

Проблемы

И ДОСТИЖЕНИЯ в бурении скважин и вскрытии нефтегазовых пластов



Наиболее капиталоемкой частью всего цикла нефтегазового дела – от поиска нефти и газа до их добычи и доставки потребителю – является бурение. Допустить неудачное бурение скважины или второго ствола – с финансовой точки зрения катастрофа. Но и это еще не все. Экологическая безопасность – вот что прежде всего должно сопутствовать процессу бурения. Это может быть достигнуто за счет совершенного вскрытия пласта с сохранением экологии призабойной зоны и минимальными материальными и сырьевыми потерями. Сегодня к обсуждению вопросов, связанных с качеством и экологической безопасностью строительства скважин, приглашены специалисты буровых, сервисных компаний, производителей бурового оборудования, добывающих компаний.*

*Данный материал подготовлен на основе опроса недропользователей, обозначивших существующие проблемы, связанные с процессами бурения.

■ Проблема качества строительства скважин (особенно горизонтальных) стоит очень остро. В процессе вскрытия и разбуривания продуктивного пласта недостаточно внимания уделяется технологическим факторам, сводящим к минимуму отрицательное воздействие на пласт. Давление на продуктивные пласты существенно больше допустимых (столб бурового раствора в скважине должен создавать давление, превышающее пластовое на 1,5 - 3,5 МПа) из-за переутяжеления бурового раствора, гидравлических сопротивлений при его движении, а также перемещения вниз бурового инструмента. Практически всегда при вскрытии продуктивного пласта происходит загрязнение его призабойной зоны твердой фазой и фильтратом бурового раствора и снижение проницаемости данной зоны. Работают ли специалисты вашей компании над созданием технологий, позволяющих производить наиболее качественное вскрытие пласта?



■ **А.В. Христенко, заведующий ИЛБР ООО НПП «БУРИНТЕХ»:**

– Для качественного вскрытия продуктивного пласта очень важно правильно подобрать буровой раствор, для чего необходимо провести ряд экспериментов с керновым материалом, отобранным из продуктивного горизонта. Для отбора изолированного и неповрежденного буровым раствором керна компанией ООО НПП «БУРИНТЕХ» разработана технологическая жидкость ИЗОКОР. Отбор изолированного керна позволяет произвести более полный анализ пород, пластовых флюидов. Полученный образец кернового материала является наиболее представительным для определения необходимых характеристик (водонасыщенности, смачиваемости и т.д.). В распоряжении ООО НПП «БУРИНТЕХ» имеется разнообразное оборудование для исследования свойств керна. Особый интерес представляет установка FDS-350 производства Vinci technologies, позволяющая моделировать процесс вскрытия продуктивного пласта в условиях, близких к пластовым.

Установка выполняет следующие операции:

- определение начальной обратной проницаемости (пласт → скважина);
- изучение проникновения бурового раствора в пласт (скважина → пласт) в статическом и динамическом режимах фильтрации;
- определение восстановления обратной проницаемости (пласт → скважина) после воздействия буровым раствором;
- экспериментальный подбор кольматанта в условиях, аналогичных пластовым;
- оценка и минимизация негативного воздействия раствора на продуктивный коллектор;
- испытание влияния процессов кислотной или иной обработки на образцы продуктивного пласта при пластовом давлении и температуре.

Таким образом, в лаборатории по исследованию эксплуатационных характеристик пластов ООО НПП «БУРИНТЕХ» проводятся все необходимые исследования горной породы и тестируемых растворов для установления их влияния на снижение нефтепроницаемости, что позволяет произвести подбор оптимального бурового раствора для вскрытия любого продуктивного пласта.



В.А. Старцев, заместитель начальника СБР ООО НПП «БУРИНТЕХ»:

– В ООО НПП «БУРИНТЕХ» разработаны и успешно применяются различные растворные системы для качественного вскрытия продуктивного пласта: СКИФ, ПОЛИКАРБ БИО, Мультибур,

ЭМУЛЬКАРБ и другие. С сервисным сопровождением буровых растворов в различных геологических условиях успешно пробурено более 660 скважин разных категорий сложности и разнообразной конструкции (более 280 боковых стволов, в т.ч. более 200 с горизонтальным окончанием).



А.Ф. Бронников, главный инженер ООО «Буровые системы»:

– Специалисты компании ООО «Буровые системы» применяют для первичного вскрытия и бурения продуктивных пластов современные буровые растворы, позволяющие максимально снизить загрязнение продуктивного пласта. В первую очередь применяется вновь приготовленный буровой раствор, обработанный мраморным кольмантом разного фракционного состава (от 5 до 160 микрон). Количество каждой фракции подбирается опытным путем в лабораторных условиях. В качестве модели продуктивного пласта выступают керамические диски, проницаемость и по-

ристость которых аналогичны характеристикам продуктивного пласта. Вторым способом уменьшения загрязнения продуктивного пласта является снижение показателя фильтрации бурового раствора до минимально возможных значений. Также на качественное вскрытие продуктивного пласта влияет время воздействия на него бурового раствора и продолжительность необходимых технологических операций. Для сокращения этих показателей мы используем современные долота и ВЗД, обеспечивающие высокую механическую скорость. В целом работа по данному направлению ведется непрерывно и имеет целью улучшение качества вскрытия продуктивного пласта.



В.Л. Заворотный, заместитель технического директора ЗАО «ХИМЕКО-ГАНГ», к.т.н.:

– Наша лаборатория со времен профессора К.Ф. Жигача – директора МНИ и ректора МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, а затем профессора Л.К. Мухина – заведующего кафедрой общей и неорганической химии традиционно занимается разработкой технологических жидкостей на углеводородной основе (ТЖ РУО). Известно, что качественное вскрытие пласта обеспечивается применением ТЖ РУО и связано с их известными преимуществами: инертность к разбуриваемым породам, низкая фильтрация, одинаковая физико-химическая природа углеводородной основы растворов и

флюидов, насыщающих продуктивный пласт, сохранение естественной продуктивности, хорошие смазочные и антикоррозионные свойства, высокая устойчивость к рапопроявлению и сероводородной агрессии. Наши работы по совершенствованию таких систем направлены на повышение эффективности буровых работ и качества вскрытия продуктивных пластов путем разработки рецептур и технологий приготовления эмульсионных ТЖ РУО с широким диапазоном плотностей – от 0,8 до 2,35 г/см³, термостабильных (до 200 °С), с улучшенными технологическими и экологическими характеристиками, и химических реагентов для них. Имеется опыт применения таких систем в различных регионах РФ и СНГ.

■ В практике бурения скважин при разбуhrивании глинистых пород возникает ряд проблем, вызванных снижением устойчивости стенок скважин. Работаете ли вы над созданием сверхэффективных ингибирующих растворов либо технологий, способных усилить крепящий эффект раствора?



■ **М.Р. Дильмиев, начальник СБР ООО НПП «БУРИНТЕХ»:**

– На данный момент нашей компанией разработан и успешно применяется целый ряд эффективных ингибирующих растворов. В частности, раствор СУЛЬФОБИТ, содержащий сульфированный битум, хорошо подходит для бурения трещиноватых коллекторов и производства работ в набухающих глинистых сланцах. Ингибирующий и стабилизирующий эффект достигается закупориванием микротрещин в глинах. Кроме того, на стенке скважины образуется резиноподобная нефтепроницаемая корка, предотвращающая проникновение фильтра в пласт, но не ухудшающая остаточную проницаемость пласта при вызове притока.

В растворе СКИФ+ высокий ингибирующий эффект обеспечивается совместным действием полиме-

ра-инкапсулянта и соли – ингибитора набухания глин.

В гелево-эмульсионном буровом растворе Мультибур повышенная ингибирующая способность обеспечивается применением солей двухвалентных металлов.

Также компанией ООО НПП «БУРИНТЕХ» применяется высокоэффективный органический ингибитор глин и глинистых сланцев Био ХХ, который может быть использован во всех типах буровых растворов на водной основе. Данный компонент эффективно подавляет процессы гидратации и набухания глин и глинистых сланцев, предотвращает дальнейшее диспергирование выбуренного глинистого шлама, помогает снизить сальникообразование на элементах КНБК и зашламование долота, улучшает устойчивость стенок скважины, эффективность работы оборудования по очистке раствора.





А.М. Белоусов, главный технолог ООО «Буровые системы»:

– Для решения проблемы устойчивости ствола скважины при разбуривании глинистых пород ООО «Буровые системы» применяет буровые растворы двух типов, которые обеспечивают устойчивость ствола скважины на протяжении цикла ее строительства. Один тип бурового раствора – это пресный раствор на водной основе, обработанный тремя и более (в зависимости от условий бурения) ингибито-

рами; второй тип – это буровой раствор на углеводородной основе. Важнейшей характеристикой данных буровых растворов является низкий показатель фильтрации ($1,5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ – у раствора первого типа, $0-0,5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ – у раствора второго типа), благодаря чему скорость проникновения фильтрата бурового раствора в породу очень низкая. Также для удержания стенок скважины мы используем утяжеление бурового раствора первого типа практически до максимально разрешенных значений гидроразрыва пласта.



В.Л. Заворотный:

– При применении ТЖ РУО, даже эмульсионных (это «обратные» эмульсии), агрегативно и седиментационно устойчивых, таких проблем не должно возникать, так как в фильтрате – углеводородная фаза, инертная к породам, т.е. она не разупрочняет породы, которые в ней недиспергируются. В породах типа майкопских глин дополнительно увеличиваем плотность ТЖ РУО.



Одним из самых распространенных осложнений, требующих значительных дополнительных затрат при бурении, является поглощение буровых растворов. Проблема борьбы с катастрофическими поглощениями до сих пор остается одной из самых злободневных. В Поволжском регионе часто возникают ситуации, когда бурение скважины невозможно осуществить до проектной глубины в связи с наличием интервалов с катастрофическим поглощением бурового раствора. Буровые компании и добывающие компании – заказчики несут в таком случае огромные убытки. Работают ли ваши специалисты над созданием эффективных способов ликвидации катастрофических поглощений?



Н.Я. Тимкин, первый заместитель директора по производству, главный инженер ООО «Перекрыватель»:

– Проблема поглощения бурового раствора является одной из основных проблем, возникающих при бурении скважин. Сегодня буровики борются с поглощением различными способами, в т. ч. с помощью оборудования для локального крепления скважин (ОЛКС), производством которого, а также внедрением технологий, занимается ООО «Перекрыватель», располагающееся в Азнакаево, Республика Татарстан.

Еще в 70-е годы прошлого века ученые института ТатНИПНефть выдвинули идею перекрывать подземные трещины и каверны специальными расширяемыми профильными трубами. Проблемой вплотную занималась лаборатория борьбы с осложнениями при бурении скважин, которой руководил Габдрашит Султанович Абдрахманов.

Технология локального крепления скважин заключается в том, что обсадные трубы с диаметром, большим диаметра скважины, профилируют по всей длине и уменьшают в поперечном сечении на величину, позволяющую свободно спустить их в скважину, а зону осложнения увеличивают в диаметре раздвижным расширителем до диаметра исходных (непрофилированных) обсадных труб. После спуска на буриль-

ных трубах профильной «летучки» за счет давления, создаваемого закачкой бурового раствора, профильные трубы выправляют до исходных размеров и плотно прижимают к стенке расширенного участка скважины.

Благодаря применению ОЛКС изолированы зоны поглощения более чем на 1400 скважинах. Большая часть профильных перекрывателей установлена на скважинах Урало-Поволжского региона: в Республике Татарстан, в Республике Башкортостан, Удмуртской Республике, Пермском крае, Оренбургской и Самарской областях.

Проводились работы по внедрению профильных перекрывателей за рубежом (Китай, Вьетнам, Иран, Казахстан, США и др.). Работы в дальнем зарубежье показали исключительность метода ликвидации осложнений с применением профильных труб. Приведем один пример. Во Вьетнаме на морском месторождении Белый Тигр скважина, которая бурилась с морской платформы, из-за осложнения простояла в консервации три года. Ни одна зарубежная компания не бралась его ликвидировать. Специалистам из Татарстана удалось перекрыть места с интенсивными обвалами пород двумя профильными перекрывателями длиной 122 и 91,5 м без уменьшения диаметра скважины. После ликвидации осложнения скважину добурили до проектной глубины без проблем. Скважина с 2001 г. работает с дебитом более 30 т нефти в сутки.

Данный метод изоляции зон осложнений привлекателен еще и тем, что его применение позволяет упростить конструкцию скважин, снизить энергоемкость, материалоемкость, увеличить коммерческую скорость бурения.

В настоящее время мы можем предложить заказчику применение ОЛКС в скважинах, пробуренных долотами от 123,8 до 295,3 мм.

Технология и оборудование локального крепления скважин защищены более 40 патентами Российской Федерации и 53 патентами зарубежных стран, в том числе США, Канады, Австралии, Китая, Индии, Норвегии, Японии, Германии, Великобритании, Мексики, Италии, Франции и др.



В.Л. Заворотный:

– В этом направлении разработаны высоковязкие эмульсионные блокирующие составы различной плотности и вязкости, с кольматирующими добавками и наполнителями, инвертные эмульсии с содержанием воды до 90 %, практически нетекучие. Еще одно направление – разработка (на базе наших химреагентов) быстрохватывающихся безводных и эмульсионных тампонажных, бентонитовых или бентонит-тампонажных составов типа БТРУО, ЭТРУО. Они позволяют ликвидировать поглощения и проявления при бурении и ремонте скважин на ТЖ РУО.



С.С. Ложкин, инженер-технолог ИЛБР ООО НПП «БУРИНТЕХ»:

– Компанией ООО НПП «БУРИНТЕХ» была разработана тампонирующая смесь для ликвидации поглощений промывочных жидкостей, представляющая собой порошкообразную композицию эффективных полимерных и неорганических коагулянтов в синергетической смеси с реагентом-сшивателем, распределенной в инертной жидкости-носителе.

Смесь подается непосредственно к месту поглощений и, попадая в проницаемый пласт, в течение 10-20 минут интенсивно поглощает воду. При этом она увеличивается в размерах в 5-10 раз, закупоривает зоны поглощения и создает жесткую упругую непроницаемую корку на поверхности пласта с высокой проницаемостью. Преимуществами данной тампонирующей смеси являются высокая эффективность, доступность и простота применения.



А.Ф. Бронников:

– Для ликвидации поглощений специалисты нашей компании используют методы, которые выбираются в зависимости от характера самого поглощения. Так, для ликвидации поглощений интенсивностью от 5 до 15 м³/ч производится закачка вязкоупругих составов с инертными наполнителями разного фракционного состава. При интенсивности поглоще-

ния от 15 до 30 м³/ч помимо закачки вязкоупругого состава устанавливается цементный мост в зоне поглощения. Для борьбы с катастрофическими поглощениями мы используем современные тампонирующие составы на основе полимеров с регулируемым сроком схватывания либо производим установку перекрываемых систем.



Н.В. Котлинский, главный специалист по бурению отдела бурения Управления по технологиям и инжинирингу ОАО «Оренбургнефть»:

– Наиболее распространенный вид осложнений на месторождениях ОАО «Оренбургнефть» – поглощение промывочной жидкости. За 2013 г. поглощения зарегистрированы в 60 % пробуренных скважин.

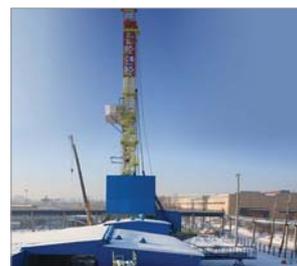
Одной из эффективных технологий ликвидации поглощений является технология с использованием Flex-Plug. Flex-Plug – это серое сухое вещество, не имеющее запаха. При смешивании готового раствора Flex-Plug с водосодержащим буровым раствором обра-

зуется творогообразная смесь, которая позволяет закупорить каналы и трещины поглощающих пластов.

На месторождениях ОАО «Оренбургнефть» проведено более 20 работ по ликвидации поглощений разной сложности (от частичных до катастрофических) с применением технологии Flex-Plug. Успешность составила порядка 90 %. По проведенным расчетам, применение Flex-Plug позволяет снизить затраты на ликвидацию поглощений более чем на 30 %, сократить время на борьбу с поглощениями более чем в 2 раза.

Широкое применение данной технологии позволит повысить эффективность бурения скважин, осложненных поглощениями.

■ *Считаете ли вы, что использование гибких труб является одной из перспективных технологий при бурении боковых стволов? Можно ли, по вашему мнению, отнести к наиболее эффективному применению гибких труб бурение боковых стволов с помощью установок "гибкая труба" с поддержанием режима депрессии в скважине? Какие возможности появляются при данном способе бурения? Какие недостатки и пути их устранения вы видите?*



■ **В.Л. Заворотный:**

– Да, мы считаем технологии «гибкая труба» очень перспективными. В частности, они позволяют расширить возможности использования несмешивающихся составов. Есть опыт применения данных технологий для бурения с гибкой

трубой на ТЖ ЭРУО. Для бурения скважин с большим отходом и на морском шельфе, где использование ТЖ РУО наиболее обосновано, разработаны рецептуры на синтетической основе, низкотоксичные и экологически безопасные.



■ **А.М. Белоусов:**

– Применение технологии «гибкая труба» более эффективно на этапе освоения скважины, нежели в процессе бурения. При использовании данной технологии появляется ряд проблем, требующих технического перевооружения бурового подрядчика. Также для ее реализации необходимо применять специализированное оборудование (породоразрушающий инструмент, гидравлические двигатели, противовыбросовое оборудование, оснастку обсадной колонны и т.д.), которое на территории России выпускается в ограниченном объеме либо вообще не выпускается. Ко всему прочему, процесс бурения скважины на депрессии предъявляет к компании – производителю работ дополнительные требования по обеспечению безопасности технологического процесса и окружающей среды.



■ Проблема оптимизации процесса бурения до сих пор не решена. Работают ли специалисты вашей компании над созданием новых программных продуктов, способных оптимизировать процесс бурения и позволяющих организовать работу в режиме *online*, т.е. в системе удаленного мониторинга бурения?



■ **Б.В. Иванов, генеральный директор ООО «ТДИ Энерджи Сервисес»:**

– Действительно, проблема оптимизации управления процессом бурения не нова. Первые разработки в этом направлении появились в буровых компаниях в конце 90-х годов прошлого века и были нацелены в основном на удовлетворение собственных нужд. Тогда ошибочно считалось, что мониторинг буровых работ оправдан только для дорогостоящего бурения в особо сложных условиях. С развитием новейших информационных технологий и всемирной сети Интернет удаленная система мониторинга, математическое моделирование и управление процессом проводки скважин стали реальностью. К тому же стоимость передачи данных с увеличением мощностей программного обеспечения значительно снизилась.

Бурение остается самым дорогостоящим направлением нефтегазовой отрасли, поэтому любая оптимизация этого процесса представляет для компаний огромный интерес. Группа компаний TDE Group (Австрия) уже более 10 лет оказывает ведущим нефтегазовым компаниям всего мира услуги по мониторингу и оптимизации процессов бурения. Автоматизированная система мониторинга и анализа эффективности процессов бурения proNova позволяет осуществлять контроль за параме-

трами бурения, управлять рисками, снижать непроизводительное время и избегать проблем при бурении, имеющих дорогостоящие последствия. Как говорят в компании: «Если процесс можно измерить – значит его можно улучшить!». В 2013 г. в связи с заинтересованностью российских компаний австрийская сторона выступила инициатором создания на территории России ООО «ТДИ Энерджи Сервисес», входящего в группу компаний TDE Group и нового центра по обработке данных в реальном времени (RTOC). Чем же отличается система proNova от известных разработок других фирм? Общее время строительства скважины в соответствии со стандартными подходами делится на три основные части. Это производительное время, время на необходимые операции и всем хорошо известное непроизводительное время простоя, ожидания, ремонта и так далее. Система proNova вводит новое понятие «скрытое НПВ» – это неоптимальная работа бригад и неэффективное использование оборудования. Скрытое НПВ определяется в автоматизированной системе proNova как разница между фактическими показателями выполнения операций и лучшими практическими результатами. Как показывает статистика, скрытое НПВ в среднем составляет 20-25 %, а в некоторых операциях, таких как наращивание, оно достигает до 50-60 % !

■ На нефтяных месторождениях из-за отсутствия должного внедрения технологий и техники обезвреживания буровых растворов ежегодно формируется большое количество токсичных отходов, наносящих огромный ущерб окружающей среде. Работаете ли вы над созданием эффективного и недорогостоящего способа решения проблемы обезвреживания и утилизации жидких и твердых отходов, образующихся при производстве буровых работ на нефтяных месторождениях?



■ **А.М. Белоусов:**

– Для обеспечения процесса бурения скважин ООО «Буровые системы» использует материалы и химические реагенты 4-го класса опасности, которые не являются токсическими отходами. Для уменьшения загрязнения окружающей среды твердыми и жидкими отходами бурения непосредственно на кустовой площадке мы так-

же применяем технологию их сбора и временного хранения на специально подготовленной площадке и в резервуарах для последующей утилизации. Утилизацией отходов бурения занимаются уже специализированные организации, имеющие соответствующие лицензии, технологии и полигоны, с которыми у нас заключены договоры на утилизацию отходов бурения.



■ **В.Л. Заворотный:**

– Во-первых, это разработка низкотоксичных и экологически безопасных химреагентов и рецептур ТЖ РУО (РУО-ИЭР НТ, РНСО, Эмульпол, Экопол). Во-вторых, разработка технологий многократного использования и регенерации ТЖ РУО, так как они имеют высокую стоимость. В-третьих, утилизация отходов – буровых шламов. Здесь мы стараемся минимизировать количество отходов за счет известных технологий по качественной очистке ТЖ в процессе бурения, технологий обработки ТЖ специальными химреагентами. Разработаны и апробированы технологии по отмыву шлама от компонентов ТЖ РУО. Для бурения скважин с большим отходом (с берега моря) и на морском шельфе, где применение ТЖ РУО необходимо, нами разработаны рецептуры на синтетической основе РНСО, низкотоксичные и экологически безопасные.

