензорезисторы выполняют из нихрома. Результат измерений поступают в блок обработки, который может быть подключен к системе автоматического управления ГПА. Конструкция измерителя крутящего момента, предусматривает изолирование тензорезисторов, для ограничения доступа к измерительным частям для предотвращения нарушения настройки датчиков и искажения результатов измерений.

Питание к тензомерам подается посредством вращающегося трансформатора. Питание от катушки статорной части подается на катушку роторной части и далее к тензорезисторам. Как указывают авторы [2], питание с помощью вращающегося трансформатора остается стабильным при изменении зазора между роторной и статорной частями от t 0.5 до 2.5 мм. Изменение зазора в процессе эксплуатации ГПА при наличии допустимых по техническому регламенту вибрации и биения вала, температурных расширений укладывается в данный диапазон.

Метод бесконтактного измерения крутящего момента и частоты вращения (отсутствие щеток и контактных колец), увеличивает поверочный срок эксплуатации датчиков. Применение метода бесконтактного питания измерителя (отсутствие токосъемных колец) уменьшает массу измерителя, что повышает прочностные характеристики самого провала с измерителем. Наличие усилителя сигнала дает возможность непосредственно регистрировать его на устройстве записи и индикации в системе сбора и обработки данных для мониторинга технического состояния ГПА. Поэтому, бесконтактные измерители крутящего момента можно рекомендовать в системе контроля и управления ГПА. В соответствии с указанными требованиями осуществлен подбор бесконтактных измерителей крутящего момента для возможного применения на ГПА-Ц-16СТ (таблица 1).

Таблица 1. Технические характеристики БИКМ

№	Название прибора, производитель	БИКМ М-106М-50000-1 "Космос-Нефть-Газ", Воронеж
1	Максимальная частота вращения, об/мин	8000
2	Номинальный крутящий момент, кН·м	50
3	Момент инерции, кг·м ³	0,006
4	Предел допускаемой погрешности измерения	±0,1%
5	Масса, кг	8,6

С учетом конструктивных особенностей бесконтактных измерителей наиболее подходящим по габаритным размерам является БИКМ М-106М-50000-1. Он состоит из неподвижного статора, вращающегося ротора и блока обработки информации. Принцип его действия основан на использовании эффекта изменения сопротивления наклеенных на измерительный участок по мостовой схеме тензорезисторов, при воздействии на них деформирующих напряжений. На измерительном участке ротора крепятся электронный блок и катушка бесконтактной связи со статором. Специально для измерителя БИКМ М-106М-50000-1 разработана конструкция провала (рисунок 5) . Измеритель устанавливается и крепится к провалу на участке между лабиринтными уплотнениями во второй камере корпуса, так в эту камеру поступает воздух из ресивера и температура в зоне измерительного участка не более 40 °С.

БИКМ М-106М-50000-1 крепится к провалу с помощью жестких фланцевых муфт и центруется с помощью призонных болтов. В нижней части корпуса устанавливается и крепится катушка связи, напротив катушки ротора. Сигнал, пропорциональный приложенному крутящему моменту, передается со статора на блок обработки информации. Подвод воздуха из ресивера делится на два канала и смещается с нижней точки по окружности

на 30° от вертикального положения, для создания равномерного температурного поля по обе стороны блока обработки информации. Отверстие для подвода воздуха в нижней точке заглушается, для установки катушки связи статора. В соответствии с заводскими техническими условиями поверка БИКМ М-106М-50000-1 осуществляется по документу МП 58-231-2011 «ГСИ. Измерители крутящего момента силы бесконтактные БИКМ М-106. Методика поверки», утвержденному ФГУП «УНИИМ».

Получаемые в ходе непрерывного мониторинга данные мощности позволяют:

- 1) на этапе первого пуска двигателя точно определить в стационарных условиях мощность, заявленную заводом изготовителем;
- 2) на этапах вывода и ввода после технического обслуживания двигателя оценить степень износа оборудования и качество проведенных ремонтных работ;
- 3) в процессе эксплуатации, по мере наработки проводить настройку топливного клапана, корректировки коэффициентов дроссельной характеристики ГТД;
- 4) использовать достоверные значения мощности в диагностических моделях ГПА, для оценки его технического состояния.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Кичатов В.В.* Особенности оптимизации режимов работы газоперекачивающих агрегатов в системах компримирования компрессорных станций // Территория Нефтегаз. 2012 - №5. – с. 16-19.
2. *Виноградов С.М., Гаранин И.В., Кульчихин В.Г., Леонтьев М.К., Потапова О.Ю., Шабает В.М.* «Стендовые системы для испытаний приводов ГПА» / (<http://www.turbinist.ru/page,8,5438-standovye-ispytaniya-gpa-v-usloviyah-remontnogo-predpriyatiya.html>).
3. Газовая промышленность. Смирнов Е.А., Толстихин Ю.Ю., Блинов Ф.В., Шишов А.В.. «Решение актуальных задач параметрической диагностики ГПА ГТК-25ИР»./2018 №2 (764) с.63-65
4. *Стельмах М.В. Кривошеев И.А. Горюнов И.М.* «Совершенствование методов технической диагностики газоперекачивающих агрегатов с авиационным газотурбинным приводом АЛ-31СТ(Н)»/ (<https://www.science-education.ru/ru/article/view?id=19028>).
5. *Одинец, С.С.* Средства измерения крутящего момента / С.С. Одинец, Г.Е. Топлин - М.: Машиностроение, 1977. - 160 с.
6. *Кац, С. М.* Балансирные динамометры для измерения вращающегося момента / С. М. Кац. - М.: - Госиздат, 1962. - 144 с.
7. Газовая промышленность. Избаш В.И., Жиленко В.Д., Родин С.Г., Хритин А.Г. «Совершенствование методов расчета теплотехнических показателей ГТД при комплексных обследованиях ГПА» 20018 - №6. – с. 43-46.
8. Газотурбинные технологии. Опыт эксплуатации бесконтактных измерителей крутящего момента БИКМ М-106М в составе ГПА на КС ОАО «Газпром» / Шевцов А.П., Гоптарев В.И., Деревенец О.В., Сушков В.Н. // 2011 - №2. – с. 18-21.

**ПОВЫШЕНИЕ ТЕКУЧЕСТИ БИТУМА ДЛЯ СЛИВА С
ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОЙ ЦИСТЕРНЫ***П.О.Зубков**Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

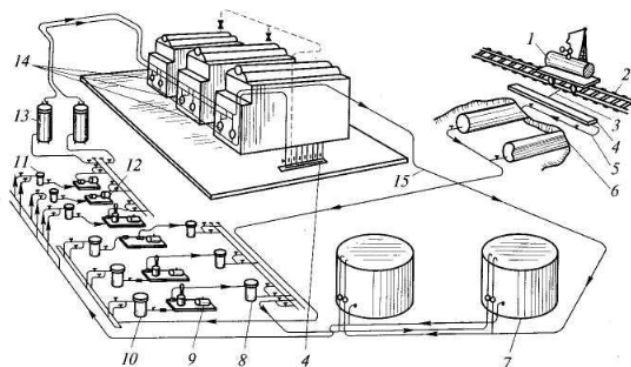
В настоящее время схемы циркуляционного разогрева высоковязких и застывших продуктов в ж/д цистернах основаны на откачке продукта у дна цистерны, разогреве во внешнем теплообменнике и возврате разогретого продукта в цистерну в виде высоконапорных струй через стационарные сопла, расположенные, преимущественно, в нижней части цистерны.

Отличие предлагаемой схемы от всех существующих заключается в том, что разогретый во внешнем теплообменнике продукт разделяется на два потока, один из которых затопленной низконапорной струей подается в верхнюю область цистерны и всплывает на поверхность холодного продукта, а второй подается непосредственно в канал отбора продукта из цистерны в систему циркуляции. Таким образом, в отличие от всех других схем циркуляционного разогрева в предлагаемой схеме содержится два контура циркуляции.

Следует также отметить, что разогрев открытым паром значительно снижает коммерческую ценность топлива, делая перевалку тяжелых нефтепродуктов экономически нецелесообразной. Также применение открытого пара приводит к недоиспользованию тепловой энергии.

Битумное хозяйство

Битум незаменимая составляющая строительства. Благодаря своим уникальным характеристикам, битум надежно закрепился в строительной промышленности. Его практичность, долговечность и дешевизна не оставляют ни единого шанса альтернативным стройматериалам. В основном битум доставляется железнодорожным транспортом, автоцистернами, нефтеналивными судами. При доставке битума железнодорожным транспортом битумное хозяйство включает в себя следующие сооружения и устройства: сливную эстакаду с промежуточной емкостью; битумохранилища; битумонасосную станцию; систему битумопроводов между емкостями битума, битумонасосной и котельными установками; устройства для подогрева битума; установки для приема, хранения и ввода в битум жидких присадок. Схема битумного хозяйства приведена на рис.1. Слив битума из цистерн проводится через нижний сливной прибор в межрельсовые желоба. Битум из приемных резервуаров перекачивается погружными нефтяными насосами в основные резервуары для хранения. Для подогрева битума в приемных и основных резервуарах до 70°C обычно используют трубчатые подогреватели поверхностного типа, обогреваемые паром.



*Рис. 1. Схема битумного хозяйства с наземным битумохранилищем:
 1–железнодорожная цистерна; 2–эстакада; 3–переносный лоток; 4–сливной
 желоб; 5–отводящая труба; 6–приемная емкость; 7–битумохранилище; 8, 11 –
 фильтры тонкой очистки; 9, 12–насосы; 10–фильтр грубой очистки; 13 –подогреватели;
 14 –горелки котлов; 15 –линия рециркуляции*

Для слива битума из цистерн применяют следующие способы повышения его текучести:

- открытым паром, в цистерну вводят штангу, через которую подают пар до момента разжижения битума;

- рециркуляционным подогревом, прогревают отверстие в центре цистерны и затем битум центробежным насосом прокачивают через наружный теплообменник для подогрева топлива до температуры на 10... 20°С ниже температуры вспышки и подают к брандспойту, установленному в цистерне; рециркуляцию проводят до полного слива битума из цистерны;- паром, подаваемым в цистерны,

- в цистерны, оборудованные паровой рубашкой, подают пар, в результате чего стенки корпуса нагреваются до температуры 80 °С и холодный битум, прогреваясь, начинает стекать по горячей поверхности к сливному патрубку;

- слив битума под избыточным давлением–на люк колпака цистерны устанавливают съемную крышку, имеющую специальные патрубки, через которые подается водяной пар или сжатый воздух;

- виброподогрев позволяет существенно повысить эффективность прогревания битума, контактирующего с вибрирующей поверхностью нагрева, вводимой в цистерну;

- индукционный подогрев осуществляется с помощью пропускания электрического тока через катушку; возникающие при этом токи Фуко разогревают цистерну;

- электрический подогрев выполняется с помощью установленных с двух сторон цистерны двух электрорефлекторов; недостатком способа является большой расход электроэнергии.

ИЗМЕНЕНИЕ СВОЙСТВ ПАРАФИНОСОДЕРЖАЩИХ ЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕЙ ПРИ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ

В.А. Вишняков, Г.М. Орлова

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия,

vas.vishnyakov@gmail.com

Застывающие нефти характеризуются высоким содержанием парафина. В трубопроводной практике под парафином понимается смесь парафинов различного состава. Парафины - предельные углеводороды метанового ряда (C_nH_{2n+2}).

Начиная с $C_{14}H_{30}$ и выше парафины имеют положительную температуру застывания, достигающую до $+70\text{ }^\circ\text{C}$ ($C_{32}H_{66}$). Отсюда следует, что при охлаждении парафиновых нефтей в них постепенно начинается выделение различных по химическому составу парафинов в виде отдельных кристаллов.

Увеличение количества выделяющегося парафина приводит к образованию пространственной структурной решетки парафина в нефти, в ячейках которой, иммобилизована жидкая часть нефти.

Прочность структурной решетки парафина возрастает как за счет выделения из нефти дополнительного количества твердого парафина, так и за счет повышения вязкости жидкой фазы нефти.

Механизм образования структурной решетки парафина заключается не только в непосредственном росте кристаллов парафина за счет их вставания, но и во взаимодействии оболочек, окружающих кристаллы парафина.

Поскольку, на практике, «застывание» нефтей происходит при содержании парафина в них даже при 10 %, следует считать основным в формировании структурной решетки парафина, образование в объеме нефти коагуляционных структур, взаимодействующих через адсорбционные слои.

1. Структурообразование в нефти является сложным процессом. На его протекание, и в дальнейшем на прочность парафиновой структуры влияет не только количество парафина, но и наличие в нефти асфальто-смолистых веществ, а также условия нагрева и охлаждения нефти.

2. На рис. а и рис. б представлены микрофотографии парафиновой нефти в проходящем свете, на которых темные включения - кристаллы парафина или их конгломераты

3. Следует отметить, что содержание парафина в нефти одинаковое (18 %), а температура застывания связана с размером и количеством кристаллов парафина в нефти.

4. На рис. а мелкие кристаллы парафина равномерно распределены по объему нефти, что способствует созданию прочности структурной решетки парафина.

5. На рис. б за счет проведенного процесса регулируемой термообработки нефти кристаллы парафина образовали достаточно крупные конгломераты, не способные создать прочную структурную решетку по всему объему нефти.

При понижении температуры и выделении из нефти парафина она начинает приобретать неньютоновские свойства (т.е. вязкость ее начинает зависеть от градиента скорости). При достижении определенной температуры, когда количество выделившегося парафина достаточно велико и способствует возникновению парафиновой решетки, нефть начинает представлять собой вязко-пластичную систему, проявляющую свойства твердого тела.

Таким образом особенности поведения парафиновых нефтей при их трубопроводном транспорте объясняется их особыми реологическими свойствами.



Рис а.



Рис б.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дегтерёв В.Н., Пименов А.В. Возобновление перекачки застывающих парафиновых нефтей после длительной остановки трубопровода. 2016. 25 с.
2. Шрамм Г. Основы практической реологии и М.: Колосс 2003, 311 с.
3. Дегтярев В.Н., Диденко В.С. Прибор для измерения начального напряжения сдвига парафиновых нефтей. Нефтяное хозяйство. 1973. 58-60 с.

УДК 621. 81

ПРОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ КЛЕММОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ С НАТЯГОМ

И.А.Кокорев

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия*

e-mail: ig.kokorev52@yandex.ru

В данной статье рассматривается выбор клеммовых соединений с учетом натяга посадки. Соединения проверяются расчетом напряженно-деформированного состояния в системе ANSYS Workbench их 3D-моделей, построенных в системе КОМПАС- 3D. В качестве примера выполнен расчет клеммовых соединений с прорезью. В результате расчетов получено деформированное состояние моделей соединений в целом, распределение контактных давлений, эквивалентных и касательных напряжений. Результаты работы могут быть использованы для проверочного расчета и окончательного конструктивного оформления валов. Развитие данного подхода позволит выбирать клеммовые соединения с более точным учетом условий их работы.

Ключевые слова: *выбор, проверочный расчет, клеммовое соединение, натяг.*

Соединения типа вал-ступица широко используются в различных машинах и механизмах. Актуальным для проектирования таких соединений является вопрос влияния натяга посадки деталей на их долговечность и прочность.

Клеммовые соединения – соединения типа вал-ступица, в которых детали удерживаются от относительного перемещения по соосным цилиндрическим поверхностям за счет сил трения, обусловленных затяжкой винтов, применяются для передачи вращающего момента и осевой силы между валами и ступицами различных деталей (кривошипов, тяг,

установочных колец, зубчатых колес, шкивов, муфт и др.). В мотор-редукторах клеммовые соединения применяются для передачи вращающего момента между валом двигателя и валом редуктора.

Клеммовые соединения допускают установку ступицы в произвольном угловом и осевом положении по длине вала. Применяются соединения, в которых ступица имеет прорезь или разъем. Размеры деталей соединений (вала и ступицы) выполняются под посадку с зазором или натягом.

В данной работе предлагается выбор клеммовых соединений вала со ступицей проверять расчетом напряженно-деформированного состояния модели узла, состоящей из вала, колеса (ступицы) с прорезью или разъемом и винта (винтов). Для расчета используется система ANSYS Workbench. Геометрическая модель узла строится в системе КОМПАС-3D.

В качестве примера выполнен уточненный расчет клеммового соединения с прорезью, нагруженного вращающим моментом $T=24\text{Нм}$, с диаметром и длиной посадочной поверхности соответственно 22мм и 42мм, для двух посадок с натягом $\delta_1=0,0004\text{мм}$ и $\delta_2=0,016\text{мм}$. Винт М8×20 10.9 ГОСТ11738-84 затягивался силой $F=2400\text{Н}$.

Материал вала и ступицы – сталь 45, термообработка улучшение, предел текучести $\sigma_T=540\text{МПа}$.

В ходе работы программы получено деформированное состояние узлов в целом, распределение контактных давлений и эквивалентных и касательных напряжений по всем деталям соединений, учитывающее влияние их взаимодействия и посадок.

На рис.1 и 2 показаны основные этапы решения задачи для соединения с натягом посадки $\delta_1=0,0004\text{мм}$: конечно-элементная модель; заделка – фиксация на наружной цилиндрической поверхности ступицы и равенство нулю нормального перемещения на торце вала; нагрузка – вращающий момент, приложенный на грани удаленного торца вала, и сила затягивания винта; полное перемещение; распределение эквивалентных и касательных напряжений и контактных давлений. Максимальное значение полного перемещения вала $u_{max}=0,011561\text{мм}$, ступицы $u_{max}=0,010196\text{мм}$, винта $u_{max}=0,010811\text{мм}$. Максимальное эквивалентное напряжение возникает в винте и равно $\sigma_{экр}=141\text{МПа}$. Во всех деталях максимальное эквивалентное напряжение меньше предела текучести материала. Максимальное значение касательных напряжений в вале $\tau_{max}=12,517\text{МПа}$. Максимальное контактное давление на цилиндрической поверхности вала $\rho_{max}=90,038\text{МПа}$, на цилиндрических поверхностях отверстия под вал в ступице $\rho_{max}=245,96\text{МПа}$, на поверхности ступицы под головкой винта $\rho_{max}=68,802\text{МПа}$ и на опорной поверхности головки винта $\rho_{max}=47,822\text{МПа}$.

На рис. 3 и 4 приведены результаты решения задачи для клеммового соединения с натягом посадки $\delta_2=0,016\text{мм}$. Максимальное значение полного перемещения вала $u_{max}=0,016494\text{мм}$, ступицы $u_{max}=0,038517\text{мм}$, винта $u_{max}=0,031735\text{мм}$. Максимальное эквивалентное напряжение возникает в ступице и равно $\sigma_{экр}=236\text{МПа}$. Максимальное эквивалентное напряжение в вале $\sigma_{экр}=101,5\text{МПа}$, в винте $\sigma_{экр}=187,16\text{МПа}$. Максимальное значение касательных напряжений в вале $\tau_{max}=15,445\text{МПа}$. Максимальное контактное давление на цилиндрической поверхности вала $\rho_{max}=155,96\text{МПа}$, на цилиндрических поверхностях отверстия под вал в ступице $\rho_{max}=269,75\text{МПа}$, на поверхности ступицы под головкой винта $\rho_{max}=65,87\text{МПа}$ и на опорной поверхности головки винта $\rho_{max}=59,86\text{МПа}$.

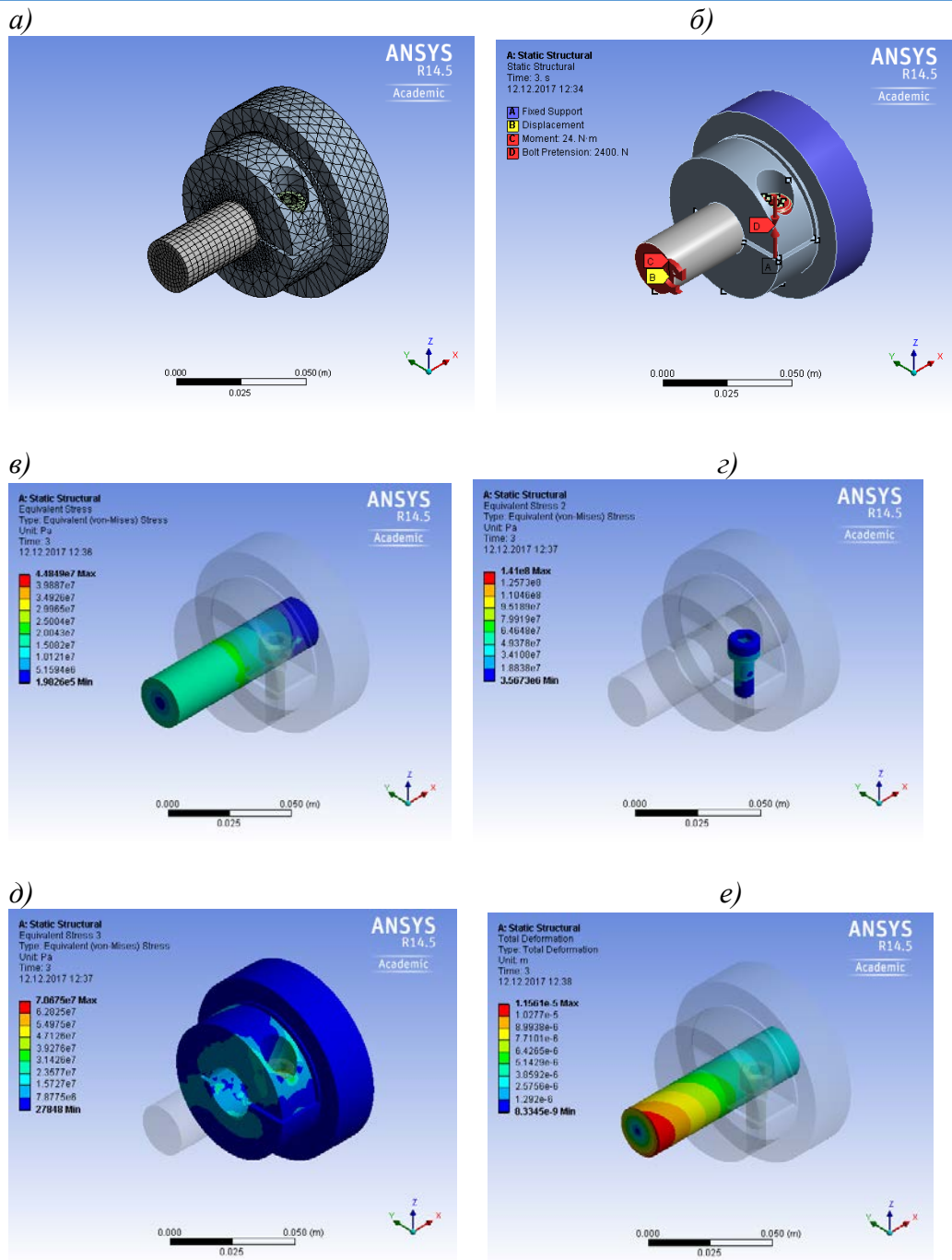


Рис.1. Результаты решения задачи для клеммового соединения с натягом $\delta_1=0,0004$ мм: а) – конечно-элементная модель; б) заделка и нагрузка; в) – эквивалентные напряжения в вале; г) – эквивалентные напряжения в винте; д) – эквивалентные напряжения в ступице; е) – полное перемещение вала

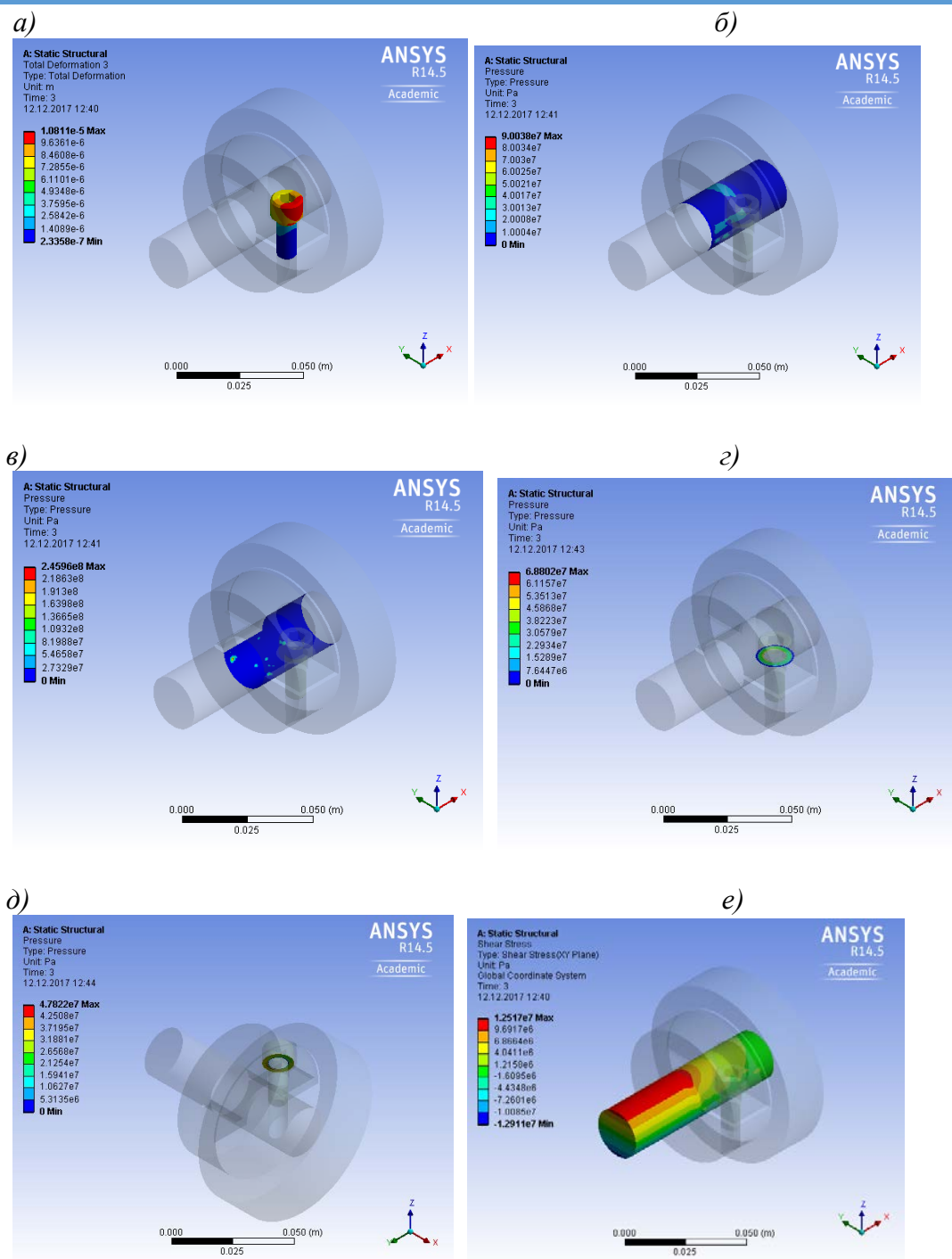


Рис.2. Результаты решения задачи для клеммового соединения с натягом $\delta_1=0,0004$ мм: а) – полное перемещение винта; б) – контактное давление на цилиндрической поверхности вала; в) – контактное давление на цилиндрической поверхности отверстия под вал в ступице; г) – контактное давление на поверхности ступицы под головкой винта; д) – контактное давление на опорной поверхности головки винта; е) – касательные напряжения в вале

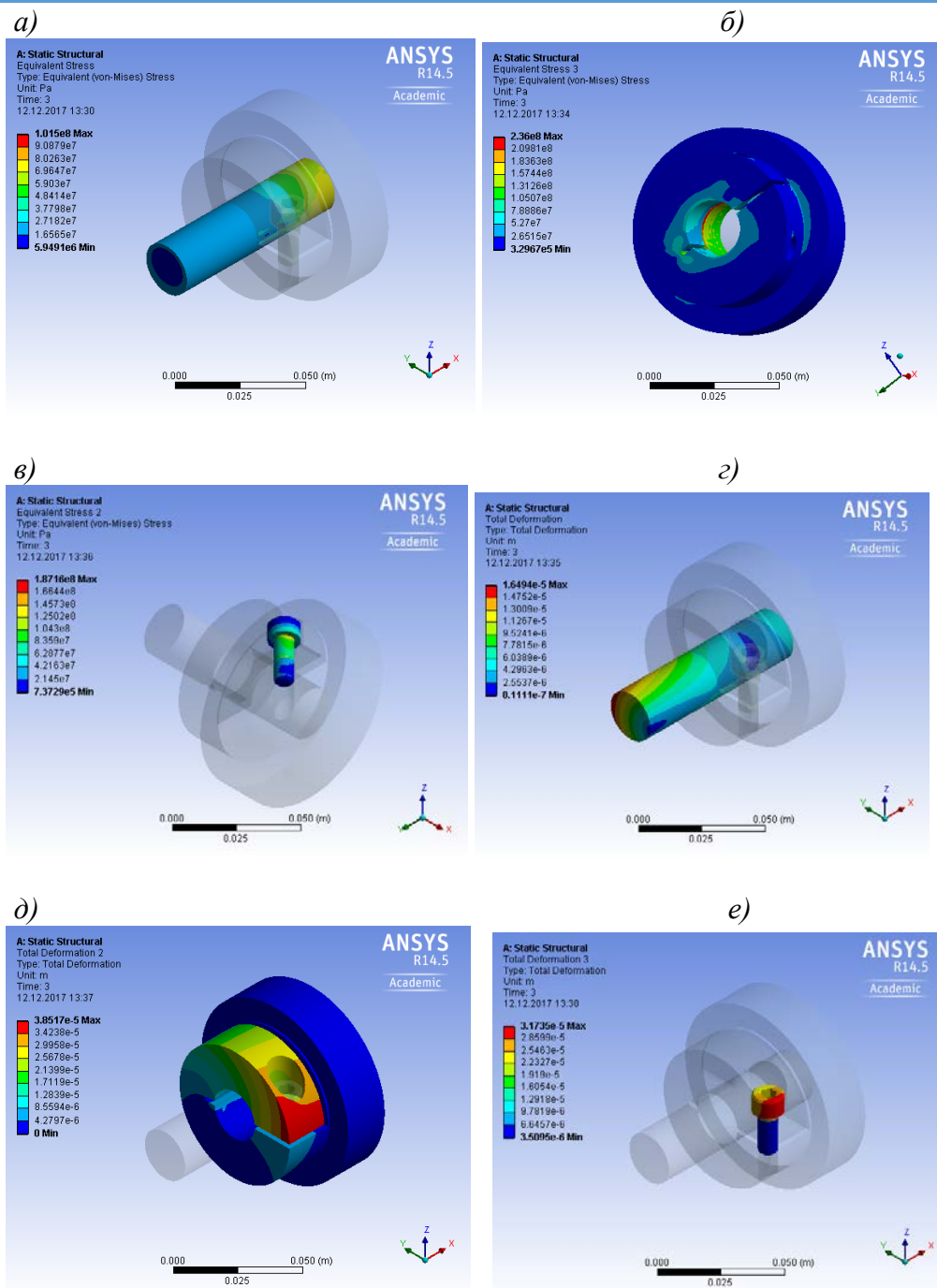


Рис.3. Результаты решения задачи для клеммового соединения с натягом $\delta_2=0,016$ мм: а) – эквивалентные напряжения в вале; б) – эквивалентные напряжения в ступице; в) – эквивалентные напряжения в винте; г) – полное перемещение вала; д) – полное перемещение ступицы; е) – полное перемещение винта

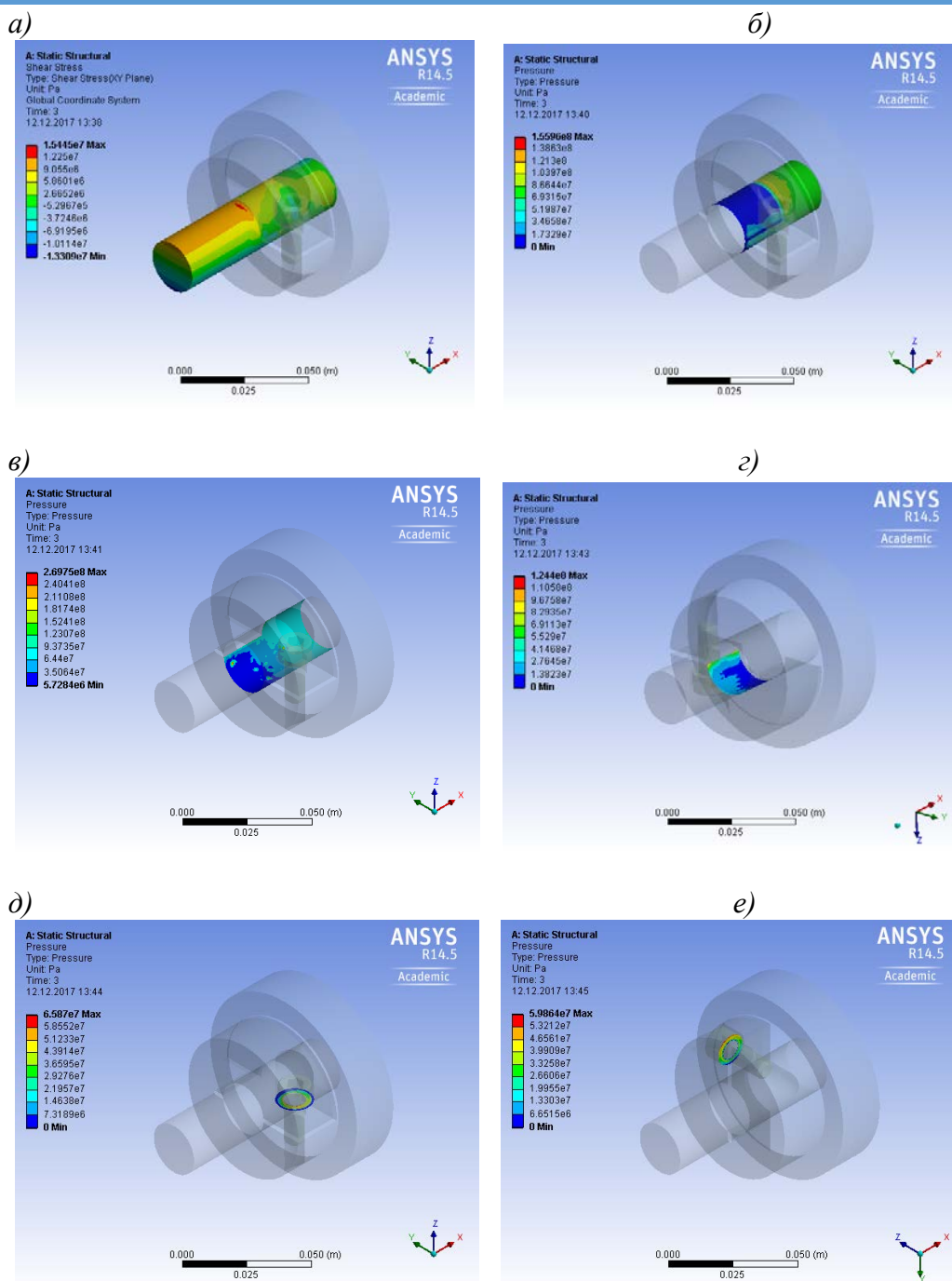


Рис.4. Результаты решения задачи для соединения с натягом $\delta_2=0,016$ мм: а) – касательные напряжения в вале; б) – контактное давление на цилиндрической поверхности вала; в), г) – контактное давление на цилиндрических поверхностях отверстия в ступице; д) – контактное давление на поверхности ступицы под головкой винта; е) – контактное давление на опорной поверхности головки винта

Таким образом, получено напряженно-деформированное состояние клеммового соединения вала со ступицей с учетом взаимодействия образующих его деталей и натяга.

Показано влияние натяга посадки на работу деталей клеммового соединения.

Полученные результаты могут быть использованы для уточненного расчета и окончательного конструктивного оформления валов. Развитие данного подхода позволит совершенствовать выбор клеммовых соединений с более точным учетом условий их работы.

ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНАЯ ПЕРЕКАЧКА СВЕТЛЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ*Н.С. Майоров, М.А. Истомова**Самарский государственный технический университет**Самара, Россия**Colia.maiorov@yandex.ru*

Изучены изменения физико-химических свойств авиакеросина ТС-1 и бензина АИ-95 с использованием буферного нефтепродукта в контактной зоне при последовательной перекачке по трубопроводу.

Основным видом трубопроводного транспорта светлых нефтепродуктов, бензинов, керосинов, дизельных топлив является последовательная перекачка прямым контактированием. Главным недостатком последовательной перекачки нефтепродуктов методом прямого контактирования является образование смеси перекачиваемых нефтепродуктов в местах их контакта [1,2].

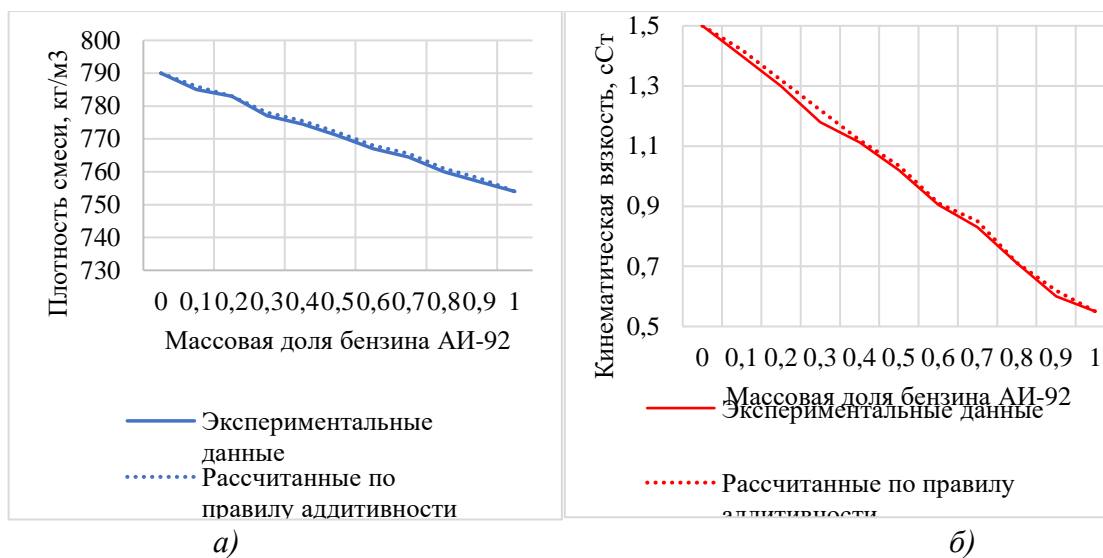
Рассмотрена перекачка авиационного керосина последовательно с дизельным топливом и бензином, помещая между перекачиваемыми нефтепродуктами буферную фракцию, состоящую из углеводородов, общих для авиационного керосина и дизельного топлива/бензина. Эту фракцию получают как продукт перегонки дизельного топлива или бензина в температурных интервалах, характерных для углеводородов, входящих в авиационные керосины.

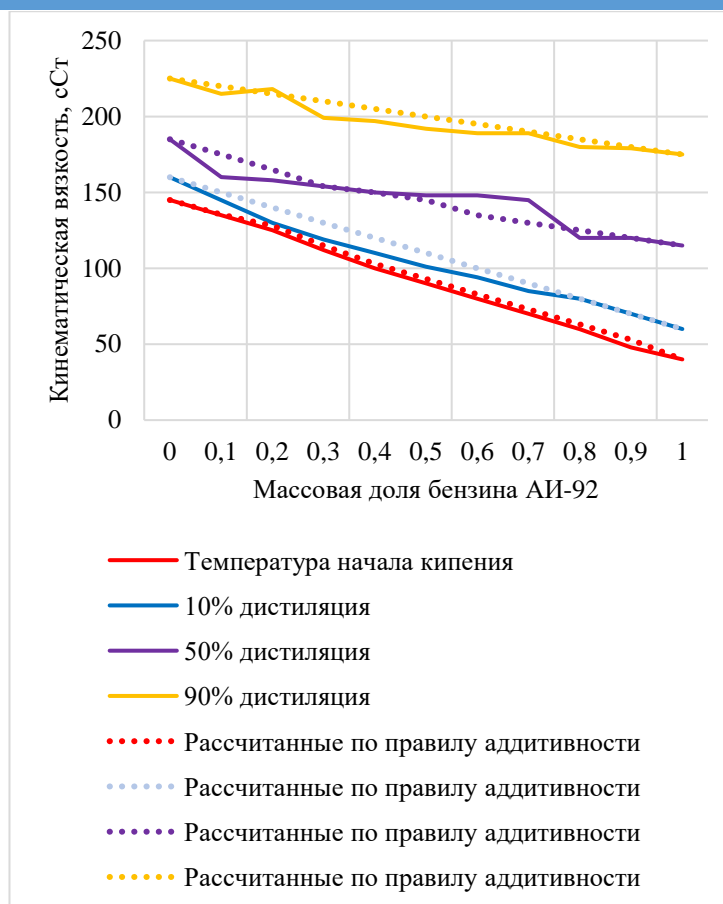
Наличие примеси одного нефтепродукта в другом изменяет фракционный состав каждого, в том числе температуры их начала и конца кипения. При перекачке нефтепродуктов, к качеству которых предъявляют особенно строгие требования, например такого как, авиационного керосина ТС-1, попадание в них незначительных примесей чужеродных углеводородов изменяет температуры помутнения и застывания, что является недопустимым [3]. Поэтому согласно технологическим условиям вся смесь таких топлив изымается из обращения или переводится в другой нефтепродукт, что приводит к значительным убыткам [4].

Применяемый в качестве разделительной фракции нефтепродукт получают в процессе перегонки одного из контактирующих нефтепродуктов в интервале температур выкипания углеводородов, общих для них обоих. При последовательной перекачке авиакеросина ТС-1, выкипающего в интервале температур от 150 до 250°, между партиями бензина АИ-95, выкипающего в интервале температур от 35 до 195°, буферным продуктом будет являться остаток после перегонки бензина АИ-95 при температуре кипения не ниже 150°. А при последовательной перекачке авиакеросина ТС-1, выкипающего в интервале температур от 150 до 250°, между партиями дизельного топлива Л-45, выкипающего в интервале температур от 190 до 360°, то буферным продуктом является дистиллят дизельного топлива Л-45, конденсируемый в приемнике-холодильнике после перегонки дизельного топлива при температуре не выше 250°С. Таким образом, всякий раз буферный продукт для разделительной пробки образуется углеводородами, общими для данной пары перекачиваемых нефтепродуктов, что показано на рис. 1.



Рис. 1. Определение буферного продукта





в)

Рис. 2. Изменение плотности (а), кинематической вязкости (б) и фракционного состава (в) смеси нефтепродуктов ТС-1 и АИ-95 в зависимости от содержания бензина АИ-95, мас. %

Результаты исследований физико-химических свойств смесей нефтепродуктов ТС-1 и АИ-95 представлены в табл. 1. Были построены графики зависимости изменения плотности, вязкости и фракционного состава смесей нефтепродуктов ТС-1 и АИ-95 от содержания бензина (рис. 2).

Как видно из рисунка, расчёты для рассматриваемых смесей по правилу аддитивности удовлетворительно описывают результаты измерений для плотности и вязкости. В случае фракционного состава наблюдаются отклонения измеренных значений от расчетных.

Исследования также показали, что при добавке в авиакеросин ТС-1 бензина АИ-95 в количествах до 5% не ухудшает качество авиакеросина, в количестве до 3% — вообще не отражается на его качестве.

Таблица 1

Показатели	3%			5%				Содержание бензина АИ-95 в смеси массовой доли					
	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,10	0,40	0,60	0,80	0,90	0,95	0,99
Температура кипения, °С:													
начальная	147	145	144	142	140	132	101	79	79	57	48	43	39
При перегонке 10%	161	159	156	155	154	145	114	98	98	84	77	73	69
При перегонке 50%	183	181	179	177	175	163	152	148	148	121	117	115	111
При перегонке 90%	223	223	222	221	220	215	195	191	191	180	178	176	173
Плотность при 20 °С, кг/м ³	789,5	789,1	788,7	788,2	787,6	786,9	785,1	774,3	785,5	785,1	756,4	755,8	754,7
Кинематическая вязкость при 20 °С,	1,501	1,484	1,467	1,451	1,442	1,434	1,401	1,414	1,411	1,401	0,629	0,59	0,559
Концентрация фактических смол, мг/100 см ³ топлива	0,384	0,383	0,381	0,379	0,376	0,371	0,369	0,344	0,325	0,301	0,258	0,243	0,235
Содержание общей серы, мас. %	0,068	0,068	0,067	0,066	0,066	0,065	0,060	0,045	0,038	0,035	0,034	0,033	0,032

Технологическая схема последовательной перекачки нефтепродуктов с разделительным буферным продуктом не требует использование специального оборудования. Для её реализации необходимы один или два свободных резервуара для введения в зону контакта транспортируемых нефтепродуктов расчетного объема буферной жидкости. Подобные операции уже применялись на практике. Данный способ позволяет осуществлять последовательную перекачку разносортных нефтепродуктов с высокой степенью сохранения их качества, поскольку состав буферной пробки схож с составом транспортируемых нефтепродуктов. Особенно способ эффективен для перекачки нефтепродуктов с повышенным требованием к качеству (топлива для реактивных двигателей).

Таким образом, важным являются эксперименты по получению подобных буферных продуктов и их использование для последовательной перекачки авиационных керосинов. Проведенные анализы должны проводиться одним стандартом ASTM D или ГОСТ. Если анализы проводятся разными стандартами, тогда результат должен соответствовать ГОСТ Р ISO 5725-2-2002.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Коршак А.А.* Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов / А. А. Коршак, А. М. Нечваль; Под ред. А. А. Коршака. СПб.: Недра, 2008. 488 с.
2. *Томина Н.Н.* Методы очистки нефтяных фракций: учебное пособие / Н.Н. Томина, Н.М. Максимов, А.А. Пимерзин. Самара: Самар. гос. техн. Ун-т, 2014. 293 с.
3. *Зоря Е.И.* О мировой практике последовательной перекачки нефтепродуктов / Е.И. Зоря, О.В. Лощенкова, Ю.К. Павловская // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2015. №6. С. 14-16.
4. *Ишмухаметов И.Т.* Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И.Т. Ишмухаметов, С.Л. Исаев, М.В. Лурье, С.П. Макаров. М.: Нефть и газ, 1999. 300 с.

ОБ ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ АППАРАТА ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА

И.Н. Мокеев, Г.М. Орлова

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

В процессе эксплуатации компрессорной станции происходит ухудшение технического состояния АВО газа в результате загрязнения внутреннего пространства трубных пучков и внешнего оребрения трубок, что приводит к существенным потерям, связанным с недоохлаждением газа после КС. Кроме того, происходит повышенный расход электроэнергии, затрачиваемой на привод вентиляторов, чья эффективность является недостаточной. В связи с этим, возникает необходимость проведения оценки эффективности работы АВО газа, а также выбора эффективного метода его очистки.

При эксплуатации АВО одной из целей является увеличение эффективности его работы. Эта достигается благодаря очистке от загрязнения внутреннего пространства трубных пучков и внешнего оребрения трубок. Для этого были проанализированы существующие методы очистки, такого рода оборудования и выбор наиболее эффективного:

1. Механический. При механическом способе используют длинный шомпол, на конце которого закреплен металлический ерш.

2. Гидравлический метод очистки заключается в использовании подогретого моющего раствора, циркулирующего через АВО газа с использованием насоса, фильтра и емкости для раствора.

3. Гидромеханический метод подразумевает отчистку «пробковых» отложений в трубках с использованием твердосплавного инструмента.

4. При гидродинамической очистке для снятия отложений используют струю воды высокого давления или моющего раствора, что позволяет удалять любые отложения как с внутренней, так и с наружной поверхности трубок.

Для оценки качества работ по промывке АВО газа требуется контролировать величины следующих параметров:

- Температура окружающего воздуха;
- Влажность воздуха;
- Расход охлаждающего воздуха;
- Температура газа на входе в каждый аппарат;
- Температура газа на выходе каждого аппарата;
- Давление газа на входе каждого аппарата;
- Давление газа на выходе каждого аппарата;

–Расход компримируемого газа через каждый аппарат.

В настоящее время в ПАО «Газпром» отсутствует единый подход к организации измерений параметров, характеризующих работу теплообменника АВО газа. Для корректного определения изменений работоспособности теплообменника требуется определять входные и выходные параметры (температуру, давление) образцовыми приборами.

Инженерами ИТЦ (инженерно-технический центр) был проведен анализ результатов расчета эффективности АВО газа по различным методикам.

Анализ результатов расчета эффективности АВО газа по различным методикам показал некоррелируемость результатов.

На результаты расчета параметров, характеризующих эффективность работы теплообменников АВО газа, влияет точность измерения параметров. Специалистами ИТЦ ООО «Газпромтрансгаз Самара» использовались некорректные данные для расчета эффективности работы АВО газа, замеры проходили в разное время и при разных условиях. Кроме того, в расчетах использовались обобщенные параметры: температура и давление газа в коллекторах АВО газа (входном и выходном), расход газа через компрессорный цех, а не через теплообменный аппарат. Перечисленные факты не позволяют точно определить эффективность работы АВО газа.

Анализ полученных данных показал, что единственными критериями, позволяющими оценить качество очистки АВО газа в условиях КС, являются перепад давлений и температур на входе и выходе с АВО газа.

Анализ замеров давления и температуры образцовыми приборами, проводимые в одинаковых условиях как до, так и после промывки АВО газа показали, что в результате промывки по-разному происходит снижение потерь давления и увеличение эффективности охлаждения газа.

Во время проведения пробной работы по очистке одной секции АВО газа компрессорной станции Тольяттинского линейного производственного управления магистральных газопроводов ТЛПУМГ в 2018г. (в течении 6 дней) были опробованы все методы очистки, самыми эффективными из которых признаны механический и гидродинамический, т.к. они сочетают в себе наиболее эффективное очищение отложений по сравнению с остальными и дешевле других.

УДК 62-631.2:665.65

ИННОВАЦИОННЫЙ МЕТОД СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЕПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ

¹С.А. Гулина, ²А.С. Гулина, ²А.А. Мордовин

¹Самарский государственный технический университет

²Самарский национальный исследовательский университет имени академика

С.П. Королева

Самара, Россия,

E-mail: kr_oeg@mail.ru

На сегодняшний день строительство подводных переходов осуществляется в большинстве случаев траншейным методом. При этом нарушается русловая часть водоема, включая целостность береговых линий работы. Данный метод имеет сравнительно большие финансовые и силовые затраты. Более того обладает длительным сроком строительства.

Также вводятся такие методы как наклонно-направленное бурение. Такие современные методы позволяют достичь необходимого уровня экологичности и

технологичности, однако являются дорогостоящими, вследствие чего теряют свою рентабельность.

Каждый из перечисленных методов укладки имеет свои недостатки, основным из которых является большой объем подводно-технических и земляных работ, связанных с разработкой траншеи, однако при определенных условиях имеют ряд преимуществ. Чаще всего траншейный метод строительства подводных переходов применяется в случаях невозможности использования бестраншейных методов, характеризующихся рядом ограничений.

В настоящее время широкое распространение получили бестраншейные методы строительства подводных переходов магистральных трубопроводов: наклонно направленное бурение, микротоннелирование, тоннелирование, вантовые и др.

При использовании бестраншейных технологий строительства подводных переходов отсутствуют недостатки традиционных методов, уменьшается неблагоприятное воздействие на окружающую среду, в том числе гидрологию водоемов, повышается надежность трубопровода [1].

Предлагаемая технология включает в себя преимущества бестраншейные технологии горизонтально-направленного бурения и микротоннелирования. Суть данного метода заключается в прокладке по заданной трассе перехода предварительно изогнутых труб (рис. 1), что в свою очередь позволяет уменьшить радиус изгиба прокладываемого нефтепровода и соответственно протяженность перехода.

Так при использовании обычных стальных труб с диаметром 1220 мм минимальный радиус изгиба плети в зоне упругих деформаций обязательно принимается из расчета $1200 D$ рабочей трубы и составляет 1464 м [2]. В случае применения заводской трубы с изгибом оси 6 градусов значение минимального радиуса изгиба составляет 73 м, что соответственно позволяет в несколько раз снизить расходы на материалы и сроки выполнения работ.

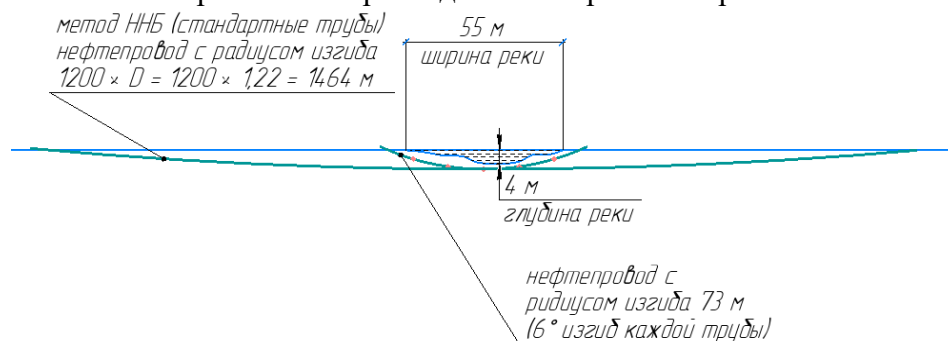


Рис. 1 – Сравнение протяженности подводных переходов

Комбинирование метода микротуннелирования и техники наклонно-направленного бурения позволяет осуществить за 1 шаг бурение скважины, бестраншейную прокладку трубопровода, а также сварочные и изоляционные работы. Как видно из слайда происходит одновременно бурение с перемещением щита и прокладка каждой рабочей трубы. На раме ппп устанавливается следующая секция трубы, она состыковывается и сваривается. Происходит изоляция сварного стыка.

Как видно из рисунка 1 применение предварительно изогнутых труб под шесть градусов диаметром 1220 мм позволяет снизить трудозатраты, расходы на материалы и сроки выполнения работ.

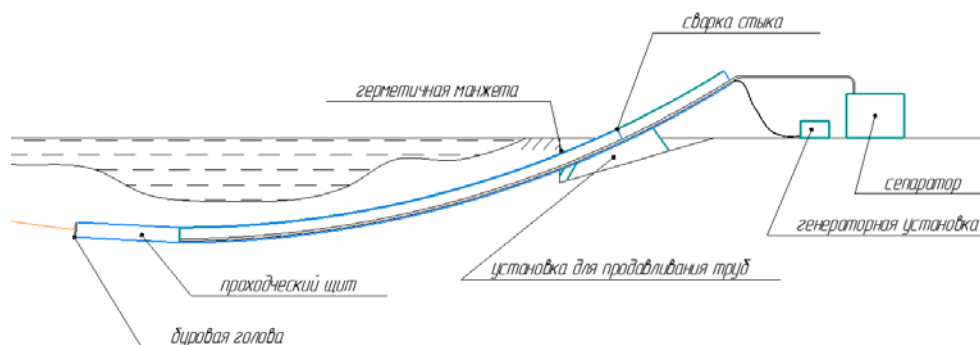


Рис. 2 – Вариант установки прибора на резервуаре типа РВСП

Для сравнения инновационного метода строительства с методом ННБ было произведено моделирование. Оно заключалось в создании расчетной модели участка подводного перехода нефтепровода и определении его НДС. Ниже представлены основные характеристики для расчета:

- диаметр газопровода – 1220x14 мм;
- материал трубы – сталь 10Г2ФБЮ;
- удельный вес грунта – 2650 кг/м³;
- длина нефтепровода – 458,4 м;
- плотность стали – 7850 кг/м³;
- рабочее давление – 5,5 МПа;

Для решения данной задачи в программном комплексе Ansys принимаются следующие допущения: учитываются только постоянные нагрузки, грунт на всем рассматриваемом участке однородный, концы участков труб перемещаются только в продольном направлении

Для решения задачи использовался программный модуль Ansys Static Structural. В разделе Geometry выполняется построение трехмерной модели трубопровода с учетом расчетных углов входа и выхода нефтепровода из скважины и расчетного радиуса упругого изгиба. В результате моделирования получили максимальные напряжения на участке ННБ – 294,09 Мпа.

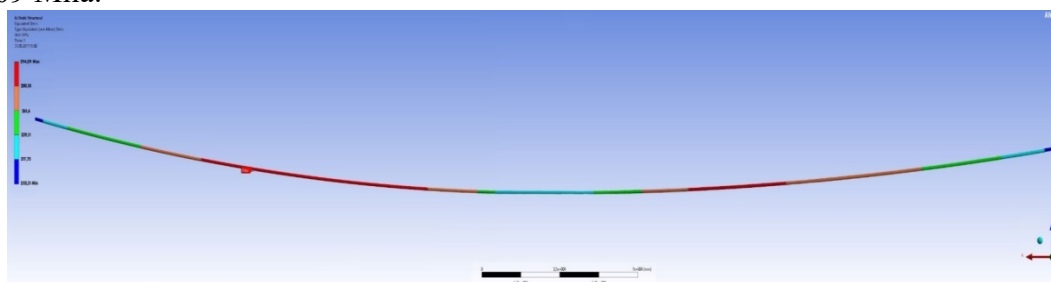


Рис. 3 – Метод строительства подводного перехода методом ННБ

Моделирование подводного перехода с использованием предварительно изогнутых труб производился в программном комплексе «КОМПАС v17.1» в расширении АРМ FEEM.

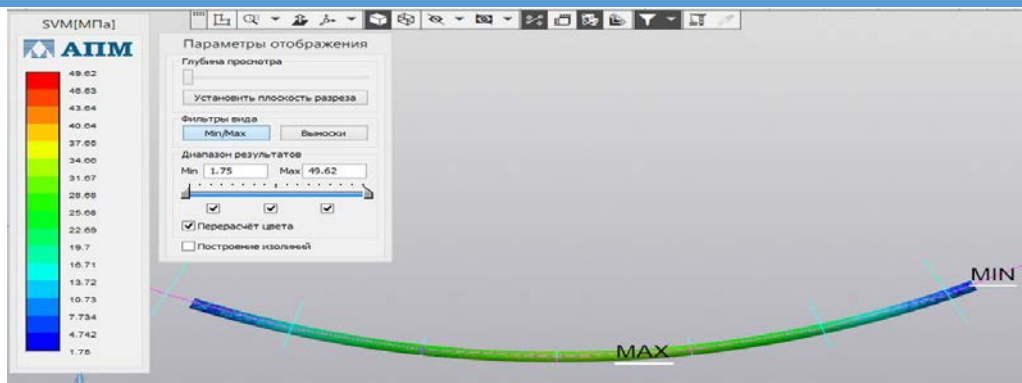


Рис. 4 – Моделирование подводного перехода с использованием предварительно изогнутых труб

Как видно из рис. 4 максимальные возникающие напряжения на участке подводного перехода нефтепровода с использованием предварительно изогнутых труб составляют 49,62 МПа, что делает его наиболее эффективным по сравнению с другими методами строительства.

Таким образом, применение предварительно изогнутых труб дает оптимальное, экономически выгодное решение перехода магистрального трубопровода подводными препятствиями в условиях городской застройки, обводненных и сложных грунтах.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. РД 51-3-96 «Регламент по обслуживанию подводных переходов магистральных газопроводов через водные преграды»;
2. СП 108-34-9 «Свод правил по сооружению подводных переходов»;

УДК 62-631.2:665.65

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

¹С.А. Гулина, ²А.С. Гулина, ²А.А. Мордовин

¹Самарский государственный технический университет

²Самарский национальный исследовательский университет имени академика

С.П. Королева

г. Самара, Россия

E-mail: kr_oeg@mail.ru

На данный момент в мире объем добытой маловязкой нефти значительно сокращается, вследствие этого компании нефтяной промышленности проявляют интерес к развитию транспортировки высоковязкой нефти. Такая нефть характеризуется большим значением вязкости при стандартных температурах и/или содержит значительное количество парафина, поэтому она будет застывать при положительных температурах.

Исходя из вышесказанного, актуальным является моделирование распределения температуры нефти вдоль протяженности магистрального нефтепровода с целью недопущения достижения ее критических значений и целесообразной расстановки пунктов подогрева нефти.

Для компьютерного моделирования рассматривается технологический участок МН «Атырау – Самара» 1270-1380 км НПС «Большая Черниговка» - ССН «Самара», длиной 110 км, находящийся в подчинении АО «Транснефть — Приволга».

Показатели объекта [1]:

- диаметр нефтепровода 720 мм;
- проектная толщина стенки – 9 мм;
- температура начального подогрева - 49°C
- вид продукта – товарная нефть по ГОСТ Р 51858-2002;
- плотность нефти – 874,2 кг/м³ (застывание происходит при 17°C);
- тип изоляции – заводская полиэтиленовая;

С помощью предпроцессора Steady State Thermal программного комплекса Ansys был произведен тепловой расчет элементарного участка МН «Атырау - Самара» с 1270-1271 км. (L= 1 км =1000 м) в зимних условиях эксплуатации.

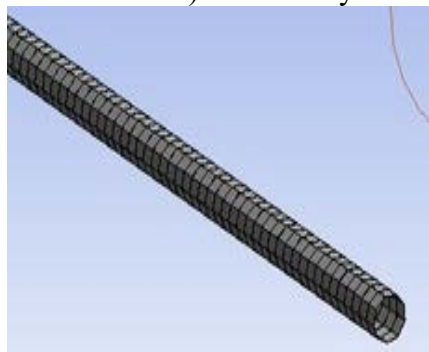


Рис. 1 – Генерация сетки

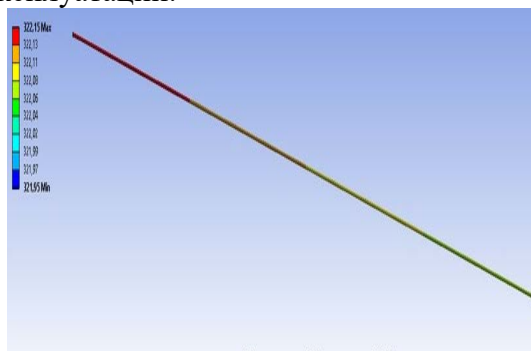


Рис. 2 – Результаты моделирования

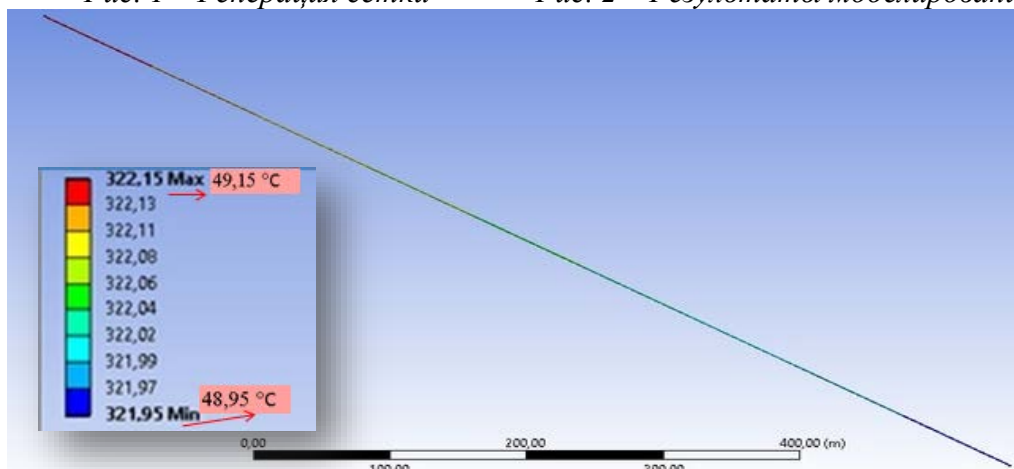


Рис. 3 – Результаты моделирования

Для проверки адекватности полученной модели был выполнен расчет по эмпирическим формулам методики [2].

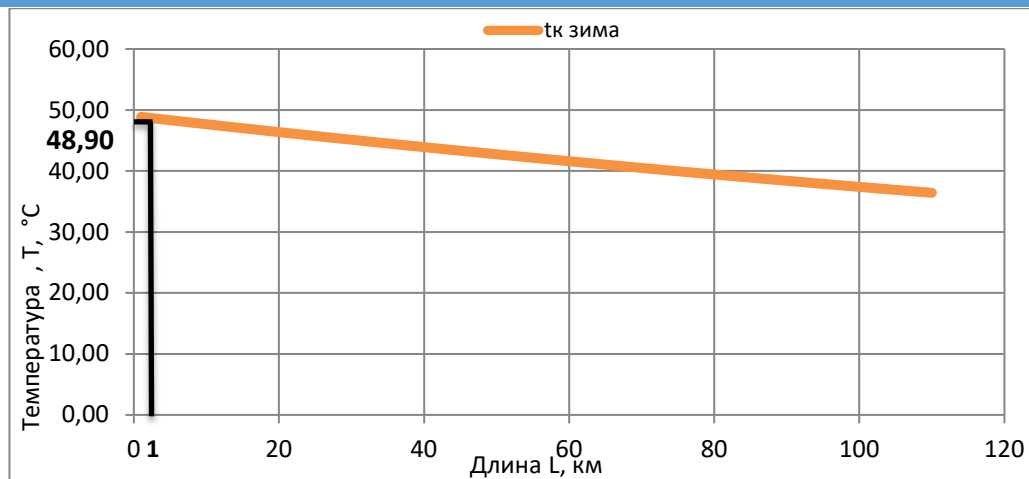


Рис. 4 – Распределение температуры по длине МН при стационарном режиме

Результаты расчетов иллюстрируют достоверную модель распределения температуры по длине нефтепровода. Температурные значения, полученные путем моделирования процесса близки к значениям, которые были сделаны по описанной методике руководящего документа [2].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. РД-39-026-02 «Правила технической эксплуатации магистрального «горячего» нефтепровода Узень - Атырау-Самара» - Астана: ЗАО «КазТрансОйл», 2003. - 576 с;
2. РД-75.180.00-КТН-198-09 «Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ

А.А. Салимов

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

Salimov.Ainur.91@mail.ru

В статье изложены принципы автоматического регулирования параметров технологических процессов на газораспределительных станциях

Ключевые слова: Газораспределительная станция (ГРС), регуляторы газа, автоматический режим, система автоматического регулирования, позиционное регулирование, статическое регулирование, астатическое регулирование, регуляторы прямого и непрямого действия, П - регулирование, ПИ - регулирование, ПИД - регулирование

Многолетний опыт эксплуатации оборудования газораспределительных станций убедительно доказал, что обеспечению его безопасной работы необходимо уделять самое серьезное внимание.

Природный газ нефть нефтепродукты обладают пожаро- и взрывоопасными, а иногда и ядовитыми свойствами, поэтому при выборе технологического оборудования

для переработки и транспортировки природного газа необходимо учитывать эти требования, а так же уделять внимание надежным защитно- предохранительным устройствам.

С увеличением масштабов применения газа и нефти в народном хозяйстве а так же повышения единичной мощности оборудования необходимо максимально автоматизировать технологический процесс. Опасные последствия неисправности и аварии агрегата большой мощности значительно превосходят последствия аварии агрегата малой мощности, поскольку в этом случае материальные потери на производстве весьма значительны и под угрозу ставится не только экологическая обстановка, здоровье и жизнь персонала обслуживающего установку, но и всего района расположения оборудования.

С развитием техники повышаются энергетические параметры (давление, температура, расход) технологических процессов переработки и применения газа, многие из которых могут иметь вредные или ядовитые свойства.

Увеличиваются диаметры трубопроводов и ёмкости аппаратов, все это повышает разрушительную силу рабочей среды в случае аварии, и увеличивает опасность для людей и окружающей среды.

Надёжная работа в автоматическом режиме должна исключать возможность возникновения аварийных ситуаций, а в случае аварии свести потери к минимуму. Для этого устройства автоматизации ГРС должны полностью удовлетворять предъявленные к ним требования в отношении прочности, безотказности действия, пропускной способности и безопасности эксплуатации в заданных условиях.

Принципы автоматического регулирования параметров технологических процессов

Задачей автоматического регулирования является обеспечение заданного технологического режима работы системы без непосредственного участия человека.

Автоматическим регулятором называется устройство, с помощью которого осуществляется автоматическое поддержание регулирующего параметра на заданном значении (по заранее определенному закону во времени или в зависимости от других факторов). Регуляторы состоят из следующих элементов:

- чувствительный элемент, который в общем виде является сложной системой, состоящей из датчика регулируемой величины, измерительного устройства, усилителя и, при необходимости, преобразователя, а в простейших конструкциях указанные выше основные функции может выполнять одно устройство;

- задающее устройство (задатчик), с помощью которого регулятору задается необходимое значение регулируемой величины. В зависимости от рода регулирования задатчик устанавливают вручную или специальным механизмом с заранее заданной программой;

- командно-усилительное устройство, которое сравнивает между собой сигналы от чувствительного элемента и задатчика, а при наличии обратной связи и сигнала устройства обратной связи усиливает сигнал до величины, достаточной для приведения в действие исполнительного механизма (т. е. в общем случае это устройство состоит элементов сравнения многокаскадного усилителя и преобразователя);

- исполнительный механизм, преобразующий сигнал от командно-усилительного устройства в движение регулирующего органа;

- регулирующий орган, изменяющий расход регулируемой среды;

- устройство обратной связи.

В регуляторах помимо местной обратной связи, в каждом каскаде (ступени) имеется устройство так называемой главной обратной связи, передающей воздействие с выхода исполнительного механизма или с выхода командно-усилительного устройства на вход командно-усилительного устройства. Во многих типах регуляторов функции отдельных элементов схемы совмещаются в одном приборе (например часть функций чувствительного

элемента задатчика и командно-усилительного устройства), называемом регулирующим прибором.

Регуляторы подразделяются на регуляторы прямого и непрямого действия. В регуляторах прямого действия измерительный орган непосредственно воздействует на регулирующий орган. В этом типе регулятора практически совмещаются в одном элементе датчик, задатчик и командно-усилительное устройство. Кроме того, в этом типе регулятора исполнительный орган для привода использует энергию самой регулируемой среды. В регуляторах непрямого действия измерительный орган воздействует на исполнительный орган не прямо, а через управляющий (командный) орган, к которому подводится энергия от постоянного источника. В регуляторах непрямого действия между измерительным и регулирующим органами находится ряд устройств. Система автоматического регулирования тем, что в ней осуществляется замкнутый контур воздействия: объект регулирования воздействует на регулятор, а регулятор через регулирующий орган воздействует на объект регулирования. Связи воздействия внутри регулятора называются внутренними. Кроме внутренних связей в регуляторе имеют место внешние воздействия (например: задаваемое значение регулируемого параметра, изменение нагрузки (расхода), изменение условий питания энергией (падение напряжения, давления воздуха и др.)).

Регулятор предназначен для ликвидации последствий влияния всех возмущающих факторов и приведения регулируемого параметра к его заданному значению. В регуляторе имеются прямая связь, образующая путь передачи воздействия от регулируемого параметра (от датчика) к регулирующему органу, и обратная связь — от регулирующего органа на вход командно-усилительного устройства.

Кроме того, бывают дополнительные обратные связи, положительные и отрицательные. В системах автоматического регулирования применяются только отрицательные обратные связи (импульс прямой связи снижается).

Процесс регулирования может происходить по отклонению. Регулятор измеряет величину отклонения (например температуры воздуха) и производит перемещение регулируемого органа. По этому принципу действия работает большинство регуляторов (температуры, уровня давления и др.). Второй принцип регулирования — по возмущению. В этом случае регулятор воздействует на объект в зависимости от величины возмущающего фактора — нагрузки. Преимуществом этого метода является то, что регулятор начнет воздействие на объект регулирования еще до того, как произойдет отклонение регулируемой величины. Регуляторы непрямого действия по способу использования энергии, воздействующей на исполнительный механизм, подразделяются на гидравлические, пневматические, электрические (в том числе электронные), комбинированные.

По характеру процесса регулирования регуляторы подразделяются на: регуляторы-стабилизаторы (поддержание постоянного регулируемого параметра), программные (регулирование во времени по заданному графику), следящие (регулируемый параметр является функцией некоторой независимой величины, например температура воды в отопительной системе — функция температуры наружного воздуха).

Датчиками называются элементы, воспринимающие внешнее воздействие и преобразующие его в пропорциональное изменение гидравлических или электрических величин. В регуляторах давления, разности давления (расхода) датчиками являются трубчатые пружины, мембраны, сильфоны, поплавковые устройства, индукционные устройства.

В регуляторах температуры датчиками являются биметаллические пластины, дилатометры жидкостные термометры, термопреобразователи сопротивления, термопары (термоэлектрические преобразователи).

Регулирующие приборы включают в себя устройства по преобразованию и усилению сигнала, задатчики, управляющие органы, устройства обратной связи и др. Регулирующие приборы в зависимости от типа регулятора бывают гидравлические, пневматические, электрические, электронные.

Исполнительные механизмы (сервомоторы) представляют собой устройства для перемещения золотника клапана, заслонки или другого типа рабочего органа. Различают электрические, гидравлические (мембранные и поршневые), пневматические (мембранные).

Регулирующие органы могут быть в виде клапанного типа, (односедельный, двухседельный), заслонки, шибера.

Регуляторы подразделяются: по назначению (температуры, давления, уровня, расхода перепада давления); характеристике регулирования (позиционное, статическое, астатическое, изодормное); способу действия (прямого и непрямого действия), виду вспомогательной энергии (гидравлические электрические); по скорости перемещения регулирующего органа (с постоянной, переменной скоростью).

Работа автоматического регулятора характеризуется связью (зависимостью) между величиной отклонения регулируемого параметра (рассогласования) и регулирующим воздействием регулирующего органа. Рассогласование является основной величиной, определяющей работу регулятора, — его входом. Регулирующее воздействие (или положение регулирующего органа) является выходной величиной регулятора.

Зависимость между выходным воздействием и входным называется законом регулирования. Различают следующие законы регулирования: позиционное, статическое, астатическое, П-регулирование, ПИ-регулирование, ПИД- регулирование с дополнительным воздействием регулирования.

Позиционное регулирование.

Этот вид регуляторов обладает следующими особенностями. При некоторой величине отклонения регулируемого параметра от заданного значения регулирующий орган срабатывает скачкообразно, воздействуя на поступление регулирующей среды. Регулирующий орган может иметь два (открыт — закрыт) или несколько фиксированных положений (позиций). По числу позиций регуляторы подразделяются на двух-, трех-, многопозиционные. При позиционном регулировании всегда будут иметь место два крайних значения регулируемого параметра, разность которых называется зоной неравномерности.

Неравномерностью регулятора называется диапазон изменения регулируемой величины, необходимой для перемещения рабочего органа из одного крайнего положения в другое.

Относительной неравномерностью системы называется отношение половины величины зоны неравномерности к среднему значению регулируемого параметра.

Статическое регулирование. При этом виде регулирования закон регулирования осуществляется пропорциональным изменением выходного воздействия отклонению параметра. Пропорциональные регуляторы по отклонению регулируемого параметра называются П- регуляторами. В этих регуляторах скорость перемещения регулирующего органа (воздействия) также пропорциональна скорости изменения параметра (рассогласования), если величина рассогласования во времени постоянна, то регулятор способен находиться в равновесном состоянии при любом значении отклонения параметра. Поэтому такой регулятор называется статическим. В статической системе регулирования при различных по величине возмущающих воздействиях отклонение регулируемого параметра по окончании переходного процесса зависит от величины возмущения. Величина регулируемого параметра зависит от нагрузки. Статический (пропорциональный) регулятор обладает тем преимуществом, что при изменении нагрузки быстро и монотонно подводит регулируемый параметр к заданному, но со статической ошибкой.

Астатическое регулирование. Равновесие системы при этом методе регулирования возможно лишь при одном определенном значении регулируемого параметра. При этом регулирующий орган может занимать любое положение. Астатический регулятор отличается той особенностью, что между выходным воздействием регулятора и входным воздействием отклонения существует интегральная зависимость, т.е. регулирующий орган приходит в действие при

отклонении на некоторую сумму во времени и будет перемещаться до тех пор, пока параметр не возвратится к заданному значению.

В астатической схеме регулирования положение регулирующего органа не зависит от установленного значения регулируемого параметра, и при различных по величине возмущающих воздействиях отклонение регулируемого параметра по окончании переходного процесса становится равным нулю.

Преимуществом астатического вида регулирования является его свойство поддерживать параметр точно на заданном уровне. Недостатком является затягивание процесса регулирования.

ПИ-регулирование. Оно обладает свойствами, характерными для статического и астатического регулирования, т. е. перемещение регулирующего органа зависит как от величины отклонения, так и от некоторой суммы отклонений во времени. При отклонении регулируемого параметра от заданного значения сначала перемещение регулирующего органа зависит от величины произошедшего отклонения, т. е. в основном происходит статическое регулирование. Затем регулирующий орган совершает дополнительное перемещение, которое приводит к устранению статической ошибки. Такой вид регулирования называется ПИ-регулированием.

При ПИ-регулировании процесс протекает без значительных колебаний, быстрее чем при астатическом регулировании, и параметр возвращается точно к заданному значению.

ПИД- регулирование. Оно обладает свойствами, характерными для ПИ-регулирования, т. е. перемещение регулирующего органа зависит как от величины отклонения, так и от некоторой суммы отклонений во времени. При отклонении регулируемого параметра от заданного значения сначала перемещение регулирующего органа зависит от скорости изменения (взятия производной) величины произошедшего отклонения.

При ПИД - регулировании процесс протекает наиболее быстро и качественно регулирование достигается наилучше.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Данилов А. А.* Справочник . Автоматизированные газораспределительные станции. – Санкт-Петербург.: Химиздат 2004.-325с.
2. *Бажан П. И. и др.* Справочное пособие по ремонту приборов и регуляторов– М.:Энергоиздат, 1989. – 365 с.
3. *Манюк В. И., Каплинский Я. И., Хижа Э. Б., Манюк А. И., Ильин В. К.* Правила безопасности систем газораспределения. – 3-е изд., перераб. И доп. – М.:Химиздат,1988. – 432с.
4. *Кязимов К.Г., Гусев В.Е.,* Основы газового хозяйства. Москва.: Высшая школа,2000.-453с.
5. *Клюев А. С.,* Автоматическое регулирование. – М.: Энергия, 1973. – 391с.
6. *Жежеря Н. И* Микропроцессорные системы автоматизации и управления. Учебное пособие. – 2-е изд., перераб. и доп. – Оренбург: ОГУ, 2001. – 81с.
7. *Маковский В.А., Власюк Ю.Н.* Запорно-регулирующая арматура.- М.: Химиздат,2003-223с.
8. Журнал Автоматизация производства №1, 2004. – 40с.

**АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ СПОСОБОВ ДИАГНОСТИКИ
МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА***А.И. Морхов**Самарский государственный технический университет**г. Самара, Россия**E-mail: morhow.s@yandex.ru*

Сейчас в эпоху стремительного использования нефтегазовых ресурсов необходима транспортировка сырья от мест добычи до мест переработки. Таким образом создаются разветвленные системы трубопроводного транспорта, нуждающиеся в своевременной качественной диагностике. В настоящее время именно трубопроводный транспорт считается наиболее экономически выгодным способом транспортировки нефтегазового сырья. В этой связи, необходимо проведение работ, отвечающих за бесперебойное и безопасное функционирование.

В свою очередь, диагностическое обеспечение представляет собой совокупность различных правил, методов и средств, осуществляющее диагностирование объектов, в данном случае магистрального трубопровода, на всех этапах его жизненного цикла [1].

Целью данного исследования являлся анализ различных способов диагностики магистрального трубопровода, выявление основных достоинств и недостатков наиболее распространенных методов, а также возможных способов комбинаций таких методов.

Во-первых, рассмотрим группу наиболее часто встречаемых способов диагностики – внутритрубная дефектоскопия (ВТД). В работе [2] ВТД описан, как комплекс технологических операций, реализуемых путем пропуска внутри трубопровода специальных устройств (внутритрубных снарядов). Благодаря чему, такой вид диагностики позволяет проводить обследование трубопроводов на всем ее протяжении как в процессе эксплуатации, так и для решения задач послемонтажного контроля. Также одним из положительных моментов ВТД считается обнаружение потенциальных причин аварий. ВТД даёт возможность уточнения пространственного положения трубопровода без остановки транспорта. Данное изучение свойств трубопровода основывается на применении «интеллектуальных» внутритрубных снарядов высокого разрешения 2-го или 3-го поколений, дающие прецизионные результаты. Однако, стоит отметить, что полнота понимания полученной таким образом информации определенно уступает объему проводимых внутритрубных измерений. Группа авторов [3] установили, что для определения причин различных дефектов требуется использование количественных показателей параметров дефектов и их статистический анализ.

В монографии [4] подробно описан акустический способ диагностики, основными достоинствами которого является то, что методика анализа хорошо отработана и проста в исполнении, метод экономичен, а также не требует изменения режима работы трубопровода. Акустический метод диагностирования базируется на вибрации отдельных элементов трубы под воздействием пульсации давления в трубопроводе и эмиссии сигналов акустических частот, которые распространяются по транспортируемой среде. Данный факт определяет его основные недостатки: наличие внешних шумов могут заглушать основной сигнал и вводить некоторые помехи, которые дают некорректные результаты. Метод может выдавать погрешность в результате недостаточности давления в трубопроводе или в необходимости определения точной длины трубопровода.

Дальнейшим объектом анализа станет метод, предложенный Я.С. Соколовым в 20-ых годах прошлого столетия и основанного на распространении ультразвуковых колебаний в объектах – ультразвуковая дефектоскопия. В силу своей многолетней истории метод значительно совершенствовалась, что привело к его активному применению. На его долю приходится 32% объема контроля изделий по сравнению с другими методами [5]. Объектом

исследования ультразвукового способа дефектоскопии являются сварные швы, что обусловлено мобильностью ультразвуковых установок. ГОСТ Р 55724-2013 [6] является единым стандартом по ультразвуковому неразрушающему контролю (НК) сварных швов. Основным преимуществом данного метода считается то, что при таком анализе объект исследования не разрушается и не повреждается, а также возможность проведения измерений на изделиях из различных материалов. Помимо этого, метод экономически выгоден и практически безвреден для организма человека. Однако, для его использования необходима тщательная подготовка объекта измерения, например, создание шероховатости поверхности. Так, для сварных швов шероховатости должны быть не ниже класс 5. Ультразвуковой метод очень чувствителен ввиду акустических сопротивлений, что требует предварительного нанесения контактных жидкостей для устранения воздушных зазоров. Не все дефекты можно выявить данным способом из-за их характера, формы или расположения в контролируемом объекте, а также его однородности состава.

Метод НК, который основывается на анализе взаимодействия внешнего электромагнитного поля с электромагнитным полем наводимых вихревых токов, называют вихретоковой дефектоскопией. В отличие от ультразвукового метода здесь можно обнаружить дефекты разнообразной формы (трещины, закаты, расслоения, неметаллические включения и другие) и обладающие малыми размерами (глубиной 0,1-0,2 мм, протяженностью 1-2 мм). Кроме того, вихретоковый НК обладает значительными достоинствами. Первый из них – бесконтактность с объектом контроля, что позволяет проводить измерение дефектов на больших скоростях и увеличивает производительность. Данный метод легко автоматизируется. Устройства вихретоковой дефектоскопии устойчивы к механическим и атмосферным взаимодействиям, стабильны в агрессивных средах и в жестких условиях (повышенные температуры и давления). К основным недостаткам текущего метода относят то, что возможность измерения данным методом есть только в случае объектов из электропроводящих материалов: металлы, сплавы, полупроводники, графит. А также то, что глубина зоны контроля не выше 1-2 мм, что может влиять на точность измерения [7].

Далее рассмотрим метод, основанный на визуальном анализе дефектов в видимой части спектра. Такой вид НК называют визуальным и измерительным контролем (ВИК). Из этого сразу же можно выделить и достоинства, и недостатки метода. Этот метод – единственный метод НК, который не требует использование высокоточной и сложной аппаратуры, что в свою очередь снижает достоверность результатов. Метод быстр и базируется на использовании простейших устройств, немного расширяющих оптические возможности глаза человека. Оптические приборы (эндоскопы) дают возможность оценить картину дефектов, контролировать внутреннюю поверхность объектов НК, недоступную для измерения другими методами НК. Таким образом, ВИК можно отнести к качественным, а не количественным методам, дающим быструю оценку состояния дефекта [8].

Завершающим методом анализа станет магнитный метод НК. На интуитивном уровне понятно, что такой метод основан на взаимодействии объекта исследования с магнитным полем. Соответственно, определяется применимость данного анализа – преимущественно к объектам контроля, изготовленных из ферромагнитных материалов. К основным магнитным методам НК принято относить магнитопорошковый, индукционный, магнитных суспензий и магнитографический метод [9]. Сущность методов, в целом, неизменна. После намагничивания объекта НК измеряют параметры дефектов. В силу чего, возникает необходимость вторичного преобразования и расшифровки полученной информации. Ещё одна сложность конкретного метода заключается в сложности размагничивания ленты для измерений и её хранения для дальнейшего использования. Однако, высокая производительность и экономичность метода оправдывает все описанные выше недостатки. Также отмечается высокая разрешающая способность (обнаружение незначительных дефектов), а также возможность регистрации дефектов в очень узких зазорах и на сложных поверхностях.

Описано шесть основных методов диагностики магистрального трубопровода таких, как внутритрубная, акустическая, ультразвуковая, магнитная дефектоскопии и ВИК, а также представлены их основные преимущества и недостатки. В связи с чем, можно предположить, что наиболее благоприятным методом анализа станет их комбинация. В первую очередь, это дефектоскопия с помощью ВИК, дающего предварительную оценку состояния объекта, а затем дальнейшее использование более точных методов анализа. Например, метод ВТД, предоставляющей информации об объекте на всём его протяжении, или ультразвуковой метод НК, осуществляющего измерения на объектах из различных материалов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Газпром С. Т. О. 2-2.4-083-2006 //Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. – 2006. – Т. 12. – С. 001-96.
2. *Гареев А. Г. и др.* Прогнозирование коррозионно-механических разрушений магистральных трубопроводов //М.: ООО «ИРЦ Газпром. – 1997.
3. *Горчаков В. А. и др.* К вопросу об анализе результатов внутритрубной дефектоскопии, характеризующих состояние магистрального газопровода с коррозионными дефектами //Дефектоскопия. – 2004. – №. 10. – С. 79-88.
4. *Мазур И. И., Иванцов О. М.* Безопасность трубопроводных систем //М.: ИЦ «ЕЛИМА. – 2004. – Т. 1. – С. 104.
5. *Бархатов В. А.* Развитие методов ультразвуковой дефектоскопии сварных соединений //Дефектоскопия. – 2003. – Т. 1. – С. 28-55.
6. ГОСТ Р. 55724-2013 Контроль неразрушающий //Соединения сварные. Методы ультразвуковые. – 2015.
7. *Волков Б. И., Шкатов П. Н.* Вихретоковый контроль металла в энергетике //Челябинск.: Цицо.–2013.–250 с. – 2013.
8. *Туробов Б. В., Клюев В. В.* Визуальный и измерительный контроль. – 2011.
9. *Лоскутов В. Е. и др.* Магнитный метод внутритрубной дефектоскопии газо-и нефтепроводов: прошлое и настоящее: //Дефектоскопия. – 2006. – №. 8. – С. 3-19.

УДК 622.276

СРЕДСТВА И МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ (АСПО) В ПРОЦЕССЕ ТРАНСПОРТА НЕФТИ

В.Н. Бундин

АО «Оренбургнефть»

г. Бузулук, Россия.

E-mail: tt @ samgtu. ru

Борьба с АСПО в процессе транспорта ведется по двум основным направлениям: предотвращение отложений и удаление уже сформировавшихся отложений. Выбор рациональных и оптимальных способов борьбы с АСПО и оценка эффективности различных методов зависит от многих факторов, в частности от фракционного состава твердых углеводородов в нефти, ее физических и реологических свойств, температурного режима перекачки, длительности парафинизации, высокомолекулярных составляющих потока, конструктивных особенностей трубопровода (особенно шельфовых месторождений) и т.д.

Механические методы очистки магистральных нефтепроводов от АСПО предусматривают применение очистных устройств (ОУ), для эксплуатации которых нефтепроводы оборудуются специальными камерами пуска и приема.

Основа тепловых методов заключается в способности парафина плавиться при температурах выше 50 °С и стекать с нагретой поверхности. В настоящее время используют технологии с применением горячей нефти или воды в качестве теплоносителя, острого пара, электропечей, электродепарафинизаторов (индукционных подогревателей).

Физические методы основаны на воздействии механических и ультразвуковых колебаний (вибрационные методы), а также электрических, магнитных и электромагнитных полей на добываемую и транспортируемую продукцию.

Механическая очистка - это операция по удалению мусора или нежелательных отложений в трубопроводе. Мусор и отложения в трубопроводе приведут к повышению давления, и, если не будут проводиться мероприятия по выгрузке мусора и отложений, они могут продолжать расти, что создаст большее обратное давление на линии, что приведет к более высокому обслуживанию насосов, и линия в конечном итоге может быть заблокирована.

Существует проблема с типом скребков, которые несут пружинный рычаг, на котором щетки перемещаются в трубопроводах малого диаметра из-за слишком малого пространства для крепления. Из-за подмены они становятся не очень эффективными. Кроме того, трения между скребком и трубой всегда выше в трубопроводах с малым диаметром.

Преимуществом скребков с байпасной промывочной системой является отсутствие трений, например, при очистке газопроводов из-за протекания жидкости через инструмент.

Принцип работы некоторых из них основан на движении с потоком жидкости, удалении отложений с внутренней поверхности трубопровода и их выталкивании (недостатком этих инструментов является разделение трубопровода, что приводит к накоплению парафина и закупорке трубопровода).

Другим принципом является удаление отложений, их разбавление и промывка потоком жидкости, проходящим через перепускные каналы инструмента (недостатками являются: точечное выщелачивание твердой фазы, дробление и уплотнение твердых осадков, низкая надежность при длительном не достижении требуемого перепада давления и, следовательно, малый срок службы; коррозия).

Существует ряд скребков с байпасными системами, но в основном они представляют собой просто канал внутри прохода между несколькими уплотнительными дисками. Что обеспечивает вымывание некоторых восковых отложений, но большая его часть все равно толкается скребком. Таким образом, механизм очистки не оптимизирован.

Существуют также примеры более сложной конструкции скребков такого рода, но с механической точки зрения они не столь надежны и требуют одновременного обслуживания. Кроме того, они стоят дорого.

Проведенный анализ показал, что наиболее распространенным способом предотвращения образования и удаления парафинов по ряду разработок и технологий их применения является использование химических реагентов, т. е. агентов разных классов, которые служат для различных целей при предотвращении и удалении отложений парафина. Как правило, такие агенты не взаимодействуют с обрабатываемыми жидкостями.

Химические средства против парафиновых отложений подразделяются на агенты и их смеси (растворители, растворы поверхностно-активных веществ) и композиции для предотвращения образования парафиновых отложений (ингибиторы). В последнее время растущая проблема парафиновых отложений дала толчок к широкомасштабному использованию химических методов и исследований в этой области.

Эффективным способом удаления парафина из скважинного и надводного оборудования нефтепровода является использование растворителей на основе легких нефтяных фракций, композиций легких нефтяных фракций, нафтеновых и ароматических

углеводородов, а также поверхностно-активных веществ, побочных продуктов и отходов производства различных поверхностно-активных веществ.

Участки интенсивной парафинизации труб также промывают растворителем. В случае очистки скважины ее подземное оборудование и трубопровод на небольшом расстоянии очищаются. Поверхностно-активные вещества в качестве добавок к растворителям повышают диспергирующие свойства абсорберов. Однако они увеличивают стоимость реагентов на 20-25 %.

Как это характерно для Российской Федерации, в качестве углеводородных растворителей широко используются легкие углеводороды (гексаны, бензины, растворители и ароматические фракции), продукты катализа риформинга (Стабикар) и композиционные растворители на их основе СНПЧ-7р-14 и Флек.

Моющие средства-диспергаторы. Еще одним видом ингибиторов парафиновых реагентов являются детергенты-диспергаторы. Во время закачки в систему они работают над процессом кристаллизации твердых компонентов нефти на макромолекулярном уровне с образованием адсорбционного слоя молекул реагентов на мелких эмбриональных кристаллах углеводородов.

При этом снижается способность твердых компонентов склеиваться, а также осаждаться на внутренних стенках нефтепромыслового оборудования. Их механизм этого действия имеет физическую природу. Например, такой же эффект дает нагревание масла с кристаллизованным парафином, когда в качестве детергентов-диспергаторов используются асфальтеносмолевые компоненты масла. Кроме эффективной профилактики парафинообразования в условиях скважин и трубопроводов еще одним преимуществом детергента-диспергатора является то, что иногда не менее эффективной является защита от отложений в пластах за счет удержания суспензии микрочастиц в объеме нефти. Недостатком таких ингибиторов является то, что возникает необходимость доставки их основной массы в точку при температуре выше температуры насыщения нефти парафином (которая может быть и в самой скважине) и увеличения дозы ингибитора пропорционально количеству твердого нефтяного углеводорода.

Диспергаторы. К другой группе относятся депрессанты, вещества, способные эффективно изменять условия кристаллизации парафина, снижая склонность отдельных молекул к нуклеации и последующему образованию на кристалле структур. Преимущества и недостатки этой группы идентичны описанным выше ингибиторам детергентов-диспергаторов.

Модификаторы. Если упомянутые выше ингибирующие восковые добавки представлены в основном поверхностно-активными веществами различных классов, то группа модификаторов имеет различную химическую природу, сходную с природой твердого метано-нафтенового нефтяного углеводорода. При температурах около температуры насыщения нефти парафином эти реагенты взаимодействуют с молекулами твердых углеводородов, модифицируя систему, придавая ей необходимый комплекс свойств.

Механизм модификации кристаллов парафина, когда парафин осаждается, может быть другим. Выбор заключается в следующем:

- модификатор осаждается из раствора при температуре несколько выше точки помутнения масла и образует многочисленные очаги нуклеации;
- модификатор осаждается из раствора в точке помутнения нефти и при совместной кристаллизации твердых углеводородов;
- модификатор осаждается из раствора при более низкой температуре, чем точка помутнения, и поглощает образовавшиеся кристаллы.

Кристаллическими модификаторами являются олигомерные и полимерные материалы, например, полиэтилен, сополимерные эфиры, производные от полигидроуглеродов и др. Основное преимущество модификаторов заключается в удержании парафина, диспергированного в нефти, на всем пути от скважины до

нефтеперерабатывающего завода. Это определяет преимущество их использования по сравнению с другими методами и технологиями против парафинообразования.

Из этих групп ингибиторов наиболее эффективными являются модификаторы. Следует отметить, что в отечественной нефтехимической промышленности недостаточно развито производство сложных олигомерных и полимерных компонентов для обеспечения товарного состояния ингибиторов-модификаторов.

В настоящее время одним из перспективных средств повышения качества очистки трубопроводов является применение гелевых поршней. Особенно их применение целесообразно, как показывает зарубежный опыт, на морских трубопроводах, протяженность которых в России в последующие годы будет расти.

Таким образом, видим, что использование скребкового поршня в качестве механического средства очистки стенок трубопроводов от парафиновых отложений является наиболее распространенным методом в настоящее время. Однако все перечисленные технологии трудоемки, сложны в использовании, не всегда надежны (зависит от конструкции) и дороги.

В связи с этим возникает необходимость создания чистящего средства, которое отвечало бы таким требованиям, как более высокая эффективность, надежность, простота изготовления и низкая цена.

При рациональном совмещении химической обработки и применения механических средств, в частности поршней и скребков, можно существенно повысить эффективность эксплуатации трубопроводов и добиться снижения эксплуатационных расходов на транспорт нефти.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Бобровский С.А., Марон В.И.* Растворение слоя отложений на внутренней поверхности трубопровода в потоке растворителя // Нефтяное хозяйство. - 1974. - № 39. - С. 52.
2. *Иванова Е.Г.* Комбинированное применение скребков и химреагентов для очистки трубопроводов // Экспресс-информация. Сер. «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов». - 1992. - Вып. 2. - С. 32.

УДК 622.692.4.052

ВЛИЯНИЕ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ТРУБОПРОВОДАМ

В.Н. Бундин

*АО «Оренбургнефть»,
г. Бузулук, Россия.
E-mail: tt @ samgtu. ru*

Нефть с различных месторождений характеризуется большим разнообразием химического состава, физических и химических свойств. С точки зрения физики и химии нефть представляет собой сложную дисперсную систему, в которой важными элементами являются асфальтены и смолы.

В нефти наряду с основными углеводородными макрокомпонентами присутствуют в переменных количествах различные в генетическом отношении группы гетерогенных соединений, объединяемые общим термином смолисто-асфальтовые вещества. В настоящее

время предполагаются по крайней мере три генетические категории веществ, составляющих смолисто-асфальтовые компоненты нефти.

В химическом отношении нефтяные смолы представляют собой в основном гетероциклические соединения, в состав которых входят, кроме углерода и водорода, и гетерогенные элементы: сера, азот, кислород, реже фосфор и галоиды, а также в виде металлокомплексов тяжелые металлы. Химическое строение гетерогенных соединений смолистых веществ еще мало исследовано и практически неизвестно. Однако есть указания, что основными структурными элементами смолистых веществ являются конденсированные циклические системы, ароматические, нафтеновые, нафтеново-ароматические, и гетероциклы, связанные через кислород, серу, азот и другие элементы.

Все нефти по содержанию смолисто-асфальтовых веществ условно можно разделить на 3 типа: малосмолистые нефти - до 5 %, смолистые нефти - от 5 до 15 %, высокосмолистые нефти - свыше 15 %.

Эксплуатация нефтепроводов осложняется так же различными климатическими и географическими условиями.

В процессе эксплуатации внутренняя полость нефтепровода постепенно засоряется водой, парафиновыми отложениями и механическими примесями. В некоторых случаях в повышенных участках могут скапливаться пары нефти.

На рисунке 1 представлено примерное содержание и свойства компонентов отложений в трубопроводе.

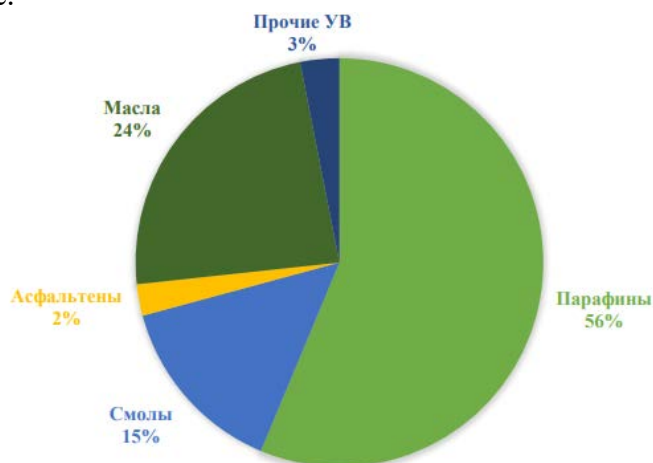


Рис. 1 Диаграмма состава внутритрубных отложений (ВТО)

Как видно по рисунку 1, более 50% отложений - это парафины.

Последствия выпадения парафина:

- увеличиваются гидравлические сопротивления;
- снижается пропускная способность трубопровода;
- изменяются реологические свойства нефти, вплоть до образования структуры во всем объеме нефти и потери текучести; - микрочастицы парафина, кристаллизуясь на границе раздела фаз вода-нефть, стабилизируют водонефтяную эмульсию. Впоследствии на стадии подготовки нефти для разрушения такой эмульсии потребуется повышенная температура и деэмульгаторы.

Поэтому в процессе эксплуатации внутренняя полость нефтепровода периодически должна очищаться от различных отложений, для этого существуют специальные очистные устройства или высоковязкие желе и студнеобразные полимеры. Очистка внутренней полости нефтепровода является регулярной операцией, производящейся круглогодично.

Для эффективной очистки трубопровода от парафиновых отложений в первую очередь необходимо понимать процесс образования отложений парафина. В условиях понижения температуры масла ниже начальной точки кристаллизации парафина в некоторых

активных точках поверхности начинается кристаллизация дендритно-сферической структуры, которая вначале концентрируется вдоль царапин, трещин и шероховатостей в целом. Постепенно вся поверхность покрывается парафиновыми кристаллами. На выросших кристаллитах появляются новые кристаллы, увеличивающие общую толщину образующихся отложений и делающие зернистую поверхность заполненной большим количеством кристаллов и полостей, заполненных нефтью.

Значительное влияние на формирование залежей оказывают механические включения и частицы, образующиеся в объеме нефти газовыми микропузырьками, электрокинетические явления и магнитоэлектрические свойства дисперсной фазы в нефти. Перед началом интенсивной кристаллизации твердого парафина происходящие процессы определяются влиянием сил межмолекулярного взаимодействия. В процессе образования под влиянием когезии и адсорбции крупных частиц дисперсной фазы усиливается роль сил, связанных с поверхностными электрическими зарядами и действием гидродинамических факторов (перенос частиц, в том числе в направлении, перпендикулярном движению потока).

Кроме парафинов, в состав огнеупорных углеводородов входят ароматические и нафтеновые углеводороды. Они сильно поляризованы, их частицы гораздо меньше соединяются друг с другом и образуют менее плотные отложения, к тому же они легче растворяются. Обычные парафиновые углеводороды менее поляризованы, они легче соединяются и образуют плотные и плохо растворимые отложения. Высокое содержание ароматических и нафтеновых углеводородов снижает адгезию и когезию (соединение молекул в фазе) парафинов.

Если в трубопроводе поддерживается перечень условий (приведен ниже), при которых парафин находится в растворенном состоянии, то использование технологий очистки не требуется.

Перечень условий, при которых парафин находится в растворенном состоянии:

- температура потока, изменение которой приводит к изменению фазовых потоков и изменению состава масла;
- давление насыщения, ниже которого газ переходит в свободную паровую фазу, а также нарушает равновесие углеводородной системы;
- уровень шероховатости и гидрофобизации оборудования, что увеличивает скорость парафинообразования.

Однако, учитывая уровень развития крупных месторождений в Российской Федерации, соблюдение этих условий затруднено. В результате в большинстве случаев эксплуатация нефтепровода осложняется парафинообразованием, так как смоляные и асфальтовые комплексы начинают осаждаться уже в скважине.

Основные факторы, влияющие на процесс парафинизации:

- газовый фактор; фракционный состав твердых углеводородов;
- температурный фактор: (температура потока, температура стенки, температура окружающей среды);
- скорость потока (режим);
- фактор времени (длительность парафинизации);
- свойства поверхности труб;
- содержание высокомолекулярных составляющих потока (асфальтосмолистые вещества и парафины).

Экспериментальные исследования показали, что в широком диапазоне температуры, давления и состава можно определить точку, в которой асфальтены начинают быть неустойчивыми и осаждаться на поверхности. Метод экстраполяции позволяет определить точку неустойчивости и предсказать условия, при которых начнется осаждение асфальтенов.

Макромолекулы асфальтенов, находящиеся в коллоидном состоянии, могут быть центрами притяжения и осаждения растворенных в масле молекул смолы.

Тем не менее, точка помутнения, температура застывания, температура гелеобразования и другие параметры являются эмпирическими величинами и изменяются в различных условиях различных месторождений углеводородов.

Таким образом, согласно мировому опыту процесса добычи нефти, подготовки и транспортировки нефти часто сопровождается отложением парафина на стенке промыслового оборудования, что значительно снижает полезное сечение эксплуатационной насосно-компрессорной и трубопроводной системы и приводит к нарушению технологического режима скважин, контрольно-измерительного оборудования и нефтесборно-транспортной трубопроводной системы. Стремление сохранить нефтеотдачу на проектном уровне приводит к увеличению износа оборудования, увеличению расхода электроэнергии (за счет увеличения гидравлического сопротивления) и вероятности аварии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Джеймс Г. Спейт* Анализ нефти. Справочник: пер. с англ. Под ред Л.Г. Нехамкиной, Е.А.Новикова – СПб.: ЦОП «Профессия», 2012. – С.46
2. *Мастобаев Б.Н., Хайбуллин Р.Я., Арменский ЕА.* Влияние асфальто-смолистых веществ на интенсивность запарафинивания магистральных нефтепроводов // Нефтяное хозяйство. - 1983. - № 3. - С. 42.
3. *Дмитриев М.Е.* Совершенствование систем мониторинга парафинизации нефтепроводов шельфовых месторождений // Автореферат дисс. на соиск. уч. степ. кандидата тех. наук. - Уфа, 2011. - 24 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «МИР ПИА» ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ УСТАНОВКИ СТАБИЛИЗАЦИИ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

С.В. Иваняков, Д.А. Крючков

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
E-mail: mahp@inbox.ru*

«МиР ПиА» – это программная платформа, которая позволяет решать проектные и производственные задачи, связанные с моделированием технологических процессов и аппаратов в различных отраслях промышленности.

Одним из возможных направлений использования программы «МиР ПиА» в газовой промышленности является определение параметров работы установок стабилизации газового конденсата, предназначенных для получения пропан-бутановой фракции (ПБФ) по ГОСТ Р 52087-2003 и стабильного газового конденсата (СГК) по ГОСТ Р 54389-2011.

При моделировании работы установки стабилизации газового конденсата (температура конденсата 34⁰С, давление 21 кгс/см²) производительностью 6 000 кг/ч, схема которой приведена на рисунке 1, была создана модель установки стабилизации (рисунок 2). В основе разработанной модели лежит расчёт газожидкостного равновесия легких углеводородов и прогнозирования теплофизических свойств потоков.

Компонент	%, масс.	Компонент	%, масс.
Метан	1,1	Пентан	9,4
Этан	5,7	Гексан	11,9
Пропан	21,9	Гептан	8,4
Изобутан	7,9	Октан	4,3
Бутан	18,1	Нонан	2,0
Изопентан	9,3		

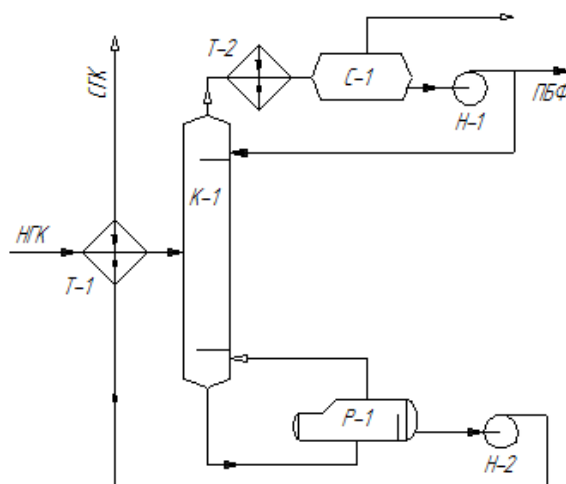
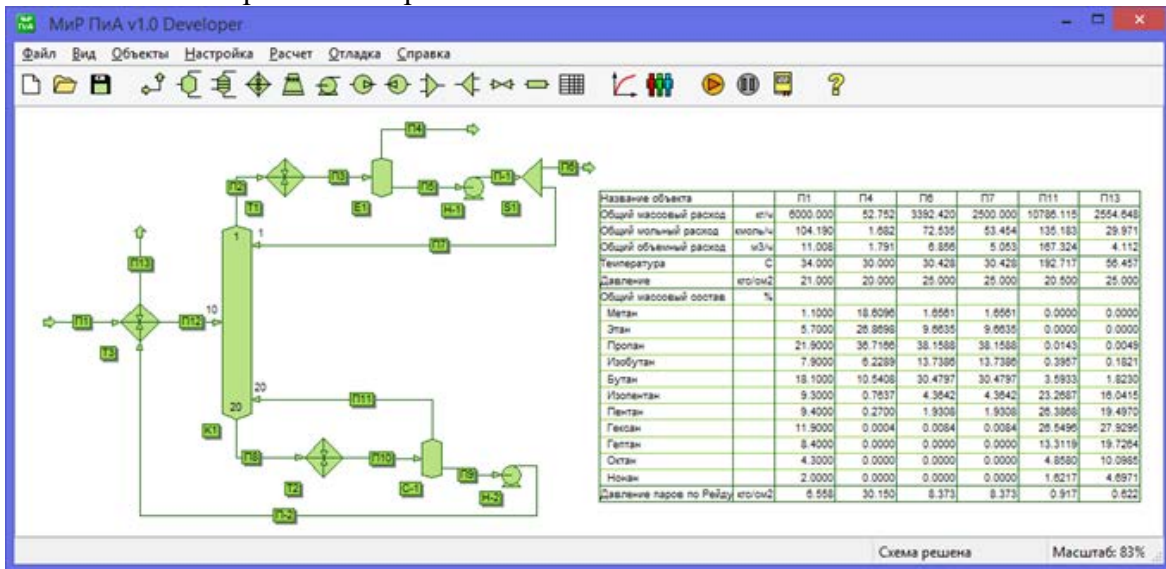


Рис. 1 – Технологическая схема установки стабилизации газового конденсата и состав исходного сырья.

Разработанная модель позволила провести серию технологических расчётов и определить влияние технологических параметров на качество получаемых продуктов. На рисунке 3 представлены расчётные зависимости качества и количества ПБФ от расхода орошения, подаваемого в колонну.

Анализ результатов моделирования позволил выбрать режим работы установки стабилизации газового конденсата (рисунок 2), обеспечивающий соответствие продуктов требованиям ГОСТ Р 52087-2003 и ГОСТ Р 54389-2011.

С помощью программной платформы "МиР ПиА" также могут быть созданы модели различных технологических схем фракционирования лёгких углеводородов и определены оптимальные режимы их работы.



та.

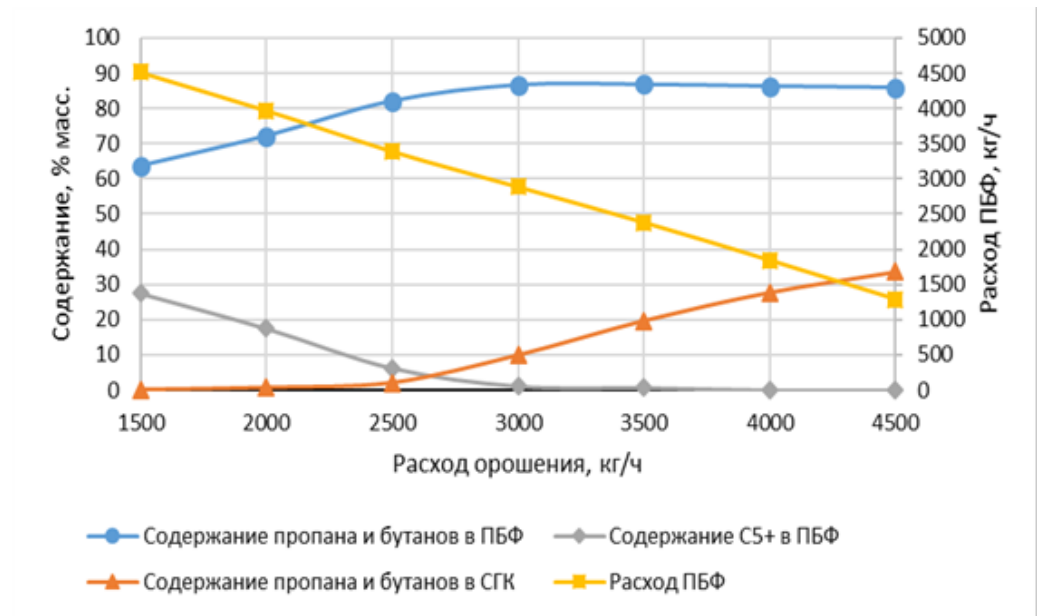


Рис. 3 – Зависимость параметров товарных продуктов от расхода орошения.

ПОВЕДЕНИЕ АЛЮМИНИЕВОГО СПЛАВА В АГРЕССИВНОЙ СРЕДЕ

Н.Г. Кац, С.П. Лесухин

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

kats.nickolai@yandex.ru

Алюминий и сталь являются наиболее распространенными металлическими материалами. Алюминий металл, который нашел широкое применение не только в авиационной промышленности, но и нефтегазопереработки, нефтехимии и других отраслях промышленности, например, в качестве жертвенных анодов при электрохимической защите оборудования от коррозии.

Чистый алюминий имеет малую прочность, однако она может быть повышена введением легирующих добавок, применением термической и механической обработки. Как конструкционный материал алюминий чаще всего применяют в сплавах со следующими легирующими элементами: медь, цинк, магний, никель, железо, хром, титан и марганец.

В агрессивных средах он обладает повышенной анодной активностью. На воздухе покрывается оксидной пленкой Al_2O_3 , которая защищает поверхность металла от окисления, поэтому обладает слабой коррозионной активностью.

Были проведены качественные исследования по определению коррозионного поведения алюминиевого сплава в агрессивной среде. В качестве образцов использовались алюминиевый сплав марки 60-61, состоящий из алюминия 95,6-95,8%, магния 0,8-1,2%, кремния 0,4-0,8%, железа до 0,7%, меди 0,15-0,4%, хрома 0,04-0,35%, цинка до 0,25%, титана до 0,15% и марганца до 0,15%. Использовались образцы прямоугольной формы, размером 50x65 мм, толщина которых в сто раз меньше двух других его сторон [1].

В качестве агрессивной среды была выбрана вода, имеющая общее солесодержание 1000 мг/л, жесткость 7 мг·экв./л, водородный показатель $pH = 9$ и содержание сульфатов 500 мг/л.

Качественные испытания проводились с целью определения осадка на поверхности образца, его фотографирование и описание характера разрушения.

Известно [2-4], что на поверхности железа образуются отложения, состоящие из рыхлых продуктов типа гидрата закиси железа $Fe(OH)_2$, лимонита $Fe_2O_3 \cdot nH_2O$, гематита Fe_2O_3 и магнетита Fe_3O_4 и имели в своем составе карбонатные соединения с содержанием кальция.

Проведенные исследования показали, что поверхность алюминиевого образца сплошь покрыта налетом белого цвета, который легко удаляется, это продукты биологической коррозии – оксид алюминия (рис. 1).

Это оксид алюминия, развивающийся за счет плесневых грибов *Aspergillus* и *Penicillium* [3]. Такие грибковые соединения обычно приводят к развитию межкристаллитной и растрескивающей коррозии, что ведет к потере прочности алюминия [4].

Разрушение металла при биологической коррозии происходит либо непосредственно, когда микроорганизмы потребляют материалы конструкций в качестве источников питания, либо косвенно, когда продукты жизнедеятельности бактерий создают на поверхности металла различные электрохимические концентрационные элементы. В растворе или на поверхности металла образуются агрессивные химические соединения, изменяются электрохимические потенциалы среды в связи с изменением концентрации кислорода в растворе.



Рис. 1. Поверхность образца алюминия после 12 часов эксперимента

Были также проведены испытания алюминия в контакте со сталью. Наблюдения показали, что таких соединений не было. В этом случае поверхность стали, не обращенная к алюминию, покрылась продуктами коррозии, а обращенная к алюминию видимых коррозионных повреждений не наблюдалось.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ Р 9.905-2007. Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования.
2. *Кац Н.Г.* Химическое сопротивление материалов и защита оборудования нефтегазопереработки от коррозии: Учебное пособие / Н.Г. Кац, В.П. Стариков, С.Н. Парфенова. – 2-е издание переработанное и дополненное. – Самара: СамГТУ, 2015. – 411 с.
3. ГОСТ 9.102-91. Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Воздействие биологических факторов на технические объекты. Термины и определения.
4. ГОСТ 9.019-74. Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Сплавы алюминиевые и магниевые. Методы ускоренных испытаний на коррозионное растрескивание.

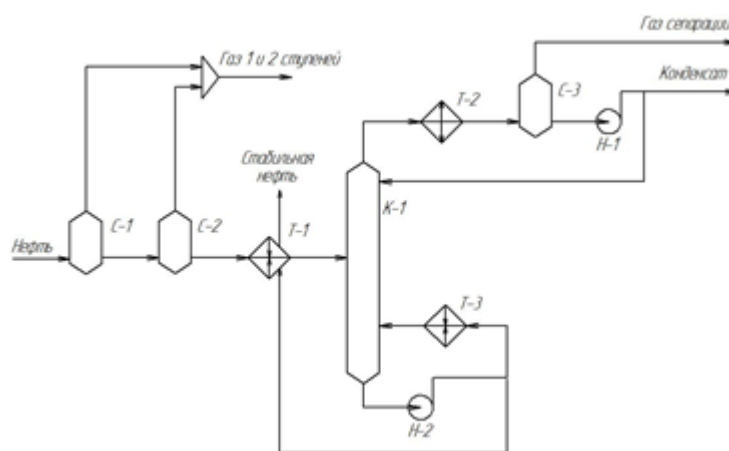
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «МИР ПИА» ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ УСТАНОВКИ СТАБИЛИЗАЦИИ НЕФТИ

Д.В. Коноваленко, С.Б. Коныгин

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
E-mail: mahp@inbox.ru*

В настоящее время расчет и проектирование технологических установок подготовки нефти невозможно представить без использования различных программных продуктов, позволяющих моделировать технологические процессы. Программный продукт «Мир ПиА», наряду с другими программами технологического моделирования, может быть использован для определения параметров работы установки стабилизации нефти, необходимых для доведения содержания H_2S и давления насыщенного пара до требований ГОСТ 31378–2009.

При моделировании работы установки стабилизации нефти (температура нефти на входе $15^{\circ}C$, давление нефти на входе 50 кгс/см^2) производительностью 800000 т/год , схема которой приведена на рисунке 1, была создана модель установки стабилизации (рисунок 2). Модель базируется на расчёте двухфазного равновесия "газ – нефть" и прогнозировании теплофизических свойств потоков.



Компонент	%, масс.	Компонент	%, масс.	Компонент	%, масс.
Сероводород	0,0844	Бутан	3,2597	Гексан	2,5894
Метан	1,6968	Изопентан	1,8477	Метилциклопентан	0,5604
Этан	2,4487	Пентан	2,9625	Циклогексан	0,5747
Пропан	3,6587	Циклопентан	0,2275	2-Метилгексан	1,3686
Изобутан	0,9278	2-Метилпентан	2,2437	Гептан	2,5575
				Остаток	72,9918

Рис. 1 – Технологическая схема установки стабилизации нефти и состав сырья.

Разработанная модель позволила провести серию технологических расчётов и определить влияние технологических параметров на качество стабилизации нефти. На рисунке 3 представлены расчётные зависимости содержания H_2S в подготовленной нефти и давления насыщенного пара от температуры в рибойлере колонны.

Анализ результатов моделирования позволил выбрать режим работы установки стабилизации нефти (рисунок 2), обеспечивающий соответствие подготовленной нефти требованиям ГОСТ 31378–2009.

С помощью программной платформы "МиР ПиА" могут быть созданы модели различных технологических схем установок подготовки нефти и определены оптимальные режимы их работы.

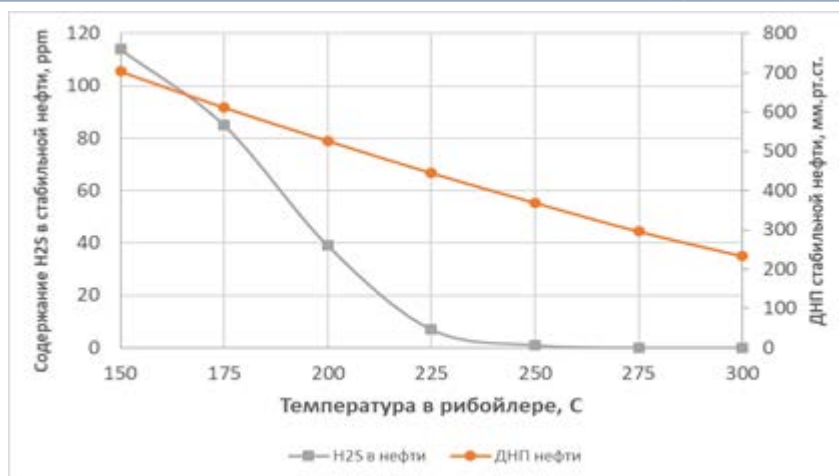
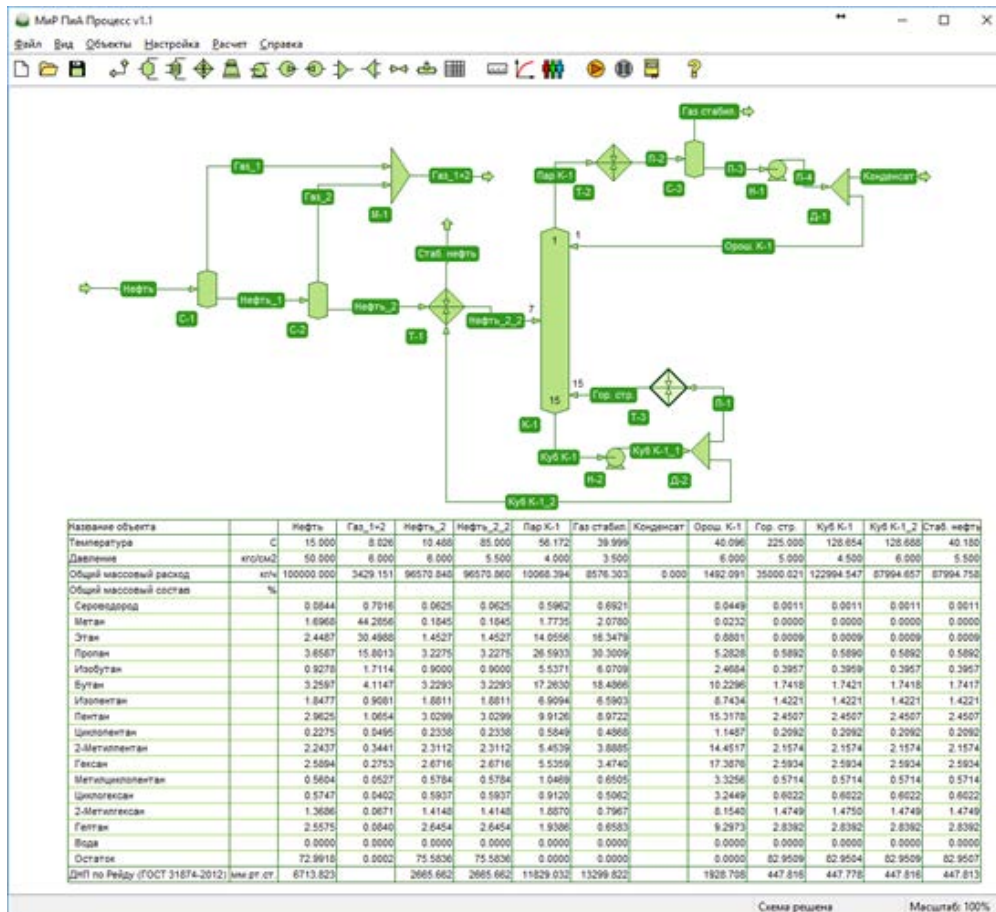


Рис. 3 – Зависимость содержания H₂S в подготовленной нефти и давления насыщенного пара от температуры в ребойлере колонны.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ГОРЕЛОК ТИПА АГГ НА ОСНОВЕ
ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ**

О.Д. Агеев, А.С.Печников

Самарский государственный технический университет,

г.Самара, Россия

e-mail: petchnikovas@mail.ru

В настоящее время, в трубчатых печах беспламенного сжигания газообразного топлива, применяемых для нагрева нефти и нефтепродуктов, осуществляется переход на плоскопламенные горелки типа АГГ-М, разработанные сотрудниками СамГТУ [1,2] взамен проектных панельных горелок. Эффективность применения горелок АГГ-М состоит в резком снижении количества горелочных устройств в печи и повышении надежности работы системы сжигания на заводском газе.

Основной задачей, решаемой при компоновке системы сжигания небольшим числом горелочных устройств, является равномерность обогрева трубного змеевика в топке печи. Такая равномерность определяется равномерностью поля скоростей газо-воздушной смеси по периметру камеры смешения и на срезе сопла горелки, которая зависит от числа топливных каналов завихрителя и геометрических размеров камеры смешения.

Достижению максимальной равномерности истечения газо-воздушного потока из сопла горелки были посвящены натурные [3] и численные исследования методом конечных элементов.

Следует сказать, что в настоящее время проведение натуральных испытаний горелок в печах невозможно по условиям безопасности, а проведение стендовых испытаний сопряжено с большими затратами и рядом трудностей из-за высоких температур горения топлива (до 2000⁰С) и невозможности применения газа такого состава, который используется для сжигания в существующих печах. Также, к серьезным недостаткам стендового метода испытаний при проведении опытно-конструкторских работ можно отнести затраты по изготовлению большого числа опытных образцов различной конфигурации и невозможность досконального исследования данных образцов, т.к. при размещении датчиков, например, внутри проточной части горелки, геометрия потока искажается настолько, что все полученные данные можно считать некорректными.

Вследствие вышеперечисленного, нами была построена твердотельная модель образца горелки типа АГГ-3М (см. рис.1), как наиболее универсальной для компоновки системы сжигания топлива на излучающих стенах трубчатых печей, и выполнены расчеты в программном комплексе ANSYSWorkbench. Для исследования вопросов, связанных с аэродинамикой газо-воздушной смеси в проточной части горелки, был применен решатель Fluent.

Твердотельная модель проточной части горелки была разбита для расчета на правильные тетраэдры со стороной $1,22 \cdot 10^{-4}$ м (за исключением четырех каналов завихрителя). Из-за перехода в них газо-воздушной смеси в турбулентный режим, длина стороны тетраэдра была сделана в 2 раза меньше, увеличивая точность расчета.

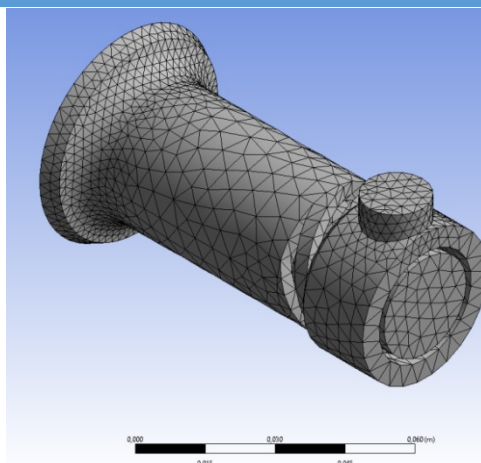


Рис. 1 Тетрагональная расчетная сетка модели проточной части горелки АГТ-3М

После построения расчетной сетки были определены [4] начальные и граничные условия, прилагаемые к модели для расчета, которые приведены в табл. 1.

Таблица 1 - Граничные условия

Наименование	Обозначение	Параметр	Величина
Газоводводящий патрубок	inlet-gas	Скорость газа	$W_{вх.газ.} = 79,62$ м/с
		Динамическое давление	$\Delta P_{дин.г.} = 120$ кПа
Подсос первичного воздуха	inlet-air	Скорость подсосываемого воздуха	$W_{вх.возд.} = 6,52$ м/с
		Атмосферное давление	$\Delta P_{атм.} = 101,325$ кПа
Выходное отверстие	outlet	Динамическое давление газоз-воздушного потока	$\Delta P_{дин.г.} = 1301,78$ Па

Опытным путем и при помощи анализа литературных источников [5] нами определено, что k-ε realizable модель турбулентности является оптимальной для решения поставленной задачи, как наиболее экономичная (наибольшая производительность при невысоких требованиях к точности задания начальных и граничных условий) и приемлемая по точности (демонстрирует достоверные результаты даже на сравнительно грубых расчетных сетках).

Так как внутри проточной части горелочного устройства происходит массообмен, в качестве модели смешения компонентов была выбрана модель перемешивания Species Transport с заданием в массовых долях состава топливного газа и воздуха на входе и смеси на выходе. Смесь была выбрана methane-air из стандартной библиотеки ANSYS Fluent (см. табл.2).

Таблица 2 - Компонентный состав газо-воздушной смеси

Наименование	Компоненты	%масс.
Газо-подводящий патрубок	CH4 (Methane)	80
	O2 (Oxygen)	10
	N2 (Nitrogen)	10
	Воздух (Air)*	0
Подсос первичного воздуха	CH4 (Methane)	0
	O2 (Oxygen)	0
	N2 (Nitrogen)	0
	Воздух (Air)*	100
Выходное отверстие	CH4 (Methane)	48
	O2 (Oxygen)	6
	N2 (Nitrogen)	6
	Воздух (Air)*	40**

*Под воздухом, подсасываемым с атмосферы, следует понимать смесь следующего состава: N₂-80%, O₂-20%.

**В реальной горелке первичного воздуха подсасывается 20% от объема топливного газа, и ещё столько же инжектируется в корень факела, однако в модели было принято допущение, что все 40% газа подсасываются снаружи в виде первичного воздуха.

В результате проведенных численных исследований определено распределение скоростей газо-воздушной смеси по периметру камеры смешения (сечения А-А и Б-Б на рис. 2) и на выходе из сопла горелки (сечение В-В). Установлено неравномерное распределение скорости по сечению, что соответствует числу каналов завихрителя горелки (четырёхзаходный червяк), которое по мере удаления от них выравнивается.

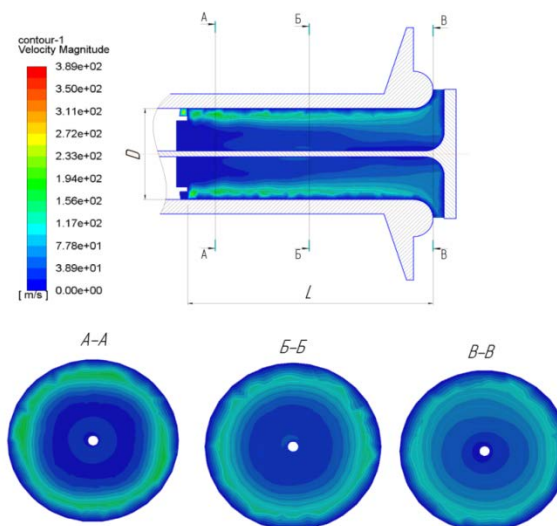


Рис. 2 Характер скоростного поля в проточной части горелки типа АГГ-3М

На основании выявленного характера неравномерности и её численного значения определены оптимальные соотношения диаметра камеры смешения (D) и длины (L) сопловой части горелки АГГ-3М из условий сохранения средних значений момента количества движения и скоростных характеристик газо-воздушной смеси у среза сопла в рабочем диапазоне нагрузок.

Установлено, что на длине $L = 1,8 \cdot D$ (выходное сечение) параметр неравномерности для изученной горелки не превышает 3,2 %, что гарантирует градиент температур излучающей

стенки по концентрическим окружностям вокруг горелки не более $20 \div 30^{\circ}\text{C}$ и позволяет обеспечить равномерный нагрев как излучающих стен топки печи, так и змеевиков, расположенных напротив.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Печников А.С.* Система настильного сжигания топлива трубчатых печей пиролиза на основе вихревых плоскопламенных горелочных устройств типа АГГ : автореф. дис. канд. техн. наук: 05.02.13 / А.С. Печников; С-Петербург. гос. техн. институт. СПб., 2013. -28 с.
2. *Шарихин, В.В.* Газовые горелки типа АГГ для систем сжигания топлива в трубчатых печах / В.В. Шарихин, Т.Н. Мухина, А.С. Печников, В.В. Степанчук // Нефтепереработка и нефтехимия. 1998.- № 1,- с.32-35.
3. *Печников А.С., Григорян Л.Г.* Исследование аэродинамики проточной части горелки типа АГГ // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки» № 3 (43), 2014, С. 174-179.
4. *Агеев О.Д.* / Моделирование аэродинамики проточной части горелки типа АГГ-3М // Сборник тезисов докладов «Дни науки 2018». С. 137-138.
5. *Волков К.Н., Емельянов В.Н.* Течения и теплообмен в каналах и вращающихся полостях –М.: Физматлит, 2010. - 480 с.

УДК 620.197

ЭЛЕКТРООТРИЦАТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ КАК ЖЕРТВЕННЫЕ АНОДЫ ПРИ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЕ

Н.Г. Кац

Самарский государственный технический университет,

г. Самара, Россия

kats.nickolai@yandex.ru

В настоящее время в промышленности получила большое распространение протекторная защита, которая подразумевает применение более электроотрицательного металла в качестве жертвенного анода, а сама конструкция становится катодом [1,2].

Протекторная защита обычно применяется совместно с лакокрасочными и полимерными покрытиями, которые представляют пассивную защиту. Это позволяет изменить расход протекторного сплава и увеличить срок его службы, обеспечивая более равномерное распределение защитного тока по поверхности, защищаемой конструкции. В работе [3] показано, что применение подложки из лакокрасочного покрытия повышает не только радиус защитного действия протекторного сплава, но и увеличивает срок его службы.

В качестве анодов чаще всего используют металлы более электроотрицательные, чем сама стальная конструкция. Это, например, магний, цинк, алюминий и их сплавы. Так в работах [4,5] показано, что применение магниевых сплавов в качестве протекторов существенно повысит срок эксплуатации резервуаров, чем чисто алюминиевых жертвенных анодов. Даны рекомендации по определению материала протекторов, их типоразмеры и область применения в зависимости от способа хранения нефтепродуктов.

Известно [1,2], что участки поверхности металла с наиболее отрицательным потенциалом (аноды), с которых стекает ток во внешнюю среду, разрушаются в первую

очередь, а участки металлов с более положительным потенциалом (катоды) в которые ток протекает из внешней среды, не разрушаются.

Механизм действия протекторной защиты заключается в превращении всей поверхности защищаемой металлической конструкции в один общий неразрушающийся катод. Анодами при этом будут являться подключенные к защищаемой конструкции жертвенные электроды из более электроотрицательного металла, т.е. протекторы. Электрический защитный ток получается вследствие работы гальванической пары протектор - защищаемая конструкция.

Магний имеет рабочий потенциал минус 1,45 В по хлорсеребряному электроду сравнения. Металл как протектор быстро изнашивается и поэтому срок его службы невелик. Металл практически не поляризуется и имеет низкую токоотдачу. При анодном растворении магний переходит в раствор в виде ионов Mg^+ , с образованием водорода. Магний легко пассивируется, его коррозия протекает с водородной деполяризацией, поэтому кислород на его коррозионное растворение почти не влияет, только в случае повышения температуры агрессивной среды.

Цинк имеет более высокий рабочий потенциал, чем алюминий. Однако, применение его для протекторной защиты не рационально, т.к. он растворяется неравномерно из-за крупнозернистой дендритной структуры. Поэтому требуется введение дополнительных легирующих элементов.

Алюминий имеет электродный потенциал минус 800-850 мВ относительно водородного электрода сравнения. Обладает повышенной анодной активностью. Позволяет защищать конструкции при наличии в агрессивной среде сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ), которые в большом количестве содержатся в нефти и нефтепродуктах.

Расчет протекторной защиты внутренней поверхности днища и первого пояса стальных резервуаров сводится к определению радиуса защитного действия протектора, их количества, способа расположения и срока службы [6]. Радиус защитного действия протекторного сплава составляет 1-2 метра [1, 2, 6]. Число протекторов можно определить ориентировочно исходя из радиуса резервуара, зоны действия одного протектора и уровня подтоварной воды в резервуаре. Необходимо также учитывать сопротивление растеканию тока с протектора, сопротивление соединительных проводов, силу тока и абсолютные значения потенциалов резервуара и протектора до подключения. После корректировки числа протекторов с помощью коэффициента экранирования, принимается их окончательное количество.

Срок службы оценивается с учетом технологического коэффициента, характеризующего условия работы резервуара, массу протектора и силу его тока, которая зависит от диаметра протектора, разности потенциалов и поляризационного сопротивления протектора, разности потенциалов протектора и днища при замкнутой цепи и поправочного коэффициента, зависящего от уровня подтоварной воды.

Эффективность применения протекторных сплавов рассмотрена в работах [7,8], в которых не представлены какие-то экспериментальные исследования. Поэтому были проведены экспериментальные исследования по определению изменения массы образцов металлов, находящихся в контакте с другими более электроотрицательными металлами, такими как алюминий и магний.

Исследования проводились на установке рис. 1, состоящей из емкости, заполненной агрессивной средой. Электродов, таких как сталь без контакта и сталь в контакте с алюминием и магнием.

Во время проведения исследований определялось изменение массы металлов (сталь, алюминий и магний) за время их контакта с агрессивной средой. Для этого использовался гравиметрический метод анализа, обладающий высокой точностью (до 0,1 %). Основным недостатком данного метода является длительность определения экспериментальных значений величин, достигающая порой нескольких десятков часов [1, 2].



Рис. 1. Общий вид экспериментальной установки

В качестве агрессивной среды была выбрана водопроводная вода, имеющая следующий состав [9] (табл. 1).

Таблица 1

Состав воды

№ п/п	Показатель	Содержание
1.	Водородный показатель, pH	6-9
2.	Мутность, $Pt - Co$	2,6
3.	Цветность градусы	20
4.	Взвешенные вещества, мг/л	-
5.	Общее солесодержание, мг/л	1000
6.	Железо общее, $Fe^{2+} + Fe$, мл/л	0,3
7.	Жесткость $Ca^{2+} + Mg^{2+}$, мг. экв./л	7
8.	Щелочность HCO	-
9.	Хлориды Cl , мг/л	350
10.	Сульфаты SO , мг/л	500

Как видно из таблицы 1 содержание солей в водопроводной воде достаточно высокое и в некоторых случаях близка к содержанию солей некоторых подтоварных вод [10,11]. Поэтому все сравнительные исследования проводились в водопроводной воде.

Для проведения исследований применялись плоские образцы прямоугольной формы, площадь поверхности которых должна быть не менее $0,003 \text{ м}^2$ [12]. Допустимая погрешность при изготовлении образцов $\pm 1,0$. Использовались образцы размером 50x65 мм, площадью $S = 0,00325 \text{ м}^2$. Кромки образцов не должны иметь заусенцев. Толщина образцов должна быть от 0,5 до 3,0 мм, так, чтобы она была как минимум в 100 раз меньше двух других его размеров, и они не должны деформироваться во время проведения испытаний.

Подготовка образцов к проведению экспериментальных исследований проводилась по ГОСТ 9.908. Поверхность исследуемых образцов не должна, иметь видимых дефектов, таких как царапины, включения, трещины, точки и поры.

Объем заливаемого раствора агрессивной среды для погружения образцов в электролит должен составлять не менее 30 см на 1 см поверхности образца, обычно 150 мл на 1,0 см² поверхности образца. Измерения проводились при комнатной температуре, что не противоречит ГОСТ.

После каждого взвешивания образцов раствор в емкости заменялся на новый. Уровень агрессивной среды в емкости заливался так, чтобы покрыть всю поверхность образца, т.е. до верхней кромки образца и поддерживался постоянным.

Методика проведения эксперимента заключалась в измерении массы образцов до и после погружения их в раствор агрессивной среды с выдержкой их в растворе электролита не менее 10⁶ секунд. Для этого поверхность образцов зачищалась наждачной шкуркой до металлического блеска и обезжиривалась ацетоном.

Контакт пластин осуществлялся при помощи медной шины (рис. 1). Внешний вид образцов до проведения испытаний представлен на рис. 2. Взвешивание проводилось на аналитических весах марки AR 2140 с точностью ± 0,0002 гр.

Перед взвешиванием образцы удалялись из раствора агрессивной среды, вытирались сухой тряпкой и высушивались в теплом месте не менее 15 минут при температуре от 25 до 30°C. Раствор агрессивной среды заменялся на новый.

Результаты гравиметрических измерений представлены в таблице 2 на примере сталь и алюминий, находящиеся в контакте друг с другом.



*Рис. 2. Внешний вид испытуемых образцов
слева – сталь, справа - алюминий*

Таблица 2

Результаты измерений массы образцов из стали и алюминия

№ п/п	Время, с	Сталь, гр		Алюминий, гр	
		Масса до испытания	Масса после испытания	Масса до испытания	Масса после испытания
1.	172800	22,2074	22,1931	20,6534	20,6528
2.	439200	-	22,1690	-	20,6518
3.	1040400	-	22,1322	-	20,6497
4.	1393200	-	22,1159	-	20,6503
5.	1915200	-	22,0877	-	20,6489

По экспериментальным данным (табл. 2) был проведен расчет отрицательного массового показателя скорости коррозии для всех рассмотренных в работе металлов, находящихся в контакте и без него, по уравнению:

$$K_m^- = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot \tau} \quad (1)$$

где m_1 - масса образцов до испытания, г;

m_2 - масса образцов после взаимодействия с агрессивной средой, г;

S - площадь поверхности образца, м²;

τ - время проведения эксперимента, с.

Результаты расчетов представлены в таблице 3.

Таблица 3

Массовый показатель скорости коррозии K_m^-

№ п/п	Время, с	Значение K_m^- , г/м ² ·с				
		Сталь без контакта	Сталь в контакте с алюминием K_{mCT-Al}^-	Алюминий в контакте со сталью K_{mAl-CT}^-	Сталь в контакте с магнием K_{mCT-Mg}^-	Магний в контакте со сталью K_{mMg-CT}^-
1.	172800	0,0005435	0,00002546	0,00000092	0,0000081	0,0004620
2.	439200	0,0005611	0,00002690	0,00000096	0,0000084	0,0004951
3.	1040400	0,0006400	0,00002224	0,00000094	0,0000071	0,0004888
4.	1393200	0,0005990	0,00002021	0,00000059	0,0000066	0,0004912
5.	1915200	0,0006111	0,00001923	0,00000062	0,0000051	0,0004778

По данным таблицы 3 были построены графики зависимости отрицательного массового показателя от времени проведения эксперимента для всех случаев контакта и без него (рис. 3 и 4).

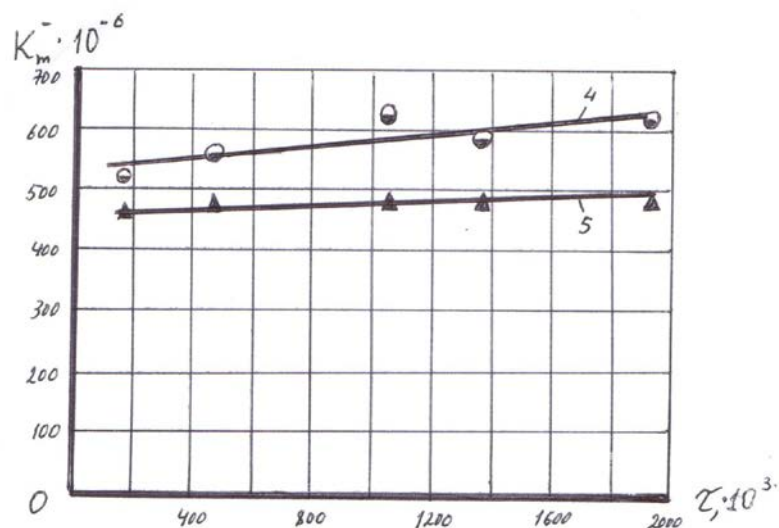


Рис. 3. Зависимость массового показателя скорости коррозии от времени проведения эксперимента
4 – сталь без контакта; 5 – контакт магния со сталью

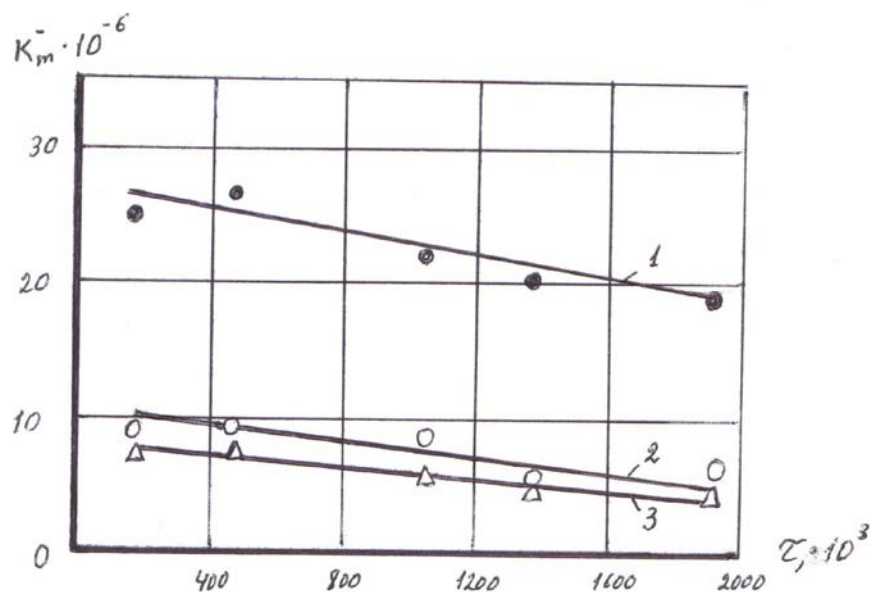


Рис. 4. Зависимость массового показателя скорости коррозии от времени проведения эксперимента
1 – контакт стали с алюминием; 2 – контакт алюминия со сталью;
3 – контакт стали с магнием

Анализ результатов эксперимента показал, что образец, находящийся без контакта с обеих сторон покрыт продуктами коррозии (рис. 5). Можно считать, что процесс анодного растворения стали, сопровождается кислородной деполяризацией и отложением на поверхности стали продуктов коррозии бурого цвета.



Рис. 5. Поверхность образца стали после 12 суток эксперимента

Из графика рис. 3 видно, что скорость растворения стали без контакта (рис. 3, кривая 4) намного выше, чем при контакте с более электроотрицательными металлами, такими как алюминий, магний см. рис. 4, кривая 1 и 3. Это объясняется тем, что при контактной коррозии в большей степени растворяется более электроотрицательный металл, что хорошо видно на графиках рис. 3 кривая 5 и рис. 4 кривая 2. Причем магниевый образец растворяется с большей скоростью, чем алюминиевый. Об этом также свидетельствуют, данные растворения стали в контакте с алюминием и магнием (рис. 4 кривые 2 и 3).

Магниевый образец имеет более высокое значение массового показателя скорости коррозии, чем алюминиевый (см. также табл. 2). Магний как более электроотрицательный металл, растворяется быстрее, становясь в контакте со сталью жертвенным анодом и защищает ее.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Кац Н.Г.* Основы теории химического сопротивления и защита от коррозии оборудования нефтегазопереработки: Монография / Н.Г. Кац, В.П. Стариков, С.Н. Парфенова, С.П. Лесухин. – Москва, Машиностроение, 2010. – 332 с.
2. *Кац Н.Г.* Защита оборудования нефтегазопереработки от коррозии: Учебное пособие / Н.Г. Кац. – Самара, Самар. гос. техн. ун-т, 2018. – 103 с.
3. *Кац Н.Г.* Оценка работоспособности полимерных и лакокрасочных покрытий. Вестник Самарского гос. техн. ун-та. Серия «Технические науки». № 2 (46), 2015. с. 185-188.
4. *Кац Н.Г., Коноваленко Д.В., Васильев С.В.* Анализ разрушений магниевых сплавов. Вестник Самарского гос. техн. ун-та. Серия «технические науки». № 4 (48), 2015. с. 130-134.
5. *Кац Н.Г., Васильев С.В.* Опыт эксплуатации протекторов для защиты нефтяных резервуаров, изготовленных из вторичных алюминиевых сплавов. Вестник Самарского гос. техн. ун-та. Серия «технические науки». № 4 (44), 2014. с. 170-176.
6. *Зиневич А.М.* Защита трубопроводов и резервуаров от коррозии / А.М. Зиневич, В.П. Глазков, В.Г. Котик. – М.: Недра. 1975. – 288 с.
7. *Кац Н.Г., Васильев С.В.* Эффективность протекторных сплавов. Сборник научных трудов Международной научно – практической конференции «Современное общество, образование и наука». Россия, Тамбов 30 июня. 2014.
8. *Кац Н.Г., Васильев С.В.* Радиус защитного действия протекторных сплавов. Сборник научных трудов Международной научно – практической конференции «Современное общество, образование и наука». Россия, Тамбов 30 июня, часть 6, 2014.
9. [www. Univod.ru](http://www.Univod.ru). Химический анализ воды в Самаре.

10. *Кац Н.Г., Васильев С.В., Каменсков А.А.* Свойства подтоварных вод и коэффициент полезного действия сплавов. Сборник трудов X Международной научно – практической конференции Ашировские чтения. Туапсе. Россия, Самара, 2013. – с. 133-135.

11. *Васильев С.В. Кац Н.Г., Парфенова С.Н., Живаева В.В., Доровских И.В.* Общая характеристика и свойства подтоварных вод. ВНИИОЭНГ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, № 12, 2011. – с.41-42.

12. ГОСТ Р 9.905-2007. Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования.

УДК 620.193

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «МИР ПИА» ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ УСТАНОВКИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРОНОЙ КОНДЕНСАЦИИ

С.Б. Коныгин, Д.В. Коноваленко

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

E-mail: mahp@inbox.ru

«МиР ПиА» – это программный продукт, позволяющий создавать и модифицировать модели основных технологических процессов нефтегазовой и химической промышленности (процессов промышленной подготовки и переработки нефти, газового конденсата, попутного и природного газа). Одним из возможных объектов моделирования могут быть холодильные установки для низкотемпературной конденсации углеводородного газа

При моделировании работы пропановой холодильной установки, предназначенной для низкотемпературной конденсации углеводородного газа (температура конденсации -15°C , исходная температура газа 25°C , давление 35 кгс/см^2) производительностью по газу $57\ 000\text{ кг/ч}$, схема которой приведена на рисунке 1, была создана модель установки низкотемпературной конденсации (рисунок 2). Модель базируется на расчёте трёхфазного равновесия "газ – конденсат – вода", двухфазного равновесия воды и влажного воздуха, а также прогнозировании теплофизических свойств потоков.

Разработанная модель позволила провести серию технологических расчётов, в результате которых определены параметры работы двух циркуляционных контуров. На рисунке 3 представлены расчётные зависимости расхода циркулирующей охлаждающей воды и количества воды на подпитку от относительной влажности атмосферного воздуха, подаваемого в градирню.

Компонент	%, масс.	Компонент	%, масс.
Водород	0,0002	Изопентан	1,3739
Метан	42,3098	Пентан	1,0961
Этан	26,0699	Гексан	0,4708
Пропан	20,5072	Гептан	0,0441
Изобутан	2,8113	Вода	0,0015
Бутан	5,3152		

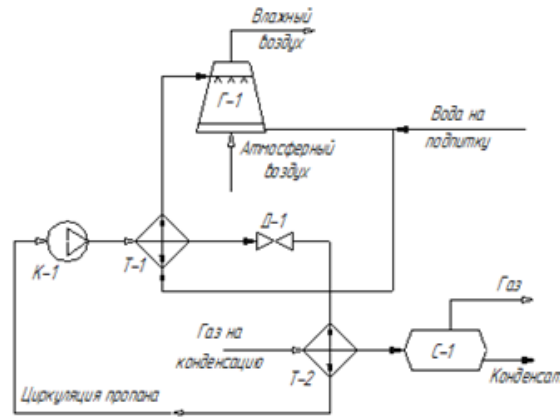


Рис. 1 – Технологическая схема пропановой холодильной установки и состав углеводородного газа.

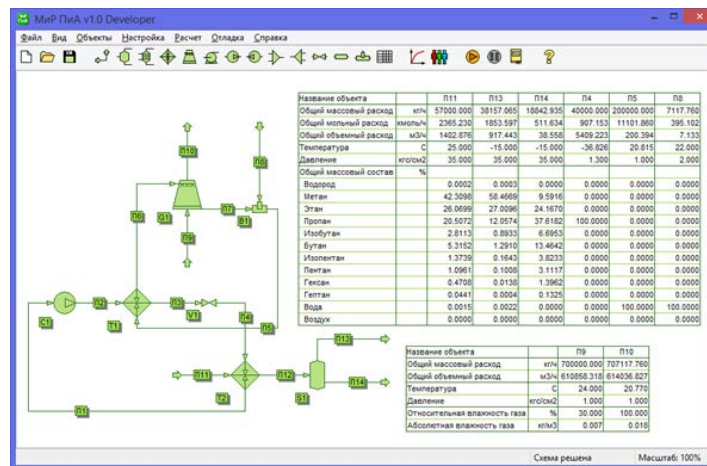


Рис. 2 – Модель установки низкотемпературной конденсации.

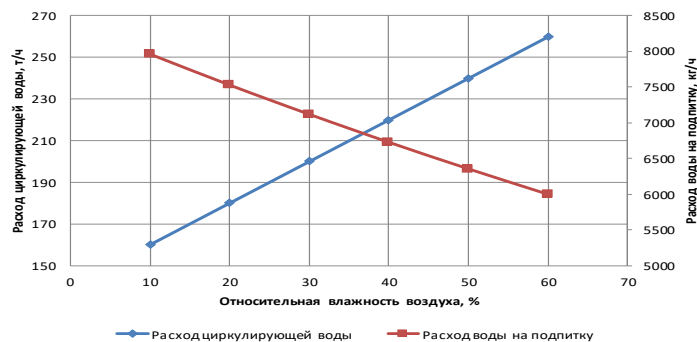


Рис. 3 – Зависимости расхода циркулирующей охлаждающей воды и количества воды на подпитку от относительной влажности атмосферного воздуха, подаваемого в градирню.

Анализ результатов моделирования позволил выбрать режим работы холодильной установки, обеспечивающий охлаждение газа до требуемой температуры.

С помощью программной платформы "МиР ПиА" могут быть созданы модели, в состав которых входят несколько методов прогнозирования равновесия и свойств потоков.

УДК 620.193

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «МИР ПИА» ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Д.А. Крючков, С.В. Иваняков

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

E-mail: mahp@inbox.ru

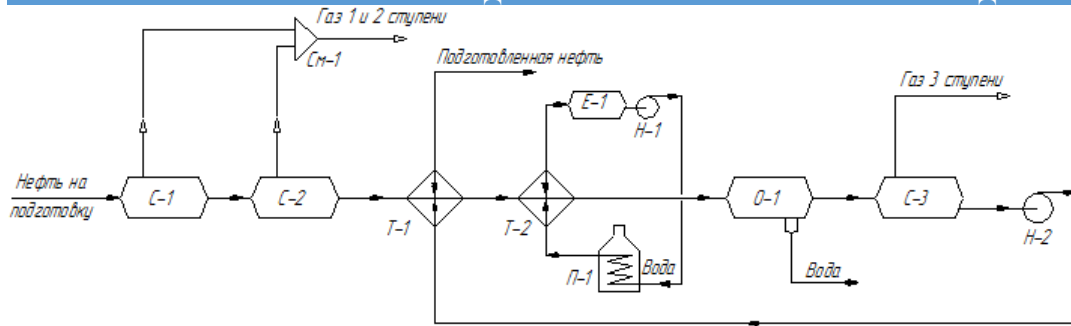
Одним из основных направлений в моделировании работы установок подготовки нефти является определение параметров работы, которые необходимы для доведения содержания H_2S и давления насыщенного пара до требований ГОСТ 31378–2009. Для этого используются различные программные продукты технологического моделирования (HYSYS, PROII и др.), к которым относится и комплекс «МиР ПиА».

При моделировании работы установки подготовки нефти (температура поступающей нефти $15^{\circ}C$, давление 20 кгс/см^2) производительностью $1\,000\,000 \text{ т/год}$, схема которой приведена на рисунке 1, была создана модель установки подготовки нефти (рисунок 2). Модель базируется на расчёте трёхфазного равновесия "газ – нефть – вода" и прогнозировании теплофизических свойств потоков.

Разработанная модель позволила провести серию технологических расчётов и определить влияние технологических параметров на качество подготовки нефти. На рисунке 3 представлены расчётные зависимости содержания H_2S в подготовленной нефти и давления насыщенного пара от температуры горячей ступени сепарации.

Анализ результатов моделирования позволил выбрать режим работы установки подготовки нефти (рисунок 2), обеспечивающий соответствие подготовленной нефти требованиям ГОСТ 31378–2009.

С помощью программной платформы "МиР ПиА" также могут быть созданы модели различных технологических схем установок подготовки нефти и определены оптимальные режимы их работы.



Компонент	%, масс.	Компонент	%, масс.	Компонент	%, масс.
Сероводород	0,0367	Бутан	2,6147	Гексан	1,5582
Метан	0,7609	Изопентан	1,4029	2,4-Диметилпентан	0,2013
Этан	1,2233	Пентан	1,7550	Гептан	3,4366
Пропан	3,3727	2,2-Диметилбутан	0,8780	Остаток	80,0090
Изобутан	0,7965	3-Метилпентан	0,6616	Вода	1,2926

Рис. 1 – Технологическая схема установки подготовки нефти и состав исходной нефти.

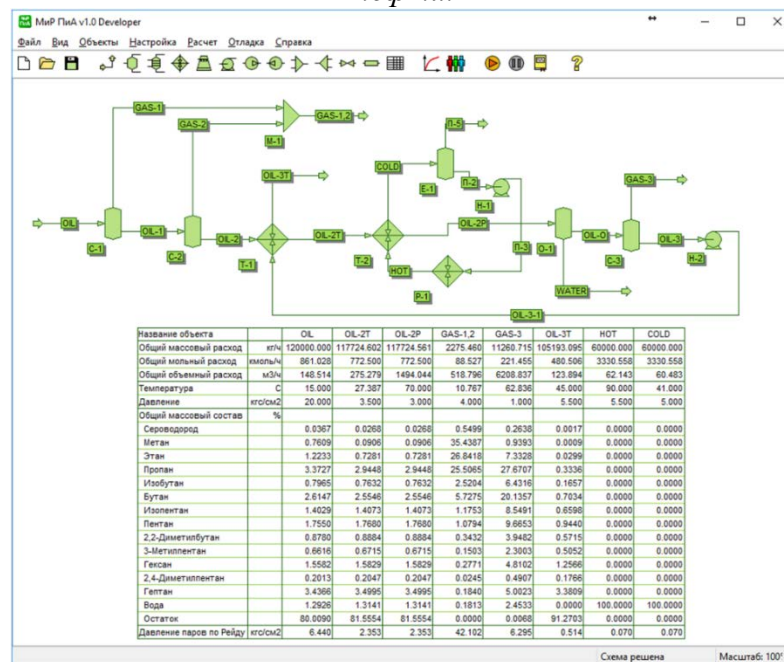


Рис. 2 – Модель установки подготовки нефти.

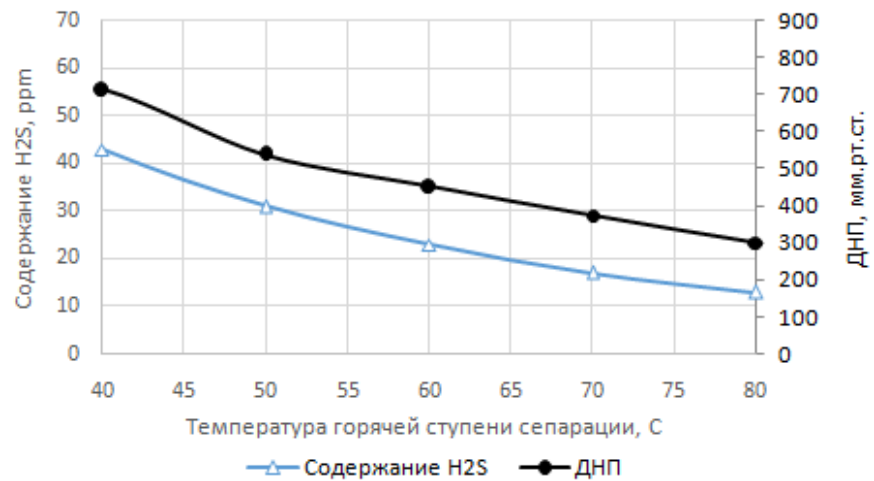


Рис. 3 – Зависимость содержания H_2S в подготовленной нефти и давления насыщенного пара от температуры горячей ступени сепарации.

УДК 57.083.12:[502.65;665.6]

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БИОПРЕПАРАТОВ ПРИ ЗАГРЯЗНЕНИИ ПОЧВЫ НЕФТЕПРОДУКТАМИ

Ю.В. Земскова, М.А. Истомова

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
yuly-zemskova@ya.ru*

В современном мире увеличение добычи нефти приводит к распространению масштабов загрязнения окружающей среды. Так, например, в Самарской области в результате деятельности нефтегазовых предприятий образовалось более 560 тыс. т. нефтесодержащих отходов в 2014 году. Загрязнения почв, грунтов, в частых случаях, образуются из-за аварий на нефтепроводах. В настоящее время в работе находится около 350 тыс. трубопроводов в некачественном состоянии, на которых могут происходить аварии и порывы [1].

В данной статье рассмотрена эффективность использования биопрепаратов при загрязнении почвы нефтепродуктами. К нефтепродуктам относятся токсичные вещества, такие как: керосин, мазут, смазочные материалы и пр.

Естественное очищение почвы от нефтяного загрязнения представляет собой достаточно длительный процесс. Поэтому одним из эффективных методов очистки почв является биоремедиация. Это комплекс мероприятий, направленных на обработку почв с использованием растений, грибов, бактерий и других организмов [2].

Рассмотрим сравнительную эффективность существующих биопрепаратов.

1) Препарат «Микромицет» – компоненты в составе биопрепарата (штаммы микроскопического почвенного гриба Пеницилиум N 50311), служат питательной средой для размножения микроорганизмов, которые в результате своей жизнедеятельности вызывают разложение нефти. После обработки данным препаратом, через месяц, наблюдается размножение грибов, следовательно, начинается активная работа микроорганизмов.

Быстрый процесс очистки происходит за счет обогащения почвы биопрепаратом с наполнителем и кислородом, что вызывает развитие внесенного нефтеусваивающего штамма и собственной микрофлоры почвы, при этом происходит накопление нетоксичной биомассы, которая утилизирует загрязнения, и увеличивает содержание гумуса в почве.

Достоинства:

- не образует газов;
- является грибным препаратом;
- не оказывает негативных воздействий на почвенную микрофлору и растительность [3].

2) Препарат «Деворойл» представляет собой совокупность 5 видов углеводородокисляющих бактерий и дрожжей.

После обработки препаратом загрязнённых территорий остаётся легко разлагающийся бактериальный белок и экологически чистые нейтральные продукты окисления углеводов нефти. Совокупность микроорганизмов способны окислять углеводороды в широком диапазоне кислотности среды (рН от 5.5 до 9.5), солёности среды (до 140 г/л) и температур (от плюс 5 до плюс 40°C).

Достоинства:

- полностью окисляет углеводороды различных классов; способен разрушать как растворимые, так и нерастворимые фракции углеводородов;
- внедряется в толщу нефтяной пленки;

– отличается экономичностью, а также простотой применения при высокой эффективности. [4].

3) Препарат «Ленойл» содержит ассоциацию микроорганизмов (*Bacillus brevis* и *Arthrobacter* sp.). Так как каждый вид микроорганизмов проявляет наибольшую активность для отдельных фракций нефти, то достигается наибольшая эффективность, потому что обрабатываются все фракции нефтепродуктов сразу с равномерной скоростью.

Микроорганизмы, входящие в состав, способны перерабатывать нефтепродукты в средах с высокой степенью минерализации (свыше 60 г/л) в широком диапазоне температур (3–45°C).

Достоинства:

– экологическая и гигиеническая безопасность;

– высокая скорость и эффективность усвоения и переработки микроорганизмами нефтепродуктов [5].

Проведя анализ известных биопрепаратов, можно сделать вывод, что при очистке нефтезагрязненных территорий они находят все более широкое применение.

Биологические методы, с использованием биопрепаратов, имеют ряд преимуществ перед другими методами. Это в первую очередь экологическая безопасность, а также минимальное нарушение физического и химического состава очищаемых грунтов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Подалов Ю.А.* Экология нефтегазового производства. Москва: Инфра-Инженерия, 2010. 416 с.
2. *Андерсон Р.К.* Биотехнические методы ликвидации загрязнения почв нефтью и нефтепродуктами. ВНИИОЭНГ, 1993. С. 24.
3. *Королев В.А.* Очистка грунтов от загрязнений. М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. 365 с.
4. *Колесниченко А.В.* Процессы биодegradации в нефтезагрязненных почвах. М.: Промэкобезопасность, 2004. 194 с.
5. *Киреева Н.А., Водопьянов В.В., Григориади А.С., Новоселова Е.И.* Эффективность применения биопрепаратов для восстановления плодородия техногенно – загрязненных почв. Известия Самарского научного центра Российской академии наук, Т.12, №1(4), 2010.

О РЕСУРСНОМ ПОТЕНЦИАЛЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

А.А. Ермуллина, Б.Ю. Смирнов

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

ermullina.alena@mail.ru

Попутный нефтяной газ, получаемый при добыче нефти это ценное сырье, а не побочный продукт. Несмотря на огромные запасы ПНГ, Россия до сих пор отстает по уровню его рационального использования. На данный момент Россия занимает первое место по сжиганию попутного нефтяного газа на факельных установках. Такой способ является наименее рациональным, так как наносится значительный ущерб окружающей природной среде не только в местах нефтедобычи, но и в ближайших районах.

Наиболее вредными компонентами, содержащимися в попутном газе, являются сероводород и ароматические углеводороды различного строения. Негативное воздействие

сероводорода связано с высокой плотностью в результате чего, происходит его накопление в приземных слоях воздуха.

Исходя из остроты проблемы, правительство РФ предприняло ряд мер для ее скорейшего разрешения. В связи с подписанием постановления Правительства РФ об обеспечении 95% уровня сжигания ПНГ, так же с ухудшением минерально-сырьевой базы по нефти и газу, ростом цен на тепло- и электроэнергию во многих нефтедобывающих компаниях наметилась тенденция более бережного отношения и к данному виду ресурсов.

Проблема эффективной утилизации ПНГ стоит очень остро среди нефтедобывающих компаний. Изучение данной темы очень важно для России, так как нерациональное использование ПНГ влечет за собой экологические и экономические потери.

Существует ряд способов рациональной утилизации попутного нефтяного газа. Наиболее популярными являются:

1. Утилизация ПНГ на газоперерабатывающем заводе с целью получения химически ценных компонентов.
2. Метод утилизации теплоты дымовых газов при использовании ПНГ в энергетическом направлении с помощью котла-утилизатора для получения водяного пара.
3. Закачка попутного нефтяного газа обратно в пласт с целью увеличения нефтеотдачи [1].

В рамках решения проблемы утилизации попутного нефтяного газа на местах сжигания ПНГ, была разработана типовая установка, позволяющая перерабатывать и утилизировать ПНГ с получением тепловой энергии.

Большинство существующих сегодня энергетических решений не могут использовать ПНГ в качестве топлива по причине его высокой загрязненности различными вредными компонентами и соединениями, и нестабильной теплотворной способностью.

При разработке данного технического решения, эти два критических фактора брались за основу предъявляемых требований к стабильной и надежной работе установки, поэтому для предлагаемой установки нестабильная теплотворная способность ПНГ и загрязнения сернистыми соединениями не являются критическими факторами, от которых зависит работоспособность комплекса и выполнение штатных заявленных технических характеристик.

В качестве получения энергии предлагается использование котла-утилизатора непосредственно на месторождении. Таким образом, тепло и энергия, которые образовались в результате сжигания попутных нефтяных газов в котле утилизаторе, можно использовать для бытовых нужд, для отопления помещений, находящихся на месторождениях. Так же котел утилизатор может быть адаптирован на любых местностях. Образовавшаяся тепловая энергия снижает температуру газовой смеси за счет ее преобразования, отводит большую часть тепла от агрегатов и создает прекрасные предпосылки для энергосберегающих режимов на месторождениях, за счет использования в качестве отопления помещений.

Таким образом, предложены доступные перспективные схемы использования попутного нефтяного газа, что позволит нефтедобывающим компаниям улучшить как экологические показатели (сокращение удельного объема выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух), так и экономические (снижение платы за негативное воздействие на окружающую среду) за счет рационального использования энергетического потенциала попутного нефтяного газа.

В рамках проведенного исследования предложены доступные перспективные схемы использования попутного нефтяного газа. Разработана технологическая схема, направленная на получение водяного пара в котле-утилизаторе, посредством использования теплоты уходящих дымовых газов для перегрева водяного пара. Выявлены оптимальные режимы работы разработанной установки котла-утилизатора.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Рямова С. М.* Экологические проблемы в нефтяной промышленности: утилизация попутного газа // Н. В. Водулина // Сборник материалов конференции. Уфа, 2013.- с. 61-64.
2. *Ильясова Е.З.* Разработка критериев выбора эффективных методов утилизации нефтяного газа: Дисс... канд техн. наук. – Уфа, 2010.- с. 162
3. *Аристова В.В.* Альтернативные комплексные технологии переработки попутных нефтяных газов/ Дорофеев А.С., Спиридонов В.С., Сукимский А.И., Тынников Ю.Г// производство и технологии. – 2012.-№5.-С45-52
4. *Фоминых О.В.* Исследование технологий утилизации попутного нефтяного газа в условиях неразвитой промышленной инфраструктуры / Леонтьев С.А., Иванов А.В // Академический журнал Западной Сибири.- 2016. - №5.-С.9-11

**АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА И
ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ КАК ПЕРСПЕКТИВЫ
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

Т.В. Табачникова, А.В Юмалин, Л.В Швецова

*Альметьевский государственный нефтяной институт
Альметьевск, Россия
E-mail: tvtab@mail.ru*

Аннотация. В распределительных электрических сетях нефтегазовой промышленности необходимо решать новые важные задачи оперативно-технологического управления автоматизированными системами мониторинга и технического диагностирования. Рассмотрены системы, которые легко адаптируются в программу «Интеллектуальные распределительные электрические сети» и обеспечивают мониторинг ключевых режимных показателей, которые необходимы для дальнейшего определения оптимального уровня напряжения, с целью снижения потерь электрической энергии и повышения энергоэффективности эксплуатируемого оборудования в процессе добычи нефти.

Ключевые слова: оперативно-технологическое управление, система мониторинга, техническое диагностирование, программно-технический комплекс, ситуационное управление.

Управление режимами технологических процессов энергообъектов должно осуществляться с согласованием различных иерархических уровней с учётом способа управления: диспетчерского или технологического управления.

Вопросы автоматизации систем мониторинга и технического диагностирования определяют существенную часть затрат компании на обслуживание и ремонт оборудования электротехнологических объектов. Для каждого уровня системы оперативно-технологического управления (ОТУ) электросетевым комплексом (ЭСК) актуально гарантированное взаимодействие с системой ситуационного управления в ЭСК. Реализация функций такого управления должна быть возложена на ситуационно-аналитические подразделения организаций.

Для осуществления функций по оперативно-технологическому и ситуационному управлению ЭСК центры управления сетями (ЦУС) должны быть оснащены автоматизированными системами оперативно-технологического и ситуационного управления (АСОТСУ) на всех уровнях [1].

Автоматизированные системы мониторинга и технического диагностирования необходимы для обеспечения оперативного диагностирования текущего технического состояния оборудования, с целью своевременного выявления и прогнозирования дефектов [1].

Под ОТУ ЭСК следует понимать комплекс мер, обладающими функциями управления техническими параметрами технологического процесса, а также режимными параметрами объектов электроэнергетики или электроустановок потребителей. Разработанный и принятый к исполнению комплекс мер по ОТУ должен осуществляться собственниками электротехнологических установок в соответствии с требованиями оперативно-диспетчерского управления в отношении линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок [1].

Важно, чтобы мониторинг технического состояния проводился в режиме on-line (реального времени). Для непрерывного мониторинга должен быть определён оптимальный перечень ключевых параметров для конкретного оборудования. Непрерывный мониторинг

позволяет анализировать значения этих показателей и давать характеристику техническому состоянию оборудования. При этом важным условием является своевременная передача критических значений наблюдаемых параметров.

Автоматизированная система мониторинга и технического диагностирования включает в себя: централизованный программно-технический комплекс (ПТК) для обработки и представления информации как с локальным, так и с удаленным рабочим местом оператора, предназначенного для обработки и анализа получаемой информации; первичные датчики; контроллеры сбора и обработки сигналов.

Программно-технический комплекс представляет собой иерархическую систему, в которой интегрированы система сбора и передачи информации, ведения базы данных, система планирования и анализа режимов и подсистема защиты информации (рис.1).

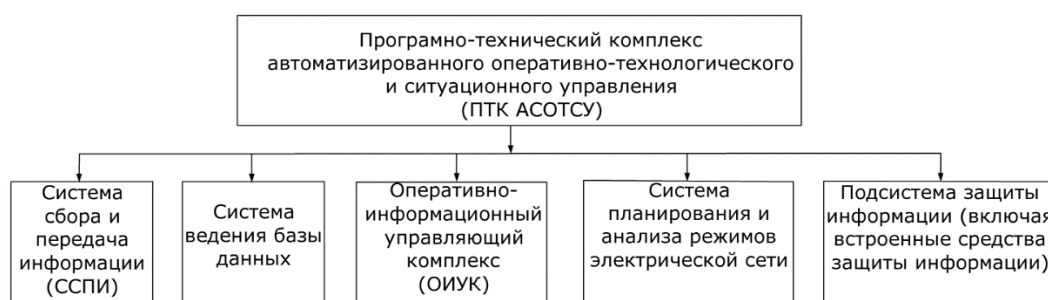


Рис. 1 – Состав программно-технических комплексов автоматизированными системами оперативно-технологического и ситуационного управления

Целесообразно реализовать в ПТК три уровня: полевой, присоединения и подстанционный (рис 2).

Полевой уровень содержит в составе датчики (первичные преобразователи), не входящие в комплект основного оборудования, цифровые блоки трансформаторов тока и напряжения, DMU (Digital Merging Unit), которые устанавливаются в непосредственной близости к первичному оборудованию.

Уровень присоединения содержит контроллеры присоединения, ячеек, измерительные преобразователи, микропроцессорные терминалы РЗА, а также устройства смежных систем.

Подстанционный уровень – это серверы автоматизированных систем управления подстанционным оборудованием, серверы телемеханики, стационарные контроллеры связи и управления, а также оборудование систем единого времени (приемники GPS/ГЛОНАСС, сервер точного времени), систему гарантированного питания, сетевое оборудование (в том числе оборудование станционной шины) (коммутаторы, маршрутизаторы, сетевые экраны, преобразователи интерфейсов и среды передачи данных, конвертеры протоколов, смежные системы подстанционного уровня (ССПТИ и др.).

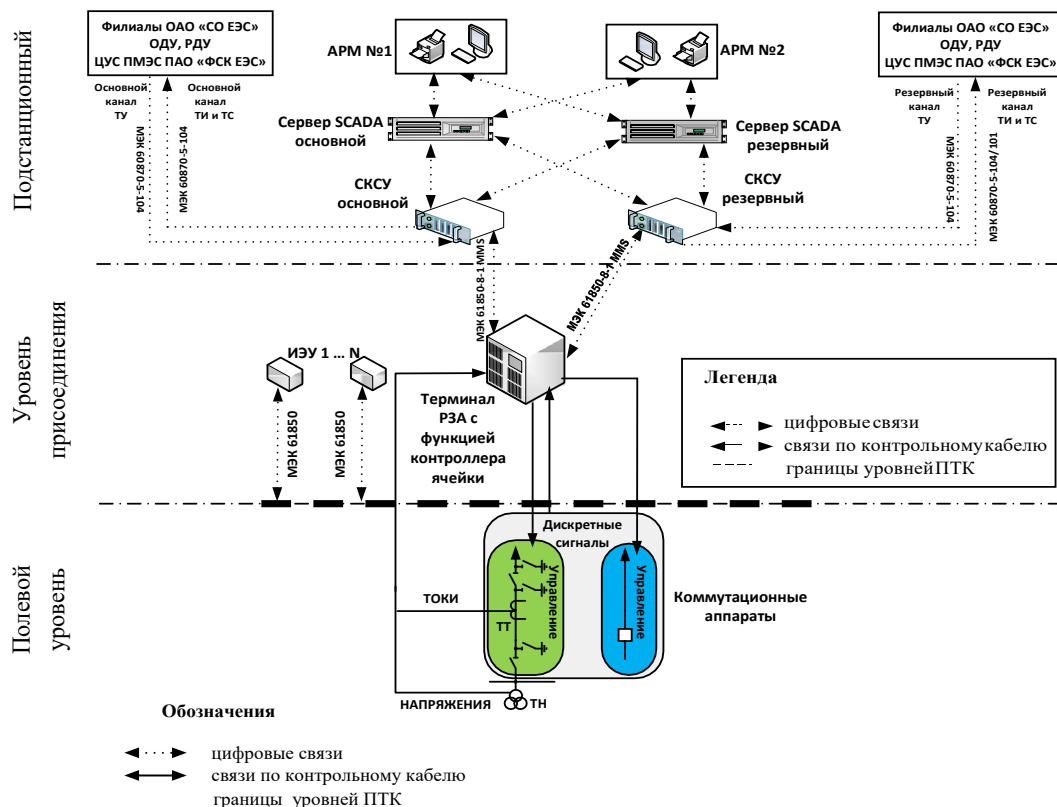


Рис. 2 – Структурная схема информационных связей ПТК для комплектных распределительных устройств (6-35 кВ)

Микропроцессорные устройства РЗА, а также устройства ССПТИ на подстанции кроме своего прямого назначения предназначены для использования в качестве источников цифровой информации больших объемов. Данная информация необходима для осуществления контроля и решения задач управления объектом как в нормальных, так и в аварийных режимах.

Техническое диагностирование должно выполняться непрерывно и автоматически в течение всего времени работы объекта во всех эксплуатационных режимах.

Важной задачей также является защита информации от несанкционированного доступа и её сохранность на машинных носителях.

Функции ПТК АСОТСУ весьма обширны [1,3]:

- получение от устройств уровня процесса контролируемых электросетевых объектов оперативной технологической информации и её первичную обработку обмен информацией с АСОТСУ смежных диспетчерских пунктов энергосистемы;
- архивирование и хранение принятых данных;
- передача команд телеуправления и телерегулирования на контролируемые объекты электрической сети;
- ведение базы данных, содержащей информационную модель контролируемой электрической сети, нормативно-справочную и другую необходимую информацию неоперативного характера;
- оперативный контроль технологического режима объектов электрической сети;
- обмен неоперативной технологической и служебной информацией со смежными подсистемами АСТУ и другими автоматизированными системами;
- управление событиями;

- ведение в электронном виде оперативного журнала и другой оперативной документации, формирование отчетов;
- моделирование и анализ технологических режимов электрической сети;
- взаимодействие с оперативным и другим персоналом посредством АРМ и систем коллективного отображения [1].

Оборудование производства ООО «ПиЭлСиТехнолоджи» ПТК ТОРАЗ [4], ООО НПП «ЭКРА» ПТК EVICON [5] успешно применяется на объектах ОАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Российские сети» и другие энергетические компании. ООО «Инженерный центр “Энергосервис”» производит ПТК СМРР, ЭНТМ и другое оборудование и внедряет в современную энергетику страны [6]. И это только малая часть известных ПТК, используемых в электроэнергетике.

В настоящее время компания ООО «Кросс-Автоматика» занимается созданием технологий «интеллектуальное месторождение» (Smart Fields Technologies) для нефтегазодобывающих комплексов. Создан и модернизирован интеллектуальный ПТК «ArtLiftControl™», который имеет возможность встраиваться в 5-ти уровневую модель организации систем удаленного мониторинга и предназначен для интеллектуального комплексного мониторинга и управления станциями управления (СУ) электропогружными насосами установки (УЭЦН) и кустами скважин (рис.3).

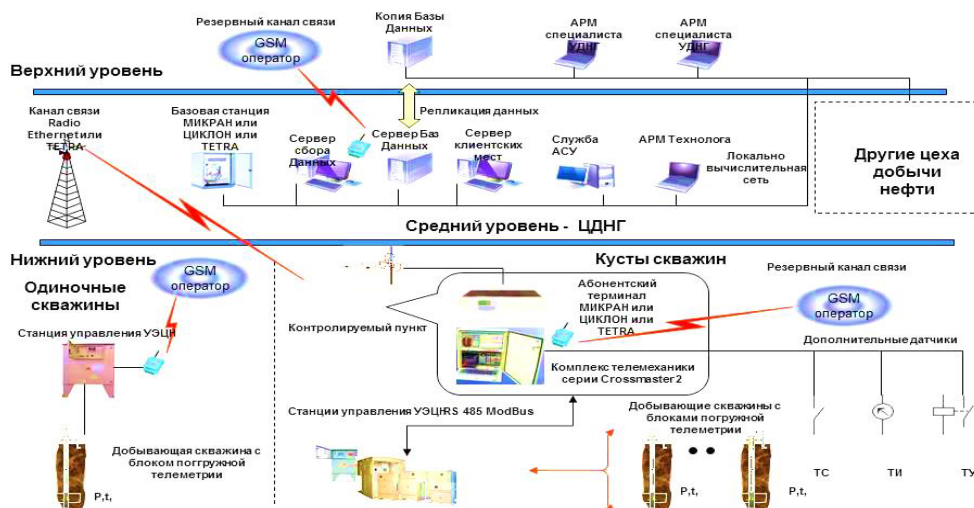


Рис. 3 – Структура программно-технического комплекса «ArtLiftControl™»

«ArtLiftControl™» даёт возможность передавать контролируемые и управляющие параметры на удаленные рабочие места, позволяет вести непрерывный дистанционный опрос. Гарантированная возможность визуализации, а также архивирования различных параметров работы электротехнических комплексов добывающих скважин: Вычисление необходимых параметров производится по реальным значениям ключевых параметров. Задание уставок на все типы станций управления УЭЦН осуществляется дистанционно.

Среди ключевых измеряемых параметров: потребляемая мощность и нагрузка погружного электродвигателя, динамический уровень, забойное давление, тепловые параметры оборудования.

Предложенная система позволяет проводить вычисление текущего и накопленного дебита скважин по косвенным параметрам.

Выводы.

Внедрение технологий интеллектуального месторождения на объектах нефтегазодобывающих предприятий, на базе ArtLiftControl™ позволит обеспечить непрерывный мониторинг ключевых режимных параметров и техническое диагностирование разного рода технологического оборудования [7], что является требованием единой

технической политики в электросетевом комплексе, а также основой подхода к реализации умных сетей. Рассмотренная система легко адаптируется в программу «Интеллектуальные распределительные электрические сети» и обеспечивает мониторинг ключевых режимных показателей, которые необходимы для дальнейшего определения оптимального уровня напряжения в центрах питания, с целью снижения потерь электрической энергии и повышения энергоэффективности эксплуатируемого оборудования в процессе добычи нефти.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» Утверждено Советом Директоров ПАО «Россети» (протокол от 22.02.2017 № 252).
2. ОАО «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы» Стандарт организации «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750кВ» Утвержден Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2006 № 187, приказом ОАО Институт «Энергосетьпроект» от 03.07.2006г. №18 эсп.
3. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» Общие технические требования к АСУТП ПС ЕНЭС. Основные требования к программно-техническим средствам и комплексам.
4. Оборудование производства ООО «ПиЭлСиТехнолоджи» ПТК ТОРАЗ.
5. Оборудование производства ООО НПП «ЭКРА» ПТК EVICON.
6. Оборудование производства ООО «Инженерный центр “Энергосервис”».
7. *Нурбосынов Д.Н., Табачникова Т.В., Швецова Л.В., Нурбосынов Э.Д.* Сравнительный анализ энергетических эксплуатационных параметров электротехнических комплексов добывающих скважин с различными видами насосных установок // Ежемесячный производственно-технический журнал «Промышленная энергетика». – 2013. – № 4. С. 35-37.

УДК 621.3.078

РАЗРАБОТКА ЭКОНОМИЧНЫХ ЗАКОНОВ КОММУТАЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНЗИСТОРОВ ЧАСТОТНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ СТАНЦИЙ УПРАВЛЕНИЯ ПОГРУЖНЫМИ НАСОСАМИ

А.В. Стариков, С.Л. Лусин, И.А. Косорлуков, О.С. Беляева

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

E-mail: star58@mail.ru

Доля затрат на электроэнергию в себестоимости нефти неуклонно растет. Прежде всего это связано с увеличением тарифов на электроэнергию и усложнением условий добычи нефти. В настоящее время довольно часто в станциях управления погружными насосами применяют частотные преобразователи, которые позволяют увеличить межремонтный период нефтяных скважин и решить задачу стабилизации динамического уровня. В связи с этим повышение энергетической эффективности собственно частотных преобразователей, применяемых при механизированной добыче нефти, является актуальной задачей.

Один из способов повышения энергетической эффективности инверторов заключается в разработке экономичных законов коммутации силовых транзисторов. Как известно, коммутационные потери пропорциональны частоте и количеству переключаемых силовых транзисторов [1]. Если рассматривать частоту неизменной, то коммутационные

потери можно снизить за счет уменьшения числа переключаемых за период этой частоты транзисторов.

В современной станции управления погружным насосом «ЭЛЕКТОН-05» применен частотный преобразователь, который может работать в двух режимах [2]. Первый режим называется 6-ти пульсным, при котором регулирование частоты осуществляется силовыми транзисторами, причем одновременно включенными в каждый момент времени, оказываются 3 транзистора. Изменение величины напряжения производится с помощью тириستоров управляемого выпрямителя.

Коммутационные потери в силовых транзисторах частотного преобразователя, работающего в 6-ти пульсном режиме низкие. Это объясняется малой частотой переключения транзисторов, определяемой частотой выходного напряжения, подаваемого через повышающий трансформатор на статорные обмотки погружного электродвигателя. Но с другой стороны, при таком режиме работы частотного преобразователя станции управления будут наблюдаться большие амплитуды высших гармоник. Действительно, проведенные исследования показывают, что амплитуда 5-ой гармоники в этом случае составляет 20 % от основной, 7-ой гармоники – 14,29 %, 11-ой гармоники – 9,09 % и т. д. [3, 4]. Наличие высших гармоник с большими амплитудами приводит к дополнительным потерям в повышающем трансформаторе, соединительном кабеле и погружном электродвигателе.

Во втором режиме работы частотного преобразователя станции управления «ЭЛЕКТОН-05» применяется пространственно-векторная широтно-импульсная модуляция. В этом случае и частота, и амплитуда напряжения регулируется с помощью силовых транзисторов. Гармонический состав выходного напряжения инвертора улучшается, но коммутационные потери в транзисторах значительно увеличивается. Это объясняется тем, что каждый период широтно-импульсной модуляции (ШИМ) переключаются 4 транзистора, причем 2 из них коммутируются дважды.

Существенно снизить коммутационные потери в частотном преобразователе при хорошем гармоническом составе выходного напряжения позволяет применение трапецеидальной широтно-импульсной модуляции силовых транзисторов [4 – 7]. Форма выходного фазного напряжения инвертора в этом случае с учетом усреднения ШИМ будет выглядеть следующим образом (рис. 1) [4].

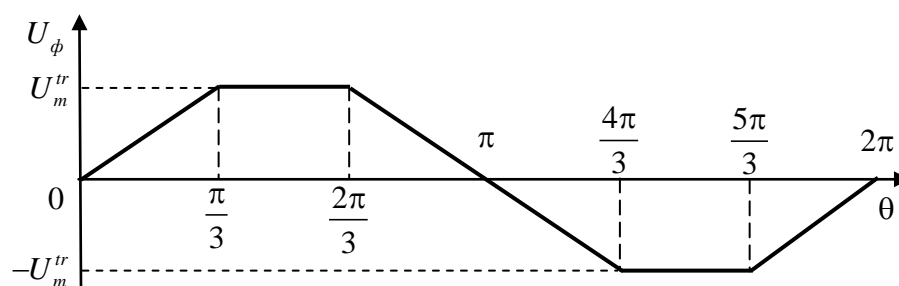


Рис. 1. Усредненная форма фазного напряжения на выходе частотного преобразователя с трапецеидальной ШИМ

Исследования показывают, что при разложении функции, приведенной на рис. 2, в ряд Фурье амплитуда 5-ой гармоники равна 4 % от основной, 7-ой гармоники – 2,04 %, 11-ой гармоники – 0,83 % [8]. Следовательно, при трапецеидальной ШИМ получается гармонический состав выходного напряжения частотного преобразователя гораздо лучше, чем при 6-ти пульсном режиме работы станции управления «ЭЛЕКТОН-05», при этом он соответствует нормам качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 [9].

Основным достоинством инвертора с трапецеидальным выходным напряжением является то, что каждый период широтно-импульсной модуляции переключаются 3 силовых транзистора, а при максимальной амплитуде напряжения – только 2 [4 – 7]. Следовательно,

коммутационные потери в таком частотном преобразователе в 2 раза меньше, чем в традиционных инверторах с пространственно-векторной широтно-импульсной модуляцией. Это является сильным аргументом в пользу применения трапецеидальной ШИМ в станциях управления погружными насосами. Кроме того, цифровые модуляторы, формирующие трапецеидальное фазное напряжение, обладают исключительной простотой технической реализации [5, 6].

Для улучшения гармонического состава выходного сигнала частотного преобразователя с малыми коммутационными потерями можно предложить также цифровой модулятор, формирующий синусоидальное напряжение (рис. 2).

Входными управляющими сигналами, как и для векторного модулятора, являются цифровой код N_U , определяющий модуль вектора напряжения, и угол поворота φ этого вектора относительно неподвижной системы координат. Три широтно-импульсных модулятора ШИМ1, ШИМ2 и ШИМ3 формируют на своих прямых выходах скважности, пропорциональные $N_U \sin \varphi$, $N_U \sin(\varphi - 120^\circ)$ и $N_U \sin(\varphi + 120^\circ)$, соответственно. Дешифратор рабочего состояния транзистора в зависимости от величины φ и знака цифрового сигнала N_U определяет какие три силовых транзистора из совокупности $VT1 - VT6$ должны включаться с необходимой скважностью, задаваемой широтно-импульсными модуляторами ШИМ1 – ШИМ3. Логические элементы & являются ключами, которые пропускают управляющие сигналы на соответствующие транзисторы. В результате на выходах A , B и C частотного преобразователя сформируются синусоидальные фазные и линейные напряжения, причем каждый период ШИМ будут коммутироваться только три транзистора. Приведенная функциональная схема является упрощенной, поскольку силовые транзисторы управляются элементами & не напрямую, а через драйверы. Следует обратить внимание на тот факт, что в отличие от традиционных векторных инверторов в таком частотном преобразователе «мертвое» время при переключении транзисторов каждого полумоста необходимо вводить только дважды за период основной гармоники выходного напряжения. За счет усложнения процедур вычисления можно также увеличить действующее значение выходного напряжения преобразователя за счет применения так называемой предмодуляции третьей гармоникой [10, 11]. Но в станциях управления погружными насосами это не особенно актуально, поскольку повышающий трансформатор позволяет скомпенсировать недостаток напряжения.

Подводя итог необходимо сказать, что разработка законов управления силовыми транзисторами, снижающих коммутационные потери в частотном преобразователе станции управления погружными насосами при обеспечении малых коэффициентов высших гармоник в выходном напряжении, непосредственно влияет на энергетическую эффективность добычи нефти.

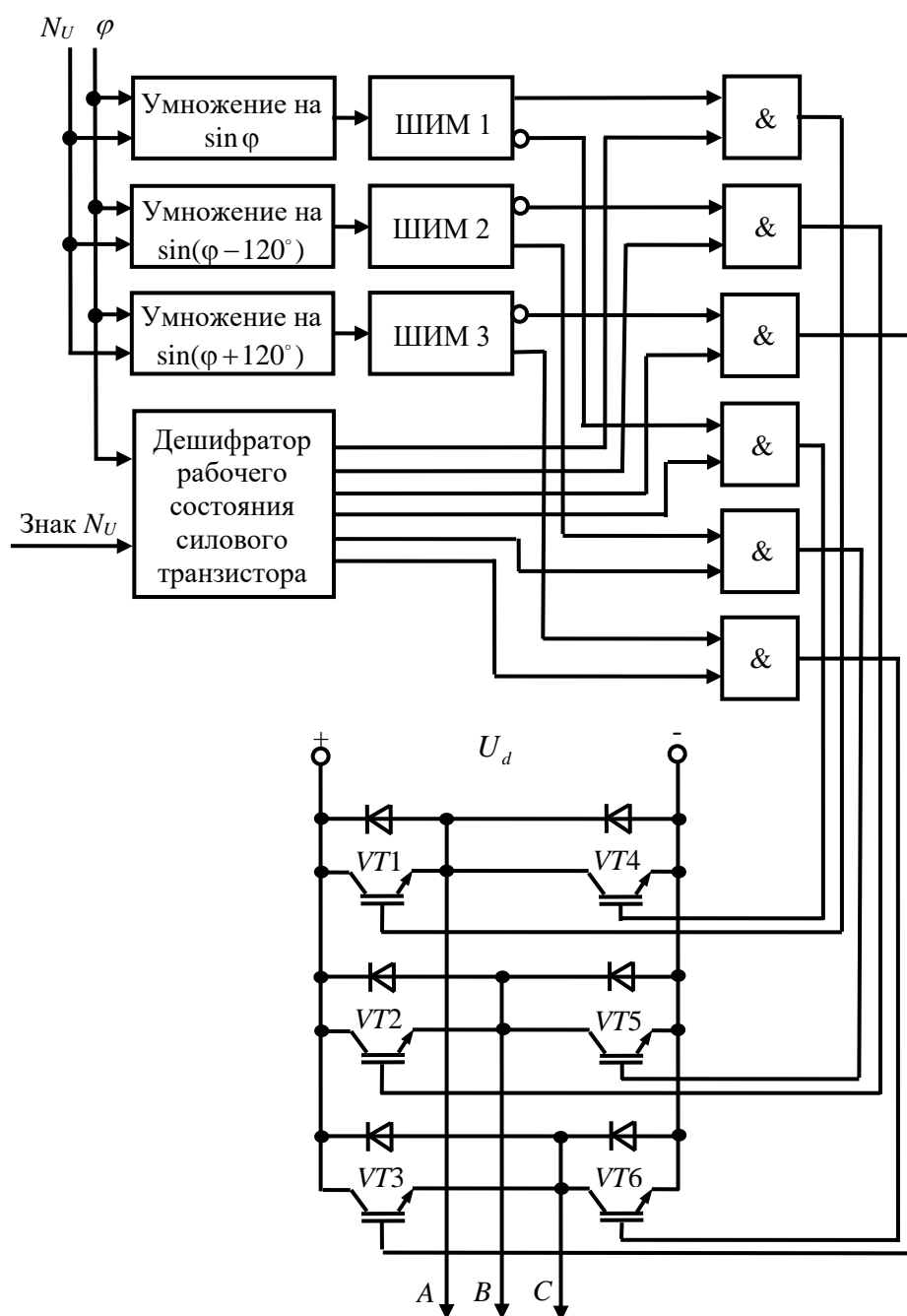


Рис. 2. Упрощенная функциональная схема частотного преобразователя с синусоидальным фазным напряжением и минимальными коммутационными потерями

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

23. Глазенко Т.А. Импульсные полупроводниковые усилители в электроприводах. – М.-Л.: «Энергия», 1965. – 189 с.
24. Станция управления «ЭЛЕКТОН-05». Руководство по эксплуатации, 2004 – Радужный: ЗАО «ЭЛЕКТОН». – 54 с
25. Стариков А.В., Рокало Д.Ю. Влияние процесса коммутации силовых транзисторов в частотном преобразователе на работу электрооборудования погружного насоса // Ашировские чтения: Сб. трудов Международной научно-практической конференции. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2018. – С. 366 – 370.

26. *Стариков А.В., Лисин С.Л., Рокало Д.Ю.* Анализ качества выходного напряжения частотных преобразователей с простейшими законами коммутации силовых транзисторов // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки», № 2 (58) – 2018. – Самара: СамГТУ, 2018. – С. 128 – 134.
27. Патент России № 2216850, МПК Н03К7/08. Цифровой модулятор для преобразователя частоты асинхронного электродвигателя / А.В. Стариков, В.А. Стариков (Россия) // Опубл. 20.11.2003, Бюл. № 32.
28. Патент России № 2844070, МПК Н03К7/08. Цифровой модулятор для преобразования частоты / С.Л. Лисин, Д.Ю. Рокало, А.В. Стариков (Россия) // Опубл. 07.02.2018, Бюл. № 4.
29. *Стариков А.В., Лисин С.Л., Рокало Д.Ю.* Влияние широтно-импульсной модуляции на гармонический состав выходного напряжения частотного преобразователя // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки», № 1 (61) – 2019. – Самара: СамГТУ, 2019. – С. 153 – 166.
30. *Стариков А.В., Кузнецов В.В., Рокало Д.Ю.* Анализ гармонического состава трапецеидального фазного напряжения, формируемого частотным преобразователем // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки», № 3 (55) – 2017. – Самара: СамГТУ, 2017. – С. 75 – 79.
31. ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014. – 16 с.
32. *Анучин А.С.* Системы управления электроприводов / А.С. Анучин. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015. – 373 с.
33. *Калачев Ю.Н.* Векторное регулирование (заметки практика) / Ю.Н. Калачев. – М.: ЭФО, 2013. – 63 с.

УДК 536.3

ДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОЦЕССА НАГРЕВА СИСТЕМЫ «ГАЗ-КЛАДКА-МЕТАЛЛ»

Л.Н.Смирнова

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

smirnovamilan@mail.ru

Введение. Построение математической модели система «газ -кладка- металл» является сложной проблемой из-за наличия нелинейных граничных условий и трехмерного объекта нагрева

Актуальность: При нагреве металла в газовой печи важным фактором является распределение температуры как на поверхности, так и по трехмерному пространству объекта нагрева. Поэтому важно создание математической модели нагрева металла в газовых печах и исследование динамических свойств, которое основано на изучении реальных физических процессов, происходящих в печи. Камера печи представляет собой замкнутое пространство, в котором газ отдает тепло поверхностям кладки и нагреваемого металла. Излучение газа, нагреваемые поверхности металла и кладки связаны в едином процессе внешнего теплообмена.

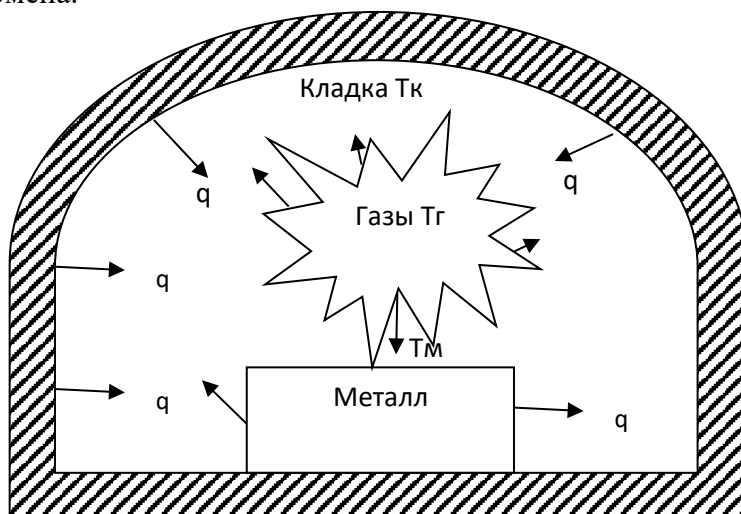


Рис.1 Система «газ-кладка-металл»

Теплопередача в металлургических печах является сложным процессом, связанным с необходимостью учитывать горение, излучение, гидродинамику и т.д., определяющих процесс теплообмена в рабочем пространстве. Кроме того, следует учитывать и внутренний теплообмен нагреваемого тела.

Постановка задачи. Теория нагрева тел прямоугольной формы значительно сложнее нагрева одномерных тел. В общем случае решение задачи такого типа аналитически практически невозможно. Поэтому при решении таких задач приходится принимать наиболее приемлемые допущения. Одним из наиболее важных допущений является равенство температур излучающей среды по всему объему. При этом принимается, что эффективное излучение подчиняется закону Ламберта, поглощательные способности излучателей одинаковы для всех лучистых потоков и равны степеням черноты. Оптические характеристики излучающей среды и поверхностей не зависят от пространственных координат [1].

Процесс нагрева массивного тела описывается трехмерным уравнением теплопроводности:

$$\frac{\partial T}{\partial \tau} = a \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right), \quad (1)$$

где T - температура тела, x, y, z - координаты, τ - время, a -коэффициент теплопроводности нагреваемого тела.

Математической моделью лучистого теплообмена в системе тел является система интегральных уравнений, которая может быть решена только численными методами [2].

Если ввести допущения о плотности эффективных лучистых потоков, то такую систему можно заменить системой алгебраических уравнений. полученную из уравнений теплового баланса для эффективных и результирующих излучений. Количество тепла Q , передаваемое телу нагрева известно и определяется выражением:

$$Q = \sigma [T_c^4 - T_n^4] \quad (2)$$

где σ -видимый коэффициент излучения, T_c -температура рабочего пространства печи, T_n - температура поверхности нагреваемого тела.

Для нестационарных процессов внешнего теплообмена следует рассматривать и задачу нагрева для кладки печи, которая считается поверхностью, поглощающей тепло в процессе теплообмена. В результате анализа выражений для эффективных излучений в системе «газ-кладка- металл» зависимости тепловых потоков на поверхность кладки q_k и на поверхность металла q_m от соответствующих температур принимают вид:

$$q_k = \sigma \varepsilon_1 (T_G^4 - T_K^4) - \sigma \varepsilon_2 (T_K^4 - T_M^4) \quad (3)$$

$$q_m = \sigma \varepsilon_3 (T_G^4 - T_M^4) + \sigma \varepsilon_4 (T_K^4 - T_M^4) \quad (4)$$

где

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_K \varepsilon_G (1 + w(1 - \varepsilon_G)(1 - \varepsilon_M)) / D \quad (5)$$

$$\varepsilon_2 = w \varepsilon_M \varepsilon_K (1 - \varepsilon_G) / D \quad (6)$$

$$\varepsilon_3 = \varepsilon_M \varepsilon_G (1 + w(1 - \varepsilon_G)(1 - \varepsilon_K)) / D \quad (7)$$

$$\varepsilon_4 = \varepsilon_M \varepsilon_K (1 - \varepsilon_G) / D \quad (8)$$

$$D = (\varepsilon_K + \varepsilon_G - \varepsilon_G \varepsilon_K) (1 + w(\varepsilon_G - \varepsilon_M - \varepsilon_G \varepsilon_M)) \quad (9)$$

$$W = \frac{S_M}{S_K} \quad (10)$$

Здесь $\varepsilon_G, \varepsilon_K, \varepsilon_M$ -приведенные степени черноты газа, кладки и металла соответственно, T_G, T_K, T_M -усредненные эффективные температуры газа, кладки и металла. S_K, S_M -соответствующие поверхности кладки и металла.

Полученные выражения (3) и тепла, (4) определяют протоки, которые идут на разогрев кладки и металла при известных соответствующих температурах, при этом температуры должны быть взяты для этого момента времени. Данный метод справедлив и для стационарных процессов. Уравнения (3) и (4) могут использоваться для определения потоков

на кладку и металл в фиксированный момент времени. Это положение используется при рассмотрении переходных характеристик [3,5].

Выражение (4) рассматривается как реакция выходной величины звена внешнего теплообмена в режиме разогрева металла на любое входное воздействие при заданных конкретных условиях, что характеризует его динамические свойства.

Если рассматривать реакцию выходной величины в функции времени, то все температуры газа, кладки и металла следует рассматривать в функции времени, что резко усложняет решение поставленной задачи. Зависимость температуры металла от времени указывает на ненаправленный характер выделенных двух динамических звеньев в системе печи. Так как температура поверхности металла влияет на входную величину звена внутреннего теплообмена, то это еще больше усложняет рассмотрение динамических свойств системы «газ-кладка-металл».

Для определения закона изменения температуры металла во времени $T_M(\tau)$ необходимо совместное решение уравнения теплопроводности трехмерного тела при нелинейных граничных условиях типа Стефана - Больцмана (4). Задача становится неразрешимой в общем виде.

В качестве температуры поверхности металла $T_M(\tau)$ при расчете внешнего теплообмена принимается среднеинтегральная температура по всей поверхности участвующей в процессе внешнего теплообмена, что как показал анализ обеспечивает достаточную точность конечных результатов.

Зависимость температуры кладки $T_K(\tau)$ во времени можно получить совместным решением уравнения теплопроводности для кладки и граничными условиями по выражению (3).

В работе применен численный метод для определения динамических характеристик системы «газ-кладка-металл» с использованием вычислительной техники.

Выражение для теплового потока на металл (4) полностью характеризует динамические свойства звена внешнего теплообмена при известных функциях q_k , q_m . В тоже время вопрос определения каждой из этих зависимостей представляет собой сложную и нерешенную аналитически задачу. Температура газа в каждый момент времени является температурой излучателя T_r и в тоже время должна обеспечить действительный средне-эффективный температурный напор в печи.

Решение дифференциального уравнения внешнего теплообмена позволяет получить зависимость безразмерной величины среднего температурного напора $[\Theta^4]$ в долях от максимального температурного напора как функцию температуры уходящих газов при постоянной температуре $T_{\text{лп}}$ лучевоспринимающей поверхности. [2].

$$\Theta^4 = \frac{\theta_{\text{лп}}^3 (1 - \theta_{\text{уг}})}{(1 - \theta^4)(\phi_2 - \phi_1)} \quad (11)$$

Здесь
$$\phi_1 = 0,25 \ln \frac{1 + \theta_{\text{лп}}}{1 - \theta_{\text{лп}}} + 0,5 \operatorname{arctg} \frac{1}{\theta_{\text{лп}}}, \quad (12)$$

$$\phi_2 = 0,25 \ln \frac{\theta_{\text{уг}} + \theta_{\text{лп}}}{\theta_{\text{уг}} - \theta_{\text{лп}}} + 0,5 \operatorname{arctg} \frac{1}{\theta_{\text{лп}}}, \quad (13)$$

где $\theta_{\text{лп}} = \frac{T_{\text{лп}}}{T_B}$, $\theta_{\text{уг}} = \frac{T_{\text{уг}}}{T_B}$ - относительные температуры соответственно

лучевоспринимающей поверхности и уходящих газов. T_B - температура газов при входе в рабочую камеру - температура сгорания топлива. Температура газов, обеспечивающих данный температурный напор $[\Theta^4]$, определяется выражением: [4,5].

$$T_G^4 - T_{\text{пл}}^4 = [\Theta^4] (1 - \theta_{\text{пл}}^4) T_B^4 \quad (14)$$

Суммарное количество тепла Q , вводимое в печь, записывается в виде:

$$Q = \sigma (\varepsilon_1 + w \varepsilon_3) S_K \left(T_B^4 - \frac{T_K^4 \varepsilon_1 + w \varepsilon_3 T_M^4}{\varepsilon_1 + w \varepsilon_3} \right) \quad (15)$$

Исходя из (15), можно представить действительный процесс теплообмена в печи двумя лучевоспринимающими поверхностями, как процесс нагрева излучением единственной условной поверхности с температурой $T_{\text{усл}}$:

$$T_{\text{усл}} = \left(\frac{T_K^4 \varepsilon_1 + w \varepsilon_3 T_M^4}{\varepsilon_1 + w \varepsilon_3} \right)^{0.5} \quad (16)$$

Тогда температура газа из выражения (14) принимает вид:

$$T_G^4 = T_{\text{усл}}^4 [\Theta^4] (1 - T_{\text{усл}}^4) T_B^4 \quad (17)$$

T_G и $T_{\text{усл}}$ выбираются для одного и того же промежутка времени. Средний относительный температурный напор определяется для известного расхода газа и определенной температуры $\theta_{\text{усл}}$ решением уравнения (11), где под $\theta_{\text{пл}}$ следует понимать $\theta_{\text{усл}}$ и уравнение теплового баланса.

Таким образом, были найдены выражения, позволяющие определять температурные зависимости $T_G(\tau)$ по $\theta_{\text{усл}}$ и $[\Theta^4]$ по (11) и (17), где $\theta_{\text{усл}}$ является функциями $T_K(\tau)$ и $T_M(\tau)$. Были рассчитаны и построены динамические характеристики процесса нагрева в системе «газ-кладка – металл».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гольдфарб Э.М. Теплотехника металлургических процессов М. Металлургия, 1967.
2. Кавадеро А.В. Тепловая работа пламенных печей. М.. Металлургиздат, 1956.
3. Рапопорт Э.Я. К развитию точных методов в задачах оптимального управления нагревом массивных тел. Расчет и моделирование тепловых процессов. Межвузовский тематический сборник научных трудов. Выпуск второй. Куйбышев 1076. С. 85-92.
4. Данилушкин А.И, Рапопорт Э.Я., Смирнова Л.Н. Математическое моделирование и оптимальное управление процесса нагрева массивных тел в газовых печах. Автоматическое управление и автоматизация технологических процессов. Ленинград 1975. Материалы по краткосрочному семинару 24-26 ноября ЛДНТП Ленинград, 1975. С. 92-99.
5. Смирнова Л.Н. Оптимальное управление нагревом крупногабаритных штампов в газовых печах. Автореферат канд. дисс.1975. 23 с.

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА УПРАВЛЕНИЯ ПРОЕКТАМИ В ПОВЫШЕНИИ
ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА БУРОВЫХ СКВАЖИН**

О.А. Бабордина, П.А. Гаранин, М.П.Гаранина

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

e-mail: garaninamarina@ya.ru

Аннотация: в статье обоснована целесообразность использования инновационного подхода к решению стратегических и текущих задач предприятий нефтегазового комплекса, что подразумевает оптимизацию существующих процессов и интеграцию в них современных технологий на основе метода управления проектом. Разработка календарного плана реализации проекта может быть осуществлена с использованием программного обеспечения для изображения процесса и для создания блок-схемы всех рабочих фаз и точек принятия решений, а также создания графика Гантта с помощью стандартных программ. Важным фактором является определение момента внедрения технологий, которые соответствуют целям проекта и согласовываются с рисками компании.

Ключевые слова: управление проектом, инновационные подходы, стратегические и тактические задачи, технико-экономическое состояние, строительство буровых скважин, нефтегазовый комплекс, модели скважин, график Гантта, календарный план проекта.

**APPLICATION OF THE PROJECT MANAGEMENT METHOD IN INCREASING
THE EFFICIENCY OF DRILLING WELLS CONSTRUCTION**

O.A. Babordina, P.A. Garanina, M.P. Garanina

Samara state technical University

Samara, Russia

e-mail: garaninamarina@ya.ru

Abstract: the article substantiates the feasibility of using an innovative approach to solving strategic and current problems of oil and gas enterprises, which implies the optimization of existing processes and the integration of modern technologies based on the project management method. The development of the project implementation schedule can be carried out using software to image the process and to create a flowchart of all working phases and decision points, as well as to create a Gantt schedule using standard programs. An important factor is to determine the moment of implementation of technologies that meet the project objectives and are consistent with the company's risks.

Keywords: project management, innovative approaches, strategic and tactical tasks, technical and economic condition, construction of drilling wells, oil and gas complex, well models, Gantt schedule, project schedule.

Введение: Нефтяная отрасль является одной из важнейших структурных составляющих экономики России, одним из ключевых факторов обеспечения жизнедеятельности страны. Она производит более четверти промышленной продукции России, оказывает весомое влияние на формирование бюджета страны.

Экспортные доходы нефтяной отрасли обеспечивают устойчиво высокое положительное сальдо торгового баланса. Так, физический объем экспорта нефти на 2018 год

— 236,6 млн тонн (1,722 млрд баррелей). Прирост, по сравнению с 2017 годом, составил всего 0,5%, а в стоимостном выражении увеличение составляет 38% - 118,42 млрд долларов [1].

В настоящее время трудоемкость добычи запасов нефти в России возрастает. Если не будут использоваться инновационные технологии и современное оборудование, объемы производства нефти начнут снижаться уже с 2020 года.

Успех в будущем требует инновационного подхода к решению стратегических и текущих задач, что подразумевает оптимизацию существующих процессов и интеграцию в них современных технологий.

Актуальность: Повышение эффективности решения текущих задач на всех стадиях жизненного цикла объектов нефтегазовой отрасли возможно при комплексном взаимодействии всех производственных процессов на основе метода управления проектом.

Управление проектом представляет собой комплекс мероприятий по координации человеческих, финансовых, информационных и материальных ресурсов на протяжении всего проектного цикла, направленный на достижение целей проекта. Вся совокупность операций по реализации проекта происходит взаимосвязано во времени и пространстве.

Добыча нефти из старых месторождений становится все более сложной, её рост замедляется, но потребность на международном рынке не снижается, в частности зависимость Китая от импорта нефти будет усиливаться. Ожидается, что к 2020 / 2030 году она достигнет 64—66 % используемой нефти [2].

В ходе управления проектами по строительству сложных, насыщенных коммуникациями и оборудованием технологических объектов возникает ряд проблем. Основная их часть связана с ошибками, допущенными на этапе проектирования. Пересечение конструкций, несоответствие размеров объекта устанавливаемому оборудованию, наложение коммуникаций, недостаток пространства для перемещения грузоподъемной техники, препятствия для доступа обслуживающего персонала.

Актуальность проблемы повышается в связи с разработкой новых нефтегазовых месторождений, залегающих на больших глубинах со сложными горно-геологическими условиями. Одной из важнейших составляющих проблемы повышения эффективности буровых работ является совершенствование процесса углубления скважины. Этой проблеме на протяжении более чем столетней истории вращательного бурения посвящено значительное количество научно-практических работ. В настоящее время актуальные задачи необходимо решать с помощью процессного подхода на основе метода управления проектом, при котором более точно можно исследовать структуру и механизм функционирования объекта или процесса.

Постановка задачи: в результате анализа технико-экономического состояния нефтегазового комплекса был сделан вывод о том, что существуют негативные процессы, происходящие в нефтегазовой отрасли России, которые привели ее к следующим проблемам:

- качественное ухудшение сырьевой базы;
- высокий фактор воздействия на окружающую среду от деятельности нефтегазовой отрасли;
- увеличение разрыва в научно-техническом потенциале нефтегазового комплекса России и ряда других стран;
- большая вероятность возникновения чрезвычайных ситуаций, связанных с износом основных производственных фондов;
- в России сформировалась высокая энергоемкость экономики, в 3,5 раза превышающая соответствующие показатели развитых стран мира.

Повышение эффективности и качества строительства скважин в разных геолого-технических условиях, а, следовательно, и снижение стоимости строительства скважин остается важной научно-технической проблемой, имеющей большое народно-хозяйственное значение.

Теоретическая часть: Главная практическая цель строительства скважины — оптимизация процесса проектирования и строительства скважины. При этом необходимо отметить, что модель скважины является основной для аналитической и исследовательской работы проектировщиков, технологов и различных профессиональных специалистов.

Модель строительства скважины создаётся из различных информационных модулей (геологического, наземного, технико-технологического, экономического и др.), позволяющих рассчитывать, описывать, анализировать и прогнозировать технологические процессы и операции, осуществлять изменение параметров во времени в определенном диапазоне условий, запланированных в ходе реализации проекта.

Существует следующая классификация моделей скважин: концептуальная; статическая; динамическая [3].

1. Концептуальная модель скважины строится в процессе создания интегрированного проекта разработки месторождения, на основе информации постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения. На основе концептуальной модели скважины разрабатывается техническое задание на проектирование её строительства (реконструкции). Данная модель скважины состоит из следующих основных модулей: геологического, технико-технологического и экономического.

2. Статическая модель скважины описывает начальное (исходное) состояние исследуемой техногенной системы — скважины до начала процесса бурения. Статическое моделирование выполняется для поиска качественных и эффективных инженерно-технологических решений, используемых в проектной документации. Статическая модель скважины строится на основе результатов моделирования, полученных инженерно-технологических решений, формализованных в проектную документацию и рабочие программы. Инженерные (математические) расчёты выполняются на специализированном программном обеспечении. Проектные решения являются теоретической основой для строительства скважин, работы профессиональных специалистов (буровиков, геологов, геофизиков) в процессе инженерно-технологического сопровождения строительства скважин. Проектные решения, основанные на моделировании строительства скважины, должны обеспечить принцип вариантности, а также эффективность и безопасность ведения буровых работ. По установленным пороговым значениям (экстремумам) модели обеспечивается мониторинг строительных (буровых) работ. Статическая модель состоит из ряда модулей: наземного, геологического, технико-технологического и т. д.

3. Динамическая модель скважины описывает состояние техногенной системы — скважины в процессе бурения. Динамическое моделирование скважины выполняется для оптимизации процесса бурения скважины. Оптимизация выполняется через оперативную корректировку рабочих программ на основе специализированной методики. Первичные источники информации на буровой для построения динамической модели: геолого-технологическая станция, телеметрическая станция, сводка супервайзера, результаты лабораторных исследований. Динамическая модель скважины строится на основе обработанной информации в процессе мониторинга, а именно технико-технологических и геолого-геофизических параметров, поступающих с буровой в режиме реального времени. Состояние динамической модели зависит от времени и изменяется в процессе бурения.

Концептуальная, статическая и динамическая модели строятся в корпоративной информационной системе. Результаты моделирования скважины представляются в виде простых форм: временных графиков, таблиц, схем, модулей 2D и 3D, визуализированных в информационной системе. Каждая из представленных разновидностей скважин, может использоваться для оптимизации постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения.

В соответствии с представленными характеристиками моделей скважины, наиболее привлекательной является динамическая. С одной стороны, она пригодна не только для оптимального программирования, но и для оперативного решения задач оптимизации.

Последние особенно важны при встрече с непредвиденными ограничениями, когда в создавшейся ситуации необходимо найти оптимальное решение, т.е. наиболее близкое по последствиям к запрограммированному. Оно может при необходимости быть скорректировано в ранее принятых программных параметрах с некоторым отклонением от запрограммированных показателей.

С другой стороны, динамическое программирование позволяет решать задачи, дискретные по самой своей природе, то есть, не преобразованные из соответствующих непрерывных задач. Также данная модель позволяет прогнозировать и предупреждать прихваты бурильного инструмента на основе выбора оптимальных технологических параметров процесса бурения.

Практическая значимость исследования обусловлена тем, что до сих пор процесс углубления скважины не оптимизирован, не используются имеющиеся резервы совершенствования конструкций долот, механического привода, технико-технологических характеристик гидравлических забойных двигателей и режимов бурения.

Стоимость бурения скважин может достигать до 75% всех затрат на геологоразведку и добычу. Для эффективной работы скважины компания должна обеспечивать 6-10 долларов выручки для того, чтобы потратить 1 доллар на её бурение.

Опыт показывает, что инновационные технологии, без использования технических навыков людей и бизнес-процессов, обеспечивающих их применение, не приведут в желаемым целям.

Управление проектной деятельности может быть разбито на фазы, в соответствии с жизненным циклом проекта, (например, определение, разработка, внедрение, анализ). Данные процессы могут быть на разных уровнях детализации проекта и реализовываться разными способами.

Разработка календарного плана реализации проекта может быть осуществлена с помощью следующих методов:

- использование программного обеспечения для изображения процесса и для создания блок-схемы всех рабочих фаз и точек принятия решений;
- создание графика Ганта с помощью стандартных программ.

Но главным, все же, является определение целей проекта, оценка технических и коммерческих рисков и возможностей, инициация технических исследований. Важным фактором, также является определение момента внедрения технологий, которые соответствуют целям проекта и согласовываются с рисками компании.

Значительных улучшений можно добиться, повысив эффективность базовых операций: например, оптимизировав графики технического обслуживания и ремонта оборудования. Благодаря возможности прогнозировать и перераспределять работу, можно сократить время простоя, оптимизировать профилактическое обслуживание и увеличить объем буровых работ.

Главная практическая цель строительства скважины — оптимизация процесса проектирования и строительства скважины. При этом необходимо отметить, что модель скважины является основной для аналитической и исследовательской работы проектировщиков, технологов и различных профессиональных специалистов.

Выводы: Представленные исследования важны в области бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин на месторождениях и для проектирования строительства скважин в целом в условиях проектного управления при решении стратегических и тактических задач в нефтегазовой отрасли.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. 1999-2019 ИА REGNUM

2. *Чжани Пяопяо*. Международное сотрудничество в нефтяной отрасли России на фоне динамичного развития торговли между Россией и Китаем / Чжан Пяопяо // Научный диалог. — 2017. — № 7. — С. 188
3. *Шиповский К.А., Живаева В.В.* Моделирование строительства нефтяных и газовых скважин в процессе инжиниринга строительства скважин: статья из журнала Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, Самара, 2011. - 4 с.

УДК 378.014

**УПРАВЛЕНИЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫМ РАЗВИТИЕМ ПЕРСОНАЛА ДЛЯ
ОБЕСПЕЧЕНИЯ РОСТА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА***В.В. Живаева, В.А. Николаев, С.Н. Парфёнова, Е.П. Тупоносова**Самарский государственный технический университет
Самара, Россия,
E-mail: fpkp@samgtu.ru*

Персонал является наиболее ценным ресурсом из всех, которыми обладает предприятие. Отсюда следует, что персонал следует рассматривать не с точки зрения затрат на производство продукции или услуги, а с точки зрения инвестиций в него, причём профессиональное развитие персонала (ПРП) должно способствовать постоянному росту эффективности производства.

ПРП может внести существенный вклад в повышение эффективности и рост производства при условии, что процессы ПРП отвечают требованиям бизнеса, тщательно спланированы и управляемы. Эффективность производства может иметь разное содержание в различных ситуациях, и ПРП, ориентированное на рост эффективности, может быть достигнуто различными способами. Например, эффективность может обуславливаться гибкостью автоматизированного производства, командной работой персонала, комплексным управлением качеством и непрерывным процессом подготовки квалифицированной рабочей силы [1].

ПРП может быть успешным лишь при условии, что оно интегрировано с другими направлениями кадровой политики предприятия и процессы ПРП реализуются в управляемых условиях, что обеспечивает предсказуемость результатов. Вместе с тем управление ПРП не обязательно должно быть сложным и формализованным процессом. Для успеха политики в ПРП важно понимать, чего можно добиться в итоге, и придерживаться позитивного подхода к управлению персоналом.

Известным подходом к организации процессов ПРП на предприятии является обучение персонала на рабочем месте или обучение вне производства в соответствующем образовательном учреждении. И в том и другом случае необходимо осуществить процедуру разработки альтернатив и выбора программы обучения, состоящую из этапов [1]:

- определения основного назначения программы и характеристик обучающихся;
- установления целей обучения и согласования критериев оценки степени их достижения;
- определения разработчиков альтернатив программ и методов организации переноса полученных знаний, умений и навыков на рабочие места;
- выбора программы на основе согласия в отношении наиболее действенной и реально выполнимой программы с учётом оценки и сопоставления издержек с ожидаемыми результатами;
- определения того, на каких стадиях и кем будет осуществляться мониторинг образовательного процесса и итоговая оценка результатов ПРП.

Оценка вклада ПРП в рост эффективности производства, проводимый в течение ряда лет сотрудниками Института дополнительного образования (ИДО) СамГТУ на предприятиях Самарского региона показал, что по ряду показателей, например, по снижению удельных издержек и скрытых затрат, срокам освоения более сложной техники, новым формам организации труда (работа командами) ситуация мало изменялась, несмотря на то, что задачи

в области повышения эффективности производства с помощью ПРП были максимально конкретными.

С целью выявления основных причин несоответствия реальных результатов ПРП целевым установкам проводились опросы обучающихся и линейных руководителей предприятий, почему ситуация не изменилась. Были выявлены три вида «разрывов», возникающих на этапах разработки и выбора программ ПРП [2]. Это:

- разрыв качества исполнения программы обучения персонала (несоответствие возможности образовательного учреждения требованиям предприятия);
- разрыв соответствия как различие между фактической способностью образовательного учреждения разрабатывать программы обучения на заказ и компетенциями, которые необходимы для качественного выполнения заказа;
- разрыв согласованности, когда условия партнёрства образовательного учреждения и предприятия изменяются настолько, что образовательное учреждение не может к ним приспособиться.

Возникновение указанных выше «разрывов» в большинстве случаев являлось следствием отсутствия у линейных руководителей производства, определённых групп персонала и преподавательского состава согласия относительно потребностей и приоритетов действий на этапах разработки и выбора программ ПРП.

Известно [3], что согласованность действий обеспечивается ясной и опирающейся на факты стратегией управления процессами. Анализ ситуаций, возникающих при реализации ПРП, показывает, что только при наличии согласованной стратегии управления, отвечающей потребностям развития производства, можно разрабатывать конкретные мероприятия в этой области.

Управление разрывом качества исполнения программы связано с отсутствием интеграции предметных знаний в единое целое. Преподавателям следует руководствоваться тем, что предприятия хотят сформировать у персонала междисциплинарные знания, умения и навыки. Преподаватели предпочитают передавать обучающимся знания в традициях дисциплинарного подхода. Для обеспечения минимального разрыва качества исполнения программы преподаватели образовательного учреждения должны изучить требования предприятия и оценить свои возможности в разработке и реализации актуальной для предприятия программы ПРП.

Компетентность преподавательского состава, помимо умения предоставлять актуальные сведения, производить отраслевой анализ и передавать накопленный опыт, включает способность передать эти знания обучающимся. Для преодоления разрыва соответствия образовательное учреждение должно разрабатывать базы знаний и умений, создавая команды преподавателей, которые в состоянии обеспечить передачу обучающимся как традиционных, так и новых знаний. Преподаватели должны обмениваться друг с другом знаниями, активно сотрудничать и координировать свою научно-методическую и образовательную деятельность.

Чтобы избежать расширения разрыва соответствия образовательное учреждение должно постоянно обновлять компетенции преподавателей, которые обеспечат конкурентоспособность на рынке дополнительного профессионального образования. Для образовательного учреждения принципиально важно строить собственную область компетенций, а не просто подчиняться сиюминутным потребностям предприятий как партнёров по обучению. Управление разрывом согласованности требует поддержания равновесия между имеющимися базовыми компетенциями и активным формированием новых знаний и умений для достижения целей ПРП. Поскольку создание новых компетенций на перспективу требует значительных средств, проблема согласованности для образовательного учреждения может оказаться решающей.

Рассматривая этапы разработки и выбора программы ПРП как совокупность взаимосвязанных процессов, каждый из которых как составное звено цепи претендует на

безукоризненные входные показатели и лишь безупречные выходные показатели предыдущего процесса могут рассматриваться как входные показатели для последующего процесса, можно осуществить правильный выбор действий развивающего характера для каждого из пяти этапов.

Основное назначение программы может состоять в повышении существующего уровня эффективности производства или в подготовке персонала к достижению заданного более высокого уровня результатов производственной деятельности только тех групп работников, которых затронут изменения в технологии или организации труда. Программы и в том и другом случаях, как правило, ориентированы на краткосрочный период и их результаты относительно назначения и целей легко оцениваются с использованием заранее согласованных методов измерения. Некоторые программы могут иметь долгосрочную ориентацию и носить общий и развивающий характер [1]. В этом случае трудно сформулировать цели программы в отличие от её отдельных модулей и блоков. Тогда измерить окончательные результаты реализации программы с достаточной достоверностью сложно. Количественная оценка результативности программы становится проблематичной. Определяя назначение программы необходимо учитывать основные характеристики персонала: исходный уровень знаний, способность к обучению, степень овладения профессиональными навыками и установками, предпочитаемый способ обучения и др. Эти сведения помогут установить измеряемые цели обучения, и осуществить согласование критериев оценки степени их достижения с высшим и линейным руководством предприятия.

Следующий этап состоит в том, чтобы достичь согласия о целях обучения и критериях оценки степени их достижения. Программы ПРП должны способствовать обеспечению качества продукции, расширению номенклатуры и объёмов выпускаемых изделий, снижению себестоимости. Конкретные цели таких программ легко устанавливаются, поскольку предприятие, как правило, имеет чёткие нормативы на требуемый рост эффективности производства. Если есть чётко установленные критерии, на основании которых эксперты могут принимать обоснованные и согласованные решения о степени соответствия достигнутых результатов установленным нормативам, то результаты обучения измерить очень просто. Для оценивания степени достижения результатов, которые трудно выразить количественно, можно использовать подходы, базирующиеся на оценке профессиональных компетенций персонала, которые должны быть приобретены в результате реализации программы.

Разработка альтернатив программ и организация переноса приобретённых компетенций на рабочее место определяются организацией образовательного процесса. Если это повышение квалификации, разработку проводит соответствующее образовательное учреждение. При обучении на рабочем месте без отрыва от производства линейные руководители предприятия должны сообща определить, какие практические знания, умения и особенно навыки необходимы работникам и как правильно организовать обучение, не прерывая технологического процесса. И в том и другом случаях качество программы определяется достоверностью и полнотой информации, на которой базируется разработка программы. Разработчики и руководители должны знать технологию профессионально-ориентированного обучения, которая окажется наиболее эффективной в данной производственной ситуации, и как обеспечить удовлетворённость персонала результатами обучения, включая возможные выгоды для предприятия и работников. Особенно важно, чтобы заинтересованные стороны пришли к согласию о том, что программа соответствует своему служебному назначению, реализуема в установленные сроки и эффективна по затратам.

Следующий этап состоит в том, чтобы достичь согласия в отношении наиболее действенной и реально выполнимой программы с учётом оценки и сопоставления издержек с ожидаемыми результатами. ПРП может быть реализовано в результате проведения самых разнообразных мероприятий [1]. Основными из них являются: изменение функциональной или процессной структуры предприятия, изменение культуры предприятия, обучение

персонала и непрерывное профессиональное развитие. Наибольший эффект обеспечивается, когда на предприятии реализуются сочетания нескольких, из указанных выше, мероприятий. Вместе с тем обучение на рабочем месте или в учреждении дополнительного профессионального образования соответствует практике большинства крупных предприятий, но требует обоснования принятия решения [3]. Планирование всегда означает принятие решений. Одним из широко распространённых методов принятия решений является Метод анализа иерархий, (МАИ), (Analytic Hierarchy Process, АНП) [4]. На рис.1 представлена трёхуровневая иерархия принятия решения о выборе наиболее действенной программы.

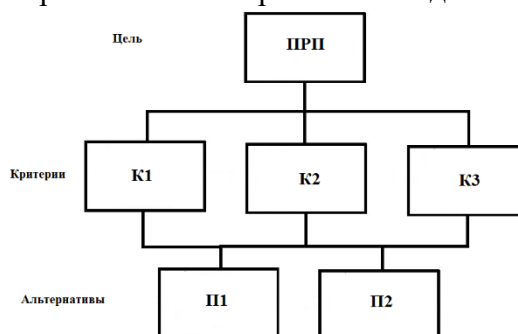


Рис. 1 Трёхуровневая иерархия.

На первом уровне в качестве цели рассматривается выбор лучшего варианта программы ПРП. Критериями второго уровня могут быть: К1 – степень соответствия собственных характеристик программы требованиям предприятия, К2 – возможность предупреждения несоответствий в приобретении необходимых знаний, умений и навыков, К3 – затраты на реализацию программы ПРП. Альтернативами третьего уровня могут быть программы П1 и П2. Например, П1 – программа максимально близкая к осуществляемому производственному процессу, реализация программы происходит в условиях изменчивости процесса и не требует значительных финансовых затрат, программа П2 – носит академический характер и возможно потребует существенных финансовых затрат.

Суждения об альтернативах программ являются следствием технологических, организационных, экономических и социальных факторов, которые для экспертов являются наиболее значимыми. Абсолютные значения для оценки силы суждений можно выбирать из фундаментальной шкалы [4].

Вычисление приближённых значений приоритетов можно проводить путём нормализации среднегеометрических значений строк матрицы парных сравнений. Процедура вычисления собственного вектора для важных в отношении точности приложений подробно описана в [4].

Для синтеза обобщённых (глобальных) приоритетов строится матрица локальных приоритетов рассматриваемых программ по каждому критерию. Затем каждый столбец построенной матрицы умножается на приоритет соответствующего критерия. Компоненты вектора глобальных приоритетов альтернатив программ П1 и П2 определяются последующим суммированием по строкам.

Управление ПРП в первую очередь предполагает достижение требуемого уровня удовлетворённости персонала содержанием и методами реализации программ. Поэтому ранжирование программ на основании сравнения только важности критериев оказывается недостаточным. При принятии решения о выборе наиболее предпочтительной программы необходимо учитывать достигнутый уровень удовлетворённости персонала. Эта задача может быть решена также с использованием МАИ, с той разницей, что:

- необходимо установить понятные и измеряемые критерии удовлетворённости персонала программой и процессом её реализации;
- при сравнении двух критериев экспертам следует задавать вопросы: какой из двух сравниваемых критериев в наибольшей степени удовлетворяет требованиям к

результатам ПРП и насколько удовлетворённость этим критерием реализована в данной программе выше другой.

Способ мониторинга образовательного процесса и итоговая оценка результатов ПРП определяются конкретными обстоятельствами. При реализации долгосрочных программ необходимы регулярные проверки, например, с использованием технологии выборочного контроля. Завершающая оценка должна проводиться незаинтересованной стороной. При краткосрочном обучении можно установить более точные методы мониторинга степени освоения программы и роста эффективности производства. Поскольку контроль только выявляет несоответствия в освоении программы, но не предупреждает их возникновение, необходимо установление разумного баланса между потребностями в контроле за тем, что происходит на разных стадиях реализации программы, и возможностями, существующими при данных ресурсах и специалистах, способных осуществлять такой мониторинг и оценку.

Закключение.

Анализ ситуаций на ряде крупных предприятий машиностроения показал, что только при наличии ясной и согласованной стратегии управления ПРП можно разрабатывать мероприятия в этой области, обеспечивающие новые возможности в росте эффективности производства. В качестве стратегии управления ПРП должен рассматриваться процессный подход к обеспечению качества на всех этапах планирования, реализации и оценивания результатов реализации программ обучения персонала. Особенно важно, чтобы заинтересованные стороны пришли к соглашению, что содержание и формат выбранной для обучения программы соответствуют её назначению и уровню подготовки персонала, что программа реализуема и эффективна по затратам. Предложено решение о выборе наиболее продуктивной программы принимать на основе определения глобальных приоритетов альтернатив с использованием метода анализа иерархий (МАИ). Проведенные исследования создают для промышленных предприятий новые возможности роста эффективности производства как результата реализации программ ПРП. В настоящее время в ИДО Сам ГТУ проводится работа по созданию методического обеспечения поддержки процессов принятия согласованных решений, отвечающих росту эффективности производства средствами ПРП.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Управление эффективностью и качеством: Модульная программа: Пер. с англ./ Под ред. И. Прокопенко, К. Норта : В 2 ч. – Ч.11. – М.: Дело,2001. -608 с.
2. *Лоранж Питер* Новый взгляд на управленческое образование. Задачи руководителей./ Пер. с англ. М: ЗАО «Олимп – Бизнес», 2004 г., 400 с.:ил.
3. *Живаева В.В. и другие.* Метод анализа иерархий как инструмент планирования качества профессионального развития персонала. Периодический научно-практический журнал Качество Инновации Образование №1 (159), январь, февраль 2019, с.10 - 19.
4. *Саати Томас Л.* Принятие решений при зависимостях и обратных связях: Аналитические сети. Изд. 3-е.- М.:Книжный дом «ЛИБЕРКОМ», 2011.-360 с.

**ПОДГОТОВКА ВОСПИТАТЕЛЕЙ ДЕТСКИХ САДОВ К ФОРМИРОВАНИЮ
НАЧАЛЬНЫХ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ ДЕТЕЙ О ПРОФЕССИЯХ В УСЛОВИЯХ
ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ**

Л.В. Климина, Н.В. Рюмина

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

l.v.klimina@mail.ru; namc.samgtu@gmail.com

В условиях быстроразвивающегося общества растет востребованность в инициативном, компетентном, гибком, многопрофильном специалисте, способном соответствовать возможностям настоящего времени. Самостоятельность, ответственность, устойчивый интерес к стабильной трудовой деятельности, потребность в труде, способность легко адаптироваться в постоянно меняющихся условиях социальной среды и обеспечивать высокий уровень производства – вот необходимые личностные новообразования сегодняшнего воспитанника, который завтра будет трудиться на благо страны.

Актуальность вопросов ранней профориентации обозначается как на федеральном, так и на региональном уровнях власти. В частности, президент Российской Федерации, обращаясь к Федеральному собранию весной 2018 года, представляет Всероссийский профориентационный проект для детей и молодежи страны «Билет в будущее». Глава Самарской области, в свою очередь, в Послании депутатам Губернской думы и жителям региона в 2018 году формализует профориентационную работу образовательных организаций, озвучивая ближайшую перспективу внесения показателей профориентации в систему оценки учреждений образования. В государственной программе Российского образования «Развитие образования» на 2018-2025 годы [1] остро стоит проблема создания условий для введения профильного обучения на старшей ступени общеобразовательной школы, основы которого закладываются в дошкольном детстве.

Актуальность задач профессиональной ориентации детей и молодежи отражена в Концепции сопровождения профессионального самоопределения обучающихся в условиях непрерывности образования, разработанной в соответствии с требованиями Федерального закона № 273-ФЗ «Об образовании в Российской Федерации», федеральными государственными образовательными стандартами всех уровней образования. Предметом Концепции выступает непрерывность процесса сопровождения профессионального самоопределения обучающихся, сопровождающегося формированием и последующим развитием набора профориентационных компетенций. Цель педагогического сопровождения раннего профессионального самоопределения на этапе дошкольного образования – формирование первичного представления о мире профессий, интереса к профессионально-трудовой деятельности, позитивных установок к различным видам труда и творчества.

Методические основы освещения вопросов профессиональной ориентации детей и молодежи России сформировались в 70-е –80-е гг. XX века. Основные идеи разработаны такими видными отечественными учеными, как П.Р. Атутов, А.Е. Голомшток, А.Е. Климов, И.Н. Назимов, В.А. Поляков, А.Д. Сазонов, П.А. Шавир и др. Создана классификация профессий, определена роль семьи и школы в процессе выбора учащимися профессиональных предпочтений.

На рубеже 80-х – 90-х гг. (В.И. Блинов, А.Ф. Зеер, Е.А. Климов, Л.М. Митина, Е.Ю. Пряжникова, Н.Ф. Родичев, С.Н. Чистякова и др.) профориентация стала рассматриваться как система оказания содействия профессиональному самоопределению личности. Профессиональное самоопределение понимается как результат реализации нескольких условий: учет направленности личности ученика, профессиональная направленность

содержания образования, наличие технического оснащения школы в случае профориентации на технические профессии. В школах введен курс «Основы производства. Выбор профессии».

В 90-е профориентационная работа в образовательных учреждениях практически разрушена. Лишь 2000-е годы ознаменовались новыми подходами к профориентационной работе в образовании.

Построение профориентационной работы образовательных организаций на основе компетентностного подхода к образованию, ориентация на непрерываемый карьерный выбор молодежи в условиях непрерывного образования, развитие способности обучающихся к самостоятельному и осознанному выбору траектории профессионального развития, охват широкого возрастного диапазона (от дошкольного до «третьего» возраста) – вот актуальные направления профессиональной ориентации детей и молодежи XXI века. В педагогической науке существенный вклад в разработку теории вопроса внесли Л.В. Мардахаев, Н.С. Пряжников, Н.Ф.Родичев, Е.А. Столбова, Цилицкий В.С. и др.

Профессиональная ориентация дошкольников – малоизученное знание педагогической науки. Однако в ситуации реализации идеи непрерывности образования дошкольная образовательная организация – первая ступень формирования начальных представлений детей о профессиональном мире взрослых. Федеральный государственный образовательный стандарт дошкольного образования [2] 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. Традиционно компонентами ранней профессиональной ориентации считаются знания ребенка о себе, знания об окружающем мире, знания о мире профессий, понимание особенностей труда профессионала.

Для развития компонентов ранней профориентации детей дошкольного возраста чаще применяются традиционные методы обучения и воспитания: словесный (чтение детской художественной литературы, беседы с использованием игровых персонажей); наглядный (наблюдение конкретных трудовых процессов людей разных профессий, рассматривание картин и иллюстраций); практический (экспериментирование с разными материалами, опыт хозяйственно-бытового труда); игровой (сюжетно-ролевые игры, дидактические игры, игровые ситуации). Однако современная образовательная ситуация способствует реализации более «подвижных» форм работы с детьми, способных видоизменяться, дополняться, решать образовательные задачи в логике их развития; формами, при реализации которых дети не менее активны, чем педагог: творческое моделирование и проектирование, разработка и составление алгоритмов, просмотр слайд-шоу и фильмов о профессиях, виртуальные экскурсии, экспериментальная деятельность, решение проблемных задач и ситуаций и пр.

Программа повышения квалификации «Ранняя профессиональная ориентация в современных образовательных условиях» (72 ч) Института дополнительного образования Самарского государственного технического университета позволяет освоить воспитателям детских садов Самарского региона специфику организации детского проектирования, экскурсий, игр, направленных на формирование начальных представлений детей дошкольного возраста о профессиях.

Развитие компонентов ранней профессиональной ориентации
детей старшего дошкольного возраста

<i>№ n/n</i>	<i>Компонент ранней профориентации</i>	<i>Организационно-педагогическое условие</i>
1	Знания о себе	Детский проект, «зеркальная профессиограмма»
2	Знания об окружающем мире	Экскурсия, детский проект, игры, «зеркальная профессиограмма»
3	Знания о мире профессий	Экскурсия, детский проект, игры, «зеркальная профессиограмма»
4	Понимание особенностей труда профессионала	«Зеркальная профессиограмма»

Нетрадиционным методическим продуктом является «зеркальная профессиограмма». Рассмотрим подробно данный методический продукт.

«Зеркальная профессиограмма» – это когнитивная (знаниевая) подборка информации для воспитателей, состоящая из двух частей: педагогическая профессиограмма и детская профессиограмма в формате наглядно-образного материала для воспитанников. Профессиограммы разрабатываются для педагогов и детей по каждой профессии, над которой ведется работа. 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.

Примерная педагогическая профессиограмма по теме «Полицейский»

№ n/n	Компонент профессиограммы	Показатели компонента профессиограммы
1	Функционал профессионала	<ul style="list-style-type: none"> - обеспечение общественного порядка; - принятие мер по устранению факторов, влияющих на рост преступности; - охрана прав и законных интересов граждан от преступных действий; - проведение мероприятий по предупреждению преступлений; - поиск улик на месте преступления; - допрос преступников и свидетелей; - ведение протоколов допроса; - отчеты о проделанной работе перед руководителями; - оказание помощи гражданам, нуждающимся в защите.
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"> - наручники; - газовый баллончик; - резиновая дубинка; - электрошокер; - огнестрельное оружие; - бронежилет, спецодежда, каска, жезл (для ДПС).
4	Личные качества профессионала	<ul style="list-style-type: none"> - дисциплинированность; - организованность; - ответственность; - порядочность; - пунктуальность, - способность рационально действовать в экстремальных ситуациях; - старательность, исполнительность; - чувство долга; - смелость; - воля; - самообладание, выдержка; - внимательность, хорошая память; - хорошее физическое развитие – выносливость, сила, быстрота; - умение грамотно выражать свои мысли; - способность четко действовать в экстремальных ситуациях; - способность переносить физическое и психическое напряжение; - организаторские способности; - умение хранить тайну.
5	Активный словарь (терминологический словарь)	<p>Кодекс, удостоверение, протокол, нарушение, адвокат, защитник, суд, задержание, правонарушение, закон и порядок, государственный обвинитель, юрист, право, гражданин, прокурор, инспектор</p>

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

6	Социальная значимость профессии	- контроль законности поведения и правовая защита интересов граждан; - выполнение специальных задач.
7	Смежные профессии	Инспектор, участковый, адвокат, судья, прокурор, следователь, криминалист, водитель, секретарь, нотариус, дознаватель
8	Отношение ребенка к профессии	Рефлексия. Примерные вопросы педагога: хотел бы ты стать полицейским? Мог бы ты работать полицейским? Каким бы ты был полицейским? Каким бы ты был человеком, если бы работал полицейским? Какой бы была твоя жизнь, если бы ты работал полицейским? и пр.

Таким образом, в педагогической профессиограмме обозначены все ключевое содержание в рамках одной профессии, которое педагог доносит до ребенка. Профессиограммы для детей – это репродукции, картинки, презентации и видеоролики, необходимые педагогу для реализации содержания, заложенного в педагогической профессиограмме.

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.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 26.12.2017 г. № 1642 «Об утверждении государственной программы РФ «Развитие образования» [Электронный ресурс]. Режим доступа http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_286474/. Дата доступа 23.10.2018 г.
2. 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 01.10.2018.

УДК 378.6

ИНТЕРАКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ОБУЧЕНИЯ ПРЕПОДАВАТЕЛЕЙ ТЕХНИЧЕСКОГО ВУЗА В РАМКАХ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

В.В. Живаева, О.Ю. Калмыкова, С.Н. Парфенова, Е.П. Тупоносова

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

Аннотация. В статье авторами обсуждаются вопросы решения актуальной проблемы формирования конфликтологической компетентности преподавателя высшей школы. В статье анализируются интерактивные методы формирования конфликтологической компетентности педагогических работников в рамках системы повышения квалификации и дополнительного профессионального образования.

Ключевые слова: конфликтологическая компетентность преподавателя, образовательная среда, методы обучения, профессиональный стресс, педагогический конфликт.

В условиях реформирования и модернизации системы высшего профессионального образования методическая работа в вузе направляется на обновление и совершенствование знаний преподавателя в области преподаваемых дисциплин, стимулирование его служебной и общественной активности, совершенствование деятельности по организации самостоятельной работы студентов. В настоящее время возрастает роль преподавателя университета в решении стратегических задач, стоящих перед современным вузом: обеспечение мобильности специалистов, повышение качества высшего образования и др. Компетентность преподавателя вуза является решающим фактором эффективного достижения целей обучения и обеспечивает высокий уровень профессиональной деятельности [1,2,3].

Процессы формирования и развития научно-технического потенциала страны должны обеспечиваться педагогическими кадрами, обладающими профессиональными научно-исследовательскими, управленческими и конфликтологическими компетенциями. Формирование конфликтологической компетентности преподавателя вуза позволяет точно разбираться в истинных причинах конфликтного противостояния субъектов образовательного процесса, индивидуально-личностных особенностях студентов, их эмоциональных состояниях, планируемых стратегиях конфликтной деятельности и возможных приемах педагогического воздействия. Для эффективного управления процессом формирования конфликтологической компетентности педагогических работников в рамках системы дополнительного профессионального образования необходимо активно использовать различные инновационные образовательные и управленческие технологии.

Программы (повышения квалификации, переподготовки) формирования конфликтологической компетентности педагогических работников в условиях многоуровневого обучения должны иметь системный и комплексный характер и позволять образовательной организации выбирать различные образовательные технологии и педагогические методики. В процессе формирования конфликтологической компетентности преподавателей университета следует использовать в образовательном процессе активные и интерактивные методы обучения, предполагающие гармоничное сочетание индивидуальной и групповой работы, детерминируя профессиональное и индивидуально-личностное развитие педагогов [4].

Компетентностный подход в формировании конфликтологической компетентности преподавателей современного вуза предполагает активное использование следующих образовательных стратегий:

- социокультурное взаимодействие (групповое обсуждение конкретных педагогических конфликтных и стрессовых ситуаций, дебаты, мозговой штурм, решение кейс-задач, оценка и картографирование педагогических конфликтных ситуаций);
- когнитивно-ориентированные технологии (диалогические, проблемные, рефлексивные, задачные, информационно-коммуникативные);
- деятельностно-ориентированные технологии (проектные, контекстного обучения, организационно-деятельностные игры, имитационно-игровое моделирование педагогических процессов);
- личностно-ориентированные технологии (рефлексивного взаимодействия, интерактивные и имитационные игры, игровое проектирование, направленное на моделирование профессиональной деятельности, обучающие тренинги);
- информационные и цифровые технологии (электронные учебники, электронные образовательные ресурсы, информационные системы в образовании, системы интерактивного тестирования, видео-лекции и др.);

В процессе формирования конфликтологической компетентности преподавателей вуза рекомендуется использовать следующие группы методов обучения:

- методы создания положительной мотивации (учет личных, профессиональных достижений преподавателя; создание морально-психологически комфортных условий образовательной среды; применение комплекса различных двигательных упражнений, направленных на снижение уровня профессионального (психологического) стресса; использование метода межпоколенческого обучения (молодые и опытные преподаватели; студенты и преподаватели (кураторы студентов) и др.);

- методы организации интерактивной познавательной и практической деятельности преподавателей (обсуждения, дискуссии, беседы, психологические и обучающие тренинги, показ учебных фильмов и видеофрагментов кинофильмов с последующим их тематическим обсуждением, семинары с группами по интересам и актуальной проблематике, ролевые игры, пресс-конференция, решение педагогических кейс-задач, творческие конкурсы, группы самообучения и взаимопомощи и др.);

- методы развития личной образовательной среды обучения (привлечение личного профессионального опыта молодых и опытных преподавателей, «круглый стол», метод компарации, «Педагогическая мастерская» и др.);

- методы рефлексивного обучения, обуславливающие процесс самопознания своих внутренних психоэмоциональных состояний (рефлексивная беседа, «сократов-круг», самоанализ, а также метод опроса, проективные методы диагностики психологического состояния, анкетирование, интервью и др.) [5].

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. При организации учебных занятий необходимо учитывать принципы индивидуализации, активности, проблемности, преемственности, оптимизации и др.

В исследовании были проведены экспертные опросы преподавателей и студентов вузов с целью оценки актуальности конфликтологической компетентности для профессиональной деятельности преподавателя. Результаты экспертных опросов были использованы авторами при формировании учебно-методического обеспечения программы переподготовки преподавателей «Формирование конфликтологической компетентности преподавателей вуза» [6]. В ходе опроса предусматривалось решение следующих методических задач:

- эмпирическое подтверждение значимости конфликтологических компетенций для эффективной педагогической деятельности преподавателя вуза;

- определение эффективных методов формирования конфликтологической компетентности преподавателей вуза;

– формирование банка вариативных конфликтологических задач, отражающих специфику конфликтных ситуаций и стрессовых ситуаций в образовательном процессе высшей школы.

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 (табл. 1).

Таблица 1. Оценка значимости конфликтологической компетентности преподавателя вуза

Типы компетенций	Бакалавры СамГТУ		Магистры СамГТУ		Преподаватели СамГТУ	
	Средний балл	Поставили выше 3 баллов, %	Средний балл	Поставили выше 3 баллов, %	Средний балл	Поставили выше 3 баллов, %
Диагностика педагогических конфликтных ситуаций, возникающих в диадах субъектов образовательного процесса	4,7	80,2	4,9	84,6	5,3	86,5
Диагностика и идентификация стресс-факторов образовательного процесса в вузе	4,9	86	5,2	78	5,7	88,5
Медиативная деятельность преподавателя, направленная на урегулирование конфликтного взаимодействия в различных диадах субъектов образовательного процесса	4,7	79,8	4,6	85,2	5,6	88,1
Методы и стратегии профилактики коррупционного поведения педагогических работников образовательной организации	4,7	77,3	4,7	80,2	5,6	87,3
Воспитательная деятельность куратора (преподавателя) студенческой группы в области профилактики деструктивных конфликтных ситуаций и учебных (психологических) стрессов субъектов	4,4	80,2	4,3	79,5	4,9	81,5

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

образовательного процесса						
Проведение обучающих тренингов, направленных на формирование конфликтологической компетентности всех субъектов образовательного процесса	4,6	76,8	4,7	87,5	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.

Одним из наиболее эффективных методов обучения является проведение различных обучающих тренингов, основными задачами которого являются формирование конфликтологической компетентности и повышение уровня стрессоустойчивости педагогических работников. В процессе проведения обучающих тренингов рекомендуется использовать следующие методы обучения: деловые игры, групповые дискуссии, метод разбора конкретных ситуаций, картографический метод анализа конфликтных ситуаций; специальные задания на формирование умений принимать педагогические и конфликтологические решения; коммуникативные упражнения на развитие умений работать в педагогическом коллективе.

В ходе проводимого исследования авторы разработали организационно-методические и психолого-педагогические рекомендации по формированию конфликтологической компетентности преподавателей вуза; разработан комплекс обучающих тренингов. Основной целью данных обучающих тренингов является повышение профессиональных, общекультурных и личностных компетенций преподавателей вуза за счет развития:

- способности проявлять психологическую устойчивость в сложных ситуациях, применять методы эмоциональной и когнитивной регуляции для оптимизации собственной профессиональной деятельности и психического состояния;
- способности применять при решении педагогических задач психологические методы;
- способности предотвращать деструктивные педагогические конфликтные ситуации, уважительно относиться ко всем субъектам образовательного процесса;
- способности обеспечивать предупреждение и профилактику личной профессиональной деформации и профессионального выгорания.

Участие всех преподавателей в обучающих тренингах обеспечивает формирование конфликтологической компетентности педагогических работников, что, в свою очередь, способствует профессионально-личностному развитию педагогов и повышению качества образовательных услуг.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Соловова Н.В. Методическая компетентность преподавателя вуза: монография. – М.: Издательство АПК и ППРО, 2010. – 324 с.
2. Соловова Н.В., Николаева С.В. Компетентностный подход: инновационные методы и технологии обучения: учеб.-метод. пособие. – Самара: Универс групп, 2009. – 137 с.

3. *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.
4. *Щербакова О.И., Вербицкий А.А.* Конфликтологическая культура личности специалиста: контекстный подход. – М.: МГГУ им. М.А. Шолохова, 2010.
5. *Елагина Л.В.* Информационно-коммуникационные технологии в формировании профессиональной компетентности будущего специалиста/Информатика и образование. – М., 2008. – №3.
6. *Староверова К.О.* Управление конфликтами в учреждениях культуры: методика обучения. – М.: Либерей-Бибинформ, 2005.
7. *Никитин Э.М.* Приоритеты развития системы повышения квалификации и профессиональной переподготовки работников образования // Методист. – 2007. – № 2. – С. 2–6.

УДК 331.109

ИДЕНТИФИКАЦИЯ И МОНИТОРИНГ СТРЕСС-ФАКТОРОВ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СРЕДЫ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

О.Ю. Калмыкова, К.В. Парфенов, А.А. Акельева, Н.В.Рюмина

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

Аннотация. В статье авторами анализируются источники и причины повышения уровня профессионального стресса работников предприятий нефтегазового комплекса. Представлены результаты стресс-мониторинга, проведенного на промышленном предприятии нефтегазового комплекса.

Ключевые слова: человеческие ресурсы; конфликт; стресс; стресс-менеджмент; организационный климат; стресс-мониторинг, кадровые риски.

В современных условиях стрессогенности организационной среды большинства промышленных предприятий стратегической управленческой задачей кадровой политики является разработка и внедрение кадровой стратегии управления профессиональными стрессами. Специфика нефтедобывающей промышленности накладывает ряд особенностей на совершенствование трудовой деятельности, а одной из центральных компетенций руководителя является умение управлять профессиональными стрессами работников и своевременно осуществлять профилактические кадровых мероприятий, минимизирующие кадровые риски системы управления персоналом и риски трудового поведения персонала промышленного предприятия[1].

Цель исследования авторов статьи состоит в разработке практических рекомендаций по совершенствованию стратегии профилактики профессионального стресса работников, обеспечивающей повышение эффективности деятельности предприятия нефтяной промышленности. На одном из этапов исследования авторы поставили перед собой задачу осуществить анализ факторов и причин деструктивных конфликтных и стрессовых ситуаций, возникающих в трудовых коллективах предприятий нефтяной промышленности.

Для выяснения основных причин чрезмерной стрессовой нагрузки персонала (на рабочем месте, на уровне подразделения (отдела), на уровне предприятия в целом) в 2018-2019

гг. были проведены опросы среди работников различных предприятий нефтяной промышленности (250 респондентов, из них 230 – мужчины). Респонденты назвали различные факторы и причины высокого уровня стрессогенности организационной среды. В таблице 1 представлены варианты ответов, опрашиваемых и жирным шрифтом выделены наиболее часто выбираемые респондентами среди данных ответов.

Таблица 1. Источники и причины чрезмерной стрессовой нагрузки работников

Вопрос	Варианты ответов
1. Назовите наиболее важные причины, вызывающие повышение уровня профессионального стресса (на вашем рабочем месте)	<ul style="list-style-type: none"> – внезапный (без предварительного согласования и подготовки) перевод на другую должность; – работа во взрывоопасной зоне; – выполнение подчиненными опасных видов работ; – выполнение большого объема работ за короткий промежуток времени; – сжатые (нарушение принципов и методов нормирования труда персонала) сроки выполнения работы; – слишком частые служебные командировки; – ненормированный режим рабочего дня; - борьба за лидерство; – личная неприязнь между работниками; – разногласия из-за «вредных привычек» отдельных работников; – некорректное распределение трудовых обязанностей; – плохая организация рабочего места; – нарушения в области этики деловых отношений; – нехватка оборудования или несвоевременное обеспечение им; – частые проверки контролирующих органов; – неуважение со стороны руководства, преобладание авторитарного стиля управления; – длительные командировки.
2. Назовите наиболее важные причины, вызывающие повышение уровня профессионального стресса и снижающие эффективность деятельности вашего подразделения (отдела)	<ul style="list-style-type: none"> – не всегда внимательное отношение руководителя подразделения к проблемам подчиненных; – неквалифицированная постановка задач, несоблюдение принципов эффективного делегирования полномочий; – неудовлетворительная профессионально-квалификационная подготовка определенных категорий работников; – необоснованное лишение премии; – ненормированный рабочий день; – поручение работы, не связанной с непосредственной деятельностью отдела; – неудовлетворительные каналы обмена информацией в организации; – несправедливое распределение ресурсов; – нечеткое распределение зон ответственности; - преобладание авторитарного стиля управления; – недостаточное материально-техническое обеспечение; – новый, еще не сложившийся трудовой коллектив; – незапланированные командировки; – высокая загруженность персонала; – нехватка оборудования; – большое количество проверок; – нечеткая постановка оперативных и стратегических задач; – высокий коэффициент текучести кадров по определенным категориям персонала.
3. Назовите наиболее важные факторы и причины, которые вызывают стрессовые переживания у	<ul style="list-style-type: none"> – недостатки условий организации труда персонала; – выполнение трудовых функций, не относящихся к занимаемой должности; – работа во взрывоопасной зоне; – нехватка оборудования или несвоевременное обеспечение им;

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

<p>работников и снижают эффективность предприятия в целом</p>	<ul style="list-style-type: none"> – разногласия из-за «вредных привычек» отдельных работников; – сжатые сроки выполнения поставленных задач. – отсутствие в нужном количестве специальной одежды; – неопределенность в работе (вопросы кадрового планирования, планирования карьеры, формирования кадрового резерва); – сжатые сроки выполнения работы; – несоблюдение графика работы согласно Трудовому кодексу РФ; – несоответствие заработной платы отработанному времени и качеству выполненных работ; – неорганизованность в работе; – длительные командировки; – высокий коэффициент текучести кадров по определенным категориям персонала.
---	--

Наличие и интенсивность проявления стресс-факторов организационной среды промышленного предприятия можно выявить с помощью проведения стресс-мониторинга, предполагающего проведение серии опросов различных категорий персонала, комплексный аудит, анализ полученных данных мониторинга и составление комплекса кадровых профилактических мероприятий по решению выявленных проблем в области управления производственными конфликтами и профессиональными стрессами [2].

С целью изучения стресс-факторов организационной среды в июле-августе 2019 года среди работников предприятия нефтеперерабатывающей промышленности был проведен мониторинг, разработанный К.Э. Оксинайдом [2]. Первая часть стресс-мониторинга состояла из анализа характеристик условий труда в промышленной организации.

Результаты исследования показали, что величина стрессовой нагрузки на данных респондентов немного превышает критический уровень и может активизировать в определенной степени дезорганизацию социально-трудовых процессов и социально-трудовых отношений, а, следовательно, вызвать проявление рисков поведения персонала (табл. 2).

При проведении данного исследования определены стресс-факторы, которые выражают наибольшую степень неудовлетворенности организационной средой: напряженность труда; равномерность загрузки в течение рабочего дня; несвоевременность получения материалов и информации, необходимых для качественного выполнения работы; сложный график работы; общая трудовая нагрузка.

Таблица 2. Оценка удовлетворенности персонала условиями труда

Характеристики условий труда	Степень удовлетворенности, %				
	Полностью удовлетворен	Скорее удовлетворен, чем нет	Затрудняюсь ответить	Скорее не удовлетворен, чем удовлетворен	Совершенно не удовлетворен
1. Объем выполняемой работы	2,8	38,6	11,2	30,6	16,8
2. Напряженность труда	5,2	14,6	14,8	35,1	30,3
3. Равномерность загрузки в течение рабочего дня	5,3	19,7	13,5	46,7	14,8
4. Организованность процесса труда					
4.1. – наличие постоянного рабочего места;	45,5	30,3	5,6	11,2	7,4
4.2. – порядок выдачи заданий	6,3	37,4	7,5	26,2	22,6
4.3. – порядок распределения заданий между исполнителями	3,3	27,2	15,4	33,5	20,7
4.4. – качество работы оборудования	25,0	35,6	17,6	15,6	6,4
4.5. – обеспеченность исполнителей материалами и информацией, необходимой для выполнения работы	15,4	37,6	13,8	21,8	11,4
4.6. – своевременность получения материалов и информации, необходимых для качественного выполнения работы	10,5	24,1	16,4	36,5	12,5
4.7. – использование объективных критериев оценки результатов работы	6,1	30,4	29,1	25,2	7,3
4.8. – соответствие размера заработка затрачиваемым усилиям	9,3	34,5	10,8	25,2	10,2

Вторая часть стресс-мониторинга состояла из утверждений, отражающих психоэмоциональные переживания работников промышленных предприятий, возникающие в процессе профессиональной деятельности. Данная часть анкеты имеет следующие оценочных шкалы: «эмоциональное истощение», «деперсонализация», «редукция личных достижений». По итогам анкетирования были получены следующие результаты: степень эмоционального истощения: 24,7 – высокая степень; деперсонализация: 12,8 – высокая степень; редукция личных достижений: 29,3 – критическая степень; общий балл: 66,8 – высокая степень. Выраженность деперсонализации показывает высокую степень проявления синдрома эмоционального выгорания работников предприятий нефтегазового комплекса.

Для достижения целей функционирования и стратегического развития промышленных предприятий нефтегазового комплекса в рамках активной кадровой политики следует сформировать стратегию управления производственными конфликтами и профессиональными стрессами с учетом общей стратегии управления персоналом организации. Эффективность реализации в управленческой практике данной технологии зависит не только от уровня профессиональной и управленческой компетентности, но и от уровня сформированности стресс-компетентности руководителя (менеджеров) и персонала промышленного предприятия[3].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Калмыкова О.Ю., Гагаринская Г.П.* Управление конфликтами в организации и профилактика профессионального стресса работников // Вестник Самарского государственного технического университета. Сер. Экономические науки. – 2013. – № 1(7).
2. *Оксинойд К.Э.* Стресс-мониторинг: для чего и как проводим. Методика оценки уровня стрессогенности организационной среды // Кадровик. Кадровый менеджмент. – 2009. – № 5.
3. *Калмыкова О.Ю., Живаева В.В., Парфенова С.Н.* Стратегические направления стрессменеджмента на предприятиях нефтегазового комплекса Актуальные проблемы и тенденции развития современной экономики: материалы международной научно-практической конференции 11-12 декабря 2018 г. в 2 ч. Часть 1 [Электронный ресурс] / Ответственный редактор И.В. Косякова. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2018.

УДК 331.109

КАДРОВЫЕ СТРАТЕГИИ СТРЕССМЕНЕДЖМЕНТА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА*О.Ю.Калмыкова, П.Р.Камаева, А.И.Голда, Н.В. Рюмина**Самарский государственный технический университет
Самара, Россия,
oukalmiykova@mail.ru*

Аннотация. В статье авторами анализируются принципы и методы кадровой стратегии профилактики профессионального стресса работников предприятий нефтегазового комплекса.

Ключевые слова: человеческие ресурсы; кадровые стратегии; кадровая политика, профессиональный стресс; стресс-менеджмент; организационный климат; кадровые риски, корпоративный тренинг.

Современная социально-экономическая нестабильность в обществе формирует актуальную потребность в изучении влияния профессиональной деятельности на личность отдельных работников, морально-психологический климат в трудовом коллективе, уровень стрессогенности и социальной напряженности организационной среды, количество деструктивных конфликтов и их дисфункциональных проявлений. В современных исследованиях в области управления персоналом актуальное значение приобретает учет связи между производительностью, удовлетворенностью и стимулами [1]. На процесс повышения производительности труда персонала предприятий нефтегазового комплекса влияют как объективные факторы (организация труда персонала, экономические, социальные условия), так и субъективные факторы (удовлетворенность заработной платой, морально-психологический климат и безопасность труда).

Совершенствование кадровой стратегии профилактики профессионального стресса работников предприятий нефтегазового комплекса, требует использования комплексного и системного подходов в нахождении эффективных управленческих, организационно-методических и образовательных решений. На уровне государства: изменение структуры экономики; совершенствование системы высшего образования. На уровне промышленного предприятия следует реализовывать следующие эффективные управленческие решения:

- раскрытие индивидуально-личностных способностей и профессиональных компетенций работников;
- разработка мотивационных механизмов повышения удовлетворенности трудом индивидов;
- формирование и реализация эффективных обучающих программ;
- повышение уровня профессиональной компетентности специалистов служб управления персоналом, способных грамотно регулировать социально-трудовые отношения;
- формирование системы мотивации и стимулирования результатов деятельности управленцев на основе системы KPI, обеспечивающей повышение эффективности и производительности труда персонала;
- 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 стресс - 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 и магистров по направлениям подготовки в различных сферах деятельности.

Для реализации данных многоуровневых и многокомпонентных организационно-методических задач необходимо разработать организационное, психолого-педагогическое и учебно-методическое обеспечение процесса формирования стресс- компетентности на двух уровнях – на уровне образовательной организации (вуза) и на уровне предприятия (на всех внутриорганизационных уровнях управления). Разработка кадровой стратегии профилактики профессионального стресса работников организации, предполагает решение методических задач, позволяющих осуществить интеграцию будущих работников и работодателей:

– в рамках вуза: формирование стресс- компетентности бакалавров и магистров по соответствующим направлениям подготовки и др.;

– в рамках предприятия (на линейном, оперативном и корпоративном уровнях управления): повышение уровня конфликтологической культуры и стресс- компетентности руководителей и персонала; разработка и внедрение системы конфликтологического консультирования; разработка стратегии управления рисками системы управления персоналом и рисками персонала и др.

Для эффективной профилактики дисфункциональных проявлений конфликтных ситуаций необходимо идентифицировать источники и факторы профессионального стресса всех категорий персонала. Руководитель организации должен владеть комплексной информацией (картографирование конфликтных ситуаций, стрессмониторинг, карты профессионального стресса и др.), позволяющей объективно оценивать уровень профессионального стресса и уровень деструктивной конфликтности в трудовом коллективе. Современным промышленным предприятиям следует ввести в штат конфликт-менеджеров, основными функциями которых являются: взаимодействие с органами представительства работников; диагностика и идентификация факторов повышения уровня профессионального стресса в организационной среде; мониторинг конфликтности и социальной напряженности в трудовом коллективе; проведение различных кадровых мероприятий, направленных на формирование благоприятного морально-психологического климата и конструктивной организационной культуры и др.

Профилактика профессионального стресса – это система согласованных кадровых мероприятий, направленная на выявление, идентификацию, оценку факторов и причин профессионального стресса, формирование программ профилактики профессионального стресса персонала промышленного предприятия. Реализация активной кадровой политики в

области управления конфликтами и профессиональными стрессами в промышленной организации предполагает осуществление следующих мероприятий:

- систематическое проведение стресс-мониторинга персонала и определение: стратегии поведения работников в различных конфликтных ситуациях; личностных характеристик индивидов; характера сложившихся межличностных отношений в трудовом коллективе; социально-психологического климата; уровня деструктивной конфликтности; уровня удовлетворенности трудом и уровня стрессогенности организационной среды и др.;

- формирование на основе анализа результатов мониторинга информационного блока: банка внешних и внутренних стресс-факторов; профиля кадровых рисков организации; комплекса кадровых мероприятий, направленных на повышение уровня конфликтологической и стресс-компетентности руководителей и работников организации; корпоративных обучающих тренингов по профилактике стресса и др.;

- систематический учет и анализ объективных данных, направляемых в обязательном порядке в службу управления персоналом и линейным руководителям;

- формирование благоприятного социально-психологического климата за счет: оптимизации организационной структуры с учетом способностей индивидов; соблюдения санитарно-гигиенических норм; предоставления работникам права участвовать в принятии определенных решений; организации обучающих и корпоративных тренингов по профилактике профессионального стресса и синдрома эмоционального выгорания; предоставления работникам регулярной обратной связи о результатах их труда и др.;

- разработка и реализация системы управления кадровыми рисками;

- формирование системы конфликтологического консультирования всех работников предприятия;

- мониторинг эффективности технологии управления профессиональными стрессами[1].

В таблице 1 представлен пример плана мероприятий по совершенствованию системы управления профессиональными стрессами для предприятия нефтегазового комплекса

Социальными результатами реализации стратегии стрессменеджмента следующие функциональные проявления:

- сокращение числа деструктивных конфликтов;

- обеспечение эффективной реализации технологии организации труда персонала: четкое соблюдение требований эргономики труда и др.;

- повышение эффективности и производительности труда персонала;

- обеспечение соблюдения этической составляющей в социально-трудовых отношениях (межличностных взаимоотношениях);

- снижение потерь рабочего времени из-за социальных и трудовых споров;

- повышение уровня лояльности работников к промышленному предприятию;

- создание высококвалифицированного и высокопроизводительного сплоченного трудового коллектива;

- профилактика и преодоление профессионального стресса персонала предприятия;

- повышение уровня стресс-компетентности работников промышленного предприятия и др.

Таблица 1. План мероприятий по совершенствованию системы управления профессиональными стрессами для предприятия нефтегазового комплекса

Мероприятия	Срок выполнения	Ответственное лицо
Поиск, подбор и найм квалифицированного конфликт-менеджера	2-3 месяца	Специалист по управлению персоналом
Повышение квалификации в области формирования стресс-компетентности линейных и функциональных руководителей	4-6 месяцев	Специалист управлению персоналом
Анализ нормативно-правовой документации, локальных нормативных документов организации по управлению конфликтами и профессиональными стрессами; Проведение стресс-мониторинга во всех подразделениях предприятия.	6-8 месяцев	Специалист по управлению персоналом, Конфликт-менеджер
Разработка стратегии стресс-менеджмента и формирование нового подхода к антистрессовому управлению на промышленном предприятии	10-12 месяцев	Специалист по управлению персоналом, Конфликт-менеджер
Разработка нормативной и методической документацию по модернизации системы управления профессиональными стрессами работников промышленного предприятия	9-11 месяцев	Специалист по управлению персоналом
Внедрение нормативно-правовой документации по управлению конфликтами и профессиональными стрессами на предприятии	10-12 месяцев	Специалист по управлению персоналом
Разработка системы обучающих корпоративных тренингов по формированию стресс-компетентности для всех категорий персонала промышленного предприятия	4-6 месяцев	Специалист управлению персоналом, Конфликт-менеджер
Организация и проведение корпоративных обучающих тренингов, направленных на формирование стресс-компетентности руководителей и работников предприятия	8-10 месяцев	HR-менеджер, конфликт-менеджер
Осуществление посттренингового сопровождения работников предприятия и организация системы конфликтологического консультирования работников предприятия	8-10 месяцев	HR-менеджер, конфликт-менеджер

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Кибанов А.Я., Митрофанова Е.А., Эсаулова И.А.* Экономика управления персоналом: Учебник / Под ред. А.Я. Кибанова. – М.: ИНФРА-М, 2013.
2. *Митрофанова А.Е.* Управление кадровыми рисками в работе с персоналом организации: автореф. дис. ... канд. экон. наук. – М., 2013.
3. *Калмыкова О.Ю., Живаева В.В., Парфенова С.Н.* Стратегические направления стрессменеджмента на предприятиях нефтегазового комплекса Актуальные проблемы и тенденции развития современной экономики: материалы международной научно-практической конференции 11-12 декабря 2018 г. в 2 ч. Часть 1 [Электронный ресурс] / Ответственный редактор И.В. Косякова. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2018.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ В САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

В.А. Аверьянов, Я.Г. Стельмах, Е.П. Тупоносова

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия,
alenushka1982@inbox.ru*

Нефтегазовый комплекс Самарской области играет важнейшую роль в экономике региона. Развитие нефтедобывающих предприятий способствует увеличению добычи нефти, что влияет на рост налоговых поступлений в бюджет Самарской области и осуществляет финансовую поддержку другим отраслям промышленности. Для обеспечения количественного и качественного роста предприятий нефтедобывающей отрасли необходимы высококвалифицированные кадры, подготовку которых в области ведет Самарский государственный технический университет – опорный вуз региона. Прогнозирование роста предприятий взаимосвязано с ростом и необходимостью подготовки специалистов для нефтегазовой отрасли.

Построим математическую модель с распределенными лагами по результативному признаку $Y(t)$, в которых значение прогнозируемого признака зависит от его значений в предыдущие моменты времени

$$Y(t) = a + b_1 y_{t-1} + b_2 y_{t-2} + b_3 y_{t-3} + b_4 y_{t-4} \quad (1)$$

Предполагая, что лаговые коэффициенты регрессии аппроксимируются полиномом второй степени $b_j = c_0 + c_1 j + c_2 j^2$ используем метод Алмон [1, с. 210]. Перегруппировав слагаемые с одинаковыми значениями c , и вводя новые переменные z , модель с распределенными лагами примет вид:

$$Y(t) = a + c_0 z_0 + c_1 z_1 + c_2 z_2 \quad (2)$$

Применение метода наименьших квадратов приводит к системе уравнений

$$\begin{cases} a + c_0 \bar{z}_0 + c_1 \bar{z}_1 + c_2 \bar{z}_2 = \bar{y}_t \\ a \bar{z}_0 + c_0 \bar{z}_0^2 + c_1 \bar{z}_0 \bar{z}_1 + c_2 \bar{z}_0 \bar{z}_2 = \bar{z}_0 \bar{y}_t \\ a \bar{z}_1 + c_0 \bar{z}_0 \bar{z}_1 + c_1 \bar{z}_1^2 + c_2 \bar{z}_1 \bar{z}_2 = \bar{z}_1 \bar{y}_t \\ a \bar{z}_2 + c_0 \bar{z}_0 \bar{z}_2 + c_1 \bar{z}_1 \bar{z}_2 + c_2 \bar{z}_2^2 = \bar{z}_2 \bar{y}_t \end{cases} \quad (3)$$

где средние значения $\bar{z}_0, \bar{z}_1, \bar{z}_2, \dots$ определяются по средней арифметической простой.

Решая систему, находим $a; c_0; c_1; c_2$, а затем находим оценки параметров b_1, b_2, b_3, b_4 исходной модели.

Основными источниками данных для исследования послужили официальные данные Федеральной службы государственной статистики [5,6,7]. Прогнозирование по методу Алмон представлено на рисунке 1, ошибка аппроксимации получилась, равная 1,85%, что меньше 7% и показывает, что модель подобрана хорошо. По индексу детерминации, $R^2 = 0,86$ модель достаточно точно описывает исходные данные. Полученные результаты характеризуют высокие описательные свойства модели и по ней можно сделать краткосрочный прогноз на 3 года [3, 4].

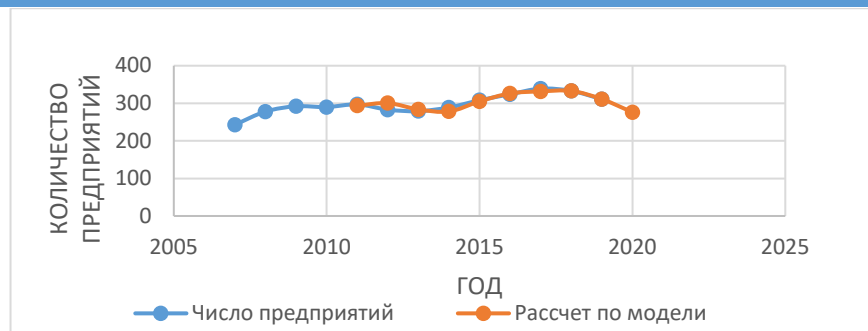


Рис.1. Прогнозирование с помощью метода Алмон

Рассмотрим теперь математическую модель с распределенными лагами, при гипотезе геометрической прогрессии для лаговых коэффициентов и применим метод Койка [1, с. 216].

Тогда уравнение запишется в виде:

$$Y(t) = at + b_1 y_{t-1} + b_1 \lambda y_{t-2} + b_1 \lambda^2 y_{t-3} + \dots + \varepsilon_t \quad (4)$$

Выполним процедуру Койка: запишем уравнение (4) на момент времени $t - 1$, умножим это уравнение на λ и из уравнения (4) вычтем полученное уравнение. После преобразования получим

$$Y(t) = \lambda a + a(1 - \lambda)t + (b_1 + \lambda)y_{t-1} + \varepsilon_t - \lambda \varepsilon_{t-1}.$$

Обозначим $c_0 = \lambda a$, $c_1 = a(1 - \lambda)$, $c_2 = b_1 + \lambda$, $v_t = \varepsilon_t - \lambda \varepsilon_{t-1}$.

Получим уравнение авторегрессии

$$Y(t) = c_0 + c_1 t + c_2 y_{t-1} + v_t \quad (5),$$

для которого необходимо оценить три параметра c_0 , c_1 , c_2 . Зная эти коэффициенты можно найти параметры исходной модели: a , λ , b_1

Параметры авторегрессии (5) не могут быть оценены методом наименьших квадратов, так как нарушаются его предпосылки: автокорреляция остатков и их гетероскедастичность. Одним из возможных методов их оценки является метод инструментальных переменных, согласно которого переменную y_{t-1} из-за которой нарушаются предпосылки метода наименьших квадратов заменяют на новую переменную $y_{t-1}^T = f(t)$ (T - теоретическое значение), для которой они сохраняются. Выбор вида функции $f(t)$ зависит от характера изменения y_t во времени и может быть линейным или параболическим. Параметры этих зависимостей находятся методом наименьших квадратов по выборочным данным. После определения значений вспомогательной переменной y_{t-1}^T строится уравнение множественной линейной регрессии

$$Y(t) = c_0 + c_1 t + c_2 y_{t-1}^T,$$

параметры, которой могут быть оценены методом наименьших квадратов из решения системы линейных уравнений [2]. Решая систему, находим c_0 , c_1 , c_2 , а затем параметры исходной модели [4].

Используя официальные источники данных [5,6,7], получим прогнозирование развития нефтедобывающих предприятий в Самарской области по данной модели, представленные на рисунке 2. Полученные результаты ошибки аппроксимации A и индекса детерминации R^2 показывают высокие описательные свойства модели и по модели можно построить краткосрочный прогноз с 2018 до 2020 года.

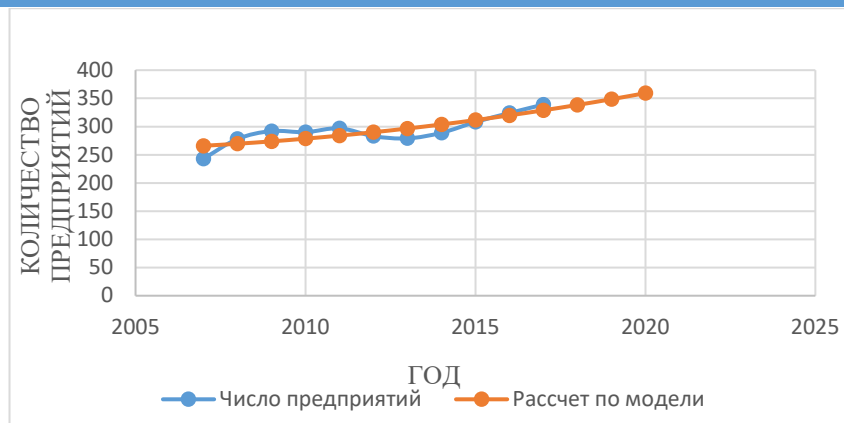


Рис.2. Прогнозирование с помощью метода Койка

В таблице 1 приведено сравнение аппроксимативных свойств и прогноза по моделям Алмона и Койка.

Таблица 1. Сравнение методов

Метод	Ошибка аппроксимации А	Индекс детерминации R ²	Прогноз		
			2018	2019	2020
Алмон	1,85%	0,86	333	361	276
Койка	4,21%	0,7	338	348	359

По таблице 1 видно, что по прогнозу, полученному по методу Алмон, к 2020 году, количество нефтедобывающих предприятий сократится на 16 % по сравнению с 2017 годом и будет равно количеству предприятий, работающих в Самарской области в 2014 году. По модели, построенной с помощью метода Койка, к 2020 году количество предприятий увеличится на 9,5% по сравнению с 2017 годом. Это позволяет сделать прогноз потребности экономики Самарской области в кадрах с высшим профессиональным образованием для нефтегазовой отрасли.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Елисеева И.И. Эконометрика. / И.И.Елисеева– М.: Проспект. 2009г. – 288с
2. Райков, Е.А., Стельмах, Я.Г., Тупоносова, Е.П. Построение математической модели среднегодовой численности занятых по добыче полезных ископаемых на основе метода Койка. Ашировские чтения: Сб. трудов Международной научно-практической конференции. / Отв. редактор В.В. Живаева. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2018 С.339-342.
3. 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.
4. Айвазян С.А., Мхитарян В.С. Прикладная статистика и основы эконометрики. М.: Юнити, 1998. - 1022 с.
5. Самарский статистический ежегодник. 2017. Предприятия и организации. С. 155.
6. Самарский статистический ежегодник. 2018. Предприятия и организации. http://samarastat.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_ts/samarastat/ru/statistics/organizations/
7. 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

**ПЕРСПЕКТИВЫ ИЗМЕНЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ И
АТТЕСТАЦИИ СПЕЦИАЛИСТОВ В ОБЛАСТИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ
БЕЗОПАСНОСТИ**

Н.В. Рюмина, А.О. Гурьянова, Л.В. Климина

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

namc.samgtu@gmail.com; l.v.klimina@mail.ru

В настоящее время в соответствии с требованиями природоохранного законодательства повышение квалификации в области экологической безопасности необходимо проходить по двум направлениям:

- «Обеспечение экологической безопасности руководителями и специалистами общехозяйственных систем управления». Программа предназначена для повышения уровня квалификации руководителей предприятий в области охраны окружающей среды, в соответствии с требованиями ст.73 Федерального закона «Об охране окружающей среды» №7-ФЗ от 10.01.02г.;

- «Обеспечение экологической безопасности при работах в области обращения с отходами I - IV класса опасности». Программа предназначена для повышения уровня квалификации работников и специалистов, допущенных к обращению с отходами I – IV класса опасности, в соответствии с требованиями ст.15 Федерального закона «Об отходах производства и потребления» №89-ФЗ от 24.06.98г.

В марте 2018г. опубликован проект приказа Минприроды России "Об утверждении Положения об установлении порядка подготовки и аттестации специалистов в области обеспечения экологической безопасности", на сегодняшнее время проект приказа проходит антикоррупционную экспертизу и общественное обсуждение.

Рассмотрим основные нововведения, которые ожидают природопользователей после принятия проекта Приказа.

Подготовка руководителей и специалистов будет проводиться по дополнительным профессиональным программам (программам повышения квалификации и программам профессиональной переподготовки), утверждаемым федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим государственное регулирование в области охраны окружающей среды в порядке, установленном Федеральным законом от 29 декабря 2012 года № 273-ФЗ «Об образовании в Российской Федерации».

Содержание дополнительных образовательных программ повышения квалификации будет дифференцировано в соответствии с квалификационными характеристиками должностей руководителей и специалистов на три квалификационные группы:

1-я - руководители, квалификационные характеристики которых содержат требования в отношении знаний законодательства в сфере охраны окружающей среды и практического применения норм и стандартов в области обеспечения экологической безопасности;

2-я - специалисты подразделений производственного экологического контроля;

3-я – специалисты, которые должны получить право допуска на работы по обращению с отходами производства и потребления I – IV класса опасности.

Содержание дополнительных образовательных программ повышения квалификации каждой из трех квалификационных групп будет дифференцировано в соответствии с категориями объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, и должны будут учитывать критерии, на основании которых осуществляется отнесение предприятий к объектам I, II, III категорий.

Аттестация руководителей и специалистов 1-ой и 2-ой квалификационных групп, осуществляющих деятельность на объектах, оказывающих негативное воздействие на

окружающую среду и относящихся к объектам IV категории, не будет проводиться.

Таким образом, дополнительное профессиональное обучение руководителей и специалистов по программам повышения квалификации в области экологической безопасности будет осуществляться по девяти программам.

Аттестация специалистов будет проходить в аттестационной комиссии Росприроднадзора в центральном аппарате (для организаций с численностью сотрудников от 5000 человек) и в территориальных органах (для остальных организаций). Установлена периодичность аттестации - не реже 1 раза в пять лет. Форма аттестации – тестирование.

Учитывая новый формат подготовки и аттестации руководителей и специалистов в области экологической безопасности со стороны государства, необходимо быть готовым к принятию проекта приказа Минприроды России, запланировать список сотрудников и тщательно подойти к выбору образовательной организации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Федеральный закон «Об охране окружающей среды» №7-ФЗ от 10.01.02г [Электронный ресурс]. Режим доступа http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34823/
2. Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» №89-ФЗ от 24.06.98г. [Электронный ресурс]. Режим доступа http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19109/
3. Проект приказа Минприроды России "Об утверждении Положения об установлении порядка подготовки и аттестации специалистов в области обеспечения экологической безопасности" [Электронный ресурс]. Режим доступа <https://regulation.gov.ru/projects#>

ПРОФОРИЕНТАЦИЯ СТУДЕНТОВ-ВЫПУСКНИКОВ «РОСНЕФТЬ-КЛАССОВ» НА ДАЛЬНЕЙШЕЕ ТРУДОУСТРОЙСТВО В КОМПАНИИ «РОСНЕФТЬ»

В. В. Вязникова, Г. С. Мозговой, О. В. Волкова

АО «Оренбургнефть»

Бузулук, Россия

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

vyaznikova.victoria@yandex.ru, gsmozgovo@mail.ru, ovvolkova3@rosneft.ru

В настоящее время существует проблема трудоустройства студентов после окончания университета. Миллионы студентов, окончивших высшие учебные заведения, ежегодно не знают куда им двигаться дальше, некоторые из них даже не уверены в правильности выбора профессии несколько лет назад.

В нашем Оренбургском регионе в 2016 году выпускались первые ученики «Роснефть-классов». А это значит, что в настоящем 2019 - 2020 учебном году они будут выпускаться из профильных ВУЗов, получая диплом «бакалавра». У вчерашних студентов возникнет вопрос: «В какую компании подать резюме?» Чтобы облегчить эту задачу выпускникам этого и последующих годов, а также работодателям, в частности, НК «Роснефть» нами было проведено небольшое исследование и анализ.

Профориентационная деятельность любой компании рассматривается как научно-обоснованная система подготовки потенциальных кадров к свободному и самостоятельному

выбору предприятия, призванная учитывать, как индивидуальные особенности и способности личности, так и необходимость полноценного распределения трудовых ресурсов в интересах общества. Методы профориентационной работы любой компании можно разделить на пассивные и активные, а также продуктивные и не продуктивные.

К пассивным методам можно отнести:

1. Размещение объявлений во внешних СМИ;
2. Официальная информация во внутренних СМИ;
3. Паблицити – бесплатная и платная статья об организации и о преимуществах работы в ней, которая готовится руководством или службой персонала;
4. Привлечение персонала путем формирования благоприятного имиджа компании.

Активные методы профориентационной деятельности компании требуют особой подготовки и ориентированы на косвенное вовлечение предполагаемых молодых сотрудников в периметр компании, в них входят:

1. Налаживание организацией контактов с теми, кто представляет для нее интерес в качестве потенциальных сотрудников;
2. Участие предприятия в ярмарке вакансий;
3. Праздники, фестивали, проводимые компанией;
4. Презентации компании;
5. Личные связи.

Одним из подпунктов, входящих в активные методы профориентации, а в то же время и самым продуктивным является знакомство компании и потенциального сотрудника ещё в университете, тогда выпускник, после получения диплома имеет чёткое представление о том, куда ему пойти работать. В этот момент компания уже знает, что после выпуска к ним придут замотивированные, высококвалифицированные молодые специалисты. Такие продуктивные методы, входящие в активные, и варианты их применения на практике мы и рассмотрим подробнее.

Как мы уже знаем, самая качественная и ценная коммуникация— это контакт между студентом и непосредственно самой компанией. Данный контакт может произойти в ряде случаев: на собрании, симпозиуме, во время посещения студентом специализированной выставки или форума. Как показывает опыт, самый тесный контакт между работодателем и студентом, а в будущем, молодым специалистом, происходит во время прохождения ознакомительной (учебной), а особенно производственной, а также преддипломной практики. Но, на наш взгляд, самая ценная взаимосвязь приобретается во время проведения различных научных мероприятий, с участием представителей компании. Во время этих мероприятий предоставляется исключительная возможность студентам продемонстрировать свою эрудицию и личные навыки (soft skills, hard skills), в то время как представители предприятия в свою очередь могут оценить таких активных студентов. В результате такого взаимодействия может получиться контакт между студентом и представителем компании как наставником.

Система наставничества может также выработаться во время прохождения студентом практики на предприятии, и наставник будет готовить студента не только к практике работы, но и послужит «мостом», для выявления потенциальных, интересных кадров для предприятия. А положительный отзыв во время прохождения практики повлияет на трудоустройство. Грамотный студент, а в последующем, сотрудник предприятия должен просчитывать шаги карьерного роста как можно раньше, поэтому крайне важно и для студента, и для компании раньше познакомиться и выстроить план взаимодействия.

Научная деятельность позволяет приобрести дополнительные навыки и повысить квалификацию по специальности, что способствует дальнейшему росту и развитию как специалиста в отрасли. С этой целью нам нужно подогреть интерес к научным мероприятиям, привлечь интерес студента к научной деятельности. Дополнительно это может быть замотивировано различными видами материальными поощрениями, которые студент получает в рамках выступления на конференции. Это может быть, как ценный подарок, так это

может быть и стипендия со стороны организации. Также, со стороны университета есть возможность поощрять студентов, которые занимаются активной научной деятельностью и выплачивать помимо повышенной стипендии, ещё дополнительную стипендию за научную деятельность.

Полученные на конференциях грамоты, дипломы и сертификаты формируют портфолио будущего специалиста, и подтверждают его эрудированность и участие в различных мероприятиях. Это также является очень важной частью взаимодействия со стороны психологии. Иметь официальное, письменное подтверждение своей работы крайне важно для молодых людей.

В рамках нашей работе в вузе, мы собрали всех студентов-выпускников «Роснефть-классов» с двух регионов, 6 городов присутствия компании «Роснефть». А именно: Бузулук, Бугуруслан, Сорочинск, Отрадный, Похвистнево, Новокуйбышевск. Получили 128 студентов, учащихся в нашем университете. Мы создали организацию внутри ВУЗа, осуществили информирование их по вопросу участия в различных мероприятиях, конференциях, на ближайшее время. Мы постоянно добавляем и обновляем информацию, общаемся между собой, обсуждаем интересные научные статьи и поддерживаем контакт с компанией.

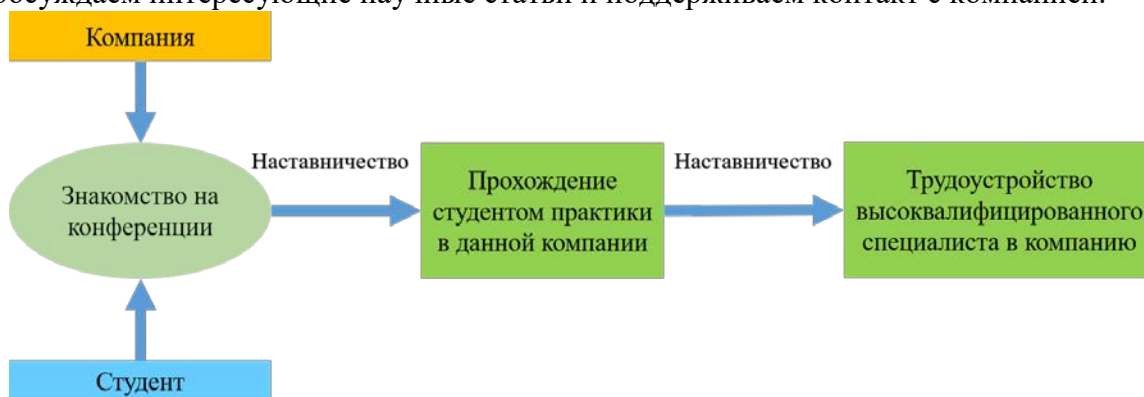


Рис. 1 – Схема вовлечение студента в кадровый резерв компании

ПРОБЛЕМА ТРУДОУСТРОЙСТВА ВЫПУСКНИКОВ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ

Г.С. Мозговой, Т.А. Квасова

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

gsmozgovi@mail.ru, tanya.tanya01706@gmail.com

В статье затрагивается тема о таком важном аспекте в жизни студента, как трудоустройство после окончания высшего учебного заведения. Поднимаются актуальные проблемы, возникающие между работодателем и выпускником, и рассматриваются способы их решения.

Ключевые слова: трудоустройство молодежи, студенты, опыт работы, конференции, научная работа, профессиональная сфера, работодатель, выпускники, высшее учебное заведение.

Трудоустройство молодежи является одной из главных проблем в сфере труда. Студенты, которые только окончили высшее учебное заведение, как правило, характеризуются отсутствием опыта работы и производственного стажа. И, как следствие, не воспринимаются работодателем, как кадры с высоким профессиональным статусом. Помимо этого, молодое поколение является одной из наиболее перспективных групп рабочей силы.

Выпускники наиболее восприимчивы ко всем изменениям, мобильны, способны подстраиваться под сменяющиеся друг друга трудовые функции.

На сегодняшний день для наибольшей части студентов работа -это возможность самостоятельного заработка денег. Очень важно начать получать практический опыт, новые знания в сфере своей профессии, ознакомиться с условиями труда в различных организациях и, конечно же, заинтересовать собой работодателя.

Одной из главных причин отказа при трудоустройстве студентов является отсутствие опыта работы. Большинство молодежи, столкнувшись с данной проблемой, находят работу не по своей специальности и, зачастую, работают не в соответствии с трудовым законодательством. Не все работодатели готовы инвестировать в молодого сотрудника, потому что понимают, что не каждый студент готов продолжить работу в данной организации.

Один из способов избежать такой ситуации -не ждать окончания университета, а начать проявлять себя в профессиональной сфере уже на 3-4 курсах обучения. При этом, окончив высшее учебное заведение, юному работнику будет проще себя показать потенциальному работодателю. Лучшим вариантом будет, если студент уже заявлял о себе, как о профессиональной единице, в организации, куда хотел бы трудоустроиться. Это можно сделать несколькими способами.

Во-первых, производственная практика. На 2-3 курсах всех студентов распределяют по местам проведения практики. Будет правильным перед тем, как сделать выбор и отправиться на практику, изучить определенные организации, политику их компаний, сферу их деятельности и выбрать для себя то, что наиболее привлекательно. Проявив инициативу на своей кафедре, изъявив свои желания руководителю практики, есть все шансы отправиться именно туда, что больше всего привлекло. Главное действовать.

Во-вторых, научная деятельность. Высшее учебное заведение –это огромная платформа для научных проявлений. Можно проявить себя в написании научных статей, в участии в олимпиадах и конференциях. На многих кафедрах занимаются научными разработками. Активные, любознательные студенты быстро находят там место для своего научного творчества.

Также многие крупные компании проводят конференции молодых специалистов, в которых могут участвовать и школьники, и студенты. Это отличный шанс заявить о себе. Обсудив тему своей будущей выпускной квалификационной работы с дипломным руководителем, можно написать научную статью и подать заявку на участие. Важно выбирать тему таким образом, чтобы она имела похожую направленность, что и деятельность компании.

Помимо всего вышеизложенного, будущему выпускнику необходимо развивать свои личностные качества. Одними из основных являются коммуникабельность и мобильность, то есть умение быстро реагировать на сменяющиеся обстоятельства. Так же важным качеством является ответственность. И, конечно, необходимо тренировать свою грамотную речь и приучать себя к пунктуальности.

Следует отметить, что перспектива карьерного роста, и, вследствие, рост заработной платы, стоит ожидать всесторонне развитым, инициативным, мобильным студентам. Правильно проявляя себя уже в студенческие годы, есть все шансы заинтересовать собой нужного работодателя и добиться профессионального успеха.

РАЗДЕЛ 1

Общая физика, геология и физика нефтегазового производства, добыча углеводородов

1. ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНАЯ ОТРАСЛЬ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ВЫЗОВОВ И АКТУАЛЬНОСТЬ ТРАНСФОРМАЦИИ <i>В.Н.Гнибидин</i>	4
2. ВЕРХНЕВИЗЕЙСКО-СЕРПУХОВСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ КАК ОБЪЕКТЫ ДЛЯ ЗАХОРОНЕНИЯ СТОЧНЫХ ВОД <i>Л.А.Марченкова, А.А.Толкунова</i>	14
3. ОПТИМИЗАЦИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ С ПОМОЩЬЮ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ <i>А.В.Тютяев, И.С.Должикова, М.Ю.Салгираев, Д.Ю.Макаров</i>	16
4. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ МЕСТОНАХОЖДЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ <i>К.А.Щербаченко, Н.М.Прилипка</i>	20
5. ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ И ПЕТРОМАГНИТНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ШЛАМА: МЕТОДИКА, ИНФОРМАТИВНОСТЬ, ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ <i>А.А.Морова</i>	22
6. ВЫДЕЛЕНИЕ ЗОНЫ ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА ПО ДАННЫМ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫХ И ПЕТРОМАГНИТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ШЛАМА В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ <i>А.А.Морова, П.Р.Камаева</i>	26
7. ЦАРЕВ КУРГАН. РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПОСЛЕДНИХ ЛЕТ <i>М.П.Бортников</i>	39
8. КЛАССИФИКАЦИЯ ПОРОД-ФЛЮИДОУПОРОВ И ОЦЕНКА ИХ НАДЕЖНОСТИ <i>А.О.Вязовкина, В.В.Гусев</i>	45
9. К ВОПРОСУ ОБ ИЗУЧЕНИИ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПЛАСТА В1 СОЛОГАЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>Т.С.Курдина, О.Г.Ушанова</i>	47
10. ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ РАЗРЕЗА И ВОЗМОЖНОСТЕЙ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ПРИ ИЗУЧЕНИИ ЗАЛЕЖИ <i>Д.А.Лемешева, Н.М.Прилипка</i>	49
11. О НЕКОТОРЫХ АСПЕКТАХ КОГНИТИВНОГО ПОДХОДА ДЛЯ ПРОГРАММ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ, БУРЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ <i>В.И.Попков, А.М.Штеренберг, Д.С.Лихонос, И.А.Евстифеев, А.В.Тютяев, И.И.Киреев, В.В.Гусев, К.В.Пчела, Д.А.Горнов, М.С.Багрянцев, А.С.Осокин, Е.В.Митина, С.Д.Туровец, М.А.Ильичева, О.Н.Белова, А.В.Попкова</i>	51
12. ПЕРВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ ОБНАЖЕНИЙ НИЖЕКАЗАНСКОГО ПОДЪЯРУСА ПЕРМСКОЙ СИСТЕМЫ В СТРАТОТИПИЧЕСКОЙ МЕСТНОСТИ В ОКРЕСТНОСТЯХ С.П.БАЙТУГАН (САМАРСКАЯ ОБЛАСТЬ) В 2018 ГОДУ <i>Н.М.Иванова</i>	59

РАЗДЕЛ 2

Бурение нефтяных и газовых скважин

1. ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ДАННЫХ СРР <i>А.А.Воронин, В.В.Живаева, Д.О.Королев, А.С.Жаркенов</i>	62
2. СЕЛЕКТИВНАЯ ИЗОЛЯЦИЯ ВОДОПРОЯВЛЯЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ <i>Ю.А.Азеева, В.В.Живаева</i>	65
3. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ХЛОРИДОВ НА ПРОЧНОСТНЫЕ СВОЙСТВА ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ <i>А.Д.Сидоров, В.В.Живаева</i>	70
4. ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДИКИ ЭКСПЕРИМЕНТА КОРРОЗИОННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ СЕРОВОДОРОДА НА ЦЕМЕНТНЫЙ КАМЕНЬ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА <i>В.В.Живаева, Д.Р.Камаев, Е.А.Камаева</i>	72
5. НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА RETREL ДЛЯ ОЦЕНКИ ТЕХНОГЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТЕПРОДУКТОВ <i>А.А.Жежеря, А.А.Подъячев, А.А.Бочкина, Е.Н.Петренко, М.Г.Казазян, К.Л.Чертес</i>	85
6. МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА В СЕРПУХОВСКОМ ЯРУСЕ НА ОСНОВЕ ЗОНИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В КАМСКО-КИНЕЛЬСКОЙ СИСТЕМЕ ПРОГИБОВ <i>К.А.Шиповский, В.С.Циркова, М.Е.Коваль</i>	86

7. ОСОБЕННОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ МИГРАЦИИ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В ЗАКОЛОННОМ ПРОСТРАНСТВЕ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ А.С. Жаркенов, В.В. Живаева	93
8. ОДНОШАРОШЕЧНЫЙ БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ Р.М. Богомолов	100
9. ПОЛЗУЧЕСТЬ АЛЮМИНИЕВЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ПРИ СВЕРХГЛУБОКОМ БУРЕНИИ Е.К. Кичаев, П.Е. Кичаев	116
10. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ЩАДЯЩЕГО ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИНЫ Д.А. Климанова, Г.С. Мозговой, В.И. Никитин	118
11. ВЫВОД НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ НА СТАЦИОНАРНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ А.В. Стариков, В.В. Живаева, И.А. Косорлуков	122
12. ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА КОМПОНОВКИ С ДИНАМИЧЕСКИ АКТИВНЫМ ЭЛЕМЕНТОМ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ДОЛОТАМИ PDC А.Ф. Шайхутдинова, Л.Б. Хузина	130
13. ВКЛЮЧЕНИЕ В РЕЦЕПТУРУ ЦЕМЕНТНЫХ РАСТВОРОВ ГАЗОБЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ КАК СПОСОБ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ Е.Б. Плиева, В.А. Капитонов, П.Ю. Спиридонов, В.В. Живаева	135
14. ВЛИЯНИЕ РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ ЗЕМНОЙ КОРЫ НА ОБРАЗОВАНИЕ ДЕФЕКТОВ КОЛОНН Л.В. Ермолаева	138
15. ПРИМЕНЕНИЕ КОМБИНИРОВАННЫХ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ УЧАСТКОВ СКВАЖИН БОЛЬШОЙ ПРОТЯЖЕННОСТИ А.В. Липатов, И.М. Ибятуллин	141
16. ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ СПОСОБА ПРИГОТОВЛЕНИЯ НА ПАРАМЕТРЫ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА И ТАМПОНАЖНОГО КАМНЯ В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ В.В. Живаева, В.А. Капитонов, Р.Ф. Таджибаев, А.А. Безручко	146
17. СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА НА ЭЛЕКТРОСТАБИЛЬНОСТЬ РУО В.В. Живаева, М.Е. Коваль, В.А. Капитонов	157
18. СТИЛОЛИТЫ В КАРБОНАТНОМ РАЗРЕЗЕ КАК ПРЕДВЕСТНИКИ АНОМАЛЬНЫХ ЗОН И ЗОН ВОЗМОЖНЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ О.А. Кулакова, К.А. Антипова, А.В. Тимофеев	161
19. СИСТЕМА БОКОВОЙ ПРОМЫВКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ДЛЯ УСПЕШНОЙ УСТАНОВКИ ОЛКС В НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ. А.С. Дормидонтов, В.В. Вязникова, П.А. Гаранин	164
20. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕЙ ПРОЕКТНЫЙ НАБОР ПАРАМЕТРОВ АЗИМУТА И ЗЕНИТНОГО УГЛА. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ ТЕЛЕСИСТЕМ ДЛЯ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ПЕРЕДАЧИ НАГРУЗКИ НА ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ И РСИКОВ СЛОМА КНБК. В.В. Живаева, С.А. Лукьянов	166
21. УПРАВЛЕНИЕ СВОЙСТВАМИ УТЯЖЕЛЁННЫХ ВЫСОКОМИНЕРАЛИЗОВАННЫХ СИСТЕМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПРОМЫВКИ НАКОЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН О.В. Ножкина, В.В. Живаева, В.А. Капитонов	170
22. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕАГЕНТА «ГЕОАФРОН» И.А. Малкина, О.А. Нечаева, И.В. Павлов, О.А. Любимов	177
23. ТРАССЕРНЫЕ МЕТОДЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПРИТОКА ФЛЮИДА П.И. Демидова, Г.С. Мозговой, И.В. Павлов	181
24. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ РЕЦЕПТУРЫ КОЛЬМАТИРУЮЩЕГО МАТЕРИАЛА ДЛЯ БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЯМИ БУРОВОГО РАСТВОРА О.А. Нечаева, А.Д. Харитонов, Д.В. Цаплин, Н.А. Демин	186
25. РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВА ДЛЯ КОЛЬМАТАЦИИ ПОГЛОЩАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ К.О. Ковалева, А.В. Коновалов, О.А. Нечаева	190
26. ПРИМЕНЕНИЕ ДВУХРЕАГЕНТНОГО СПОСОБА ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ СОВХОЗНОГО ПХГ В.Ю. Панков, Н.Н. Ефимов, В.В. Живаева, О.А. Нечаева	191

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

1.ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ УДАЛЕНИЯ ТВЕРДЫХ ОТЛОЖЕНИЙ С ВНУТРЕННИХ СТенок НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ	
<i>М.С. Шушкин, И.В. Царьков, К.И. Бабицкая</i>	195
2.ОСОБЕННОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ В КАРБОНАТНОМ КОЛЛЕКТОРЕ ПРИ НАЛИЧИИ ПЕРЕХОДНОЙ ЗОНЫ (НА ПРИМЕРЕ ИВАНОВСКОГО-2 МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ).	
<i>Н.М.Максимкина</i>	199
3.ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ	
<i>В.Е.Титов</i>	206
4.ПОЛУКОЛИЧЕСТВЕННЫЙ РЕНТГЕНОГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ СЛОИСТЫХ СИЛИКАТОВ	
<i>А.В.Песков</i>	209
5.ПУТИ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ И УВЕЛИЧЕНИЮ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ГЛИНОСОДЕРЖАЩИХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ	
<i>Н.М. Данилова, К.И.Бабицкая, М.А. Васильева</i>	213
6.МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И УСЛОВИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ	
<i>В.Е.Титов</i>	215
7.АНАЛИЗ СИСТЕМЫ СБОРА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ С МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЦДНГ-3 АО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ" НА УПСВ "СОРОЧИНСКО-НИКОЛЬСКАЯ"	
<i>Ю.П. Борисевич, П.В. Мельников</i>	218
8.ИНГИБИТОРЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ	
<i>Д.Д. Васильченко, М.А. Истомова</i>	224
9.ТЕХНОЛОГИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТЫ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ УГЛЕВОДОРОДАМИ	
<i>П.В.Туркин</i>	227
10.ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ПЛАСТА Ю1/1 ВОСТОЧНО-СУРГУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
<i>Е.Э. Татарина</i>	228
11.АНАЛИЗ РАБОТЫ РАДАЕВСКОЙ УПН	
<i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, И.С. Астафьев</i>	231
12.АНАЛИЗ МЕТОДОЛОГИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО КОМПЛЕКСА ГОРБАТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
<i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Д.И. Дьячков</i>	234
13.ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И УДАЛЕНИЯ АСПО В СКВАЖИНАХ	
<i>А.В.Тютяев, О.Д.Комарова</i>	237
14.АНАЛИЗ РАБОТЫ УСТАНОВКИ ДЕЭТАНИЗАЦИИ И СТАБИЛИЗАЦИИ (УДиС) НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО КОМПЛЕКСА ПЯКЯХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
<i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Н.Н. Марков</i>	241
15.АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПО ПЛАСТАМ А₃ и А₄ ЯКУШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
<i>Ю.А. Головина</i>	245
16.МЕТОДЫ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ ОБОРУДОВАНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ДОЛГОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
<i>Ю.А. Головина, Ю.А.Дубовицкая</i>	248
17.МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПЛАСТА ДЗ-БУР ПЕТРУХНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
<i>Ю.А.Головина, Е.И.Соболева</i>	252
18.ПРОЦЕСС И СТЕПЕНЬ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА ЗАЛЕЖАХ ПЕТРУХНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
<i>Ю.А.Головина, Ю.А.Дубовицкая</i>	256
19.АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ППД (ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ) НА КОЛЫВАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	
<i>Ю.А.Головина</i>	260
20.ТЕХНОЛОГИЯ ПАРТЕПЛОВОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН (ТПОС) ПЛАСТА А₄ СЛАВКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
<i>Ю.А.Головина, Е.И.Соболева</i>	264

21. ОСОБЕННОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ИЗ ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА Д3br МАЛАНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>Е.Э. Татарина</i>	267
---	------------

РАЗДЕЛ 4

Трубопроводный транспорт

1. МЕТОДЫ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБУЧЕНИЯ РАБОЧИХ ДЛЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ <i>В.Н. Артюшкин</i>	272
2. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО ЛАБОРАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕННЫХ ПАРОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ <i>Ф.Р. Фатихова, Г.М. Орлова</i>	274
3. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РЕЗЕРВУАРОВ <i>М.Р. Терезулов, Н.И. Садыков, Д.А. Русских</i>	279
4. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ <i>В.Н. Артюшкин</i>	285
5. АНАЛИЗ НАПРЯЖЁННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТОРОИДАЛЬНОГО СОПРЯЖЕНИЯ СТЕНКИ И ДНИЩА РЕЗЕРВУАРА ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО <i>В.К. Тянь, М.В. Петровская, М.Р. Терезулов</i>	288
6. МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАИЛУЧШЕГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА <i>А.А. Афиногентов, Ю.А. Багдасарова, А.А. Леценко, Д.Г. Лихошерстов, И.А. Фан</i>	295
7. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ <i>А.А. Зайцева, Г.М. Орлова</i>	300
8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ ГПА В УСЛОВИЯХ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ <i>А.И. Еришов</i>	304
9. ПОВЫШЕНИЕ ТЕКУЧЕСТИ БИТУМА ДЛЯ СЛИВА С ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОЙ ЦИСТЕРНЫ <i>П.О. Зубков</i>	311
10. ИЗМЕНЕНИЕ СВОЙСТВ ПАРАФИНОСОДЕРЖАЩИХ ЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕЙ ПРИ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ <i>В.А. Вишняков, Г.М. Орлова</i>	313
11. ПРОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ КЛЕММОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ С НАТЯГОМ <i>И.А. Кокорев</i>	314
12. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНАЯ ПЕРЕКАЧКА СВЕТЛЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ <i>Н.С. Майоров, М.А. Истомова</i>	320
13. ОБ ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ АППАРАТА ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА <i>И.Н. Мокеев, Г.М. Орлова</i>	324
14. ИННОВАЦИОННЫЙ МЕТОД СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЕПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ <i>С.А. Гулина, А.С. Гулина, А.А. Мордовин</i>	325
15. КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ <i>С.А. Гулина, А.С. Гулина, А.А. Мордовин</i>	328
16. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ <i>А.А. Салимов</i>	330
17. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ СПОСОБОВ ДИАГНОСТИКИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА <i>А.И. Морхов</i>	335
18. СРЕДСТВА И МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ (АСПО) В ПРОЦЕССЕ ТРАНСПОРТА НЕФТИ <i>В.Н. Бундин</i>	337
19. ВЛИЯНИЕ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ТРУБОПРОВОДАМ <i>В.Н. Бундин</i>	340

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗДЕЛ 5

Машины и оборудование нефтегазовых производств

1. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «МИР ПИА» ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ УСТАНОВКИ СТАБИЛИЗАЦИИ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА <i>С.В. Иваняков, Д.А. Крючков</i>	344
2. ПОВЕДЕНИЕ АЛЮМИНИЕВОГО СПЛАВА В АГРЕССИВНОЙ СРЕДЕ <i>Н.Г. Кац, С.П. Лесухин</i>	346
3. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «МИР ПИА» ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ УСТАНОВКИ СТАБИЛИЗАЦИИ НЕФТИ <i>Д.В. Коноваленко, С.Б. Коньгин</i>	348
4. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ГОРЕЛОК ТИПА АГГ НА ОСНОВЕ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ <i>О.Д. Агеев, А.С. Печников</i>	350
5. ЭЛЕКТРООТРИЦАТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ КАК ЖЕРТВЕННЫЕ АНОДЫ ПРИ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЕ <i>Н.Г. Кац</i>	353
6. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «МИР ПИА» ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ УСТАНОВКИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРОНОЙ КОНДЕНСАЦИИ <i>С.Б. Коньгин, Д.В. Коноваленко</i>	360
7. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «МИР ПИА» ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ <i>Д.А. Крючков, С.В. Иваняков</i>	362

РАЗДЕЛ 6

Экологические проблемы нефтегазовой отрасли

1. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БИОПРЕПАРАТОВ ПРИ ЗАГРЯЗНЕНИИ ПОЧВЫ НЕФТЕПРОДУКТАМИ <i>Ю.В. Земскова, М.А. Истомова</i>	365
2. О РЕСУРСНОМ ПОТЕНЦИАЛЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА <i>А.А. Ермуллина, Б.Ю. Смирнов</i>	366

РАЗДЕЛ 7

Энергетическое обеспечение промышленных предприятий

1. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА И ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ КАК ПЕРСПЕКТИВЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ <i>Т.В. Табачникова, А.В. Юмалин, Л.В. Швецова</i>	369
2. РАЗРАБОТКА ЭКОНОМИЧНЫХ ЗАКОНОВ КОММУТАЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНЗИСТОРОВ ЧАСТОТНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ СТАНЦИЙ УПРАВЛЕНИЯ ПОГРУЖНЫМИ НАСОСАМИ <i>А.В. Стариков, С.Л. Лисин, И.А. Косорлуков, О.С. Беляева</i>	373

РАЗДЕЛ 8

Экономика нефтегазовой отрасли

1. ДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОЦЕССА НАГРЕВА СИСТЕМЫ «ГАЗ-КЛАДКА-МЕТАЛЛ» <i>Л.Н. Смирнова</i>	378
2. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА УПРАВЛЕНИЯ ПРОЕКТАМИ В ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА БУРОВЫХ СКВАЖИН <i>О.А. Бабордина, П.А. Гаранин, М.П. Гаранина</i>	382

Дополнительное профессиональное образование

1. УПРАВЛЕНИЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫМ РАЗВИТИЕМ ПЕРСОНАЛА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ РОСТА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА	
<i>В.В. Живаева, В.А. Николаев, С.Н. Парфёнова, Е.П. Тупоносова</i>	387
2. ПОДГОТОВКА ВОСПИТАТЕЛЕЙ ДЕТСКИХ САДОВ К ФОРМИРОВАНИЮ НАЧАЛЬНЫХ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ ДЕТЕЙ О ПРОФЕССИЯХ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ	
<i>Л.В. Климина, Н.В. Рюмина</i>	392
3. ИНТЕРАКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ОБУЧЕНИЯ ПРЕПОДАВАТЕЛЕЙ ТЕХНИЧЕСКОГО ВУЗА В РАМКАХ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ	
<i>В.В. Живаева, О.Ю. Калмыкова, С.Н. Парфенова, Е.П. Тупоносова</i>	396
4. ИДЕНТИФИКАЦИЯ И МОНИТОРИНГ СТРЕСС-ФАКТОРОВ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СРЕДЫ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА	
<i>О.Ю. Калмыкова, К.В. Парфенов, А.А. Акельева, Н.В. Рюмина</i>	401
5. КАДРОВЫЕ СТРАТЕГИИ СТРЕССМЕНЕДЖМЕНТА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА	
<i>О.Ю. Калмыкова, П.Р. Камаева, А.И. Голда, Н.В. Рюмина</i>	405
6. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ В САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ	
<i>В.А. Аверьянов, Я.Г. Стельмах, Е.П. Тупоносова</i>	409
7. ПЕРСПЕКТИВЫ ИЗМЕНЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ И АТТЕСТАЦИИ СПЕЦИАЛИСТОВ В ОБЛАСТИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ	
<i>Н.В. Рюмина, А.О. Гурьянова, Л.В. Климина</i>	412
8. ПРОФОРИЕНТАЦИЯ СТУДЕНТОВ-ВЫПУСКНИКОВ «РОСНЕФТЬ-КЛАССОВ» НА ДАЛЬНЕЙШЕЕ ТРУДОУСТРОЙСТВО В КОМПАНИИ «РОСНЕФТЬ»	
<i>В. В. Вязникова, Г. С. Мозговой, О. В. Волкова</i>	413
9. ПРОБЛЕМА ТРУДОУСТРОЙСТВА ВЫПУСКНИКОВ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ	
<i>Г.С. Мозговой, Т.А. Квасова</i>	415

Научное издание

Ашировские чтения

Сборник трудов всероссийской научно-практической конференции

Используемое программное обеспечение:
Microsoft Office 2003

В авторской редакции

Подписано к использованию 03.12.19

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