

седло клапана;  
опускают втулку 38 которая упирается в бурт втулки 20 и своим телом перекрывает отверстия во втулке 20, которые используются при установлении пакера;  
создают давление 26–30 МПа, при этом срезаются винты 46 и втулка нажима 40 действует на шпильки 27, которые заходят в свое транспортное положение;  
создают натяжение колонны 50–150 кН и срезают винты 44;  
далее происходят действия аналогичные извлечению пакера-прототипа методом, который был описан выше.

Рис. 1. Модернизированная конструкция пакера

#### Литература

1. База данных «Процессы, протекающие в призабойной зоне скважины». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 5620393. Дата регистрации в фед. Органе исполнительной власти по интеллектуальной собственности 30.12.2014. Авт. Савенок О.В., Пахлян И.А., Селезнёв А.В., Татаринцев А.А.
2. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа – М.: Изд-во «Нефть и Газ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – 296 с.
3. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие. Изд. Второе, испр. М.: Нефть и газ, 2007.
4. Омелянюк М.В. Проблемы интенсификации добычи нефти и капитального ремонта скважин (по материалам Международного научно-практического семинара, состоявшегося в г. Туапсе 26-29 сентября 2011 года). Министерство образования и науки Российской Федерации, Самарский государственный технический университет; ответственный редактор В. В. Живаева. Самара, 2012. Издательство: Самарский государственный технический университет (Самара), 2012. – 32 с.

### БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

К.С. Карсеко

Научный руководитель старший преподаватель Л.К. Бруй  
Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого,  
г. Гомель, Республика Беларусь

Производительность скважин главным образом зависит от геолого-петрофизических условий залегания продуктивных горизонтов и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Однако в процессе строительства скважин происходит резкое и, в большинстве случаев, безвозвратное снижение фильтрационно-емкостных свойств коллектора. В результате не достигается потенциально возможный дебит, что приводит к увеличению срока окупаемости скважин и уменьшению конечного коэффициента извлечения углеводородов. Снижение фильтрационно-емкостных свойств коллектора в основном происходит при первичном вскрытии пласта. Поэтому необходимо применение специальных технологических жидкостей для вскрытия пласта, не ухудшающих естественной проницаемости коллектора [1].

Применяемые в настоящее время буровые растворы для вскрытия пород продуктивного горизонта содержат твердую фазу в виде глинистых частиц, наполнителей, шлама и т.п., что влечет за собой закупорку порового пространства скважины. Вскрытие на воде ведет к обводненности продукции, блокировке нефти за счет образования высоковязких эмульсий. Все это способствует ухудшению скин-фактора.

С точки зрения экономической целесообразности, простоты приготовления и обработки, экологической, промышленной и пожарной безопасности наиболее приемлемыми являются растворы на водной основе. Техническая вода, применяемая для вскрытия пластов с низким пластовым давлением, также не лишена

недостатков, так как содержит некоторое количество взвешенных частиц твердой фазы (в лучшем случае - около 0,1%). В результате, только из-за механической закупорки порового пространства, производительность скважины обычно оказывается ниже расчетной.

Существуют буровые растворы не содержащие и содержащие твердую фазу. Недостатком растворов первого типа является их проникновение вглубь коллектора на значительную глубину и формирование малопроницаемого барьера. При вызове притока этот барьер должен быть разрушен, что обычно требует использования специальных реагентов. Буровые растворы второго типа чаще всего готовятся с использованием карбоната кальция (кислоторастворимых кольматантов). Рецептуры таких растворов свободны от ряда недостатков, но имеют свою особенность, заключающуюся в правильном выборе гранулометрического состава кольматанта, соответствующему вскрываемому коллектору. В любом случае, необходимо использование технологических мероприятий по очистке забоя после вскрытия (проведение кислотной обработки).

Таким образом, для качественного вскрытия пород продуктивного коллектора необходимо, чтобы буровой раствор:

- обеспечивал мгновенное формирование тонкого, плотного и непроницаемого блокирующего экрана в виде фильтрационной корки на поверхности порового пространства коллектора, эффективно предотвращающего любые потери раствора и проникновение твердых частиц в пласт;
- при вызове притока обеспечивал легкий отрыв и удаление сформировавшегося блокирующего экрана (кольматирующей корки) потоком пластового флюида при минимальном перепаде давления;
- требовал минимум затрат при вызове притока (остатки блокирующего экрана, созданного раствором, должны положительно реагировать на кислотную обработку и другие методы);
- обладал высокой стабильностью в забойных условиях и при хранении на поверхности;
- обеспечивал сохранность пластового флюида в керне и возможность проведения геофизических исследований в скважине.

В настоящее время разработаны и широко используются различные типы буровых растворов для вскрытия продуктивных пород с различным составом и физико-механическими свойствами. В этой связи оценка влияния того или иного раствора на коллекторские свойства продуктивных пластов является актуальной, важной и необходимой для разработки рекомендаций по их применению.

В лаборатории промысловых жидкостей БелНИПИнефть была проведена оценка свойств трех типов растворов для вскрытия продуктивных отложений: раствора на основе органоминерального сырья (ОМС) с блокирующим (кольматирующим) эффектом, раствора на углеводородной основе (РУО) и биополимерного бурового раствора (БПР) (таблица).

Таблица

Параметры буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов

Тип раствора	Параметры раствора								
	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	T, с	$\Phi$ , см <sup>3</sup> /30мин	СНС, дПа	h	ДНС, дПа	$K_{де}$ , t	Коэффициент трения	Коэффициент прихватоопасности
РУО	1040	37	2,3	8/10	8,5	43	5,0	0,10	0
БПР	1060	32	2,2	7/10	7	45	6,4	0,12	0
Раствор на основе ОМС	1125	54	2,0	2/3	15,5	65,2	4,2	0,20	0,02

Коэффициент динамического структурообразования  $K_{де}$  является одним из реологических критериев. Чем выше значение этого коэффициента, тем выше выносящие способности раствора. Исследования показали, что этими способностями больше всех обладает биополимерный раствор.

Дополнительной реологической характеристикой, отражающей свойства растворов удерживать и выносить шлам из застойных зон затрубного пространства, является вязкость при низких скоростях сдвига (ВНСС). Чем выше значение ВНСС, тем большей выносящей способностью обладает раствор. Эта характеристика раствора особенно важна при бурении круто направленных и горизонтальных участков скважин. Сравнивая показатели трех исследуемых растворов, предпочтение в выборе по параметру ВНСС отдается БПР.

Исследования на тестере линейного расширения характеризуют воздействие растворов на гидратацию глин. Как видно из рисунка 1, лучшей ингибирующей способностью обладает РУО, затем БПР, и на третьем месте – раствор на основе ОМС.

Для изучения воздействия исследуемых буровых растворов на модели продуктивного пласта в условиях, приближенных к скважинным (температура, давление), были проведены исследования на кольматирующем тестере проницаемости OFI (США). Процесс изучения заключался в наблюдении за образованием блокирующего экрана на поверхности пористого материала (в случае применения кольматантов) и его поведении при обратной подаче жидкости заполнения.

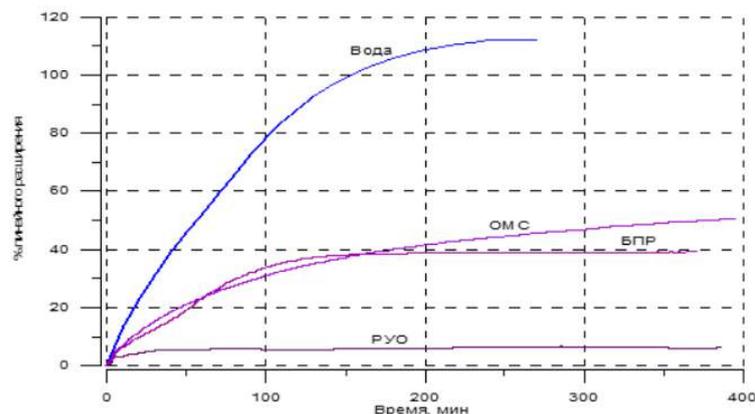


Рис. 1. Ингибирующая способность буровых растворов

В качестве моделей породы с разной проницаемостью в этом приборе используются одноразовые керамические диски. Были выбраны керамические диски со значениями проницаемости  $100 \text{ мкм}^2$  и  $0,75 \text{ мкм}^2$  (рисунок 2).

Кольматирующий эффект определялся количеством бурового раствора, прошедшего через керамический диск до образования корки. Опыты проводились при температуре растворов  $88^\circ\text{C}$  и перепаде давления 5 МПа.

Диск переворачивали после образования блокирующего экрана на поверхности. Из камеры удалялся исследуемый раствор, вместо него вводилась жидкость заполнения – вода или керосин. Декольматирующий эффект определялся значением коэффициента восстановления проницаемости керамического диска после обратной прокачки жидкости заполнения по формуле Дарси.



Рис. 2. Чистые керамические диски с проницаемостью  $100 \text{ мкм}^2$  и  $0,75 \text{ мкм}^2$

После сравнения результатов проведенных лабораторных исследований влияния трех типов буровых растворов на качество вскрытия продуктивного горизонта можно сделать вывод, что биополимерный раствор обладает лучшими свойствами по ряду показателей и может быть использован как альтернатива раствору на углеводородной основе.

#### Литература

1. Нагарев О.В. Методики оценки качества заканчивания скважин / О.В. Нагарев, А.К. Ягафаров, В.К. Федорцов, В.П. Овчинников // Известия вузов. Нефть и газ. 2005. - № 6.

### АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ НАНОТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Д.Д. Кожанов

Научный руководитель ассистент И.С. Хопта

Пермский государственный национальный исследовательский университет, г.Пермь, Россия

В России находятся значительные запасы нефти и газа. Добыча и реализация этих ресурсов, обуславливают темп роста российской экономики, поэтому, политика энергосферы приобретает ключевое значение в развитии государства. Сегодня перед геологами-нефтяниками стоит ключевая проблема – быстрое истощение действующих месторождений. Уже известно, что, при текущем уровне добычи, разведанных запасов, нефти в России хватит не более чем на 30 лет. При этом доля трудноизвлекаемых и малорентабельных для добычи запасов стремительно увеличивается и уже превышает 60 %, помимо этого, наблюдается простаивание десятков тысяч обводненных скважин, а их число приближается к 20 %.

Тяжелые нефти и газовые гидраты в условиях сокращения объемов добычи традиционных энергетических