

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ОРГАНОБЕНТОНИТА В БУРЕНИИ

Ч.Ц. Барадиев, К.М. Минаев

Научный руководитель: ассистент А.В. Пахарев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день с развитием технологий наблюдается тенденция числа скважин с горизонтальным окончанием и большим отходом от вертикали. Добыча нефти осуществляется в сложных горно-геологических условиях. Актуальным является вопрос об увеличении дебитов посредством качественного вскрытия продуктивного пласта. Использование растворов на водной при вскрытие продуктивных пластов имеют негативное воздействие на пласт и как следствие на дебиты и на коэффициент извлечения нефти. Одной из передовых технологий для решения этих задач являются растворы на углеводородной основе (РУО) с органобентонитом в частности. РУО может использоваться как для качественного вскрытия, так и для отбора керна с его естественными показателями водонасыщенности и проницаемости в разведочном бурении, и для капитального ремонта скважин на нефть и газ.

В конце 40-х годов в США впервые применили РУО, который готовился на основе сырой нефти, в качестве структурообразователя использовался «Бентон-34». В применении растворы были пожароопасными, реологические характеристики оставляли желать лучшего, использование было весьма затратным. Плюс к этому раствор негативно воздействовал на окружающую среду.

Далее в 70-х, после качественных изменений в рецептуре были разработаны и внедрены инвертные эмульсионные буровые растворы. Дизельное топливо или нефть были дисперсионной средой, минерализованная вода- дисперсной фазой, эмульгатор являлся эмульгатором, а окисленный петроларий - структурообразователем. Недостатком данных растворов были: невысокие структурномеханические свойства, низкая термостойкость (до 90°C).

Решить эти задачи удалось посредством использования органобентонита как регулятора реологических реологических свойств, эффективного структурообразователя. Так же была достигнута высокая термостойкость (до 200°C). Однако в отечественной промышленности внедрение данной технологии оказалось затруднительным, в виду высокой стоимости, и воздействию на окружающую среду.

Важной из проблемой использования данной технологии в России являлась высокая стоимость приобретения структурообразователя за рубежом. Значительный прогресс в использовании РУО наметился в последние годы с налаживанием промышленного производства на отечественном предприятии ООО "Консист-А", органо-фильного бентонита на (органобентонита, аналога «Бентон-34»), являющегося наиболее эффективным структурообразователем и регулятором реологических свойств РУО и одновременно придающего им высокую термостойкость и ряд других положительных свойств.

Таблица 1

Материалы, используемые для приготовления 1 м³ раствора при соотношениях вода/масло 65/35 и 25/75

Материалы	Ед. измер.	Значение
Углеводородная среда	м ³	0,33 – 0,72
Водная фаза	м ³	0,65-0,25
Эмульгатор	м ³	0,02-0,025
Органобентонит	м ³	15-20

Использование отечественного бентонита в отличии от зарубежных, менее затратно. Так же малокомпонентный состав предполагаемых растворов так же снижают затраты. В условиях буровой раствор быстро готовится, легко очищается от выбуренной породы и без затруднений прокачивается. Реологические параметры в процессе бурения регулируются хорошо. Так же органобентонит обеспечивает раствору требуемую вязкость, высокие смазочные способности, неограниченную солестойкость, большую глиноёмкость, полную коррозионную устойчивость, устойчивость к CO₂ и H₂S, высокую термостойкость и электростабильность, возможность утяжеления раствора до удельного веса 2,2 г/см.

В зависимости от материалов и горно-геологических условий посредством лабораторных проверок уточняется состав раствора (табл. 1). Плотность неутяжеленного раствора может изменяться в пределах от 0,95 до 1,15 г/см³. Зависит от соотношения углеводородной и водной фазы и плотности.

Минерализацией водной фазы, утяжелители (мел, барит, соль и т.д.), дизельное топливо являются регуляторами плотности раствора. Гидрофобизатор используют в случае значительного утяжеления модифицированным баритом.

Соотношением фаз и органобентонитом регулируется вязкость РУО. С добавлением водной фазы вязкость повышается, а с добавлением дизтоплива - снижается.

Органобентонит и эмульгатор обеспечивают низкий уровень фильтрации (отсутствие в фильтрате водной фазы обязательное условие), а так же термостойкость и электростабильность всей системы раствора, глиноёмкость в 20%. Добавкой ЖС7 достигается устойчивость к H₂S. Устойчивость РУО к CO₂ практически неограничена.

При удовлетворительной очистки можно повторно использовать РУО. С помощью CaCl₂ или NaCl достигается минерализация водной фазы. При высокой плотности можно использовать ZnCl₂.

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 строи-тельства скважин, начальник службы инжиниринга «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза» Дмитрий Черкасов, на Вынгапуровском месторождении испытания прово-дились 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. Беспанеева З. Л. Новые органоглины и полиэтилен-слоистосиликатные нанокмпозиты/ Автореферат дисс. на соискание канд. техн. наук. – Нальчик, 2011.

АНАЛИЗ ПРИЧИН 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 распространённым 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]: