

- бурении многозабойных скважин;
- освоение скважин;
- глушение скважин с применением блокирующих составов
- капитальный ремонт скважин;
- проведение гидроразрыва пласта;
- замедление осмотических перетоков в системе «скважина-пласт»;
- повышение эффективности отбора керна;
- роторное бурение совместно с гидроизлучателем;
- строительство скважин на шельфе.

Преимущества:

- может применяться в буровом растворе, как на водной, так и на углеводородной основе;
- не влияет на работу бурового оборудования, турбобуров, телесистем;
- может применяться в солевых растворах;
- нетоксичный;
- нерадиоактивный;
- термоустойчив до 200°C;
- не препятствует регулированию реологии растворов;
- растворим в соляной кислоте с концентрацией от 6% до 10%.

На основании изученного материала можно сделать вывод, что применение технологии ОКЖ обеспечивает: качество бурового сервиса, предупреждение осложнений и аварий при строительстве скважин, надежность скважины в процессе эксплуатации, увеличении продуктивности скважины, снижении затрат на строительство и ремонт скважин.

Опыт бурения на площадях Западной Сибири, Иркутской области и Ямала подтвердил высокую эффективность технологии, которая заключается в методической обработке бурового раствора специальным материалом, временно создающим на стенке скважины надежную непроницаемую корку.

Литература

1. Официальный сайт компании Атлас Интернэшнл [www.ai-center.biz].
2. Сайт Oilmarket-magazine [www.oilmarket-magazine.com].

**СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И
ГАЗОВЫХ СКВАЖИН: ЛИКВИДАЦИЯ ПРИХВАТОВ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА С
ПРИМЕНЕНИЕМ РАЗГЛИНИЗУЮЩЕГО РЕАГЕНТА РР**

А.А. Ковешников

Научный руководитель ассистент Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе бурения скважин, осложнения связанные с прихватами бурового инструмента, занимают большой процент времени в сравнении с другими авариями и требуют большого количества времени для их ликвидации.

Прихваты инструмента происходят по многим причинам, основными из которых являются:

- Прилипание инструмента к стенкам скважины при оставлении его без движения;
- Затяжки вследствие образования сальников и сужений ствола скважины в результате налипания толстых корок;
- Обрушение неустойчивых пород;
- Расклинивание инструмента при спуске, бурении или проработке полноразмерными долотами;
- Заклинивание и прилипание инструмента в желобах;
- Расклинивание инструмента вследствие попадания в скважину посторонних предметов;
- Прихваты, вызванные газо-нефте-водопроявлениями и поглощениями;
- Прихваты вследствие осаждения выбуренной породы.

Основной процент при прихватах инструмента (более 50%) занимает прилипание инструмента к стенкам скважины при оставлении его без движения. Для выяснения причин данного явления сегодня проводятся многочисленные лабораторные и промысловые эксперименты, в результате которых определено, что на этот процесс в основном влияют два фактора: липкость глинистой корки и гидростатическое давление в зоне прихвата.

Прилипание глинистых частиц к поверхности труб можно объяснить следующим: на поверхности раздела бурильной трубы и частиц глинистого раствора образуются силы электрического притяжения, это обуславливается наличием свободного электрического слоя на поверхности раздела фаз, а также зарядом частиц. Если же поверхность трубы будет соприкасаться не с раствором, а с глинистой коркой, то силы сцепления между бурильной трубой и коркой будут значительно больше, чем между трубой и пленкой раствора. Это можно объяснить тем, что в корке частицы глины имеют более тонкие водные оболочки, теснее располагаются друг к другу, поэтому силы электрического напряжения в данном случае проявляют себя энергичнее.

При этом, чем больше в буровом растворе коллоидной фазы, тем выше липкость глинистой корки. Так, например, при содержании в растворе более 10-20% коллоидной фазы, липкость корки увеличивается в несколько раз. При увеличении плотности раствора, липкость корки также увеличивается из-за увеличения содержания твёрдой фазы. Но увеличение плотности бурового раствора приводит к увеличению гидростатического давления в скважине, что увеличивает прижимающую силу, направленную на прижатие бурового инструмента к стенке скважины. Особенно это явление наблюдается при вскрытии проницаемых пластов, когда на стенке скважины образуется толстая глинистая корка и, под воздействием перепада давления в системе скважина-пласт, происходит залипание бурового инструмента – дифференциальный прихват. В этом случае, в состоянии покоя, величина липкости глинистой корки может достигать 0,5-0,8 кг/см² и более. При таких величинах липкости, для освобождения прихваченного инструмента, необходимо приложить на каждый 1 м² прихваченной трубы 5-8 т нагрузки, что в большинстве случаев не представляется возможным из-за ограничения грузоподъёмности буровой установки.

Исходя из вышеизложенного, для предотвращения прихвата бурового инструмента необходимо предпринять следующие действия: не оставлять без движения бурильную колонну и использовать буровой раствор с малым содержанием твёрдой и коллоидной фазы, обладающий высокими антифрикционными свойствами. Для ликвидации прихвата необходимо создать прослойку между бурильной колонной и глинистой коркой или разрушить глинистую корку.

Существуют разные способы освобождения от прихватов. В основном, при начале производства таких работ, производится установка нефтяной ванны с расхаживанием инструмента. В ряде случаев эти работы приносят положительный результат, но не всегда. Если нефти не удаётся проникнуть в пространство между глинистой коркой и буровым инструментом или инструмент прихвачен на значительном участке, то извлечь инструмент не удастся. Также в некоторых случаях есть ограничения по плотности ванны, когда в разрезе есть пласты с высоким давлением и существует вероятность получения проявления. Сегодня для решения проблемы предлагается один из современных реагентов – разглинизирующий реагент РР.

Технология разглинизации направлена на разрушение глинистых частиц. В этой технологии используется водный раствор специального разглинизирующего состава, который не воздействует на металл колонны, но эффективно разрушает глинистые частицы. Механизм реакции заключался в воздействии на кристаллическую решётку глинистой частицы, при этом в ней происходит ослабление структурных связей, что приводит к разрушению глинистых частиц, после чего последние неспособны к пептизации и уплотнению и легко выносятся из-под прихваченной колонны труб.

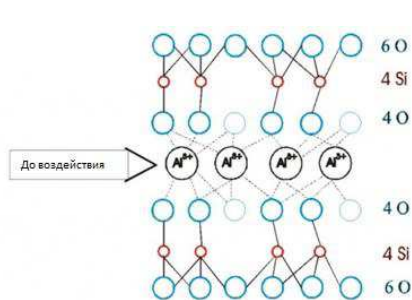


Рис. 1

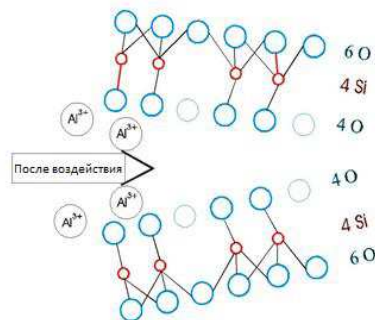


Рис. 2

Опытные работы были проведены на трёх скважинах месторождений ОАО «Татнефть», где традиционными методами (установка нефтяных ванн) прихват ликвидировать не удалось.

Примеры использования:

- 14 марта 2011г на скважине № 701 Березинского месторождения поднятия при подъёме КНБК в интервале 440-460м возник прихват бурового инструмента, затяжки составляли до 38тн, при разгрузке посадка до - 0тн. Расхаживание прихваченного инструмента с нагрузкой на крюке - 25тн и разгрузкой до - 0тн, с промывкой глинистым раствором, технической водой и установкой нефтяной ванны результата не дали. 15 марта

2011г в 17.40, произвели закачку первой порции разглинизирующего реагента РР в кол-ве 360кг (V-3,6м3). Через 2 часа закачали вторую порцию разглинизирующего реагента РР в кол-ве 360кг (V-3,6м3). При расхаживании прихваченного инструмента, с нагрузкой на крюке- 25тн, с разгрузкой до - 0 т., в 22.40 освободили инструмент;

- 11 июля 2011г при бурении скважины № 526Д произошёл прихват бурового инструмента в интервале 700-860м. Установка нефтяной ванны с расхаживанием бурового инструмента результатов не дала. 12 июля закачали 300кг (3,0м3) водного раствора разглинизирующего реагента РР и в течение 3 часов ликвидировали прихват;

- 21 октября 2012г, при ликвидации поглощения на скважине № 4848 Биклянского месторождения, произошёл прихват бурового инструмента. Промывка с расхаживанием КНБК и попытка проворота ротора при общем весе КНБК 27-28тн до 55-60тн результата не дала. Произвели закачку товарной нефти в V=5м3. Стоянка под нефтяной ванной с расхаживанием КНБК при общем весе КНБК 27-28тн до 60-65тн результата не дала. 22 октября в 15.00 в скважину закачали раствор разглинизирующего реагента РР в количестве 400кг (4,0м3). В процессе реагирования производилось расхаживание КНБК при общем весе КНБК 27-28тн до 60-65тн. Освобождение от прихвата в 18.10.

Вывод:

1. С применением разглинизирующего реагента РР происходит резкое сокращение времени ликвидации такого осложнения, как дифференциальный прихват.
2. Данная технология позволяет исключить использование нефти для установки нефтяных ванн.
3. Разглинизирующий реагент РР представляет собой сухой порошок с длительным сроком хранения, что позволяет создавать на буровых аварийный запас и использовать его по мере необходимости, как для ликвидации прихватов, так и для освоения скважин.

Литература

1. Ахмадеев Р.Г., Данюшевский В.С. Химия промывочных и тампонажных жидкостей. - М.: Недра, 2008г.
2. Булатов А. И., Проселков Ю. М., Шаманов С. А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учебник для вузов.- М., ООО «Недра-Бизнесцентр»,2010.
3. Николаев Н. И., Нифонтов Ю. А., Никишин В. В., Тойб Р. Р. Буровые промывочные и тампонажные растворы. Учебное пособие для вузов. СПб., СПГГИ, 2009.
4. Рязанов Я.А. Справочник по буровым растворам. - М: Недра,2008г.

УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ УГЛУБЛЕНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ГИБКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ В СИСТЕМЕ «СКВАЖИНА-ПЛАСТ»

А.В. Коломийцев

Научный руководитель: доцент Ю.К. Димитриади

Северо-Кавказский федеральный университет, Институт нефти и газа,

г. Ставрополь, Россия

В связи с возросшими требованиями к качеству строительства скважин одним из приоритетных направлений развития техники и технологии бурения на современном этапе является углубление скважин в условиях гибкого регулирования давления в системе «скважина-пласт».

Наиболее рациональная технологическая схема вскрытия газоносных пластов – это технология с использованием избыточного давления на устье скважины (Р_у). Основным позитивный признак этого способа – возможность оперативного регулирования забойного давления в определенных пределах на всех этапах проводки скважины. Результаты бурения свидетельствуют о безопасности и высокой эффективности углубления скважины при пониженном забойном давлении (минимальная репрессия, депрессия). Перспективность данной технологии состоит не только в широкой области ее применения (разнообразные геологические условия, назначение скважины), но и в совершенствовании имеющегося комплекса буровых работ.

В данной статье описана усовершенствованная технология вскрытия газоносного пласта бурением в условиях регулирования давления в скважине, обеспечивающего управляемый приток газа.

За основу взят, разработанный в соавторстве, способ вскрытия газоносного пласта бурением [1,2], который включает традиционное буровое оборудование и инструмент, дополнительно к которому требуется устьевое оборудование: превентор вращающийся, дроссель с автоматическим поддержанием заданного устьевого давления, дегазатор. Комплекс разработанных технологических решений усовершенствует технологию бурения в условиях регулирования давления в скважине (рис. 1).

Повышение эффективности бурения скважины достигается за счет применения метода регулирования дифференциального давления, обеспечивающего управляемый приток газа, и метода поддержания требуемой осевой нагрузки на долото при бурении с противодавлением на устье. Технологический эффект обусловлен применением промывочной жидкости минимально допустимой плотности, определением величин допустимого газонасыщения и текущего при бурении, а также обеспечением допустимой депрессии на пласт путем изменения устьевого давления.

На рисунке 2 представлена последовательность технологических операций и действий при бурении с управляемым притоком газа. В начальный момент вскрытия газоносного пласта рассчитывается минимально