

УДК 628.398

**ПОВЫШЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ
ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПУТЕМ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИ
БИОРЕМЕДИАЦИИ БУРОВОГО ШЛАМА***А.В.Борисова, В.Н.Гнибидин**Самарский государственный технический университет»,
г. Самара, Россия,
gnibidin@bk.ru*

Техногенное загрязнение природной среды является одной из актуальных экологических проблем во всем мире. В ряду источников такого загрязнения нефтегазодобывающая промышленность, к сожалению, занимает не последнее место. Существенный вклад в техногенное воздействие на окружающую среду вносят, в частности, отходы, образующиеся в процессе строительства нефтяных и газовых скважин.

По своей физической форме отходы бурения можно подразделить на несколько видов:

- Газообразные – выхлопы дизельных силовых агрегатов и систем отопления;
- Жидкие – ливневые и сточные воды, отработанный буровой раствор;
- Твердые – буровой шлам, образующийся в результате отделения выбуренной породы от бурового раствора.

Последний вид отходов является особо проблемным, поскольку в соответствии с действующим законодательством он подлежит захоронению или утилизации, и ответственность за это несет непосредственно заказчик, в интересах которого сооружается буровая скважина.

В 2009 году АО «Самаранефтегаз» получило Лицензию на обращение с отходами, которая на протяжении 5 лет позволяла размещать отходы бурения 1-5 класса опасности непосредственно на месте проведения буровых работ, то есть в шламовом амбаре. Однако, в связи с ужесточением Федерального Законодательства, размещение бурового шлама, который обычно относится к 4 классу опасности, грозило Обществу высокими платежами за негативное воздействие на окружающую среду. С учетом сложившейся ситуации дальнейшее продление Лицензии оказалось нецелесообразным как с экономической, так и с экологической точек зрения. Возникла настоятельная

необходимость перехода от захоронения шлама к его утилизации и, соответственно, подбора технологии такой утилизации.

Строительство скважин на месторождениях АО «Самаранефтегаз» производится, в основном, на землях сельскохозяйственного назначения. В связи с этим, с целью восстановления нарушенных земельных ресурсов в Обществе ежегодно проводится комплекс мероприятий по рекультивации. Указанный комплекс включает в себя три основных этапа: технический, биологический и этап возврата земельного участка собственнику. Следует отметить, что утилизации бурового шлама должна производиться на техническом этапе процесса рекультивации.

В ходе рассмотрения проблемы восстановления земель после строительства скважин перед Обществом была поставлена цель: обеспечить экологическую безопасность на объектах за счет внедрения технологии, соответствующей действующему законодательству и приемлемой с экономической точки зрения. Для решения поставленной задачи потребовалось произвести сравнительный анализ технологий по утилизации бурового шлама на соответствие их экономическим и экологическим требованиям, провести анализ рисков, исключить возможность возникновения штрафных санкций за негативное воздействие на окружающую среду и сократить сроки утилизации выбуренной породы, то есть ускорить процесс возврата земельных участков собственникам.

Для сравнения были выбраны две базовые технологии: отверждение бурового шлама цементом и биоремедиация [1-3].

Технология отверждения шлама цементом предполагает осуществление следующих этапов работ:

- предварительная откачку и вывоз жидкой фазы отходов из шламowego амбара;
- капсулирование бурового шлама с помощью цемента;
- размещение полученного материала непосредственно в буровом амбаре с его последующим заполнением грунтом и рекультивацией плодородного слоя.

Отверждение цементом не предполагает значительных капитальных затрат и сложных технологических операций. Основной проблемой, возникающей при реализации данной технологии, является то, что образовавшийся в результате капсулирования материал не перестает быть отходом производства и не изменяет класс опасности. Соответственно, захоронение такого материала на месте производства работ влечет за собой применение штрафных санкций в виде платежей за негативное воздействие на окружающую среду и создает проблемы при возврате участка собственнику

Технология биоремедиации на основе углесодержащего сорбента-деструктора основана на перемешивании выбуренной породы с фосфогипсом,

песком и сорбентом-деструктором. Ключевым элементом биоремедиации является применение сорбента-деструктора, являющимся биоорганизмом. Принципиальным отличием данной технологии от предыдущей является возможность преобразования бурового шлама в полезный продукт, искусственный грунт, который уже не является промышленным отходом и не обладает токсичностью. Тем самым исключается потенциальная возможность штрафных платежей за негативное воздействие на окружающую среду и снимаются возможные претензии при возврате земельных участков собственникам. К сожалению, данная прогрессивная технология имеет также и свои ограничения. Процесс биоремедиации связан с необходимостью создания определенных температурных условий для размножения микроорганизмов. Такими условиями являются положительные температуры окружающей среды в диапазоне выше 5°C. Таким образом, сама по себе возможность использования технологии биоремедиации для утилизации буровых шламов носит сезонный характер.

Технология биоремедиации, разработанная специалистами ООО «СамараНИПИнефть» и АО «Самаранефтегаз», начала проходить опытно-промышленные испытания с сентября 2014 года на месторождениях Общества. Этим испытаниям предшествовал комплекс мероприятий, связанных с проведением лабораторных и единичных промышленных испытаний, необходимых для получения положительного заключения экологической экспертизы. В настоящее время АО «Самаранефтегаз» является собственником технологии.

Суть процесса биоремедиации заключается в том, что сорбент-деструктор выступает в качестве «инкубатора» для биомассы и одновременно катализатора окисления органических веществ различного строения. В результате буровой шлам, имеющий 4 класс опасности, превращается в искусственный грунт, имеющий 5 класс опасности. Данный продукт в дальнейшем используется в качестве основания (подушки) для размещения плодородного слоя на этапах биологической рекультивации, засыпки амбаров и других видов работ где используется природный грунт. При этом в очищенном грунте остаются биоразлагаемые вещества, которые способствуют развитию естественной микрофлоры. В ходе опытно-промышленных испытаний было отмечено, что после рекультивации с применением сорбента-деструктора используемый под бурение скважины участок сдается собственнику в значительно лучшем состоянии по сравнению с технологией захоронения.

Постатейный анализ затрат на применение сравниваемых технологий показал, что технология биоремедиации, характеризующаяся более высокими затратами на материалы, тем не менее окупает себя за счет снижения

транспортных расходов и полного исключения платежей за негативное воздействие на окружающую среду.

Программой опытно-промышленных испытаний технологии биоремедиации была предусмотрена проверка возможности ее осуществления с помощью стандартного оборудования по приготовлению и обработке буровых растворов. С этой целью сорбент-деструктор вводился в шнековый конвейер с помощью опытного образца дозирующего устройства. Ввод реагента производится в ту часть шнекового конвейера, которая расположена непосредственно под виброситом, находящемся ближе к шламовому амбару. С момента ввода сорбента-деструктора собственно и начинается процесс биоремедиации. После ввода сорбента-деструктора в шнек происходит равномерное перемешивание его с выбуренной породой. Перемешивание осуществляется при температуре выходящего из скважины шлама, которая обычно составляет 20...35°C. Обработанный сорбентом буровой шлам и жидкая фаза отходов бурения поступают в шламовый амбар. После завершения процесса бурения жидкая фаза из амбара откачивается. После извлечения из амбара основного объема жидкой фазы в него вносится смесь природного песка с фосфогипсом. Завершающим этапом является добавление глины. На этом подготовительный этап процесса биоремедиации можно считать законченным. В целом технический этап рекультивации завершается нанесением плодородного слоя. После этого начинаются биологический этап и сдача земельного участка собственнику.

Инновационным элементом технологии биоремедиации явилось предварительное введение сорбента-деструктора в процессе бурения скважины. Это позволило не только сократить сроки технического периода рекультивации, но и перейти на всесезонную схему осуществления биоремедиации. Результаты опытно-промышленных испытаний показали сокращение средних сроков утилизации на 50 дней по сравнению с ранее применяемой технологией.

Подводя итоги, следует отметить, что применение технологии на основе углесодержащего сорбента-деструктора на месторождения АО «Самаранефтегаз» позволило добиться поставленных целей. В частности, исключено негативное воздействие отходов бурения на окружающую среду, полностью исключены случаи штрафных платежей. За счет последнего обстоятельства значительно сокращен бюджет Общества на осуществление рекультивации земель, отводимых под строительство скважин. Немаловажным также является то, что сорбент-деструктор полностью отвечает условиям импортозамещения, поскольку весь необходимые для реализации технологии материалы производится в России.

Библиографический список

1. Биорекультивация: микробиологические технологии очистки нефтезагрязненных почв и техногенных отходов / О.Н. Логинов, Н.Н. Силищев, Т.Ф. Бойко, Н.Ф. Галимзянова; Ин-т биологии УНЦ РАН. – М.: Наука, 2009. – 112 с.
2. Применение органоминеральной композиции в качестве сорбента-структуратора при биоремедиации нефтезагрязненных грунтов / Э.Х. Бикмансурова [и др.] // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2008. – № 12. – С. 27–29.
3. Бикмансурова Э.Х., Рудакова Л.В., Ахмадиев М.В. Исследование процессов биоремедиации нефтезагрязненных почв в лабораторных биореакторах различного типа // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2008. – № 12. – С. 21–26.

ВЫБОР ЭФФЕКТИВНЫХ МЕТОДОВ КОЛЬМАТАЦИИ ПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА ПОКРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

¹М.Е. Коваль, ¹К.А. Шиповский, ¹А.Ю. Комареус, ²В.А. Капитонов
¹ООО «СамараНИПИнефть»
²АО «Гипровостокнефть»

Ключевые слова: бурение, буровой раствор, аварии, осложнения, кольматация, карбонат кальция, фильтрация, фильтрационная корка.

Адрес для связи: ShipovskiyKA@samnpineft.ru,
KovalME@samnpineft.ru.

Покровское месторождение расположено в Самарской области, открыто в 1949 году, разработка начата в 1950 году. Основная добыча ведется из башкирского яруса, окского, тульского, бобриковского горизонта, заволжского надгоризонта.

В процессе бурения эксплуатационных скважин, а также при бурении боковых стволов, актуальной производственной задачей является сокращение непроизводительного времени на проработки интервалов затяжек и посадок в интервалах проницаемых пластов, а также предупреждение прихватаообразования бурильного инструмента.

Анализ осложнений и инцидентов показывает, что

непроизводительные затраты времени на ликвидацию прихватов и проработки из-за затяжек и посадок могут составлять по отдельным скважинам более 7% от общего времени бурения. При этом отдельные скважины Покровского месторождения (№ 1, 2) были пробурены без осложнений или с минимальными затратами времени на их ликвидацию. Данные анализа представлены в таблице 1.

Таблица 1

№ скв	Наличие прихвата	Интервал прихвата	Время ликвидации прихвата, ч	Затяжки и посадки	Время на прораб	% от времени бурения*
1	нет	-	-	нет	-	0,0
2	нет	-	-	да	2,0	0,3
3	нет	-	-	да	12,3	0,9
4	нет	-	-	да	14,5	1,4
5	нет	-	-	да	17,7	1,6
6	да	фаменский ярус (Дл)	14,2	да	23,2	2,1
7	нет	-	-	да	24,1	2,9
8	да	башкирский ярус (А4)	1,7	да	25,0	3,6
9	нет	-	-	да	31,6	1,8
10	нет	-	-	да	51,8	7,1
11 (ЗБС)	да	бобриковский (БЗ), тульский горизонт (ВЗ)	75,1	да	198,7	7,4

* - по данным журнала станции ГТИ.

Одной из основных причин осложнений и связанных с ними инцидентов является недостаточная эффективность кольматационных свойств буровых растворов. При эффективной кольматации процесс фильтрации в проницаемый пласт должен быть минимальным за счет создания зоны кольматации и низкопроницаемой фильтрационной корки с возможностью восстановления проницаемости коллектора в процессе освоения скважины.

В большинстве применяемых систем буровых растворов для создания зоны кольматации и низкопроницаемой фильтрационной корки используется карбонат кальция (CaCO_3), который также применяется для получения необходимой плотности бурового раствора.

Решение задачи выбора эффективного фракционного состава и оптимального количества карбоната кальция для горно-геологического разреза Покровского месторождения является весьма актуальной.

Например, полиморфные модификации карбоната кальция (мел и молотый мрамор) поставляются с различных карьеров и отличаются по своим физико-химическим и механическим свойствам, а количество карбоната кальция в буровом растворе может варьироваться и составлять от 50 до 278 кг/м³.

Выбор фракционного состава кольматанта определяется исходя из размеров пор, рассчитываемых по проницаемости пласта-коллектора:

Размер пор = j проницаемость, мД.

Например, для карбонатного пласта-коллектора А4 башкирского яруса Покровского месторождения максимальная проницаемость составляет 3,2870 мкм², минимальная – 0,0001 мкм² (по данным керновых исследований). Согласно формуле (1) для пласта А4 башкирского яруса: минимальный размер пор – 0,316 мкм; средний размер пор – 19,34 мкм; максимальный размер пор – 57,33 мкм.

Выбор эффективного кольматационного материала базируется на методах Абрамса и Викерса, теории идеальной упаковки (метод Кауффера) [2, 3], а также методе широкого распределения диапазона частиц. Для исследований были применены методы Абрамса и Викерса, как наиболее известные и распространенные в практике.

Метод Абрамса предполагает выбор фракционных частиц, размер которых способен образовать сводовые перемычки в поровом пространстве проницаемого пласта (сводообразующие частицы). Размер частиц должен быть равен или больше 1/3 среднего размера пор пласта. По методу Абрамса размер частиц для пласта-коллектора А4 башкирского яруса должен быть равен 6,44 мкм [4].

Метод Викерса предполагает выбор фракционных частиц, размер которых соответствует проницаемости конкретного пласта-коллектора. По данному методу расчетный размер частиц для пласта А4 башкирского яруса составляет: 25% – 57,33 мкм; 25% – 38,18 мкм; 25% – 6,44 мкм; 15% – 2,7 мкм; 10% – 0,5 мкм.

По методу Кауффера идеальная упаковка достигается, когда совокупное распределение частиц в смеси прямо пропорционально квадратному корню от размера частиц.

Метод широкого распределения диапазона частиц заключается в обеспечении наибольшего диапазона распределения фракционного состава кольматанта. По ряду исследований, выполненных в последнее время, данный метод может быть более предпочтительным, чем вышеописанные методы, в части кольматации проницаемых зон [6].

Касательно выбора оптимального количества карбоната кальция исследователи М. А. Dick и Т. J. Heinz считают, что для наиболее эффективного закупоривания проницаемых зон достаточно обеспечить

содержание кольматанта в буровом растворе в количестве 60 – 90 кг/м³ [1].

Для определения фракционного состава карбоната кальция, применяемого на скважинах Покровского месторождения, проведены лабораторные исследования с использованием вибрационных сит. Эти исследования позволили определить количественный состав карбоната кальция.

Результаты исследований по ряду скважин Покровского месторождения указывают на неполное соответствие применяемого фракционного состава молотого мрамора заявляемым программным параметрам. Например, на упаковке мрамора, молотого со скважины № 6 Покровского месторождения указан фракционный состав СС Coarse (50 – 400 мкм), а на упаковке мрамора со скважины № 10 указан фракционный состав – 100 мкм. По фактическим данным ситового анализа, фракционный состав на выше указанных скважинах примерно одинаковый и содержит в основной массе фракцию размером 20 – 63 мкм. Результаты ситового анализа приведены на рисунке 1.

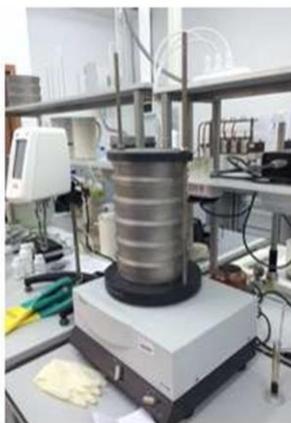


Рис. 1 – Фракционный анализ мрамора со скважин № 6, 10

Анализ аварийности и осложнений по скважинам Покровского месторождения, приведенный в таблицах 1 и 2, показывает, что фракционный состав карбоната кальция размером 20 – 63 мкм не обеспечил безаварийную проводку ствола скважины № 6 (прихват, затяжки и посадки), а бурение скважины № 10 проходило в осложненных условиях (затяжки и посадки бурильного инструмента).

В таблице 2 приведены результаты анализа применяемых буровых растворов, типоразмеров карбоната кальция с рекомендуемыми программными дозировками. Исследования лучшей скважины № 1 Покровского месторождения показывают, что для кольматации были использованы две фракции: CC Medium и CC Fine с концентрацией не менее 50 кг/м³ на фракцию.

Анализ показывает (таблица 2), что по ряду скважин № 1, 3, 5, 9, 4, где применялись две фракции карбоната кальция (CC Medium и CC Fine), прихватов бурильной колонны не было.

Таблица 2

№ скв	Прихваты/ затяжки и посадки	Время на ликвидацию прихвата/ проработку, ч	Тип бурового раствора	Типоразмер карбоната кальция	Концентра ция по программе , кг/м ³
1	нет/нет	-	полимер- известковый	CC Fine	50
				CC Medium	50
2	нет/да	0/2,08	известково- гипсовый	мрамор	109
3	нет/да	0/12,3	полимер- бentonитовый	CC Fine	50
				CC Medium	50
4	нет/да	0/14,5	гипсо- известковый	SB CARB 60 мкм	150
				SB CARB 100 мкм	
5	нет/да	0/17,7	полимер- bentonитовый	CC Fine	50
				CC Medium	50
6	да/да	14,2/23,2	известково- гипсовый	CC Coarse	278
7	нет/да	0/24,14	гипсо- известковый	CC Coarse	230
8	да/да	1,7/25,0	полимер- известковый	CC Medium	н/св
				CC Fine	
9	нет/да	0/31,66	гипсо- известковый SB ALK	SB CARB 60 мкм	150
				SB CARB 5 мкм	150

10	нет/да	0/51,8	гипсо-известковый	Кампак 60/40/20/10/5 МКМ	125
11 (ЗБС)	да/да	75,1/198,7	BT-Drill Premium Gel	CC Coarse	н/св

Необходимо отметить, что при бурении лучших скважин на Покровском месторождении выполнялись технологические операции по шаблонировке ствола (проработка на длину квадрата, протаскивание свечи) в интервалах вскрытия проницаемых пластов. Шаблонировка ствола позволят обеспечить дополнительную кольматацию за счет механического воздействия боковой армированной части долота PDC (или калибратора) на стенки скважины в интервале пласта-коллектора.

Выбор оптимального количества карбоната кальция возможен опытным путем для конкретного горно-геологического разреза. Исходя из результатов анализа бурения (таблица 2) для коллекторов карбонатных отложений количество карбоната кальция должно быть не менее 100 кг/м³.

Для определения оптимального количества карбоната кальция в лабораторных условиях используется пресс-фильтр высокого давления и высокой температуры (НРПТ). Применение пресс-фильтра НРПТ позволяет установить скорость фильтрации бурового раствора через керамический фильтр с проницаемостью 55 и 20 мкм, примерно соответствующей проницаемости карбонатных пород пластов А4 и Дл, где наиболее часто происходят прихваты, затяжки и посадки бурильного инструмента.

С применением пресс-фильтра НРПТ исследована фильтрация растворов, отобранных со скважин № 6, 10, 4 Покровского месторождения при бурении карбонатных отложений. Полученные результаты сравнены с фильтрацией растворов, приготовленных в лабораторных условиях по методам Абрамса и Викерса. Результаты исследований по скважинам № 4, 10, 6 приведены на рисунках 2, 3, 4, 5, 6.

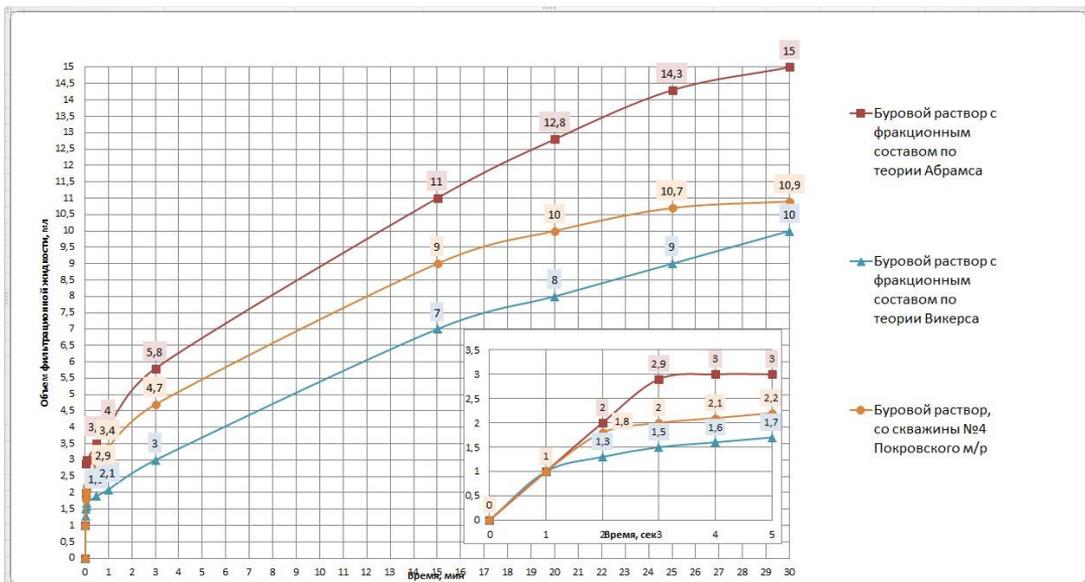


Рис. 2 – Фильтрация буровых растворов на пресс-фильтре НРНТ за 5 сек, 30 мин (55 мкм), скв. № 4 Покровского месторождения

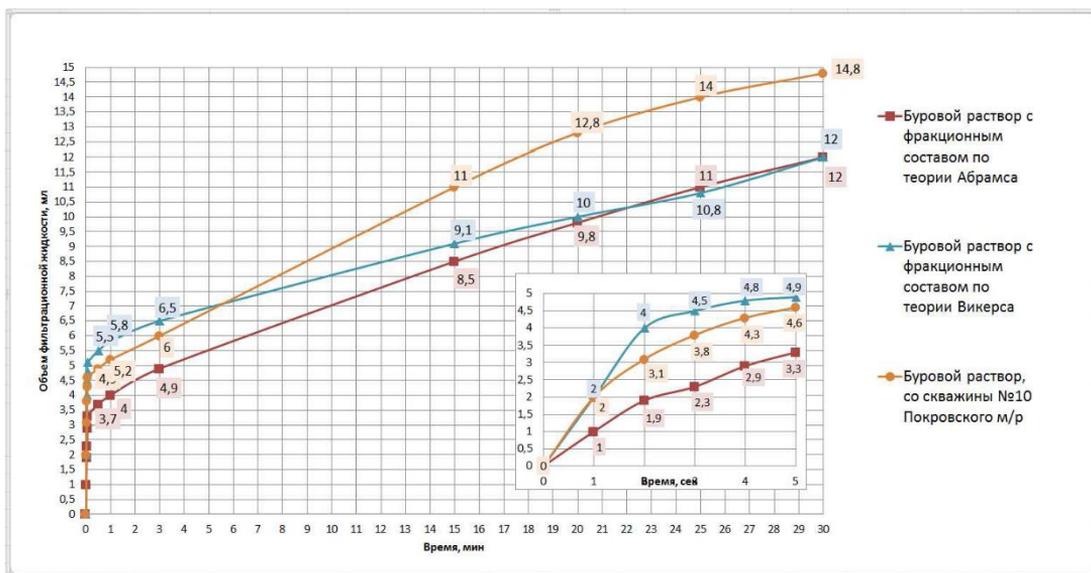


Рис. 3 – Фильтрация буровых растворов на пресс-фильтре НРНТ за 5 сек, 30 мин (55 мкм), скв. № 10 Покровского месторождения

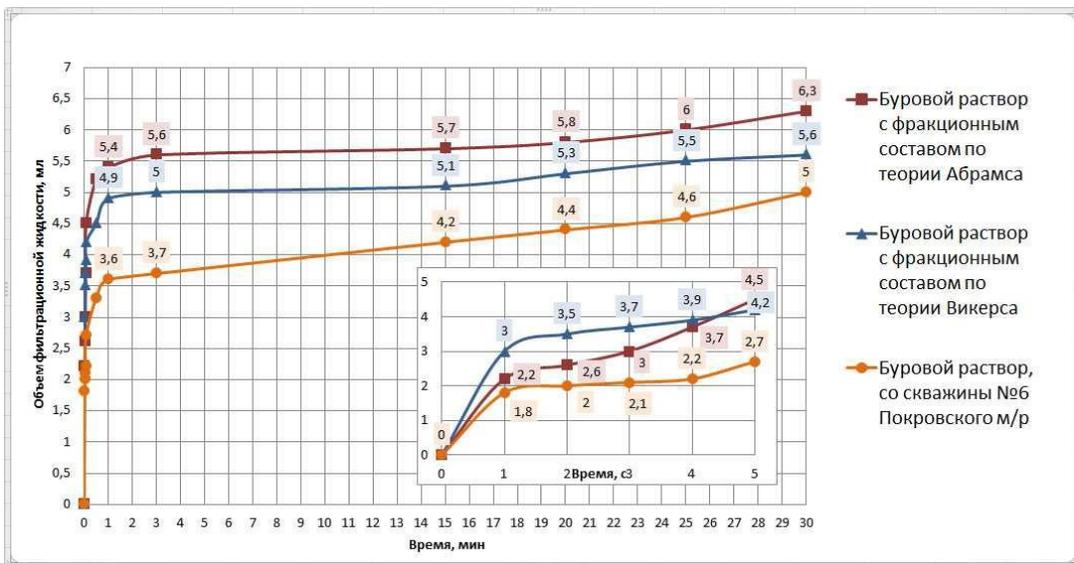


Рис. 4 – Фильтрация буровых растворов на пресс-фильтре НРПТ за 5 сек, 30 мин (55 мкм), скв. № 6 Покровского месторождения

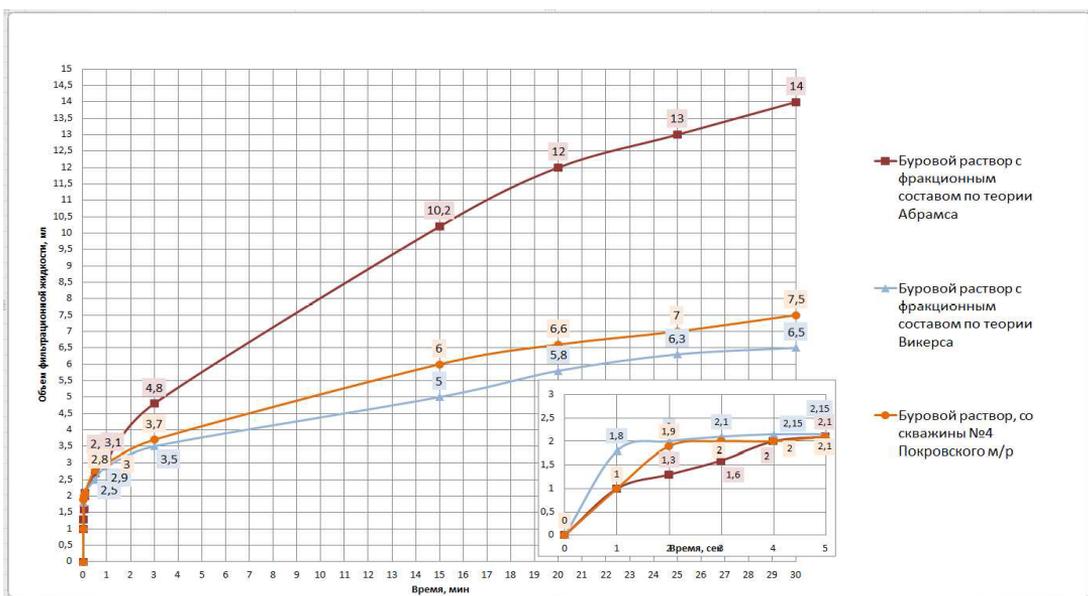


Рис. 5 – Фильтрация буровых растворов на пресс-фильтре НРПТ за 5 сек, 30 мин (20 мкм), скв. № 4 Покровского месторождения

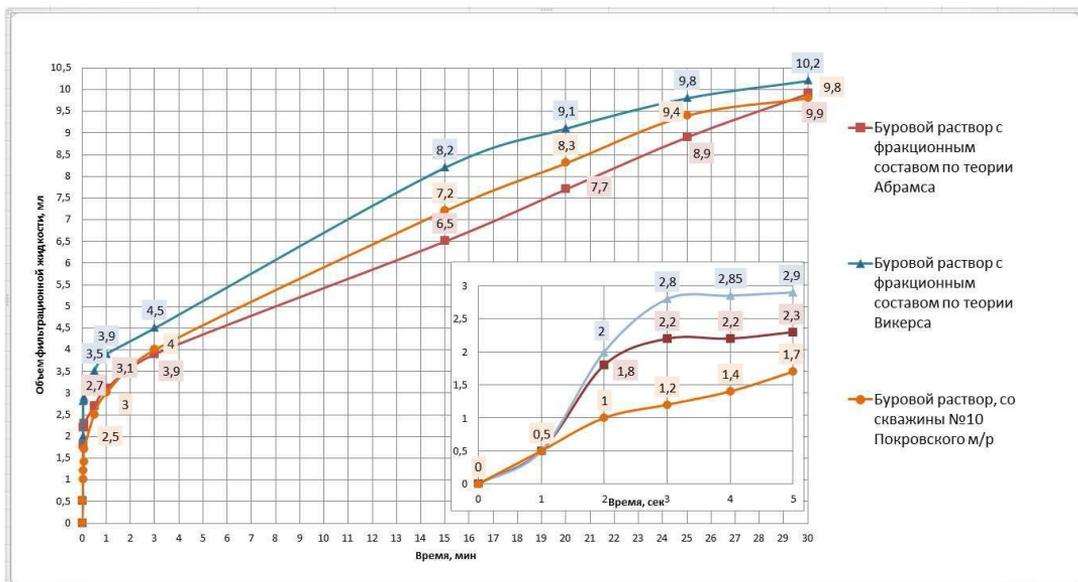


Рис.6 – Фильтрация буровых растворов на пресс-фильтре НРТ за 5 сек, 30 мин (20 мкм), скв. № 10 Покровского месторождения

Согласно графикам, представленным на рисунке 2 и 5 лучшие кольматирующие свойства у буровых растворов, приготовленных по методу Викерса. Метод Абрамса представляется более эффективным на рисунке 3 и 6. На рисунке 4 кольматационные свойства бурового раствора со скважины № 6 лучше, чем у растворов, приготовленных по методам Викерса и Абрамса.

В результате исследований фильтрационных корок установлено, что корки буровых растворов, приготовленных по методу Викерса, имеют неэластичную, рыхлую и липкую структуру (рисунок 7).

Необходимо отметить, что подобными свойствами фильтрационных корок (неэластичная, рыхлая и липкая структура) обладают отдельные буровые растворы, отобранные при бурении скважины № 6, 10, 4 Покровского месторождения в карбонатных отложениях пласта А4 (рисунок 8).

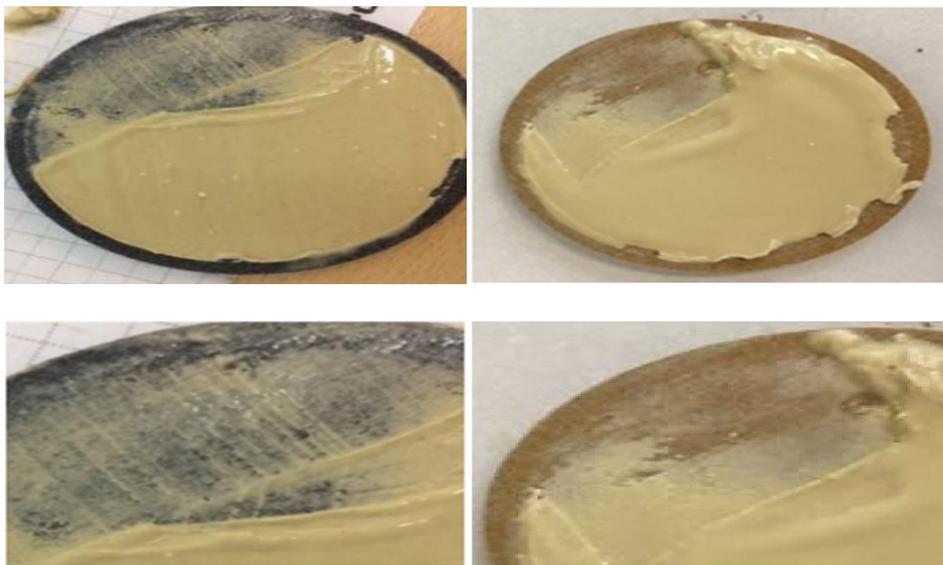


Рис. 7 – Фильтрационная корка буровых растворов (по методу Викерса)



Рис. 8 – Фильтрационные корки буровых растворов, со скважины № 10 (интервал бурения пласта А4)

Фильтрационные корки буровых растворов, приготовленных по методу Абрамса, имеют более плотную, эластичную и менее липкую структуру, которая может отслаиваться цельным «листом» от поверхности керамического фильтра при механическом воздействии на неё (рисунок 9).

Подобными свойствами фильтрационных корок (высокая плотность, эластичность, отслаивание «листом») обладают буровые растворы, отобранные при бурении скважин № 10, 4 Покровского месторождения в интервале карбонатного пласта Дл (рисунок 10).

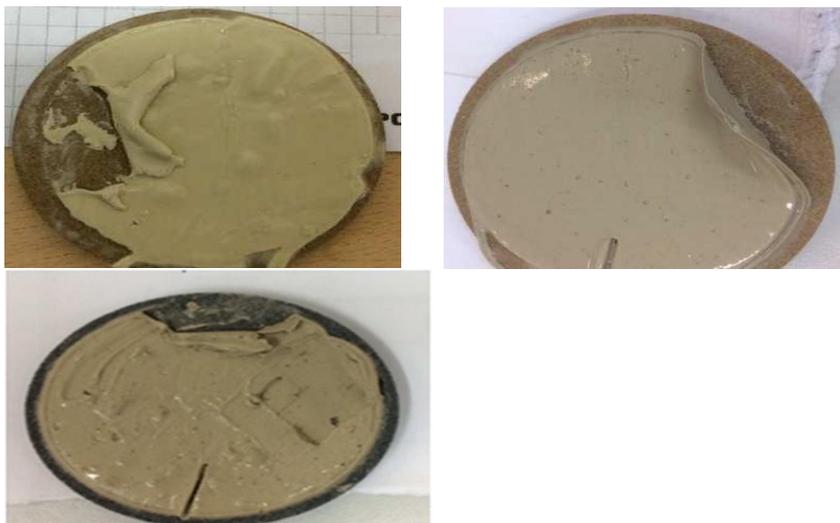


Рис. 9 – Фильтрационная корка буровых растворов (по методу Абрамса)

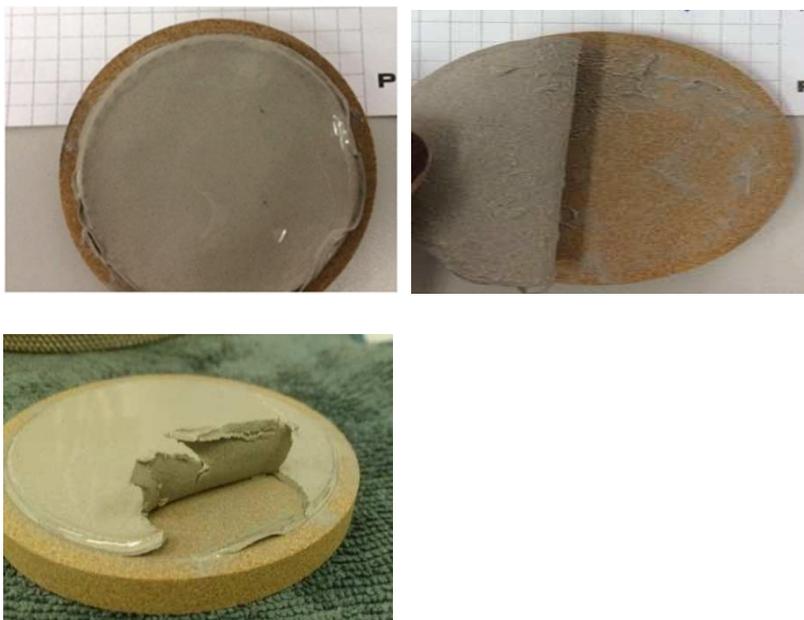


Рис. 10 – Фильтрационные корки буровых растворов, со скважин 10, 4 (интервал бурения пласта Дл)

Разные физические свойства фильтрационных корок могут быть объяснены тем, что растворы по методу Вickers содержат различные фракции карбоната кальция (0,5 – 57 мкм), а растворы по методу Абрамса, содержат однородную массу карбоната кальция (6,44 мкм).

В процессе фильтрации бурового раствора (приготовленного по Викарсу) под действием перепада давления более мелкие частицы карбоната кальция уносятся потоком жидкости и перемещаются из фильтрационной корки в поровое пространство керамического диска, формируя зону кольматации. Более крупные частицы карбоната кальция остаются на поверхности керамического диска, создавая неоднородную, неэластичную и рыхлую внешнюю фильтрационную корку.

В процессе фильтрации бурового раствора (приготовленного по Абрамсу) примерно однородная масса карбоната кальция уплотняется под действием перепада давления. Происходит процесс агрегации частиц карбоната кальция и создание однородной, цельной и плотной структуры фильтрационной корки [5].

В ряде исследований буровой раствор, приготовленный по методу Викарса, имеет лучшие кольматирующие свойства по сравнению с раствором, приготовленным по методу Абрамса, а также по сравнению с буровыми растворами, отобранными во время бурения со скважин Покровского месторождения.

Буровой раствор по методу Викарса обеспечивает хорошую кольматацию пласта за счёт создания зоны низкой проницаемости. Это позволяет снизить риск возникновения осложнений и инцидентов при удалении фильтрационной корки со стенки скважины в процессе бурения скважины.

Буровой раствор по методу Абрамса обеспечивает эффективную кольматацию за счёт создания низкопроницаемой фильтрационной корки. При этом из-за механического удаления фильтрационной корки со стенки скважины в процессе бурения скважины возможно возникновение прихватообразования, затяжек и посадок инструмента.

Тем не менее, процесс исследования, выбора и применения ещё более эффективных методов кольматации проницаемых пластов, основанных на применении широкого диапазона полиморфных модификаций карбоната кальция (мел, мрамор), может обеспечить повышение скоростей бурения за счёт снижения непроизводительных затрат времени на ликвидацию осложнений и инцидентов.

Выводы

1. Буровые растворы, приготовленные по методу Викарса, обеспечивают создание эффективной зоны кольматации и могут быть рекомендованы при прохождении прихватоопасных проницаемых пластов.
2. Буровые растворы, приготовленные по методу Абрамса, обеспечивают создание эффективной фильтрационной корки и могут быть рекомендованы при бурении в интервалах нефтегазонасыщенных

коллекторов, предназначенных для вторичного вскрытия и эксплуатации.

3. Разработка и внедрение новых методов кольматации проницаемых пластов, основанных на применении более широкого диапазона полиморфных модификаций карбоната кальция, может обеспечить повышение коммерческих скоростей бурения скважин на месторождениях Самарской области.

Библиографический список

1. SPE 58793 Optimizing the Selection of Bridging Particles for Reservoir Drilling Fluids M.A. Dick, T.J. Heinz and C.F. Svoboda, M-I L.L.C., and M. Aston, BP Amoco.

2. Abrams, A.: «Mud Design to Minimize Rock Impairment Due to Particle Invasion,» JPT (May 1977).

3. AADE-06-DF-НО-16 A New Methodology that Surpasses Current Bridging Theories to Efficiently Seal a Varied Pore Throat Distribution as Found in Natural Reservoir Formations – Stephen Vickers, Martin Cowie, and Tom Jones, Baker Hughes Drilling Fluids, and Allan Twynam, BP [№16].

4. Грей Дж. Р., Дарли Г. С. Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. – М.: Недра, 1985.

5. Жужиков В. А. Фильтрация. Теория и практика разделения суспензий. М.: «Химия», 1971. – 440 с.

6. Липатов А.В. Моделирование процесса ликвидации поглощений в скважинах вязкоупругими составами: дис. канд. техн. наук. – Самара, 2016. – 100 с.

УДК: 622.24.45

НОВЫЕ ПОДХОДЫ К СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН

М.Э. Мазалина, В.Н. Гнибидин

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

Mashasamgtu@mail.ru; Gnibidin@bk.ru

Понятие «крепление скважин» включает в себя последовательное проведение комплекса производственных операций и процессов, связанных с подготовкой ствола, инструмента и обсадных труб, спуском в скважину

обсадных труб, их цементированием и выполнением заключительных работ [1]. Данный этап строительства скважин относится к разряду заключительных и является наиболее ответственным, так как осуществляемые при этом операции невоспроизводимы, затраты же на исправление брака весьма велики и связаны с потерей добычи продукции.

Важным фактором, сдерживающим решение проблемы качественного крепления скважин, является невозможность прогнозирования результатов применения той или иной технологии цементирования. Наиболее перспективным методом такого прогнозирования является математическое моделирование [2,8]. Однако создание математической модели процесса требует задания численных критериев оценки значения выходной функции. В данном случае речь идет о параметрах, характеризующих качество цементирования скважин. Другим аспектом применения подобных критериев является необходимость оценки (в том числе и сравнительной) деятельности подрядных организаций, осуществляющих работы по цементированию скважин, а также осуществление их рейтингования.

В соответствии с действующей «Инструкцией по креплению нефтяных и газовых скважин» [3] оценка качества крепления скважин производится как прямыми, так и косвенными (геофизическими методами). К числу прямых методов можно отнести испытания на герметичность оборудования устья скважины и обсадных колонн. Очевидно, что данный вид испытаний, в том числе и при успешном их исходе, не позволяет оценить вероятность возникновения заколонных межпластовых перетоков. Образование каналов, являющихся причиной возникновения перетоков, происходит в цементной оболочке, расположенной в кольцевом пространстве скважины. Это пространство при проведении гидравлических испытаний обсадной колонны не испытывает физического воздействия.

Значительно более адекватную информацию о состоянии потенциальной зоны возникновения межпластовых перетоков способны предоставить геофизические методы исследований (таблица 1). Из числа перечисленных в данной таблице методов реально используются при строительстве скважин АКЦ и, значительно реже, СГДТ. Более того, именно по результатам интерпретации данных, полученных этими методами, судят о результативности работ, выполненных сервисными подрядными организациями, и вероятности возникновения перетоков в затрубном пространстве скважин после завершения перфорационных работ и вызова притока.

Таблица 1

Геофизические методы оценки качества крепления скважин

№ №	Показатели качества цементирования скважин	Методы определения
1	Высота подъема тампонажного раствора за обсадной колонной	Акустическая цементометрия (АКЦ)
		Гамма-дефектометрия-толщинометрия (ГГМ, СГДТ)
		Термометрия
2	Степень и характер заполнения затрубного пространства тампонажным раствором	Гамма-дефектометрия-толщинометрия (ГГМ, СГДТ)
3	Наличие или отсутствие контактных связей цементного камня с обсадной колонной и горной породой, затрубных перетоков	Акустическая цементометрия (АКЦ)
		<ul style="list-style-type: none"> • Термометрия; • Шумометрия; • Потенциал-зондирование.
4	Эксцентриситет обсадной колонны в стволе скважины	Гамма-дефектометрия-толщинометрия (ГГМ, СГДТ)
5	Количество и места установки центраторов, заколонных пакеров и другой технологической оснастки	Гамма-дефектометрия-толщинометрия (ГГМ, СГДТ)

В связи с вышесказанным, немаловажным представляется ответ на вопрос о влиянии параметров, характеризующих качество цементирования, на вероятность возникновения межпластовых перетоков. Решение данной задачи осложняется тем, что как параметры качества цементирования, так и герметичность заколонного пространства в зоне возникновения перетоков выражаются качественными, а не количественными характеристиками. Качественная градация степени сцепления тампонажного камня с ограничивающими поверхностями в затрубном пространстве скважин приведена в таблице 2.

Герметичность заколонного пространства скважин также характеризуется качественными признаками:

- Заколонные межпластовые перетоки отсутствуют;
- Заколонные межпластовые перетоки имеют место.

В связи с тем, что осуществление математического моделирования процесса требует численной оценки величины выходной функции, были рассмотрены различные подходы к интерпретации результатов АКЦ. На рисунке 1 приведена наиболее приемлемая, на наш взгляд, схема такой оценки.

Таблица 2

Качественная характеристика плотности контакта цементного камня с ограничивающими поверхностями в затрубном пространстве скважин

№№	Качественная характеристика плотности сцепления цементного камня с ограничивающими поверхностями	
	цемент – обсадная колонна	цемент – порода
1	«хорошее»	«хорошее» («плотное», «жесткое»)
2	«частичное»	«частичное» («неопределенное»)
3	«плохое»	«отсутствует»
4	«отсутствует»	

Упомянутый на рис. 1 параметр «Коэффициент плотности сцепления цемента» вычисляется в соответствии со следующими зависимостями:

- коэффициент плотности сцепления цемента с колонной

$$K_k = \frac{1 \cdot A + 0,7 \cdot B + 0,3 \cdot C}{A + B + C + D}; \quad (1)$$

- коэффициент плотности сцепления цемента с породой

$$K_k = \frac{1 \cdot A + 0,7 \cdot B}{A + B + D}; \quad (2)$$

где А, В, С, D – соответственно длины интервалов в метрах с «хорошим», «частичным», «плохим» и «отсутствием» сцепления цементного камня с колонной, м.

В процессе дальнейших исследований коэффициент K_p не использовался в силу следующих соображений. Во-первых, в ходе интерпретации геофизических данных этот параметр часто оценивается как «неопределенный». Во-вторых, параметры K_k и K_p тесно взаимосвязаны,

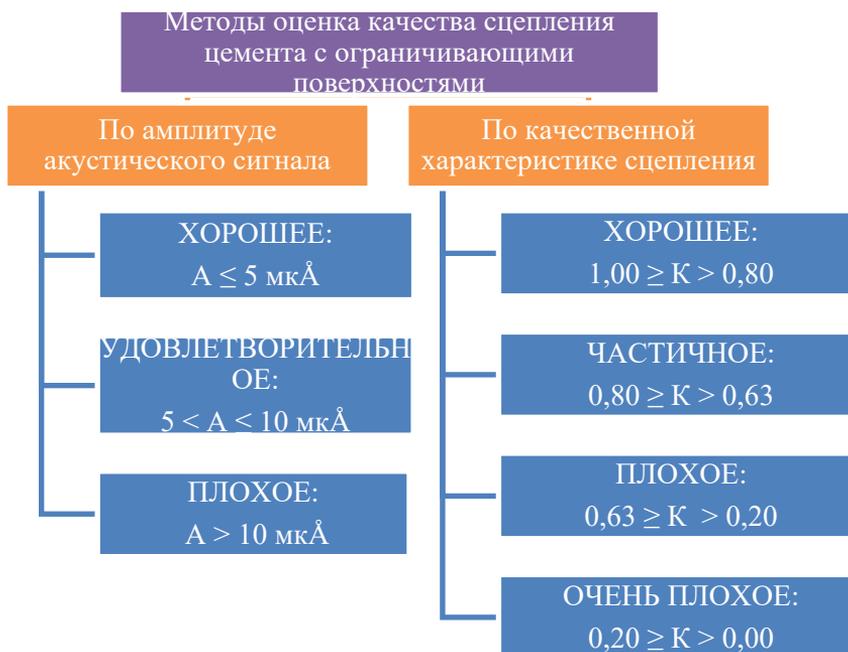


Рис. 1. Алгоритм получения численной оценки плотности сцепления цемента с ограничивающими поверхностями

поскольку сами по себе отражают именно «напряженность» контакта тампонажного камня с ограничивающими поверхностями. Существование же напряженного контакта при условии отсутствия сцепления с одной из поверхностей в принципе невозможно. Таким образом, коэффициент K_k , по нашему мнению, в достаточной мере характеризует сцепление тампонажного камня с ограничивающими поверхностями в любом сечении обсадной колонны.

В свою очередь, параметр «Наличие межпластовых заколонных перетоков» по своей сути является бинарным. В ходе дальнейших операций, в зависимости от состояния герметичности затрубного пространства, он мог принимать следующие значения:

- 0 – при отсутствии перетоков;
- 1 – в случае наличия перетоков.

Таким образом, исходя из фактического наличия информации о качестве крепления скважин, в качестве критериев оценки могут быть использованы два параметра:

- Коэффициент плотности контакта тампонажного камня с ограничивающими поверхностями в определенном интервале, изменяющийся в пределах от 0 до 1;

- Наличие или отсутствие межколонных перетоков в определенном интервале – как бинарный признак, принимающий значения 0 или 1.

Введение численных значений параметров, характеризующих качество крепления скважин, дает возможность осуществить проверку еще одного условия, необходимого для построения математической модели процесса цементирования: отсутствие коллинеарности функций отклика. Данное условие означает проверку независимости показателей качества и необходимо для обеспечения в дальнейшем корректной физической интерпретации результатов моделирования.

Проверка отсутствия коллинеарности функций отклика была произведена методом корреляционного анализа [4]. С этой целью была сделана выборка из 30 скважин, пробуренных на месторождениях ОАО «Оренбургнефть», в значительной части из которых (11 скважин) было зарегистрировано наличие заколонных межпластовых перетоков.

Выше было отмечено, что показатель «Коэффициент плотности контакта цемента с ограничивающими поверхностями» используется как для прогнозирования степени герметичности затрубного пространства скважин, так и для оценки эффективности работы сервисных подрядных организаций. Такая оценка делается, как правило, на основании интегрального показателя, характеризующего плотность контакта во всем интервале подъема цемента за обсадной колонной. Очевидно, однако, что возникновение межпластовых перетоков приурочено к той зоне кольцевого пространства скважины, которая непосредственно примыкает к разобщаемым пластам. Зона эта может оказаться весьма ограниченной, поскольку разобщаемые пласты часто находятся в непосредственной близости друг от друга. В то же время процесс цементирования, состоящий из затворения тампонажного раствора, закачивания и продавливания его в скважину, весьма инерционен, что обуславливает невозможность создания существенно отличающихся режимов течения жидкостей в сечениях затрубного пространства, расположенных на небольших расстояниях друг от друга. Это накладывает определенные ограничения на процесс планирования гидравлической программы цементирования.

С целью сравнительной оценки влияния интегральной характеристики плотности контакта цемента с ограничивающими поверхностями на возникновение перетоков, в различных по протяженности интервалах затрубного пространства, был произведен корреляционный анализ следующих трех вариантов:

1. Весь интервал подъема цемента в затрубном пространстве скважины (зона сплошности);

2. Интервал, затрубного пространства, ограниченный отметками, расположенными на 150 м выше и на 150 ниже интервала перфорации эксплуатационной колонны (зона герметичности);

3. Интервал затрубного пространства, расположенный между кровлей (подошвой) водоносного пласта и граничными перфорационными отверстиями (зона перетоков).

Результаты корреляционного анализа представлены в таблице 3.

Таблица 3

Результаты корреляционного анализа влияния плотности контакта цемента с ограничивающими поверхностями на возникновение заколонных межпластовых перетоков

Характеристика интервала затрубного пространства скважины	Величина коэффициента корреляции между плотностью контакта и наличием перетоков
Зона сплошности	0,23
Зона герметичности	0,30
Зона перетоков	0,57

Приведенные данные со всей очевидностью свидетельствуют о слабом влиянии качества цементирования на возникновение перетоков как по всей обсадной колонны в целом, так и в интервале, непосредственно прилегающего к зоне разобщаемых пластов. В то же время, качество цементного кольца непосредственно в зоне перетоков в значительно большей степени определяет возможность возникновения негерметичности цементного кольца, хотя и не является в этом смысле решающим фактором.

В результате проведенного анализа можно сделать следующие выводы.

- Судить о качестве крепления с точки зрения предотвращения межпластовых перетоков только лишь по плотности сцепления цемента с колонной не представляется возможным, поскольку удовлетворительное значение этого параметра вовсе не гарантирует отсутствия заколонных перетоков. Таким образом, используемый в качестве основного критерий – «плотность контакта цемента с ограничивающими поверхностями» – характеризует всего лишь «необходимые», но отнюдь не «достаточные» условия достижения качественного крепления скважин.

- Установлено отсутствие коллинеарности функций отклика процесса цементирования: плотности контакта цемента с ограничивающими поверхностями и наличия заколонных межпластовых перетоков, что свидетельствует о возможности использования данных параметров для целей математического моделирования процесса цементирования.

Библиографический список:

1. Булатов А.И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин. - М.: Недра, 1973. - 296 с.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. - М.: Недра, 1977. - 230 с.
3. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. РД 39-00147001-767-2000. / ред. А.Н. Гноевых, С.А. Рябокоть, С.Н. Вязенкин, Ю.Д. Комнатный – М., 2000. – 99 с.
4. Банников С.С. Использование корреляционного анализа для структурной идентификации объектов // Вестник Тамбовского университета. Серия: Естественные и технические науки, вып. №1 / том 17, Томск, 2012.
5. Львовский Е.Н. Статистические методы построения эмпирических формул: Учеб. пособие для вузов. –2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1998. – 239 с.
6. Ивахненко А.Г., Мюллер Й.Ф. Самоорганизация прогнозирующих систем. – Киев: Техніка, 1985. – 223 с.
7. Ивахненко А.Г. Долгосрочное прогнозирование и управление сложными системами. – Киев: Техніка, 1975. – 312 с.
8. Гнибидин В.Н. Классификация и математическое моделирование применительно к цементированию скважин. Техника и технология добычи нефти и бурения скважин: Сб. тр. / Гипровостокнефть, – Куйбышев, 1980.

УДК 622. 244.442

**ВЫБОР И ИССЛЕДОВАНИЕ ОСНОВЫ
ВЫСОКОМИНЕРАЛИЗОВАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ
ДЛЯ ПРОМЫВКИ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ
И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АВЦД**

В.В. Живаева, О.В. Ножкина, Д.А. Гладкова, В.А. Капитонов

*ФГБОУ ВО «СамГТУ», ООО «СамараНИПИнефть»
г. Самара, Россия*

Большая часть осложнений, возникающих при строительстве скважин, а также степень техногенного воздействия процесса бурения на объекты природной среды, так или иначе, связаны с применяемыми буровыми растворами. Во всех случаях важнейшими условиями качественной промывки ствола являются:

- транспортирующая и удерживающая способность [1],
- смазочные характеристики раствора [2],
- «загрязняющие» коллектор свойства раствора, определяемые физико-химическим взаимодействием фильтрата промывочной жидкости с компонентами коллектора [3],
- минимизация объёмов образования отходов бурения.

Ни одна система бурового раствора не является идеальной для строительства скважин, особенно наклонно направленных и горизонтальных в условиях аномально высоких пластовых давлений (АВПД). Выбирая раствор для такой скважины, прежде всего, учитывают наличие зон, осложненных глинистыми сланцами, температуру на забое, стоимость бурения, а также природоохранные требования. Кроме того, раствор должен быть легко модифицируемым во избежание осложнений, связанных с другими технологическими операциями [4].

Одна из самых серьезных проблем в сильно искривленных стволах, где осаждение идет гораздо быстрее, нежели в вертикальных стволах – оседание шлама за счет эффекта Бойкотта. Во многих случаях циркуляция раствора усиливает осаждение шлама.

Рекомендуемый многими операторами турбулентный режим промывки в затрубном пространстве может усугубить проблему устойчивости стенок скважины [5, 6, 7]. Некоторые породы разрушаются при турбулентном режиме промывки. Возрастающая кавернозность в свою очередь увеличивает опасность прихватов.

Важнейшей проблемой остается сохранение устойчивости глинистых пород, слагающих стенки скважин, особенно в интервалах набора кривизны или горизонтальных участках ствола, поскольку при больших углах залегания период устойчивого состояния глинистой породы уменьшается [8]. Наиболее прогрессивным направлением для предотвращения возможных осложнений является использование различных типов «ингибированных» систем растворов.

Рост объёмов бурения в последние десятилетия и ужесточение экологических ограничений обозначил ещё проблему утилизации отходов бурения. В этой связи возникает потребность повторного (лучше многократного) применения буровых растворов, при минимальных затратах на регенерацию с целью сохранения основных свойств.

Всем вышеперечисленным требованиям в наибольшей мере соответствуют буровые растворы без содержания твёрдой фазы, структурированные биополимером, обладающие высокими ингибирующими свойствами и повторно применимые на протяжении нескольких циклов строительства скважин.

На сегодня разработана достаточно широкая гамма утяжеленных безглинистых буровых растворов плотностью до 1600 кг/м^3 на основе растворов неорганических солей (хлориды натрия, калия, кальция, магния) и карбоната кальция в качестве кольматанта для фильтрационного экрана. Оптимизация реологических и фильтрационных свойств этих растворов производится комплексом полисахаридных реагентов [9, 10].

Нами предложена, подобрана и испытана при бурении двух скважин на Малобалыкском месторождении система бурового раствора на основе комплексов солей хлорида и нитрата кальция, широко используемых в качестве жидкостей глушения в нефтегазовой промышленности «КТЖ-1600» и «Юнисалт-А». [12]

Технологические жидкости на основе концентрированных растворов неорганических солей, не содержащие твердой фазы, являются составной частью новой технологии строительства и эксплуатации скважин, позволяющей максимально снизить затраты и сохранить коллекторские свойства продуктивных пластов и оборудование. Данные комплексы солей способны обеспечить работоспособность бурового раствора в диапазоне плотностей от 1300 кг/м^3 до 1560 кг/м^3 и имеют относительно невысокую цену. Вариант, разработанной рецептуры высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора представлен в Таблице 1.

Таблица 1
Рецептура высокоминерализованного утяжелённого раствора

Наименование	Расход, кг/м^3
Структурообразователь (XG Polimer)	$2,5 \pm 0,5$
Понизитель фильтрации (ЦЭПС-С)	$2,5 \pm 0,5$
Смазочная добавка (ССД-2М)	$5 \pm 2,0$
Пеногаситель (Пента-465)	$0,5 \pm 0,1$
Утяжелитель-минерализатор (соль Юнисалт-А)	$1068,7 \pm 15$
Кольматант (мел)	30 ± 10
Ингибитор коррозии (Уротропин)	$0,5 \pm 0,1$

Так как высокоминерализованные системы растворов предполагают их многократное повторное применение, основным вопросом, наряду с вопросом сохранения их функциональных свойств, в промежутках между циклами строительства, остаётся вопрос коррозионной активности солей по отношению к бурильному инструменту и буровому оборудованию.

В процессе разработки рецептуры раствора нами были проведены исследования коррозионной активности использованных коммерческих комплексов солей, которые показали, что для растворов на основе соли Юнисалт-А, КТЖ-1600 коррозия стали 20 сопоставима с допустимой при температурах до $90 \text{ }^\circ\text{C}$. Также было отмечено, что воздействие исследуемых

растворов при 90 °С на сплав Д-16Т остается в пределах допустимого уровня (0,12 мм/год).

Однако коррозионная активность – процесс, существенно зависящий от соотношения солей в смесевых композициях солей в диапазоне плотностей от 1300 кг/м³ до 1560 кг/м³. Отсюда вытекают требования Заказчиков к детализации величин коррозии, и её зависимости от таких технологических, как рН среды, кислотная агрессия и т.п. особенностей.

Для выявления коррозионной активности различных смесевых соотношений солей, нами были проведены дополнительные исследования в соответствии с ГОСТ Р 9.905-2007 по гравиметрическому методу, по изменению массы образцов из углеродистой стали. Для испытания взяты образцы стали 10 (Ст10) – рисунок 1.



Рис. 1 – Подготовка образцов стали

До начала исследований были подготовлены водные растворы на основе солей хлорида кальция и нитрата кальция в диапазоне плотностей от 1300 кг/м³ до 1560 кг/м³. С целью выявления изменения коррозионной активности

растворов от преобладания в комплексе той или иной соли было принято решение подготовить рассолы двух видов. Первая группа растворов была представлена смесью солей с большим содержанием хлорида кальция. Во второй группе в смеси солей преобладал нитрат кальция. Обе группы растворов приготовлены во всём диапазоне выше обозначенных плотностей. Принимая во внимание то, что рассолы мы рассматриваем как основу для бурового раствора, в которой должны хорошо растворяться и проявлять свои свойства другие компоненты системы, в воду затворения была добавлена щёлочь с целью регулирования pH. Значения pH приготовленных растворов отображены в таблице 2.

Также из литературных источников известно, что коррозионная активность подобных рассолов увеличивается со снижением значения pH менее 7. При этом предпочтительным для сохранения коррозии в пределах нормы является pH в пределах 8-10.

На первом этапе исследования, образцы стали выдерживались в растворах солей, в течение 24 часов при комнатной температуре воздуха 24 °С. По истечении времени образцы были извлечены и визуально осмотрены. Видимых продуктов коррозии внешне определено не было, ни на одном из образцов.

На втором этапе исследований, образцы были выдержаны в растворах солей в течение при 24 часов, при температуре 90 °С. После извлечения образцов на некоторых из них визуализировались незначительные поражённые участки минимального размера. При этом, рыхлые продукты коррозии были удалены без усилий.

Таблица 2
Изменение pH в рассолах с различным соотношением солей

№ п/п	Плотность рассола, кг/м ³	Соотношение солей в композиции CaCl ₂ /Ca(NO ₃) ₂	NaOH, г	pH рассола при 24 °С	pH рассола при 90 °С
1	1320	0,86/0,14	1	8,7	9,6
2	1430	0,87/0,13	2	7,86	10
3	1560	0,65/0,35	4	7,6	8
4	1300	0,58/0,42	1	9	9,8
5	1460	0,73/0,27	4	8,87	10
6	1550	0,78/0,22	5	8,81	10

После оценки результатов исследований, были произведены расчёты скоростей коррозионного проникновения в мм / год.

Оценка скоростей коррозии в рассолах с преобладанием хлорида кальция отражены в таблице 3 и показаны на рисунке 2.

Таблица 3

Скорость коррозии в рассолах с преобладанием хлорида кальция

Плотность смеси, кг/м ³	Соотношение солей в смеси CaCl ₂ : Ca(NO ₃) ₂	Скорость коррозии, мм/год	
		при 24 °С	при 90 °С
1320	0,86 : 0,14	0,013	0,044
1430	0,87 : 0,13	0,012	0,026
1560	0,65 : 0,35	0,012	0,013

Как видно из таблицы 3 и рисунка 2, с увеличением плотности рассола происходит снижение скорости коррозионного проникновения, причём после прогрева коррозия достигает величины, характерной для комнатной температуры. По всей вероятности, это может быть связано с тем, что в рассолах с большой плотностью содержание растворённого кислорода минимально и практически отсутствует разница в величине скорости коррозионного проникновения после выдерживания при 24 °С и при 90 °С.

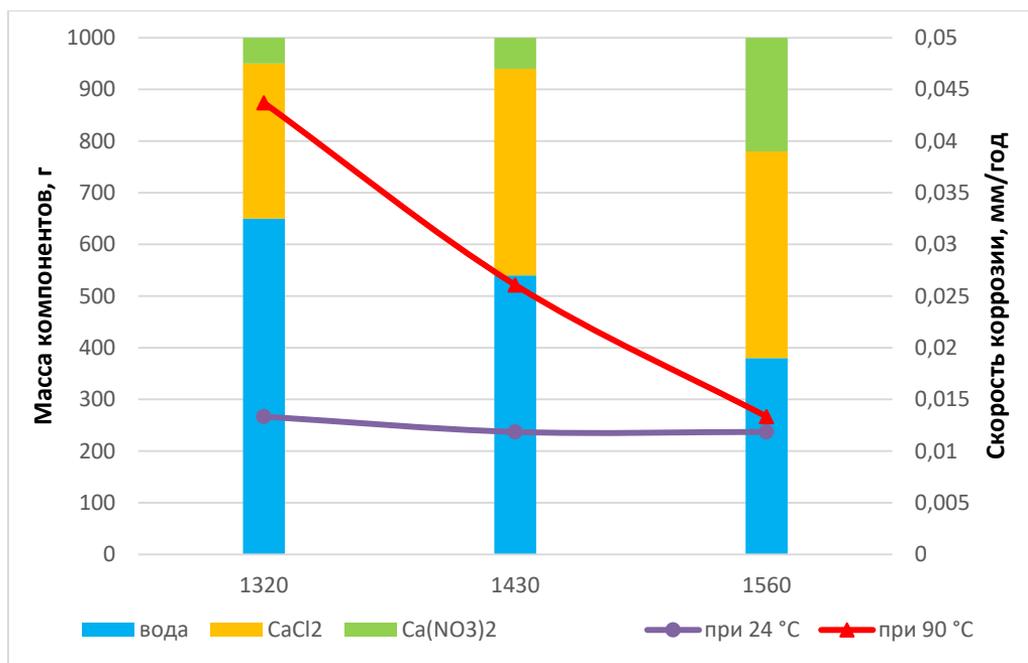


Рис. 2 – Коррозия в рассолах с преобладанием хлорида кальция

Оценка скоростей коррозии в рассолах с преобладанием хлорида кальция отражены в таблице 4 и показаны на рисунке 3.

Таблица 4

Скорость коррозии в рассолах с преобладанием нитрата кальция

Плотность смеси, кг/м ³	Соотношение солей в смеси CaCl ₂ : Ca(NO ₃) ₂	Скорость коррозии, мм/год	
		при 24 °С	при 90 °С
1300	0,42 : 0,58	0,028	0,027
1460	0,27 : 0,73	0,031	0,035
1550	0,22 : 0,78	0,034	0,040

Как видно из таблицы 4 и рисунка 3, с увеличением плотности рассола происходит незначительное увеличение скорости коррозионного проникновения, при этом, не выходя за рамки допустимой коррозии 0,12 мм/год. После прогрева скорость коррозии, также не значительно увеличивается при всех исследуемых плотностях, не превышая нормативной величины, согласно ГОСТ Р 9.905-2007.

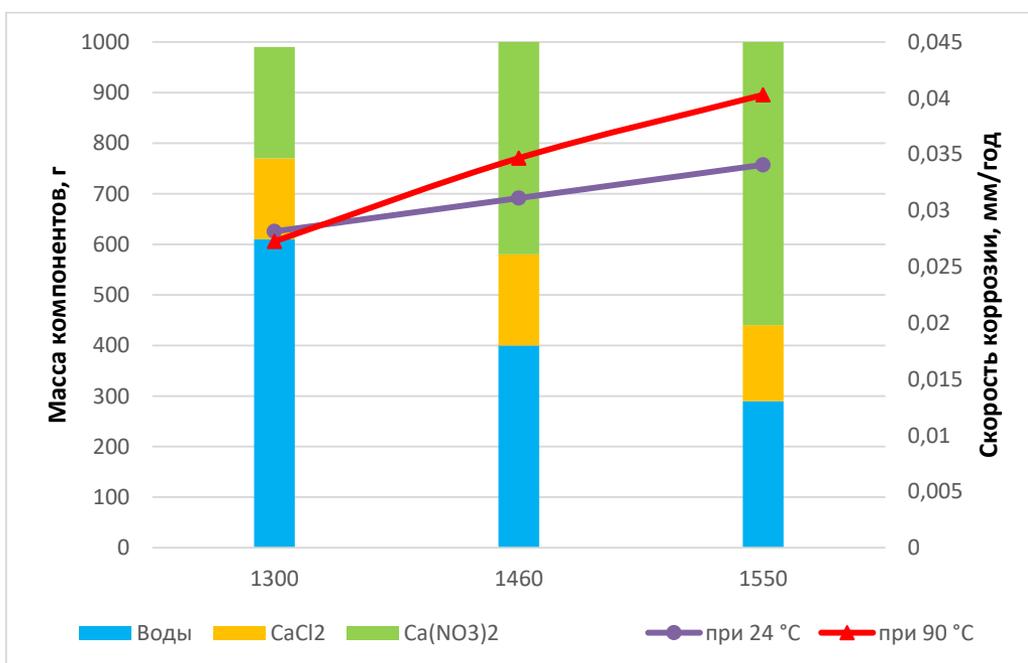


Рис. 3 – Коррозия в рассолах с преобладанием хлорида кальция

На основании проведённых исследований по оценке изменения скорости коррозионного проникновения в рассолах смесей солей хлорида кальция и нитрата кальция при различных плотностях, а также прогреве при 90 °С и в комнатных условиях при 24 °С, подтверждено, что солевая основа для высокоминерализованного утяжелённого бурового раствора обладает коррозионной активностью в пределах допустимых величин и значительно меньше 0,12 мм/год, согласно ГОСТ Р 9.905-2007.

Выбранная солевая основа не может оказывать сверхагрессивного воздействия на буровое оборудование и бурильный инструмент, а разработанный высокоминерализованный утяжелённый буровой раствор рекомендуется для промывки наклонно направленных и горизонтальных скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений.

Библиографический список:

1. *Пеньков А. И., Никитин Б. А.* Состав и свойства буровых растворов для строительства горизонтальных скважин // *Материалы научно - технического совета РАО «Газпром».* - Ставрополь, 1996, с. 63 - 73.
2. *Беленко Е. В., Вахрушев Л. П., Пеньков А. И.* Улучшение технологических свойств буровых растворов полиалкиленгликолями// *Вопросы промывки скважин с горизонтальными участками ствола. Сборник трудов НПО «Бурение»,* Краснодар, 1998, с. 54 - 63.
3. *Пеньков А. И., Кошелев В. Н.* Основные факторы, влияющие на изменение нефтепроницаемости коллекторов под воздействием буровых растворов // *Вопросы промывки скважин с горизонтальными участками ствола. Сборник трудов НПО «Бурение»,* Краснодар, 1998, с. 102- 113.
4. *Острягин А. И.* Новые системы буровых растворов для повышения эффективности строительства и заканчивания горизонтальных скважин в низкопроницаемых коллекторах // *Дисс. канд. техн. наук.,* Краснодар, 1998.
5. Современное состояние и направление развития бурения наклонно - направленных скважин в СССР и за рубежом// *сер. Бурение, ОИ,* вып. 9 (7), М., 1984, 49 с.
6. *Булатов А. И., Проселков Ю. М., Рябченко В. И.* Технология промывки скважин. - М., Недра, 1981, 303 с.
7. *Булатов А. И., Пеньков А. И., Проселков Ю. М.* Справочник по промывке скважин. - М., Недра, 1984, 317 с.
8. *Андресон Б. А.* Разработка и внедрение физико-химических методов и технологических процессов для повышения эффективности бурения и заканчивания скважин в сложных условиях // *Дисс. докт. техн. наук,* Краснодар, 1999.
9. Пат. РФ № 2386656, С09К8/28 Буровой раствор для строительства скважин в осложненных условиях, преимущественно для бурения пологих и горизонтальных скважин/Фефелов Ю. В. и др.
10. Пат. РФ № 2003103747, С09К7/00 Способ приготовления полимерсолевого бурового раствора для вскрытия глинистых пород, склонных к обвалообразованию/ Тахаутдинов Ш. Ф. и др.

11. *Рябоконе С. А.* Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. Краснодар: ОАО НПО «Бурение», 2009. 338 с.

12. *Ножкина О. В.* Регулирование фильтрации безбаритовых растворов для проводки боковых стволов в сложных условиях / О. В. Ножкина [и др.] // Бурение и нефть. – 2016. – № 05. – С. 56–59.

УДК 622.248

ЛИКВИДАЦИЯ КАТАСТРОФИЧЕСКИХ ПОГЛОЩЕНИЙ ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОФИЛЬНЫХ ПЕРЕКРЫВАТЕЛЕЙ

А.А. Залятдинов, Л.Б. Хузина

*АГНИ, Альметьевск, РФ,
Albert-757@yandex.com*

Строительство скважины — это сложный технологический процесс, при котором встречаются всевозможные осложнения. Одна из основных проблем — это ликвидация поглощения бурового раствора. Существуют различные методы борьбы с осложнениями: намыв, установка цементного моста и т.д., но данные виды работ не всегда эффективны.

В статье рассматривается технология бурения с одновременным расширением диаметра скважины для установки профильного перекрывателя, который в свою очередь изолирует поглощающий пласт [1]. Пробурив первую скважину на кусте и встретив пласт с поглощением, становится известен интервал поглощения, интенсивность и т.д. Предлагается при бурении второй и последующих скважин на данном кусте, бурить интервал с осложнением используя расширитель. После чего сразу нужно установить профильный перекрыватель, не используя других методов.

Большим преимуществом перекрывателей является то, что этот метод в 90% случаях дает положительный результат. И так как интервал бурится с расширением ствола скважины под перекрыватель, скважина не теряет ее номинальный диаметр.

При бурении скважины в осложненных зонах встречаются пустоты или рыхлые породы, которые изменяют траекторию скважины. Используя в КНБК забойную телесистему можно избежать данной проблемы. Компоновка низа бурильной колонны для бурения с одновременным расширением ствола скважины состоит из долота, расширителя, забойного двигателя, забойной телесистемы и бурильных труб. Как видно на картинке (рис.1), при бурении

осложненной зоны траектория отклонялась от заданного направления, благодаря телесистеме произвели изменение траектории по проектному профилю скважины при бурении [2-3].

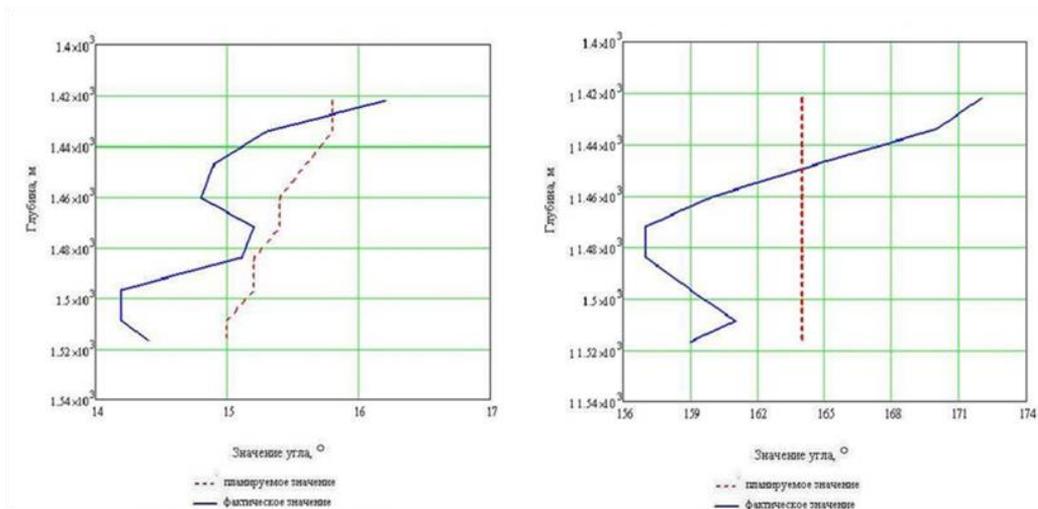


Рис. 1 – Траектория ствола скважины

Экономический эффект построен на сравнении бурения с одновременным расширением ствола скважины, с классическим бурением и последующим увеличением диаметра скважины. За счет увеличения проходки скважины, практически в два раза, экономия на 100м расширенного интервала составляет 72000 рублей. При бурении 600 скважин в год в РТ, минимум в 20% из них, приходится изолировать интервал какими-либо методами, так как дальнейшее бурение невозможно. Тем самым экономия составит 8,6 млн в год.

Таким образом, можно выделить несколько основных выводов: увеличение скорости проводки скважины; уменьшение сроков строительства скважин; сохранение номинального диаметра скважин.

Библиографический список

1. Абдрахманов Г.С. Крепление скважин эспандируемыми трубами. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – с.268;
2. Залятдинов А.А., Хузина Л.Б. Анализ и обобщение данных по искривлению ствола при бурении с одновременным расширением диаметра скважины / Территория НЕФТЕГАЗ 2016. №7-8 С. 12-19;
3. Хузина Л.Б., Залятдинов А.А. Анализ конструкций скважин, сроков их эксплуатации до первых ремонтных работ по восстановлению герметичности обсадных колонн / Известия ВУЗов. Нефть и газ 2016. №3, С. 34-37.

УДК 622. 244.442

**РАССМОТРЕНИЕ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА
УСТОЙЧИВОСТЬ АРГИЛЛИТОВ***¹В. А. Капитонов,¹О. В. Федосенко,²В. В. Юрченко**¹Самарский государственный технический университет, Самара,
KapitonovVA@gmail.com**²Самарский национальный исследовательский университет имени
академика С.П. Королева, Самара, veravera522@gmail.com*

В данной статье рассмотрены последствия нарушения устойчивости ствола при бурении скважин. Приведены результаты литературного анализа факторов, влияющих на устойчивость пород. Рассмотрены подходы по повышению устойчивости стенок ствола скважин. Даются результаты исследований ингибирующей способности насыщенных рассолов для шламов неустойчивых горизонтов по методу Ченеверта.

В процессе проводки скважин возможно появление причин, снижающих эффективность бурения. Ниже приведены графики бурения и распределение производительного и непроизводительного времени по трем скважинам (рис. 1). Фактическая продолжительность бурения может более чем в два раза превышать проектную (пунктирная линия на рис. 1), а доля непроизводительного времени достигать 41% от общей продолжительности бурения скважин, особенно в случаях забуривания второго ствола (скв. 365 Подгорненского месторождения).

Неустойчивость стенок скважин может приводить к прихватам бурильного инструмента, геофизических приборов или обсадных колонн. К причинам, вызывающим неустойчивость пород относятся напряженно-деформированное состояние массива вокруг стенок скважины [5] и химическое взаимодействие бурового раствора и его фильтрата с горными породами [6]. В данной работе не затрагиваются механические аспекты устойчивости стенок ствола скважин, а всё внимание сконцентрировано на анализе химических процессов, протекающих при взаимодействии вскрываемых пород с буровым раствором и его фильтратом.

Одной из острых проблем является неустойчивость аргиллитов при бурении девонских пород Нижнего Поволжья в глубинах от 2500 до 5500 м [6]. Результаты рентгеноструктурного анализа образцов аргиллитов девона приведены в табл. 1. Как следует из таблицы, основным минералам девонских

пород не характерно внутрикristаллическое набухание, связанное с наличием глин монтмориллонитовой группы, что указывает на низкую способность набухания при взаимодействии с водой. В то же время, в работе [6] отмечено, что применение не ингибированных растворов сопровождается длительными проработками, прихватами инструмента. Использование ингибированных растворов замедляет интенсивность осыпей, сказывающееся на сокращении времени бурения в несколько раз, но размер каверн практически не меняется и составляет три-четыре диаметра долота.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

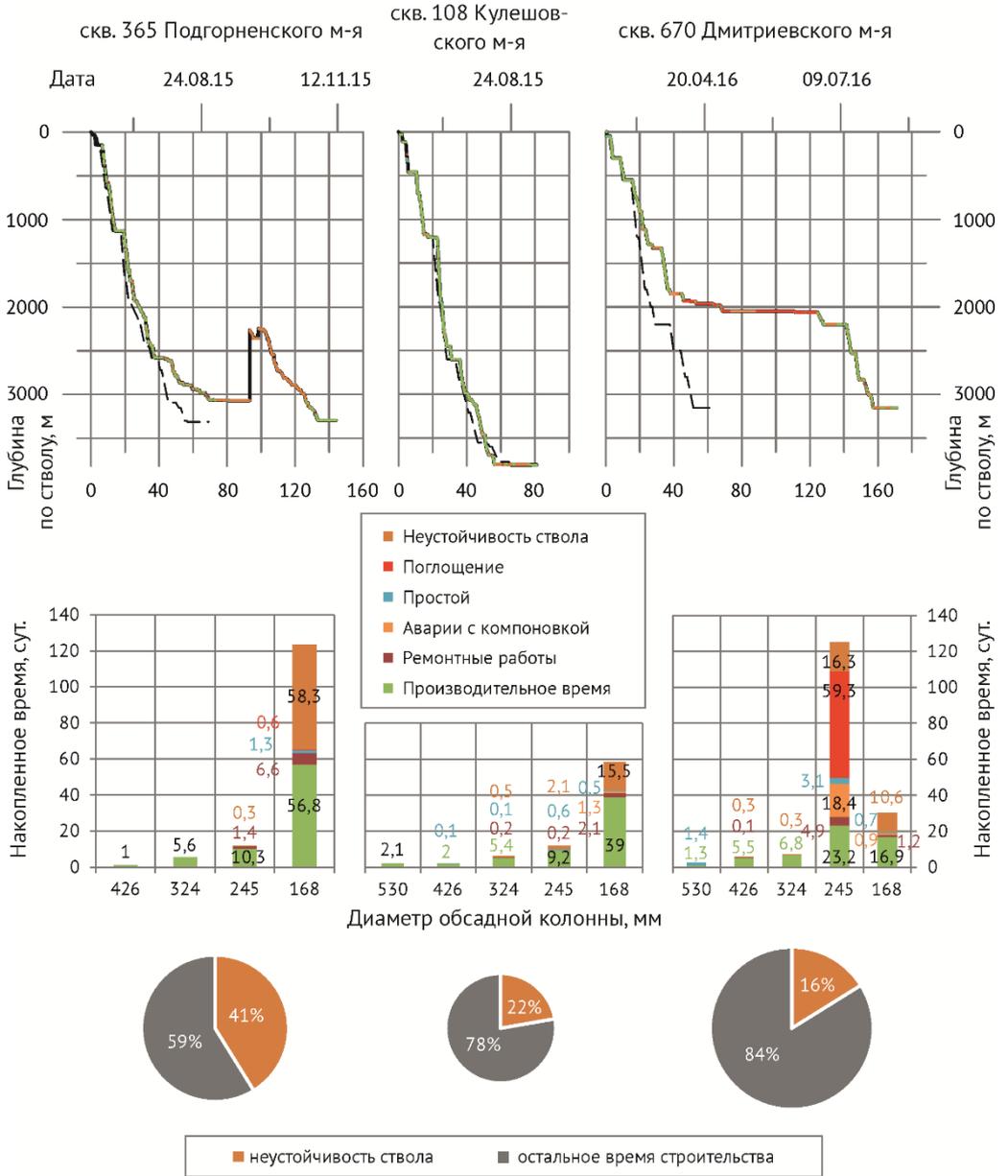


Рис. 1 – Графики бурения и баланса времени

Таблица 1
Минеральный состав девонских аргиллитов [6]

Стратиграфический горизонт	Площадь	Глубина залегания, м	Минеральный состав, %			
			гидрослюда	каолинит	хлорит	смешанослойные
Кыновский	Кудиновская	2680 – 2780	70	20	10	–
	Перещепновская	4788 – 4960	70	30	–	–
Пашийский	Кудиновская	2780 – 2870	35	25	30	10
	Перещепновская	4960 – 5040	40	45	–	15
Воробьевский	Кудиновская	3020 – 3160	30	40	20	10
	Перещепновская	5150 – 5200	30	50	10	10

В составе аргиллитов, находящихся на этапе среднего катагенеза (2100 – 3600 м), преобладают гидрослюда, смешаннослойные минералы (с количеством набухающего вещества не более 30 %) и хлориты. Общая пористость на нижней границе 4 – 12 %, давление и температура соответственно составляют 60 – 80 МПа и 80 – 100 °С. При температурах выше 65 – 70 °С в глинах начинается освобождение от прочносвязанной (адсорбционно-связанной) воды за счёт протонизации (диссоциации) молекул воды, вызванного сильным поляризующим действием противоионов двойного электрического слоя. Увеличивается живое сечение пор. Происходит растворение солей и некоторых силикатов, что повышает концентрацию порового раствора и активизирует кристаллизационные процессы приводя к срастанию глинистых частиц и образованию поликристаллических сростков пластинчатой формы. Преобладание растворения и выноса вещества над процессом образования новых соединений ведёт к разрушению концентраторов напряжений – наиболее крупных пор и микроагрегатов, а деформирование пород сохраняет ползучий (пластифицированный) характер и не сопровождается разрывом сплошности пород (появлением микротрещиноватости). В данном интервале характерно образование аномально высоких пластовых давлений. [7]

Физико-химический формы связывания воды поверхностными силами минерала, приведены на рисунке 2.

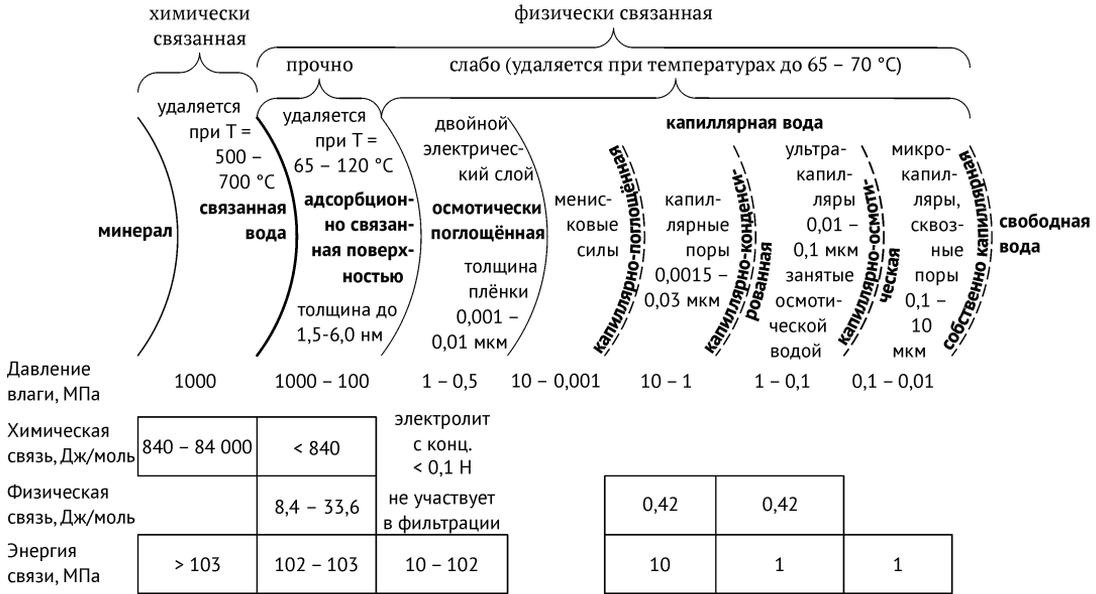


Рис. 2 – Связывание воды поверхностными силами минерала

Процесс первичного вскрытия аргиллитов активизирует физико-химические процессы. Прочность породы σ_w , слагающей стенку скважины, будет определяться разностью горного p_r и порового давлений p_p , коэффициентом сцепления C , обусловленным силами взаимодействия глинистых частиц в породе, и снижаться под действием давления влаги p_v [0]:

$$\sigma_w = p_r - p_p + C - p_v \cdot$$

Давление влаги p_v связано с действием адсорбционных $p_{адс}$, осмотических $p_{осм}$ и капиллярных $p_{кап}$ сил:

$$p_v = \sum (p_{адс}; p_{осм}; p_{кап}) \cdot$$

Как видно из рисунка 2 наибольшее давление влаги будет развиваться под действием адсорбционных сил. Оценить влияние адсорбционных сил для различных ингибирующих составов можно с помощью методики, разработанной Ченевртом, которая заключается в помещении высушенных частицы выбуренного аргиллита в эксикаторы с насыщенными растворами разных солей. По изменению массы образцов аргиллита рассчитывают содержание воды и строят зависимости содержания воды от относительной влажности. Активность воды в аргиллитах при пластовых условиях определяется абсциссой точки изотермы с ординатой, равной содержанию воды в аргиллите при пластовых условиях. Этот параметр характеризует потенциальное давление набухания глинистого сланца, который впитывает воду из бурового раствора. Чем ниже активность воды в пластовых условиях, тем выше максимально возможное давление набухания. [3]

В табл. 2 и на рис. 3 приведены данные по наименьшему изменению

массы шлама, отобранного из обвальных горизонтов месторождений Самарской области, в среде паров насыщенных растворов KCl, NaCl, CaCl₂, Ca(NO₃)₂, (NH₄)₂HPO₄. Как видим из приведённых данных, в трёх из четырёх случаях минимальное увеличение массы шлама наблюдалось в парах насыщенного раствора CaCl₂. Для шлама, отобранного со скв. 108 Кулешовского месторождения минимальное изменение массы шлама наблюдалось в парах насыщенного раствора Ca(NO₃)₂.

Таблица 2
Динамика минимального увеличения массовой доли шламов в средах паров насыщенных растворов

Сутки	670 Дмитриевское – CaCl ₂	108 Кулешовское – Ca(NO ₃) ₂	365 Подгорненское – CaCl ₂	84 Покровско-Сорочинское – CaCl ₂
0	0	0	0	0
0,7	1,9	0,7	1,1	0,4
0,9	2,1	0,9	1,2	0,6
4	2,4	0,9	1,3	0,6
4,8	2,5	0,9	1,4	0,6
5,8	2,5	0,9	1,4	0,6
6,8	2,5	0,9	1,4	0,6
7,8	2,5	0,9	1,4	0,6

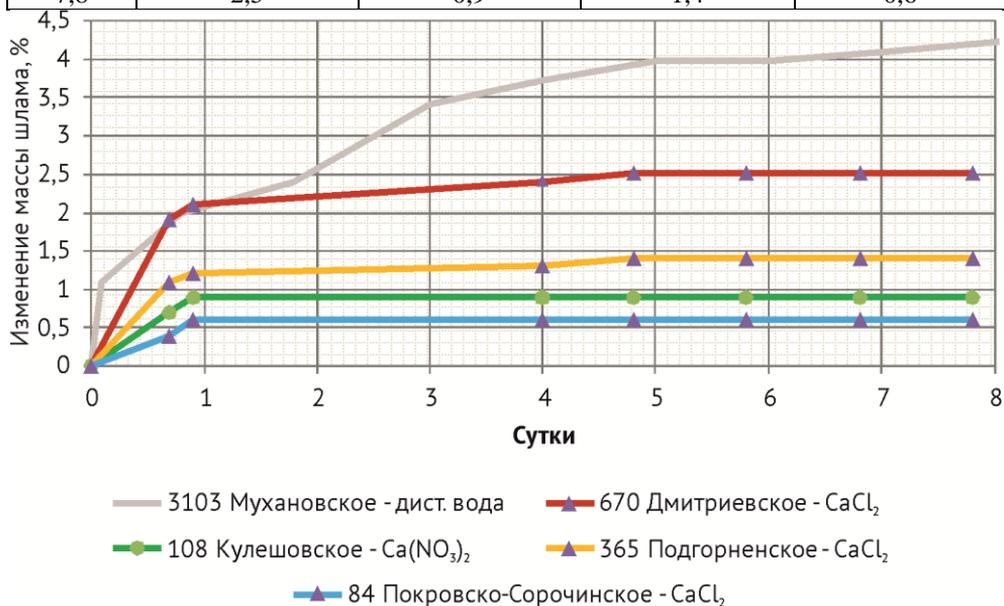


Рис. 3 – Динамика минимального увеличения массовой доли шламов в средах паров насыщенных растворов

Анализируя рис. 1 можно сделать вывод, что в случаях, когда за первые сутки изменение массы шлама не превышает одного процента (1 %), дальнейшего увеличения массы шлама не наблюдается. В то же время, из всех анализируемых данных наибольшая продолжительность увеличения массы шлама составила пять суток. Исходя из полученных результатов, рекомендуемая продолжительность данного вида исследований составляет 6 суток.

На устойчивость аргиллитовых пород также влияет величина водоотдачи бурового раствора. Чем ниже водоотдача, тем длительнее будет наблюдаться устойчивое состояние аргиллитов и стенки скважины. [6]

Библиографический список

1. *Ахмадеев Р. Г., Данюшевский В. С.* Химия промысловых и тампонажных жидкостей: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1981. 152 с.
2. *Васильченко С. В., Потапов А. Г., Гноевых А. Н.* Современные методы исследования проблемы неустойчивости глинистых пород при строительстве скважин. – М.: ИРЦ Газпром, 1998 – 84 с.
3. *Грей Дж. Р., Дарли Г. С. Г.* Состав и свойства буровых агентов (промысловых жидкостей): пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
4. *Ломтадзе В. Д.* Физико-механические свойства горных пород. Методы лабораторных исследований: Учебное пособие для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Недра, 1990. – 328 с: ил.
5. *Митчел Д.* Безаварийное бурение : учебный курс / Хьюстон : Дрилберт Инжиниринг Инк. – 2001.
6. *Новиков В. С.* Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. – М.: ОАО «Издательство "Недра"», 2000. – 270 с.: ил.
7. *Осипов, В. И.* Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений / В. И. Осипов, В. Н. Соколов, В. В. Еремеев. – М.: Наука, 2001. – 238 с.

ВНЕДРЕНИЕ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В ОБЛАСТИ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

М.Е.Коваль, М.В.Леонтьев, Р.Г.Стёпкин
Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи

E-mail: StepkinRG@samnipineft.ru

В настоящий момент при использовании современных технологий в области строительства нефтяных и газовых скважин не удаётся избежать аварий и осложнений. Учитывая, что средняя суточная ставка буровой бригады составляет до 1 млн рублей, компания несёт огромные убытки. Проанализировав статистические данные по ранее пробуренным скважинам, было выявлено, что более 55% аварий связано с человеческим фактором.

Наиболее эффективным способом решения данной проблемы является снижение влияния человеческого фактора на производственный процесс. Это возможно с помощью частичной автоматизации мониторинга основных параметров и операций в режиме реального времени с использованием специализированного программного обеспечения. Специализированное (ПО) планируется на основе «нейронной сети», что позволит анализировать большой объём данных и предполагает самообучение.

Разрабатываемый алгоритм контроля за процессом бурения скважин будет включать в себя следующие операции:

- автоматизация мониторинга изменения трендов основных параметров и операций в режиме реального времени;
- выявления трендов изменения основных параметров бурения от расчётных, производимых в специализированном программном обеспечении (ПО);
- периодическую актуализацию данных трендов и прогноз их изменения до проектного забоя скважины;
- оповещение ключевого персонала буровой бригады и офисных кураторов в случае отклонения параметра от расчётного более чем на определённый %, выявленный анализом.

Внедрение специализированного программного обеспечения (ПО) поможет комплексно подойти к оценке процесса бурения и позволит своевременно выявлять отклонения, связанные со следующими причинами: технологическими причинами (человеческий фактор - отсутствие должного контроля за режимом бурения, сокрытие истинных параметров и эмуляция данных), геологическими причинами (осложнения в процессе бурения),

техническими причинами (некорректность работы датчиков на станции ГТИ) и прочими.

Внедрение системы диагностирования осложнений и нештатных ситуаций на ранних этапах повысит эффективность процесса и послужит скрытым механизмом сокращения стоимости строительства скважин, особенно актуальных в данный момент времени. Также данное (ПО) предлагается интегрировать в ИС КиУСС.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАСКРЫТИЯ ТРЕЩИН В СКВАЖИНЕ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

А.В.Липатов, И.М.Ибятуллин

Самарский государственный технический университет, г. Самара

lipatovalexander@mail.ru

Intf@mail.ru

АННОТАЦИЯ

В данной работе представлены результаты численного эксперимента моделирования процесса раскрытия трещин в скважине методом конечных элементов. Также проведено сравнение изменения напряжений в околоскважинной зоне при различном расположении пробки в трещине.

Ключевые слова: трещина, пробка, материал для борьбы с поглощением, кольцевое напряжение, метод конечных элементов.

Целью увеличения давления раскрытия трещин является увеличение допустимого давления в скважине во время бурения без возникновения поглощений бурового раствора. Для этого в нефтяной промышленности уже используется технология увеличения градиента давления поглощения. Она заключается в следующем: при создании давления внутри скважины трещина раскрывается и кольцевые напряжения на стенках скважины увеличиваются. Для того чтобы зафиксировать эти напряжения, устанавливают пробку внутри трещины, состоящую из прочного материала для борьбы с поглощениями. Чтобы раскрыть трещину в следующий раз необходимо создавать большее давление, соответственно, увеличивается давление раскрытия трещины [2].

Для рассмотрения механизма раскрытия трещин в скважине с оценкой кольцевых напряжений во время раскрытия и закупорки трещины, был поставлен численный эксперимент с помощью программного продукта ABAQUS, использующего метод конечных элементов. Для этого была

создана модель упругой деформации в скважине до и после установки пробки в трещину. Предполагалось, что скважина имеет идеальную форму и симметрию, поэтому для анализа использовалась только ее четверть (Рисунок 1).

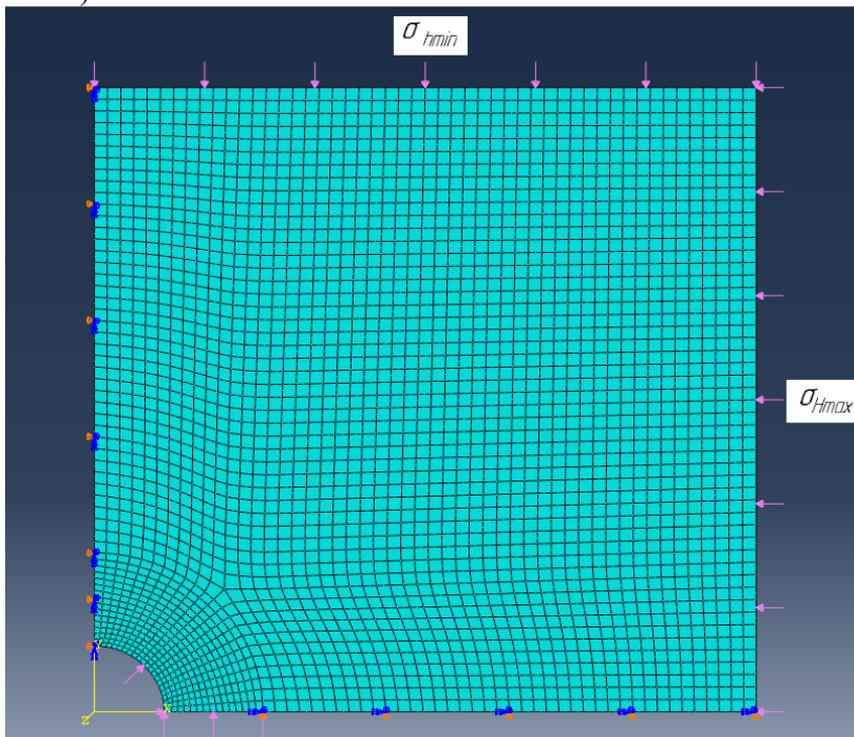


Рис.1 – Геометрия скважины, используемая при расчётах

К границам модели были приложены максимальные и минимальные горизонтальные напряжения, трещина была расположена по оси x с заданной длиной, а тангенциальные напряжения измерялись по часовой стрелке от 0° до 90° . Давление в трещине до установленной пробки принималось эквивалентно давлению в скважине, а после пробки - равному поровому. Отметим, что в данной модели использовалась идеальная жесткая непроницаемая пробка в трещине. В таблице 1 представлены данные, принимаемые для моделирования.

Таблица 1 –

Параметры, используемые в модели

Параметр	Единицы измерения	Значение
Длина модели	м	1,0
Ширина модели	м	1,0
Радиус скважины	м	0,11035
Модуль Юнга	Па	$7,515 \times 10^9$
Коэффициент Пуассона	-	0,225
Плотность породы	кг/м ³	2000
Минимальное горизонтальное напряжение	Па	$20,0 \times 10^6$
Максимальное горизонтальное напряжение	Па	$40,0 \times 10^6$
Давление в скважине	Па	$40,0 \times 10^6$
Длина трещины	м	0,150
Поровое давление	Па	$20,0 \times 10^6$

Длина и ширина модели выбраны таким образом, чтобы избежать влияния границ на околоскважинные напряжения и состояние деформации. В качестве породы был принят известняк, свойства которого были использованы для создания материала модели [5]. В результате взаимодействия приложенных нагрузок изменялось напряженное состояние, причем программный комплекс ABAQUS использует свою систему знаков, а именно: растяжение имеет положительные значения, а сжатие отрицательные. При формировании графиков было принято, что сжимающие нагрузки – положительные, а растягивающие – отрицательные. Для сравнения изменения напряжений были рассмотрены различные варианты расположения пробки в трещине от стенки скважины: 0,015 м, 0,03 м, 0,045 м, 0,06 м и 0,075 м.

На рисунке 2 приведены результаты распределения кольцевых напряжений вдоль стенки скважины, зависящие от расположения пробки в трещине.

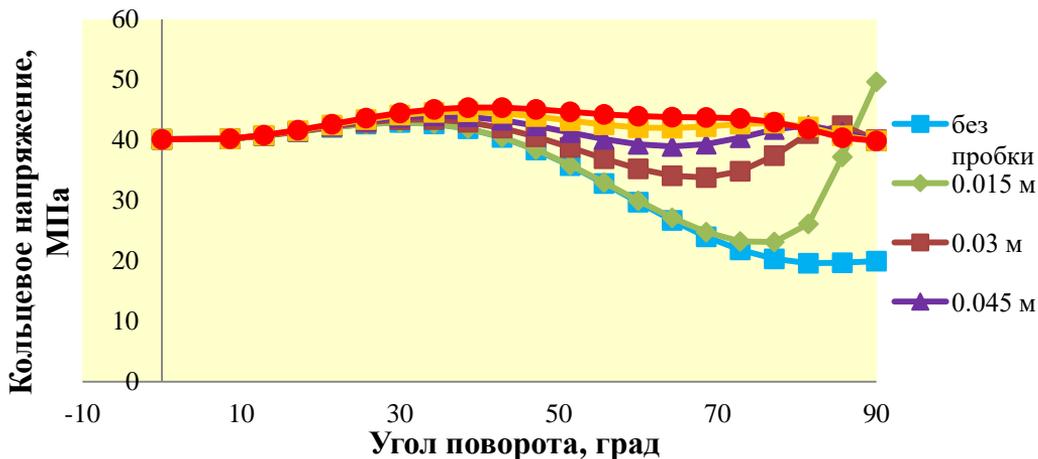


Рис. 2 – Распределение кольцевого напряжения вдоль стенки скважины

Согласно расчётным данным наименьшее кольцевое напряжение наблюдается при раскрытии трещины без её кольматации. При расположении расклинивающего агента в трещине возникает повышение кольцевого напряжения, причем, чем дальше расположена пробка от стенки скважины, тем большее кольцевое напряжение образуется на стенке скважины. Отметим, что при образовании пробки у устья трещины (0,015 м) возникает резкое увеличение сжимающих напряжений в области от 80° до 90°, это связано с тем, что данная пробка является концентратором напряжений, но они имеют локальный характер, а на остальном интервале практически не отличаются от возникающих при простом раскрытии трещины.

На рисунке 3 представлено графическое отображение распределения напряжений в модели при различном расположении пробки в трещине. Синим цветом обозначается большее сжатие элементов, а красным – растяжение. Так, в конце трещины регистрируется максимальное растяжение, в то время как порода у устья трещины находится под сжимающей нагрузкой. Причем, после установки пробки в трещине, сжимающие напряжения возрастают, особенно возле зоны её установки, при том, что растягивающие напряжения у конца трещины уменьшаются.

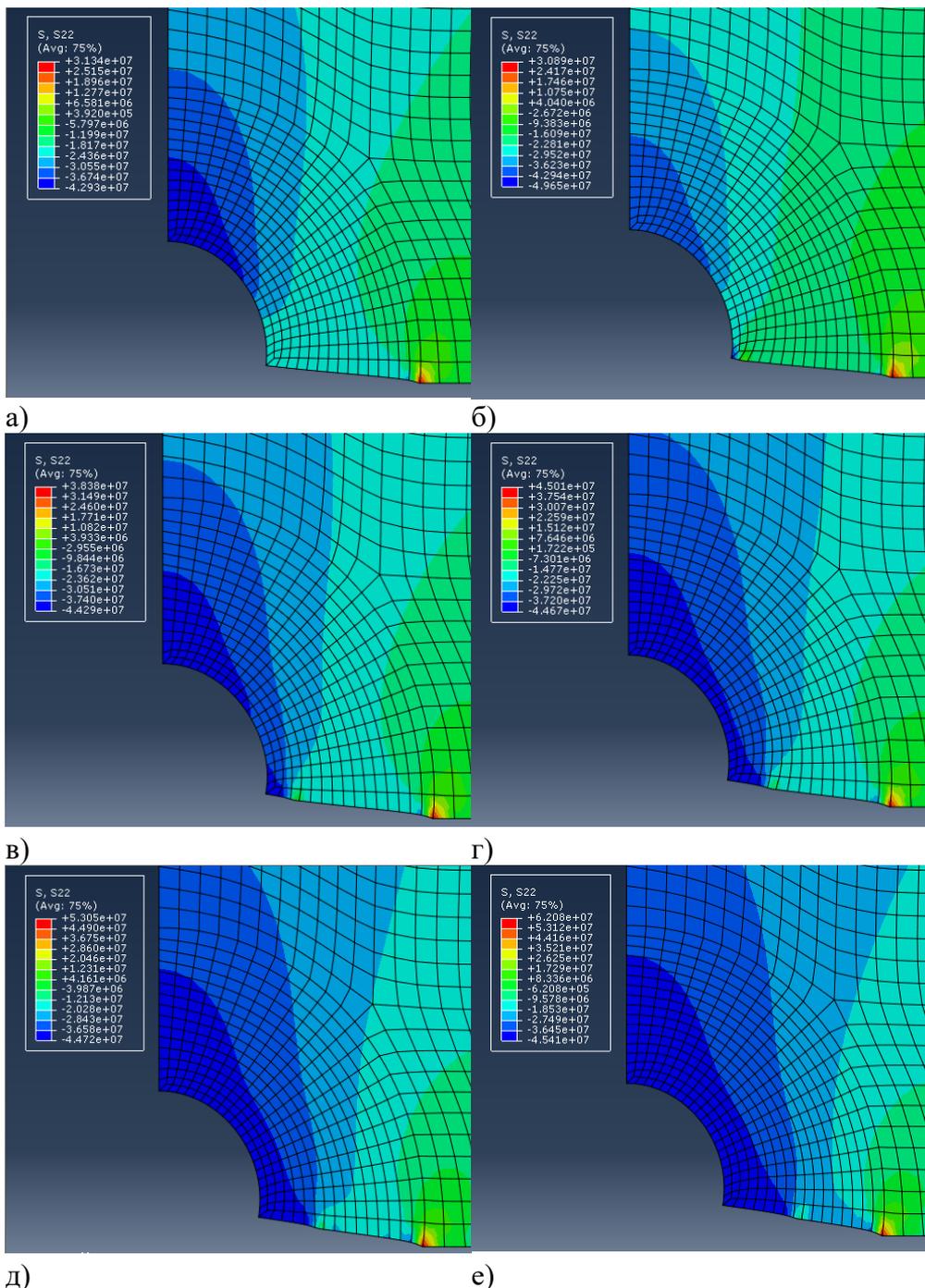


Рис.3 – Графическое отображение распределения напряжений при размещении пробки в трещине: б – 0,015 м, в – 0,03 м, г – 0,045 м, д – 0,06 м, е – 0,075 м от стенки скважины и без установки пробки: а – простое раскрытие трещины.

Для оценки растягивающих нагрузок у конца трещины были измерены напряжения от 60° до 90° в области закрытия трещины. Расчётные результаты представлены на Рисунке 4. Наибольшие значения были зафиксированы для случаев без колюматации и установки пробки непосредственно у устья трещины. При дальнейшем увеличении расстояния от стенки скважины до установки расклинивающего агента фиксировалось уменьшение растягивающей нагрузки, которая достигала минимального значения при установке пробки в середине трещины (0,075 м) и равнялась 62 МПа.

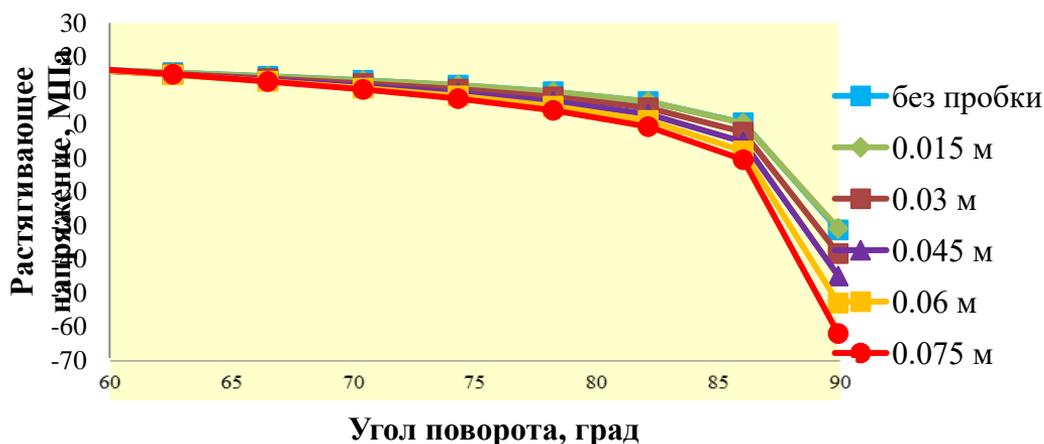


Рис. 4 – Распределение растягивающих напряжений у конца трещины.

Как известно, трещина распространяется из-за перехода сжимающих нагрузок в растягивающие [3,4]. Причем, чем больше значение растягивающих нагрузок на конце трещины, тем она более склонна к развитию. Таким образом, более дальняя установка пробки будет приводить к уменьшению значений растягивающих нагрузок на конце трещины и способствовать ее более сложному распространению.

Библиографический список

1. *Лунатов А.В.* Моделирование процесса ликвидации поглощений в скважинах вязкоупругими составами: дис. на соискание уч. степ. к.т.н. (25.00.15) / СПб, 2016. –100 с.
2. *Лунатов А.В., Ибятуллин И.М.* Упрочнение стенок скважины методом повышения околоскважинных напряжений. // Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции «АШИРОВСКИЕ ЧТЕНИЯ». 2015. С.93-99.
3. *Подгорнов Ю.М.* Эксплуатационное и разведочное бурение на нефть и газ. – М.: Недра, 1988. –325 с.
4. *Рабиа Х.* Технология бурения нефтяных скважин: Пер. с англ. / Пер. В.Г. Григулецкого, Ю. М. Кисельмана; Под ред. В.Г. Григулецкого. – М.: Недра, 1989. –413 с.: ил.
5. *Smart K.J.* Modeling of Hydraulic Fracture Initiation and Propagation in a Mechanically Stratified Geologic System / K.J. Smart, G.I. Ofoegbu, K. Das, D. Basu // ARMA 2012-275 / 46th US Rock Mechanics Symposium, held in Chicago, IL, June 24-27. -2012. –9 p.

ЛУЧШАЯ КОМПОЗИТНАЯ СКВАЖИНА НА ОСНОВАНИИ АНАЛИЗА СКВАЖИН, ПРОБУРОЕННЫХ НА ДМИТРИЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.С.Петрушин¹, П.А.Гаранин²

*¹ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия,
PetrushinAS@samnipineft.ru;*

*²СамГТУ, Самара, Россия,
ninarag@ya.ru*

Проектирование – первый этап цикла строительства скважин, наряду с выбором оптимальных технологий, реализацией проектных решений, анализом проделанной работы и учетом выводов с целью оптимизации следующих циклов работ. Построение лучшей композитной скважины является связующим звеном между анализом ранее пробуренных скважин и началом проектирование нового объекта.

Лучшая композитная скважина – скважина, составленная из участков операций с минимальным временем. Для ее проектирования анализируется время бурения отдельных типовых скважин, при этом все работы разбиваются на несколько важных операций, условно разделив их на два

типа: бурение интервала под колонну и крепление. Таким образом, лучшая композитная скважина является совокупностью лучшего опыта проведения отдельных операций.

В данной статье будут рассмотрены типовые скважины, пробуренные ранее на Дмитриевском месторождении. Разбив работы, проводимые на этих скважинах, будет взяты участки с минимальным временем, затраченным на их реализацию.

Для анализа отобраны реально пробуренные скважины на Дмитриевском месторождении №№ 404, 409, 434, 500, 501, 623, 624 со схожим геологическим разрезом. Рассматриваемые работы по каждой скважине, по которым приведены сроки представлены в таблице 1. Эти данные используются для построения ЛКС, отбирая наилучшие по времени участки.

Таблица 1 – Сроки реализации участков работ по бурению скважин Дмитриевского месторождения

Наименование обсадной колонны	Диаметр обсадной колонны	Глубина спуска	404	409	434	500	501	623	624
Шахтовое Направление (бурение+крепление)	530	10	1,00	0,40	2,34	0,40	3,95	2,24	3,75
Направление Бурение	426	30	1,56	2,66	1,86	2,20	1,39	1,94	1,77
Направление Крепление	426	30	22,34	5,22	6,82	7,01	7,80	7,28	10,45
Кондуктор Бурение	324	300	1,17	2,08	1,49	0,80	4,81	1,26	3,17
Кондуктор Крепление	324	300	3,94	4,39	3,76	3,60	2,58	11,96	4,41
Пром. колонна Бурение	245	1500	14,12	14,03	9,69	13,76	9,96	8,78	9,80
Пром. колонна Крепление	245	1500	4,51	5,20	6,85	7,03	6,56	6,33	6,96
ЭК Бурение	168	3032	37,65	68,70	38,46	34,05	33,53	105,00	114,00
ЭК Крепление	168	3032	7,72	27,66	5,12	4,34	9,38	22,00	8,83
В связи с осложнением скважина № 409 была закончена ОК 114 мм				88,91					

Остановимся на интервалах бурения скважин, представленных в таблице выше и причинах отличия сроков этих операций, указав основные параметры бурения.

Лучшее время бурения под направление у скважины №501. Основную разницу в параметрах бурения под интервал у рассматриваемых скважин можно выделить частоту оборотов инструмента, оптимальное значение которого 25-30 об/мин. Таким образом, направление для ЛКС бурится шнеком без промывки ротором с частотой вращения инструмента 25-30 об/мин.

Интервал бурения под кондуктор характеризуется обвалами и полными поглощениями промывочной жидкости. Геологически интервал представлен глинами коричневатого цвета, с прослоями плотных алевролитов и песчаников, а также доломиты и мергели с включениями гипса и ангидрита. Остановившись на уже упомянутой скважине №501, которая показала лучшее время бурения под направление среди рассматриваемой подборки, можно увидеть, что на бурение под кондуктор ушло сравнительно больше ресурсов. Это было вызвано неправильным подбором бурового раствора, с плотностью ниже необходимой, что вызвало обвал пород и увеличило общее время этой операции. Для данного интервала наилучшей промывочной жидкостью будет полимер-бентонитовый раствор с плотностью 1,10 г/см³. При этом бурение должно вестись ротором с осевой нагрузкой на долото менее 3 т веса инструмента и частотой 40-50 об/мин. Такой режим бурения, основываясь на опыте бурения скважины №500, является наиболее продуктивным для интервала бурения под кондуктор 10-300 м.

Бурение под промежуточную и эксплуатационную колонны гораздо тяжелее спроектировать. Описываемое месторождение характеризуется несовместимыми условиями бурения, когда одновременно может происходить обвал стенок скважины и поглощения бурового раствора. Если вернуться к таблице 1, можно заметить большой разброс сроков реализации одних и тех же операций по бурению интервалов под промежуточную и эксплуатационную колонны у типовых рассматриваемых скважин. Наряду с причинами, описанными выше, добавляются следующие геологические осложнения: угол наклона бурения, прихватоопасные зоны, нефтеводопроявления. Сюда же добавляются, помимо геологических, технические осложнения: заклинивание инструмента, его слом, дефекты материала труб. Это основные проблемы, с которыми столкнулись буровые бригады на рассматриваемых скважинах. Наилучшее время бурения под промежуточную колонну у скважины №623, под эксплуатационную колонну – скважины №500.

Таким образом, основываясь на опыте бурения этих скважин, можно составить проектный режим бурения для этих двух интервалов.

Под промежуточную колонну геологический срез на глубине 500-1100 м представлен устойчивыми породами, поэтому этот интервал бурится при использовании технической воды плотностью 1,02 г/см³, оставшиеся 400

метров в качестве промывочной жидкости оптимальнее всего применять ингибирующий гипсоизвестковый раствор плотностью $1,08 \text{ г/см}^3$. Бурение ведется винтовым забойным двигателем с нагрузкой на долото 10-14 т и частотой 150-160 об/мин.

Эксплуатационная колонна бурится ротором с нагрузкой 16-18 т, частотой 50-60 об/мин на ингибирующем гипсоизвестковом растворе плотностью $1,08-1,10 \text{ г/см}^3$.

Таким, образом спроектирована скважина на основе опыта ранее пробуренных типовых скважин данного месторождения, сочетающее в себе лучший опыт бурения. Среднее время строительства скважин, опираясь на данные по рассматриваемым скважинам, составляет 112 суток, можно рассмотреть, минимальный срок – 73 суток (рисунок 1). Однако, согласно таблице 1, на скважине №500 Дмитриевского месторождения имеются участки работ, на которые было затрачено больше времени, чем на аналогичных участках других скважин.

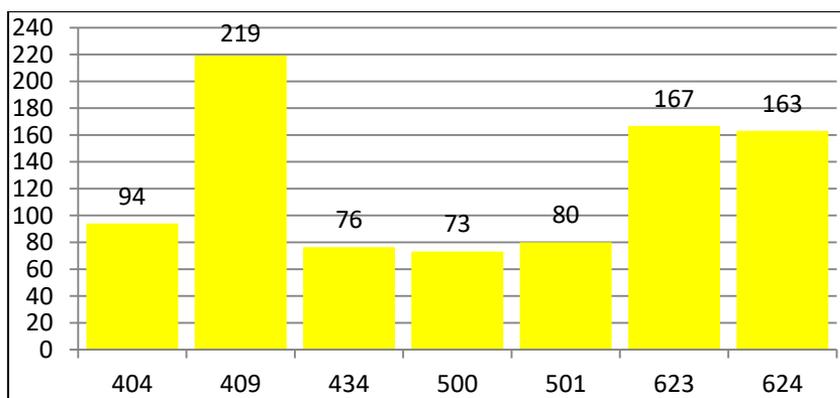


Рис. 1 – сроки бурения описываемых скважин

Для этого проектируется ЛКС, где сроки, затраченные на весь процесс бурения, совокупно минимизируются беря лучший опыт бурения отдельных интервалов других скважин.

Суммируя операции с минимальными сроками на операции, представленные выше, получается итоговое время на строительство ЛКС на Дмитриевском месторождении, которое составляет 62 суток.

Сравнивая этот показатель со средним, можно выявить потенциал сокращения времени бурения, который составляет 50 суток, который в процентном отношении получается 45,03%. График сравнения среднего времени строительства скважины, лучшего и ЛКС представлен на рисунке 2.

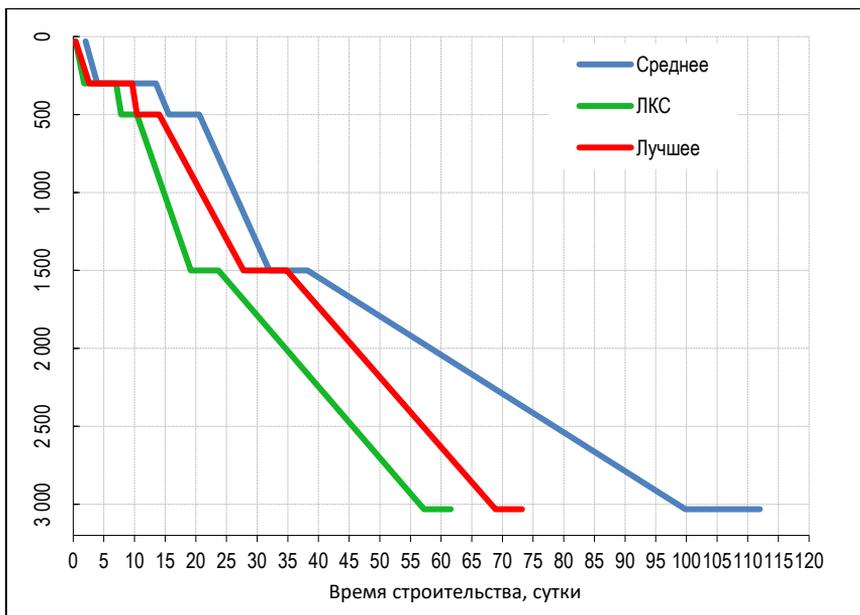


Рис. 2 – сравнение времени строительства

Для реализации сроков строительства ЛКС необходимо закладывать в проект будущей скважины параметры бурения, цементирования, промывки, крепления и т.д., который используется при фактической работе на интервале с минимальным сроком той скважины, которая включена в ЛКС.

Таким образом главной целью проектирования ЛКС является оптимизацией сроков бурения начиная со стадии разработки проектной документации. Построение ЛКС внедрилось во многих крупных компаниях, в частности для реализации программы «Технического предела» ПАО «Газпромнефть», направленной на оптимизацию процесса бурения.

УДК 658.5.012.1

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ПЛАНИРОВАНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ БУРЕНИЕМ

В.Н.Гнибидин

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия,
gnibidin@bk.ru*

Одним из свидетельств возрастания роли повышения эффективности строительства скважин является наметившийся в последнее время непропорционально высокий рост затрат, связанных с усилиями, направленными на увеличение добычи нефти. Так, наряду с уменьшением на 11,9% результативности строительства новых скважин размер удельных затрат на бурение, необходимых для обеспечения дополнительной добычи, за последние 10 лет составил 343,4% (рис. 1) [1].

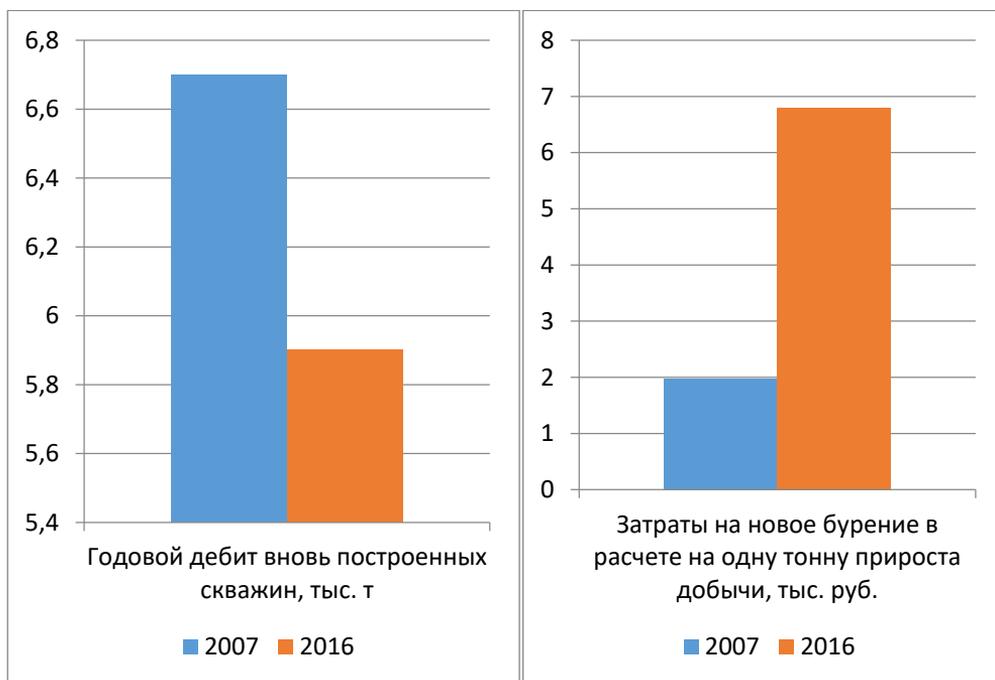


Рис. 1. Динамика показателей эффективности строительства новых скважин

Актуальность поставленной задачи подтверждается также тем обстоятельством, что бурение нефтяных и газовых скважин является чрезвычайно капиталоемкой отраслью капитального строительства. На рис. 2 приведено примерное соотношение затрат на осуществление различных видов сервисного обслуживания в области нефтедобычи.

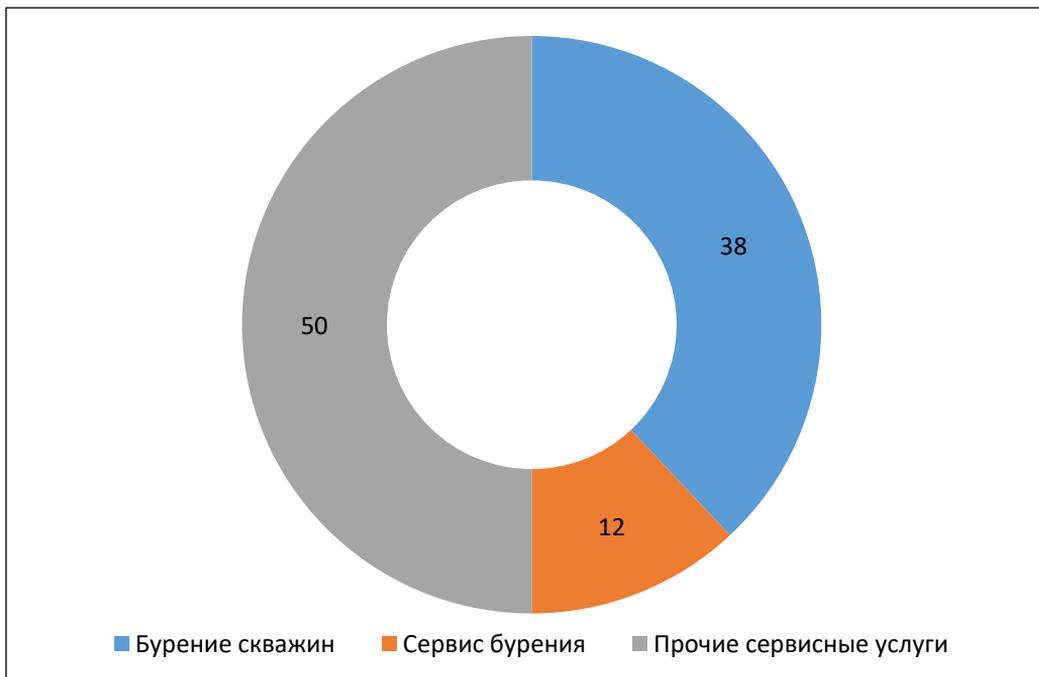


Рис. 2. Структура рынка нефтесервисных услуг, %

На практике обычно рассматриваются следующие основные направления повышения эффективности строительства скважин:

- применения прогрессивных технологий, механизмов, материалов и реагентов;
- широкое применения там, где это возможно и целесообразно типовых проектов, которые уже оправдали себя на практике;
- совершенствование системы управления данным видом бизнеса.

Методом экспертных оценок (метод номинальных групп) нами было произведено собственное исследование [1], результаты которого представлены на рисунке 3.

Приведенные результаты свидетельствуют, что по оценке экспертов, принявших участие в исследовании, на современном этапе развития отрасли

совершенствование системы управления бизнесом является одним из ключевых направлений в повышении эффективности буровых работ.

Сложность данной задачи заключается, в частности, в том, что в настоящее время параллельно сосуществуют несколько структур управления процессом строительством скважин [2]:

- генеральный подряд;
- генеральный подряд с выделенными сервисами;
- интегрированный сервис;



Рис. 3. Сравнительная оценка вклада (процентные доли) различных направлений деятельности в повышение эффективности строительства скважин

- отдельный сервис.

Различия в упомянутых структурах управления заключаются, в основном, в перераспределении ответственности за результаты работ и управленческих функций между заказчиком и подрядчиками.

Несмотря на отмеченные различия в структурах управления, всех их объединяет общность отнесения к одному виду деятельности – капитальному строительству. Неотъемлемой составляющей управления капитальным строительством является наличие нормативной базы и технико-экономического обоснования работ. И то и другое невозможно осуществить без специфических инструментов управления, регламентирующих затраты времени и средств на осуществление определённых видов работ.

Вопросы формирования адекватной, прозрачной и достоверной нормативной базы строительства (реконструкции, капитального ремонта)

поднимаются в последнее время постоянно и повсеместно, обсуждаются в различных контекстах и на различных уровнях. Такое пристальное внимание к процессам определения стоимости объектов капитального строительства дает свои результаты - обозначены основные проблемы ценообразования в строительстве (отсутствие преемственности законодательного и нормативного регулирования, неактуальность методических основ, «изолированность» оцениваемых на различных этапах инвестиционно-строительного цикла видов стоимости и др.), определены направления реформирования системы строительного ценообразования, предпринимаются конкретные действия по их реализации.

В связи с этим большинство крупных нефтяных компаний, желающих оптимизировать и контролировать свои капитальные вложения в строительство и реконструкцию скважин, в последнее время заявляют о необходимости создания и внедрения постоянно действующих систем управления стоимостью строительства.

Любая вертикально-интегрированная нефтедобывающая компания нуждается в услугах по строительству и реконструкции скважин. Данный вид работ может составлять более половины всего объема капитальных вложений. В современных условиях сложилось несколько подходов к удовлетворению потребностей в таких услугах. Эти подходы характеризуются следующими основными особенностями:

- компания располагает собственными средствами по бурению и реконструкции скважин (ОАО «Сургутнефтегаз»);
- сервисные услуги по бурению и реконструкции скважин оказываются сторонними сервисными организациями на условиях подряда (ОАО «ЛУКОЙЛ»);
- смешанная система оказания услуг (в последнем случае к работам по строительству и реконструкции скважин привлекаются как аффилированные, так и сторонние организации, примером такой организации работ является ОАО «НК «Роснефть»).
- В рамках любого из описанных подходов ценообразование строительства и реконструкции скважин является ключевым показателем, во многом определяющим успешность развития бизнеса компании в целом. Независимо от того, с какой целью осуществляется процесс ценообразования – для определения себестоимости оказываемых услуг или же для формирования условий проведения тендерных торгов по привлечению к оказанию услуг сторонних организаций, сама по себе система должна способствовать формированию стоимости строительства скважин, адекватной реально затрачиваемым на осуществление этого процесса ресурсам. Возможности использования системы ценообразования и сметного

нормирования для управления эффективностью строительства скважин отражены в таблице 1.

К сожалению, существующая система ценообразования в области бурения скважин далека от совершенства. Будучи разработанной в 80-е годы прошлого столетия, она не учитывает коренных изменений, произошедших в характере производства. Кроме того, ряд особенностей самого процесса строительства скважин обуславливают необходимость постоянного обновления системы.

- За последние годы существенно увеличилась сложность сооружаемых объектов. Широкое распространение получили скважины с большой протяженностью и сложным профилем горизонтальных окончаний стволов скважин, многоствольные скважины, скважины со сложной конструкцией забоя, предназначенные, в частности, для осуществления многозонного гидроразрыва пластов.

- Активно внедряются в практику бурения новые технологии и технические средства, ранее не используемые в данном процессе.

Таблица 1.
Потенциальные возможности управления эффективностью строительства скважин с помощью инструментов системы ценообразования и сметного нормирования

Фаза инвестиционного цикла	Цели и задачи	Возможности управления эффективностью	Необходимые инструменты управления
Преинвестиционная	<ul style="list-style-type: none"> • Определение инвестиционных возможностей; • Анализ альтернативных вариантов проектов и выбор проекта; • Заключение по проекту; • Принятие решения об инвестировании. 	Определение оптимальных условий инвестирования, обеспечивающих скорейшую окупаемость и эффективность вложений	Математическое моделирование стоимости создания объектов инфраструктуры системы обустройства месторождения (в том числе скважин) на основе укрупненных сметных нормативов (УСН)
Инвестиционная	<ul style="list-style-type: none"> • Определение сроков и объемов инвестирования; • Составление плана финансирования проекта. 	Выбор оптимальной схемы инвестирования и ее параметров на основе сравнительного анализа альтернативных вариантов.	Формирование объективной оценки стоимости проекта на основе УСН
Операционная (производственная)	<ul style="list-style-type: none"> • Непосредственное осуществление производственных операций, связанных с взаиморасчетами с контрагентами; • Формирование денежных потоков, анализ которых позволяет оценивать экономическую эффективность данного инвестиционного проекта. 	<ul style="list-style-type: none"> • Объективное определение стоимости строительства каждой скважины в зависимости от конкретных геолого-технических условий ее проводки; • Расчет сметной стоимости проекта строительства скважины в целом; • Объективный расчет стоимости 	УСН, актуализированные по времени осуществления операций и геолого-технических условий их осуществления.

Фаза инвестиционного цикла	Цели и задачи	Возможности управления эффективностью	Необходимые инструменты управления
		сервисных услуг в условиях раздельного сервиса. <ul style="list-style-type: none"> • Оптимизация технологии строительства скважины по критерию достижения максимальной эффективности инвестиций; • Эффективное осуществление тендерных процедур и контрактной деятельности. 	

- Существенно изменяются требования к надежности и промышленной безопасности скважин.

Необходимо отметить также, что действующая в отрасли система определения стоимости бурения существенно отличается от сложившейся в других отраслях гражданского и промышленного строительства системы тем, что там стоимость прямо или косвенно регламентируется на государственном уровне. При бурении же скважин единые подходы к определению стоимости отсутствуют. К числу особенностей процесса бурения, коренным образом отличающего его от других видов капитального строительства зданий и сооружений, относится также его обусловленность уникальными особенностями геологического строения месторождений, на которых сооружаются скважины.

Все вышеперечисленное делает систему ценообразования бурения скважин одной из наиболее проблемных составляющих развития инвестиционной деятельности в данном бизнес-направлении.

Текущее состояние дел в этой области характеризуется отсутствием современных методологических и нормативных основ определения стоимости строительства скважин, методов её мониторинга и анализа. Процесс планирования капитальных вложений осуществляется нефтяными компаниями различными способами. Некоторыми из них объемы капитальных вложений рассчитываются на основании фактических или плановых ставок буровых подрядчиков (поставщиков ценообразующих материалов, сервисных услуг) и сценарных условий развития, согласованных

в компании. Другими для этих целей используются «ценовые коридоры», которые устанавливаются на базе средневзвешенных цен и физических объемов заказов на отраслевом рынке. Оба рассмотренных варианта основаны на использовании информации, поступающей извне. По сути условия планирования и, как следствие его результаты, диктуются контрагентами. Именно поэтому, с точки зрения заказчика услуг по строительству скважин, такие прогнозы не имеют под собой достоверного обоснования.

Реальными инструментами решения проблем инвестиционного планирования для нефтяных компаний могут стать следующие:

- создание систем корпоративного мониторинга собственных фактических затрат на строительство скважины, в том числе по этапам работ, видам сервисных услуг, основным материальным ресурсам и оборудованию;
- разработка современных стоимостных нормативов различного уровня детализации.

Поскольку скважина представляет собой объект капитального строительства, при ее сооружении должны соблюдаться нормы градостроительного законодательства, регулирующие вопросы строительного ценообразования. В настоящее время сметная стоимость строительства скважин определяется путем подготовки в составе проектной документации сметных расчетов. При этом возникает закономерный вопрос: насколько сметная стоимость, определенная в составе проектной документации, соответствует современной действительности, каким образом она согласуется в дальнейшем с теми работами, которые выполнены на строительной площадке, а также с контрактной и фактической стоимостью?

В подавляющем большинстве случаев сметная стоимость современных скважин определяется с использованием устаревшей сметно-нормативной базы 1984 г. При этом методическую основу этого процесса составляет ВСН 39-86 «Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ», а нормативную – сборники элементарных сметных норм и единых районных единичных расценок на строительные конструкции и работы (СНиП 4-2-82. Сборник 49 «Скважины на нефть и газ» и СНиП 4-5-82. Сборник 49 «Скважины на нефть и газ» соответственно). Используемый в сметах принцип индексации предельно прост. Для перехода к более «современным» ценовым показателям применяются директивно установленные единые индексы по смете в целом. Часто индексация ограничивается переходом к уровню цен 1991 г., реже производится дальнейшая индексация к так называемым «текущим» ценам.

Некоторые разработчики сметной документации используют смешанные цены. Сметная стоимость основных этапов работ (подготовительных и вышкломонтажных работ, бурения, крепления,

испытания скважин на продуктивность) определяются нормативно в базисном уровне цен 1984 (1991) г., а отсутствующие в базе современные виды работ и сервисных услуг (геофизические исследования, телеметрия, долотный сервис, супервайзинг и др.) относятся к прочим затратам и учитываются в текущем ценовом уровне по данным контрагентов.

Наконец, отдельные проектные институты составляют сметную документацию в текущих ценах. В данном случае, казалось бы, сметная стоимость должна быть наиболее адекватна реальным рыночным условиям и «полезна» для дальнейших этапов инвестиционно-строительного процесса. Однако данный подход к ценообразованию содержит в себе серьезную проблему – позиции таких смет не имеют под собой никакого нормативного обоснования, в итоге сметная стоимость оказывается непроверяемой для заказчика и оторванной от контрактных цен, выставляемых подрядчиком.

В целом анализ сметной документации на строительство скважин показал, что по своему составу и содержанию она крайне далека от обязательных требований Постановления Правительства РФ от 16.02.2008 № 87, а формирование и распределение затрат в сметных расчетах не соответствует современной технологической структуре капитальных вложений в объекты капитального строительства (скважины в их числе).

Противоречия между сложившейся структурой сметных расчетов на строительство скважин и современной регламентированной структурой сметной стоимости заключаются, главным образом, в следующем:

- Затраты на оплату труда рассредоточены между сметными расчетами (главами сводного сметного расчета) и статьями затрат. Выделить и оценить сметную стоимость оплаты труда в существующей структуре сметной стоимости строительства скважины без дополнительных расчетов не представляется возможным.
- Амортизация бурового оборудования в сметных расчетах рассчитывается на основании не действующих сегодня норм амортизационных отчислений и коэффициентов оборачиваемости, а марки оборудования принимаются из сметно-нормативной базы 1984 (91) г.г. «применительно»;
- Выделение в отдельные главы Сводного сметного расчета, как это устанавливает ВСН 39-86 «Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ», накладных расходов и плановых накоплений не позволяет сформировать сметную стоимость этапов строительства - подготовительных работ (при их наличии), вышкомонтажных работ, бурения и крепления, испытания скважины на продуктивность.

Накладные расходы являются звеном в издержках подрядчиков, а прибыль (сметная) - необходимый элемент договорной цены на выполнения

работ и услуг. В современных условиях требуется обозначить затратные составляющие отдельных организаций, участвующих в создании продукции.

В целом используемые в расчетах нормативы и, как следствие, сметная документация, не отражают современных проектных решений, технологий производства отдельных видов работ и сервисных услуг, реально применяемых материалов и оборудования. Вот лишь несколько красноречивых примеров неадекватности сложившегося в отрасли и используемого до сих пор порядка сметного ценообразования современному рынку.

Результатами структурного анализа [3] установлено, что у всех разработчиков сметной документации в общей структуре стоимости строительства скважин доля материалов, отсутствующих в сметно-нормативной базе, значительно превышает долю материалов, стоимость которых нормируется. При этом в случае отсутствия стоимости материальных ресурсов в сметно-нормативной базе она определяется одним из двух способов: базисно-индексным (цены сметно-нормативной базы с установленной индексацией) или ресурсным (по прайс-листам в текущем уровне цен с обратной индексацией в базисный ценовой уровень). Усредненная структура относительной сметной стоимости материальных ресурсов в зависимости от способа их определения представлена на рисунке 4.

Иллюстрацией искажений, допускаемых в сметных расчетах, может служить структура оплаты труда персонала. Зачастую эта статья затрат относится на «Прочие работы и затраты». Фактически же, в структуре полной оплаты труда эти затраты занимают от 40 до 95 %, что совершенно не отражает современных условий формирования оплаты труда рабочих, участвующих в процессе строительства скважин.

Проведенная диагностика системы ценообразования при строительстве скважин позволяет обозначить подходы к совершенствованию механизмов управления в этой области, к реализации которых возможно приступить уже сегодня.

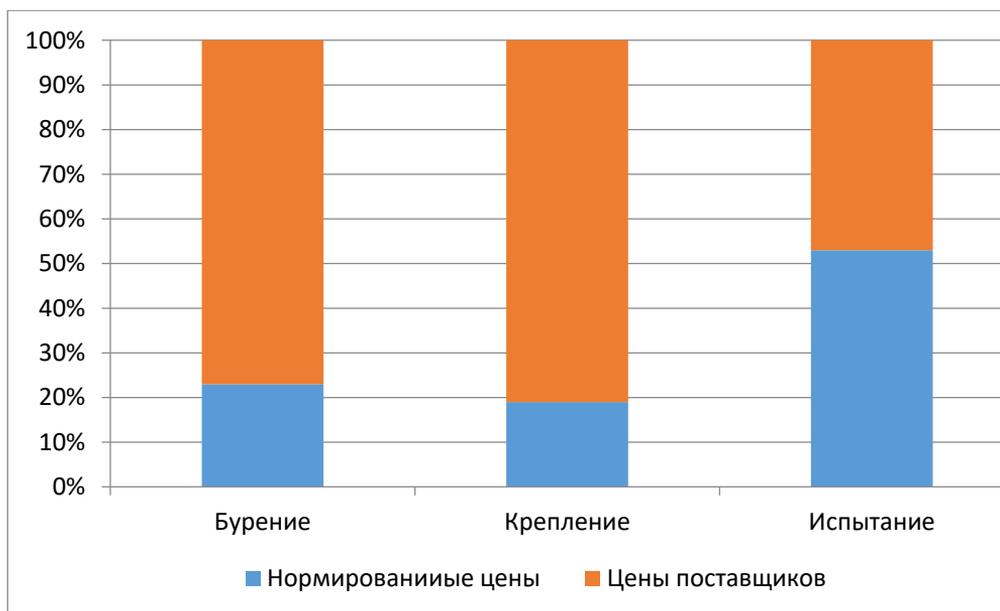


Рис. 4. Характеристика относительной доли нормируемых затрат в структуре сметной стоимости строительства скважин, %.

- формирование сметной стоимости строительства скважин в текущем уровне цен;
- использование нормативного и проектного подходов или их сочетания при определении сметной стоимости строительства;
- трансформация форм сметной документации с учетом возможностей распределения сметных затрат по отдельным этапам строительства, видам работ и сервисных услуг;
- разработка порядка подготовки модифицированных сметных расчётов для формирования заказчиком тендерной сметы на строительство скважин;
- организация систем мониторинга стоимости строительства, в т.ч. по элементам ее структуры;
- разработка порядка и форм определения фактической стоимости строительства.

Реализация представленных предложений, на наш взгляд, позволит формировать стоимость строительства скважин, как объектов капитального строительства, более эффективно, усилить контроль заказчиков над процессами управления стоимостью, адаптированными к современным рыночным условиям двадцать первого века.

Не менее важным аспектом повышения эффективности управления строительством скважин является нормирование затрат времени на проведение отдельных операций и сооружение объекта в целом. Перечень

процессов, при реализации которых данный инструмент может быть использован наиболее эффективно, приведен на рис. 5.

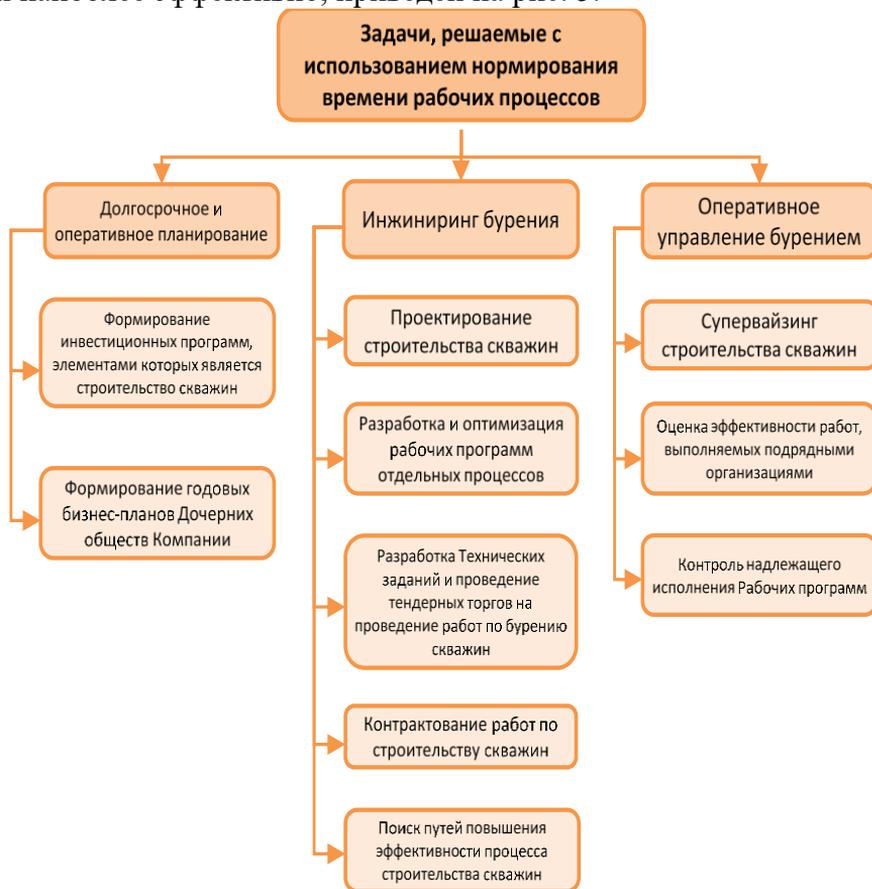


Рис. 5. Потенциальные области использования временных нормативов на строительство скважин.

Главный источник роста производительности труда – непрерывное совершенствование техники, организации производства и технологических процессов. При строительстве скважин любую работу можно выполнить различными средствами, способами, с использованием разнообразной техники и технологий. Процесс строительства скважин представляет собой сложную совокупность самых различных видов работ, имеющих единую цель.

В то же время каждый вид работ представляет собой сложный (комплексный) рабочий процесс, который может быть разделен на простые рабочие процессы. Простым рабочим процессом называется процесс, в результате которого получается определенная продукция или выполняется определенная работа. Отличительной особенностью одного рабочего процесса от другого является их технологическое содержание,

организационная структура и применяемое оборудование. Простые рабочие процессы могут быть разделены на еще более мелкие составляющие: операции, приемы и, наконец, движения. Очевидно, что степень упрощения рабочих процессов должна определяться возможностью решения задач, поставленных перед разработчиками нормативной документации.

7 марта 1986г. № 81/5-86 Постановлением Государственного комитета СССР по труду и социальным вопросам и Секретариата ВЦСПС были утверждены «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые». Срок действия норм установлен с 1987 по 1991 г.г. Данный нормативный документ был разработан Центральной нормативно-исследовательской станцией Министерства нефтяной промышленности СССР совместно с нормативно-исследовательской станцией производственного объединения «Башнефть» Министерства нефтяной промышленности СССР при участии нормативно-исследовательских организаций и предприятий Министерства нефтяной промышленности, Министерства газовой промышленности и Министерства геологии СССР под методическим руководством Центрального бюро нормативов по труду [4].

В основу разработки единых норм времени положены следующие материалы:

- фотохронометражные наблюдения;
- паспорта и технические характеристики оборудования;
- результаты анализа организации труда и мероприятия по ее совершенствованию.

В 2000г. лабораторией экономики труда ВНИИОЭНГа совместно с нормативно-исследовательской станцией НК «Башнефть» при участии нормативно-исследовательских организаций и предприятий ОАО «Газпром» и НК «Роснефть» были разработаны дополнения к единым нормам времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые. Срок действия сборника до 2005г. [4,5].

Со времени введения описанных выше сборников условия бурения скважин существенно изменились, а также появились совершенно новые техника и технологии, используемые для строительства нефтяных и газовых скважин. В этом ряду достаточно отметить новые типы отечественных и зарубежных буровых установок, верхние силовые привода, роторно-управляемые системы, долота типа PDC и прочее. Кроме того, значительно усложнились профили ствола строящихся скважин, помимо наклонно-направленных появились скважины с горизонтальным окончанием, в том числе с большой протяженностью горизонтальной части, а также многоствольные скважины. Вступили в строй вновь открытые месторождения, отличающиеся специфическими геолого-техническими

условиями строительства скважин, что также повлияло на различия во времени выполнения одноименных технологических операций.

Анализируя возможности и перспективы наиболее рационального использования системы нормирования, в качестве основной цели может быть определено обеспечение необходимыми средствами нормирования именно оперативного контроля и управления бурением.

Анализируя перечень задач, представленных на рис. 5, можно сделать вывод о нецелесообразности нормирования простых рабочих процессов. Альтернативой разделения всего процесса строительства скважин на простые рабочие процессы является создание укрупненных нормативов затрат времени. При этом степень укрупнения должна, с одной стороны, обеспечивать эффективное решение поставленных задач, а с другой стороны – способствовать снижению трудозатрат и повышению оперативности работ по самому нормированию.

Другим методологически важным аспектом задачи нормирования является источник информации о фактических затратах времени на отдельные этапы строительства скважин и технологические операции. Выше указывалось: что единственным источником такой информации при создании «Единых норм времени» была фотохронометрия. Данный метод, при всех своих положительных качествах (точность, определенность), требует для своего осуществления существенных трудозатрат. Данное обстоятельство серьезно ограничивает возможный объем измерений и, соответственно, снижает достоверность полученных результатов.

Альтернативой фотохронометражу являются опытно-статистические методы нормирования. Для осуществления опытно-статистического метода нормирования времени необходима информация, в которой приводится перечень основных выполняемых при строительстве скважин операций с указанием затраченного времени на их выполнение. При выборе источника информации для данного метода предлагается принять во внимание следующие обстоятельства. Для обеспечения соответствия проводимых работ по строительству скважин корпоративным стандартам качества, требованиям правил охраны труда, промышленной, пожарной и экологической безопасности и защите окружающей среды практически на всех объектах бурения осуществляются:

- супервайзерское сопровождение;
- инструментальный контроль процесса бурения скважин станцией геолого-технологических исследований (ГТИ).

Согласно профессиональному стандарту № 256 буровой супервайзер в нефтегазовой области в рамках технологического контроля и управления процессом бурения скважины осуществляет информирование Заказчика о ходе производственного процесса бурения [6]. Таким образом, в процессе

супервайзерского сопровождения строительства скважины формируется «Рапорт супервайзера». Указанный документ содержит раздел «суточный отчет», который включает:

- краткое описание суточных работ;
- баланс суточного производительного и непроизводительного времени, затраченного на выполнение основных операций и соответственно простоев.

Анализ содержимого рапортов супервайзера свидетельствует, что данный документ чаще всего содержит информацию о времени, затраченном на выполнение операций за сутки, но в нем не приводится количество таких операций, а, следовательно, информация в таком виде не пригодна для проведения опытно-статистического анализа.

Согласно РД 153-39.0-069-01 составной частью геофизических исследований нефтяных и газовых скважин являются станции геолого-технологического контроля (ГТИ), которые предназначены для осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах ее строительства и ввода в эксплуатацию с целью изучения геологического разреза, достижения высоких технико-экономических показателей, а также обеспечения выполнения природоохранных требований. Одной из технологических задач ГТИ является идентификация и определение продолжительности технологических операций. Таким образом, в процессе инструментального контроля процесса строительства скважины и последующей ручной обработки исходной информации персоналом станции ГТИ и супервайзером формируется «Рапорт станции ГТИ».

Информация из рапортов станции ГТИ содержит раздел «Хронометраж», который в свою очередь включает последовательный хронометраж каждой операции в процессе строительства скважин.

Анализ информации со станций ГТИ, полученной в ходе оперативного контроля за процессом бурения 270 скважин ООО «РН-Юганскнефтегаз», показал, что при правильной статистической обработке на ее основе могут быть получены укрупненные нормативы времени, обладающие необходимой достоверностью и адекватно описывающие реальный процесс строительства скважин. Единожды разработанные укрупнённые нормативы времени должны постоянно обновляться, чтобы оставаться адекватными меняющимся условиям бурения и технологии проводки скважин.

Таким образом, имеющаяся в распоряжении нефтедобывающих компаний информация при ее правильном использовании вполне может служить основой для создания таких инструментов управления, как укрупненные норма времени и затрат на строительство скважин.

Процесс строительства скважин характеризуется рядом особенностей, как роднящих, так и существенно отличающих его от прочих объектов капитального строительства.

- недетерминированность процессов, то есть невозможность однозначного прогнозирования результатов тех или иных действий, технологических операций;
- разнообразие форм взаимоотношений между сторонами процесса (Заказчик и Подрядчики);
- противоречивость целей участников процесса;
- разнообразие инвестиционных возможностей участников процесса.

Говоря о противоречивости целей участников процесса строительства скважин, мы имеем в виду следующее. Заказчик стремится к минимизации затрат на строительство и обеспечению должного уровня потребительских качеств скважин (приемлемые уровни безопасности и коэффициент извлечения нефти), обеспечивающих для него получение максимальной прибыли на этапе эксплуатации объекта. Подрядчик же, в свою очередь, стремится к получению максимальной прибыли на этапе строительства объекта. Данное противоречие приводит к конфликту интересов, что обуславливает необходимость некоего компромисса при разработке и принятии управленческих решений.

Компромисс, учитывающий интересы сторон и обеспечивающий максимальную эффективность процесса строительства скважин, практически недостижим без правильного учета рисков. Сама по себе деятельность в области строительства скважин не может быть безрисковой. Управление рисками - это деятельность, направленная на смягчение влияния внешних и внутренних условий на конечные результаты: защиту от них, их предупреждения, сокращение неблагоприятных последствий.

В практике строительства скважин под рисками обычно понимается вероятность совершения нежелательного события (например, осложнений). По нашему мнению, для того, чтобы управление рисками стало действенным элементом управления, целесообразно говорить о риске, как о потенциально существующей опасности потери ресурсов или недополучения доходов по сравнению с запланированным уровнем или с иной альтернативой. В этом случае главная цель управления риском будет состоять в обеспечении в худшем случае бесприбыльности работы предприятия. Основой для этого является балансировка его величины и потенциальной выгоды с помощью сопоставления положительных и отрицательных финансовых последствий принимаемых решений. Следует обратить внимание, что для управления риском важно знать следующее:

- какие именно виды рисков нужно учитывать;

- какими способами можно ими управлять;
- какой объем риска можно взять на себя.

В сфере банковского бизнеса (также характеризующегося изначальным присутствием рисков) всю область риска принято делить на четыре зоны, в рамках которых вероятные потери не превышают какого-либо уровня. Нам представляется целесообразным использовать в практике данный подход. Тогда можно дать следующие характеристики таким зонам.

- **Безрисковая область.** Эта область характеризуется отсутствием каких-либо потерь при осуществлении процесса строительства и получением, как минимум, расчетной прибыли.

- **Область допустимого риска.** Эта область характеризуется уровнем потерь, не превышающим размеры расчетной прибыли. В этой области еще возможно осуществление данного вида деятельности. Участник процесса рискует только тем, что в худшем случае он просто не получит прибыли, а все произведенные затраты будут окуплены.

- **Область недопустимого риска.** В границах этой области возможны потери, величина которых превышает размер расчетной прибыли, но не больше общего размера расчетной выручки. Такой уровень риска недопустим ввиду того, что участник процесса подвергается опасности потерять всю выручку от данной операции.

- **Область критического риска.** Так обычно называют наиболее опасную зону, в которой возможные потери имеют тенденцию сравняться с величиной собственных средств. Поэтому область критического риска близка к ситуации банкротства. Такой уровень риска ни при каких условиях допустить нельзя.

Из вышеприведенных рассуждений следует, что, в связи с различиями в инвестиционных возможностях, зоны риска могут быть разными для различных участников процесса.

Проблема обеспечения оптимального сочетания интересов заказчика и подрядной организации на данный момент, по нашему мнению, освещена недостаточно и не имеет строгого научного обоснования. Современные методы и подходы к реализации инвестиционных проектов имеют односторонний характер и оцениваются, как правило, исключительно с позиции заказчика, диктующего свои условия. Данная ситуация может привести к серьезным экономическим погрешностям. Начать с того, что для эффективной оценки оптимальности соотношения «заказчик-подрядчик» часто недостает оценочных критериев. Не секрет, что в ходе тендерных процедур по отбору подрядных организаций зачастую главным критерием является стоимость услуг. При этом совершенно упускаются из вида показатели, определяющие размер прибыли, получаемой заказчиком в ходе последующей эксплуатации скважины. Так, уже на стадии подготовки

Задания на проектирование объекта не устанавливаются желаемые значения таких показателей, как:

- предельный срок окупаемости строительства скважины с учетом стоимости добываемой из нее за определенный период нефти;
- максимально допустимый срок строительства скважины;
- допустимый уровень риска возникновения осложнений;
- минимальный коэффициент извлечения нефти.

Именно в результате этого проект на строительство скважины приобрел разрешительный, и не исполнительных характер. При изменении же законодательства в сфере государственной экспертизы проектов данный документ зачастую вообще становится неостребованным. Мы считаем, что следовало бы пересмотреть практику определения необходимости заказа новых проектов. Проект должен делаться не тогда, когда новую скважину не к чему «привязать», а тогда, когда старые проектные решения не обеспечивают достижения изменившихся целевых показателей строительства скважин.

С методологической же точки зрения решение задачи оптимизации интересов заказчика и подрядчика может быть достигнуто, в частности, с использованием метода моделирования композиционной структуры путем разработки алгоритма оптимизации подрядных отношений, основанного на использовании теории графов и комбинаторных методов вычислений. Насколько нам известно, подобный подход с успехом был использован при реализации ряда инвестиционных проектов в сфере промышленного и гражданского строительства.

Выводы и рекомендации.

1. В связи с изменением структуры буровых работ, существенным увеличением их сложности, ростом стоимости отдельных технологических операций, значительно повышается роль управления процессом строительства скважин, как основного рычага обеспечения эффективности капитальных вложений в данную отрасль.

2. Повышение эффективности систем управления бурением невозможно без создания адекватных инструментов такого управления, в частности, укрупненных нормативов затрат времени и средств на осуществление отдельных операций и сооружение объектов в целом.

3. Рациональное сочетание интересов заказчиков и подрядчиков при строительстве скважин является залогом повышения эффективности бурения, его достижение возможно только при правильной оценке и распределении неизбежных в этом бизнес-процессе рисков.

Библиографический список

1. Гнибидин В.Н., Рудницкий С.В. Управление эффективностью раздельного сервиса в бурении: Направления совершенствования ключевых инструментов. ROGTEC Российские нефтегазовые технологии, официальное издание RDCR, вып. 49, 2017, с.74-85.
2. Управление строительством скважин. Интегрированный или раздельный сервис. ISG CONSULTING. Материалы 1-го Круглого Стола Российских Буровых Подрядчиков, М., 2013, http://www.ngv.ru/news/1_y_kruglyy_stol_rossiyskikh_burovykh_podryadchikov/www.rdcr.net.
3. Гнибидин В.Н., Житкова М.В., Дидковская О.В., Ильина М.В., Бакан А.В. Результаты диагностики действующей системы ценообразования на стадии проектирования строительства скважин и пути ее совершенствования. Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». Приложение. № 1, 2014 г. «Нефтяное хозяйство», М., с. 71-75.
4. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые. М., НИИ труда, 1987.
5. Единые нормы времени на бурение скважин. Часть 1. М.- 2000. - 376 с.
6. Единые нормы времени на бурение скважин. Часть 2. М.- 2000. - 227 с.
7. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 27 ноября 2014г. № 942н «Об утверждении профессионального стандарта «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли».

УДК 622.245.67:622.257.1

**АНАЛИЗ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ СПОСОБОВ
КРЕПЛЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ
ВЫНОСА ПЕСКА В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ УРЕНГОЙСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ***Д.С. Тананыхин, В.В. Камоза**Горный университет, Санкт-Петербург, Российская Федерация,
DmitrySPMI@mail.ru*

Пескопроявление в слабосцементированных пластах-коллекторах является одной из наиболее актуальных проблем во многих регионах России из-за того, что, по причине выноса песка и механических примесей, происходит как износ оборудования и преждевременный выход его из строя, так ещё и значительно снижается добыча по действующему фонду скважин. Ежегодно расходуются огромные средства на ремонт скважин, поврежденных в результате выноса песка, а среднее время простоя одной скважины составляет около 30 суток [2].

Пескопроявление – поступление песка в скважину при дренировании слабоустойчивых пород в результате разрушения ПЗП – сопутствует разрушению скелета породы, образованию каверн, каналов различных геометрических форм и размеров [1]. В рамках Уренгойского газоконденсатнонефтяного месторождения (УГКНМ) разрушение призабойной зоны пласта-коллектора происходит, в основном, из-за водопроявлений, которые уменьшают цементирующие свойства глинистых пород. В призабойную зону вода поступает за счёт подъёма уровня ГВК, а также конденсирования влаги, содержащейся в добываемом газе и газоконденсате [2].

Используемые на месторождении методы борьбы лишь частично снижают вынос песка и не решают проблему полностью. Для отсрочки капитального ремонта на 80% действующих скважин на УГКНМ снижают депрессию, но такое решение носит лишь временный характер, и в будущем будет необходима остановка скважин для проведения ремонта (рисунок 1) [5]. Так, большая часть всех газодобывающих скважин ежегодно подвергается пескопроявлению и работает с ограниченным дебитом, а 30 % фонда скважин нуждаются в ремонте из-за образования песчаных пробок. При проведении ремонта в основном используют такие решения, как промывка песчаной пробки, установка противопесочного фильтра, гравийной набивки, проведение обработки призабойной зоны пласта [2].

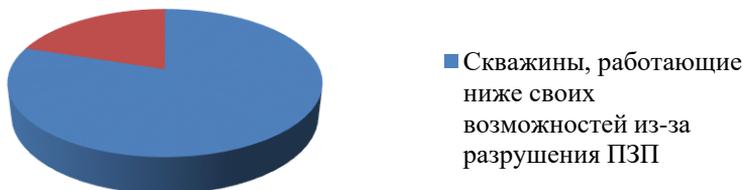


Рис. 1. Доля скважин УГКНМ, с разрушенными ПЗП

Анализ современной литературы показывает, что для борьбы с разрушением ПЗП и выносом песка применяют механические, химические и физико-химические методы (рисунок 2).



Рис. 2. Методы борьбы с пескопроявлениями в добывающих скважинах

Механические методы заключаются в установке скважинных фильтров – проволочных, щелевых, подвесных гравийных, металлокерамических и др. Такие способы в целом являются достаточно эффективными, но скважины, в которых вынос песка является следствием поступления пластовой воды, оборудовать фильтрами нецелесообразно, поскольку проблема выноса песка должна решаться использованием технологий ограничения водопритока.

Химические методы основаны на искусственном закреплении горных пород вяжущими и цементирующими веществами: смолами, цементом с различными добавками, силикатами и т.д. Их эффективность определяется достаточной устойчивостью пород после крепления без значительного ухудшения коллекторских свойств.

К физико-химическим методам относятся методы закрепления пород путем коксования нефти в призабойной зоне пласта (ПЗП), обработки призабойной зоны химреагентами с последующей термической обработкой. Эти методы особенно эффективны при добыче тяжелых, высоковязких нефтей.

К технологическим методам относятся технологии вскрытия слабосцементированных пород и эксплуатации пескопроявляющих скважин: метод ограничения депрессии на пласт; водоизоляция подошвенных вод.

С целью повышения эффективности химических методов предотвращения выноса механических примесей и разрушения ПЗП на базе Санкт-Петербургского горного университета был проведен ряд опытов по созданию раствора для крепления слабосцементированных песчаников (Патент № 2475622 «Способ крепления призабойной зоны продуктивного пласта газовых скважин»). Для исследований использовалось современное высокоточное оборудование научно-исследовательской лаборатории кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» [4].

На основе ряда проведенных экспериментов в качестве профилактических работ по предупреждению пескопроявления рекомендуется использовать метод гидрофобизации, который заключается в отверждении, либо гелеобразовании гидрофобизирующих составов при попадании в обводненные интервалы пласта. В результате чего происходит скрепление слабосцементированных пород призабойной зоны, а также селективное тампонирующее водонасыщенных интервалов пласта, тем самым ограничивается приток пластовой воды в скважину, которая, как известно, также способствует разрушению слабосцементированных пород.

При проведении лабораторных экспериментов породу предварительно подготавливали, очищая от углеводородов, цементирующих и загрязняющих веществ путем экстракции спиртобензольной смесью. Замеряли первоначальные коллекторские свойства образцов керна на установке Coretest Systems TBP-804 (таблица 1.). Проницаемость замеряли по воде, поэтому после замеров просушивали каждый образец при малых расходах газа ($\approx 0,13$ атм.).

Таблица 1.
Коллекторские свойства образцов керна

Наименование образца керна	Проницаемость, мкм ²	Пористость, д.ед
Образец №1	2,29	0,27
Образец №2	2,1	0,25

Через образец № 2 прокачали влагопоглотитель – ацетон для повышения фильтрационно-емкостных свойств коллектора и повышения

адгезионной способности стенок поровых каналов к углеводородам и обработали гидрофобизатором, затем снова просушили. Произвели поступенчатую продувку газом обоих образцов при одинаковом времени воздействия и замеряли потерю масс после каждого повышения давления (рисунок 3).

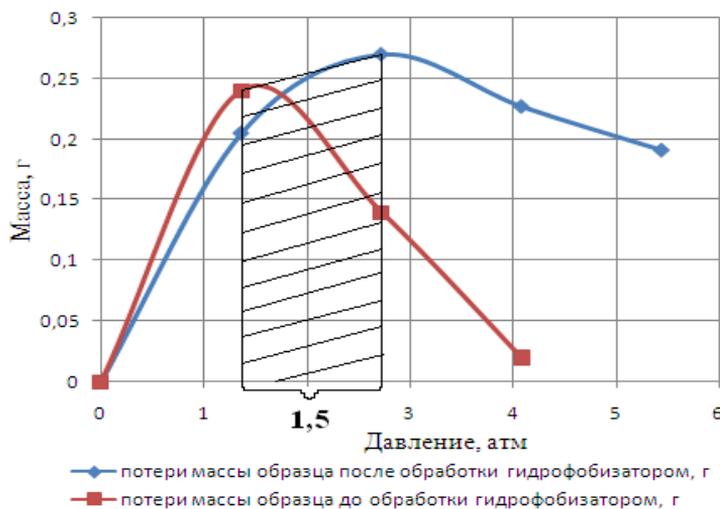


Рис. 3. Зависимость потери массы образцов керна от давления до и после обработки гидрофобизатором

Область применения метода гидрофобизации:

1. Закрепление рыхлых коллекторов и предупреждение пескопроявлений;
2. Предупреждение и ограничение притока вод к добывающим скважинам путём блокирования зон прорыва пластовых вод.

Если же в призабойной зоне скважины произошло нарушение структуры пластовой породы и, как следствие, присутствует пескопроявление, мы рекомендуем использовать химический способ крепления слабосцементированных пород.

Для достижения поставленной цели были проведены эксперименты по закачке в пласт крепящих агентов. Через насыпную модель осуществляли последовательную прокачку водного раствора хлористого кальция и, в качестве тампонирующего состава, водный раствор гидроксида натрия (гидрокарбоната натрия). В результате реакции ионы кальция образуют нерастворимое в воде соединение, т.е. в поровом объеме образуется закупоривающий осадок в виде тонкодисперсной взвеси, а на стенках поровых каналов в виде твердых микрокристаллов. Закачку каждого из указанных растворов производят равными порциями. Предполагается, что полученный в пластовых условиях осадок будет также препятствовать

прорыву пластовых вод, путем изоляции водопроявляющих участков пласта устойчивым в воде осадком, за счет этого будет происходить подключение в разработку застойных и слабодренлируемых зон пласта.

Оптимальные соотношения сухого вещества в растворах определяли стехиометрическими расчетами реакции с вычислением массовых долей и лабораторными исследованиями.

После каждой прокачки проводилось определение проницаемости первоначально по газу, а во второй части эксперимента по жидкости.

Ниже, в качестве примера, приведены результаты обработки образцов керна химическими растворами.

Исходная проницаемость образца керна по газу $K_{пр} = 3,9 \text{ мкм}^2$, пористость $m = 28\%$.

Последовательная прокачка 10% водного раствора CaCl_2 и 13,9% водного раствора NaOH :

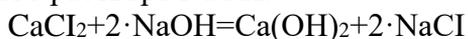


Таблица 2. Результаты последовательной фильтрации водных растворов CaCl_2 и NaOH при последовательном поступенчатом повышении расхода газа, через насыпную модель пласта.

Давление, psi (атм)	Время обработки, с	Выход жидкости	Вынос песка
Замер проницаемости модели по газу: $K_{пр} = 1,26 \text{ мкм}^2$.			
5 (0,34)	90	нет	нет
10 (0,68)		есть	нет
15 (1,02)		есть	нет
20 (1,36)		есть	нет
25 (1,7)		есть	нет
30 (2,04)		есть	нет
Замер проницаемости модели по газу: $K_{пр} = 1,88 \text{ мкм}^2$.			
35 (2,38)	90	есть	нет
40 (2,72)		есть	нет
45 (3,06)		нет	нет
50 (3,4)		нет	нет
55 (3,74)		нет	нет
60 (4,08)		нет	нет
Замер проницаемости модели по газу: $K_{пр} = 2,67 \text{ мкм}^2$.			
65 (4,42)	90	нет	нет
---		---	---
95 (6,46)		нет	нет
Замер проницаемости модели по газу: $K_{пр} = 3,17 \text{ мкм}^2$.			

Укрепление призабойных зон данными химическими растворами для газовых скважин можно рекомендовать при следующих параметрах продуктивного пласта:

1. Интервал перфорации не должен превышать 50 м;
2. Техническое состояние скважины должно отвечать условиям задачки в пласт жидкостей под давлением;
3. Выдержанность проницаемости продуктивного пласта по разрезу, в том числе достаточно высокая вертикальная проницаемость.

Характеристика используемых химических реагентов для крепления призабойной зоны и технология его утилизации должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.1007-76 [3].

Выводы

Применение химических технологий по предотвращению пескопроявления на Уренгойском газоконденсатнонефтяном месторождении могло бы являться одним из наиболее эффективных методов благодаря особенностей геологического строения залежей. В настоящее время аналогичные химические технологии активно не применяются, и в связи с этим до сих пор большая скважин подвержена постоянному выносу песка, приводящему к образованию песчаных пробок на забое скважины и износу оборудования.

Библиографический список

1. *Гуныкина Т.А.* Теория и практика эксплуатации подземных хранилищ газа в слабосцементированных коллекторах / А.Т. Гуныкина, В.А. Васильев // Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2014, 125 с.
2. *Ланчаков Г.А.* Применение пенных систем для снижения пескопроявлений / Г.А. Ланчаков, В.Н. Москвичев, А.Я. Хавкин, А.В. Сорокин // ООО «Газпром добыча Уренгой», М.: «Недра-Бизнесцентр», 2008, 366 с.
3. *Тананыхин Д.С.* Состав на основе водных растворов хлорида кальция и гидрокарбоната натрия для крепления слабосцементированных пород при разработке нефтяных и газовых месторождений / Д.С. Тананыхин, А.В. Петухов // Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2012, 10 с.
4. *Тананыхин Д.С.* Разработка химического способа обработки призабойной зоны для ограничения выноса песка в нефтяных скважинах / Д.С. Тананыхин, А.В. Петухов // Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2013, 7 с.
5. *Чемезов П.В.* Исследование влияния разрушения призабойной зоны пласта на производительность скважин (на примере Ямбургского и Уренгойского ГКМ) // Краснодар, 2004, 28 с.

УДК 622.245; 519.6

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА НАГРУЗОК, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ ДИНАМИЧЕСКОМ И УДАРНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ В ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ, КАК ОБОСНОВАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПРОЧНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ¹*Ф.А. Агзамов* ²*А.О. Белоусов*¹*ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа*²*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени*

Аннотация. Отсутствие регламентированных требований к свойствам тампонажных растворов применяемых для изоляции затрубного пространства нефтяных и газовых скважин, требуют разработки специальной методики для обоснования прочности цементного камня. На основе промыслового анализа, лабораторных исследований и проведенных расчетов сформулированы требования к прочности цементного камня с учетом глубины спуска цементируемых обсадных колонн по вертикали, их диаметров, а также нагрузок возникающих на крепь скважины в процессе ее строительства.

Ключевые слова. Цементный камень, нарушение контакта, нагрузки на крепь скважины, прочность цементного камня, обсадные колонны, «самовосстанавливающиеся» системы.

Первый опыт цементирования обсадных колонн нефтяных скважин относится к 19 веку (в 1859 г. Г.Д. Романовский использовал цемент, как средство борьбы с обводнением скважин) [1]. Впоследствии, цементирование затрубного пространства, с использованием разновидностей портландцементов или тампонажных смесей, приготовленных на их основе, стало основным способом разобщения пластов в нефтяных и газовых скважинах.

Не смотря на многолетний опыт использования тампонажного раствора на основе цемента, до сих пор нет научно обоснованных, подтвержденных промышленными результатами, требований к его технологическим свойствам, в частности к прочности образуемого цементного камня.

Часто, подрядчики по цементированию, буровые компании и недропользователи, при разработке рецептур тампонажных растворов используемых на месторождениях РФ, требования к прочности цементного камня устанавливают в соответствии с ГОСТ 1581-96. На наш взгляд — это не

корректно. Требования указанного ГОСТ распространяются на портландцементы без добавок, которые практически не используются при цементировании обсадных колонн. Соблюдение этих требований необходимо только при контроле качества применяемого цемента. По нашему мнению, при разработке рецептур тампонажных растворов необходимо учитывать реальные нагрузки, действующие на цементное кольцо в процессе строительства скважин.

Известно, что на крепь скважины действуют напряжения способные разрушить как цементное кольцо, так и нарушить герметичность контакта цементного камня с колонной и породой:

- избыточное внутреннее давление при опрессовке обсадной колонны на герметичность, проведении гидроразрыва пласта (ГРП);

- динамические и ударные нагрузки при проведении перфорации, работе бурильной колонны при разбурировании моста (стакана), оснастки низа обсадной колонны в процессе углубления или нормализации забоя скважины.

К примеру, как показал, проведенный нами анализ качества цементирования обсадных колонн построенных на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» скважин, доля сплошного контакта цементного камня с колонной снижается более чем в два раза после разбурирования башмака обсадной колонной для последующего углубления скважины, или нормализации забоя (рисунок 1).

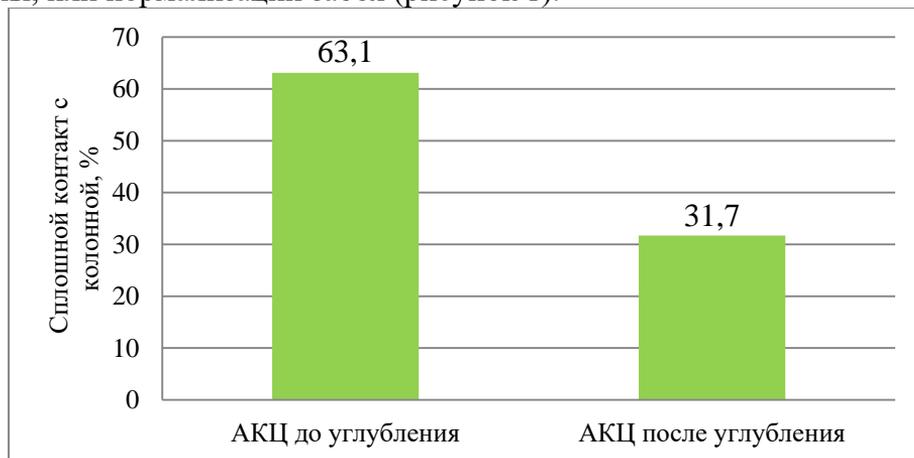


Рис. 1 – Доля сплошного контакта цементного камня с обсадной колонной до и после разбурирования башмака обсадной колонны (по данным акустической цементометрии - АКЦ).

Ухудшение (нарушение) контакта происходит за счет воздействия ударных нагрузок бурильной колонны, о стенки обсадной колонны, при роторном бурении. При этом, чем выше интенсивность искривления ствола

скважины, тем сильнее проявляется эффект нарушения контакта цементного камня с обсадной колонной (Рисунок 2).



Рис. 2 – Зависимость между интенсивностью искривления ствола скважины и долей сплошного контакта цементного камня с колонной

При проведении ГРП нарушение контакта цементного камня с обсадной колонной проявляется еще сильнее, чем при углублении скважины (Рисунок 3).

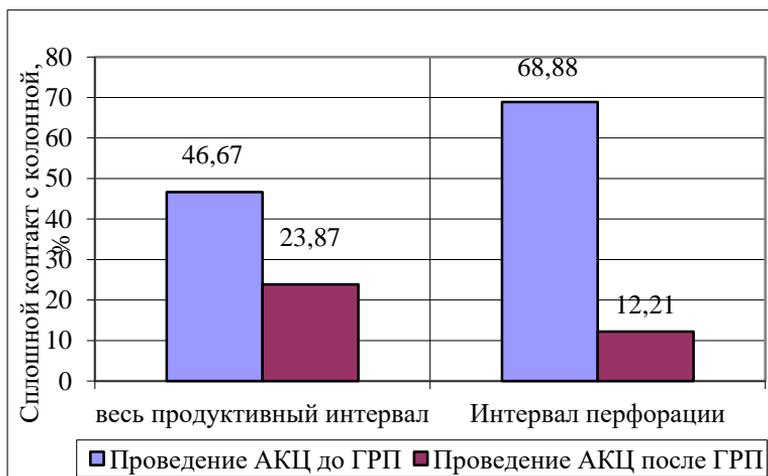


Рис.3 – Доля сплошного контакта цементного камня с обсадной колонной до и после проведения гидроразрыва пласта (по данным акустической цементометрии - АКЦ).

Таким образом, на основании проведенного анализа, с большой степенью достоверности можно утверждать, что прочность цементного камня, применяемого для изоляции продуктивных интервалов не всегда достаточна для сопротивления действующим нагрузкам.

На основании известных формул и зависимостей [1-3] нами были произведены расчеты напряжений, действующих на эксплуатационную обсадную колонну при проведении различных технологических операций на месторождениях Западной Сибири (перфорация, углубление, ГРП, опрессовка) в процессе строительства скважины, при этом было установлено, что:

- с ростом глубины скважины увеличиваются нагрузки на цементное кольцо при проведении ГРП, опрессовке обсадной колонны и углублению скважины;
- при перфорации с ростом глубины скважины, нагрузки на цементное кольцо снижаются;
- увеличение диаметра обсадной колонны, в основном негативно влияет на прочность цементного камня за исключением разбуривания цементного стакана (рисунки 4, 5).

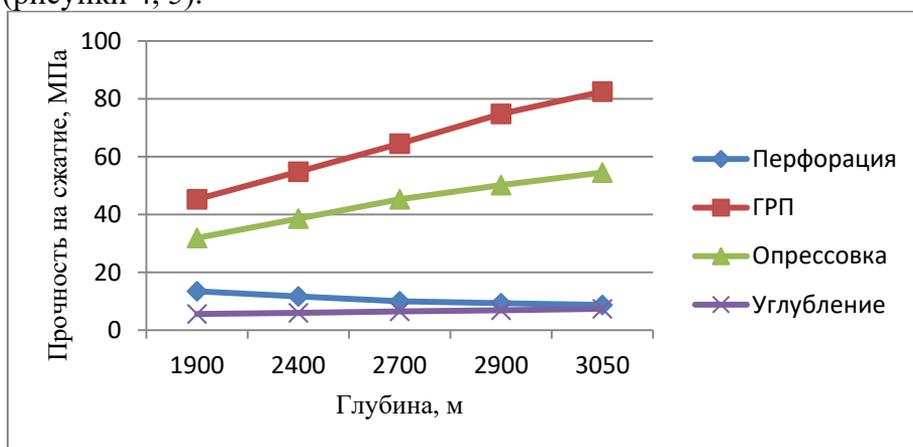


Рис. 4 – Изменение требований к прочности цементного камня в зависимости от глубины спуска обсадной колонны по вертикали

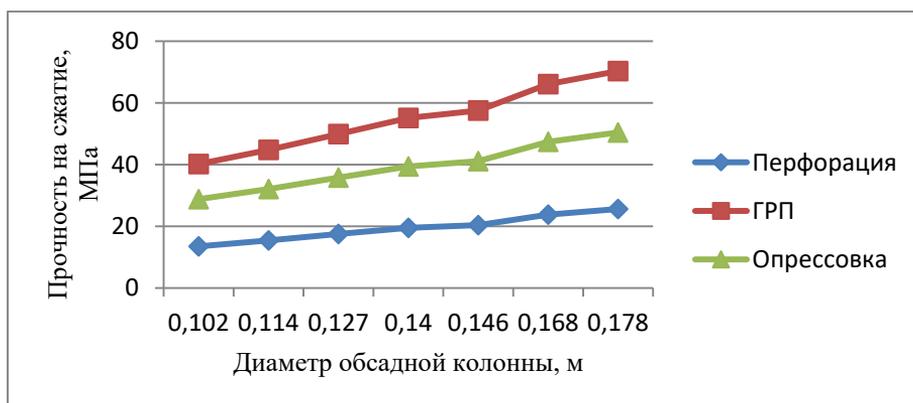


Рис.5 – Изменение требований к прочности цементного камня в зависимости от диаметра обсадной колонны

Анализ полученных расчетных данных, показывает, что:

– в обсадных колоннах с диаметром не более 127 мм, основные нагрузки на крепь скважины возникают при разбурировании башмака (цементного стакана), проведении опрессовки обсадной колонны и проведении ГРП;

– в обсадных колоннах, диаметр которых превышает 127 мм, основные нагрузки на крепь наблюдаются при проведении вторичного вскрытия пласта с использованием кумулятивного перфоратора, проведении опрессовки обсадной колонны, и при проведении ГРП;

– при проведении опрессовки обсадной колонны в момент «СТОП», в скважинах в которых впоследствии не планируется проведения ГРП, требования к прочности цементного камня не значительны.

Проведенные расчеты для конкретных геолого-технических скважинных условий месторождений ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» позволили сформулировать требования к прочности цементного камня, располагаемого в продуктивном (нижнем интервале) затрубного пространства скважин (таблица 1).

Таблица 1 –

Требования к прочности на сжатие цементного камня для крепления нефтяных и газовых скважин

Проведение ГРП	Время проведения опрессовки обсадной колонны	Время твердения тампонажного состава, суток	Глубина скважины по вертикали, м				
			1800 - 2050	2050 - 2300	2300 - 2550	2550 - 2800	2800 - 3050
			Прочность на сжатие, МПа				
Требования к прочности цементного камня для цементирования обсадных колонн диаметром более 102 мм до 127 мм включительно							
Нет	в момент «СТОП»	1	7,8	8,4	9	9,6	10,2
	после ОЗЦ*	1	23,8	28,8	33,8	36,2	38,2
Да	в момент «СТОП»	1	7,8	8,4	9	9,6	10,2
		30**	33,2	40,2	47,2	51,3	55,6
	после ОЗЦ*	1	23,8	28,8	33,8	36,2	38,2
		30**	33,2	40,2	47,2	51,3	55,6
Требования к прочности цементного камня для цементирования обсадных колонн диаметром более 127 мм до 146 мм включительно							
Нет	в момент «СТОП»	1	15,9	13,9	11,9	11,1	10,4
	после ОЗЦ*	1	37,1	44,9	52,7	57,3	61,6
Да	в момент «СТОП»	25***	15,9	13,9	11,9	11,1	10,4
		30**	41,6	50,5	59,2	63,4	66,8
	после ОЗЦ*	1	34,1	41,1	48,2	51,5	54,5
		30**	41,6	50,5	59,2	63,4	66,8
Требования к прочности цементного камня для цементирования обсадных колонн диаметром более 146 мм до 178 мм включительно							

Нет	в момент «СТОП»	1	7,4	5,8	4,6	4,1	3,9
	после ОЗЦ*	1	34,1	41,1	48,2	51,5	54,5
Да	в момент «СТОП»	25***	7,4	5,8	4,6	4,1	3,9
		30**	47,5	57,6	67,6	73,5	78,9
	после ОЗЦ*	1	34,1	41,1	48,2	51,5	54,5
		30**	47,5	57,6	67,6	73,5	78,9

Примечания к таблице 1: * - ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

** – среднее время между окончанием цементирования и проведением ГРП на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»;

*** – среднее время между окончанием цементирования и проведением перфорации обсадной колонны на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

Учитывая, что при разработке рецептов тампонажных растворов в большинстве случаев прочность цементного камня определяется по истечении 1 суток твердения. Нами были проведены масштабные (испытано более 700 образцов тампонажных растворов и 1500 цементных камней) лабораторные исследования, целью которых являлось выявить зависимость между временем твердения цементного камня и его прочностью на сжатие. Установлено, что набор прочности цементного камня подчиняется в большинстве случаев полиномиальному закону, и можно описать уравнениями, представленными на рисунке 6.

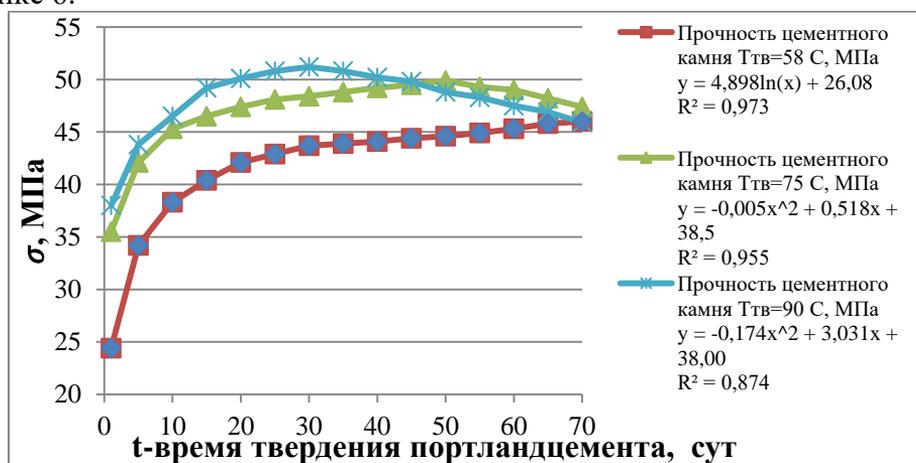


Рис. 6 – Изменение прочностных характеристик камня, через различные интервалы твердения при температурах 58 °С, 75 °С и 90 °С

Следует отметить, что, используя представленную в данной работе методику, можно произвести расчет требуемых значений прочности цементного камня для любых геолого-технических условий строительства скважин.

Практика разработки цементных растворов показывает, что в основном тампонажные составы нормальной плотности образуют цементный камень, прочность которого через одни сутки твердения при температуре от 60 до 90 °С (статическая температура в интервале продуктивных пластов на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь») находится в пределах от 14,0 до 30 МПа. Соответственно если в скважине впоследствии не планируется проведение ГРП, а опрессовка для определения герметичности обсадной колонны производится в момент «СТОП» процесса цементирования (допускается «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 12 марта 2013г.) то применяемые тампонажные составы должны обеспечить надежное качество разобщения пластов.

При проведении ГРП, а также, если опрессовка обсадной колонны производится после ОЗЦ, цементный камень, полученный из «базовых» рецептур тампонажных растворов не способен сопротивляться действующим на него нагрузкам. В этих случаях необходимо применять составы с повышенной прочностью цементного камня - до 35,0 МПа через 1 сутки твердения, например, составы с пониженным водоцементным отношением, а в случаях, если требуемая прочность цементного камня выше возможного предела, необходимо применять «самовосстанавливающиеся» системы [4]. Эти составы применяются на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» при цементировании эксплуатационных колонн в скважинах с повышенным риском возникновения водоперетоков (малый размер - менее 0,5 м, или отсутствие непроницаемой перемычки между водо- и нефтенасыщенными частями пласта, значительное превышение пластового давления в водонасыщенной части пласта над давлением в нефтенасыщенной части). На сегодняшний день с «самовосстанавливающимися» составами проведено цементирование около 200 эксплуатационных колонн скважин, в 80 % из которых были произведены гидроразрывы пластов. Данные промысловых исследований (термометрия) показывают, что при их применении количество заколонной циркуляции жидкости в среднем в 10 раз меньше чем при применении тампонажных растворов без специальных свойств, что косвенно подтверждает приведенные в данной работе выводы о том, что цементное кольцо, полученное из большинства применяемых в настоящее время тампонажных составов не способно противостоять действующим на него нагрузкам при проведении ГРП.

Таким образом, в ходе проведенных лабораторных исследований, анализе промысловых данных и расчетов были установлены требования к прочности цементного камня, предназначенного для изоляции продуктивных интервалов, на примере условий строительства скважин месторождений ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь». При этом подтверждено, что в большинстве случаев при проведении ГРП цементное кольцо, получаемое при применении

«базовых» тампонажных составов не способно противостоять действующим на него нагрузкам, в этих случаях для обеспечения надежной изоляции затрубного пространства требуется применение специальных мероприятий – в частности использование «самовосстанавливающихся» систем.

Библиографический список

1. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине / А.И. Булатов. – М.: Недра, 1990. – 409 с.
2. Агзамов Ф.А., Самсыкин А.В., Губайдуллин И.М., Тихонов М.А., Семенов С.Ю., Мулюков Р.А. Моделирование динамических воздействий на крепь скважины на основе метода конечных элементов // Нефтегазовое дело: научн. техн. журн. – Т. 9. – 2011. – № 4. – С. 18–24.
3. Алексеев Л.А. Причины нарушения и повышение долговечности крепи скважин: Учеб. пособие / Л.А. Алексеев [и др.]. – Уфа: изд-во УГНТУ, 2002. – 70 с.
4. Бакиров Д.Л., Бурдыга В.А., Ковалев В.Н. Предупреждение возникновения водоперетоков применением самовосстанавливающихся составов для крепления скважин// Нефтяное хозяйство – 2016 - № 8 С. 36 – 39.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ 3D ВИЗУАЛИЗАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ

И.С. Горожанкин, Г.С. Мозговой

ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара, Россия

ivangor1999@yandex.ru, GSMozgovoi@mail.ru

Зачастую, при рассмотрении какой-либо технологически сложной ситуации (например, технология проведения ловильных работ), возможность 3D визуализации поможет нам лучше понять, каким образом проходит данный процесс. Наглядная 3D визуализация процессов позволит развивать человека, улучшая его объемное мышление, чтобы лучше разобраться в каком-либо процессе, что в свою очередь повысит эффективность работ.

Самые основные плюсы 3D визуализации — это точность в создании модели, скорость и экономичность. Работа на компьютере в современных программах позволяет более точно создавать 3D модели, благодаря этому мы сможем посмотреть, как будет проходить интересующий процесс, как работает инструмент, смоделировать все те условия, которые необходимо

решить. А печать позволит заранее увидеть вживую то, что мы хотим изготовить на производстве.

Выполняя технологические разрезы в проектируемых моделях сложного оборудования, мы сможем с большей эффективностью найти решение конструкционных проблемы. Также, благодаря распечатке на 3D принтере при помощи пластика, это будет иметь ряд преимуществ, а именно, это будет проще, быстрее и дешевле, а так же упростит её транспортировку. В качестве примера приведены компьютерные 3D модели аварийного инструмента метчик выполненные в системе трехмерного моделирования КОМПАС-3D целиком и с вырезом четверти (Рис. 1 и 2).

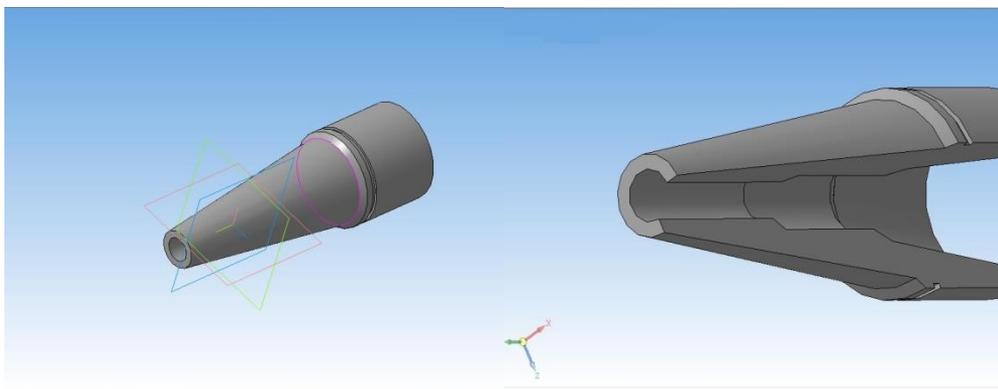


Рис. 1 - 3D модель метчика выполненная в системе трехмерного моделирования КОМПАС-3D

Рис. 2 - 3D модель метчика с вырезом четверти выполненная в системе трехмерного моделирования КОМПАС-3D

А также распечатанные в миниатюре на 3D принтере Рис. 3 и 4.

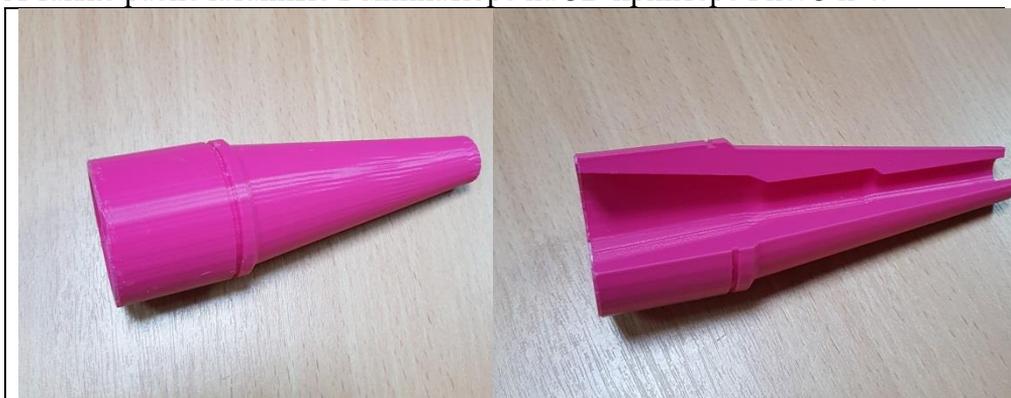


Рис. 3 - Фото модели метчика распечатанного на 3D принтере

Рис. 4 - Фото модели метчика с вырезом четверти распечатанного на 3D принтере

Благодаря 3D визуализации, мы планируем упростить решение различных профессиональных задач, обучать будущих инженеров и повышать квалификацию инженеров со стажем работ.

ОПИСАНИЕ ПОДХОДА К ОПРЕДЕЛЕНИЮ СТРЕССОВОГО РЕЖИМА

Н.Б. Есмаханов¹, Г.С. Мозговой²

*¹НАО «ЗКАТУ» им. Жангир хана, г. Уральск, Казахстан,
nurimjan_93@mail.ru*

²ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара, Россия, GSMozgovoi@mail.ru

Важную структурообразующую роль на месторождении Урихтау играют дизъюнктивные нарушения. Формирование локальных структур в зонах разломов на первый взгляд может быть объяснено, дифференцированными вертикальными поднятиями блоков фундамента, прилегающих к разломам, которые осложнены сдвигами, а также горизонтальными послойными перемещениями внутри осадочного чехла в условиях тангенциального сжатия.

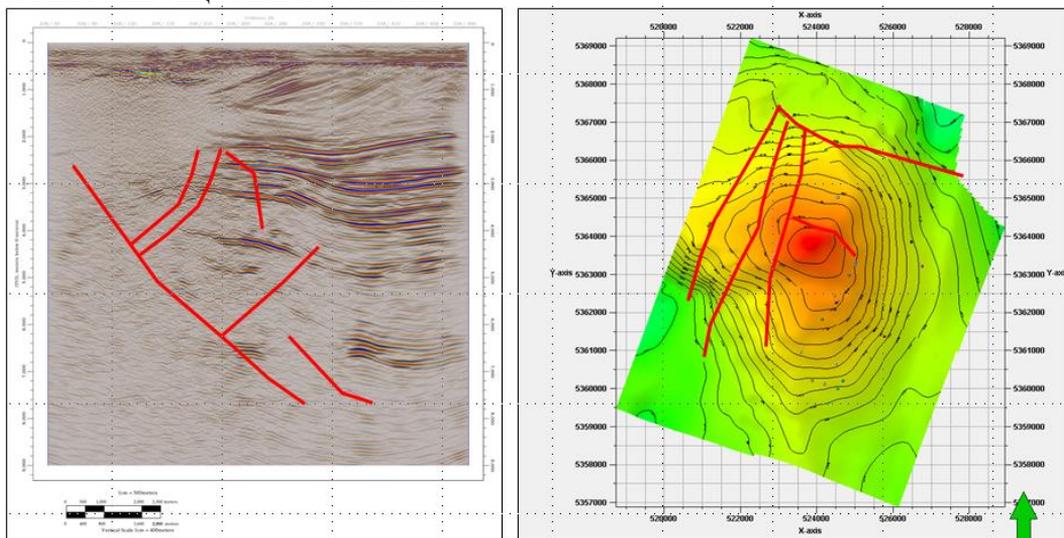


Рис. 1. Сейсмический разрез с выделенными системами разломов

Поверхности КТ-I и МКТ горизонтов рассмотрены по интерпретированным сейсмо данным на наличие конкретных тектонических структур, таких как складки и сбросы, в результате чего подтвердилось

В результате данного анализа, можно констатировать, что процессы протекающие для нашей рассматриваемой области, едины для всей площади на этапе формирования области №1 и характеризуются активной тектонической деятельностью, а именно горизонтальным послойным перемещением внутри осадочного чехла в условиях тангенциального сжатия, что послужило причиной формирования локального поднятия. Отчетливо выделяется система разломов, которая своей структурой в разрезе и в плане указывает на наличие сдвиговой составляющей.

На этапе формирования структуры №2 мы наблюдаем смену тектонической деятельности с активной фазой на пассивную, что свидетельствует несогласным залеганием области №2 на области №1. В результате происходит осадконакопление и формирование критической массы (горного давления), после чего происходит внедрение солевой толщи в зону №1 и заполнением области №3. Данный процесс сопровождался формированием поднятия, которое в последующем было эродировано.

Области №4 залегает горизонтально на области №2, данная область характеризуется спокойной тектонической обстановкой с преобладающей вертикальной составляющей куба напряжений.

Отдельно рассмотрена кинематика движения областей номер 1, выделена система правостороннего сдвига, которая характеризуется наличием зон сжатия и растяжения. Зоны сжатия расположены в краевых частях, характеризуются формированием систем сбросов – грабенов. Центральная часть характеризуется формированием зоны растяжения (пулл-апарт), а именно поднятой зажатой части. При прослеживании и анализе разломов по разрезу наблюдается формирование структуры пальмовой ветви, характерной для сдвиговых систем растяжения.

Суммируя полученный результат относительно природы разрывных нарушений, кинематической модели движения блоков, можно предположить наличие двух областей. Верхняя часть разреза может характеризоваться сбросовым тектоническим режимом (область номер 1 и 2), нижняя часть разреза (область номер 3 и 4) характеризуется сдвиговым тектоническим режимом.

КРИТЕРИИ ПОДБОРА СКВАЖИН НА ГАЗЛИФТНЫЙ СПОСОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН

Р.М. Жакиев¹, Г.С. Мозговой²

*¹НАО «ЗКАТУ» им. Жангир хана, г. Уральск, Казахстан,
nurimjan_93@mail.ru*

²ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара, Россия, GSMozgovoi@mail.ru

Проектирование перевода скважин на непрерывный газлифтный способ эксплуатации начинается с анализа информации о геологических характеристиках месторождения, о свойствах нефти, газа и воды и т.д., на основании которых, определяют техническую возможность применения данного способа эксплуатации скважин.

В зависимости от конкретных условий месторождения и геолого - технических характеристик скважин применяют непрерывный и периодический газлифтные способы эксплуатации. В первом случае газ непрерывно вводят на заранее установленной глубине в подъемную колонну. Во втором газ подают периодически, по мере накопления определенного объема жидкости в подъемных трубах выше запланированного места ввода газа. Решение о возможности применения непрерывного или периодического газлифта в малодебитных скважинах (для газлифтных скважин $Q_{ж} 40 \text{ м}^3/\text{сут}$) зависит от двух факторов:

- рациональное использование газа, т.е. обеспечение нормальной работы скважины при минимальном удельном расходе газа $R_{г}$;
- определение рациональной депрессии на пласт во избежание разрушения его.

Область применения непрерывного газлифта – высокодебитные скважины с высоким газовым фактором и забойным давлением ниже давления насыщения.

В соответствии с этим положением можно в первом приближении провести границу между среднедебитными и высокодебитными скважинами, для определения минимального дебита для скважин, переводимых на непрерывный газлифт:

$$Q = 4 \times \frac{10}{H},$$

где Q - дебит скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$.

H -высота подъема жидкости, при условии, если динамический уровень на глубине скважины:

для КТ1: $H=2800 \text{ м}$, КТ11: $H=3840 \text{ м}$.

Для КТ1: $Q=4 \times 10/2800=14,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ $0,82 = 12 \text{ т/сут}$.

Для КТ11: $Q=4 \times 10 / 3840 = 10,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ $0,82 = 9 \text{ т}/\text{сут}$.

Следовательно, дебит по жидкости переводимы скважин на непрерывный газлифт должен быть не менее 9-12 т/сут (соответственно для КТ1 и КТ11), что подтверждается эксплуатационными условиями методов расчета газожидкостного потока скважин переводимы на газлифт.

Критерии подбора скважин на газлифтный способ эксплуатации

В соответствии с «едиными правилами разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан»:

Конструкция скважин, намеченных на эксплуатацию газлифтным способом, должны удовлетворять требованиям, предъявленным к конструкции газовых скважин.

Техническим проектом на строительство скважины должен предусматриваться подъем тампонажного раствора:

1. за кондуктором - до устья скважин;
2. за промежуточными колоннами - с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны не менее 100 м;
3. за эксплуатационными колоннами:
 - а) для газовых скважин и нагнетательных скважин
 - б) до устья
 - Изучить историю эксплуатации, конструкцию скважин и профиль притока пласта.
 - Изучить геологический разрез добывающих скважин, переводимых на газлифт учитывая текущее положение ВНК и ГНК.
 - Провести промыслово – геофизические исследования по сбору данных для проведения расчета газлифтного подъемника:
 - а) Текущий дебит по жидкости (не менее 9-12 т/сут).
 - б) Обводненность, тип воды и ее плотность.
 - в) Газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$.
 - г) Пластовое давление, МПа.
 - д) Коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут} \times \text{МПа})$.
 - е) Давление на устье скважины, МПа.
 - ж) Буферное давление, МПа.
 - з) Пластовая температура (термометрия), К.
 - и) Намечаемый дебит (для непрерывного газлифта должен быть не менее $40 \text{ м}^3/\text{сут}$).
 - к) Конструкция скважины, и физико-химические свойства добываемой нефти, газа и воды.

Сведения считаются достоверными, если промыслово - геофизические исследования проводились не ранее чем за 1 месяц до перевода.

Исходные данные для проведения расчетов:

- 1) Проектный дебит - $Q_{жст}$ (для непрерывного газлифта должен быть не менее $40\text{ м}^3/\text{сут}$)
- 2) Обводненность - $\beta\text{ в } \%$
- 3) Газовый фактор пластовой нефти – $G, \text{ м}^3/\text{м}^3$.
- 4) Пластовое давление - $P_{пл}, \text{ МПа}$.
- 5) Коэффициент продуктивности- $K, \text{ м}^3/(\text{сут} \times \text{МПа})$.
- 6) Давление на устье скважины (задается в зависимости от условий работы системы сбора) – $P_u, \text{ МПа}$
- 7) Рабочее давление нагнетаемого газа – $P_{гу}, \text{ МПа}$.
- 8) Пластовая температура (термометрия) - $T_{пл}, \text{ К}7$
- 9) Геотермический градиент - $\varpi, \text{ С}^\circ/\text{м}$
- 10) Глубина скважины - $L_c, \text{ м}$
- 11) Диаметр эксплуатационной колонны – $D_{экс}, \text{ м}$
- 12) Диаметр колонны подъемных труб – $D_t, \text{ м}$
- 13) Плотность дегазированной нефти - $\rho_{нд}, \text{ кг}^3/\text{м}$
- 14) Плотность нагнетаемого газа при нормальных условия - $\rho_{го}, \text{ м}$
- 15) Вязкость дегазированной нефти при стандартных условиях - $\mu_{нд}, \text{ мПа} \times \text{с}$
- 16) Давление насыщения нефти – $P_{нас}, \text{ МПа}$
- 17) Удельный объем выделившегося
- 18) Плотность пластовой нефти -- $\rho_n, \text{ кг}/\text{м}^3$
- 19) Вязкость пластовой нефти - $\mu_n, \text{ МПа} \times \text{с}$
- 20) Объемный коэффициент пластовой нефти, доли ед.
 - Проведение гидродинамического расчета (по программному обеспечению методом Ж.Оркишевского).
 - Расчет системы пуска газлифтной скважины.
 - После проведения необходимых расчетов проводят монтаж оборудования, работы по глушению скважины и спуску подземного оборудования согласно плана работ на КРС. При освоении скважины в обязательном порядке проводить замену жидкости глушения на СКО.

УДК 550.84:553.981.2

**ВЛИЯНИЕ ПРОЦЕССОВ СТИЛОЛИТООБРАЗОВАНИЯ НА
ФОРМИРОВАНИЕ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА
КАРБОНАТНЫХ ПОРОД***К.А.Антипова, О.А.Кулакова, Ю.А.Агеева**Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия
koks1951@mail.ru*

Постановка задачи. Проблема исследования и бурения сложнопостроенных карбонатных коллекторов является на сегодняшний день крайне актуальной в связи с приуроченностью к ним основных запасов газа, нефти и конденсата. Анализ распределения стилолитов в разрезах продуктивных отложений показал, что в нутрии залежи и за ее пределами объемная плотность стилолитов изменяется до десятка раз. В свою очередь, стилолитовые швы существенно изменяют пустотное пространство коллектора.

Обоснование выбора в качестве примера Карачаганакского НГКМ. Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в северной части бортовой зоны Прикаспийской впадины в Бурлинском районе Западно-Казахстанской области, в 30 км к северо-востоку от города Аксай, в 150 км к востоку от города Уральск. Месторождение состоит из карбонатного массива и отличается сложным геологическим строением, значительным изменением рабочего давления на устье скважины различных объектов разработки, значительными колебаниями пластового состава по объектам разработки высоким содержанием конденсата от 490 до 1000 г/м³ и токсичных коррозионно-активных элементов. Средняя проницаемость верхнего пермского резервуара составляет 2 мД при пористости в 9% и водонасыщенность всего 10%. Начальное пластовое давление составляло от 52000 до 59500 кПа с пластовыми температурами от 75 до 90⁰С. Выделенные в скважинах пласты-коллекторы разделяются плотными породами.

Неоднородность пород по плотности нередко вызывает осложнения при производстве буровых работ (резкое увеличение скорости проходки скважины) и в период эксплуатации залежи, т.к. в первую очередь дренируются участки, обладающими наивысшими значениями пористости и проницаемости. Интервалы с ухудшенными коллекторскими свойствами включаются в работу лишь с увеличением депрессии на пласт. Для

сложнопостроенных коллекторов прием статистического осреднения аномально неоднородных свойств пород может привести к грубым ошибкам не только при оценке геологических и извлекаемых запасов, но в результате такого среднестатистического подхода можно допустить крупные ошибки при выборе технологической схемы разработки.

Краткая литолого-петрографическая характеристика отложений.

Образцы для исследования отбирались из отложений, вскрытых скважинами № 2, 9, 10, 19, 100 и залегающих в интервале глубин 3704-5356 метров.

В отмеченных скважинах разрез пород представлен органогенно-обломочными известняками, кристаллическими, в различной степени доломитизированными, доломитами, подчиненное значение имеют ангидриты, ангидрито-доломитовые породы.

Пустотное пространство исследуемых карбонатных пород составляют поры, каверны и трещины. Их морфология, размеры, приуроченность к различным компонентам породы позволяют судить о способе и времени их образования, участии в создании полезной емкости пород и путей фильтрации.

Формирование коллекторских свойств рассматриваемых пород обуславливается как первичными условиями осадконакопления, так и вторичными постседиментационными преобразованиями. В рассматриваемых отложениях развиты как первичные, так и вторичные поры, образование которых тесно связано с генезисом самих пород и происходило на различных этапах литогенеза, - в седиментогенез, диагенез, катагенез, гипергенез. Первичные поры обязаны процессу седиментогенеза. Вторичные – постседиментационным преобразованиям – перекристаллизации, доломитизации, трещиноватости и выщелачиванию.

Описание методики. Суть методики, направленной на изучение результата катагенетических преобразований породной среды в залежи, изложена [1,2] и включает в себя:

- первичный анализ кернового материала петрографическим методом;
- привлечение данных исследований керна другими методами (были использованы люминесцентный, спектральный, термографический, рентгено-структурный, химический и др. анализы);
- обобщение результатов для выделения зон стояния древних водо-нефтяных контактов (ДВНК) и древних газо-жидкостных контактов (ДГЖК);
- построение литогенетической модели залежи;
- сопоставление зон сгущения стилолитов с зонами ДВНК и ДГЖК.

Стилолиты - сильно извилистые (рис.1,2), часто зазубренные швы в карбонатных породах, формирование которых связано с диффузионными процессами в нефтемещающих коллекторских средах [3].

Диффузия



Рис.1. Виды стилолитовых швов, встречающихся в скважинах Карачаганакского НГКМ

Параллельно диффузионным процессам идут процессы направленного сдавливания горного массива и растворение компонентов горных пород. В результате образуются зубчатые, бугорчатые, столбчатые и промежуточные между ними специфические формы трещин, заполненные глинистым, органическим, глинисто - органическим и реже минеральным веществом. Образование стилолитов связано с растворением карбонатной матрицы породы.

Растворенный материал выносится из зоны растворения по проницаемым прослоям. Когда он попадает в иные условия, в частности в обстановку меньшего давления, растворимость карбоната снижается, кальцит повторно осаждается в пустотах (процесс кальцитизации). Вторичная кальцитизация наиболее четко прослеживается при микроскопических исследованиях известняков, состоящих из форменных элементов. С ней связано изменение упруго-деформационных свойств пород во всей пристилолитовой зоне. [4].

С процессами стилолитобразования связаны: образование пустот различного типа, окремнение: и появление разнонаправленных трещин. Причем эти процессы протекают как в кристаллических карбонатных породах, так и органогенно-обломочных. Стилолитобразование способствует улучшению или созданию фильтрационно-емкостных свойств, т.к. швы могут быть путями миграции флюида. В рассматриваемых отложениях встречаются стилолиты горизонтальные, иногда перистоветвящиеся, бугорчатой, столбчатой, мелкозубчатой формы шириной 30-100 мкм, выполненные глинистым веществом, пигментированным темно-коричневым почти черным битумом. Плотность стилолитов 80-400 1/м. В зонах прогрессивных ВНК на этапе формирования залежей объемная плотность стилолитов ($T_{ст}$) достигает 70-100 1/м, а при регрессивном подъеме поверхности ВНК на этапе разрушения залежи увеличивается до

130-150 л/м. В зонах газожидкостных контактов (ГЖК) Тст составляет 130-250 л/м. Сгущение стилолитов связано, по всей вероятности, с активизацией процессов разделения на фазы газожидкостных систем.

Стилолиты иногда рассекаются протяженными вертикальными минеральными трещинами, заполненными мелкозернистым пылеватым кальцитом или мелкозернистым доломитом шириной 50-200 мкм. Растворению вдоль стилолитовой поверхности минеральной составляющей породы обязательно сопутствует осаждение минералов из тех же растворов где-либо в породе и в прилегающих участках с пониженным давлением. Поэтому пористость и проницаемость ниже в тех карбонатных породах, в которых больше стилолитов. В известняках, состоящих из форменных элементов, при стилолитообразовании за счет выпадения кальцита снижаются фильтрационно-емкостные свойства породы. В мелкозернистых и пелитоморфных известняках, наоборот, появление стилолитов и генетически связанных с ними трещин может значительно повысить проницаемость пород.

Выводы.

- - ВНК – часть залежи, в которой непосредственно контактируют порода, пластовая вода и углеводороды (ОВ) и происходит резкая смена обстановок, приводящая к интенсивному протеканию физических и диффузионных процессов.
- - Установлено закономерное увеличение объемной плотности стилолитов над древними и современным ВНК и в зонах самих контактов.
- - Стилолиты своим распространением определяют границы нефтесборной площади, где происходило активное движение флюидов разной плотности.

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-во АИС, 2011. – Вып.1. – С. 15-21.
2. *Антипова К.А., Кулакова О.А.* Профилактика осложнений при бурении интервалов карбонатных суперколлекторов.-Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.-М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. -№4.- С.43-47.
3. *Ksenia Antipova, Olga Kulakova* FORECASTING OF HAZARDOUS LAYERS AT THE EXPLORATION WELLS DRILLING STAGE

SPE. This paper was prepared for presentation at the SPE Arctic and Extreme Environments Conference & Exhibition held in Moscow, Russia, 15-17 October 2013, - Paper Number 166916-STU.

4. Антимова К.А., Кулакова О.А. Трансформации внутренней структуры карбонатных коллекторов. // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд-во АИС, 2017. – Вып.8. – С. 81-91.

УДК 622.22

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОСВЕННЫХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ЗАБОЙНЫХ ТЕЛЕСИСТЕМ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ СКОРОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

С.А.Лукьянов, В.В. Живаева

СамГТУ

г. Самара, sem@luckyanov.ru

Современное телеметрическое оборудование (в дальнейшем под понятием «телеметрия» в этой статье – это комплекс устройств и программного обеспечения MWD и LWD), который позволяет вести контроль и логгирование множества параметров, получаемых и регистрируемых с привязкой по времени и забою. Исторически сложилась практика использования телесистем только для контроля параметров траектории ствола скважины и проведения каротажных исследований. Набор датчиков, используемых в забойных телеметрических комплексах ограничен только фантазией разработчиков и, что первично, требованиями рынка. Консервативный рынок нацелен на снижение стоимости строительства скважин, и, как следствие, снижение стоимости инструментов, используемых в этом процессе. Этот фактор является основным препятствием для развития более узкого рынка телеметрических сервисов, демонстрируя практически полное отсутствие новых разработок в механике передачи сигнала с забоя на поверхность, а также объеме и скорости передаваемых данных. В настоящее время во всём мире используется оборудование, принципиально разработанное более 10-20 лет назад, причём на конференциях и выставках не видно тенденции к появлению потенциально новых решений. Основные работы по модернизации комплексов телеметрии направлены на снижение энергопотребления, повышение автономности приборов, отказоустойчивости, и снижение себестоимости. Тем не менее, даже это оборудование использует

не весь свой потенциал, так как заказчик не обозначает потребности в дополнительных параметрах, способных помочь в оптимизации процесса строительства нефтяных и газовых скважин. Безусловно, все представленные на рынке телесистемы имеют свои преимущества и недостатки, однако общая тенденция от этого не меняется.

Наибольшее распространение в России получили телесистемы с электромагнитным и гидравлическим каналами связи.

Электромагнитный канал прост в производстве, имеет высокую скорость передачи данных на высоких частотах, использование которых ограничено вертикалью и отходом ствола, а мощность передачи ограничена электрическими параметрами источника питания и линий коммутации непосредственно самого забойного оборудования.

Гидравлический канал передачи данных имеет ряд неоспоримых преимуществ, и практически не имеет ограничений по забю, с которого можно получать устойчивый декодируемый сигнал. Сама механика пульсатора-передатчика сигнала-довольно проста и имеет довольно ограниченный список решений, тем не менее, даже в рамках курса на импортозамещение, российскими производителями не представлено ни одного более-менее конкурентоспособного решения в этом сегменте.

Основные проблемы вышеописанных каналов передачи данных лежат в плоскости кодирования и декодирования сырого сигнала, в скорости передачи данных, объеме передаваемых данных.

Проблема объема передаваемых данных частично решается некоторыми производителями телесистем путем отказа от установленных спецификацией оборудования последовательностей передаваемых параметров, позволяя подбирать необходимые компоненты индивидуально для каждой работы – каждого рейса, и иметь возможность удаленного переключения режимов. Тем не менее, существующие скорости передачи данных не позволяют получить комфортное время отклика и полного мониторинга текущей ситуации на забое, оставляя место допущениям и прогнозам. Связано это с тем, что любая, даже очень гибкая последовательность параметров, позволяет лишь расставить приоритеты важности получаемых компонентов (при направленном бурении требуется большое количество значений отклонителя, но и про каротаж, диагностические данные, геометрические пространственные параметры забывать нельзя).

Увеличение скорости передачи данных осуществляется за счет увеличения частоты передачи (электромагнитный канал) или уменьшения ширины импульса (гидравлический канал), а также снижения точности передаваемых значений до приемлемого уровня. Эти решения не являются стационарными и представляют собой некие компромиссы, иногда приводящие к невозможности полного декодирования сигнала наземным

оборудованием. Сами способы кодирования не претерпели изменений с начала 90х годов.

Основными ограничениями в решении обозначенных проблем являются внешние факторы среды, в которой работает телеметрическое оборудование.

Для электромагнитного канала передачи данных основные проблемы связаны с электромагнитными помехами: оборудование бурового станка и кустовой площадки, наличие высокоомных и низкоомных пластов, общая электромагнитная проницаемость породы от забоя до поверхности.

Использование гидравлического канала передачи данных накладывает повышенные требования к качеству и однородности промывочной жидкости, постоянству её расхода, состоянию насосной группы, гидравлических компенсаторов, герметичности соединений манифольда и других элементов линии нагнетания.

Отдельно можно отметить качество и эффективность системы очистки бурового раствора – это оказывает влияние на все элементы КНБК и инструмента.

Исторически сложившийся рынок отдельных сервисов так же не способствует повышению эффективности использования телесистем в процессе бурения, но этот вопрос лежит скорее в юридической и экономической плоскости, урегулирование которого лежит на службе супервайзинга, качество и компетентность которой вызывает большой вопрос, так как сама служба является зачастую отдельным сервисом.

Возможности, предлагаемые инженерами наклонно-направленного бурения на основании данных телесистемы, не используются по причине непонимания физики процессов представителями генеральных заказчиков и ответственными лицами буровой бригады. Помимо некомпетентности персонала на местах, этому способствует нежелание или недостаток полномочий на принятие ответственных решений, реализация которых могла бы привести к увеличению суточной проходки и экономии ресурса всего комплекса бурового оборудования, включая сам станок и элементы КНБК.

Наличие утвержденной план программы строительства скважины и рамки договоров между подрядчиками не позволяют быстро и гибко реагировать на оперативную ситуацию на данной конкретной работе. Тем более, что разработкой план программы так же могут заниматься организации, не имеющие отношение к непосредственному проведению работ на объекте, не в полной мере владеющая информацией о возможностях используемого при бурении оборудования.

Хотелось бы уточнить, что речь идет об изменении конкретных параметров бурения (нагрузке, расходе, времени проработок пробуренных интервалов, параметрах бурового раствора и др.) на основе полученных от забойной телесистемы данных, таких как уровень осевых и поперечных

вибраций, шоковых нагрузок, что должно в купе с анализом шлама давать полную геологическую картину и характеризовать состояние оборудования КНБК и качества эффективной подачи долота.

Низкий уровень инициативности в поисках решений, повышающих эффективность использования имеющегося, модернизацию и разработку нового оборудования также обусловлен длинной цепочкой исполнителей до лиц, принимающих концептуальные решения.

Стандартные параметры зенита, азимута, каротажа и положения отклонителя от телесистемы могут, помимо очевидных значений, дать дополнительную информацию, полезную для анализа. Например, прогноз на забой обычно рассчитывается интерполяцией получаемых предыдущих значений зенита и азимута и текущей точки замера, что не учитывает перекося ВЗД и плечо его нижней части до долота. На сегодняшний день при расчете прогноза только начинает постепенно использоваться коррекция искривления (SAG), хотя этот параметр довольно очевиден.

Более того, значение осей магнитометра, на основе которых рассчитывается азимут положения телесистемы, может дать представление о риске наступления опасного сближения с соседними скважинами.

Отдельным пунктом хотелось бы выделить необходимость анализа значений вибрационных и шоковых нагрузок КНБК в режиме реального времени.

Подробнее хотелось бы рассмотреть ситуации, связанные с параметрами телесистем, которые зачастую не используют для передачи информации в реальном времени при подготовке к спуску на забой в связи с невозможностью их правильно трактовать или реагировать на динамику их изменений.

Вибрации не являются неоспоримым отрицательным фактором бурения. Их отсутствие затруднило бы движение инструмента, особенно на участках с большим зенитным углом. Тем не менее, значение и динамика изменения шоков 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 неравномерных подклиниваний долота, которые могут в итоге привести к изменению направления вращения КНБК.

Для увеличения эффективности работы КНБК и долота в частности необходимо следить за минимизацией энергии, затрачиваемой на возникновение вибраций и шоков, и доведения этих потерь энергии непосредственно до долота. В этом случае возрастает скорость проходки и уменьшается износ забойного оборудования.

Всё вышеозвученное говорит о том, что в настоящее время возможности даже имеющихся телесистем используются не в полной мере. Поэтому для повышения эффективности бурения требуется постоянный мониторинг и интерпретация дополнительных «непопулярных» параметров, таких как

затрубное давление, дельта с давлением линии нагнетания которого даёт возможность вычислить эквивалентную циркуляционную плотность, шоковых и вибрационных нагрузок и многое другое.

Безусловно, для продуктивного использования этих параметров требуется увеличение скорости передачи данных с забоя.

Специфика работы телесистем в осложненных стволах обусловлена наличием механических элементов, подверженных заклиниванию при попадании на них посторонних предметов и веществ, концентрация или свойства которых препятствуют свободному прохождению через крыльчатки генератора, пульсатор, центраторы и места сужения проходного диаметра.

При возникновении поглощений или проявлений в любом случае рекомендуется исключать телесистему из КНБК, однако, во избежание аварий, это не всегда возможно. В таком случае надо следить за концентрацией и размером фракции вводимых кольматантов, категорически запрещается ввод волокнистых добавок. При отсутствии в компоновке обратного клапана, возможен выход извлекаемой телесистемы из установочной муфты циркуляционного переводника, поэтому при использовании таких телесистем его наличие обязательно, несмотря на возможность просто ограничивать скорость спуска КНБК с постоянным доливом скважины. Обязателен контроль избыточного давления при проявлении, во всех случаях – контроль за состоянием и эффективностью работы ЦСГО.

Помимо прочего на телесистему могут оказывать влияния такие элементы как PVL, МПД, Осциллятор – их использование должно быть согласовано с организацией, предоставляющей телесистему. Связано это с возможными проблемами с доставкой сигнала на поверхность из-за негерметичных портов PVL, повышенных вибраций от осциллятора, или постоянных скачков давления при неисправности или некорректном использовании МПД.

Таким образом становится очевидно, что при наличии комплекса датчиков телесистемы на забое, использовать нужно их все. При этом необходимо продолжать исследовательскую и опытную работу по улучшению технических и экономических характеристик телеметрического оборудования, искать закономерности для однозначной интерпретации поступающих данных.

Эти мероприятия вкупе с решением юридических, экономических и вопросов оперативного взаимодействия сервисов позволят выйти на новый уровень, обеспечивая безаварийность и увеличение скоростей строительства скважин.

622.24.063

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

В.В. Живаева, Д.Н.Цивинский, Е.А.Камаева, Д.Р.Камаев

СамГТУ

г. Самара,

bngssamgtu@mail.ru

Теоретически и экспериментально показано, что заключение о качестве цементирования дается по комплексу методов ГИС. Но ни один из параметров и даже их совокупность не дают объективной (численной) оценки надежности связи между сформированным тампонажным материалом, горной породой и обсадной колонной.

Актуальными для реализации по методам ГИС остаются оценка пористости цементного камня и степень сцепления на границе «цементный камень – горная порода» и «цементный камень – стальная обсадная колонна»

Минимально необходимым комплексом ГИС для оценки качества цементирования является акустический метод (лучше широкополосный вариант) и СГДТ.

Более тщательный анализ физических основ, применяемых в настоящее время модификаций ГИС, позволяет настаивать на использовании комплекса термометрия – АКЦ – ГГЦ.

Это обусловлено тем, что каждый из применяемых методов дает информацию о качестве цементирования лишь по своим параметрам и имеет свое, не перекрываемое другим методом информативное поле:

Немногочисленные, к сожалению, примеры совместной обработки методов оценки качества цементирования по ГИС показывают, что и информация комплекса гораздо достовернее, чем при использовании отдельных методов. В этом случае удастся более точно оценить поинтервальное качество цементирования и согласовать технологические факторы и результаты интерпретации.

С целью определения причин низкого качества сцепления цементного камня с металлом обсадных труб и слагающих разрез породами, был проведен сопоставительный анализ данных акустического каротажа с поинтервальным разрезом и свойствами цементных суспензий, применяемых для крепления всех видов обсадных колонн. При анализе также учитывалась глубина исследуемого

интервала.

Анализируемые данные включали в себя:

- геологическое строение цементируемых интервалов;
- конструкции скважин;
- состав и качество тампонажного материала;
- данные геофизических исследований.

Для оценки качества сцепления (адгезии) цементного камня с колонной осуществлен анализ данных акустического каротажа всех интервалов всех типов колонн в интервалах от башмака предыдущей колонны до глубины спуска последующей, т.е. проанализированы участки, в которых соответствующая колонна соприкасается через цементную оболочку с изолируемым пластом. Отдельно проанализированы интервалы «колонна в колонне», т.е. интервалы, в которых нет соприкосновения цементного камня с горной породой.

В анализе использованы результаты акустического каротажа, интерпретированные геофизиками.

Глубина кровли и подошвы литологических участков определялась по геологическим данным, уточненным каротажной диаграммой. Разбивка литологического интервала на участки проводилась по идентичным физико-механическим свойствам пород, слагающих этот интервал. Выделены участки, сложенными глинами, аргиллитами, известняками, песчаниками и т.д. Особое внимание уделено пластам, содержащим сероводород. Разбивка на очень узкие интервалы (от 3 до 30м) дает возможность выявить значимость строения и свойств каждого из них.

Методика сопоставления геологических и геофизических данных представлена на примере скважины №721 Еленовской площади АГКМ.

Обработка данных проводилась по алгоритму и программе «Геология», разработанной на кафедре

«Бурение нефтяных и газовых скважин» СамГТУ. Расчеты проведены с использованием этой программы [1,2]. Оригинальность методики состоит в том, что традиционные характеристики качества сцепления по данным АКЦ оцениваются математически следующим образом:

- «отсутствие» сцепления – 0;
- «хорошее» сцепление -1;
- «частичное» сцепление – 0,66;
- «плохое» сцепление – 0,33.

Введено понятие относительной оценки качества сцепления.

В результате расчета определяется процент каждого вида качества в данном однородном по свойствам литологическом интервале

и суммарная относительная оценка качества в нем.

Результаты расчета на примере второй технической и эксплуатационной колонн представлены в табл. 1.

Используя полученную информацию, проведен дисперсионный анализ и оценена значимость каждого действующего фактора: глубины цементируемого интервала, литологического строения, состава и свойств тампонажного материала, примененного в этом интервале, на относительную оценку качества сцепления цементного камня либо с породой, либо с металлом обсадной трубы (сталь) [3,4,5].

Значимость фактора определяется по критерию Фишера, сравнением значения опытного критерия с табличным [6,7].

Результаты дисперсионного анализа представлены в табл.2. Наиболее часто по геологическому разрезу встречаются значимые интервалы мощностью свыше 3-х метров, сложенные глинами, солями, ангидритами, переслаивающимися с глинами, доломитами, аржиллитами, песчаниками, известняками.

Самое низкое качество сцепления наблюдается в солях, доломитах, аржиллитах. Несколько лучше качество сцепления в песчаниках и известняках. Самое хорошее сцепление – в глинах. Неудовлетворительное качество сцепления и в интервалах «труба в трубе» (сталь – сталь) - (табл.3).

В результате можно констатировать значимость фактора «состав и свойства цементного раствора» на относительную оценку качества сцепления и фактора литологического строения цементируемого интервала. Фактор глубины залегания цементируемого интервала не значим.

$$F_{on} = \frac{S_{\phi}^2}{S_{oui}^2} = 5,652737 \quad \rangle \quad F^{0,05} = 3,1$$

Таким образом, для повышения вероятности адгезионной связи тампонажного камня с породой и обсадной колонной необходимо учитывать именно эти факторы и, соответственно, для разобобщения высокопроницаемых пород применять цементные суспензии с минимальными значениями степени фильтрации, уменьшая фильтрацию в пласт и препятствуя уменьшению объема цементного камня в затрубье. Для цементирования интервала «труба в трубе» необходимо применение высокостабильных тампонажных систем с формированием тем безусадочного камня, что позволит повысить адгезионные связи тампонажного материалов с породой и колонной

Таблица 1
Относительная оценка качества сцепления в скв.721 АГКМ

II техническая колонна 244 мм						
1	2723	7	Соль	0,4950	Плохое частичное	100,00
2	2730	20	Ангидрит глинистый	0,4950	Плохое частичное	100,00
3	2750	25	Соль	0,5758	Плохое частичное Хорошее Плохое частичное	24,00 16,00 60,00
4	2775	25	Ангидрит глинистый	0,6364	Плохое частичное Хорошее Плохое частичное	60,00 28,00 12,00
5	2800 2800	240 240	Соль Соль	0,5245 0,5245	Плохое частичное Хорошее Плохое частичное Хорошее Плохое частичное Хорошее Плохое частичное Хорошее Плохое частичное	0,42 1,67 1,25 0,83 42,08 0,83 2,92 2,50 47,50
6	3040	35	Ангидрит глинистый	0,4950	Плохое частичное	100,00
7	3075	135	Соль	0,4950	Плохое частичное	100,00
8	3210	20	Ангидрит глинистый	0,4950	Плохое частичное	100,00
9	3230	50	Соль	0,4950	Плохое частичное	100,00
10	3280	20	Ангидрит глинистый	0,4950	Плохое частичное	100,00
11	3300	120	Соль	0,4950	Плохое частичное	100,00
12	3420	55	Ангидрит глинистый	0,4950	Плохое частичное	100,00
13	3475	209	Соль	0,4950	Плохое частичное	100,00
14	3684	0	Соль			
Колонна в колонне 245x168 мм						
15	0	368 4	Сталь	0,0893	Отсутствие Плохое Частичное Плохое Частичное Плохое Частичное Плохое Частичное Плохое Частичное	0,81 5,32 1,41 1,17 0,60 0,76 0,84 1,30 0,54 0,57 0,41

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

16	0	368 4	Сталь	0,0893	Плохое	1,85
					Отсутствие	0,33
					Плохое	0,19
					Отсутствие	0,24
					Плохое	0,22
					Отсутствие	0,43
					Плохое	0,43
					Отсутствие	0,68
					Плохое	0,14
					Отсутствие	0,27
					Плохое	1,41
					Отсутствие	0,84
					Плохое	0,08
					Частичное	0,16
					Плохое	0,60
					Отсутствие	0,35
					Отсутствие	0,35
					Плохое	0,24
					Отсутствие	0,54
					Плохое	0,11
					Отсутствие	1,,98
					Плохое	0,24
					Отсутствие	1,09
					Плохое	0,16
					Отсутствие	2,14
					Плохое	0,24
					Отсутствие	17,35
					Плохое	0,30
					Отсутствие	5,05
					Плохое	0,11
					Отсутствие	5,70
					Плохое	0,22
					Отсутствие	8,55
Плохое	0,11					
Отсутствие	2,69					
Плохое	0,08					
Отсутствие	1,09					
Плохое	0,22					
Отсутствие	2,12					
Плохое	0,11					
Отсутствие	1,14					
Плохое	0,11					
Отсутствие	3,91					
Плохое	0,14					
Отсутствие	2,12					
Плохое	0,60					
Отсутствие	7,87					
Плохое	0,22					
Отсутствие	1,14					
Плохое	0,27					

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

					Отсутствие	0,54
					Плохое	0,19
					Отсутствие	1,95
					Плохое	0,33
					Отсутствие	2,09
					Плохое	0,19
					Отсутствие	1,60
					Плохое	0,16
					Отсутствие	1,41
17	3684	0	Сталь			
Эксплуатационная колонна 178 мм						
18	3684	16	Соль	0,000	Отсутствие	100,00
19	3700	10	Ангидрит Аргиллит	0,000	Отсутствие	100,00
20	3710	30	Ангидрит глинистый	0,1000	Отсутствие	26,67
					Плохое	16,67
					Отсутствие	43,33
					Плохое	13,33
21		20	Доломит	0,0667	Плохое	20,00
					Отсутствие	80,00
22	3760	40	Аргиллит	0,000	Отсутствие	100,00
23	3740	299	Известняк	0,2430	Отсутствие	27,09
					Плохое	72,91

Таблица 2

№ скв.	Колонна, мм	Ангидрит глинистый	Соль	Ангидрит	Сталь	Глина	Песчаник	Глина песчаная
721	/178	0,1111	0,5582	0,83	0.1966			
		0,3333	0,83	0,83				
	№721 /324	0,3333	0,83	0,83	0			
		0,3333	0,83	0,83				
			0,495	0,83				
			0,6364	0,83				
			0,495					
	244 /168.1	0,495			0.1298			
	77	0,495	0,2352	0,1218				
			0,1					
	426			0,495				
			1	0,5758		0.0893		
			1	0,5245		0,2538		
			0,3333	0,495				
		0,3333	0,495					

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

		0,3333	0,495		0,0913			
		0,2296	0,495					
			0					
		0,495	0,5774					
		0,495	0,495					
			0					
			0,1626					
			0,3614					
			0,4247					
					0,345			

Относительная оценка качества сцепления

Таблица 3
Результаты дисперсионного анализа по скважине № 721 АГКМ

		Значения функции отклика			
Ангидрит глинистый		Соль	Глины	Песчаник	
1.	+1.111000E -1	+2.352000E -1	+0.000000E +0	+0.000000E +0	
2.	+3.333000E -1	+1.218000E -1	+0.000000E +0	+0.000000E +0	
3.	+3.333000E -1	+ 4.950000E -1	-	-	
4.	+3.333000E -1	+ 5.758000E -1	-	-	
5.	+ 4.950000E -1	+ 5.245000E -1	-	-	
6.	+ 6.364000E -1	+ 4.950000E -1	-	-	
7.	+ 4.950000E -1	+ 4.950000E -1	-	-	
8.	+ 4.950000E -1	+ 4.950000E -1	-	-	
9.	+ 4.950000E -1	+ 4.950000E -1	-	-	
10.	+ 4.950000E -1	+0.000000E +0	-	-	
11.	+ 1.000000E -1	-	-	-	

Таблица 4
Расчет критерия Фишера

Компоненты дисперсий	Число степеней свободы	Сумма квадратов отклонений	Значение дисперсий
Факторная	+3.00000E +0	+5.191629E -1	+1.730543E -1
Дисперсия ошибки	+2.10000E +0	+6.428992E -1	+3.061425E -2
Полная	+2.40000E +0	+1.162062E +0	+1.841926E -2

Библиографический список

1. *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.
2. *Живаева В.В.* Анализ качества крепления скважин с целью выявления причин межколонных перетоков// Горно-геологическое образование в Сибири.- 100 лет на службе науки и производства: : Тез.докл. Междунар.н-техн. конф.- Томск, 2001.- С.76-77.
3. *Цивинский Д.Н., Живаева В.В., Мурашко А.Е.* Дисперсионный анализ крепления качества скважин по комплексным данным геофизических исследований// 23 Междунар. научн. студ. конф. : Тез. докл.- Новосибирск.,1995.
4. *Живаева В.В., Андриянов М.А.* Оценка вероятности устьевых проявлений межколонных перетоков агрессивных флюидов в эксплуатирующихся газоконденсатных скважинах// Ашировские чтения: Тез.докл.
5. *Живаева В.В., Саляев В.А.* Статистический метод оценки вероятности устьевых проявлений и межколонных перетоков агрессивных флюидов в эксплуатации нефтегазовых скважин// Экология России и сопредельных территорий: Тез.докл. V Междунар. экологической конф.- Новосибирск, 2000.- С.
6. *Цивинский Д.Н.* Применение метода дисперсионного анализа в нефтегазовом деле: Учеб. Пособие.- СамГТУ, Самара: 2001.- 39с.
7. *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.

**РАСПЛАВЛЕННЫЙ СРЕДНТЕМПЕРАТУРНЫЙ
ЭЛЕКТРОЛИТ НА ОСНОВЕ ЭВТЕКТИЧЕСКОГО СОСТАВА
ТРЕХКОМПОНЕНТНОЙ СИСТЕМЫ LiF-LiBr-Li₂CrO₄**

Е.О.Игнатьева, М.В.Чугунова

*Самарский государственный технический университет
г.Самара*

Составы на основе галогенидов и кислородсодержащих солей щелочных металлов используются в качестве расплавляемых электролитов химических источников тока и теплоаккумулирующих материалов. Расплавленные электролиты, имеют высокую удельную электрическую проводимость и обладают рядом ценных свойств: низкой теплоемкостью в твердом состоянии, необходимой теплопроводностью, химической и термической стойкостью [1-2]. Однако, одним из регламентируемых свойств является температура плавления ионных электролитов. Наименьшее ее значение достигается в эвтектике, поэтому наибольшее применение, из множества возможных ионопроводящих сред, находят эвтектические смеси. Поэтому подбор, удобных в технологическом использовании энергоемких солевых композиций возможен только при знании физико-химических характеристик расплавленных солевых систем [3].

Авторами была изучена трехкомпонентная система из фторида, бромида и хромата лития. Целью исследования являлся поиск эвтектических составов обладающих минимальной температурой плавления в данной системе.

Экспериментальное исследование проводили методом дифференциального термического анализа (ДТА) на установке ДТА в стандартном исполнении [4-6].

Элементами ограничения тройной системы являются три бинарные системы: LiF-LiBr, данные приведены в [7]; LiF-Li₂CrO₄ - в [8] и LiBr-Li₂CrO₄, в справочнике [9].

Для экспериментального исследования выбран политермический разрез A[75% LiBr+25% LiF]-B[75% LiBr+25% Li₂CrO₄], пересекающий поле кристаллизации компонентов LiBr и LiF и параллельный стороне (LiF-Li₂CrO₄). t-x диаграмма разреза АВ представлена на рис. 2. Первоначально из расплава кристаллизуется бромид лития, этому процессу соответствует кривая ликвидуса. Линии вторичной кристаллизации LiBr + β₁-Li₂CrO₄ и LiBr+LiF пересекаются с

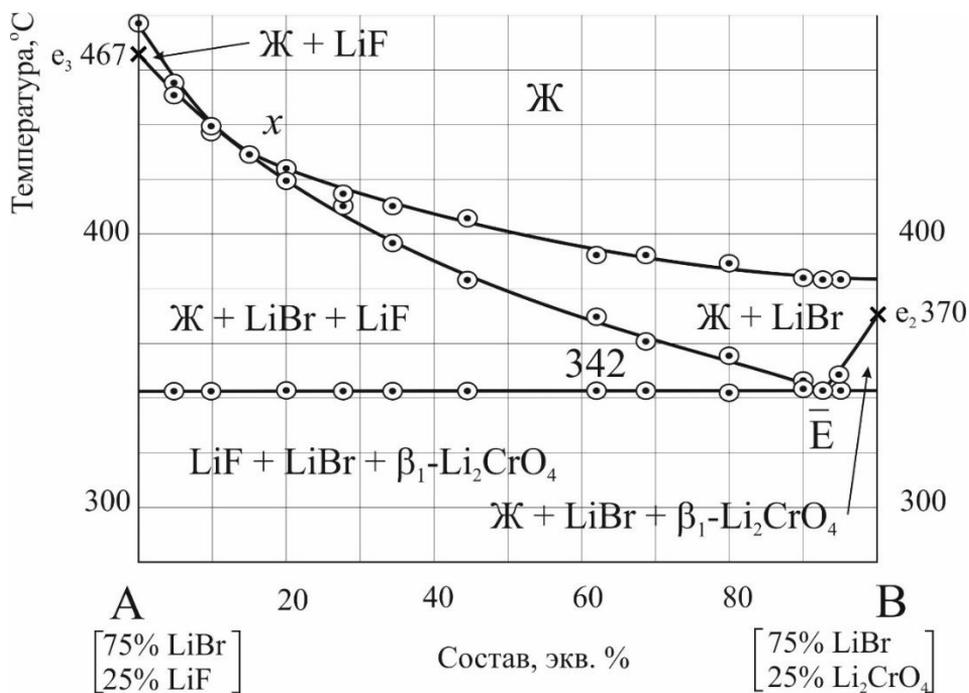


Рис. 2. t - x диаграмма разреза AB системы $LiF-LiBr-Li_2CrO_4$

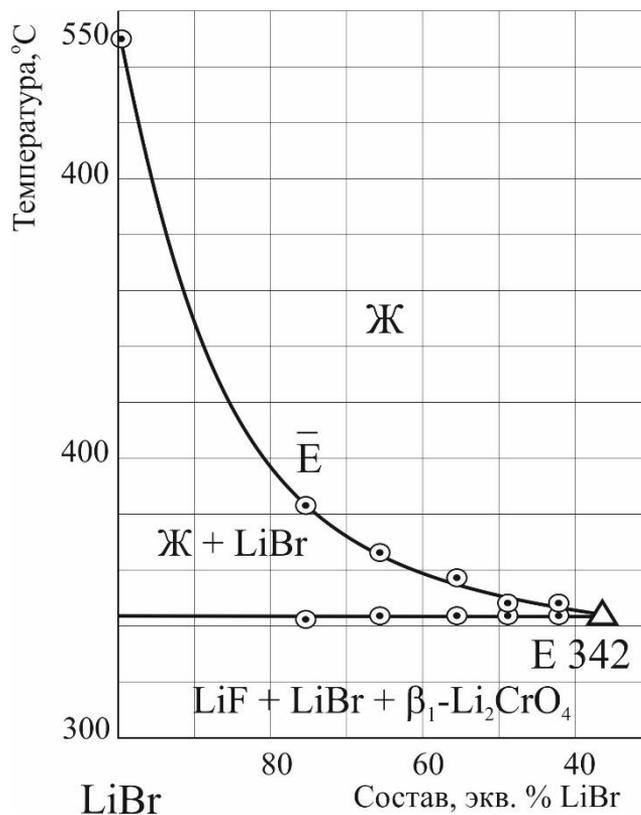


Рис. 3. t - x диаграмма разреза $\text{LiBr} \square \square \bar{E}_4 \square E_4$ системы $\text{LiF}-\text{LiBr}-\text{Li}_2\text{CrO}_4$

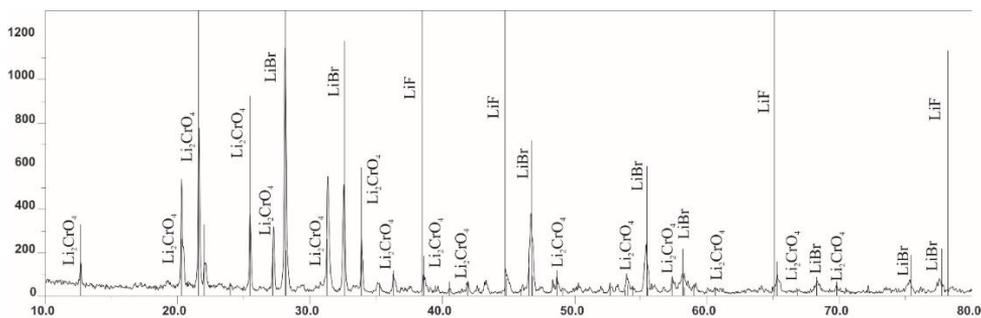


Рис. 4. Рентгенограмма порошка состава эвтектического сплава системы $\text{LiF}-\text{LiBr}-\text{Li}_2\text{CrO}_4$

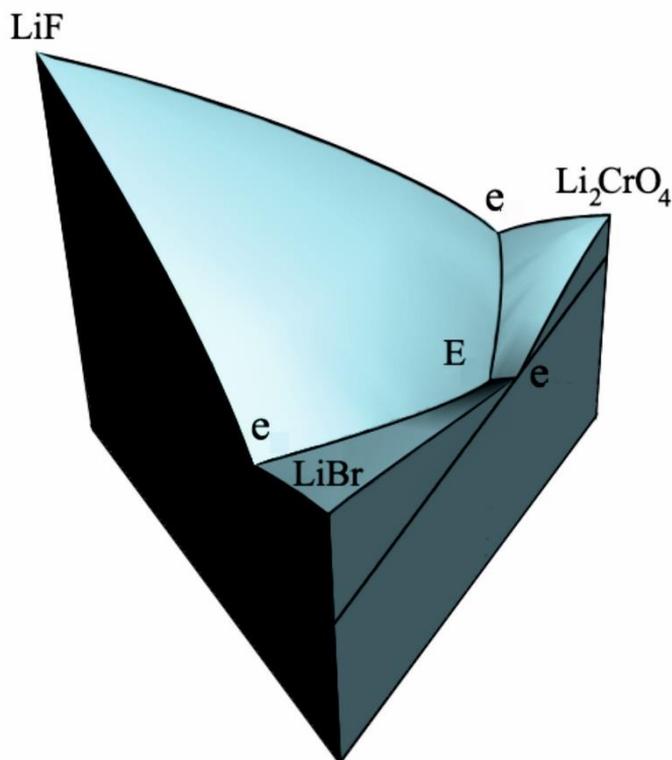


Рис. 5. Пространственная модель системы $\text{LiF-LiBr-Li}_2\text{CrO}_4$

Приведённое экспериментальное исследование показывает, что ликвидус представлен тремя полями кристаллизации: фторида, бромида и хромата лития, сходящихся в тройной эвтектике, что подтверждено данными РФА [10] и представлено на рисунке 4. Поле фторида лития доминирует и занимает большую часть площади треугольника (рис. 5). Тройная эвтектика прижата к бинарной стороне $\text{LiBr-Li}_2\text{CrO}_4$ с содержанием третьего компонента LiF 3 %.

Библиографический список

1. Коровин Н.В. Электрохимическая энергетика. М.: Энергоатомиздат, 1991. 264 с
2. Варыпаев Н.Н. Химические источники тока: учебное пособие для химико-технологических специальностей вузов. М.: Высшая школа, 1990. 240 с.
3. Игнатьева Е.О., Дворянова Е.М., Гаркушин И.К. Расплавленный среднетемпературный электролит на основе эвтектического состава трехкомпонентной системы $\text{KF-KI-K}_2\text{CrO}_4$.

VIII Междунар. научно-практической конф. «Ашировские чтения». Туапсе. Том II. Самара: Самар. гос. техн. ун-т. 2012. С. 34-35.

4. *Уэндландт У.* Термические методы анализа. М.: Мир, 1978. 526 с.

5. *Егунов В.П.* Введение в термический анализ. Самара, 1996. 270 с.

6. *Васина Н.А., Грызлова Е.С., Шапошникова С.Г.* Теплофизические свойства многокомпонентных солевых систем. М.: Химия, 1984. 112 с.

7. *Егорцев Г.Е.* Фазовые равновесия в системах из фторидов и бромидов щелочных металлов. Автореф. дисс. ... канд. хим. наук. Самара, 2007. 24 с.

8. *Посыпайко В.И., Алексеева Е.А.* Диаграммы плавкости солевых систем. Ч. III. Двойные системы с общим катионом. М.: «Металлургия», 1979. 204 с.

9. *Гаркушин И.К., Губанова Т.В., Петров А.С., Анипченко Б.В.* Фазовые равновесия в ситемах с участием метаванадатов некоторых щелочных металлов. М., «Машиностроение-1», 2005. 118 с. ISBN 5-94275-219-2.

10. *Ковба Л.М., Трунов В.К.* Рентгенофазовый анализ. М.: МГУ, 1976. 232 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ FLUIDHAMMER В ТВЕРДЫХ И ПЛОТНЫХ ПОРОДАХ

¹*М.В. Власов,* ²*В.И. Никитин*

¹*RAS&DC - Российская ассоциация сервисных и буровых подрядчиков, Самара, Россия*

²*СамГТУ, Самара, Россия*

maxvlasov92@mail.ru, nikitinv@list.ru

При бурении скважин в Самарской области стратиграфический разрез представлен твердыми и плотными породами. В связи с этим наблюдаются низкие скорости проходки и преждевременный износ долот. Применяя технологию FluidHammer возможно сокращение сроков строительства скважины путем увеличения механической

скорости проходки при бурение твердых, плотных пород, а также увеличение ресурса долот.

Для решения данной проблемы были поставлены задачи по подбору необходимой конфигурации системы FluidHammer (конфигурация «кулачкового механизма», выбор силовой пары) и гидравлических насадок долота в соответствии с геолого-техническим нарядом, сбор, доставка, тестирование и спуск системы FluidHammer, а также подбор режима бурения (проведение Drill off Test). Произведен анализ результатов отработки и оптимизации параметров.

Двигатель с ударной секцией FluidHammer предназначен для проведения ремонтно-восстановительных работ в эксплуатационных колоннах, бурения второго ствола из эксплуатационной колонны, бурения горизонтальных и пологих нефтяных и газовых скважин с использованием в качестве промывочной жидкости воды или бурового раствора плотностью не более 2000 кг/м^3 , при забойной температуре не более $160 \text{ }^\circ\text{C}$.

Технология имеет более 17 патентованных документов на территории США. В России по данной технологии проводятся только испытания на различных локациях, а также в различных горно-геологических условиях.

FluidHammer состоит из стандартной силовой пары и регулируемого корпуса от стандартного двигателя и ударной подшипниковой секции (рисунок 1). Силовая секция обеспечивает широкий спектр скоростей и крутящих моментов, в зависимости от конфигурации. Инструмент представляет собой герметичную маслonaполненную подшипниковую секцию, с использованием тех же упорных осевых подшипников. Обеспечивает 100 % циркуляции через долото для поддержания оптимальных гидравлических показателей [2, 5].



Рис. 1 – Расположение основных элементов FluidHammer

Главным отличием является двухсекционный шпindel, обеспечивающий осевое перемещение в секции. Данное перемещение (или длина хода) является переменной, в зависимости от способа применения и типа используемого долота. Ударное действие обеспечивается приложением нагрузки на долото, достаточной для

преодоления выходного давления насоса, что приводит к вертикальным колебаниям инструмента с интенсивностью, достаточной для активации толчков.

Силовая секция предназначена для преобразования энергии движущего потока буровой жидкости во вращательное движение ротора и передачи этого движения на вал шпиндельной секции.

Рабочими органами двигателя является ротор и статор. Статор выполнен в виде стального корпуса, к внутренней поверхности которого привулканизирована резиновая обкладка с внутренними винтовыми зубьями левого направления. Стальной ротор имеет наружные винтовые зубья. Величина шага винтовых линий зубьев ротора и статора пропорциональна числу их зубьев.

Герметичная подшипниковая секция служит для передачи вращения от компоновки приводного вала на буровое долото. Она передает на нижнюю (наддолотную) муфту сжимающую осевую нагрузку, создаваемую весом УБТ и бурильной колонны, и воспринимает радиальные и изгибающие нагрузки, возникающие при направленном или управляемом бурении. Она также воспринимает растягивающие осевые нагрузки, создаваемые перепадом давления в силовой секции и в долоте, когда долото не касается забоя, а также осевые нагрузки, возникающие при проработке ствола снизу-вверх.

Ударный механизм встраивается в нижнюю часть полностью герметизированной подшипниковой секции (шпиндель) и состоит из двух частей, которые механическим и гидравлическим путями двигаются относительно друг друга (телескоп), создавая осевые усилия, направленные на долото (рисунок 2) [4].

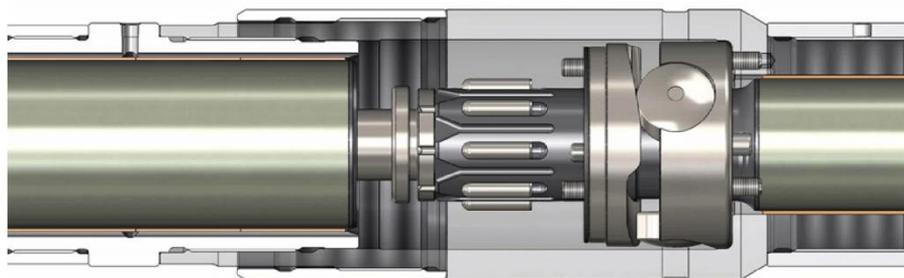


Рис. 2 – Ударный механизм FluidHammer

Радиальные и упорные подшипники установлены в герметизированной маслonaполненной камере, давление в которой уравновешено с внутренним давлением в КНБК. Упорные

подшипники рассчитаны на большие нагрузки, поэтому при использовании забойных двигателей с маслonaполненной опорой не требуется уравнивать гидравлическую осевую нагрузку с нагрузкой на долото. Высокопрочные радиальные подшипники уверенно выдерживают боковые нагрузки, возникающие при бурении с использованием отклоняющих устройств или при неравномерном режущем воздействии по окружности бурового долота.

В качестве нижнего соединения с буровым долотом обычно используется стандартная муфта API. Шпиндельная секция предназначена для восприятия осевых и радиальных нагрузок, действующих на двигатель, и включает в себя упорные шарикоподшипники и радиальные опоры скольжения [7].

Техническое описание:

- Совместим с долотами PDC и 3-х шарошечными;
- Нет электронных компонентов;
- Не требует специального оборудования;
- Совместим с множеством силовых секций;
- Длина мотора, как и при стандартной секции подшипников;
- Герметизированная секция подшипников со 100% потоком на долото;
- Маслonaполненная герметичная опора NOVST3;
- Осевое движение 3 – 13 мм. в зависимости от конфигурации;
- Частота импульсов зависит от силовой секции и типа долота;
- Деактивируется при отрыве долота от забоя;
- Высокая частота колебаний способствует разрушению породы;
- Повышает МСП.

В таблице 1 представлено сравнение МСП по Кулешовскому месторождению[6].

Таблица 1
Сравнение МСП по Кулешовскому месторождению

Кулешовское месторождение									
Номер скважины	Диаметр долота, мм	Тип долота	Производитель	Интервал бурения, м		Проходка, м	Время бурения, ч	Умех за интервал, м/ч	Количество рейсов
121	215,9	SKH716S-A1C	Reed (NOV)	2860,00	3284,00	424,00	60,15	7,29	2
121	215,9	E716-C1	Reed (NOV)	3284,00	3517,00	233,00	29,99		
123	215,9	BT9913-016	Буровые технологии	2985,00	3296,00	311,00	63,48	4,90	1
108	215,9	BT7716-013	Буровые технологии	2987,00	3061,00	74,00	20,34	3,60	3
	215,9	BT7716-013	Буровые технологии	3061,00	3114,00	53,00	33,09		
	215,9	BT9913-016	Буровые технологии	3114,00	3461,00	347,00	78,29		
109	215,9	MM74D	Halliburton	3033,00	3338,70	305,70	112,78	2,71	1
115	215,9	MM74D	Halliburton	2838,00	2938,00	100,00	65,00	3,15	3
	215,9	MM65R	Halliburton	2938,00	3022,00	84,00	46,20		
	215,9	MM64DM	Halliburton	3022,00	3265,00	243,00	24,38		
107	215,9	MM64DM	Halliburton	2898,00	3136,80	238,80	66,51	2,87	3
	215,9	MM64DM	Halliburton	3136,80	3176,00	39,20	46,00		
	215,9	FX64D	Halliburton	3176,00	3341,40	165,40	42,07		
110	215,9	DP406FX	Baker Hughes	2859,00	2916,00	57,00	24,00	1,57	5
	215,9	DP407X	Baker Hughes	2916,00	2972,00	56,00	23,00		
	215,9	DP407X	Baker Hughes	2972,00	3045,00	73,00	47,00		
	215,9	FX64D	Halliburton	3045,00	3159,00	114,00	99,58		
	215,9	MD813X	Smith	3159,00	3277,00	118,00	72,50		

Результаты применения технологии:

FluidHammer 172.7/8.5.0 УП 0 гр. 0 мин. + Долото PDCSKH716S-A1C и E716-C1 пробурили вертикальный участок ствола скважины (S-образный профиль) за два рейса.

Интервал бурения 2860 – 3517 м., общий метраж составил 657 м.

Время бурения составило 90.14 ч.

Средняя МСП 7.29 м/ч.

Данный результат оказался на 46 % быстрее, чем лучший результат по месторождению и на 67 % быстрее, чем средний результат по ранее пробуренным скважинам.

В дополнение, наблюдалось снижение крутящего момента на поверхности по сравнению с ранее буримыми скважинами [1, 3].

Технология FluidHammer уникальна и не имеет аналогов в РФ. Применение данной технологии наиболее эффективно при бурение твердых и плотных пород. А также доведение осевой нагрузки в сложных горно-геологических условиях при больших зенитных углах, где происходит синусоидальный изгиб бурильного инструмента и теряется осевая нагрузка.

Важно отметить, что не доход осевой нагрузки влияет на качество разрушения породы, а соответственно на МСП и на срок строительства скважины и сложности с управлением траектории. Данное оборудование было испытано на объекте компании АО «Самаранефтегаз» на Кулешовском месторождение, где FluidHammer показал насколько он эффективен, по сравнению с обычным винтовым забойным двигателем.

Библиографический список

1. SPE 166433, Scott Powell NOV, David Herrington NOV, Benoit Botton NOV, Brad Ivie NOV, 2013, This paper was prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA, 30 September – 2 October 2013.
2. United States Patent US006659202B2.
3. Отчет FluidHammer Кулешовское 121, АО «Самаранефтегаз», Самара, октябрь, 2015.
4. Презентация FluidHammer, АО «Самаранефтегаз», Самара, октябрь, 2015.
5. Паспорт FluidHammer National Oilwell Varco 7909 Parkwood Circle Dr. Houston, Texas 77036.
6. Сравнительная таблица механических скоростей по Кулешовской площади, АО «Самаранефтегаз», Самара, октябрь, 2015.
7. FluidHammer Overview May 2013.

ИЗУЧЕНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ПОКРОВСКО-СОРОЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПОДБОРА ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЖИДКОСТИ ВСКРЫТИЯ

Н.Н. Чураков, В.И. Никитин

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия*

В современной нефтедобыче и строительстве скважин, от загрязнения призабойной зоны пласта напрямую зависит дебит скважины, ее безводная эксплуатация. На начальном этапе важно правильно подобрать буровой раствор, исходя из геологического строения залежи, ее минерального состава, типа коллектора и фильтрационных характеристик.

От взаимодействия фильтра раствора с пластом и пластовым флюидом зависит степень загрязнения призабойной зоны пласта, что приводит к ухудшению проницаемости при дальнейшей эксплуатации [4] Фактически, проницаемость – это способность породы пропускать флюид, а, следовательно, это одно из важнейших свойств коллектора. Она зависит от конфигурации и размера пор, что обусловлено размером

зерен терригенных пород, плотностью их укладки и взаимным расположением частиц, типом и составом цемента и др. Трещиноватость также оказывает влияние на проницаемость породы. При сверхвысоких давлениях проницаемость горных пород возрастает. Однако при небольших перепадах давления в продуктивных пластах многие породы, в результате незначительных размеров пор, оказываются практически непроницаемыми для жидкостей и газов (глины, сланцы и т.д.). Хорошо проницаемыми породами являются: доломиты, песчаники, песок, доломитизированные известняки, алевролиты, а также глины, имеющие массивную пакетную упаковку. К плохо проницаемым относятся: глины, с упорядоченной пакетной упаковкой, глинистые сланцы, мергели, песчаники, с обильной глинистой цементацией. Для существующих типов каналов фильтрация идет, в основном, через капилляры, каналы и трещины [1]

Скважина 78 Покровско-Сорочинского месторождения строилась, как поисково-разведочная, для изучения коллекторских свойств пластовых залежей, формирование более полной картины о запасах нефти, пластовой воды, границ ВНК, пластовых давлениях на месторождении, которое введено в эксплуатацию в 60-х годах XX века.

Анализ кернового материала может быть полезен не только для проектирования процесса разработки месторождения, но и на этапе строительства скважины, а именно при планировании вскрытия продуктивного пласта. При строительстве данной скважины велся отбор керна с дальнейшим исследованием образцов методом центрифугирования. В результате были построены гистограммы распределения пор по размерам и доля их участия в процессе фильтрации (Рис.1., Рис.2).

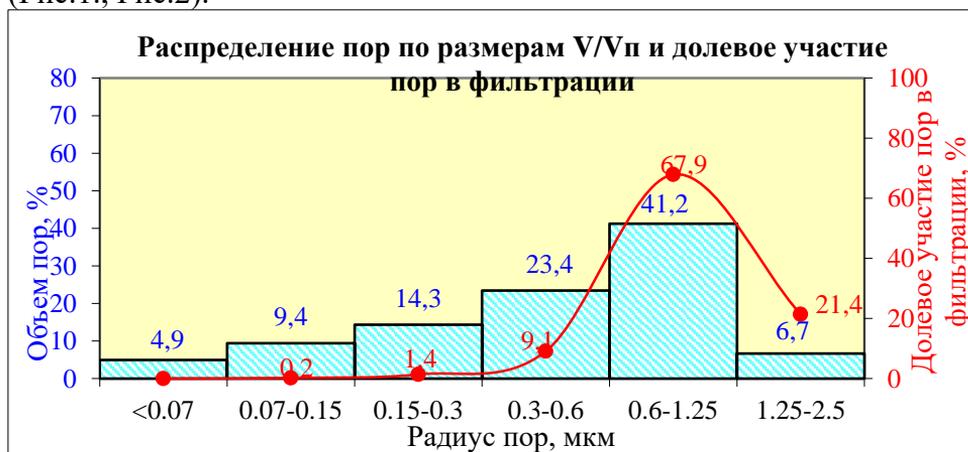


Рис. 1 Результаты капиллярных исследований образца №4699/15, полученные методом центрифугирования. Пласт А5

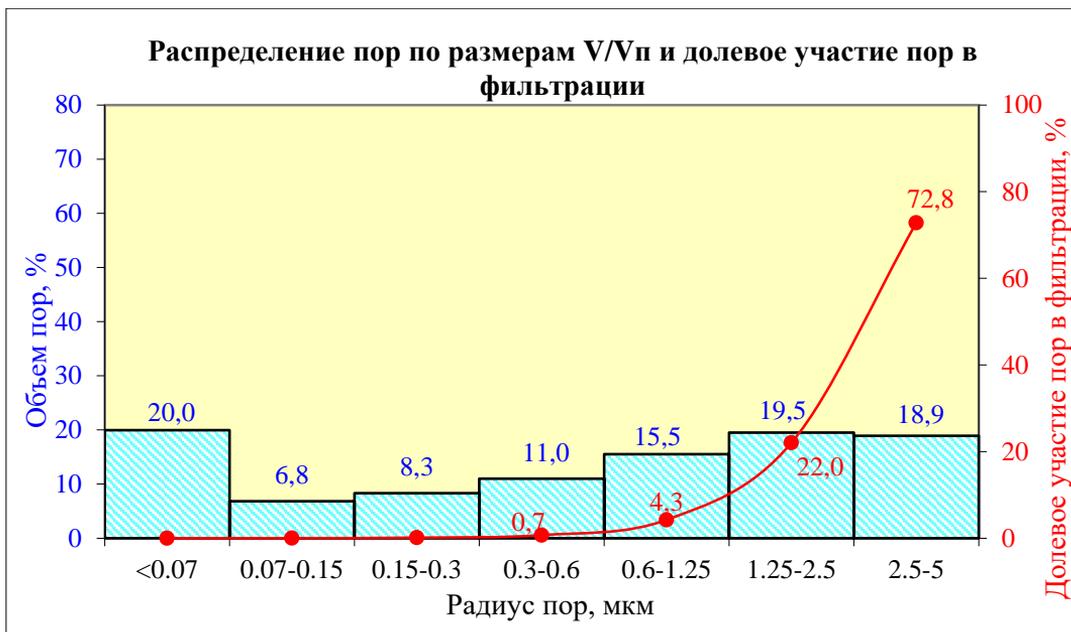


Рис.2 Результаты капиллярных исследований образца №4851/15, полученные методом центрифугирования. Пласт А6

Поровые каналы продуктивных пластов условно делятся на три группы: субкапиллярные - размер пор менее 0,0002 мм, это практически непроницаемые: глины, глинистые сланцы, эвапориты (соль, гипс, ангидрит);

капиллярные - размер пор от 0,0002 до 0,5 мм;

сверхкапиллярные - размер пор более 0,5 мм.

При изучении kernового материала пласта А5, А6 можно сделать вывод о капиллярной структуре пласта, по размеру пор. Основываясь на данном выводе следует учитывать характер взаимодействия фильтрата бурового раствора с пластовым флюидом в пластах данного типа [3]. При движении жидкости в сверхкапиллярных пластах законы движения близки к классическим законам гидравлики, при движении в пластах с капиллярной структурой значительный вклад вносят капиллярные давления и смачиваемость горной породы [2].

Понятие смачиваемости играет важную роль в оптимизации извлечения нефти. Характер смачиваемости влияет на многие параметры поведения пласта, особенно при подборе бурового раствора, при заводнении и повышения нефтеотдачи на поздних стадиях разработки. Различают гидрофильные и гидрофобные породы. Поверхность, которая смачивается нефтью, обладает сродством с нефтью. Если рассматривать породы пласта в целом, то это сложные структуры, характеризующиеся

разнообразным минеральным составом. В практике нефть скапливается в более крупных порах, исходя из этого, важно изучать керновый материал, на основании данных исследований делается вывод о структуре пласта, размер пор, миграции нефти (если речь идет о группе разведочных скважин).

Исходя из результатов исследования следует сделать вывод, что повысить качество вскрытия пласта можно путём подбора рецептуры промывочной жидкости исходя из свойств горной породы. Для буровиков задача анализа керна с точки зрения теории смачиваемости является неклассической, но тем не менее исследования по взаимодействию фильтрата бурового раствора с нефтенасыщенным пластом с капиллярной структурой может быть перспективной. При этом, необходимо ставить цель о подборе рецептуры бурового раствора таким образом, чтоб в конкретных пластовых условиях не были образованы устойчивые водонефтяные эмульсии, препятствующие обратной фильтрации, а для этого необходимо учитывать капиллярные давления на границе раздела фаз, а также смачиваемость пласта фильтратом и пластовым флюидом.

Библиографический список

1. *Ибатуллин Р.Р и др.* Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. М., Недра, 2004 г.
2. *Желтов Ю.П.* Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 1998. - 334с.
3. *Живаева В.В., Никитин В.И.* Модель для расчета радиуса проникновения фильтрата бурового раствора при вскрытии пласта // Современные наукоемкие технологии. – 2016. – № 6-2. – С. 250-254;
4. *Никитин В.И., Милькова С.Ю. В. Бель Амур Оссиала* Изучение скорости фильтрации буровых растворов при лабораторных исследованиях // Ашировские чтения: Сб. трудов Международной научно-практической конференции. / Отв. редактор В.В. Живаева. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – 367с.

МЕРОПРИЯТИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ НА ПРИМЕРЕ ЮЖНО-СУББОТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О.А. Нечаева, Р.М. Алимов, Е.Ю. Крючков.

**СамГТУ,
Самара, Россия**

Строительство скважин в некоторых случаях осложнено наличием интервалов, в которых возможно одновременное проявление таких осложнений как прихваты бурильной колонны, вызванные дифференциальным давлением или обвалившейся горной породой, так и поглощения промывочной жидкости (рисунок 1). В этом случае, необходимо особое внимание уделять проектированию физико-химических свойств бурового раствора. Поскольку повышение плотности промывочной жидкости, для придания устойчивости стенкам ствола скважины, приводит к росту риска возникновения поглощений или прихвата бурильной колонны от избыточного давления[1]. Одним из возможных решений является, повышение требований к таким параметрам промывочных жидкостей как фильтратоотдача и способность образовывать на стенках скважины тонкую и малопроницаемую фильтрационную корку, которая позволяет повышать репрессию на пласт без роста риска возникновения других осложнений.

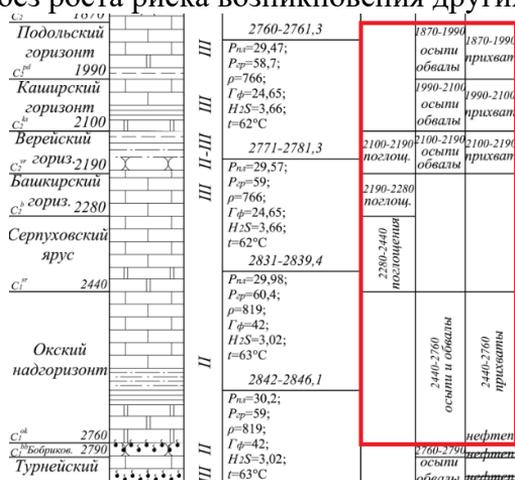


Рис. 1 – Стратиграфический разрез Южно-Субботинского месторождения

Процесс образования на стенках скважины высококачественной фильтрационной корки возможен только при наличии в буровом растворе регентов-кольматантов, оптимальная концентрация и гранулометрический состав которых подобран исходя из фильтрационно-емкостных свойств пласта[2].

Для выполнения выше перечисленных требований, предлагается использование в качестве наполнителя слюдянистый кольматант, производства компании «НПО «ПОЛИЦЕЛЛ». Реагенты-коматанты в буровых растворах способствуют ускоренному образованию фильтрационной корки на стенках скважины, сложенных песчаниками и трещиноватыми сланцами низкой и средней проницаемости. Оптимальная концентрация данного реагента в растворе составляет 15-30 кг реагента на 1 м³.

Для оценки кольматирующей способности исследуемого бурового раствора и раствора с наполнителями, были проведены ряд лабораторных исследований на приборе PPA 5000 компании Fann. Данный прибор (рисунок 2а) предназначен для точного моделирования процесса фильтрации в забойных условиях. Роль проницаемого пласта, в приборе эмитирует керамический диск с известными фильтрационно-ёмкостными свойствами (рисунок 2б) [3]. Условия, при которых проводились исследования, представлены в таблице 1

Таблица 1

Условия при которых проводились опыты

Название параметра	Значение параметра
Средний диаметр пор, мкм	40
Длительность опыта, мин	30
Перепад давления, МПа	6,8
Температура °С	60



Рис. 2 – а – Прибор PPA, б – керамический диск

Результаты проведенных опытов на приборе для определения кольтматирующей способности представлены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты опытов

Название параметра	Исследуемый раствор	Исследуемый раствор + наполнители
Объем фильтрата, мл	65	25
Толщина фильтрационной корки, мм	11	5

Как видно из выше приведённой таблицы, исследуемый раствор образовал на поверхности керамического диска некачественную фильтрационную корку значительной толщины (рисунок 3а), при этом наблюдается большой объем фильтрата промывочной жидкости. Абсолютная другая ситуация наблюдается при добавлении в исследуемый буровой раствор слюдинистого материала разного фракционного состава, который выступает в роли кольтматанта. Образовавшаяся на поверхности керамического диска фильтрационная корка (рисунок 3б), является высококачественной. Она плотная, имеет незначительную толщину, обладает низкими адгезионными свойствами

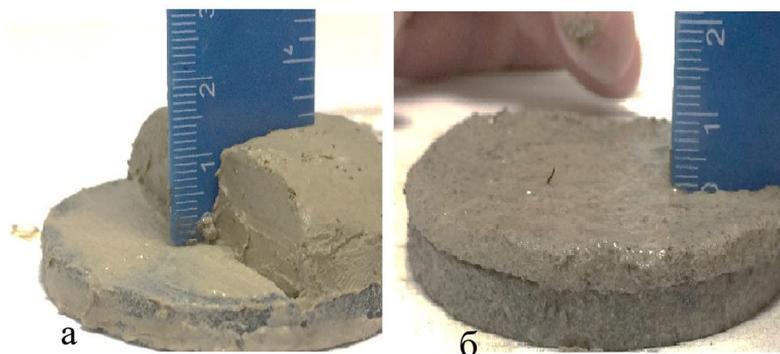


Рис. 3 – а – исследуемый буровой раствор, б – исследуемый буровой раствор с наполнителями

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод о том, что добавление в состав исследуемого бурового раствора реагента-кольматанта, позволяет снизить риск одновременного возникновения осложнений связанных как с потерей бурового раствора, так и подвижностью буровой колонны. Это в свою очередь позволяет строить скважину в сложных горно-геологических условиях, без усложнения конструкции скважины дополнительной промежуточной колонной.

Библиографический список

1. Джон Митчелл. Безаварийное бурение: курс лекций к тренингу / Митчелл Джон. Хьюстон: Дрилберт Инжиниринг Инк., 2001. — 334 с.
2. Mi SWACO, «Школа по буровым растворам и. технологии, очистки от шлама»: учеб пособие. - Волгоград: ИКФ - Сервис, 20091 — 340 с.
3. Каталог лабораторного оборудования компании Fann.

УДК 622.245.124: 553.98

**ВОЗДЕЙСТВИЕ НЕКОТОРЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ
ФАКТОРОВ НА СОСТОЯНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН***Л.В.Ермолаева**Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
e-mail: bngssamgtu@mail.ru*

В настоящее время многие залежи Урало –Поволжья находятся на поздней стадии разработки и вопросы связанные с сохранением герметичности эксплуатационных колонн скважин имеют большое значение. Необходимость своевременного обнаружения повреждений колонн диктуется требованиями охраны недр и окружающей среды, предотвращения перетоков пластовых жидкостей из пласта в пласт и даже выхода их на дневную поверхность, особенно сейчас, когда экологические проблемы приобретают крайнюю остроту и требуют к себе самого серьезного внимания.

Коррозионная агрессивность пластовых вод и продолжительный срок эксплуатации скважин приводит к значительному росту количества нарушений герметичности эксплуатационных колонн. особенно интенсифицируется процесс коррозии при содержании в пластовых жидкостях сероводорода. Наличие сероводорода оказывает разрушающее действие не только на обсадные трубы, но и на цементный камень. Под действием агрессивных пластовых флюидов происходит коррозия цементного камня, которая приводит к появлению трещин в теле цементного камня, снижая его прочностные свойства, качество сцепления с горной породой и колонной, а в некоторых скважинах полное его разрушение. Это в свою очередь способствует проникновению пластовых вод через цементный камень и контакту агрессивных флюидов с обсадными трубами. В ряде случаев ликвидация нарушений обсадных колонн значительно затрудняется вследствие потери герметичности колонн одновременно в нескольких интервалах. Иногда нарушение герметичности колонн выражается в смещении колонны.

Анализ и обобщение значительного количества фактического геолого -промыслового и геофизического материала по месторождениям Среднего Поволжья позволило выявить приуроченность нарушений целостности эксплуатационных колонн к определенным участкам

стратиграфического разреза осадочной толщи палеозоя. А также установить влияние трещиноватости горных пород, наличие поглощений промывочной жидкости и кавернообразований при бурении, дизъюнктивной нарушенности структур, что способствует движению коррозионных сероводородных пластовых вод и возникновению негерметичности эксплуатационных колонн.

Пластовые воды нефтяных месторождений данного района характеризуются изменением компонентного состава растворенных в них солей и газов по всему разрезу палеозоя. В результате перемещения пластовых вод по трещинам в горных породах и контакта с цементным камнем, а затем и наружной поверхностью обсадных колонн, создаются условия для нарушения их герметичности.

Трещины по происхождению подразделяются на нетектонические и тектонические. Нетектонические трещины характеризуются изменением направлений на коротких расстояниях, частым выклиниванием, заполнением вещественным материалом вмещающих или перекрывающих горных пород.

Тектонические трещины связаны с вертикальными движениями блоков кристаллического фундамента и образуют более или менее геометрические сетки. Трещины развиты во всех литологически разных горных породах. Большинство трещин имеют тектоническое происхождение. Тектонические трещины чаще всего простираются в вертикальном направлении. Максимального развития трещиноватость достигает на тектонически наиболее напряженных участках структур – на крутых крыльях, на сводах, пограничных участках с пережимами. На границе литологически разнородных пород существуют трещины в плоскости параллельной наслоению [1]. Трещины могут быть открытые и закрытые. У открытых трещин полости не запечатаны вторичным материалом. Такие трещины служат каналами для движения по ним жидкостей и газов.

Нарушения целостности эксплуатационных колонн концентрируются на участках развития трещиноватости, в пористых, кавернозных горных породах. На месторождениях района Поволжья нарушения колонн в интервалах верхнепермского карбонатно – терригенного комплекса главным образом преурочены к пористым и трещиноватым известнякам калиновской свиты, залегающим под толщей гидрохимических осадков. Пластовые воды этих отложений имеют повышенную сульфатность, принадлежат к хлоркальциевому типу и отличаются высоким содержанием сероводорода до 200 мг/л. Например, на Мухановском месторождении в интервалах трещиноватых известняков калиновской свиты через нарушения в эксплуатационных

колоннах в интервалах 358-364 м., 377-382м., 392-397м. поступала пластовая вода по составу соответствующая воде калиновской свиты. Геолого – геофизическая характеристика пород калиновской свиты и интервалы нарушения герметичности эксплуатационных колонн представлены на рисунке.

Интервалы поглощений промывочной жидкости при бурении скважин являются зонами перетоков пластовых вод. В поглощающих горных породах содержатся высокоминерализованные жидкости, часто содержащие сероводород. Это подтверждается частичным замещением бурового раствора минерализованной пластовой водой с сероводородом при бурении в интервалах поглощений [2].

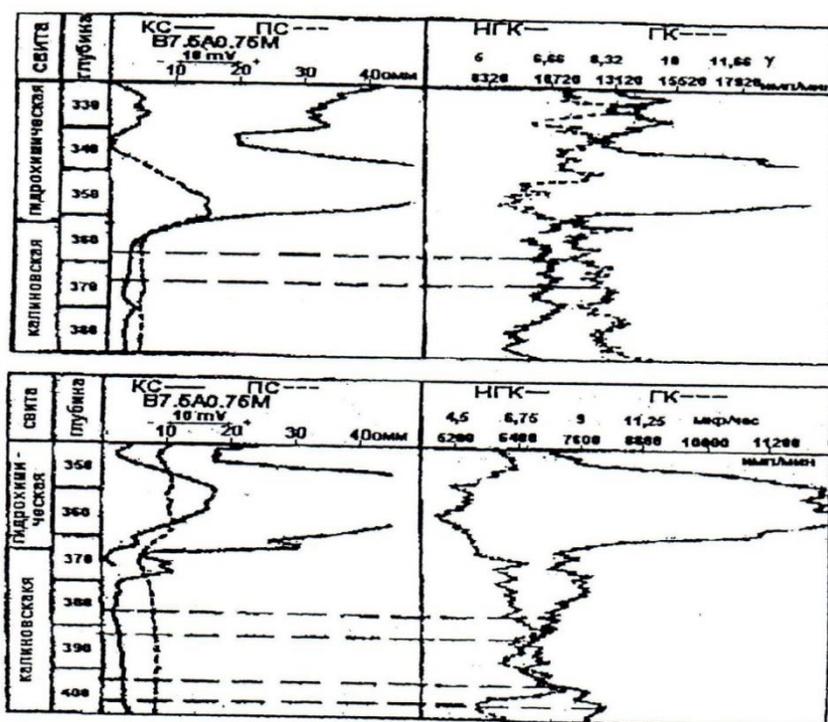


Рис.1 Геолого-геофизическая характеристика известняков калиновской свиты

Присутствие зон поглощений бурового раствора в геологическом разделе осадочной толщи зависит от геологического строения месторождения, гидрогеологических условий, литологического состава горных пород, тектонического фактора при формировании осадочных пород и появление нарушений целостности эксплуатационных колонн характерно для интервалов поглощений [3]. Например, в нижнепермских

отложениях возникновение негерметичности колонн коррозионного характера наблюдались в пористых и трещиноватых доломитах верхней части кунгурского яруса. Пластовые воды этих отложений имеют высокую минерализацию с содержанием сероводорода до 140 мг/л.

Таким образом, анализ промысловых данных о нарушениях колонн показал связь возникновения повреждений обсадных колонн коррозионного характера с гидрогеологическими условиями месторождений.

Библиографический список

1. *Аширов К.Б., Фролова Е.К.* О характере трещиноватости карбонатных пород палеозоя на месторождениях Куйбышевской области // Нефтегазовая геология и геофизика. 1974, №4.
2. *Аширов К.Б., Андреев С.С.* О связи зон поглощения с особенностями геологического строения месторождений // Рациональная технология и техника бурения скважин и нефтедобычи: тр. /КПТИ. - Куйбышев, 1982. - С. 56-64.
3. *Ермолаева Л.В.* О влиянии зон поглощения промывочной жидкости на возникновение нарушений эксплуатационных колонн // Бурение и нефть.-2010.- №1.-С.22-24

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ВЕДЕНИЯ УЧЕТА НАРАБОТКИ И КОНТРОЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ БУРИЛЬНЫХ И НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ НА ПРОМЫСЛЕ

П.Н.Букин, О.П.Козлов, П.И.Демидова, Н.А.Бобров

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

В настоящее время вопрос, связанный с износом и обработкой насосно-компрессорных и бурильных труб, является наиболее актуальным. Трубы в процессе строительства и эксплуатации скважины являются одним из важнейших инструментов. Этот ресурс наиболее часто подвержен износу, и аварии, связанные с ними, занимают значительную долю производственного времени. Поэтому,

увеличение срока эксплуатации и контроль движения комплекта насосно-компрессорных и бурильных труб позволит не только уменьшить стоимость строительства скважины, но также и уменьшить вероятность аварий на буровой, связанных непосредственно с трубами.

Методы учета износа и списания труб в каждой фирме ведутся по-разному, но по факту - списание и перевод бурильных труб из одного класса в другой - производится на основании внешнего осмотра, инструментальных измерений и данных по дефектоскопии. Основным критерием перевода трубы из класса в класс является замер диаметров тела трубы и замка, которые изнашиваются в результате абразивного трения. Списанный комплект имеет большое количество труб с недоработанным ресурсом из-за отсутствия контроля за компоновкой колонны при бурении следующей скважины. Фактически спуск труб в каждую последующую скважину без учета их остаточного ресурса (степени износа) и физико-механических свойств пород в интервале отработки комплекта увеличивает диапазон разброса величины замеряющих износ бурильных труб. Повышается вероятность аварий, вызванной трубами с повышенным износом, что в свою очередь ведёт к увеличению времени на бурение одной скважины. Увеличивается время на свинчивание, развинчивание труб с повышенным износом замковых соединений, что в свою очередь также увеличивает время на бурение одной скважины. Нерационально используется транспорт, вызвано это перевозкой комплекта с недоработанными трубами, что ведёт к увеличению затрат.

Нами предлагается использовать лазерный измерительный прибор Рис.1, разработанный на кафедре «Бурения нефтяных и газовых скважин», для замера износа бурильных и насосно-компрессорных труб, а также за счет установки на трубы RFID-меток, персонализировать полученные данные и начислять износ на каждую трубу отдельно.



Рис. 1. Лазерный измерительный прибор.

Лазерный измерительный прибор создан для контроля износа по диаметру, через кривизну боковой поверхности в поперечном сечении в условиях ограниченного доступа к объекту измерения (на подсвечнике или на стеллажах). Контроль кривизны замеряется при помощи лазерного триангуляционного датчика Рис. 2., расположенного между упорными элементами, которые фиксируют измеряемую плоскость на рабочем расстоянии от датчика.



Рис.2 Принцип измерения диаметра трубы с помощью прибора.

Принцип работы лазерного триангуляционного датчика такой: развернутый в идеальную прямую линию лазерный луч проецируется на поверхность контролируемого объекта. Световая линия повторяет форму профиля объекта в сечении. Изображение световой линии проецируется на КМОП-фотоматрицу. По координатам изображения на фотоприемнике микропроцессор производит вычисление реальных координат световой линии. Для получения трехмерной модели формы или поверхности объекта можно использовать перемещение датчика с учетом точной величины этого перемещения.

Для персонализации полученных данных нами предлагается установка считывающей RFID антенны в прибор и RFID меток в замковое соединение трубы Рис.3. Данные метки дублируют информацию, которая наносится на тело трубы клейменем и краской, а также может содержать и другую информацию о характеристиках трубы. Это позволит начислять износ на каждую трубу в комплекте отдельно и на комплект в целом. Полученный массив данных автоматически заносится в базу данных, где будет начисляться время работы трубы в скважине, износ по диаметру, расположение трубы в колонне и другая полезная информация. Программа, на основании полученных данных, сможет составить схему перестановки бурильных труб на подсвечнике с учетом износа и конструкции колонны. Это позволит увеличить ресурс комплекта труб в целом за счет более равномерного износа всех труб.

Данный автоматизированный комплекс в основе, которого лежит лазерный триангуляционный датчик и RFID детектор, позволят персонализировать каждую трубу отдельно и вести учет износа, а также следить за движением парка труб. Комплекс позволит повысить наработку на комплект труб в целом, а также уменьшить аварийность за счет постоянного контроля автоматизированной системы.



Рис.3. RFID метки

ПРОАКТИВНАЯ МОДЕЛЬ ПОВЕДЕНИЯ РУКОВОДИТЕЛЯ КАК ФАКТОР СНИЖЕНИЯ РИСКОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ

П.В.Нечаев, В.В.Золотенков

*АО «Самаранефтегаз»
г. Самара, Россия*

Нефтяная отрасль охватывает собой крупномасштабные проекты строительства как объекты промышленной добычи, транспортировки и переработки углеводородов, так и объекты строительства скважин на территории России. В последние годы активное внимание уделяется отношению компаний к безопасному выполнению работ при строительстве скважин на нефть и газ. На сегодняшний день актуальна тема охраны труда и промышленной безопасности при выполнении работ в процессе строительства скважин различного назначения. В соотношении конкуренции и сроков на строительство скважин крупные компании пользователи недр особое внимание уделяют безопасному ведению работ буровыми подрядными

организациями на всем протяжении строительства скважин согласно проекта. Много критериев выделяется в области охраны труда и промышленной безопасности на стадии выбора (тендера) подрядных организаций для выполнения работ по строительству скважин. Безопасное производство работ – это, прежде всего соблюдение законодательных требований, контрактных обязательств, отношение работников всех рангов к выполнению поставленных задач с минимальными рисками на протяжении всех производственных процессов, престиж и репутация компании, моральные обязательства перед коллегами, устойчивое развитие компании. Если компании не делают этого, то в итоге они выйдут из бизнеса. Руководители компании должны соблюсти равновесие между конкурирующими требованиями охраны труда и производства, бюджета и управление человеческими ресурсами. Часто решить этот вопрос не легко – из-за противоречия между выполнением работы безопасным образом и стремлением закончить задание в срок, готовностью рабочих и руководителей рисковать и использовать методы, требующие наименьших затрат бюджета, времени и сил для достижения производственных целей, а также из-за сложности правил и нормативов охраны труда и промышленной безопасности. В результате всех этих действий в отношении несоблюдения требований приводят к глобальным негативным последствиям как для компании, так и для отдельной личности – сотрудника и членов его семьи. Цена несчастных случаев на рабочем месте, инцидентов и аварий в процессе выполнении работ очень велика. Существуют как прямые затраты работодателя - потерянное рабочее время, расходы на лечение, ремонт или замена оборудования и т. д., так и гораздо большие косвенные затраты травмированных или заболевших работников, репутация компании и дальнейшее положительное развитие ее в отрасли и в бизнесе в целом. Ценность охраны труда и промышленной безопасности раскрывается с помощью анализа практических, моральных и финансовых вопросов обеспечения безопасности труда на рабочем месте, а также основ законодательства и организационных структур производства, предусмотренных для достижения этой цели. Охрана труда и промышленная безопасность основываются на устранении и снижении причин несчастных случаев и прочих происшествий и инцидентов на рабочем месте.

Какова модель поведения руководителя как фактор снижения рисков? Первое, что нужно отметить: для успешной работы системы охраны труда и промышленной безопасности необходимы сотрудничество и вовлеченность как работодателей, так и работников всех подразделений предприятия. Меры для реализации надлежащих

стандартов охраны труда и промышленной безопасности на рабочем месте могут быть интегрированы в сами рабочие процессы, например: установка газосигнализаторов на оборудование, в электроприборы вмонтированы автоматические предохранители, на рабочих местах, где возможно воздействие вредных и опасных производственных факторов на человека - замена ручного труда на механизированные процессы, механизированные процессы на автоматизированные и т. д. Тем не менее, для действенности большинства этих мер их должны поддерживать и сами работники. По разным оценкам, причина 60-90 % несчастных случаев на рабочих местах – действия (или бездействие) человека, чаще всего – из-за незнания, беспечности и некомпетентности. Сотрудники в разной степени осознают опасности и риски на рабочем месте. Они также по-разному мотивированы поддерживать стандарты охраны труда и промышленной безопасности. На это действуют ряд факторов. Все эти факторы должны рассматриваться руководством в интересах развития и поддержания безопасности труда.

Меры контроля – ключи к безопасному выполнению работ. Первая мера контроля – **устранение**, выведение из процесса участие человека. Если это возможно, то эта мера контроля самая эффективная, при которой обеспечивается полное устранение опасного фактора. Вторая мера контроля – **замещение**, замена ручного труда автоматическим или механизированным процессом, смена процесса на менее опасный.

Третья мера контроля – **инженерные средства** - минимизация опасности с помощью технических средств, как применение подсобных машин и механизмов, защитных ограждений, приспособлений, освещение.

Четвертая мера контроля – **административные меры** – создание процедуры контроля опасного фактора, обучение работников, проверки оборудования и рабочих мест, инструкции и регламенты, инструктажи и наряды-допуски, плакаты, таблички, предупреждающие и запрещающие знаки.

Пятая мера контроля, превентивная – **средства индивидуальной защиты** - использование средств индивидуальной защиты, спецодежда, спецобувь, защитные очки, щитки, противогазы, маски, страховочные приспособления. Многие работники на производстве ставят средства индивидуальной защиты как первоочередную меру контроля, глубоко заблуждаясь о предотвращении негативных событий с их помощью их применения.

Инструменты управления рисками при производственных процессах:

- инструктаж персоналу перед началом работ;
- документированная система контроля опасностей при проведении работ, отнесенных к категории опасных – наряд-допуск;
- анализ безопасности выполнения работ (АБВР) – это эффективный метод предварительного выявления потенциальных опасных условий, определение мер по снижению выявленных опасностей и методов выполнения работ, при которых будет достигнут практически целесообразный уровень безопасности. Задачи АБВР: проанализировать поэтапное выполнение работ, выявить потенциальные или фактические опасности, определить риски и методы их контроля, меры снижения последствий. В разработке АБВР должны участвовать специалисты по направлениям в составе комиссии, так же должны быть вовлечены работники, которые непосредственно участвуют в процессе выполнении работ. Происходит сбор необходимой информации, ознакомление с имеющимися материалами, осмотр участка работ, выявляются опасные факторы на каждом этапе процесса выполнения работ. АБВР разрабатывается на каждый вид работ повышенной опасности и должен находиться непосредственно на месте проведения работ для руководства и применения. Качественный АБВР должен регулярно пересматриваться на предприятии и быть актуальным для выполнения производства работ. Выявить потенциально опасные факторы, которые могли остаться незамеченными в ходе обычного инструктажа перед началом работ одна из первых задач АБВР.

Ответственному руководителю работ необходимо руководствоваться иерархией мер контроля как инструментом для предотвращения и минимизации рисков при выполнении производственных процессов. Так же работники должны быть компетентны при выполнении работ о применении мер контроля. Перед выполнением работ, в процессе производства работ персоналу и ответственным руководителям необходимо руководствоваться, применять инструменты управления рисками при производственных процессах. Ответственный руководитель работ, работники должны уметь определять опасные факторы перед выполнением работ, уметь проводить анализ опасных факторов перед конкретным видом работ, уметь оценивать риски. Применение иерархии мер контроля, инструментов управления рисками, доведение информации и вовлечение в участие производственными процессами работников является профилактическими действиями для снижения рисков при выполнении работ.

Таким образом при соблюдении законодательных требований, контрактных обязательств репутация компании и организации укрепляется, и способствует для дальнейшего успешного развития и расширения рынка предоставления услуг.