

*Паламодов К.Е.,*

*Главный специалист управления супервайзинга бурения*

*ООО «РН-Пурнефтегаз»*

*Прокопцев Р.Н.,*

*Заместитель начальника управления супервайзинга бурения*

*ООО «РН-Пурнефтегаз»*

*Россия, г. Губкинский*

## **ПРИМЕНЕНИЕ СШИВАЮЩИХ СОСТАВОВ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ КАТАСТРОФИЧЕСКИХ ПОГЛОЩЕНИЙ**

***Аннотация:** В данной работе раскрывается альтернативный способ ликвидации катастрофических поглощений бурового раствора, позволяющий эффективно бороться с поглощениями без выхода циркуляции, исключая дополнительные спуско-подъемные операции и включение дополнительного оборудования в компоновку низа буровой колонны. Стабильное состояние сшивающего состава. Сокращение времени на ликвидацию поглощения и снижение финансовых затрат.*

***Ключевые слова:** Поглощение бурового раствора, строительство скважин, установка сшивающего состава, экономическая эффективность, устойчивый химический состав, непроизводительное время.*

***Abstract:** This article exposes new alternative method of tackling problem with mud loss circulation when mud flow circulation is fully lost. In this case we don't have use extra tripping in and tripping out operations and apply extra equipment with bottom hole assembly. High stability this solid and reduction of time consumption, increase of cost-effectiveness.*

**Keywords:** *Mud loss control, well construction, fulfill operations with pumping to the well loss circulation solid, cost effectiveness, stability and resistant compounds of solid for loss circulation, idle time.*

## **Введение**

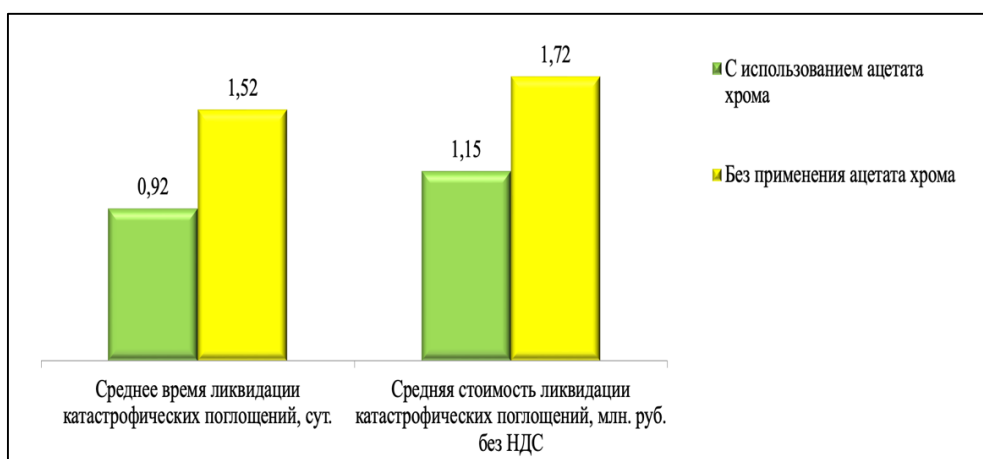
Добывающие Компании заинтересованы в сокращении сроков строительства и повышении экономической эффективности при проводке скважин на суше, шельфе и море. Применение сшивающего состава с ацетатом хрома позволяет снизить затраты времени на ликвидацию поглощения в среднем до 23 % (опираясь на опыт применения данной технологии на Объектах ООО «РН-Пурнефтегаз», находящихся на суше) на скважину и минимизировать расход материалов на ликвидацию поглощения.

Стандартная технология борьбы с поглощениями бурового раствора – это прокачка и установка в интервале поглощения кольматационных пачек с целью создания мало-проницаемого экрана. В следствии ограничения размера кольматационного материала, прокачиваемого в ходе ликвидации поглощения и диаметров проходных отверстий в нижней части компоновки бурильной колонны (далее КНБК), может потребоваться несколько операций по прокачиванию стандартных пачек или смена КНБК. Потери времени в ходе применения стандартных методов борьбы с поглощениями составляют в среднем 4,46 дней на скважину (для объектов на суше).

ПАО НК «Роснефть» и Общества группы – являются лидерами в области внедрения передовых методик и технологий, позволяющих поднять на новый уровень процесс строительства скважин и как следствие снизить капитальные вложения на проводку скважин.

Месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз» отличаются большим количеством продуктивных пластов, находящихся в различных стадиях разработки. Как следствие, одна из наиболее часто встречающихся задач -

выход на целевой пласт с транзитом групп пластов со сниженным пластовым давлением от первоначального, в связи с их интенсивной разработкой. Особенно остро данная проблематика встаёт при активном освоении таких продуктивных пластов, как Ач, Ю1, Ю2, залегающих существенно ниже ранее разрабатываемых пластов. В связи с большой разницей в гидростатическом давлении, необходимом для бурения новых целевых пластов с аномально высоким пластовым давлением (далее АВПД) и транзитными пластами с аномально низким пластовым давлением (далее АНПД), возникают несовместимые условия бурения. При прохождении пластов АНПД большая вероятность открытия катастрофических поглощений. К таким пластам можно отнести пласты ПК1 на Комсомольском месторождении, БП10-11 на Тарасовском месторождении и ПК17-22 на Барсуковском месторождении. Анализ материальных затрат на ликвидацию поглощений показал, что существует производственная необходимость во внедрении новых технологий для борьбы с данным видом осложнений. Одним из принятых решений было решение о применении сшивающих составов с ацетатом хрома.



***Рисунок 1 Средние показатели времени и стоимости при ликвидации катастрофических поглощений с использованием ацетата хрома и применением базовых составов на объектах эксплуатационного бурения.***



***Рисунок 2 Средний объем потерь бурового раствора при ликвидации катастрофических поглощений с использованием ацетата хрома и применением базовых составов на объектах эксплуатационного бурения.***

## Методы

Стандартная технология ликвидации поглощений предусматривает приготовление кольматационной пачки подбором кольматантов, в зависимости от интенсивности поглощения.

Основной недостаток данной методики – необходимость точного подбора кольматантов для полноценного перекрытия пор поглощающего пласта, что при отсутствии данных геофизических исследований не всегда возможно с первого раза. Требуется постепенный подбор типов и размеров кольматантов. В среднем увеличение сроков строительства при стандартных методах ликвидации поглощения составляет 3-4 суток. Согласно данным, полученным от сервисных компаний, характеристики сшитых составов зависят от:

- типа и концентрации сшиваемого полимера;
- типа и концентрации сшивателя;
- щелочности состава;
- концентрации твердой фазы.

Особенность предлагаемого решения заключается в том, что кольматационная пачка (сшивающий состав), изначально представляет собой вязкую жидкую массу, проходящую через КНБК, с минимальными рисками

закупорки, в интервале открытого ствола. После чего принудительно задавливается в поглощающий пласт. В процессе закачки, продавки и задавки в зону поглощения сшивающий состав остается в подвижном состоянии, после чего в течении 1-2 часов происходит сшивание состава и образование упругой, не текучей массы закупоривающей поры поглощающего пласта. На начальном этапе реализации проекта был успешно проведен ряд работ, подтвердивших положительный эффект от применения технологии, что позволило сократить сроки строительства скважин. Так же следует отметить, что проведение данных мероприятий не требует капитальных вложений. Данная технология применяется в рамках заключенных договоров на оказание услуг по инженерно-технологическому сопровождению буровых растворов.

*Таблица 1.*

**Рецептура кольматационной пачки на с применением сшивающего агента**

<b>Название</b>	<b>Наименование</b>	<b>Единицы измерения</b>	<b>Концентрация</b>
Кольматант	Наполнитель КФ-1ц	кг/м <sup>3</sup>	20
Кольматант	Наполнитель К-МІХ-20	кг/м <sup>3</sup>	25
Кольматант	Карбонат кальция К-2000	кг/м <sup>3</sup>	25
Сшивающий агент	Ацетат хрома	л/м <sup>3</sup>	5

Описание компонентного состава материалов, входящих в сшивающий состав:

- наполнитель КФ-1ц - смесь слюды и растительных компонентов;
- наполнитель К-МІХ-20 - смесь скорлупы ореха, слюды, шелухи семечек, опилок и мелкого очеса;
- карбонат кальция К-2000 - мрамор молотый.

### Рекомендации по применению:

- Может применяться на растворах, содержащих ксантановый биополимер, крахмал, полианионную целлюлозу;
- pH подшиваемого раствора должен быть в пределах 7-9;
- Желательная минерализация сшиваемого раствора 5 % соли (NaCl, KCl, CaCl<sub>2</sub>);
- Наличие в растворе карбоната кальция не препятствует сшиванию;
- Для сшивания желательно использовать свежеприготовленный раствор, однако допускается использовать циркулирующий буровой раствор с МВТ не выше 35 кг/м<sup>3</sup>;
- Сшивающий агент добавляется в последнюю очередь, после чего раствор тщательно перемешивается;
- При температуре ниже 30°C сшивание не происходит. Необходимый температурный режим полноценной работы системы составляет не ниже 50°C;
- При рабочей температуре закаченную пачку желательно выдержать в покое 1 - 2 часа;
- При полной сшивке пачка не становится твердой, а представляет собой густой гель, который возможно прокачать насосами.



*Рисунок 3 Термостарение в герметичной ячейке под давлением, содержание высушенной глины (имитация выбуренной породы) 56 кг/м<sup>3</sup> (время 2ч; t=55 °C; P=42 атм.).*

Испытания, в условиях лаборатории, осуществлены успешно, пачка представляет собой густой гель (желе), форма сосуда сохранена. Давление создавалось с помощью углекислого газа (без изоляции образца пачки и газа друг от друга).

Рассмотрим более детально методику установки сшивающего состава в зону поглощения:

- приготовить свежий буровой раствор, по рецептуре, установленной программой промывки, для необходимого интервала, в объеме 6 м<sup>3</sup>;
- произвести замер всех параметров бурового раствора (особое внимание уделить рН - должна быть в пределах 7-9, но не более 9);
- выполнить ввод в свежеприготовленный буровой раствор наполнителей для борьбы с поглощениями:
- а) при присутствии в компоновке забойной телесистемы, согласовать концентрацию наполнителей с представителями службы ННБ;
- б) при условии роторной компоновки низа бурильной колонны, концентрация наполнителей должна составлять 100 – 120 кг/м<sup>3</sup>;
- обработать буровой раствор сшивающим агентом (ацетат хрома) в концентрации 5 л/м<sup>3</sup>;
- после ввода заданной концентрации тщательно перемешать в течение 15-30 мин, для равномерного распределения сшивающего агента по всему объёму;
- перед закачиванием полученной пачки, отобрать пробу, нагреть ее до необходимой температуры поглощающего пласта и при поддержании температуры, оставить минимум на 2 часа. Результат сшивания зафиксировать;
- после отбора пробы, для пилотного теста, не дожидаясь ее результата, произвести закачивание заготовленной пачки в интервал поглощения, вытеснив ее полностью в затрубное пространство. Вести контроль над изменением давления на стояке;

- поднять инструмент на 150 м выше зоны закачки агента и произвести плавное задавливание пачки в зону поглощения, с закрытым привентором;
- продолжить подъем в безопасную зону;
- далее технический отстой в течение 1-1,5 часа с отслеживанием статического уровня бурового раствора;
- на данной глубине восстановить циркуляцию ( $Q_{\text{мин}}=2-3$  л/с) с шагом 1-2 л/5мин с отслеживанием уровня бурового раствора в приемных емкостях, в объеме затрубного пространства;
- при положительном результате произвести спуск до «головы» установленной пачки и произвести промывку в течении одного цикла с отслеживанием уровня в емкостях;
- при отсутствии поглощения произвести спуск до текущего забоя, вымыть остатки пачки с последующим сбросом ее в шламовый амбар, либо специально заготовленную емкость с последующей утилизацией;
- промыть скважину с выравниванием параметров бурового раствора;
- по окончании работ, емкости в которых приготавливалась пачка со сшивающим агентом, а так же линии, задействованные в закачке, полностью промыть технической водой.

#### Результаты и обсуждения

Основываясь на положительном эффекте от применения технологии ликвидации поглощений сшивающим составом, позволяющем сократить время на ликвидацию поглощения и затраты на скважину, без существенных рисков и ограничений, можно рекомендовать реализацию данной технологии в других Обществах группы, имеющих схожую проблематику с частыми или полными поглощениями буровых растворов, в том числе в продуктивных пластах.



## Заключение

Опираясь на опыте применения данной технологии ликвидации частичных и полных поглощений промывочной жидкости, можно заключить, что данная методика позволяет снизить, не только время на ликвидацию осложнений, но и снизить риски газо-водонефтепроявлений, обусловленных недостаточным гидростатическим давлением столба жидкости при возникновении поглощения и падение уровня промывочной жидкости, как в кольцевом, так и трубном пространстве. В свою очередь, ликвидация поглощения в минимальные сроки, так же снижает риски последующих осложнений ствола скважины, которое могут привести к прихватам бурильной колонны, обвалам стенок ствола скважины и образованию «дюн», в следствии не достаточной производительности буровых насосов.

### Использованные источники:

1. Аналитический центр при правительстве Российской Федерации, «Новые энергетические прогнозы». Энергетический бюллетень – ноябрь 2018г.
2. Стивен Спир, Статья «Расшифровка ДНК-кода производственной системы Toyota», опубликована в HBR (сентябрь - октябрь, 1999).
3. Jim Lancaster, «The Work of Management: A Daily Path to Sustainable Improvement», 2017.
4. Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 N 101(ред. от 12.01.2015) "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 N 28222) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017)
5. «Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин» Е.Г. Леонов, В.И. Исаев, Изд.Недра-Бизнесцентр, Москва., 2006г. – 413с.

6. «Деформации горных пород». /Изд. «Недра», Желтов Ю.П. - Москва 1966г.-198с.
7. Типовые требования Компании «Восстановление скважин методом бурения боковых стволов» № П2-10 ТИ-0001 версия 3.00, утвержденные распоряжением ПАО «НК «Роснефть» от 19.03.2020 № 32.
8. РД 08-625-03 Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины.
9. Типовые требования Компании «Крепление скважин» № П2-05.01 ТТР-1208 версия 1.00, утвержденные приказом ОАО «НК «Роснефть» от 23.05.2016 № 240.
10. Типовые требования Компании «Инженерно-технологическое сопровождение буровых растворов» № П2-05.01 ТТР-1209 версия 2, утвержденные распоряжением ПАО «НК «Роснефть» от 19.03.2021 № 33.
11. Методические указания Компании «Оценка экономической эффективности бизнес-проектов» № ПЗ-03 М-0007 версия 2.00, утвержденные приказом ПАО «НК «Роснефть» от 24.12.2020 № 791.
12. ГОСТ Р ИСО 13533-2013 Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование буровое и эксплуатационное. Оборудование со стволовым проходом. Общие технические требования.
13. ГОСТ Р 51365-2009 Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для бурения и добычи. Оборудование устья скважины и фонтанное устьевое оборудование. Общие технические требования.
14. Ш.К. Гиматудинов, Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, «Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений»/ Изд. «Недра». - Москва 1983. – 455с.