

Таблица 1

Результаты исследований ПЦТ I-100 с различными добавками.

№	Состав	Показатели				
		Растекаемость, мм	Плотность, г/см ³	Время загустевания, 30Вс/мин/75°С	Прочность, Мпа, 2суток, 75С	Водоотделение, см ³ /2часа
1	ПЦТ I -100, Вермикулит (марки 150), бентонит	225	1,45	Имеет изначальнуюконсистенцию >30 Вс	1.5; 1.4;	1
2	ПЦТ I 100, вермикулит (марки 150) затворённый на раствореNaClI	>250	1.435	85	1.5; 1.34;1.46;	4
3	ПЦТ I 100, вермикулит (марки200) крепь 4, затворённый на растворе NaCl.	250	1,53	105	2.0;2.2;2.3	8,5
4	ПЦТ I-100, вермикулит (125мкм), крепь 4, NaCl	>250	1,52	100	3.3; 3.3;3.0	6
5	ПЦТ I-100, вермикулит (200-500мкм), крепь 4, NaCl	230	1,425	70	2.2; 2.4	5
6	ПЦТ I-100, вермикулит (500-800мкм), крепь 4, NaCl	220	1,41	20	2.0; 2.0	1,5
7	ПЦТ I-100. вермикулит (- 125 мкм), бентонит, Cem 1	> 250	1,53	260	2,4; 2,3;2,4	3

ПРИМЕНЕНИЕ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ КАК РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ УСТОЙЧИВОСТИ АРГИЛЛИТОВ И РАСТВОРЕНИЯ СОЛЕЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА ВЕРХНЕЧОНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

К.В. Бузанов

Научный руководитель: старший преподаватель Л.Н. Нечаева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г Томск, Россия

Одним из проектных решений, оказывающих значительное влияние на эффективность бурения скважины, является выбор бурового раствора, тип и свойства которого влияют на качество строительства скважин, определяют возможность предупреждения осложнений и успешность вскрытия и освоения продуктивных пластов.

Поскольку в настоящее время легкодоступные запасы углеводородов исчерпаны, и большинство объемов бурения на сегодняшний день связаны с осложненными условиями бурения, то проблема качественной проводки ствола скважины стоит наиболее остро. Сложными, а подчас и несовместимыми условиями бурения и вызвано принятие решений о применении дорогостоящих технических средств и сложных технологических приемов в процессе строительства скважины. К таким подходам следует отнести обоснованное применение растворов на углеводородной основе для конкретных условий бурения. Однако, как и любой подход к решению проблемы, внедрение систем на нефтяной основе имеет свои преимущества и недостатки.

К преимуществам при применении РУО можно отнести стабильность скважины в том числе при бурении активных глин и массивов солей, хорошие смазывающие способности, температурную стабильность, слабая реакция на загрязнения, экономичность при повторном использовании, низкая коррозионная активность, высокая стабильность при бурении. Но есть и видимые недостатки его применения, к которым относятся высокая стоимость, ограничения на сброс при утилизации, повышенные требования к оборудованию приготовления, очистки и циркуляции, чувствительность к водопроявлению, CO₂, H₂S[1,2,3].

В силу многочисленных рабочих нюансов, применение РУО сегодня имеет скорее вынужденный характер, и имеет место, когда выявлен один из следующих фактов или же их комплекс[1,2,3]:

1. Наличие в геологическом разрезе продолжительные секции реактивных глин;
2. Большой отход от вертикали;

3. Высокотемпературные скважины;
4. Наличие в разрезе значительной секции солей;
5. Если имеются повышенные требования к качеству вскрытия либо посаженные пластовые давления.

Рассматривая растворы на углеводородной основе для Восточной Сибири, в частности для применения при бурении скважин на Верхнечонском месторождении, мы уделяем внимание, главным образом, вопросу устойчивости отложений Мотской свиты, а также наличию мощного солевого пласта Усольской свиты в разрезе. В стратиграфическом разрезе, характерном для скважин Западной Сибири, также присутствуют аргиллиты, которые успешно вскрываются на РВО, однако, они существенно отличаются по своему строению, составу и происхождению от аргиллитов Восточной Сибири [5,6].

Осадочный чехол Западной Сибири сформировался преимущественно в мезозойскую эпоху, он практически не испытывал интенсивных тектонических движений. Анизотропия в породах преимущественно связана с особенностями седиментогенеза, скоростью осадконакопления. Неустойчивые аргиллиты распространены здесь на тех гипсометрических уровнях, где скорость седиментогенеза была аномально высокой, что привело к захоронению в поровом пространстве части водного флюида, а значит и аномально высокому давлению внутри породы. В целом, общая матрица аргиллитов характеризуется минимальной пористостью и проницаемостью, которая практически изотропна в пространстве. Более того, все аргиллиты Западной Сибири характеризуются по составу преимущественным преобладанием смектитов [5,6].

Аргиллиты Восточной Сибири характеризуются достаточно невыдержанными структурно-текстурными особенностями: с наличием многочисленных наложенных трещин разрыва и скалывания, расщепления. Породы имеют значительную директивную проницаемость и пористость. По минеральному составу в таких породах в низкой концентрации находятся гидрослюда, каолинит, а также неглинистые минералы: кварц, карбонаты, полевошпат [5].

В таблице 1 приведены главные признаки неустойчивых глинистых пород в Западной и Восточной Сибири [5].

Очевидно, что при одной и той же проблеме с неустойчивостью аргиллитов, подходы при избрании решений должны учитывать различия в происхождении и условиях залегания пород.

Таблица 1

Сравнение свойств неустойчивых аргиллитов Западной и Восточной Сибири

Признаки	Западная Сибирь	Восточная Сибирь
Региональная структура	Верхний структурный этаж осадочного чехла герцинской Западносибирской плиты	Нижний структурный этаж осадочного чехла древней Сибирской платформы
Стадия литогенеза	Средний катагенез	Ретроградный метаморфизм
Интенсивность тектонических движений	Нет или низкая	средняя
Температура	Средняя или высокая (более 50°C)	Низкая (10-30°C)
Пластовое давление	АВПД	АНПД
Развитие трещин	Нет или низкое	Среднее, несколько систем
Содержание смектитов	высокое	Низкое
Пористость	Нет или очень низкая	Низкая
Проницаемость	Нет или очень низкая	Низкая или средняя

Таблица 2

Сравнение типов раствора по адаптивности к разрезу ВЧНГКМ

Признаки	Тип раствора	
	Соленасыщенный раствор	РВО
Адекватность к АНПД по разрезу (возможность поддержания минимально низкой плотности б/р при оптимальном содержании коагулянта)	Отрицательная	Положительная
Инертность к солям	Удовлетворительная	Отличная
Реологический потенциал	Удовлетворительный	Хороший
Обеспечивающий устойчивость аргиллитов	Средняя вероятность	Высокая вероятность
Ингибирование	Хорошее	Отличное
Инертность к коррозии	Удовлетворительная	Отличная
Вероятность прихватов	Средняя	Низкая

Выбираемый раствор должен обеспечивать номинальность ствола в солевых отложениях, без их размыва, но, в то же время, быть адаптированным к аномально низким пластовым давлениям. Очевидный вариант – соленасыщенный раствор, не может быть принят однозначно, так как не совсем удовлетворяет

существующим пластовым давлениям, и с неустойчивыми аргиллитами равновесие в полном объеме не обеспечивается.

В итоге учитывая слабую активность минералов аргиллитов, наличие зон АНПД, а также вышележающие галогенно-карбонатные породы можно предполагать, что для увеличения устойчивости аргиллитов физико-химическими методами необходимо рассматривать, прежде всего, закрепляющие. С учетом имеющегося опыта бурения в регионе целесообразно первоначально рассматривать следующую схему при подборе системы и методов (табл. 2) [4].

На основании сравнения типов раствора на предмет адаптивности к разрезу ВЧНГКМ очевидно, что наиболее приемлемый вариант при выборе системы является раствор на углеводородной основе. Его использование решает проблему с устойчивостью аргиллитов, растворением солей, а также снижает уровень кавернообразования до 25-30% [4].

Литература

1. Практика применения РУО // Презентация компании MI – SWACO. – г. Волгоград, 2009. – 74 с.
2. Практические вопросы применения растворов на углеводородной основе // Презентация компании MI – SWACO. – ХМАО, 2010. – 44 с.
3. Опыт применения РУО на Юрхаровском месторождении // Презентация компании MI – SWACO. – ХМАО, 2010. – 18 слайдов.
4. Технично-экономическое обоснование применения РУО на Верхнечонском месторождении // проект компании MI – SWACO. – г. Иркутск, 2010. – 55 с.
5. Арсланбеков А.Р. Устойчивость глин разных стадий литогенеза на Юрхаровском месторождении при бурении скважин на растворах на углеводородной основе // Бурение и Нефть. – Март 2011. – №3 – С. 132 – 140.
6. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений / Под ред. В.И. Осипов, В.Н. Соколов, В.В. Еремеев. – М.: Наука, 2001. – 238 с.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ БОРЬБЫ С КАТАСТРОФИЧЕСКИМИ ПОГЛОЩЕНИЯМИ ПРИ БУРЕНИИ ПОД КОНДУКТОР НА ДУЛИСЬМИНСКОМ НГКМ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОДУВКИ СКВАЖИН ГАЗООБРАЗНЫМ РАБОЧИМ АГЕНТОМ

К.В. Бузанов, Г.Г. Синебрюхов

Научный руководитель: доцент К.И. Борисов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г Томск, Россия

Сегодня все чаще на самых высоких уровнях руководства нашей страны звучит слово «инновация». Особенно часто это определение можно услышать в контексте проблем индустриального сектора. Значение этого слова подразумевает внедрение качественно новых идей, позволяющий получить положительные технические, технологические и экономические эффекты от их реализации. А поскольку наша страна обладает огромными запасами полезных ископаемых, в том числе и углеводородного сырья, то нефтегазодобывающая отрасль, как никакая другая, требует внедрения новых технологий.

Все большее внимание на сегодняшний день уделяется развитию нефтегазового сектора Восточной Сибири, т.к. на территории Восточной Сибири сосредоточены значительные запасы углеводородного сырья. Так извлекаемые запасы нефти на Верхнечонском месторождении оцениваются в 196 млн. тонн, а суммарные запасы нефти на Толоканском и Юрубчено-Тохомском месторождениях составляют более 170 млн. тонн [1]. Для повышения инвестиционной привлекательности регионов Востока, в частности на территории Иркутской области и Якутии, отменен налог на добычу полезных ископаемых. Безусловно, это стимулирует бизнес вкладывать средства в развитие региона. Однако, все резервы углеводородов, сосредоточенные в Восточной Сибири, можно с уверенностью считать трудноизвлекаемыми, в связи со сложным геологическим строением недр региона.

Так, процесс углубки скважин на Дулисьминском месторождении Иркутской области ведется при несовместимости условий бурения. Несовместимые условия бурения являются следствием распространения экзогенной трещиноватости на глубинах до 300 метров в интервале Верхоленской свиты, которая имеет очень сложное строение, обусловленное также переслаиванием контрастных по проницаемости пород, и поэтому процесс бурения интервала Верхоленской свиты ведется при катастрофических поглощениях бурового раствора, что неизбежно влечет за собой колоссальные экономические затраты. Так, например, на скважине №1106 катастрофическое поглощение бурового раствора открылось на глубине 50 метров. Борьба с таким типом поглощения, и на такой глубине утяжелением бурового раствора не представляется возможным, и закачивание кольматационного материала также не приносит требуемого эффекта. Вследствие этого, срок сооружения секции кондуктора на скважинах Дулисьминского месторождения составляет до 20 дней. Одновременно со сложными условиями бурения Верхоленской свиты, в структуре стратиграфического разреза ДНГКМ присутствуют мощный пласт солевых отложений в интервале Усольской свиты на глубине 1100-1900 метров и неустойчивые, склонные к набуханию и осыпанию аргиллиты в интервале Мотской свиты на глубине 2350-2400 метров. И если последние два факта осложняют процессы проектирования скважины и подбора оптимального бурового раствора, то катастрофические поглощения бурового раствора в интервале Верхоленской свиты представляют собой более серьезную проблему.

Инновационным решением проблем сооружения кондукторов на Дулисьминском НГКМ, с большой долей вероятности, можно считать внедрение опережающего бурение интервалов подкондуктор мобильными