

Гайнанович (RU), Салимов Олег Вячеславович (RU). – 4 с: ил. URL: [http://www1.fips.ru/fips\\_serv1/fips\\_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2485304&TypeFile=html](http://www1.fips.ru/fips_serv1/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2485304&TypeFile=html)

9. Шипулин А.В. Применение импульсно-волновой технологии при разработке залежей вязких нефтей / А.В. Шипулин // Разработка залежей вязких нефтей. №4. – 2013. – С. 59-62.
10. Морозюк О.А., Л.М. Рузин Инновационные технологии разработки залежей аномально вязких нефтей / О.А. Морозюк, Л.М. Рузин // Нефтепромысловое дело. №2. – 2012. – С. 17-22.
11. Кудинов В.И. Тепловые технологии разработки сложнопостроенных месторождений вязких и высоковязких нефтей / В.И. Кудинов // Научно-технический журнал Георесурсы. №2(30). – 2009. С. 16-19.

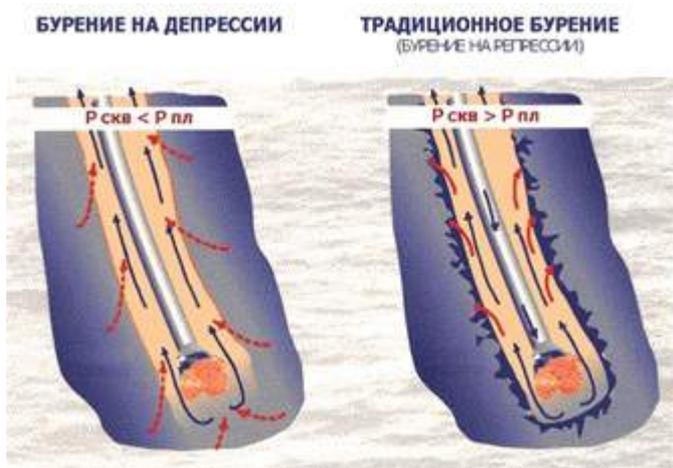
## ОБЗОР ОСОБЕННОСТЕЙ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ДЕПРЕССИИ

Б.С. Галсанов

Научный руководитель доцент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Анализ состояния вскрытия продуктивных пластов при традиционно применяемой отечественной технологии (на репрессии) свидетельствует, что в большинстве случаев потенциальные возможности продуктивных пластов



используются лишь на 40-75%. Актуальность проблемы получения эффективного притока должна решаться путем применения таких технологий, которые позволяют исключить проникновение рабочих жидкостей и их фильтратов в продуктивный пласт. Наиболее прогрессивным методом вскрытия пластов, обеспечивающим повышение эффективности буровых работ, по сравнению с традиционным, является первичное вскрытие с поддержанием депрессии на пласт. При бурении на депрессии пластовое давление всегда должно быть выше, чем давление в скважине, при этом будет наблюдаться постоянный приток пластового флюида в скважину (см рис.1) [1].

Рис. 1. Бурение на депрессии и традиционное бурение [3]

Бурение на репрессии представляет собой исторически традиционный метод, при котором гидростатическое давление превышает пластовое. В этом случае вскрытие пласта происходит за счет циркуляции бурового раствора средней плотности 1,2–1,3 кг/м<sup>3</sup>. Подобное бурение достаточно эффективно (в т.ч. и на скважинах незначительной глубины и в неустойчивых грунтах), однако приводит к быстрому снижению дебита. Спустя 15-20 лет эксплуатации, в зависимости от ряда дополнительных характеристик месторождения, продуктивность снижается от 5 до 60 раз. Текущие и капитальные ремонты не позволяют восстановить хотя бы 50% первоначальную отдачу [2]. Причина этого: возникновение явления кольматации при вскрытии продуктивного пласта и, как следствие, быстрое падение проницаемости призабойной зоны пласта под репрессивным воздействием, в независимости от используемого оборудования и типа бурового оборудования.

По этой причине подавляющее число ведущих мировых и российских нефтегазовых компаний при возможности используют бурение на депрессии. Ее кардинальное отличие состоит не в повышенном, а пониженном (по отношению к пласту) создаваемом давлении в скважине – что не только вызывает приток флюидов, но и сохраняет естественные для породы коллекторные характеристики проницаемости на протяжении длительного времени [3].

Таким образом, с точки зрения не только долговечности эксплуатации, но и экологической безопасности бурение на депрессии для скважин значительно целесообразней – что полностью подтверждается и мировым опытом. При этом эффективность данного метода одинакова на всех разновидностях скважин: вертикальных, наклонно-направленных, горизонтальных.

При бурении на депрессии в качестве бурового раствора используют: газообразные смеси, аэрозольные системы, пенные системы, газированные системы, однофазные растворы. Кроме того, используется специальное буровое оборудование:

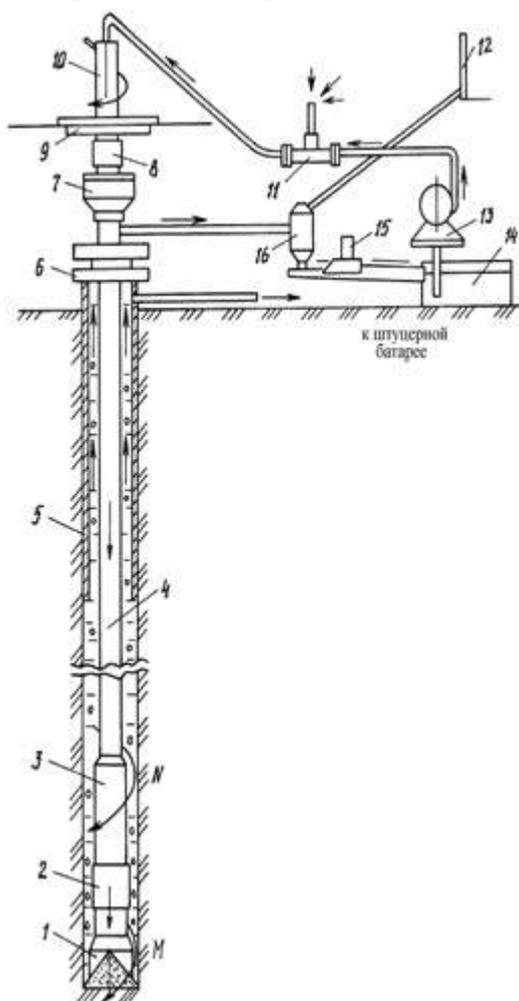
- скважинное: обратные клапаны, раскрываемые клапаны;
- наземное: газогенераторное оборудование, оборудование для управления скважиной (вращающийся превентор, установка для спуска/подъема под давлением), сепарационная установка.

Обратный клапан предназначен для автоматического перекрытия и герметизации трубного канала бурильного инструмента при бурении нефтяных и газовых скважин, а также при проведении ремонтных и аварийных работ на скважине. При работе бурильного инструмента буровой раствор, подающийся под давлением, открывает

клапан. При остановке бурильного инструмента клапан закрывается, обеспечивая надежную герметизацию, предотвращая возможные выбросы газа и нефти, растворов через бурильные трубы [4].

Раскрываемые клапаны предназначены для устранения необходимости проведения СПО под давлением и необходимости глушения скважины для спуска бурильной колонны во время бурения на депрессии. Данные клапаны в открытом положении позволяет использовать весь диаметр обсадной колонны для прохода бурового долота. Когда возникает необходимость подъема бурильной колонны, колонну поднимают до тех пор, пока долото не окажется над клапаном, и тогда раскрываемый клапан закрывают и стравливают давление в затрубном пространстве. После этого можно поднимать из скважины бурильную колонну без использования установки для подъема труб под давлением. При спуске бурильной колонны, колонну спускают до тех пор, пока долото не окажется прямо над раскрываемым клапаном, и тогда раскрываемый клапан можно открыть и спускать бурильную колонну для продолжения буровых работ [3]. Раскрываемый клапан спускают с обсадной колонной, используя наружный пакер обсадной колонны.

Вращающийся превентор применяется для герметизации кольцевого пространства бурильной колонны в процессе бурения на депрессии. Данный превентор уплотняет ведущую трубу, замок или бурильные трубы, он позволяет поднимать, спускать или вращать бурильную колонну, с аэрированными растворами, с продувкой газообразным агентом, с равновесной системой гидростатического давления на пласт, при этом скважина ниже



устья изолируется от атмосферы. Циркуляцию текучей среды через скважину под вращающимся превентором (RCD) обеспечивает специальный выход [5].

Одним из способов бурения на депрессии является технология бурения с местной промывкой. Данная технология осуществляется путем применения забойного насоса объемного типа. Технология предусматривает часть оборотов бурильной колонны затрачивать на обеспечение работы забойного насоса. В этом случае исключаются недостатки общепринятой технологии, состоящие, главным образом, в необходимости применения высокопроизводительных мощных компрессорных машин и азотных станций. Забойный насос обеспечивает всю гидравлическую мощность, затрачиваемую на циркуляцию бурового раствора. Таким образом, при вращении бурильной колонны с числом оборотов  $N$  и опоре долота на забой с необходимой нагрузкой забойный насос забирает буровой раствор из бурильной колонны и с необходимым напором прокачивает буровой раствор через сопла долота и поднимает раствор на поверхность. При такой схеме на поверхности достаточно только восполнять убывающий из бурильной колонны буровой раствор. Такую гидравлическую работу может выполнять насос низкого давления 13 с необходимой производительностью, например центробежный насос типа шламового насоса ВШН (рис. 2). На участке трубопровода между насосом 13 и ведущей трубой 10 создается низконапорный режим потока. Это позволяет на этом участке вводить через азратор 11 или забирать из атмосферы воздух от компрессоров низкого давления или отходящий газ дизелей в количестве, обеспечивающем необходимую степень аэрации. При этом буровой раствор, выходящий из скважины, направляется на дегазацию в сепаратор 16 и удаление шлама в блоке очистки 15 и далее снова забирается центробежным (шламовым) насосом 13 из резервуара очищенного раствора 14 и снова подается в скважину [6].

**Рис. 2. Технология бурения с местной промывкой: 1 - долото, 2 - забойный насос, 3 - КНБК, 4 - бурильная колонна, 5 - кондуктор, 6 - блок превенторов, 7 - ПУГ, 8 - вращающийся превентор, 9 - ротор, 10 - ведущая труба, 11 - азратор, 12 - факельная стойка, 13 - насос, 14 - резервуар очищенного раствора, 15 - блок очистки, 16 - сепаратор**

Таким образом, технология бурения на депрессии является актуальной для современных условий строительства скважин в осложненных условиях с целью добычи трудноизвлекаемых ресурсов, но она обладает рядом недостатков. В том числе, необходимость использования дополнительного оборудования и потребность в высококвалифицированном персонале буровых бригад, способном работать в условиях газонефтеводопроявлений.

**Литература**

1. Крапивина Т.Н., Крысин Н.И., Совершенствование технологий и технических средств очистки газожидкостной смеси при вскрытии продуктивных пластов бурением при отрицательном перепаде дифференциального давления (ОПД) в системе скважина- пласт(на депрессии)/ Т.Н. Крапивина, Н.И. Крысин// [Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море](#). -2014. -№ 7.- С. 23-25.
2. Долгих Л.Н. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин, Л.Н. Долгих, Электронное пособие для студентов.-г. Пермь. - 2007г.

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ МЕХАНИЗМА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ  
ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ В ПЕРИОД ОЗЦ РЕАГЕНТАМИ ПОЛИЭЛЕКТРОЛИТАМИ**

**А.М. Гатауллин, Ш.З. Ризванов, Я.В. Старков**

**Научный руководитель профессор Ф.А. Агзамов**

**Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Россия**

Поступление газа в скважину на любом этапе ее строительства представляет аварийную ситуацию, но наиболее опасными является поступление флюида в затрубное пространство после цементирования, которое может привести к значительным проблемам [1, 2]. Часто газопроявления переходят в грифоны, открытые фонтаны, наносящие гигантский ущерб.

В некоторых случаях следствием поступления газа в затрубное пространство являются межколонные давления, вопрос ликвидации которых в настоящее время практически не решен. Для предупреждения ГНВП могут быть использованы цементы с пониженной водоотдачей, специальные цементы, а так же цементы с дезинтеграторной обработкой [3, 4, 5, 6].

На специально изготовленной экспериментальной установке был исследован механизм их возникновения.

Экспериментальная установка позволяет:

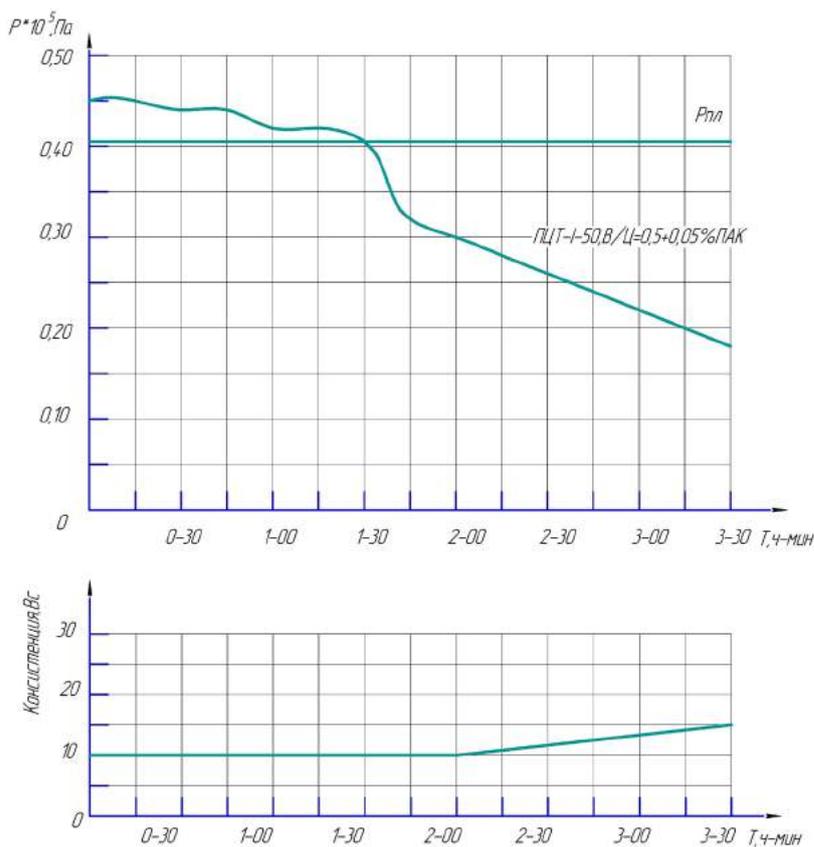
- определить падение гидростатического давления столба цементного раствора в процессе твердения в затрубном пространстве скважины;

- смоделировать газопроявления, создавая на забое давление, составляющее часть от гидростатического давления столба цементного раствора.

Эксперимент проводился в два этапа, на первом определялась динамика изменения давления столба цементного раствора во времени, на втором определялось поведение столба раствора, при подводе газа, имитирующем «работу пласта».

Объектом исследований являлся ПЦТ-I-50 с В/Ц=0,5, как и в бездобавочном варианте, так и с добавками полиэлектролитов.

Изменение гидростатического давления на пласт цементного раствора, полученных из портландцемента ПЦТ-I-50 с водоцементными отношениями В/Ц=0,5 приведено на рисунке 1.



**Рис. 1. Падение гидростатического давления столба и сроки загустевания для ПЦТ-I-50, В/Ц=0,5**

Исходя из полученного результата, можно сделать вывод, что во время ОЗЦ гидростатическое давление ПЦТ-I-50 в скважине падает на всем промежутке загустевания цементного раствора, и можно говорить о том, что у данного раствора нет устойчивости гидростатического давления, что может явиться причиной газопроявления, когда давление в пласте близко или равно гидростатическому давлению.

Затем проведено исследование данного состава на газопрорыв. Спустя полчаса на устье скважины было