

Перспективность использования раствора на углеводородной основе для бурения горизонтальных скважин была подтверждена в ходе опытно-промышленных испытаний в июле-августе 2012 года на Еты-Пуровском («Газпромнефть-Муравленко») и Вынгапуровском месторождениях («Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»). В испытаниях при проводке горизонтальных скважин использовался раствор на углеводородной основе Megadril. Как рассказал заместитель начальника управления строительства скважин, начальник службы инжиниринга «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза» Дмитрий Черкасов, на Вынгапуровском месторождении испытания проводились на базе двух скважин: «Одним из условий испытаний было бурение горизонтальных скважин, общая длина которых могла достигать более 200 м, под большим углом в неустойчивых отложениях. Главная задача, поставленная перед испытателями, — не допустить обрушения ствола скважины за счет оптимизации химического состава промывочной жидкости — успешно решена». В результате испытаний было подтверждено изначальное предположение, что раствором, полностью удовлетворяющим поставленным задачам, станет РУО на основе минерального масла, рецептура которого была разработана компанией M-I SWACO.

Испытаниям на месторождениях компании предшествовали масштабные исследования различных рецептур буровых растворов в лаборатории «Газпромнефть НТЦ». В итоге было разработано несколько оптимальных вариантов промывочной жидкости для бурения длинных горизонтальных участков в сложных горно-геологических условиях Вынгапуровского месторождения. Первичный анализ проведенных испытаний показывает, что инновационные разработки, впервые используемые на месторождениях «Газпром нефти», оправдывают заявленные показатели эффективности. Например, применение промывочных жидкостей с олеофильной фильтрационной коркой (система Flo-Thru), уже опробованных в ходе проведенных испытаний, дает сокращение времени на освоение скважины до одних суток. В среднем по скважинам, освоенным с применением инновационной технологии, фиксируется увеличение дебита на 5%. При этом общие затраты на бурение и освоение скважины увеличиваются всего на 1%.

В то же время эксперты обращают внимание на некоторые сложности, с которыми неизбежно придется столкнуться при масштабном применении новых растворов в ходе бурения и освоения скважин. Для внедрения и масштабного применения растворов на углеводородной основе, промывочных жидкостей с олеофильной фильтрационной коркой, высоко ингибирующих систем требуется дорогостоящее оборудование, которое обеспечивает экологически безупречную систему очистки и циркуляцию жидкости. Значительны затраты и на новейшие химические реагенты, которые отечественная промышленность практически не выпускает.

Литература

1. Калинин В. Раствор инноваций//Сибирская нефть серия "Газпром-нефть". — М.: 2013. — №1/98. — с. 38.
2. Бродский Ю.А., Файнштейн И.З. Качественно вскрыть продуктивный пласт поможет буровой раствор с органобентонитом // Нефтегазовая вертикаль - М.: 2002. — №5. — С. 56-58.
3. Бродский Ю.А., Файнштейн И.З., Заворотный В. Буровые растворы на углеводородной основе с применением органобентонита// Нефть и капитал. — №7. — 2003.
4. Бесланеева З. Л. Новые органоглины и полиэтилен-слоистосиликатные нанокмпозиты/ Автореферат дисс. на соискание канд. техн. наук. — Нальчик, 2011.

АНАЛИЗ ПРИХВАТОВ И СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ

А.А. Барышников

Научный руководитель: ассистент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема предупреждения и ликвидации прихвата бурильных и обсадных колонн является одной из самых актуальных тем в современном бурении. К сожалению, даже при использовании современных технологий и оборудования для сооружения скважин, практика бурения нефтегазовых компаний часто сталкивается с таким осложнением, как прихват бурильной колонны. По данным буровых компаний самым распространенным осложнением во время бурения является прихват бурового инструмента. Количество прихватов бурильной колонны ежегодно остается высоким. На долю прихватов приходится более 60% от общего числа осложнений, возникающих при ведении буровых работ, при этом 40% скважин, в которых произошли прихваты, пришлось ликвидировать или перебуривать.

Буровые компании ежегодно несут большие убытки по причине прихвата бурильного инструмента вследствие:

- потери времени на его ликвидацию;
- потери части бурильной колонны;
- необходимости бурения бокового ствола в обход оставленного в скважине инструмента;
- потери скважины.

Прихваты можно разделить на две большие группы: 1) механический прихват, возникающий вследствие зашламовывания ствола, обрушения стенок скважины, заклинивания инструмента по геометрическим причинам; 2) дифференциальный прихват.

Основными причинами прихвата бурильных и обсадных колонн являются [1,3,4,8]:

1. Непосредственный контакт некоторой части бурильных и обсадных колонн со стенками скважины в течение определенного времени.
2. Резкое изменение гидравлического давления в скважине в результате выброса, водопроявления или поглощения бурового раствора.
3. Нарушение целостности ствола скважины, вызванное обвалом, вытеканием пород или сужением ствола.
4. Образование сальников на долоте в процессе бурения или во время спуска и подъема бурильного инструмента.
5. Заклинивание бурильной или обсадной колонны в желобах, из-за попадания в скважину посторонних предметов, заклинивания нового долота в суженной части ствола из-за выработки по диаметру предыдущего долота.
6. Оседание частиц выбуренной породы или твердой фазы глинистого раствора при прекращении циркуляции бурового раствора.
7. Неполная циркуляция бурового раствора через долото за счет пропусков в соединениях бурильной колонны.
8. Преждевременное схватывание цементного раствора в кольцевом пространстве при установке цементных мостов.
9. Отключение электроэнергии или выход из строя подъемных двигателей буровой установки.

В практике бурения нефтяных и газовых скважин можно выделить общие технологические мероприятия по предупреждению прихватов [7,8,10,11]:

1. Использование высококачественных буровых растворов, дающих тонкие плотные корки на стенках скважины;
2. Обеспечение максимально возможной скорости восходящего потока бурового раствора;
3. Обеспечение полной очистки бурового раствора от обломков выбуренной породы;
4. Регулярное прорабатывание в процессе бурения зоны возможного интенсивного образования толстых корок;
5. Утяжеление бурового раствора при вращении бурильной колонны;
6. Отслеживание температуры раствора, так как ее резкое снижение свидетельствует о появлении разрыва резьбовых соединений в колонне бурильных труб выше долота;
7. При вынужденных остановках необходимо через каждые 3–5 мин расхаживать бурильную колонну и проворачивать ее ротором;
8. При отсутствии электроэнергии подключить аварийный дизель-генератор и бурильную колонну периодически расхаживать;
9. Использование профилактических добавок в утяжеленные буровые растворы: нефть (10–15 %), графит (не более 0,8 %), поверхностно-активные.

В практике бурения применяют ряд методов ликвидации прихватов бурильных и обсадных колонн:

1. Затяжки и небольшие прихваты обычно ликвидируют путем расхаживания (многократное, чередующееся опускание и поднятие колонны) и проворачивания ротором бурильной колонны.
2. Установка нефтяной, водяной или кислотной ванны.
3. Гидроимпульсный способ (ГИС) рекомендуется для ликвидации дифференциальных прихватов, при заклинивании колонны в желобе и прихватов, которые возникли при подъеме бурильной колонны [2].
4. Освобождение бурильной колонны взрывом торпеды из детонирующего шнура (ТДШ), освобождение прихваченной бурильной колонны методом «встряхивания», а также для облегчения отвинчивания резьбового соединения труб, находящихся выше места прихвата [8].
5. Для освобождения прихваченного инструмента используют также яссударный (ЯУ), предназначен для нанесения осевых ударов по бурильному инструменту.
6. Ясс ударно-вибрационный (ЯУВ), предназначен для освобождения прихваченного бурильного инструмента нанесением по нему осевых ударов, направленных сверху вниз, или же созданием вибрации в колонне вращением бурильного инструмента под натяжением [9].

Одним из новых методов ликвидации прихватов является, использование поверхностно-активных добавок для увеличения эффективности жидкостных ванн. Компания «M-I Drilling Fluids Company», предлагает линию продуктов для добавления в жидкостные ванны с целью освобождения дифференциальных прихватов «PIPE-LAX». Данные поверхностно-активные добавки отлично зарекомендовали себя при ликвидации прихватов в Западной Сибири, в состав линейки добавок «PIPE-LAX» входят: («PIPE-LAX»; «PIPE-LAXW»; «PIPE-LAXENV»)[5].

На основании исследований, проводившихся в лабораториях компаний «ССК» и «СГК»[6];, были получены результаты, представленные в табл. 1–5 свойств.

Таблица 1

Физико-химические свойства смазочных добавок

Наименование реагента	Внешний вид	Запах	Плотность, кг/м ³ , при 20 °С	Вязкость, сСт, при 20°С	Вязкость, сПз, при 20 °С
«PIPE-LAX»	Густая жидкость Темно-коричневого цвета	Специфический, олифы	-	3698,24	-
«PIPE-LAX W»	Маловязкая жидкость темно-коричневого цвета	Специфический, олифы, резкий	877	8,68	7,61
«PIPE-LAX ENV»	Вязкая жидкость грязно-желтого цвета	Специфический, олифы, нерезкий	1000,4	87,77	87,81

Таблица 2

Определение вспенивающей способности

Наименование реагента	Количество добавляемого реагента, %	Время перемешивания, мин	Объем до и после перемешивания, мл	Увеличение объема, %	Объем после отстоя в течение 1 ч, мл
«PIPE-LAX»	1	1	101/110	8,91	110
«PIPE-LAX W»	1	1	101/104	2,97	104
«PIPE-LAX ENV»	1	1	101/102	0,99	102

Таблица 3

Влияние реагентов PIPE-LAX на основные и смазочные свойства естественного бурового раствора

Обработка раствора	Свойства раствора									
	УВ, с	ρ кг/м ³	pH	ПФ см ³ /30 мин	K, мм	η, мПа·с	τ ₀ , дПа	СНС 1/10, дПа	Kтр	Противо-прихватные свойства
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1. Исходный буровой раствор (ИБР)	29	1157	9,45	17	1,5	5	12	8/10	0,231	68,79
2. ИБР+ 0,1% PIPE-LAX	29	1157	9,35	16,0	1,5	4	10	7/10	0,176	-
3. ИБР+ 0,3% PIPE-LAX	29	1157	9,35	16,0	1,5	4	11	7/11	0,176	42,30
4. ИБР + 0,5% PIPE-LAX	29	1157	9,35	16,0	1,5	4	10	7/10	0,156	38,00
5. ИБР+ 0,7% PIPE-LAX	29	1157	9,35	16,0	1,5	4	10	7/10	0,105	26,40
6. ИБР+ 1,0% PIPE-LAX	29	1157	9,30	16,0	1,5	4	10	7/10	0,090	29,20

Таблица 4

Интенсивность пропитки фильтровальной бумаги в различных средах

Среда	Время пропитки на см ² пористой среды, с	
	сухой фильтр	влажный фильтр
PIPE-LAX	51	77
PIPE-LAX W	307	1700
PIPE-LAX ENV	160	959
Нефть	2400	7140
Нефть + 2,5% PIPE-LAX	1028	1040
Нефть + 2,5% PIPE-LAX W	309	1810
Нефть + 2,5% PIPE-LAX ENV	1710	2720

Таблица 5

Степень проникновения жидкости в глинопоршок

Исследуемая среда	Объем пропитки уплотненного бентопорошка за 10 мин, см ³
Реагент PIPE-LAX	1,5
Нефть	0,2
Нефть + 2,5% PIPE-LAX	0,6

На основании результатов, полученных в ходе лабораторных исследований компаниями «ССК» и «СГК», можно сделать следующие выводы:

- Применение реагентов группы «PIPE-LAX» приводят к увеличению эффективности противприхватных свойств (низкое содержание твердой фазы, малой фильтрацией, вязкость, СНС, высоким ингибирующими и смазочными свойствами, стабильностью, поддержкой липкости глинистой корки) растворов.
- «PIPE-LAX» – это, в сущности, лучший из всех известных малотоксичный состав для освобождения прихваченной колонны бурильных труб вследствие воздействия дифференциального давления.
- «PIPE-LAX» легко смешивается и приготавливается. Для этого необходимо лишь правильно взвесить материал, чтобы получился раствор необходимой плотности.
- «PIPE-LAX» выполняет также роль эффективного смазочного материала.
- Эффективность «PIPE-LAX» равна эффективности токсичных растворов для освобождения прихваченных труб на основе углеводородов.

Литература

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин, 2000г – 679 с.
2. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – Издательский центр «Академия», 2003. – 352 с.
3. Каменских С.В. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: метод. указание / С.В. Каменских, А.С. Фомин. – Ухта: УГТУ, 2010. – 40 с.
4. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов: В 2-х частях. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 413 с.
5. Петров Н.А., Давыдова И.Н., Попов А.Н. Исследование зарубежных лубрикантов измультаторов в качестве см азочных добавок промывочных растворов // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело", 2012 – №5 – С. 405–418.
6. Промысловые данные буровых компаний ЗАО «ССК» и ООО «СГК-Бурение».
7. Рязанов В.И. Осложнения при бурении скважин: Курс лекций // Томск: ТПУ, 2013. – 71с.
8. Сеид-Рза М.К., Шерстнев Н.М., Бабаев О.А. и др. Причины прихватов бурильного инструмента, способы их предупреждения и ликвидации. – Баку: Азернедр, 1975 – 176 с.
9. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении: справочное пособие. – М.: Недра, 1991. – 333 с.
10. <http://neftandgaz.ru>
11. <http://www.scriu.com>

**ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБЛАСТИ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ОБЛЕГЧЕННОГО
ТАМПОНАЖНОГО ЦЕМЕНТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ВЕРМИКУЛИТА ВСПУЧЕННОГО**

А.С. Бубнов², И.А. Бойко¹, И.Н. Барышев¹

¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

²*ООО «НИИТЭК ТПУ Бурение», г. Томск, Россия*

Цементирование относится к завершающей и наиболее важной операции при строительстве нефтяных и газовых скважин.

Существующие облегчающие добавки повышают водосодержание тампонажных растворов, понижают прочностные характеристики цементного камня, а так же являются седиментационно не устойчивыми.

В настоящее время известно несколько десятков составов облегченных цементов, предназначенных для применения в различных областях строительства. Попытки использовать эти цементы для цементирования скважин встречают ряд трудностей, основными из которых являются следующие:

- 1) недостаточная плотность;
- 2) слабая прочность цементного камня;
- 3) нестабильность приготовленной смеси.
- 4) высокая стоимость облегчающих материалов.

Известно, что проникновение пластовых флюидов в продуктивный горизонт может осуществляться:

- по контакту цементный камень – стенка ствола скважины