

Группа компаний
НАЦИОНАЛЬНЫЙ БУРОВОЙ СЕРВИС
СПЕЦБУРМАТЕРИАЛЫ
ПОЛИЦЕЛЛ



РЕАГЕНТЫ И МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА,
ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА НЕФТЯНЫХ ГАЗОВЫХ
И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН: ПРОИЗВОДСТВО,
СВОЙСТВА И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ.
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ НЕФТЕГАЗОВОГО
КОМПЛЕКСА

МАТЕРИАЛЫ XIX МЕЖДУНАРОДНОЙ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

*2 – 5 июня 2015 г.
г. Суздаль*

Владимир 2015

УДК 622.32:502.1
ББК 33.36.+28.081.1
Р31

Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и ре-
Р31 монта нефтяных газовых и газоконденсатных скважин: производство,
свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового
комплекса : материалы XIX Междунар. науч.-практ. конф. 2 – 5 июня
2015 г., г. Суздаль / группа компаний: Нац. буровой сервис ; Спец-
бурматериалы ; Полицелл. – Владимир : Изд-во ВлГУ, 2015. – 140 с.
ISBN 978-5-9984-0643-0

Представлены материалы докладов и сообщений, посвященных различ-
ным химическим реагентам, смазочным добавкам, кольматантам, ингибиторам
коррозии и другим материалам, их свойствам и практическому применению в
нефтегазовом комплексе, в том числе в составе промывочных и технологических
жидкостей при бурении, строительстве, ремонте и эксплуатации скважин.

Сборник рассчитан на инженерно-технических работников, инженеров по
буровым растворам и специалистов, занимающихся исследованием и примене-
нием реагентов в нефтяном и газовом комплексе.

УДК 622.32:502.1
ББК 33.36.+28.081.1

ISBN 978-5-9984-0643-0

© ЗАО «Спецбурматериалы», 2015
© АО «НПО "Полицелл"», 2015
© ЗАО «Полицелл», 2015

БУРОВАЯ СИСТЕМА ПОЛИЭКОНОЛ-ФЛОРА. СВОЙСТВА И ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ

*Ноздря В.И., Головашкин А.В., Ратников Э.Н., Ковылов С.А.,
Ратникова Е.В.*

*ЗАО «НПО "Полицелл", г. Владимир, 600020, ул. Линейная, 3
тел. (4922)325140, факс (4922)326884, e-mail: mail@npo-polycell.ru*

Успех строительства нефтяных и газовых скважин главным образом зависит от состава и свойств буровых растворов, которые должны обеспечить безопасность, безаварийность бурения и качественное вскрытие продуктивного пласта.

Усложнение горно-технических условий бурения, ограничения условий по применению, требования по снижению отрицательного экологического воздействия на окружающую среду способствуют развитию рынка буровых растворов.

В последние годы при прохождении осложненных участков и вскрытии продуктивных пластов все большее распространение получают системы растворов на углеводородной основе, из которых наиболее эффективны инвертные эмульсионные растворы. Результаты бурения на этих растворах во многих регионах страны выявили ряд их существенных преимуществ по сравнению с системами на водной основе: сохранение проницаемости продуктивных коллекторов, повышение устойчивости стволов в интервалах залегания глинистых и хемогенных пород и т.д.

Основными недостатками инвертных углеводородных растворов являются: пожароопасность, трудность очистки от шлама, трудность проведения электрометрических работ, экологическая агрессивность.

Серьезным осложнением в освоении месторождений Восточной Сибири, в частности Чаяндинского месторождения, является проводка скважин в солевых отложениях. Проводка скважин в хемогенных породах сопряжена с большими трудностями. Изменение диаметра скважин приводит к осложнениям и авариям - образованию каверн и уступов. К засоленно-глинистым и другим породам сцементированным солью, приурочены обвалообразования. Применение тривиальных соленасыщенных растворов не исключает кавернообразование в результате температурного градиента забой-устье.

Для повышения эффективности буровых работ в условиях вскрытия хемогенных отложений большой мощности, характеризующихся возможностью раппопроявлений, требуется промывочная жидкость, обладающая: устойчивостью к поливалентной агрессии, способная предотвращать растворение солей, а также обладать высокими смазывающими свойствами.

Для подсолевого (продуктивного) горизонта требуется буровой раствор низкой плотности, позволяющий проводить работы без поглощений, обладающий высокой смазывающей способностью и обеспечивающий сохранение первоначальной проницаемости.

В связи с этим актуальной является задача разработки и внедрения бурового раствора, обеспечивающего высокие технико-экономические показатели бурения, сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов, минимальное негативное воздействие на окружающую среду.

Для минимизации технологических сложностей при строительстве скважин на площади Чаяндинского месторождения компаниями ЗАО «НПО «Полицелл» и ООО «НПК Спецбурматериалы» совместно была разработана система бурового раствора «Полиэконол-Флора», которая представляет собой инвертную эмульсию с содержанием органophilной среды 70% (массовая доля). В составе бурового раствора нет продуктов нефтепереработки, данное технологическое решение было принято для обеспечения минимизации негативного экологического воздействия на окружающую среду.

Полиэконол-Флора — это новое поколение инвертно-эмульсионных буровых растворов, в его состав входят только продукты растительного происхождения. В данной системе нет глин, регулирование реологических характеристик осуществляется солями жирных кислот, что позволяет регулировать реологические характеристики в широком диапазоне без значительного изменения агрегативной устойчивости системы.

Отсутствие в составе бурового раствора продуктов нефтепереработки позволяет значительно снизить пожароопасность системы и всех ее составляющих компонентов, температура вспышки в закрытом тигле органophilной основы превышает 150 °С.

Для конечного потребителя освоено производство компонентов системы «Полиэконол-Флора» используя производственные мощности компании ЗАО «НПО Полицелл». (Слайд 1)

В данную систему входят:

1. Полиэконол - Флора — инвертный буровой раствор, для строительства скважин в сложных геолого-технических условиях. Его применение препятствует набуханию глинистых сланцев и способствует сохранению естественной проницаемости продуктивных пластов.
2. Полиэконол - Сан — состав для регулирования реологических характеристик системы Полиэконол - Флора;
3. Полиойлчек Стаб - КД — эмульгатор для системы Полиэконол - Флора, определяет агрегативную и седиментационную стабильность раствора;
4. Полиойлчек Фильтр — состав для регулирования фильтрационных характеристик в широком диапазоне температур.

Все компоненты системы Полиэконол - Флора поставляют в жидком виде, они сохраняют текучесть в широком диапазоне температур (до – 20 °С), что значительно облегчает обработку промывочной жидкости.

Технологические характеристики ИЭР Полиэконол - Флора, произведенного для использования на площади Чаяндинского месторождения, представлены таблице.

Таблица

| Наименование показателя | Значение |
|------------------------------|-------------|
| Плотность, г/см ³ | 0,96 - 0,97 |
| Условная вязкость, с | 70 - 80 |
| Пластическая вязкость, мПа*с | 30 - 35 |
| Фильтрация, мл/30 мин | до 2 |
| Электростабильность, В | 450 - 520 |

В настоящее время произведено и поставлено свыше четырех тысяч тонн ИЭР Полиэконал - Флора для разведывательного и эксплуатационного бурения на площади Чаяндинского месторождения. Пробурена одна скважина № 321-85Г Чаяндинского НГКМ, её глубина 1668 м. Направление и кондуктор были пробурены на полимерглинистом растворе, при бурении под эксплуатационную колонну начиная с глубины 300 м перешли на ИЭР Полиэконал-Флора.

При использовании системы Полиэконал - Флора отмечена высокая скорость бурения, по показаниям геофизических исследований получили ровный ствол скважины номинального диаметра, что позволило качественно провести цементирование затрубного пространства, бурение прошло без осложнений.

По заключению геологоразведки из испытываемого интервала 1620-1668 м получен приток природного газа, объект испытания характеризуется как проницаемый газонасыщенный коллектор.

Таким образом, поставленные задачи при разработке ИЭР Полиэконал-Флора были выполнены, произведенная система имеет следующие преимущества:

- Высокая стабильность в широком диапазоне температур и плотностей;
- Высокая смазывающая способность;
- Низкая фильтрация;
- Высокая ингибирующая способность;
- Отсутствие воды в фильтрате;
- Высокая устойчивость к загрязнению твердой фазой (в том числе водорастворимыми солями) и водой;
- Низкое содержание твердой фазы (до 3%), что способствует повышению механической скорости бурения.
- Достижение максимальной продуктивности при вскрытии гидрофобных коллекторов;
- Минимальное негативное воздействие на окружающую среду.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ СТРУКТУРИРОВАННЫХ СИСТЕМ НА ОСНОВЕ КМК-БУР1 МАРКИ Н И МОНАСИЛА

Мячина Н.Е., Кряжев В.Н.

ЗАО «Полицелл», г. Владимир, 600016, ул. Большая Нижегородская, 77

Как показала практика отечественной и зарубежной нефтедобычи, в настоящее время > 50% разведанных запасов нефти относятся к категории трудно извлекаемых. Одна из причин этого – высокая обводненность нефтеносных пластов, которая в среднем по России составляет 86% (на 2010 г.). Обводненность увеличивается по мере разработки месторождений, в том числе, в результате применения технологий заводнения. В то же время доказано, что даже при обводненности на уровне 95% добыча нефти экономически целесообразна, при условии применения высокоэффективных реагентов.

К числу таких реагентов относятся полимеры на основе целлюлозы и крахмала, которые в силу своего химического строения могут образовывать прочные химические связи с веществами-комплексобразователями. Благодаря чему, могут быть получены композиции, способные при растворении в воде создавать структурированные системы, которые являются наиболее эффективными для повышения нефтеотдачи пластов и ограничения водопритоков.

Поэтому одним из направлений исследований данной работы является определение условий образования структурированных систем на основе карбоксиметилированного крахмала (КМК).

Из литературных источников известно, что в качестве вещества – комплексобразователя могут быть использованы соединения кремния, которые способны образовывать гидрогель кремниевой кислоты при взаимодействии с полимерами. Силикат натрия или так называемое жидкое стекло давно и в больших объёмах применяются как в России, так и за рубежом для водоизоляции и увеличения нефтеотдачи пластов. Однако, оно имеет ряд недостатков: низкое содержание действующего вещества, замерзает при температуре ниже 0°C, затруднено регулирование времени гелеобразования.

Поэтому в качестве альтернативы жидкому стеклу мы использовали порошкообразный силикат – МОНАСИЛ (модернизированный натриевый силикат). Физико-химические свойства МОНАСИЛА представлены в таблице 1.

Таблица 1

Физико-химические свойства МОНАСИЛА

| Наименование показателей | ТУ 2145-001-75105538-2005 |
|---|---------------------------|
| 1 Массовая доля SiO ₂ , % | 52,0 |
| 2 Массовая доля Na ₂ O, % | 22,0 |
| 3 Силикатный модуль | 2,63 |
| 4 Насыпная плотность, г/см ³ | 0,28 |
| 5 Массовая доля ППП, % | 16,20 |
| 6 Скорость растворения, мин. | 4 |

При разработке рецептуры силикатно-полисахаридного геля использовали КМК-БУР1 марки Н, показатели качества которого представлены в таблице 2.

Таблица 2

Показатели качества КМК-БУР 1 марки Н

| Наименование показателей | Установлено анализом |
|--|----------------------|
| 1 Внешний вид | Порошок белого цвета |
| 2 Массовая доля воды, % | 9,3 |
| 3 Динамическая вязкость водного геля с массовой долей Полицелл КМК-БУР 4%, при температуре 25°C, мПа·с | 103,7 |
| | |

| Наименование показателей | Установлено анализом |
|---|----------------------|
| 4 Массовая доля основного вещества в техническом продукте, % | 84,8 |
| 5 Показатель активности ионов водорода водного геля с массовой долей Полицелл КМК-БУР 1%, ед. рН | 11,8 |
| 6 Статическая фильтрация бурового глинистого NaCl насыщенного раствора, содержащего 1% КМК-БУР, см ³ | 8,0 |

Экспериментальную работу проводили следующим образом: в стеклянный стакан с водой вносили при перемешивании навески КМК и МОНАСИЛА и проводили растворение этих компонентов. Величина рН полученных растворов составляла ~ 11,3, при этом вязкость растворов оставалась на уровне вязкости исходного полимера. Поэтому с целью создания условий, способствующих образованию геля, варьировали величину рН растворов, добавляя к ним 10% раствор HCl. В таблице 3 показаны результаты по исследованию процесса гелеобразования в различные композиции КМК и МОНАСИЛ.

Таблица 3

Характеристики образующихся студней при различном соотношении КМК-БУР1 и МОНАСИЛ

| Концентрация КМК-БУР1 в растворе, % | Количество МОНАСИЛ, % по отношению к навеске КМК-БУР1 | рН среды | Состояние раствора |
|-------------------------------------|---|----------|--|
| 4 | 25 | 9,5 | Раствор |
| -//- | -//- | 9,0 | Через 1,5 ч высоковязкий гель, через 24 ч – некрепкий студень |
| -//- | 50 | 9,5 | Образование студня через 50 мин. |
| -//- | -//- | 9,1 | Образование студня через 10 мин. |
| -//- | 100 | 10,5 | Образование студня через 30 мин. |
| -//- | -//- | 10,1 | Сразу студень, упругий |
| -//- | 150 | 10,5 | В растворе образовались гелевые частицы. Через 15 мин. – упругий белый студень |
| -//- | -//- | 10,1 | Сразу упругий студень |
| -//- | 200 | 11,0 | Образование незначит. кол-ва гелевых частиц в растворе |
| -//- | -//- | 10,5 | Сразу упругий студень. Через 2 суток – синерезис |
| -//- | 250 | 11,0 | Раствор |
| | | | |

| Концентрация КМК-БУР1 в растворе, % | Количество МОНАСИЛ, % по отношению к навеске КМК-БУР1 | рН среды | Состояние раствора |
|-------------------------------------|---|----------|---|
| -//- | -//- | 10,65 | Образование гель-частиц в растворе, затем студень белого цвета. Через 15 мин. – синерезис. |
| 3 | 25 | 9,0 | Раствор |
| -//- | 50 | 9,5 | Образование некрепкого студня через 12 часов |
| -//- | -//- | 9,0 | Образование более прочного студня через 10 часов |
| -//- | 100 | 10,0 | Через 30 мин. гель-частицы в растворе, через 12 ч – прочный студень. Через 2 суток – синерезис. |
| -//- | -//- | 9,0 | Образование упругого студня через 5 мин. Утром синерезис. |
| 2 | -//- | 9,0 | Образование студня через 12 часов. Через 2 суток синерезис. |
| -//- | 150 | 9,5 | Образование нетекучего студня через 1 ч. Через 12 ч синерезис. |
| 1 | 100 | 9,0 | Раствор |
| -//- | 150 | 9,0 | Раствор |
| -//- | 200 | 9,0 | Образование слабого студня через 12 ч |
| -//- | 250 | 9,0 | Образование упругого студня через 12 ч |
| -//- | 300 | 9,0 | Сразу упругий стойкий крепкий студень |
| 0,5 | 200 | 8,5 | Раствор |
| -//- | 300 | 9,0 | Раствор |

Как видно из таблицы 3, варьируя соотношение полисахарида и гелеобразующего вещества, можно получить различные гель-системы:

- коллоидный раствор;
- дисперсию гель-частиц в растворе полимера;
- образование прочного, застудневающего во времени геля.

При этом, время гелеобразования составляет от 5 мин до 12 часов. Это позволяет подобрать состав гель-системы для того, чтобы успеть приготовить и закачать смесь в изолирующий пласт с требуемым радиусом охвата пласта.

Необходимо отметить, что в композиции КМК : МОНАСИЛ образование геля начинается и заканчивается в щелочной области рН, при снижении рН до 5-6 гель разрушается.

В ходе экспериментов так же выяснилось, что на процесс гелеобразования большое влияние оказывают условия перемешивания системы. При высокой скорости перемешивания одновременно с образованием происходит и разрушение геля, поэтому, как только в растворе начинается процесс образования гель-частиц, необходимо снизить скорость вращения перемешивающего устройства.

Следующий этап работ проводили с целью определения минимальной концентрации КМК, при которой ещё возможно гелеобразование

В таблице 4 приведены результаты экспериментов по определению минимальных концентраций КМК-БУР1 и МОНАСИЛ, при которых наблюдается гелеобразование.

Таблица 4

Результаты по гелеобразованию в зависимости от концентрации КМК-БУР1 и количества МОНАСИЛа

| Концентрация КМК-БУР1 в растворе, % | Гелеобразование ^{*)} | | | | | |
|-------------------------------------|---|----|-----|-----|-----|-----|
| | Количество МОНАСИЛа, % по отношению к навеске КМК | | | | | |
| | 25 | 50 | 100 | 150 | 200 | 250 |
| 4 | + | + | + | + | + | + |
| 3 | – | + | + | + | + | + |
| 2 | – | – | + | + | + | + |
| 1 | – | – | – | – | + | + |
| 0,5 | – | – | – | – | – | – |

^{*)}гель образуется - (+); гель не образуется - (–)

Из таблицы следует, что при концентрации КМК в растворе 4% гелеобразование происходит во всем исследованном интервале соотношений КМК : МОНАСИЛ, при снижении этой концентрации до 1% минимальное количество МОНАСИЛ, необходимое для образования геля, в 2 раза превышает навеску КМК.

При концентрации КМК 0,5% гель не образуется ни при каких соотношениях КМК : МОНАСИЛ. Следовательно, минимальная концентрация КМК, при которой в исследованных условиях происходит структурирование, составляет 1%.

На основании результатов вышеописанных экспериментов можно сделать следующие выводы:

- кремнийсодержащее соединение в виде модернизированного натриевого силиката является эффективным структурообразователем водных систем на основе КМК;
- процесс гелеобразования системы КМК : МОНАСИЛ происходит вследствие изменения рН этой системы;
- структуру образующегося геля можно регулировать путем изменения концентрации полимера, количества МОНАСИЛа и количества кислотного агента и тем самым получать различные типы гель-систем для конкретных вариантов использования;
- можно подобрать такие условия, когда образование геля происходит за заданный промежуток времени.

**РАЗРАБОТКА И ИСПЫТАНИЕ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ
И БЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ
ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
УРЕНГОЙСКОГО НГКМ**

Низрюхин П.Ю., Копылов А.И., Минаева Е.В., Скотнов С.Н.

*ООО «Сервисный Центр СБМ» в г. Новый Уренгой,
ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой»*

Снижение ресурсно-энергетического потенциала месторождений при разработке на истощение пластовой энергии и ухудшение геолого-технического состояния скважин являются первопричинами осложнений в процессе их эксплуатации. Перевод скважин по различным причинам в простаивающий фонд приводит к выводу отдельных фрагментов залежей из активного дренирования, снижению коэффициентов извлечения УВ из недр, нерациональной в итоге разработке месторождений. В статье рассматриваются результаты разработки и испытания жидкостей глушения и блокирующих составов на УВ основе при капитальном ремонте газовых скважин сеноманской залежи Уренгойского НГКМ.

На ООО «Газпром добыча Уренгой» приходится в настоящее время около пятой части природного газа и 40% газового конденсата, добываемых ОАО «Газпром».

В результате продолжительной разработки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (УНГКМ) на истощение пластовой энергии произошло значительное сокращение его ресурсно-энергетического потенциала (РЭП): запасы углеводородов (УВ) и пластовое давление по отдельным объектам и зонам дренирования сеноманской газовой и неокомских нефтегазоконденсатных залежей уменьшились, соответственно, на 84 и 65% от начального их значения. Данные обстоятельства в совокупности с ухудшением геолого-технического состояния скважин являются первопричинами осложнений при их эксплуатации - работа скважин сопровождается сегодня обводнением, разрушением призабойной зоны пласта (ПЗП), снижением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) ПЗП. Все это ведет к падению продуктивности скважин, выводу отдельных фрагментов залежей из активного дренирования, уменьшению коэффициента извлечения УВ из недр, нерациональной в итоге разработке месторождения [1].

37-летний опыт промышленного освоения УНГКМ свидетельствует о том, что преодолеть данные негативные тенденции возможно на основе масштабного внедрения современных и инновационных технологий ремонта и интенсификации скважин.

При этом ремонтные и интенсификационные работы в скважинах начинаются, как правило, с их глушения, которое представляет собой комплекс мероприятий по подбору, приготовлению и закачке специальных жидкостей глушения (ЖГ), обеспечивающих безопасное и безаварийное проведение работ. Однако глушение скважины, проводимое даже по самой совершенной технологии, всегда оказывает отрицательное

воздействие на естественные характеристики ПЗП. Поглощение ЖГ продуктивным пластом приводит к насыщению ПЗП, а в ряде случаев и удаленной зоны, к снижению фазовой проницаемости для УВ, поэтому актуальной задачей является минимизация негативного воздействия последствий данной операции на ФЕС пород-коллекторов.

Комплексный анализ материалов по вскрытию продуктивных пластов и глушению скважин показал, что технологические параметры жидкостей и методы глушения скважин на начальной стадии разработки УНГKM подбирались без должного учета необходимости сохранения естественных ФЕС пород-коллекторов и изменения геологических условий, а подбирались в основном, исходя из требований по предупреждению и предотвращению осложнений в стволе скважин. До 1988 года вскрытие, глушение и консервация скважин проводились глинистым раствором и водным раствором хлористого кальция. При этом дебиты газоконденсатных скважин снижались после глушения в процессе капитального ремонта на 60-63%, а газовых скважин – в среднем на 20%. В каждой третьей газовой скважине проводилось повторное глушение из-за поглощений ЖГ высокопроницаемыми коллекторами сеноманской залежи. Объемы поглощаемой жидкости в 3-4 раза превышали объемы скважин [2].

Следовательно, успешность результатов геолого-технических мероприятий (ГТМ) по капитальному ремонту скважин (КРС) определяется во многом эффективностью применяемых технологических жидкостей глушения и блокирующих составов. Особенно, в условиях аномально-низкого пластового давления (АНПД) в залежах.

Опыт КРС на УНГKM свидетельствует о том, что технологические жидкости и блокирующие составы должны обладать следующими доминантными свойствами:

- максимально сохранять естественные ФЕС пород-коллекторов ПЗП;
- иметь низкий показатель фильтрации для предотвращения кольматации ПЗП;
- обеспечивать оперативное регулирование структурно-механических свойств;
- иметь возможность приготовления в промысловых условиях;
- допускать применение кислоторастворимых кольматирующих добавок.

С целью решения целевой задачи по блокированию продуктивной зоны пласта и обеспечению вышеперечисленных свойств специалистами ООО «Сервисный центр СБМ» предложено применять следующие рецептуры блокирующего состава и технологической жидкости (табл. 1, 2):

Таблица 1

Технологическая жидкость - обратная эмульсия на углеводородной основе

| Наименование реагента | Концентрация, кг/м ³ | Назначение реагента в растворе |
|--|---------------------------------|--|
| Сода каустическая | 1 | Регулятор pH |
| Комплексный ПАВ (эмульгатор, НРП, Полиэколь) | 25 | Эмульгатор и регулятор свойств инвертных эмульсий |
| Газоконденсат | 440 | Основа для эмульсий |
| Натрий хлористый (Галит) | 75 | Регулятор ионной силы, приготовление солевых растворов |

Блокирующий состав на основе обратной эмульсии

| Наименование реагента | Концентрация, кг/м ³ | Назначение реагента в растворе |
|--|---------------------------------|--|
| Сода каустическая | 1 | Регулятор pH |
| Полиплаг | 80 | Кольматирующий наполнитель (кислоторастворимый) |
| Микрорамор МР-3 | 50 | Карбонатный утяжелитель, кольматант |
| Микрорамор МР-4 | 30 | Карбонатный утяжелитель, кольматант |
| Органобентонит | 15 | Структурообразователь РУО |
| Комплексный ПАВ (эмульгатор, НРП, Полиэколь) | 40 | Эмульгатор и регулятор свойств инвертных эмульсий |
| Натрий хлористый (Галит) | 75 | Регулятор ионной силы, приготовление солевых растворов |
| Дизельное топливо, нефть | 520 | Основа для эмульсий |

Кроме приготовления блокирующего состава на основе обратной эмульсии с целью сокращения времени заготовки, возможно приготовление этого состава и на основе технологической жидкости с дополнительным вводом 10% водного рассола хлористого натрия к объему технологической жидкости, а также 2-4% Полиплаг, 2-4% карбонатного утяжелителя Микрорамор МР-3,4 (рис. 1).



Полиплаг 6А



Микрорамор

Рис. 1. Кольматирующие добавки, используемые при приготовлении блокирующего состава

На начальном этапе внедрения были проведены в Инженерно-техническом центре ООО «Газпром добыча Уренгой» стендовые лабораторные испытания на керновом материале технологической жидкости глушения и блокирующего состава на основе инвертной эмульсии «Полиэмульсан» (рис. 2), исследования основных технологических свойств и совместимости с составами, используемыми при КРС в скважинах УНГКМ.

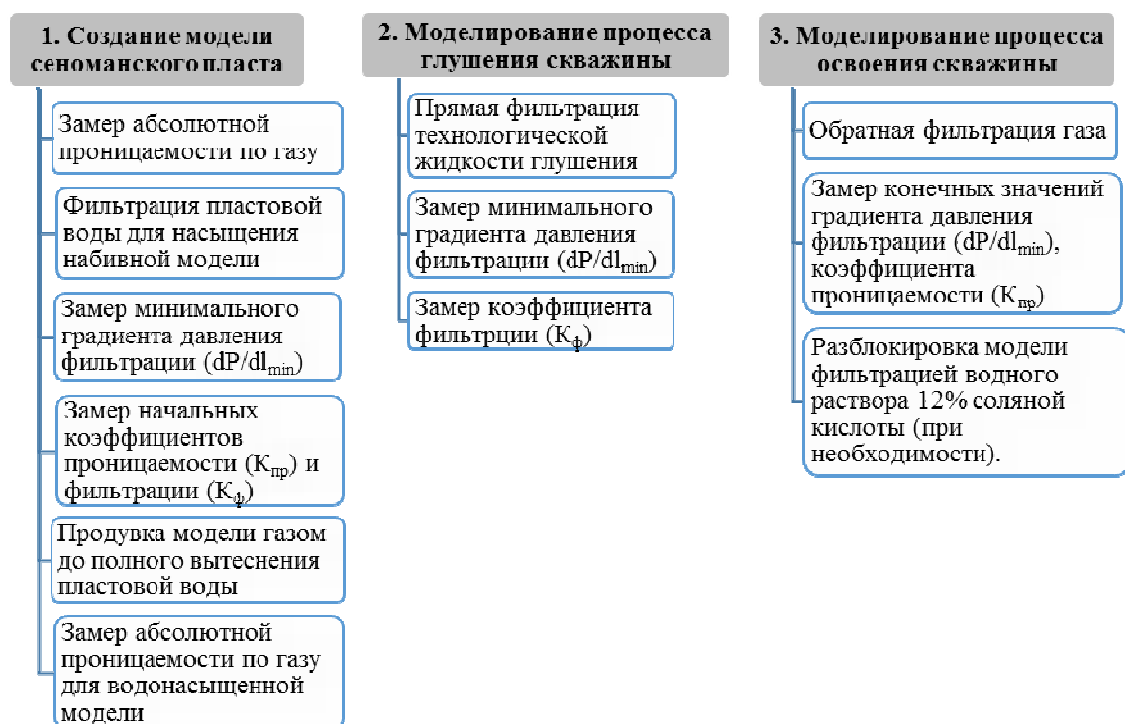


Рис. 2. Программа проведения стендовых испытаний на керновом материале

Результаты испытаний показали, что технологическая жидкость глушения на основе инвертной эмульсии характеризуется хорошей фильтруемостью в поровой среде, малой необходимой депрессией при освоении и незначительным снижением абсолютной проницаемости модели (менее 1%), и рекомендована для газовых скважин УНГКМ.

Блокирующий же состав обладает низкой фильтруемостью, что предотвращает его поглощение и кольтматацию ПЗП. Фотография кольтматационной корки, полученной в процессе фильтрации через керамический диск, представлена на рис. 3. Как следствие, освоение происходит при малой депрессии с незначительным снижением абсолютной проницаемости модели по газу (на 4-5%). Также при исследованиях отмечается реакция взаимодействия с соляной кислотой, что свидетельствует о возможной эффективности применения соляно-кислотных обработок для деблокировки ПЗП после воздействия предложенного блоксостава.



Рис. 3. Образование кольтматационной корки в процессе фильтрации блокирующего состава через керамический диск

Результаты исследований на совместимость с технологическими жидкостями, применяемыми при КРС и пластовой водой, показали, что блокирующий состав и жидкость глушения не вступают в химическое взаимодействие с водо-метанольным раствором (ВМР), газовым конденсатом, пластовой водой, и совместимы с ними.

Таблица 3

Результаты тестирования технологической жидкости глушения на основе обратной эмульсии

| Стендовые операции | Градиент давления фильтрации dP/dl_{min} , МПа/м | Коэффициент фильтрации K_f , $мкм^2/(Па \cdot с)$ | Коэффициент проницаемости $K_{пр}$, $мкм^2$ | $\Delta K_{пр}$ от первоначальной водонасыщенного образца, % |
|--|--|---|--|--|
| Начальные параметры модели | | | | |
| Фильтрация газа через сухой образец | - | - | 2,31 | - |
| Фильтрация воды (насыщение - пластовая вода) | 0,25 | 415,8 | 0,354 | - |
| Фильтрация газа через образец с остаточной водонасыщенностью | 0,25 | - | 1,93 | - |
| Моделирование процесса глушения скважины | | | | |
| Прямая фильтрация блокирующего состава | 50 | фильтрация отсутствует | - | - |
| Моделирование освоения скважины (параметры после 16 часов выдержки модели) | | | | |
| Обратная фильтрация газа | 0,25 | - | 1,84 | -4,6 |

Таблица 4

Результаты тестирования блокирующего состава на основе обратной эмульсии

| Стендовые операции | Градиент давления фильтрации dP/dl_{min} , МПа/м | Коэффициент фильтрации K_f , $мкм^2/(Па \cdot с)$ | Коэффициент проницаемости $K_{пр}$, $мкм^2$ | $\Delta K_{пр}$ от первоначальной водонасыщенного образца, % |
|--|--|---|--|--|
| Начальные параметры модели | | | | |
| Фильтрация газа через сухой образец | - | - | 1,28 | - |
| Фильтрация воды (насыщение - пластовая вода) | 0,25 | 260,9 | 0,222 | - |
| | | | | |

| Стендовые операции | Градиент давления фильтрации dP/dl_{\min} , МПа/м | Коэффициент фильтрации K_f , $\text{мкм}^2/(\text{Па}\cdot\text{с})$ | Коэффициент проницаемости $K_{пр}$, мкм^2 | $\Delta K_{пр}$ от первоначальной водонасыщенного образца, % |
|--|---|--|---|--|
| Начальные параметры модели | | | | |
| Фильтрация газа через образец с остаточной водонасыщенностью | 0,25 | - | 1,21 | - |
| Моделирование процесса глушения скважины | | | | |
| Прямая фильтрация жидкости глушения | 0,6 | - | 1,20 | -0,86 |
| Моделирование освоения скважины (параметры после 16 часов выдержки модели) | | | | |
| Обратная фильтрация газа | 0,6 | - | 1,20 | -0,86 |

Данные технологическая жидкость глушения и блокирующий состав применялись при КРС в 11 газовых скважинах сеноманской залежи УНГКМ. При этом были получены как положительные, так и отрицательные результаты (табл. 5).

В начале промыслового внедрения разработок возникли следующие сложности:

- отсутствие технологического оснащения - необходимого количества емкостей и смесителей, что приводило к неравномерному распределению конденсата, рассола хлористого натрия по объему, увеличение удельного веса конечного состава;
- нарушение технологии заготовки - сокращение времени диспергирования при вводе реагентов и водной фазы.

Эти факторы стали причиной поглощения жидкости глушения в газовых скважинах №№ 353, 381, 452, 691, 6164.

Для минимизации влияния технологического несовершенства на качество эмульсии и блокирующих ее свойств были внесены изменения в исходную рецептуру:

- увеличено содержание водной фазы до соотношения 70 : 30 (Вода : УВ) с целью обеспечения более эффективного структурообразования;
- снижена плотность водной среды до $1,06 \text{ г/см}^3$ с целью уменьшения удельного веса получаемого блокирующего состава;
- предварительное смачивание кольматирующей добавки Полиплаг-6А в УВ-среде с гидрофобизирующей добавкой и органобентонитом для более равномерного распределения вещества и упрочнения структурно-механических свойств состава.

Внесенные изменения позволили повысить эффективность блокирующих составов, о чем говорят результаты КРС в скважинах № 1681, 212, 224, 3101, 12162, 15342.

Таблица 5

Результаты применения блокирующих составов в скважинах УНГКМ

| Скв. | Рецептура составов | | | | Результат |
|---------------------|-------------------------------------|---------------|-------------------------------------|---------------|-------------------------|
| | Технологическая жидкость глушения | Количество, % | Блокирующий состав | Количество, % | |
| До корректировки | | | | | |
| 353 | Газоконденсат | 50,0 | Техн. жидкость | 60,0 | Глушение с поглощением |
| | Рассол $\rho=1,10$ г/м ³ | 50,0 | Рассол $\rho=1,10$ г/м ³ | 40,0 | |
| | Эмульгатор МР-150 | 2,0 | Мрамор | 3,0 | |
| | Гидрофобизатор АБР | 0,5 | Полиплаг 6А | 3,0 | |
| | Сода каустическая | 0,010 | | | |
| До корректировки | | | | | |
| 381 | Газоконденсат | 50,0 | Техн. жидкость | 60,0 | Глушение с поглощением |
| | Рассол $\rho=1,10$ г/м ³ | 50,0 | Рассол $\rho=1,10$ г/м ³ | 40,0 | |
| | Эмульгатор МР-150 | 2,0 | Мрамор | 3,0 | |
| | Гидрофобизатор АБР | 0,5 | Полиплаг 6А | 3,0 | |
| | Сода каустическая | 0,010 | - | - | |
| 452 | Газоконденсат | 50,0 | Техн. жидкость | 60,0 | Глушение с поглощением |
| | Рассол $\rho=1,10$ г/м ³ | 50,0 | Рассол $\rho=1,10$ г/м ³ | 40,0 | |
| | Эмульгатор МР-150 | 2,0 | Мрамор | 3,0 | |
| | Гидрофобизатор АБР | 0,5 | Полиплаг 6А | 3,0 | |
| | Сода каустическая | 0,010 | - | - | |
| 691 | Газоконденсат | 50,0 | Техн. жидкость | 60,0 | Глушение с поглощением |
| | Рассол $\rho=1,10$ г/м ³ | 50,0 | Рассол $\rho=1,10$ г/м ³ | 40,0 | |
| | Эмульгатор МР-150 | 2,0 | Мрамор | 3,0 | |
| | Гидрофобизатор АБР | 0,5 | Полиплаг 6А | 3,0 | |
| | Сода каустическая | 0,010 | - | - | |
| 6164 | Газоконденсат | 50,0 | Техн. жидкость | 60,0 | Глушение с поглощением |
| | Рассол $\rho=1,10$ г/м ³ | 50,0 | Рассол $\rho=1,10$ г/м ³ | 40,0 | |
| | Эмульгатор МР-150 | 2,0 | Мрамор | 3,0 | |
| | Гидрофобизатор АБР | 0,5 | Полиплаг 6А | 3,0 | |
| | Сода каустическая | 0,010 | - | - | |
| После корректировки | | | | | |
| 1681 | Газоконденсат | 50,0 | Техн. жидкость | 70,0 | Глушение без поглощения |
| | Рассол $\rho=1,10$ г/м ³ | 50,0 | Рассол $\rho=1,06$ г/м ³ | 30,0 | |
| | Эмульгатор МР-150 | 2,0 | Мрамор | 2,0 | |
| | Гидрофобизатор АБР | 0,5 | Полиплаг 6А | 3,0 | |
| | Сода каустическая | 0,010 | Орбент | 0,3 | |

| Скв. | Рецептура составов | | | | Результат |
|---------------------|-------------------------------------|---------------|-------------------------------------|---------------|-------------------------|
| | Технологическая жидкость глушения | Количество, % | Блокирующий состав | Количество, % | |
| После корректировки | | | | | |
| 212 | Газоконденсат | 50,0 | Техн. жидкость | 70,0 | Глушение без поглощения |
| | Рассол $\rho=1,06$ г/м ³ | 50,0 | Рассол $\rho=1,06$ г/м ³ | 30,0 | |
| | Эмульгатор МР-150 | 2,0 | Мрамор | 2,0 | |
| | Гидрофобизатор АБР | 0,5 | Полиплаг 6А | 3,0 | |
| | Сода каустическая | 0,010 | Орбент | 0,3 | |
| 224 | Газоконденсат | 50,0 | Техн. жидкость | 70,0 | Глушение без поглощения |
| | Рассол $\rho=1,10$ г/м ³ | 50,0 | Рассол $\rho=1,06$ г/м ³ | 30,0 | |
| | Эмульгатор МР-150 | 2,0 | Мрамор | 2,0 | |
| | Гидрофобизатор АБР | 0,5 | Полиплаг 6А | 3,0 | |
| | Сода каустическая | 0,010 | Орбент | 0,3 | |
| 3101 | Газоконденсат | 50,0 | Техн. жидкость | 70,0 | Глушение без поглощения |
| | Рассол $\rho=1,06$ г/м ³ | 50,0 | Рассол $\rho=1,06$ г/м ³ | 30,0 | |
| | Эмульгатор МР-150 | 2,0 | Мрамор | 2,0 | |
| | Гидрофобизатор АБР | 0,5 | Полиплаг 6А | 3,0 | |
| | Сода каустическая | 0,010 | Орбент | 0,3 | |
| 12162 | Газоконденсат | 50,0 | Техн. жидкость | 70,0 | Глушение без поглощения |
| | Рассол $\rho=1,06$ г/м ³ | 50,0 | Рассол $\rho=1,06$ г/м ³ | 30,0 | |
| | Эмульгатор МР-150 | 2,0 | Мрамор | 2,0 | |
| | Гидрофобизатор АБР | 0,5 | Полиплаг 6А | 3,0 | |
| | Сода каустическая | 0,010 | Орбент | 0,3 | |
| 15342 | Газоконденсат | 50,0 | Техн. жидкость | 70,0 | Глушение без поглощения |
| | Рассол $\rho=1,06$ г/м ³ | 50,0 | Рассол $\rho=1,06$ г/м ³ | 30,0 | |
| | Эмульгатор МР-150 | 2,0 | Мрамор | 2,0 | |
| | Гидрофобизатор АБР | 0,5 | Полиплаг 6А | 3,0 | |
| | Сода каустическая | 0,010 | Орбент | 0,3 | |

В заключение можно сделать следующие выводы по разработанным для газовых скважин УНГКМ жидкостям глушения и блокирующим составам:

1. Результаты КРС в 2014 году, полученные после внесения изменений в рецептуру составов, свидетельствуют о том, что предложенные ООО «Сервисный центр СБМ» разработки, прошедшие предварительное лабораторное тестирование на керновом материале на установке-стенде трехмерной фильтрации в ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой», надежно блокируют продуктивный пласт и обеспечивают необходимую циркуляцию технологических жидкостей при ремонте скважин.

2. Разработанные жидкости глушения и блокирующие составы совместимы с пластовой водой и технологическими жидкостями, а также легко разрушается солянокислотными обработками ПЗП, что позволяет сохранить естественные ФЕС пород-коллекторов.

3. Применение разработанных технологической жидкости глушения и блокирующего состава сокращает время на проведение КРС и выхода скважин на рабочий режим, снижает потери газа при их освоении после ремонтных и интенсификационных работ.

Список литературы

1. В.Н. Москвичев, Г.С. Ли, И.В. Стасенков, А.И. Копылов. Опыт интенсификации притока углеводородов к скважине и проведение ГРП на Уренгойском месторождении. Сборник. науч. статей: Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса. – М.: «Издательский дом Недра», 2013, с. 203-208.
2. В.В. Дмитрук, С.Н. Рахимов, А.А. Бояркин, Е.Н. Штахов. Повышение эффективности глушения скважин Уренгойского месторождения. – М.: журнал «Нефтяное хозяйство», 2009, № 4, с 2-4.

ПОЛИРЕОТИН – ЭФФЕКТИВНЫЙ РЕАГЕНТ ДЛЯ РАЗЖИЖЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

*Ноздря В.И., Романов В.В., Ратников Э.Н.,
Парфенова М.С., Носова Л.И., Митрофанова И.В.*

*ЗАО «НПО "Полицелл"», г. Владимир, 600020, ул. Линейная, 3
тел. (4922)325140, факс (4922)326884, e-mail: mail@npo-polycell.ru*

Строительство глубоких скважин, а также ведение горизонтально направленного бурения в различных горно-геологических условиях вызывает ряд технологических сложностей. Одной из них является необходимость ведения бурения в условиях повышенных температур. Так как увеличение температуры приводит к флокуляции бентонита, следствием чего является постоянное загущение бурового раствора, встает вопрос о способах обеспечения безаварийной проводки скважин с оптимальными технико-экономическими показателями.

Другая сложность — загущение буровых растворов, обусловленное обычно избытком дисперсной фазы. Оно сопровождается увеличением гидродинамического сопротивления движению промывочной жидкости по всему контуру циркуляции. Это требует соответствующего увеличения давления прокачки бурового раствора, что не всегда возможно по техническим причинам. И здесь на помощь приходят разжижители. Действие разжижителей основано на изменении сил электростатического взаимодействия между частицами бурового раствора. Для разжижения буровых растворов используют низкомолекулярные вещества разной химической природы.

В связи с этим наибольшую актуальность приобретает использование термостабилизирующих химических реагентов, регулирующих реологические характеристики промывочных жидкостей.

Группа компаний ЗАО «НПО «Полицелл» и «СБМ» поставили задачу создания продукта, который бы удовлетворял этим требованиям.

Нами разработан эффективный реагент для разжижения буровых растворов на водной основе — Полиреотин. Это водный раствор комплексного соединения и поэтому он удобен в применении. В процессе исследований был подобран состав с оптимальным соотношением компонентов, который обеспечивает необходимые технологические параметры и позволяет использовать реагент при отрицательных температурах.

Полиреотин является эффективным дисперсантом в системах буровых растворов различной плотности. Предотвращает загущение утяжеленных буровых растворов при высоких забойных температурах с сохранением их фильтрационных характеристик. Отсутствие в реагенте хрома позволяет широко использовать его в экологически чувствительных зонах.

В таблице 1 представлено сравнение основных параметров исходной и обработанной Полиреотином глинистой суспензии. Не вызывая флокуляции твердых частиц, 0,5% добавка позволяет выдерживать температурную агрессию при сохранении фильтрационных свойств глинистой корки, и препятствует загущению раствора.

Реологические и фильтрационные свойства термостатированных буровых растворов, обработанных 0,5% Полиреотина

Таблица 1

| Добавка к исходной глинистой суспензии | Условия обработки | Условная вязкость, с | СНС 1', дПа | СНС 10', дПа | pH | Статическая фильтрация 7 атм., см ³ /30мин |
|--|-------------------|----------------------|-------------|--------------|------|---|
| Без добавки | До прогрева | 76 | 168 | 216 | 9,85 | 15 |
| | 150°C 2ч | 79 | 110 | 134 | 9,40 | 17 |
| 0,5% Полиреотин | До прогрева | 25 | 82 | 91 | 9,50 | 13 |
| | 150°C 2ч | 43 | 82 | 96 | 9,20 | 16 |

Зачастую некоторые сложности наблюдаются при регулировании вязкости утяжеленных буровых систем, вызванных повышенной прочностью образованных структур. Снижение вязкости утяжеленного бурового раствора не должно превышать порогового значения, при котором начинается седиментация утяжелителя

В таблицах 2 и 3 представлено сравнение основных параметров исходной и обработанной Полиреотином глинистой суспензии с повышенным содержанием твердой фазы.

Таблица 2

| Добавка к исходной глинистой суспензии, утяжеленной баритом до плотности 1,8 г/см ³ | Условия обработки | Условная вязкость, с | СНС 1', дПа | СНС 10', дПа | pH | Статическая фильтрация 7 атм., см ³ /30мин |
|--|-------------------|----------------------|-------------|--------------|-----|---|
| Без добавки | До прогрева | 42 | 298 | 332 | 9,3 | 13 |
| | 150°C, 2ч | 63 | 332 | 370 | 9,2 | 25 |
| 0,5% Полиреотин | До прогрева | 19 | 24 | 54 | 9,2 | 13 |
| | 150°C, 2ч | 22 | 63 | 78 | 9,1 | 25 |

Таблица 3

| Добавка к исходной глинистой суспензии, утяжеленной микрорамором до плотности 1,4 кг/м ³ , | Условия обработки | Условная вязкость, с | СНС 1', дПа | СНС 10', дПа | pH | Статическая фильтрация 7 атм., см ³ /30мин |
|---|-------------------|----------------------|-------------|--------------|-----|---|
| Без добавки | До прогрева | 37 | 126 | 166 | 9,0 | 26 |
| | 150°C, 2ч | 36 | 83 | 112 | 9,1 | 26 |
| 0,5% Полиреотин | До прогрева | 20 | 58 | 68 | 9,1 | 26 |
| | 150°C, 2ч | 20 | 29 | 44 | 9,1 | 26 |

Сравнение основных параметров исходной и обработанной 0,5% Полиреотином глинистых суспензий

Пресный буровой раствор плотностью 1,04 г/см³

Диаграмма 1, 2

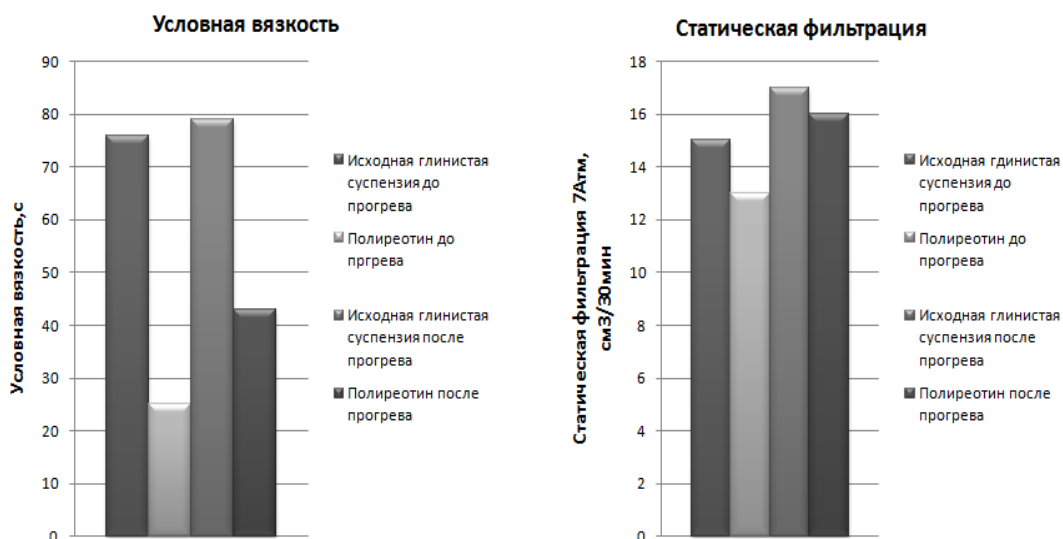
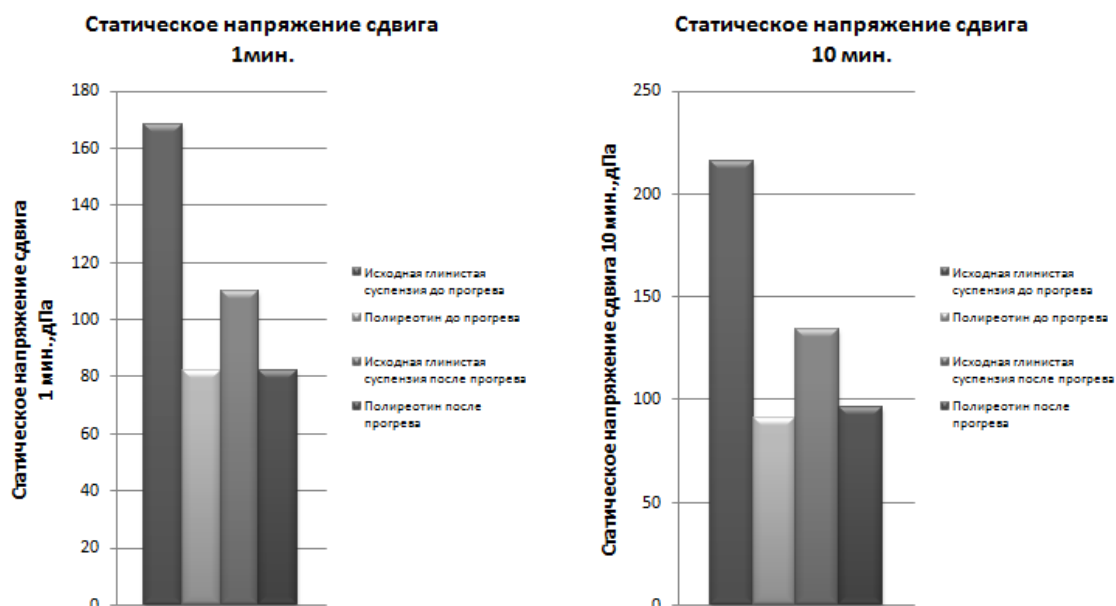


Диаграмма 3, 4



Пресный буровой раствор плотностью 1,4 г/см³

Диаграмма 5, 6

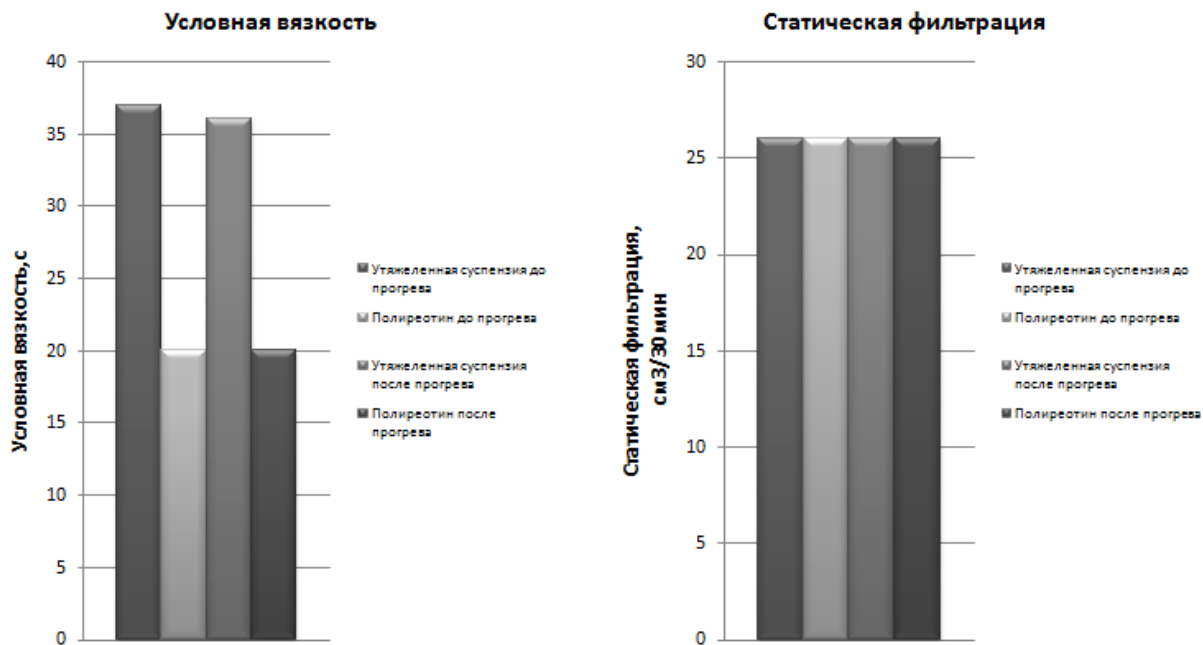


Диаграмма 7, 8



Пресный буровой раствор плотностью 1,8 г/см³

Диаграмма 9, 10

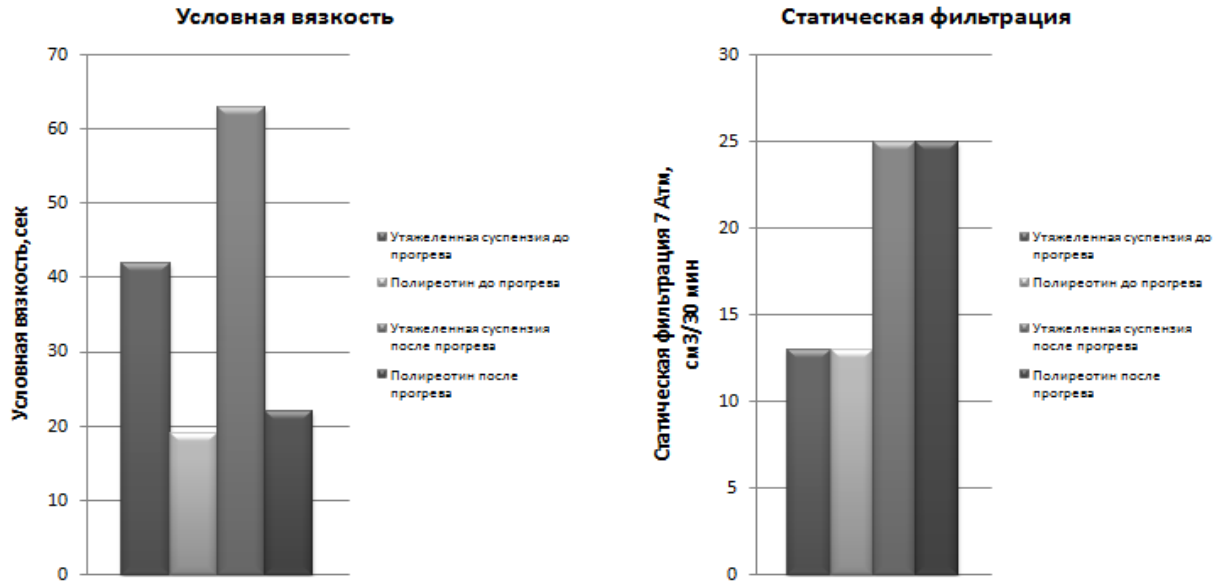
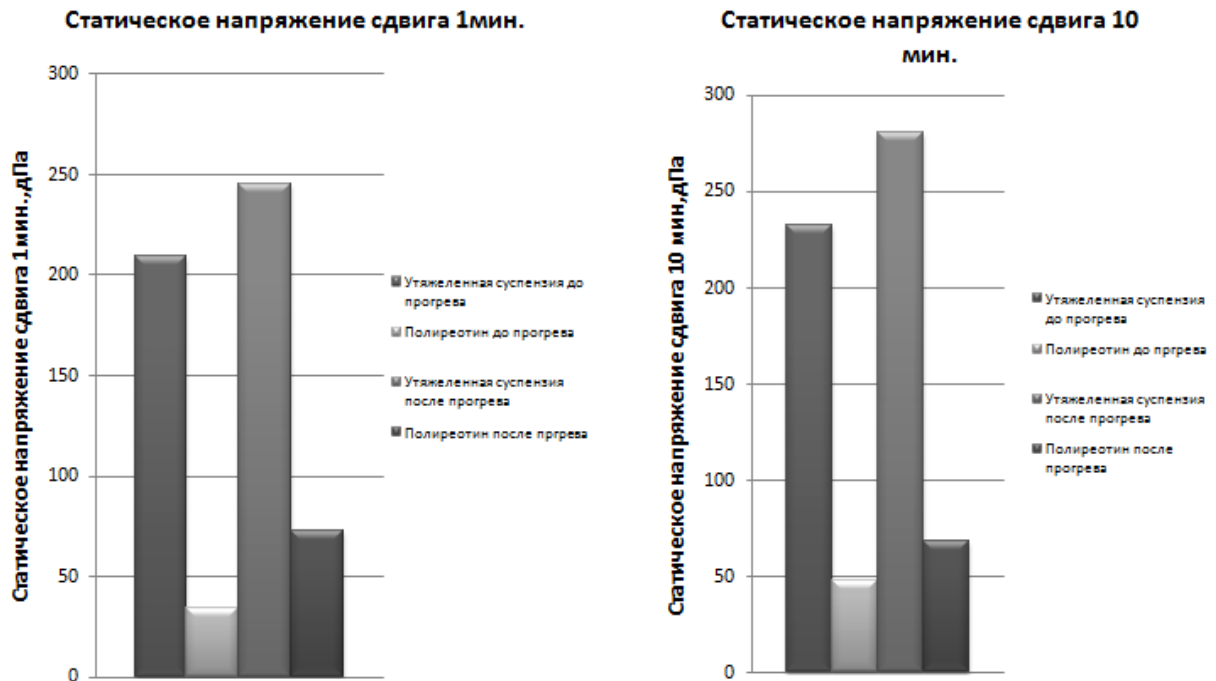


Диаграмма 11, 12



На диаграммах 1 и 2 представлены изменение условной вязкости и показателей статической фильтрации глинистой суспензии.

Несмотря на то, что условная вязкость исходной суспензии после прогрева незначительно возрастает, после обработки реагентом «Полиреотин» она снижается, как до, так и после ее прогрева на 48-67% соответственно. Статическая же фильтрация практически не меняется.

Ту же картину можно наблюдать на диаграммах 5, 6, 9, 10 в растворах с повышенным содержанием твердой фазы, утяжеленных до плотности 1,4 и 1,8 кг/м³.

СНС снижаются, но раствор сохраняет структуру, необходимую для того чтобы не происходила седиментация утяжелителя. Это видно на диаграммах 3, 4, 7, 8, 11, 12.

Таким образом, проведенные исследования показали возможность применения реагента «Полиреотин» в качестве эффективного регулятора реологических и фильтрационных характеристик буровых растворов, в том числе и утяжеленных, в широких температурных интервалах.

В настоящее время освоено производство данного продукта. Проведены успешные промысловые испытания и на данный момент продукт используется на месторождениях Восточной Сибири, Приобья и Средней Азии.

Литература

1. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. М.: Недра. – 1972. – 392 с.
2. Энциклопедия газовой промышленности М.: АО «Твант», 1994, 902 с.

КОМПЛЕКСНЫЕ МЕТОДЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕАГЕНТОВ ООО «СИНЕРГИЯ ТЕХНОЛОГИЙ» ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

Ефимов О.Д.

*ООО «Синергия Технологий» РТ, г. Казань, ул. Восстания, д. 100,
e-mail: sin_tech@mail.ru*

Некачественное освоение старых нефтяных месторождений, истощаемость запасов, высокий уровень обводненности добываемой продукции ведет к снижению рентабельности добычи нефти и газа, увеличивает затраты на утилизацию попутно добываемой воды, а самое главное - уменьшает конечную нефте-газо отдачу пластов. Причиной этого является как сложность решаемых задач, так и недостаточная эффективность применяемых технологий, которые не могут обеспечить эффективное воздействие на пласт в широком спектре геолого-технических условий. Для повышения нефтеотдачи требуется современный высокотехнологический подход, заключающийся не только в применении высокотехнологичных физических воздействий на пласт, но и комбинировании физического воздействия на пласт в сочетании с современными химическими реагентами.

В связи с этим возрастает необходимость увеличения эффективности воздействия технологий на скважине и внедрения индивидуального подхода, применения адаптированных реагентов и технологических операций к каждой скважине.

Стратегия развития компании ООО «Синергия Технологий» основана на комплексном подходе к применению нефтесервисных технологий и адаптации существующих реагентов к геологическим условиям скважины и требованиям Заказчика к получаемому эффекту. Решения, которые предлагаются компанией, основаны на существующей производственной триаде: собственном производстве, научно технической лаборатории, сервисной службы и контролем за их применением на месторождении. Основная деятельность компании представлена следующими направлениями:

- комплексные решения в области глушения и интенсификации притока углеводородных и газовых скважин, включающие подбор жидкостей глушения, применение которых обеспечивает быстрый выход скважины на режим, отсутствие кольматации призабойной зоны пласта, технологичность и стабильность самой технологической жидкости (составы УНИСОЛТ, ЭКСИМОЛ, ТИТАН, ТРНК);

- разработка и закачка комплексных кислотных составов для обеспечения притока углеводородных скважин, очистки призабойной зоны от продуктов коррозии и различных отложений, увеличение проницаемости породы и производительности скважины (составы СТРИМ-С, ДИСКОР, ОРИКС, СИНТАСОЛ, СИНЕРИК и др);

- ремонтно-изоляционные работы с целью отключения отдельных обводнившихся пропластков, ликвидации заколонных перетоков, устранения негерметичности эксплуатационной колонны, селективной обработки с целью изоляции наиболее проницаемых интервалов, по которым вода поступает в скважину (составы СОЛДСТОУН, ПЛАСТ-СТ, СИЛОНВЕЛЛ, БЛОКСИН, ПОЛИСОМ и др);

Собственная научно-исследовательская лаборатория, занимается созданием эффективной технологии для заказчика на основе полученных данных от Заказчика. Основные данные, которые предоставляет Заказчик это - геолого-геофизические характеристики: тип коллектора, температура пласта, проницаемость породы, пористость породы, пластовое давление, совместно с геолого-техническими характеристиками скважины: оценка состояния скважины, сведения о ранее проведенных ремонтах и геофизике, оценка конструкции скважины, категория скважины, текущий забой, интервалы перфорации, диаметр э/колонны, диаметр НКТ, негерметичность э/колонны, возможность установки пакера, пластовое давление в зоне ОПЗ. Далее на основании адаптированных рецептур составов для каждой скважины готовятся технологические производственные карты, которые передаются на производство и готовится опытная партия состава. Проводится входной контроль и реагенты передаются Заказчику. При необходимости технические специалисты совместно с Заказчиком разрабатывают технологический план по проведению операции на скважину.

В 2012 – 2013 гг ООО «Синергия Технологий» на основании полученных данных от ООО «Газпромдобыча Оренбург» для ОГНKM были разработаны составы для глушения скважин «Унисолт» и гелеобразователь-отклонитель «Стрим-С» для направленных кислотных обработок пласта.

Разработанный блокирующий состав с гелеобразователем «Унисолт» применялся на скважинах №155 и №94 ОГНКМ. «Унисолт» представляет собой гелеобразную жидкость на основе комплекса жирных кислот и добавок для загущения углеводородной жидкости глушения и формирования не фильтрующейся, псевдопластичной массы для временного блокирования фильтрации. Состав практически не фильтруется в пластовых условиях.

Область применения: Работает при глобальных поглощениях, при АНПД и АВПД Карбонатный или терригенный коллектор.

Тип коллектора: Карбонатный или терригенный коллектор.

Температура применения: до 75 °С

При применении блокирующего состава «Унисолт» на скважинах №94 и №155 ОГНКМ изучались геолого-геофизические и геолого-технические характеристики скважины, а именно тип коллектора, температура пласта, проницаемость породы, пористость породы, Рпл, НКТ, параметры технической колонны, пробуренного забоя, искусственного забоя, эксплуатационной колонны.

После испытания блокирующего состава «Унисолт» скважины № 94 и № 155 находятся в не текучем состоянии, водоотдача по обоим скважинам составила менее единицы. Результаты опытно-промышленных испытаний «Унисолта» на ОГНКМ признаны успешными. Состав «Унисолт» полностью удовлетворяет необходимым параметрам глушения скважин и показал высокую эффективность в процессе глушения вертикальных и горизонтальных скважин благодаря низкой фильтрующей способности (при фильтрации выделяется конденсат, он не вредит коллектору) и высокому блокирующему эффекту. Применение блокирующего состава на ОГНКМ привело к успешному глушению скважин с первого раза без всяких проблем, что позволило провести необходимые ремонтные работы и в последующем быстро их освоить и вывести на режим в кратчайшие сроки.

Так же разработанный нашей компанией гелирующий агент «Стрим-С» успешно применялся на ОГНКМ. Гелирующий агент «Стрим-С» предназначен для применения в качестве гелеобразователя в самоотклоняющихся кислотных составах различной концентрации, эксплуатирующих пласты с неоднородными карбонатными коллекторами. В основе технологии лежит способность «самоотклоняющегося» кислотного состава многократно увеличивать вязкость в ходе реакции с карбонатной породой пласта. Образующийся в результате гель создает эффективное локальное отклонение новых порций кислотного состава к ранее необработанным низкопроницаемым участкам. В результате достигается равномерная стимуляция всего продуктивного интервала пласта. После полной нейтрализации кислоты и снижения её активности, устойчивость и вязкость вязкоупругого геля значительно снижается, вследствие чего происходит восстановление проницаемости ранее заблокированных зон.

Область применения: Разнородные по составу геологические характеристики призабойной зоны, наличие низкопроницаемых участков, интервалов, ранее обработанных кислотами, но не приносящих эффекта.

Тип коллектора: Карбонатный коллектор, трещиноватый, разнородный по всей протяженности по всей призабойной зоне пласта, открытые стволы.

Температура применения: до 120 °С

В 2014 году выполнена обработка 3-х скважин Оренбургского НГКМ самоотклоняющемся составом «Стрим-С». Анализ геолого-геофизических и геолого-технических характеристик показал, что обрабатываемых скважины характеризуются низким пластовым давлением и карбонатным коллектором с большим коэффициентом трещиноватости. При проектировании обработок, учитывая большой объем кислотных обработок, проведенных ранее, упор сделан на отклонение кислоты и селективность обработки с применением отклоняющей пачки на основе вязкоупругого ПАВ.

По результатам обработки 3-х скважин Оренбургского НГКМ самоотклоняющимся составом «СТРИМ-С» дебит трех скважин Оренбургского НГКМ повысился минимум на 35%, а прирост дебита воды не отмечен.

Таким образом, метод по разработке технологических операций и реагентов применяемый компанией ООО «Синергия Технологий» показал свою эффективность. Реагенты полученные в результате совместной работы с Заказчиком получают полностью адаптированные к условиям применения и ожидаемый эффект от проводимой операции существенно выше в сравнении с применением стандартных, шаблонных технологий.

**ЛИГНОСУЛЬФОНАТНЫЕ РЕАГЕНТЫ, ВЫПУСКАЕМЫЕ
ЗАО «НПО "ПОЛИЦЕЛЛ"» ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ
РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

Ноздря В.И., Романов В.В., Ратникова Е.В., Носова Л.И.

*ЗАО «НПО "Полицелл"», г. Владимир, 600020, ул. Линейная, 3
тел. (4922)325140, факс (4922)326884, e-mail: mail@npo-polycell.ru*

Глинистые породы составляют значительную часть разреза бурящихся скважин. Основными их свойствами являются пластичность, набухаемость, гидрофильность, способность диспергироваться в воде на мельчайшие частицы. Они обладают высокой физико-химической активностью, интенсивно реагируют с окружающей средой. Поэтому при разбурировании глинистых пород часто наблюдается рост вязкости и предельного статического напряжения сдвига.

Основными факторами, способствующими загущению бурового раствора, являются: высокое содержание глинистой фазы, наличие электролитов, повышенная температура, а также механическое диспергирование выбуренной породы.

Высокие структурно-механические свойства буровых растворов отрицательно влияют на технико-экономические показатели бурения. Поэтому для регулирования реологических характеристик промывочных жидкостей наибольшую актуальность приобретает использование термо-солестойких понизителей вязкости.

ЗАО «НПО «Полицелл» выпускает одни из самых известных и распространенных понизителей вязкости, разработанных еще в середине 20 века, но до сих пор не потерявших свою актуальность – это Феррохромлигносульфонат (ФХЛС) и Ферролигносульфонат (ФЛСФ). Они представляют собой лигносульфонаты обработанные солями хрома и железа. Технические характеристики представлены в таблице 1.

Таблица 1

| Наименование показателя | ФХЛС | ФЛСФ |
|---|--|--|
| 1. Внешний вид | Сыпучий порошок от серого до коричневого цвета | Сыпучий порошок светло-коричневого цвета |
| 2. Массовая доля воды, %, не более | 10 | 10 |
| 3. Концентрация ионов водорода водного раствора с массовой долей Ферролигносульфоната (ФЛСФ) 1%, ед. рН, не менее | 3 | 4 |
| 4. Степень разжижения, %, не менее | 40 | 40 |

Химическая природа этих реагентов обуславливает эффективность их использования как разжижителей в широком диапазоне температур, в пресных и среднеминерализованных растворах (по NaCl до 15 %), а также в растворах кальциевого типа, загрязненных цементами, ангитритами, и поливалентными солями.

Но уникальность их в том, что они способны снижать вязкость гипсовых растворов. С появлением этих реагентов была решена проблема применения гипсовых растворов, которые, не смотря на способность повышать устойчивость стенок скважин и термическую стабильность, не могли применяться из-за отсутствия понизителя вязкости.

Наибольший разжижающий эффект ФХЛС и ФЛСФ оказывает в диапазоне рН бурового раствора 8-10.

Эффективность ФХЛС и ФЛСФ проверена и подтверждена в лабораторных условиях. Они были протестированы в составе глинистых растворах с высоким содержанием твердой фазы при нормальных условиях и повышенной температуре (150 °С). Для исследований были выбраны: утяжеленный буровой раствор следующего состава: глинистая суспензия с массовой долей глинопорошка 7% утяжеленная баритом до плотности 1,8 г/см³; глинистая суспензия с массовой долей 7% Зырянского глинопорошка (плотность 1,05 г/см³). Результаты представлены в таблицах 2, 3.

Таблица 2

| Добавка к исходной глинистой суспензии | Условия обработки глинистой суспензии | Условная вязкость, с | СНС 1', дПа | СНС 10', дПа | AV, мПа·с | Статическая фильтрация 1 атм., см ³ /30мин | pH |
|---|--|----------------------|-------------|--------------|-----------|---|-----|
| <i>Утяжеленный буровой раствор (Глинистая суспензия с массовой долей 7% Зырянского глинопорошка марки ПБМВ, производства ОАО Компания «Бентонит», ТУ 2642-006-41219638-2005 утяжеленная баритом до плотности 1,8 г/см³.)</i> | | | | | | | |
| Без добавок | До прогрева | 150 | 351 | 376 | 55,5 | 11,5 | 9,5 |
| | После прогрева в течение 2ч при 150°С | Не течет | 410 | 464 | 64 | 9,5 | 8,6 |
| 0,5% ФХЛС | До прогрева | 30 | 144 | 168 | 37 | 8,0 | 9,0 |
| | После прогрева в течение 2 ч при 150°С | 42 | 154 | 178 | 41 | 9,8 | 8,5 |
| 0,5% ФЛСФ | До прогрева | 40 | 150 | 180 | 40 | 8,2 | 9,2 |
| | После прогрева в течение 2 ч при 150°С | 60 | 160 | 190 | 45 | 9,5 | 9,0 |

Таблица 3

| Добавка к исходной глинистой суспензии | Условия обработки глинистой суспензии | Условная вязкость, с | СНС 1', дПа | СНС 10', дПа | AV, мПа·с | Статическая фильтрация 1 атм., см ³ /30мин | pH |
|---|--|----------------------|-------------|--------------|-----------|---|-----|
| <i>Глинистая суспензия с массовой долей 7% Зырянского глинопорошка марки ПБМВ, производства ОАО Компания «Бентонит»</i> | | | | | | | |
| Без добавок | До прогрева | 80 | 195 | 254 | 27 | 13,5 | 9,8 |
| | После прогрева в течение 2ч при 150°С | 70 | 110 | 154 | 32 | 15,6 | 9,5 |
| 0,5% ФХЛС | До прогрева | 27 | 72 | 110 | 18 | 13,0 | 9,1 |
| | После прогрева в течение 2 ч при 150°С | 39 | 91 | 110 | 23 | 14,5 | 9,1 |
| 0,5% ФЛСФ | До прогрева | 30 | 70 | 127 | 18 | 14,5 | 9,2 |
| | После прогрева в течение 2 ч при 150°С | 49 | 107 | 136 | 25 | 16,0 | 9,1 |

В процессе испытаний подтверждено, что обработка бурового раствора ФХЛС и ФЛСФ способствует эффективному снижению его реологических параметров при нормальных условиях и в условиях повышенных температур и не вызывает значительных изменений его фильтрационных характеристик.

Реагенты ЗАО «НПО «Полицелл» ФХЛС и ФЛСФ успешно применяются на месторождениях Западной Сибири, Средней Азии, Оренбургской и Астраханской областей.

ОБРАТНЫЕ КИСЛОТНЫЕ ЭМУЛЬСИИ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ В УСЛОВИЯХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ

Черевиченко Д.С., Кашин П.К., Достова Т.М.

*Оренбургское УИРС филиал ООО «Газпром подземремонт Оренбург»,
Оренбургский район, 2,5 км восточнее с. Дедуровка,
e-mail.: ouirs@gpro.gazprom.ru*

Существует большое количество методов воздействия на призабойную зону скважин в карбонатных коллекторах. На промыслах наиболее эффективными являются солянокислотные технологии в различных вариациях. Последние играют огромную роль в интенсификации добычи нефти и газа [1,2].

Опыт проведения химических обработок призабойной зоны скважин на Оренбургском НГКМ показывает, что эффективны в основном первые обработки [3]. Так эффективность солянокислотных обработок (СКО) зависит в первую очередь от глубины проникновения кислоты в пласт и от полноты растворения коллекторской толщи в кислотном растворе. В процессе обработки призабойной зоны пласта соляной кислотой максимальное ее воздействие на породу происходит в прискважинной зоне. В удаленной же зоне пласта реакция кислоты с породой идет менее интенсивно ввиду потери части ее активности. В результате этого прискважинная зона будет обрабатываться более интенсивно с формированием максимального числа каналов растворения в ущерб интенсивности формирования последних в удаленной зоне пласта [1,4]. Таким образом, тренд на снижение стандартных обработок, а зачастую и их отсутствие, определил необходимость разработки кислотного состава, который позволил бы регулировать скорость взаимодействия кислоты с карбонатными коллекторами.

Основным направлением исследовательской работы явилась разработка эмульсионного кислотного состава, обладающего свойствами замедления скорости реакции кислоты с породой пласта, а также сохраняющего стабильность при температуре до 50°C.

Исследуемые эмульсионные кислотные составы для обработки призабойной зоны скважин в карбонатных коллекторах, состояли из следующих компонентов: кислотный состав №1 – эмульгатор («Девон 4В» марка А) на основе раствора аминоэфиров и амидов жирных кислот в углеводородно-спиртовом растворителе 1%, 22% соляная кислота 74%, дизельное топливо 20%, метанол 5%; кислотный состав №2 – эмульгатор («Инвертол» марка Б) на основе раствора аминоэфиров и амидов жирных кислот в углеводородно-спиртовом растворителе 3%, 15% соляная кислота 67%, дизельное топливо 30%; кислотный состав №3 – эмульгатор («Инвертол» марка Б) на основе раствора аминоэфиров и амидов жирных кислот в углеводородно-спиртовом растворителе 3%, 15% соляная кислота 67%, толуол 30%.

Оценку эффективности составов проверяли в лабораторных условиях по определению скорости растворения мраморной пластинки, вязкости, и проверке стабильности составов во времени.

Кислотные эмульсионные составы относятся к стабильным (время жизни более 48 ч), обратным эмульсиям, обладающими гидрофобными свойствами. Повышенной гидрофобностью обладают кислотные эмульсии на основе эмульгатора «Инвертол» марка Б.

Результаты проведенных испытаний в реакции с карбонатами (мраморная пластинка площадью 17 см²) показали, что наибольшую скорость взаимодействия проявляет кислотный состав №1 – время реакции составило 20 минут до полного растворения пластинки, для кислотного состава №2 – 90 минут, для кислотного состава №3 – 30 минут (рисунок 1). В виду высокой скорости реакции кислотной эмульсии на основе эмульгатора «Девон 4В» марка А (кислотный состав №1) с мраморной пластинкой, дальнейшие исследования были проведены с составами на основе эмульгатора «Инвертол» марка Б (кислотный состав №2 и №3).

Определение изменения вязкости кислотных составов (№2 и №3) в ходе реакции с карбонатной породой было проведено в термостатированной ячейке на ротационном вискозиметре Fann-35А. Данные исследования показали, что вязкость составов линейно зависима от соотношения фаз. Так, например, для состава, где в качестве органической фазы использовался толуол, вязкость возрастает с увеличением содержания кислоты в составе эмульсии (рисунок 2). При обработке карбонатной породы кислотными составами, наблюдалось снижение вязкости эмульсии в ходе реакции (рисунок 3), кроме этого по мере истощения кислоты в составе образуются подвижные неорганическая и углеводородная фазы, которые легко вымываются из пласта. При растворении карбонатной породы загрязненной асфальтосмолопарафиноотложениями (АСПО) наибольшую активность проявляет эмульсия на основе толуола (кислотный состав №3) в сравнении с эмульсией на основе дизельного топлива (кислотный состав №2), в то время как 15% соляная кислота, не экранированная органической фазой, не способна растворить загрязненную АСПО породу.

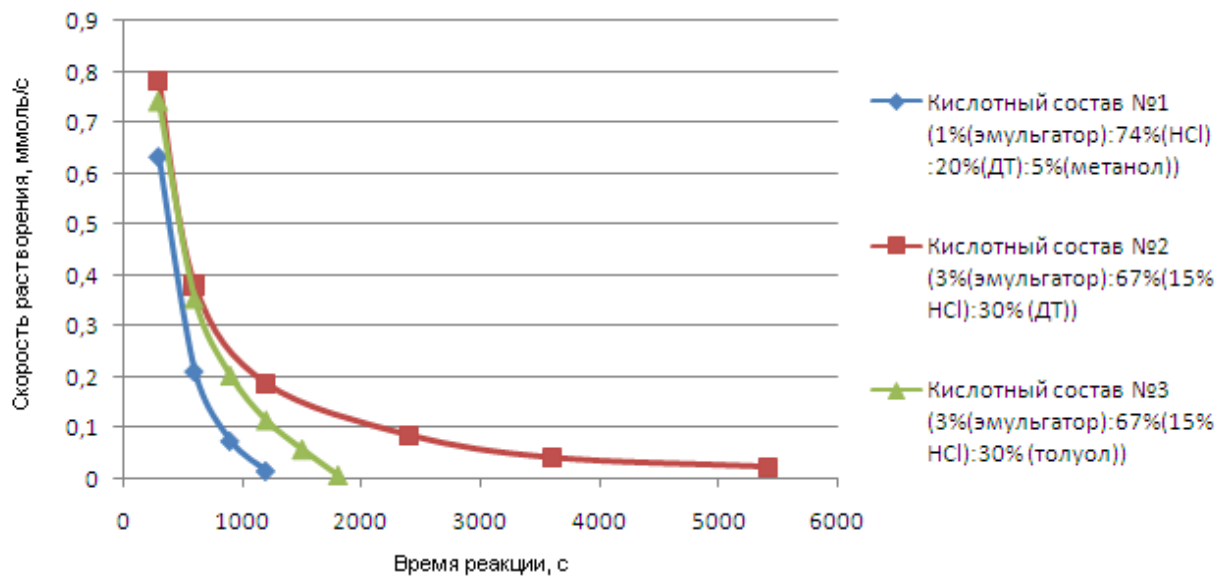


Рис. 1. Скорость растворения мраморной пластинки в кислотном составе

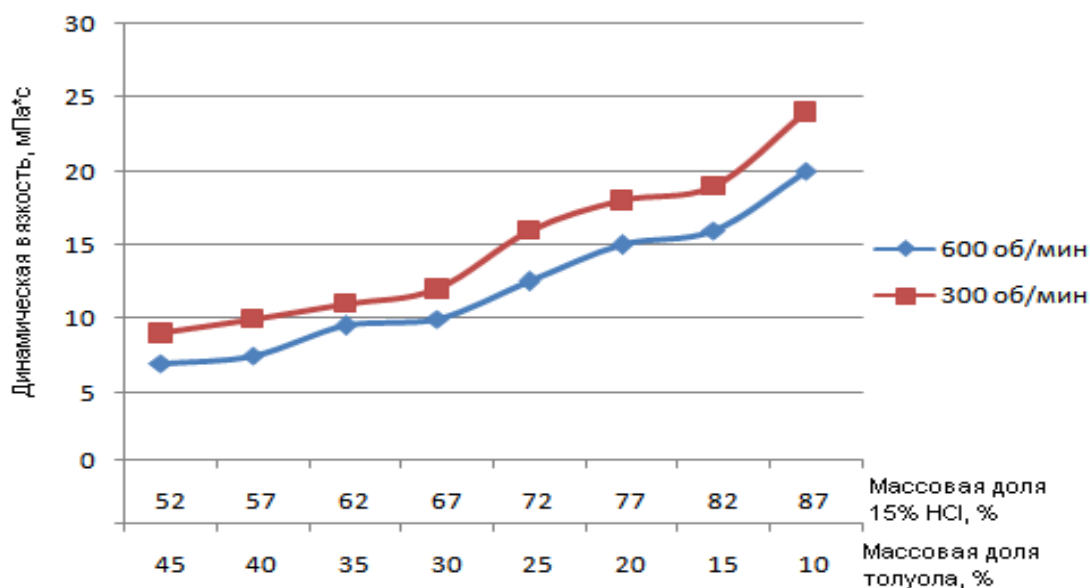


Рис. 2. Изменение динамической вязкости кислотной эмульсии в зависимости от соотношения фаз

Динамическое напряжение исследуемых составов в ходе реакции с карбонатной породой снижается (рисунок 4). Наибольшие значения показателя характерны для эмульсии на основе дизельного топлива (кислотный состав №2), что указывает на ее пониженную поглощающую способность.

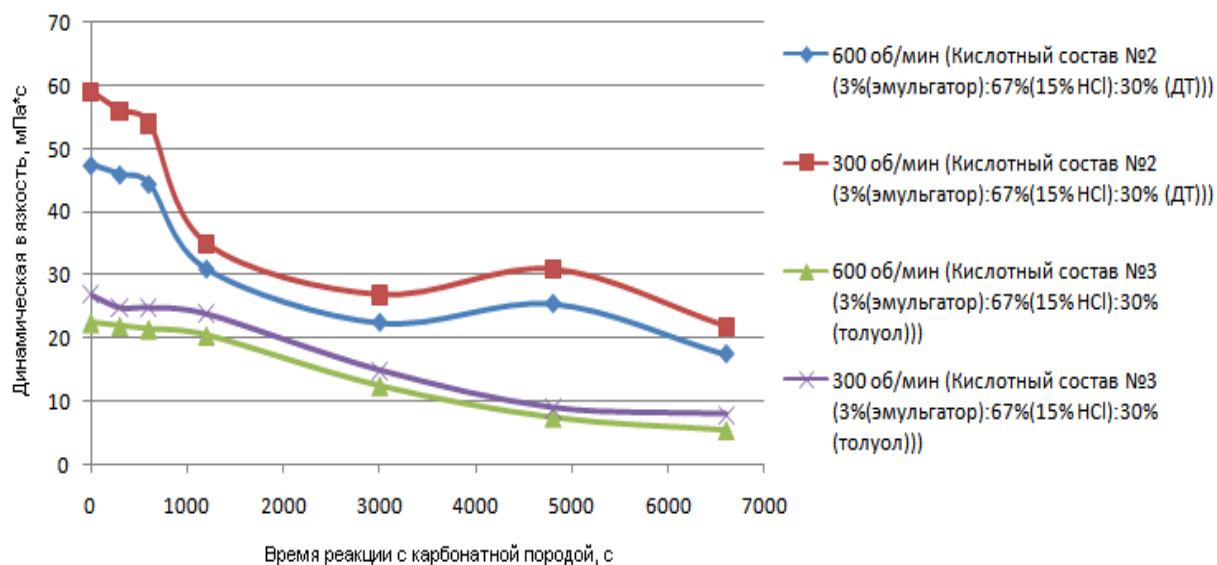


Рис. 3. Изменение динамической вязкости кислотного состава в реакции с карбонатной породой

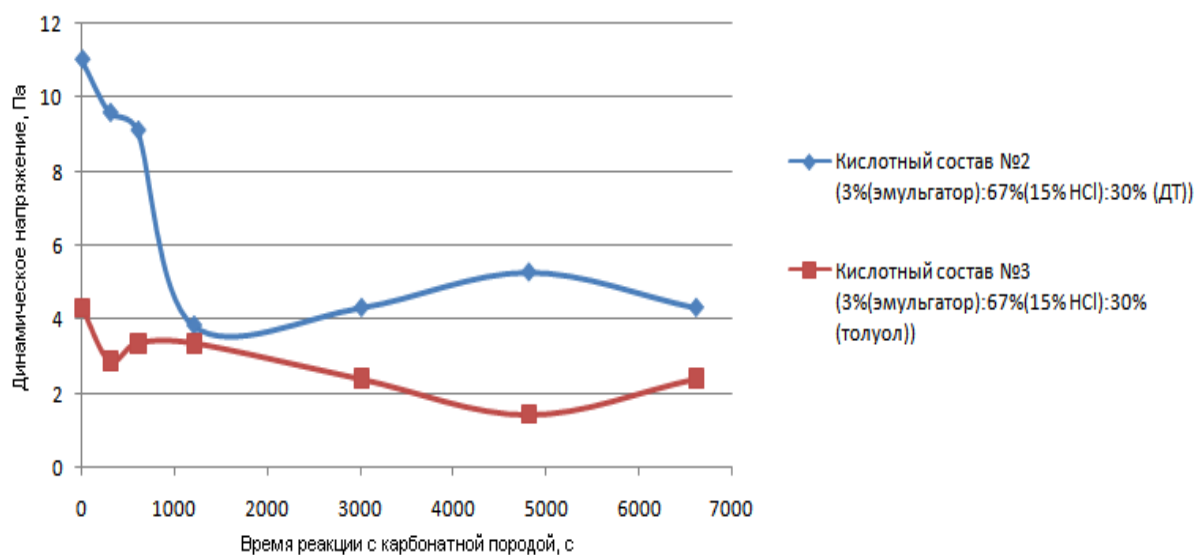


Рис. 4. Изменение динамического напряжения кислотного состава в реакции с карбонатной породой

Результаты проведенных исследований показывают, что наиболее подходящей для обработки призабойной зоны пласта в условиях Оренбургского НГКМ, является эмульсионный кислотный состав на основе эмульгатора («Инвертол» марка Б) - раствор аминоэфиров и амидов жирных кислот в углеводородно-спиртовом растворителе 3%, 15% соляной кислоты 67% и толуола 30%. Данная эмульсия является обратной, внешнюю фазу которой, составляет толуол, что позволяет снизить коррозионную активность кислоты (кислота экранирована органической фазой) и очистить матрицу пласта от

АСПО. Также кислотный состав эффективно может блокировать высокопроницаемые и водонасыщенные пропластки за счет повышенной вязкости и гидрофобных свойств. Уменьшение скорости растворения породы пласта повышает проникающую способность состава вглубь пласта. Данную эмульсию планируется апробировать при интенсификации скважин ОНГКМ. Подбор необходимой вязкости позволит добиться временной блокировки высокопроницаемых пластов. Для закачки эмульсии не требуется специального оборудования.

Литература

1. Логинов Б.Г., Малышев Л.Г., Гарифуллин Ш.С. Руководство по кислотным обработкам скважин. – М.: «Недра», 1966 – 219 с.
2. Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам: Учеб. пособие. – М.: СОО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 565 с.
3. Зайцев Ю.В., Балакиров Ю.А. Технология и техника эксплуатации нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1986. – 302 с.
4. Гуторов А.Ю., Гуторов Ю.А. Современные тенденции в развитии различных видов технологий солянокислых обработок и путь их оптимизации с целью повышения эффективности применения // Нефтепромысловое дело, 2006, № 10. – С. 18-21.

ВЛИЯНИЕ ИСХОДНОЙ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ НА СВОЙСТВА КАРБОКСИМЕТИЛЦЕЛЛЮЛОЗЫ

Гальцева О.В., Смирнов С.И., Кряжев В.Н., Крюков С.В.

*Закрытое акционерное общество «Полицелл» (ЗАО «Полицелл»)
г. Владимир, РФ, e-mail: czl@polycell.ru, kryazhev@polycell.ru*

Известно, насколько важно стабилизировать буровые растворы. Для каждого конкретного региона, для каждой отдельно взятой скважины на каждом этапе бурения или добычи необходимы свои реагенты. Предприятие ЗАО «Полицелл» почти 20 лет производит водорастворимые и водонабухающие производные целлюлозы и крахмала. Значительное место в общем объеме этих реагентов занимает производство натриевой соли карбоксиметилцеллюлозы.

В Центральной заводской лаборатории ЗАО «Полицелл» были проведены многочисленные испытания целлюлоз различного происхождения для производства технической КМЦ и в настоящее время накоплен большой экспериментальный материал о пригодности различных целлюлоз для производства КМЦ. Некоторые результаты этих испытаний представлены в настоящем докладе.

В таблице 1 и 2 приведены испытания древесных и хлопковых белёных и небелёных целлюлоз.

Из представленных данных видно, что коммерческие белёные древесные целлюлозы имеют степень полимеризации от 800 до 1400, а хлопковые целлюлозы от 2700 до 3000.

В зависимости от способа варки и происхождения (табл.3) целлюлозы имеют различную реакционную способность в реакции карбоксиметилирования, что чётко прослеживается по анализу степени замещения получаемого эфира целлюлозы.

Таблица 1

Качественные показатели образцов NaKMЦ, полученных на основе древесных целлюлоз различного происхождения

| № п/п | Образцы целлюлоз | W, % | СП | Наименование показателей NaKMЦ | | | | | | |
|-------|--|------|------|--------------------------------|------|-------|----------|------|------|---------|
| | | | | W, % | СЗ | ОВ, % | η, мПа·с | Р, % | рН | В/О, мл |
| 1 | Братская сульфатная белёная | 12,2 | 1040 | 4,8 | 0,86 | 52 | 38 | 97 | 10,8 | 9,2 |
| 2 | Сульфатная белёная «Архангельский ЦБК» | 5 | 1060 | 6,8 | 0,88 | 53 | 67 | 99,7 | 10,8 | 9 |
| | | | | 5,5 | 0,86 | 56 | 72 | 96,7 | 10,4 | 10,4 |
| 3 | Эвкалиптовая сульфатная белёная | 6 | 1290 | 8,6 | 0,92 | 58 | 71 | 98,2 | 10,1 | 8,4 |
| 4 | Эвкалиптовая сульфатная белёная | 5 | 900 | 5,6 | 0,88 | 52 | 36 | 99,4 | 10,8 | 10,8 |
| 5 | Финская сульфатная белёная | 7,2 | 1070 | 5,2 | 0,91 | 52 | 53 | 97,7 | 11 | 9 |
| 6 | Финская сульфитная белёная | 8,6 | 1410 | 8,1 | 0,93 | 53 | 79 | 98,6 | 11 | 8,4 |
| 7 | Финская для химпереработки «ENOALFA» | 6 | 818 | 7,4 | 0,9 | 56 | 41 | 99,9 | 11 | 7,8 |

Таблица 2

Качественные показатели образцов NaKMЦ, полученных на основе хлопковых целлюлоз

| № п/п | Образцы хлопковых целлюлоз | W, % | СП | Наименование показателей NaKMЦ | | | | | | | |
|-------|----------------------------|------|------|--------------------------------|------|-------|----------|------|------|---------|--------------------------------------|
| | | | | W, % | СЗ | ОВ, % | η, мПа·с | Р, % | рН | В/О, мл | AV, мПас NaCl 400г/дм ³ , |
| 1 | Ферганская | 4,4 | 2700 | 4,7 | 0,8 | 52,0 | 642 | 98,6 | 10,0 | 8,0 | 32 |
| 2 | Турецкая | 6,5 | 3050 | 6,5 | 0,85 | 54,0 | 1100 | 99,8 | 11,2 | 6,0 | 38 |
| 3 | Китайская | 4,0 | 3100 | 4,2 | 0,82 | 55,0 | 1040 | 98,9 | 10,2 | 8,0 | 37 |
| 4 | Китайская | 6,3 | 3610 | 13,7 | 0,85 | 52,0 | 1059 | 99,0 | 11,2 | 8,0 | |

Таблица 3

Качественные показатели партий NaKMЦ-9H, полученных на основе древесных целлюлоз различного происхождения

| № п/п | Образцы целлюлоз | W, % | СП | Наименование показателей NaKMЦ | | | | | | |
|----------|---------------------------------------|---------|------|--------------------------------|------|----------|-------------|------|-------------|------------|
| | | | | W, % | СЗ | ОВ, % | η, мПа·с | рН | СП NaKMЦ | В/О, мл |
| 1 | Братская сульфатная белёная | 12,2 | 1040 | 9,4 | 0,85 | 43,2 | 18,7 | 11,3 | 590 | 15,4 |
| 3 | Сульфитная белёная «Советский ЦБЗ» | 18,0 | 1190 | 6,3 | 0,85 | 46,4 | 22,8 | 10,6 | 630 | 10,4 |
| 4 | Сульфитная полубелёная «Сясьский ЦБК» | 18,8 | 1320 | 8,5 | 0,84 | 48,9 | 22,5 | 11,0 | 580 | 13,6 |
| 5 | Котласская сульфитная вискозная | 10,1 | 960 | 7,9 | 0,85 | 50,5 | 35,6 | 10,9 | 605 | 8,2 |

Наилучшие результаты по эксплуатационным показателям, таким, как водоотдача, солестойкость, эффективная и динамическая вязкости, получались на целлюлозе, предназначенной для химпереработки, производства Байкальского и Котласских ЦБК. (табл. 4 и табл. 5).

Таблица 4

Качественные показатели партий NaKMЦ-9H, полученных на сульфатной белёной целлюлозе «Братского ЦБК»

| № партии | W, % | η, мПа·с | рН | СП | В/О | № партии целлюлозы | СП целлюлозы |
|----------|------|----------|------|-----|------|--------------------|--------------|
| 19д | 6,0 | 14,1 | 10,8 | 610 | 18,0 | 1/10-03978 | 975 |
| 44д | 6,8 | 17,1 | 11,2 | 610 | 12,2 | 1/11-00125 | 1000 |
| 203д | 8,4 | 22,0 | 11,5 | 570 | 16,8 | 1/11-02346 | 990 |
| 220д | 9,4 | 14,8 | 11,8 | 565 | 22,0 | 1/11-02346 | 990 |
| 252д | 8,8 | 14,9 | 11,7 | 590 | 13,0 | 1/11-02346 | 990 |
| 7д | 7,2 | 18,8 | 11,2 | 580 | 15,7 | 1/10-03514 | 1030 |
| 9д | 5,9 | 21,9 | 11,4 | 600 | 12,4 | 1/10-03514 | 1030 |
| 11д | 6,5 | 28,9 | 10,9 | 590 | 13,2 | 1/10-03514 | 1030 |
| 12д | 4,8 | 17,6 | 11,2 | 560 | 15,8 | 1/10-03514 | 1030 |
| 45д | 6,6 | 15,2 | 11,4 | 570 | 12,4 | 1/11-00125 | 1000 |
| 204д | 6,6 | 18,2 | 11,3 | 560 | 17,1 | 1/11-02346 | 990 |
| 205д | 6,2 | 18,7 | 11,4 | 560 | 16,0 | 1/11-02346 | 990 |

Таблица 5

Качественные показатели партий NaKMЦ-9H, полученных на сульфатной беленой целлюлозе «Архангельского ЦБК»

| № партии | W, % | η , мПа·с | pH | СП | В/О | № партии целлюлозы | СП целлюлозы |
|----------|------|----------------|------|-----|------|--------------------|--------------|
| 1д | 7,6 | 21,4 | 11,0 | 420 | 13,0 | 123120 | 920 |
| 3д | 5,8 | 22,5 | 11,1 | 480 | 12,8 | 123120 | 920 |
| 28д | 7,5 | 28,6 | 11,1 | 520 | 12,0 | 124194 | 1060 |
| 29д | 6,8 | 25,7 | 11,3 | 530 | 12,1 | 124194 | 1060 |
| 41д | 7,9 | 24,3 | 11,3 | 440 | 15,6 | 130508 | 940 |
| 42д | 7,1 | 24,4 | 11,4 | 445 | 12,5 | 130508 | 940 |
| 66д | 6,2 | 22,0 | 11,2 | 505 | 14,8 | 130847 | 980 |
| 71д | 6,3 | 24,6 | 11,1 | 510 | 16,8 | 130847 | 980 |
| 73д | 3,5 | 24,2 | 11,2 | 540 | 14,2 | 131007 | 960 |

Но поскольку сейчас такая целлюлоза не доступна, то для получения всех низковязких марок КМЦ, мы отдаем предпочтение сульфатной беленой целлюлозе, производства Архангельского ЦБК и группы Илим в г. Братске. Для получения высоковязких марок КМЦ мы испытывали хлопковую целлюлозу как иностранных, так и отечественных производителей. Результаты представлены в таблице 6.

Таблица 6

Качественные показатели партий NaKMЦ-9B, полученных на хлопковой целлюлозе

| Целлюлоза | СП целлюлозы | № партии NaKMЦ | W, % | pH | η , мПа·с | AVпресн. мПа*С | AV 40г/л мПа*С | AV 400г/л мПа*С | В/О |
|------------|--------------|----------------|------|------|----------------|----------------|----------------|-----------------|-----|
| Турецкая | 2900 | 56 | 3,5 | 10,5 | 345,0 | 34,2 | 19,2 | 21,0 | 6,8 |
| Ивановская | 2280 | 69 | 7,6 | 10,4 | 586,3 | 34,8 | 24,0 | 31,2 | 7,0 |
| Ивановская | 1390 | 70 | 7,9 | 10,4 | 205,9 | 28,8 | 17,4 | 21,6 | 5,9 |
| Китайская | 2700 | 252 | 5,8 | 9,9 | 658 | 31,2 | 21,0 | 22,8 | 5,0 |

Как мы уже неоднократно говорили, эксплуатационные свойства производимой КМЦ сильно зависят от:

- качества сырья;
- способа получения;
- степени замещения.

На рис.1 представлена зависимость динамической вязкости от СП целлюлозы.

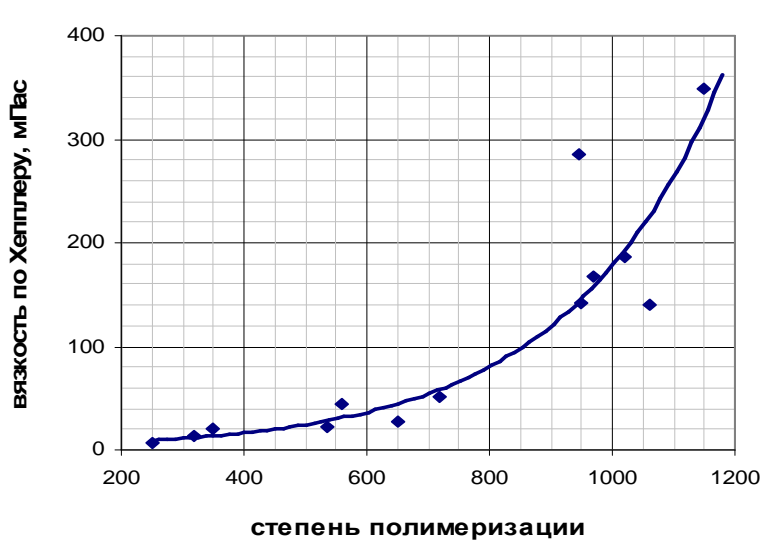


Рис. 1. Зависимость динамической вязкости 2% раствора Na-КМЦ от СП целлюлозы

Корреляция между степенью полимеризации и вязкостью 2%-ных растворов КМЦ прослеживается в меньшей степени, особенно при использовании древесных целлюлоз, что обусловлено как температурно-временными параметрами реакции, так и наличием в макромолекулах целлюлоз слабых связей. Совершенно очевидно, что технология получения КМЦ сильно влияет на показатели и свойства КМЦ, однако, как показывает опыт, основные показатели определяются исходной целлюлозой и её реакционной способностью.

На рис.2 представлена зависимость показателя фильтрации от степени замещения, для КМЦ, полученной на Котласской целлюлозе.

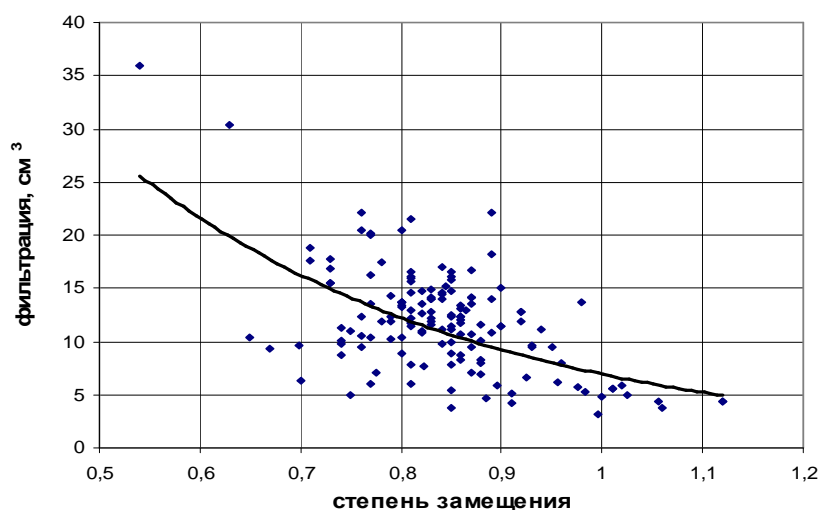


Рис. 2. Корреляция параметра фильтрации со степенью замещения (промышленные партии на котласской целлюлозе)

На рис. 3 зависимость эффективной вязкости от степени замещения при различной степени минерализации.

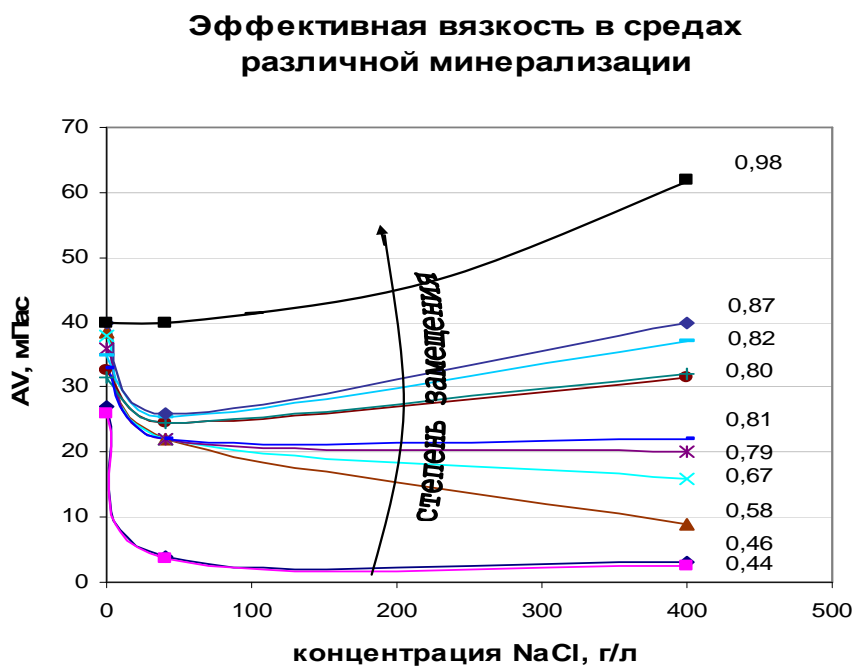


Рис. 3. Влияние степени замещения на солестойкость реагентов NaKMЦ и ПАЦ

На рис. 4 представлено Влияние качества NaMXУКа на динамическую вязкость КМЦ.

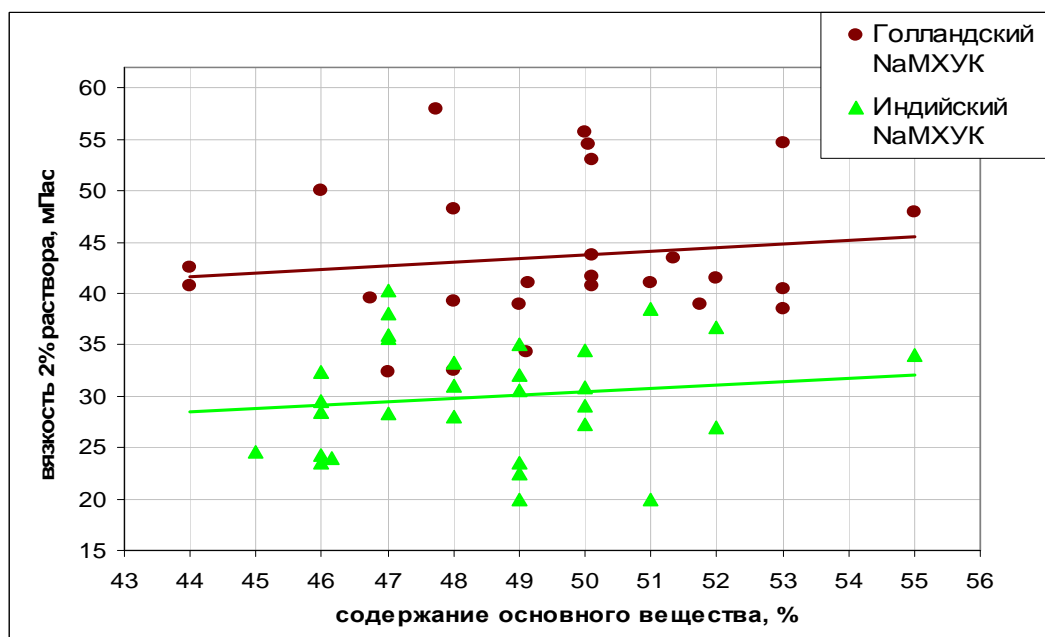


Рис. 4. Влияние качества NaMXУКа на вязкость КМЦ

На рис. 5 представлена зависимость показателя фильтрации от степени замещения для братской и архангельской целлюлоз.

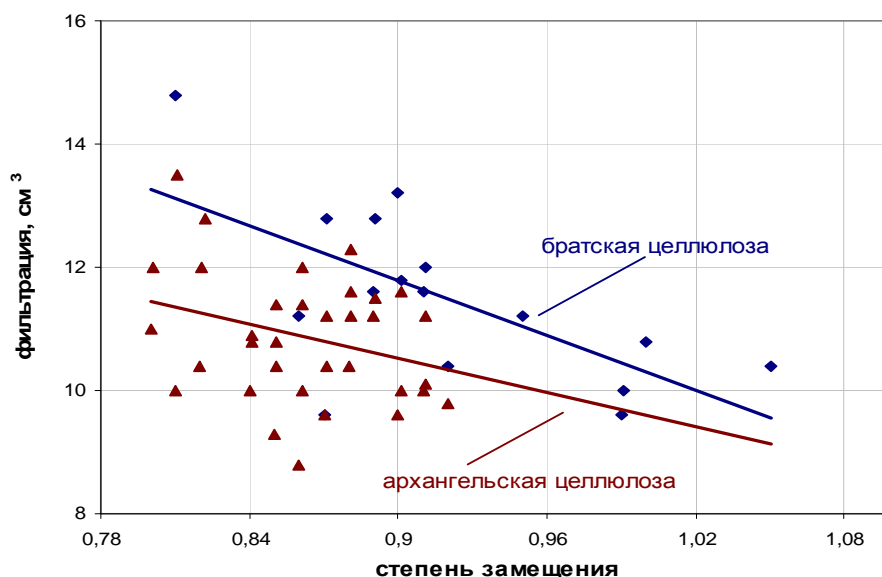


Рис. 5. Влияние степени замещения на параметр фильтрации КМЦ и ПАЦ на основе архангельской и братской целлюлоз

В настоящее время для получения КМЦ и ПАЦ ведётся поиск более дешёвого сырья, а в условиях России и альтернативного сырья хлопку. Работы в этом направлении проводятся в г. Казани (НПО «Нефтехимпром»), в г. Иваново (Институт неводных растворов РАН) и др. научных центрах.

Опубликован целый ряд исследовательских работ о возможности применения целлюлозы из мискантуса, бамбука, различных однолетних трав и льна для получения КМЦ.

Нами испытаны различные образцы льняной целлюлозы для получения КМЦ, любезно предоставленные нам Нугмановым О.К. (НПО Нефтехимпром, г. Казань). Образцы эфира, полученные из льняной целлюлозы, анализировали как буровые марки КМЦ с оценкой пригодности в качестве стабилизатора буровых растворов, регулятора вязкости и водоотдачи (фильтрации) в пресных и минерализованных растворах. Некоторые из полученных результатов представлены в таблице 7 и 8.

Таблица 7

Качественные показатели образцов Na-КМЦ, полученных на белой и небеленой льняной целлюлозе

| № п/п | Образцы целлюлоз | W, % | СП целлюлозы | Наименование показателей NaКМЦ | | | | | |
|-------|-----------------------------|------|--------------|--------------------------------|------|-------|----------------|------|---------|
| | | | | W, % | СЗ | ОВ, % | η , мПа·с | рН | В/О, мл |
| 1 | Целлюлоза льняная белёная | 4,9 | 1260 | 5,7 | 0,89 | 59,0 | 74,0 | 11,1 | 7,2 |
| 2 | Целлюлоза льняная небелёная | 4,3 | 3540 | 4,5 | 0,91 | 58,7 | 637,0 | 10,0 | 7,2 |

Качественные показатели образцов Na-КМЦ, полученных на белой и небеленой льняной целлюлозе

| № п/п | Образцы целлюлоз | W, % | СП | Наименование показателей NaКМЦ | | | | |
|-------|-----------------------------|------|------|--------------------------------|---------------------|----------------------|----------------------|--|
| | | | | AV, мПас прес-ный | AV, мПас NaCl 40г/л | AV, мПас NaCl 400г/л | AV, мПас NaCl 150г/л | AV, мПас NaCl 400г/л + 0,5 % CaCl ₂ + 0,5 % MgCl ₂ , |
| 1 | Целлюлоза льняная белёная | 4,9 | 1260 | 13,5 | 12,5 | 28,5 | 17,5 | 29 |
| 2 | Целлюлоза льняная небелёная | 4,3 | 3540 | 30 | 27 | 47 | 45,5 | 45 |

Из таблиц видно, что КМЦ, полученная на основе небелёной льняной целлюлозы, имеющей степень полимеризации >3000 и содержание α -целлюлозы 98,2%, обладает повышенной солестойкостью и по показателям полностью соответствует не только требованиям СТО Газпрома, но также и требованиям Американского нефтяного института, приближаясь к показателям высоковязкой марки полианионной целлюлозы. Можно утверждать, что льняная целлюлоза является перспективным потенциальным сырьём для получения КМЦ и ПАЦ.

Ранее мы докладывали, о достоинствах каждой марки КМЦ, но представляется необходимым обратить особое внимание на ПАЦ (полианионную целлюлозу), имеющую степень замещения $\geq 0,9$.

ПОЛИЦЕЛЛ ПАЦ:

- придает безглинистым буровым растворам оптимальные структурно-реологические свойства и высокую выносящую способность;
- эффективно регулирует водоотдачу буровых растворов;
- повышает термостойкость буровых растворов на 10 – 20 °С по сравнению с КМЦ;
- эффективен при содержании NaCl и KCl до насыщения, обладает повышенной устойчивостью к агрессии солей Ca и Mg;
- обеспечивает стабилизацию стенок скважины при бурении в глинистых сланцах;
- способствует снижению твердой фазы в буровом растворе.

О применении ПАЦ как стабилизатора буровых растворов в настоящее время накоплен обширный экспериментальный и производственный опыт.

Много лет в ЗАО «Полицелл» проводили исследования по получению высоко замещенного КМЦ. Были опробованы как различные способы получения, так и сырье, полученное различными способами и различными производителями. Показатели технических марок ПАЦ представлены в таблице 9.

Таблица 9

Показатели технических марок Полицелл ПАЦ

| Наименование показателя | Норма | | |
|---|-----------------|------------------|-----------------|
| | ПАЦ-Н | ПАЦ-С | ПАЦ-В |
| Массовая доля воды, не более, %. | 10 | | |
| Степень замещения по карбоксиметильным группам | 0,90-1,10 | | |
| Динамическая вязкость водного раствора с массовой долей абсолютно сухого вещества 2 % при температуре (20,0±0,1) °С, мПас (по Брукфильду) | не более 170 | от 170 до 600 | не менее 600 |
| Термостойкость | 130°С | | 140°С |

Кроме этих традиционных марок, мы представляем специальные марки низко- и высоковязких ПАЦ, соответствующие требованиям СТО Газпром (табл.10) и марки ПАЦ с повышенным содержанием основного вещества, соответствующие требованиям СТО Газпром и стандарта API (табл. 11 и табл. 12).

Таблица 10

Технические характеристики ПАЦ-НА и ПАЦ-ВА

| Наименование показателя | Норма по маркам | |
|--|-----------------|-------------|
| | ПАЦ-НА | ПАЦ-ВА |
| Эффективная вязкость 1% раствора (дистиллированная вода), мПас | не более 20 | не менее 20 |
| Эффективная вязкость 1% раствора с содержанием NaCl 40 г/дм ³ , мПас, не менее | - | 15 |
| 400 г/дм ³ , мПас, не менее | - | 20 |
| Показатель статической фильтрации, см ³ /30 мин., не более | 10* | 7** |
| Тест на отсутствие крахмальных реагентов | отсутствуют | |
| <i>*Нормируемый показатель статической фильтрации пресного раствора с добавкой 0,2% полимера;</i> | | |
| <i>**Нормируемый показатель статической фильтрации минерализованного раствора с добавкой 2,0% полимера</i> | | |

Таблица 11

Технические характеристики реагента ПАЦ – Н1

| Наименование показателя | Норма |
|---|-----------|
| Массовая доля воды, % | ≤ 10 |
| Степень замещения по карбоксиметильным группам | 0,9 - 1,1 |
| Массовая доля основного вещества в абсолютно сухом продукте | ≥ 70,0 |
| Эффективная вязкость водного раствора с массовой долей Полицелл ПАЦ Н1 1%, мПас | ≤ 30 |

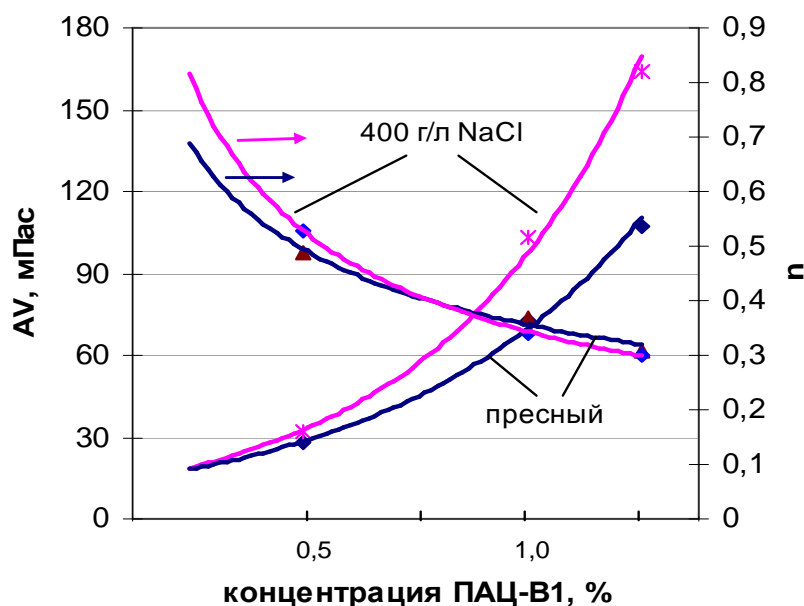


Рис. 6. Параметры безглинистого бурового раствора на основе ПАЦ-В1

Отметим, что реагент ПАЦ-В1 обеспечивает низкие значения параметра нелинейности в безглинистых пресных и минерализованных буровых растворах (рис. 6).

Таблица 12

Технические характеристики ПАЦ-В1

| Наименование показателя | Норма |
|--|---------------|
| Массовая доля воды, % | не более 10 |
| Степень замещения по карбоксиметильным группам | 0,9 – 1,1 |
| Эффективная вязкость 1% раствора (дистиллированная вода) при 20 ⁰ С, мПа·с: | не менее 30 |
| Эффективная вязкость 1% раствора с содержанием NaCl 40 г/дм ³ при 20 ⁰ С, мПа·с | не менее 30 |
| Эффективная вязкость 1% раствора с содержанием NaCl 400 г/дм ³ при 20 ⁰ С, мПа·с | не менее 30 |
| Растворимость в воде, % | не менее 98,0 |
| Показатель активности водородных ионов в растворе с массовой долей Полицелл ПАЦ В1 1%, ед.рН | 8-11 |
| Массовая доля основного вещества в абсолютно сухом продукте, % (показатель определяется по требованию заказчика) | 70 - 83 |

В заключение, необходимо отметить, что карбоксиметилцеллюлоза (как и полианионная целлюлоза) традиционно используется как стабилизатор буровых растворов на водной основе, являясь относительно хорошо изученным полимером, но в тоже время, дает простор для получения новых марок, имеющих интересные свойства.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА

Живаева В.В., Нечаева О.А., Харитонов А.Д.

Самарский государственный технический университет

Современные технологии позволяют вывести процесс строительства скважин на новый технологический уровень, однако многие вопросы, связанные с риском и последствиями возможных осложнений при бурении, до сих пор остаются нерешенными и приводят к колоссальным материальным и временным затратам. Как показывает практика, одним из наиболее часто встречающихся осложнений в процессе бурения скважины является поглощение бурового раствора. Данный вид осложнений не только существенно замедляет сам процесс проводки скважины, но и, как правило, требует значительных материально-сырьевых ресурсов, и что хуже всего, в случае неправильного подбора способа ликвидации, способен привести к серьезным аварийным последствиям.

Стоит заметить, что существует огромный ассортимент предлагаемых материалов, способных проводить качественную изоляцию поглощающих горизонтов на нефтегазовых месторождениях. Но несмотря на это, на сегодняшний день не существует продуктивной методики, которая бы смогла решить задачу по наиболее оптимальному выбору того способа ликвидации поглощений промывочной жидкости, который необходимо применить для каждого конкретного случая бурения в осложненных условиях. Данная методика смогла бы значительно снизить риски появления возможных последующих аварий за счет того, что способ изоляции поглощающего пласта был бы подобран наиболее корректно, а следовательно и значительно сократить временные затраты на борьбу с таким осложнением, как поглощение промывочной жидкости.

В связи с этим нами были поставлены следующие задачи:

1) Разработать системный продукт, предназначенный для определения эффективной методики борьбы с поглощениями бурового раствора:

а) вывести необходимый алгоритм, согласно которому будет производится дальнейший расчет параметров поглощающего пласта;

б) определить способ ликвидации осложнений для конкретных условий поглощающего горизонта, посредством анализа и проработки полученных расчетных результатов.

2) Разработать оптимальную рецептуру изолирующего состава для ликвидации поглощений промывочной жидкости:

а) подобрать рецептуру состава, основой которого является гель;

б) экспериментально определить содержание всех компонентов, входящих в состав геля, обосновать их выбор и взаимодействие друг с другом

в) провести исследования структурных параметров изолирующего материала, оценить его кольматирующую способность.

На кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» Самарского Государственного технического университета был разработан специальный системный продукт под названием «Insulating Compositions – Selection». (рис. – Изолирующие Материалы –

Выбор). В качестве алгоритма для написания данной программы, были использованы и существенно доработаны материалы из многочисленных источников, рассмотрен опыт буровых и сервисных компаний по борьбе с данным видом осложнений [2].

Полученный продукт способен полноценно проводить оценку поглощающего пласта, в том числе составлять и анализировать индикаторные диаграммы по результатам гидродинамических исследований. Одна из первоначальных версий системного продукта представлена на изображении (рис.1).

Далее, разработанная программа позволяет определить тип коллектора в зоне поглощения и произвести дальнейший расчет удельной приемистости поглощающего горизонта, учитывая температурный режим, время, прошедшее с момента начала поглощения в конкретном пласте и геологические особенности данного пласта. Одним из важнейших параметров данного расчета является оценка среднего диаметра поглощающих каналов горной породы. На основе полученной информации и рассчитанных данных, предлагается методика ликвидации поглощения и производится расчёт необходимого количества тампонирующего материала, если таковой необходим.

The screenshot shows the IC-S v1.5 software interface. It is divided into several sections:

- Входные параметры (Input parameters):** A table with fields for well name, diameter, depth, power, fluid density, temperature, absorption time, intensity, and excess pressure.
- Данные индикаторной диаграммы (Indicator diagram data):** A table with columns for intensity and excess pressure, and input fields for these values.
- Индикаторная диаграмма (Indicator diagram):** A plot area with a dashed horizontal line at zero and a vertical dashed line at zero.
- Результирующие данные (Resulting data):** A table with fields for permeability coefficient, specific permeability, filtration surface, and channel diameter.
- Необходимый объем тампонирующей смеси (Required volume of tamponing mixture):** A field showing the calculated volume and a 'Рассчитать' (Calculate) button.
- Предлагаемый метод ликвидации поглощения (Proposed method of absorption elimination):** A text box containing the recommendation: 'Закачка в зону поглощения БСС на основе портландцемента, на основе лингосульфатов, гель-цементных смесей'.
- Авторы (Authors):** А.Д. Харитонов, О.А. Нечаева.
- Общий расчет (General calculation):** A button to perform the overall calculation.

Рис. 1. Скриншот пробного расчета на программе IC-S v.1.3

Кроме отработки алгоритма данного системного продукта, была произведена необходимая градация возможных методов борьбы с поглощениями, и впоследствии был получен результат – более 20 возможных вариантов, которые программа может рекомендовать в зависимости от конкретных горно-геологических условий.

На основе результатов многочисленных расчетов, сделанных в программе IC-S, был сделан вывод, что на территории большинства месторождений Самарской области преобладают именно частичные поглощения бурового раствора, интенсивностью 2-6 л/сек, которую зачастую при неправильном подборе изолирующего материала способны привести с более существенным осложнениям.

В соответствии с этим, было принято решение приступить к разработке на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» изолирующего вещества, способного производить качественную ликвидацию частичных поглощений промывочной жидкости и при этом отличающимся от аналогов своей экономичностью и доступностью.

При проведении исследований изначально использовали в качестве основы изолирующего вещества гель-раствор, разработанный ранее на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» [3]. Принцип формирования геля в данном составе основывается на взаимодействии двух реагирующих солей. Добавка крахмального реагента планировалась, как дополнительный структурообразователь изолирующего материала.

Для первых полученных образцов были исследованы их структурные параметры. В качестве оценки данных свойств, проводился опыт на ротационном вискозиметре OFITE 800, где при различных скоростях прибора, были замерены углы закручивания барабана вискозиметра в разные моменты времени (данные представлены на графике 1).

Как показал эксперимент, первоначально полученные составы (рис. 2) не отвечали поставленным требованиям, так как не обладали необходимыми изолирующими свойствами. Это, прежде всего, объясняется тем фактом, что с течением времени не происходит дальнейшего гелеобразования и, следовательно, полученный раствор не может быть применен для борьбы с поглощениями и нуждается в существенной доработке. В итоге было принято решение, что сочетание силиката алюминия и кремнекислого натрия не является оптимальным, так как в результате взаимодействия этих солей не удалось получить прочную гелеобразную структуру [1]. Поэтому было решено рассмотреть различные композиционные составы с другими солями, которые были подобраны для данного опыта исходя из анализа литературного материала.

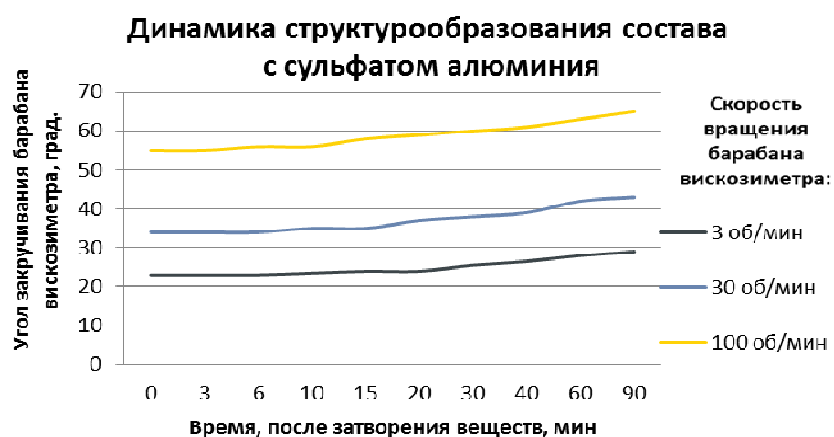


График 1. Динамика структурообразования экспериментального состава

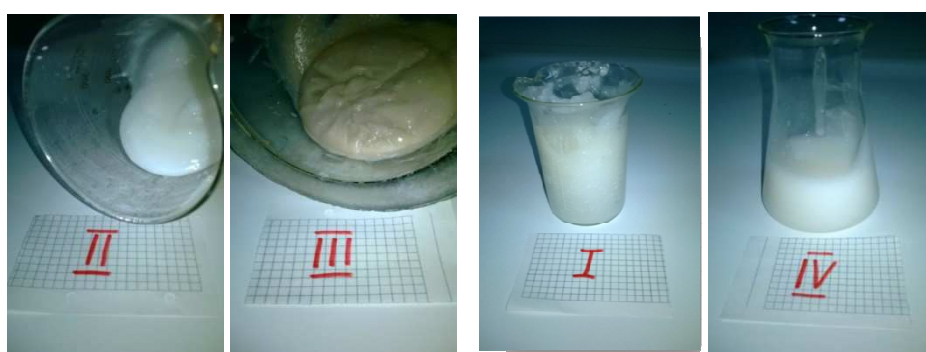


Рис. 2. Экспериментальные образцы с сульфатом алюминия

В табл. 1 представлено исследование реологических параметров семи композиционных составов непосредственно после их приготовления. Как оказалось, не все соли, задействованные в эксперименте оказали значимый эффект в соединениях с силикатом натрия. При этом наибольшие значения динамического напряжения сдвига (γV) характерны для композиций с молибденовокислым аммонием, сульфатом алюминия и нитратом кальция.

Таблица 1

Реологические параметры исследуемых образцов после затворения

| № р-ра | Исследуемая соль | Время приготовления, мин | γV , дПа |
|--------|---|--------------------------|------------------|
| 1 | CaCl_2 | 10 | 7,2 |
| 2 | $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ | 3-4 | 62,4 |
| 3 | KCl | 3-4 | 4,8 |
| 4 | $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ | 2 | 99,6 |
| 5 | $\text{NH}_4\text{CH}_3\text{S}$ | 1 | 9,6 |
| 6 | KBrO_2 | 10-12 | 12 |
| 7 | $(\text{NH}_4)_6\text{Mo}_7\text{O}_{24}$ | 1 | 221,6 |

Для того, чтобы проследить дальнейшее структурообразование исследуемых композиций, полученные образцы были нанесены на специальную поверхность спустя 30 минут после своего приготовления. Постепенно изменяя угол наклона данной поверхности, было выявлено чёткое разграничение между растекаемостью полученных образцов (рис.3). Как показал данный эксперимент, единственным составом, навеска которого практически не была деформирована при наклоне поверхности в 90 градусов, оказался раствор с нитратом кальция.

Теоретически это объяснимо тем, что результат взаимодействия растворов солей кальция с силикатом натрия заключается в коагуляции силикатного раствора. Композиция с невысокими начальными реологическими характеристиками, оказалась наиболее устойчива в дальнейшем за счет значительного увеличения структурных свойств со временем.



Рис. 3. Эксперимент с наклонной поверхностью для определения растекаемости экспериментальных образцов

Следующим этапом работы необходимо было выбрать оптимальную концентрацию реагентов, входящих в изолирующий состав. Для этого было приготовлено 4 экспериментальных состава, которые отличались друг от друга только процентным содержанием солей. Чтобы произвести качественную оценку данных образцов, был произведен замер их реологических параметров после приготовления (график 2).

Как видно из графика, у всех образцов наблюдаются соизмеримые показатели коэффициента пластической вязкости, но при этом с увеличением концентрации солей в составе, значительно возрастает динамическое напряжение сдвига.

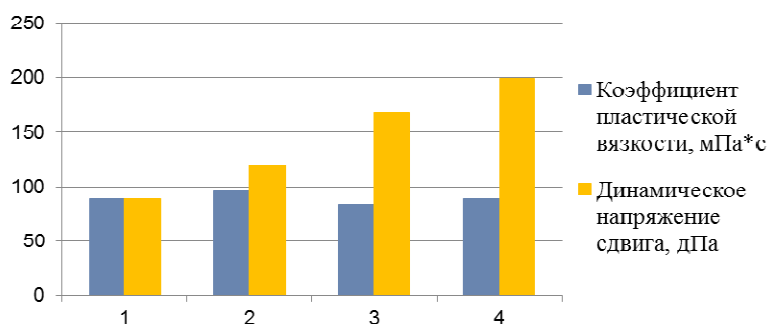


График 2. Реологические параметры образцов непосредственно после приготовления

Для дальнейшего исследования экспериментальных составов подобно первоначальному опыту с растворами на основе сульфата алюминия, были построены графики,

отражающие динамику структурообразования образцов, где были замерены углы закручивания барабана ротационного вискозиметра в разные моменты времени после приготовления опытных образцов на скорости прибора в 60 об/мин. (график 3).

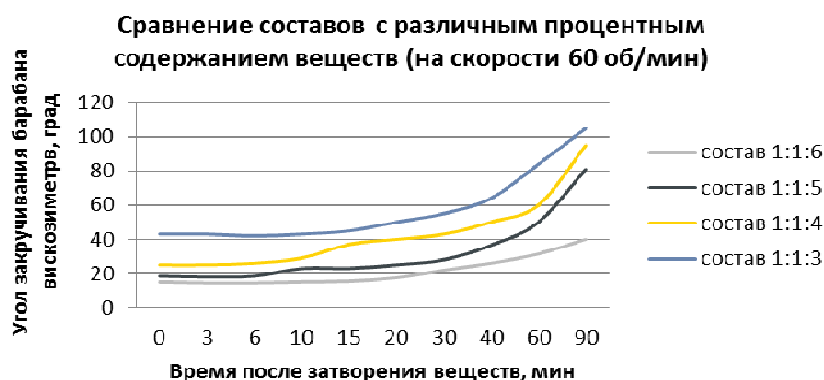


График 3. Выбор концентрации солей, динамика структурообразования составов

Как видно из графика, все экспериментальные составы обладают тенденцией к заметному увеличению своих структурных параметров во времени. Но для того, чтобы выбрать наиболее удачную рецептуру образца, как предполагаемого кольматанта для ликвидации поглощений промывочной жидкости, необходимо обратить внимание на интервалы начального гелеобразования композиционного материала, стабильной фазы, где вязкость состава не претерпевает существенных изменений и время дальнейшего затвердевания.

Графически все вышеперечисленные интервалы наиболее явно находят свое отражение у состава, соотношение реагентов которого равно 1 : 1 : 5. Здесь четко прослеживается первоначальный момент времени между 6 и 10 минутами, где происходит незначительное увеличение реологических параметров раствора, далее прослеживается период между 10 и 30 минутами, где весомых изменений в показателях не наблюдается. Именно в данный период возможна «доставка» изолирующего продукта в зону поглощения, и впоследствии его затвердевание в этой зоне с возможностью кольматации поровых каналов.

Далее для определения наиболее оптимального содержания в изолирующем материале крахмального реагента, был проведен подобный опыт с построением графиков, отражающих динамику структурообразования образцов с различными добавками крахмала (график 4).

В качестве дополнительной оценки образцов, был введен параметр предела текучести каждого из испытываемых составов, который является непосредственной характеристикой того момента времени, при котором происходит переход вещества из жидкого состояния в твердое. Данный параметр был определен в результате визуальных исследований, кроме того было замечено, что процесс агрегатного изменения у данных составов происходит при достижении угла закручивания в 60-70 градусов на скорости вискозиметра в 6 об/мин.

Как показали исследования, параметр предела текучести составов с увеличением концентрации крахмального реагента существенно изменяется. Для данного изолирующего вещества рекомендована добавка крахмала от 1% до 2%.

Завершающим шагом в определении компонентного состава изолирующего вещества, был подбор необходимой концентрации гидрофобизирующей добавки, которая предназначалась для снижения негативного разрушающего воздействия на разработанный материал агрессивной среды поглощающего горизонта.

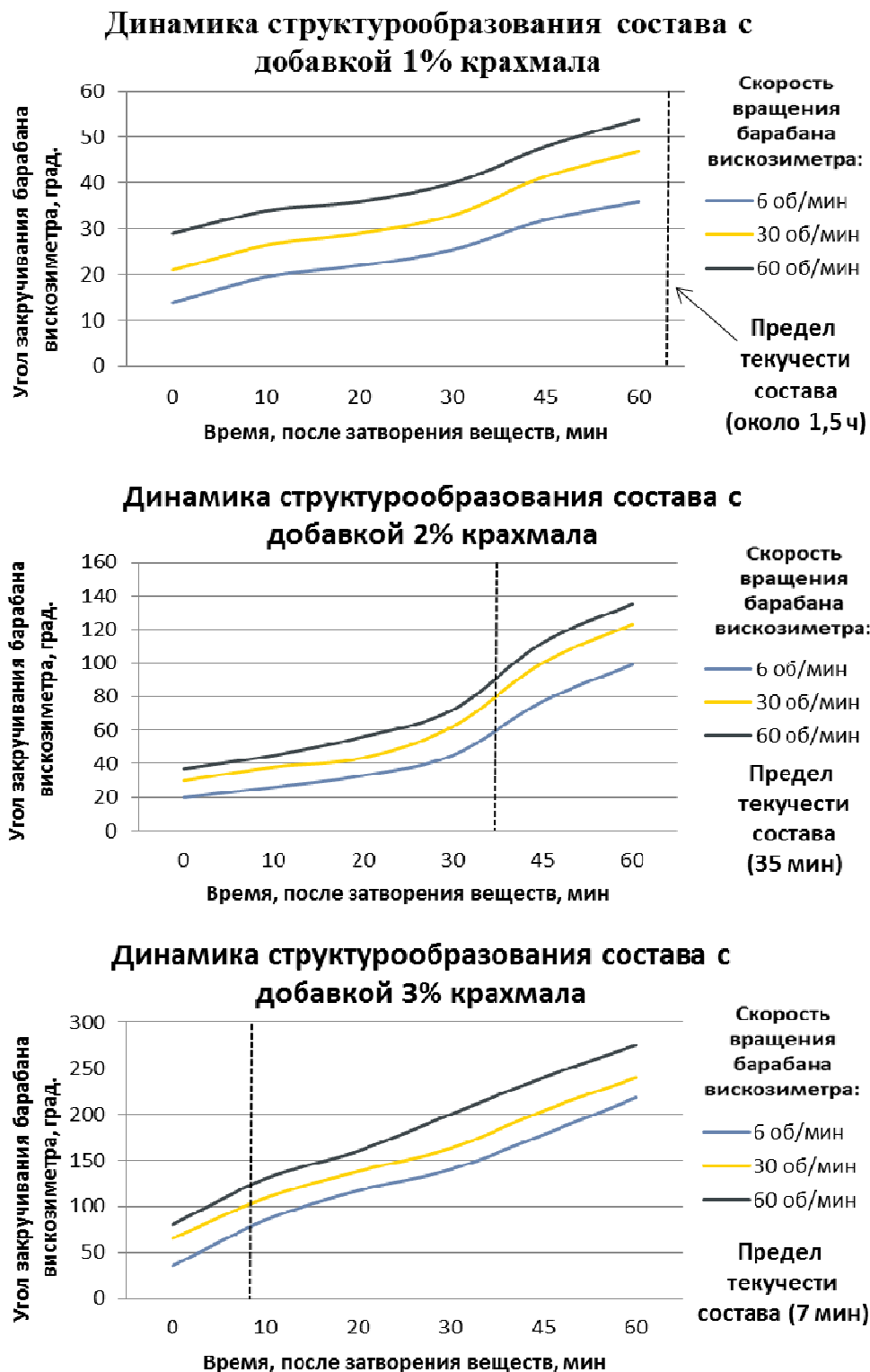


График 4. Выбор концентрации крахмального реагента

Чтобы выбрать наиболее эффективную концентрацию данного реагента, изначально был заготовлен раствор, химический состав которого полностью соответствовал химическому составу пластовой воды на конкретном месторождении. Далее, приготовленные изолирующие материалы с разным процентным содержанием гидрофобизирующего вещества были помещены в ёмкости с пластовой водой (рис. 4).



Рис. 4. Разработанный изолирующий материал в пластовой воде

Для определения эффективности добавления гидрофобизирующей добавки, был замерен первоначальный вес каждого из образцов до этапа их погружения в ёмкости с пластовой жидкостью. Затем определяли изменения их массы с течением времени и построены зависимости, отраженные на графике 5.

У всех испытуемых веществ, как видно из графиков, спустя час после начала эксперимента увеличилась масса, что объясняется первоначальным набуханием внешних слоев каждого из составов. Однако, далее, с течением времени наблюдаются значительные различия между испытуемыми образцами. Вещество, в состав которого не был добавлен гидрофобизирующий реагент спустя 5 суток с начала проведения эксперимента, изменило форму и структуру в пластовой воде, и как следствие, его масса уменьшилась на 33,5%.

Динамика изменения массы состава без гидрофобизирующей добавки в пластовой воде со временем



Динамика изменения массы состава с 1% гидрофобизирующей добавки в пластовой воде со временем



Динамика изменения массы состава с 2% гидрофобизирующей добавки в пластовой воде со временем

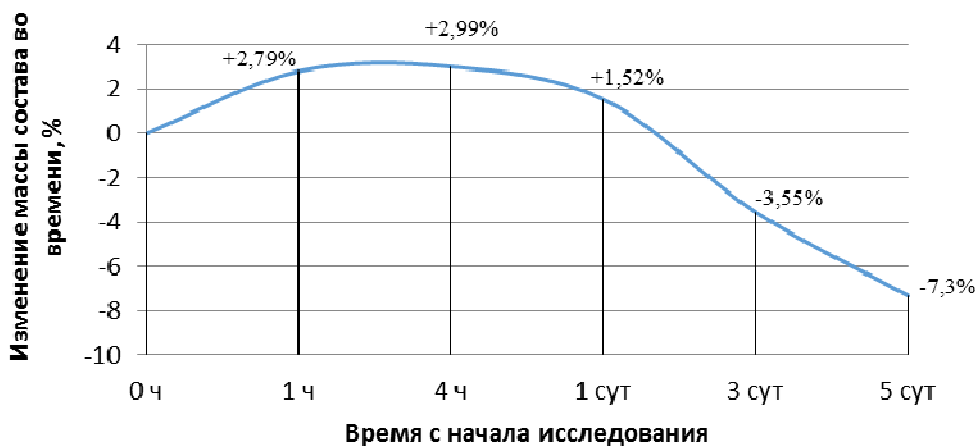


График 5. Изменение массы вещества во времени в зависимости от концентрации гидрофобизирующей добавки

Наиболее устойчивым к агрессивной пластовой среде оказался состав, содержащий 1% гидрофобизирующей добавки. Его масса уменьшилась лишь на 2,6%, что позволило считать эту композицию наиболее эффективной в качестве изолирующего материала.

В результате эксперимента получившееся в лабораторных условиях вещество имеет достаточно прочную структуру и четкую динамику гелеобразования, а также обладает хорошей гидроустойчивостью (рис. 5).



Рис. 5. Разработанный изолирующий материал

В связи с этим, возможно рекомендовать его к использованию в промышленных условиях для ликвидации частичных поглощений бурового раствора.

Список литературы

1. Жижина С.О., Харитонов А.Д., Нечаева О.А., Живаева В.В. Разработка Технологических жидкостей для изоляции зон поглощений бурового раствора//ИТЖ «Нефть. Газ. Новации», №9 (188), Самара, 2014.
2. Калаянова О.А. Временная инструкция по ликвидации поглощений при бурении глубоких скважин в Восточной Сибири и Якутии//ВостСибНИИГГиМС, Иркутск, 1983. – С. 3-11.
3. Нечаева О.А., Живаева В.В. Изучение параметров гель-раствора для бурения соледержащих и неустойчивых горных пород//«Бурение и нефть», № 10, Москва, 2009.

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ КОНСТРУКЦИИ СОЕДИНЕНИЯ СТВОЛОВ МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН

*Ошибков А.В., Водорезов Д.Д., Сызранцева К.В., Фролов С.А.,
Двойников М.В., Светашов В.Н.*

Тюменский государственный нефтегазовый университет

В настоящее время в России строительство многоствольных и многозабойных скважин это стремительно развивающийся сегмент нефтегазового сервиса. Технологии многоствольного бурения позволяют увеличить рентабельность добычи нефти и газа, что имеет особое значение для эксплуатации залежей с трудноизвлекаемыми запасами, а также для месторождений на завершающих стадиях разработки, доля которых от общего числа с каждым годом увеличивается [1].

На сегодняшний день существует множество технико-технологических решений для сооружения многоствольных и многозабойных скважин, которые можно отнести к шести уровням согласно общепринятой международной классификации TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals). Каждый уровень TAML характеризуется определенным типом конструкции соединения бокового и основного стволов. Таким образом, самые простые конструкции, например, с необсаженным боковым стволом, соответствуют первому уровню, а наиболее сложные, обеспечивающие механическую и гидравлическую изоляцию места их соединения – «стыка» с сохранением полнопроходных диаметров стволов, соответствуют шестому. Наиболее универсальным и экономически оправданным решением для строительства многоствольных и многозабойных скважин на суше является тип конструкции «стыка» стволов, соответствующий уровню 4 по TAML [2], который характеризуется тем, что основной и боковой ствол обсаживаются и цементируются. Данный тип соединений предусматривает механическое закрепление места соединения, но лишен гидравлической изоляции, а именно характеризуется недостаточно надежной крепью. Для анализа функционирования соединений по TAML-4 в стволе скважины, с целью определения направлений развития данной технологии и выявления технико-технологических ограничений конструкции был проведен вычислительный эксперимент по оценке напряженно-деформированного состояния стыка стволов в условиях скважины.

Вычислительный эксперимент

Задача оценки напряженно-деформированного состояния (НДС) стыка скважины решалась в программном комплексе ANSYS*, реализующем метод конечных элементов, в нелинейной постановке с учетом упруго-пластических деформаций в металле труб [3].

Обсадная труба материнской колонны принималась стальной (сталь марки Д), что соответствует распространенным условиям при бурении многоствольных скважин из скважин старого фонда.

Верхние трубы хвостовика бокового ствола изготовлены из алюминиевого сплава. Данная особенность конструкции обусловлена возможностью дальнейшего разбухания цемента и хвостовика в основной колонне. Свойства материалов были описаны мультилинейными законами деформирования.

В силу симметрии модели анализу подвергалась лишь ее половина. На плоскостях разреза указаны условия симметрии, верхняя и нижняя торцевые плоскости жестко заделаны.

Геометрическая модель строилась средствами препроцессора ANSYS для обеспечения возможности варьирования геометрических параметров модели. Для дискретизации использовались конечные элементы типа SOLID 95, описывающие упругие и пластические деформации квадратичными функциями, поэтому характеризующиеся хорошим качеством аппроксимации.

В качестве внешних (наружных) нагрузок условно принималось горное (поровое) давление, при расположении стыка основного и бокового стволов скважины на глубине 2000 м, равное 22 МПа. Как было указано ранее, стык рассматриваемого типа конструкции не имеет гидравлической изоляции, в результате чего полость обсадной трубы и пласт в месте стыка сообщаются. Поэтому внутреннее давление, зависящее от степени негерметичности стыка, свойств пород пласта в месте соединения, а также производимых в скважине работ в процессе моделирования, варьировалось.

В качестве решателя был выбран SPARSE SOLVER, с целью улучшения сходимости нелинейного решения заданы 4 подшага.

В ходе выполнения компьютерного моделирования было проведено семь расчетов. Оценка качества конечно-элементной сетки выполнялось аналогично подобным исследованиям [4], по формуле:

$$\Delta_1 = \frac{ESOL - NSOL}{ESOL} \cdot 100\% , \quad (1)$$

где ESOL – результаты в центрах масс элементов; NSOL – результаты, усредненные по узлам элементов. Оценка показала вполне удовлетворительные результаты, приведенные в табл. 1.

Таблица 1

Результаты компьютерного моделирования.

| Внутреннее давление, МПа | Максимальные радиальные перемещения, мм | Максимальные напряжения в стали σ_1 , МПа | Погрешность КЭ сетки в стали, % | Максимальные напряжения в алюминии σ_1 , МПа | Погрешность КЭ сетки в алюминии, % |
|--------------------------|---|--|---------------------------------|---|------------------------------------|
| 11 | -1,651 | 509,154 | 12,28 | 262,686 | 7,42 |
| 12 | -1,4963 | 437,101 | 10,8 | 233,197 | 7,17 |
| 13,6 | -1,2537 | 324,384 | 0,92 | 187,155 | 7,92 |
| 15,3 | -1,003 | 225,765 | 7,94 | 139,195 | 7,95 |
| 17 | -0,877 | 148,062 | 10,4 | 91,65 | 9,4 |
| 18 | -0,856 | 106,411 | 9,17 | 63,75 | 10,27 |
| 19 | -0,8361 | 69,335 | 4,15 | 36,675 | 10,85 |

На рис. 1 представлены результаты оценки НДС стыка скважины в случае приложения внутреннего давления в 11 МПа: картина распределения радиальных перемещений, а также характер деформации труб. Деформации модели увеличены в 10 раз для наглядности.

На рис. 2а показаны главные напряжения σ_1 в стальной и алюминиевой трубах, на рисунке 2б – отдельно в алюминиевой, в случае приложения внутреннего давления 13,6 МПа.

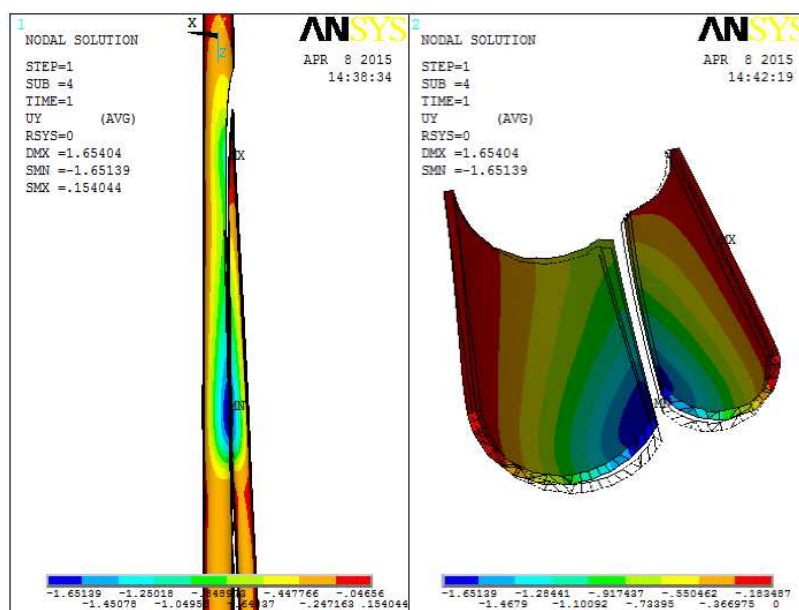


Рис. 1. Распределение радиальных перемещений в стальной и алюминиевой трубах

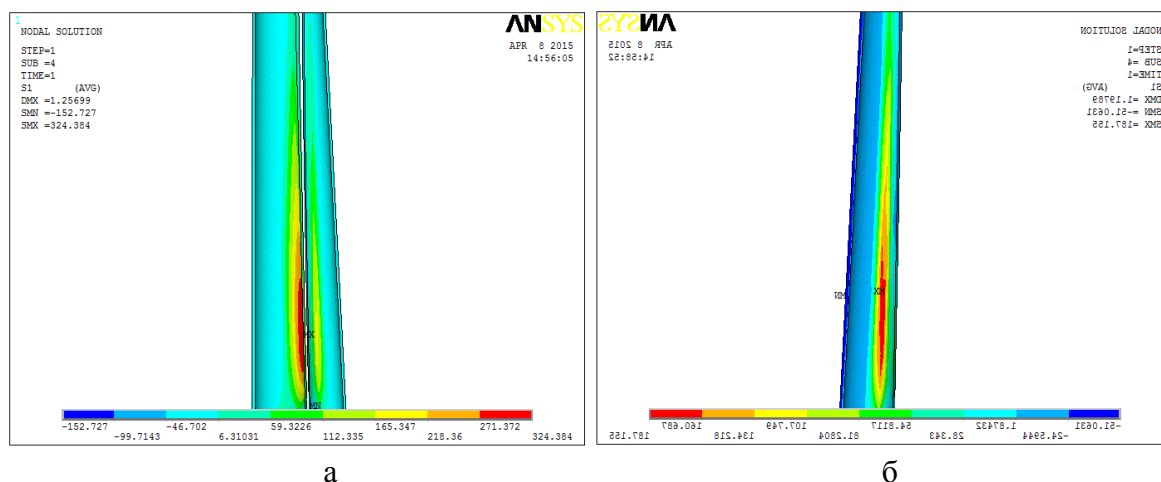


Рис. 2. Распределение главных напряжений в стальной и алюминиевой трубах

По результатам компьютерного моделирования с помощью регрессионного анализа были восстановлены функциональные зависимости перемещений и напряжений в материалах труб от величины внутреннего давления. Полученные зависимости представлены в виде полиномов:

Для радиальных перемещений

$$fr_{UY(x)} := -14.159633 + 4.690112 \cdot x - 0.490807 \cdot x^2 + 0.021457 \cdot x^3 - 0.0003384167 \cdot x^4. \quad (2)$$

Для главных напряжений σ_1 в стальной трубе:

$$fr_{S1_{st}(x)} := 1891 - 177.091 \cdot x + 5.268 \cdot x^2 - 0.052 \cdot x^3. \quad (3)$$

Для главных напряжений σ_1 в алюминиевой трубе:

$$fr_{S1_{al}(x)} := 616.834 - 35.545 \cdot x + 0.36 \cdot x^2 - 0.005066 \cdot x^3. \quad (4)$$

Данные компьютерных экспериментов, отмеченные ромбами, а также графики восстановленных функций, показанные сплошными линиями, представлены на рис.3. На рисунке 3а показана функция радиальных перемещений, на рисунке 3б – главных напряжений для стали (розовым цветом) и алюминия (голубым цветом).

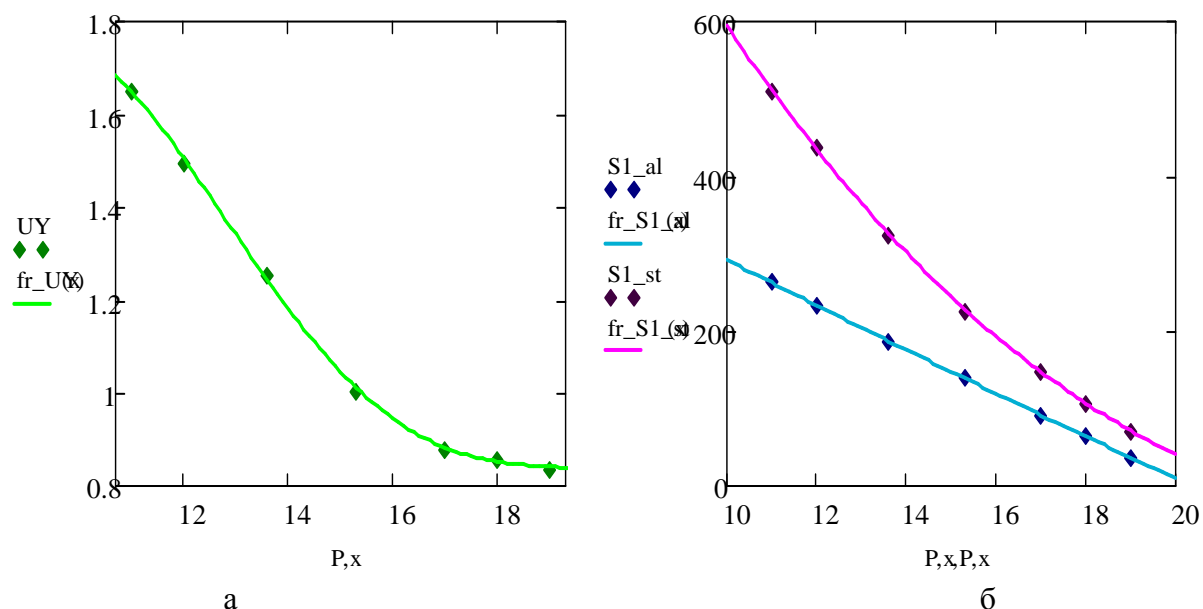


Рис. 3. Зависимости перемещений и напряжений в материалах труб от величины внутреннего давления

Анализ полученных результатов

В ходе вычислительного эксперимента было установлено, что конструкция стыка по ТАМЛ-4 испытывает значительные нагрузки, напрямую зависящие от величины перепада давления на конструкцию со стороны скважины и со стороны породы. При этом высокие значения дифференциального давления создают напряжения в металле труб, близкие к пределу текучести (рис.1).

Из полученных результатов (рис.3) видно, что даже при небольшом перепаде давлений конструкция подвержена деформациям. Данный фактор неизбежно вызовет нарушение целостности контакта труб с цементом не только в рассматриваемом узле, но и выше и ниже него, что также видно из картины деформаций на рис.1. В процессе эксплуатации в случае снижения давления в скважине ниже порогового (например, динамический уровень продукции при эксплуатации ЭЦН поддерживается ниже 1000 м)

происходит смещение колонны, нарушение адгезии и целостности камня. В результате при эксплуатации наблюдается выход частиц цементного камня вместе с породой, что приводит к частым заклиниваниям и износу насосов. Также в случае такой эксплуатации рассматриваемая конструкция подразумевает риск появления на скважине межколонных перетоков и прорывов газа. Данный фактор необходимо учитывать при проектировании строительства многоствольной скважины и выбирать место зарезки бокового ствола с учетом того, что цементное кольцо снаружи материнской колонны и бокового ствола будет повреждено на протяженном участке, а не только в интервале вырезки окна.

Вырезанное в колонне окно, а также фрезерованный хвостовик бокового ствола создают концентрации напряжений, сопоставимые по величине с пределом текучести материалов, из которых они изготовлены (рис.2). Из этого следует, что скважины-кандидаты для многоствольного бурения должны иметь обсадную колонну соответствующей прочности, при этом нужно учитывать, что в скважинах старого фонда прочность обсадных колонн может снижаться в результате коррозии.

Также вычислительный эксперимент показал, что развитие конструкций стыка ТАМЛ-4 в сторону создания герметичного узла в настоящий момент не имеет перспективы в случае эксплуатации скважин, имеющих пласты с пониженными давлениями. Это обусловлено тем, что для эксплуатации таких скважин динамический и статический уровень жидкости расположен практически в пределах расположения места «стыка». При этом герметичная конструкция «стыка» испытывает большие дифференциальные давления и, как следствие, колоссальную нагрузку на элементы конструкции. Выдержать такую нагрузку способны только либо цельные конструкции стыка, либо соответствующие уровню, например, ТАМЛ-6. Для конструкций рассматриваемого уровня единственным путем по созданию герметичности является оснащение скважин пакерными системами, изолирующими место стыка. В таком случае в самом соединении скважина и пласт сообщаются, и дифференциальное давление в этом узле отсутствует, вместо этого оно присутствует на пакерах, отсекающих пространство стыка от основного и бокового стволов скважины.

Работа выполнена при поддержке финансирования Министерства образования и науки РФ на выполнение прикладных научных исследований в рамках реализации федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 - 2020 годы» (проект «Разработка технологии формирования сочленения (стыка) основного и бокового стволов в многоствольных скважинах, обеспечивающего доступ в оба ствола в процессе эксплуатации скважины» (уникальный идентификатор прикладных научных исследований проекта RFMEFI57714X0060).

Литература

1. Двойников М.В., Колев Ж.М., Водорезов Д.Д., Ошибков А.В. Модель работы многозабойной скважины с различными типами конструкции забоев при стационарном режиме. Нефтяное хозяйство. 2014. №11. С. 130-133

2. Паньков В.Н. и др. Анализ технологий соединения стволов многозабойных скважин// Известия вузов. Нефть и газ. – 2014. - № 6. С. 41-44.
3. Сызранцева К.В., Кузнецов В.Г., Белобородов А.В. Оценка напряженного состояния крепи арктических скважин при их промерзании. Специализированный журнал «Бурение и нефть», 2004, - №1. С.16-17. – можно вставить еще эту ссылку, если подходит.
4. Сызранцева К.В. Князев Ю.И., Сеньков Е.В. Компьютерное моделирование процесса гидравлических испытаний корпуса превентора. Журнал «Вестник Тюменского государственного университета», 2009, - №6. С.27-34.

**РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ, ТЕХНОЛОГИЙ ПРИГОТОВЛЕНИЯ
И ПРИМЕНЕНИЯ ЗАКРЕПЛЯЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ
ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВЫНОСА ПЕСКА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ
СКВАЖИН ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА НОЯБРЬСК»**

Паникаровский Е.В.

ООО «ТюменНИИгипрогаз»

На поздней стадии разработки месторождений должны учитываться факторы, сопровождающие эксплуатацию скважин, осложняющие обслуживание и ограничивающие их производительность, характерные для большинства разрабатываемых месторождений сеноманских залежей:

- разрушение породы продуктивного пласта, вынос песка в ствол скважины и на поверхность;

- скопление жидкости в скважине в нижней части интервала вскрытия продуктивного пласта из-за недостаточных дебитов газа для подъема жидкости.

Следствием разрушения призабойной зоны пласта является вынос песка на забой скважины с образованием песчано-глинистых пробок и последующим выносом песка на поверхность, что в свою очередь приводит к абразивному износу подземного и устьевого оборудования, к авариям, газопроявлениям и даже возникновению открытых газовых фонтанов.

При разработке технологических жидкостей и технологий крепления слабосцементированных пород ПЗП необходимо обозначить, что механизм разрушения представлен многообразием причин, ведущих к ее разрушению и выносу песка в ствол скважин, и это обуславливается геологическими, техническими, технологическими, физико-химическими и механическими факторами. Основные причины разрушения ПЗП и последующий вынос песка показаны на рисунке 1.

Для поддержания проектных уровней добычи газа в условиях выноса песка из эксплуатационных скважин месторождений требуется установка противопесочных фильтров в ПЗП или в стволе скважины.

Состав закрепляющих композиций для предотвращения выноса песка должен обладать следующими характеристиками:

- доступность и дешевизна используемых материалов при создании фильтра;
- простота приготовления состава в промышленных условиях;
- возможность закачивания композиции без глушения скважины;
- возможность закачивания состава в условиях АНПД с использованием колтюбинговой установки;

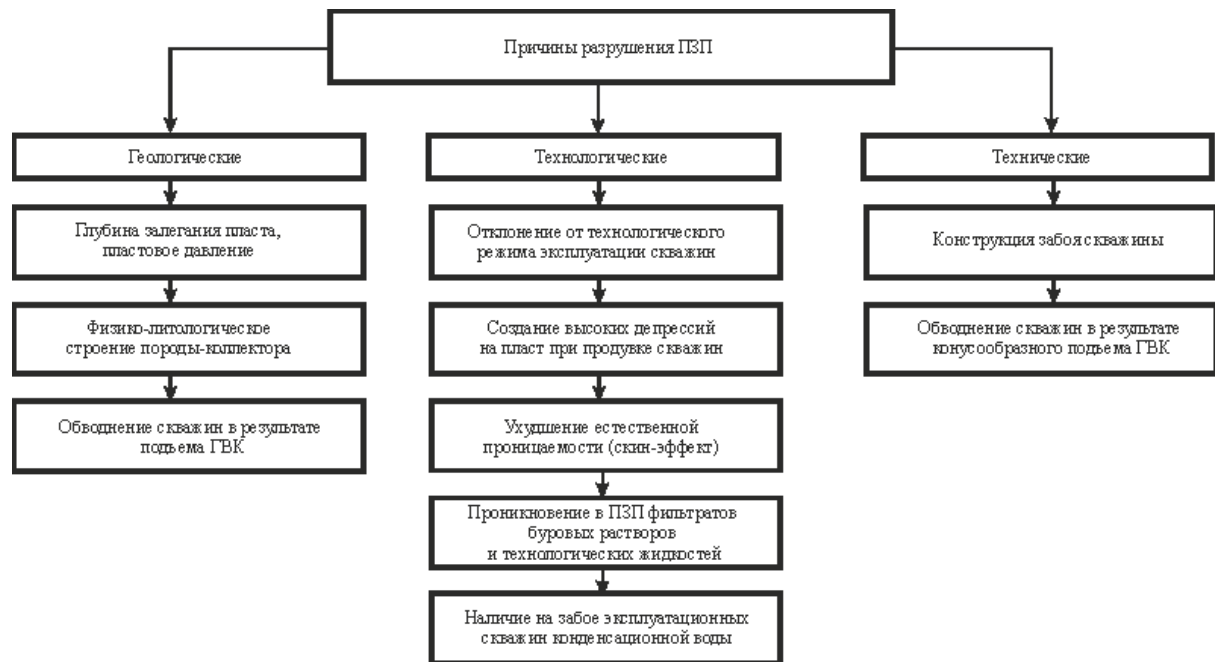


Рис. 1. Основные причины разрушения призабойной зоны пласта

- эффективное экранирование от проникновения пластового песка в продукцию скважины;
- проницаемость затвердевшего состава для крепления ПЗП по газу должна быть не менее величины проницаемости сеноманского коллектора;
- высокая проницаемость фильтра после освоения скважины;
- высокая прочность фильтра после закачивания в каверну скважины;
- достаточные механические свойства фильтра на разрушение для обеспечения целостности при максимально допустимых депрессиях;
- сохранение свойств образующегося фильтра при взаимодействии с пластовой и конденсационной жидкостью;
- фильтр должен иметь высокую адгезию с материалом труб и породой коллектора;
- состав должен иметь достаточную седиментационную устойчивость на время доставки в интервал перфорации;
- возможность последующего механического разрушения фильтра при необходимости;

- достаточный по срокам окупаемости межремонтный период;
- экологически безопасный состав, не оказывающий вредного воздействия на горные породы и находящиеся на дневной поверхности земли и воды.

Для подбора оптимальной композиции для создания противопесочного фильтра были проведены лабораторные испытания различных полимерных материалов и резиновых смесей:

- резиновая крошка вторичной переработки с полимерной добавкой;
- вспенивающийся полистирол «Альфапор»;
- полиэтилен высокого давления вторичной переработки;
- полиэтилен низкого давления вторичной переработки;
- полипропилен вторичной переработки;
- полистирол ПСМ-115.

После проведенной серии лабораторных исследований для создания закрепляющего состава в качестве наполнителя был рассмотрен полистирол марки «ПСМ-115».

Компоненты состава на основе полистирола марки «ПСМ-115» включают в себя:

- ацетон технический;
- уайт-спирит;
- КМЦ;
- полистирол;
- вода слабоминерализованная 18 г/л.

Для проведения лабораторных исследований образец из гранул полистирола марки «ПСМ-115» изготавливался следующим образом, термоусадочная трубка длиной 100 мм, диаметром 32,0 мм, усаживалась на деревянной болванке диаметром 28,5 мм с помощью строительного фена. Затем с торца термоусадочной трубки устанавливался перфорированный диск из нержавеющей стали, в нее засыпалось небольшое количество гранул полистирола марки «ПСМ-115» и уплотнялось трамбовочным штоком. После заполнения всего объема термоусадочной трубки гранулами полистирола марки «ПСМ-115» на открытый торец устанавливался второй перфорированный диск из нержавеющей стали. Далее образец насыщался под вакуумом в водном 1%-ном растворе КМЦ-800 течение 20 мин. После насыщения образец считался готов для проведения лабораторных опытов.

Далее подготовленный образец помещался в кернодержатель установки, горное давление поднималось до 2 МПа. Затем через образец при объемном расходе 15 мл/мин прокачивалось 50 мл смеси ацетона, уайт-спирита и дистиллированной воды. По выходной трубке из кернодержателя контролировалось поступление смеси в образец. После этого проводилась технологическая выстойка образца, необходимая для склеивания гранул друг с другом.

Далее, после технологической выстойки, проводилось прокачивание через полученный образец 200-250 мл модели минерализованной воды (17-18 г/л) при максималь-

ной скорости насоса для наиболее полного вымыва смеси ацетона, уайт-спирита и дистиллированной воды из образца. Далее поровое давление в образце поднималось до 4,4 МПа при одновременном поднятии горного давления до 6,8 МПа.

При этих параметрах образец выдерживался в течение четырех часов для затвердевания. Затем повторно прокачивалась модель минерализованной воды (17-18 г/л) при максимальной скорости по насосу при скорости 40 мл/мин и замерялась проницаемость.

Насытили образец в 1%-м растворе КМЦ, зарядили образец в вертикально ориентированный кернодержатель, подняли горное давление P_g до 2 МПа, на открытый выход закачали 50 мл смеси ацетона, уайт-спирита и дистиллированной воды при 15 мл/мин, дали выстойку 50 минут, затем закачали 250 мл минерализованной воды при $Q = 40$ мл/мин. Подъем порового давления $P_{пор}$ до 4,4 МПа и $P_g = 6,8$ МПа. Выстойка 60 минут. Прокачка модели минерализованной воды (17-18 г/л) при макс. скорости по насосу $Q = 40$ мл/мин. Проницаемость равна $10,3 \text{ мкм}^2$ (10,3 Д). После разрядки гранулы полистирола склеены (рисунок 2).



Рис. 2. Полученный образец из полистирола марки «ПСМ-115»

В результате проведенных лабораторных экспериментов было изготовлено шесть образцов и выбрана наиболее оптимальная объемная концентрация смеси ацетона, уайт-спирита и дистиллированной воды для склеивания гранул полистирола.

Для подтверждения гидродинамической эффективности закрепляющего состава была проведена оценка фильтрационных характеристик состава после установки в эксплуатационной колонне.

При проведении лабораторных экспериментов с использованием автоматического пермеаметр-порозиметра типа «АР-608» выпускаемого фирмой «Coretest Systems» была установлена проницаемость закрепляющего состава. Как видно из рисунка 3 проницаемость состава изменяется в пределах от 50 % до 55 %.

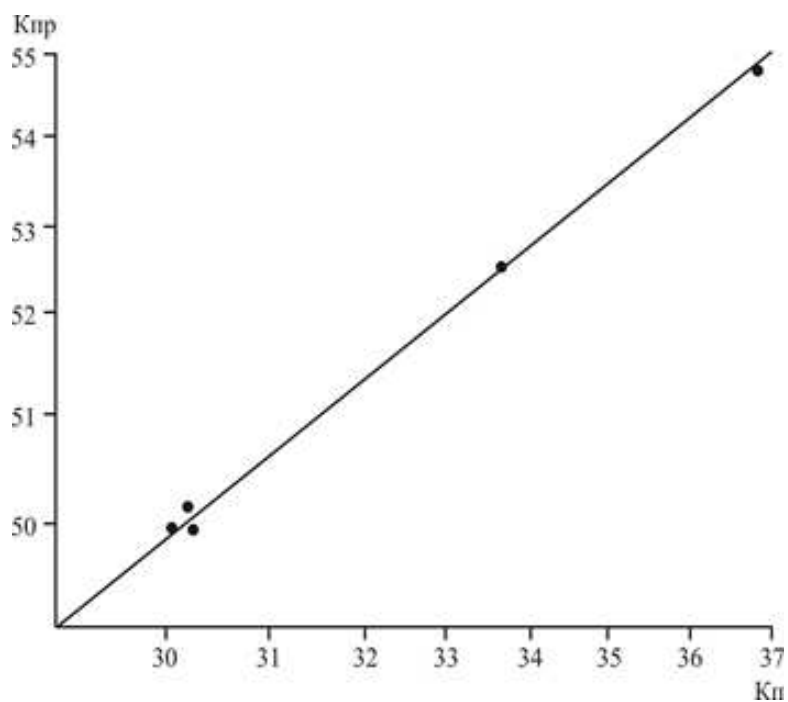


Рис. 3. Зависимость проницаемости ($K_{пр}$) от пористости ($K_{п}$) закрепляющего состава

Расчет фильтрационной характеристики состава после установки в эксплуатационной колонне проводился по формуле:

$$V = \frac{K \cdot d^2 \cdot \Delta p \cdot t}{1316 \cdot L \cdot \mu} \quad (1)$$

где V - объем прокачиваемого газа, тыс. м³/сут;

K - проницаемость по газу, мкм²;

d - диаметр фильтра, м;

Δp - перепад давления МПа;

t - время, с;

L - длина фильтра, м;

μ - вязкость газа, МПа·с.

В таблице 1 приведены результаты расчета оценки фильтрационных характеристик закрепляющего состава при (K - 55% и Δp - 0,3 МПа) после установки в эксплуатационной колонне диаметром 168,3 и 219,1 мм.

Как видно из таблицы 1 основная причина снижения пропускной способности фильтра является его высота и диаметр эксплуатационной колонны.

Результаты расчета оценки фильтрационных характеристик
при пористости 55%

| Высота фильтра, м | Пропускная способность фильтра по газу при установке в эксплуатационной колонне диаметром 168,3 мм, тыс. м ³ /сут | Пропускная способность фильтра по газу при установке в эксплуатационной колонне диаметром 219,1 мм, тыс. м ³ /сут |
|-------------------------|---|---|
| 5 | 435 | 792 |
| 10 | 216 | 396 |
| 15 | 138 | 251 |
| 20 | 108 | 197 |
| 25 | 86 | 157 |
| 30 | 72 | 131 |
| 35 | 61 | 112 |
| 40 | 54 | 98 |
| 45 | 48 | 87 |
| 50 | 43 | 78 |

По результатам лабораторных испытаний закрепляющего состава показавшего себя с положительной стороны была разработана технология приготовления и применения закрепляющего состава для предотвращения выноса песка из эксплуатационных скважин. Для определения эффективности разработанного состава необходимо проведение полевых испытаний в скважинных условиях.

**СОСТАВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ РЕАГЕНТНОЙ
ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА**

Рогов Е.А., Солдаткин С.Г.

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), пос. Развилка, Ленинский район, Московская область, Россия, а/я 130, г. Москва, 115583, e-mail: vniigaz@vniigaz.gazprom.ru

На производительность скважин в значительной степени оказывает влияние состав бурового раствора, применяемый в процессе бурения. При вскрытии продуктивного пласта, основными причинами снижения его фильтрационных свойств являются: поглощение бурового раствора продуктивным пластом или его насыщение фильтратом; кольматация призабойной зоны частицами твердой фазы бурового раствора; набухание скелета горной породы в результате взаимодействия с буровым раствором; образование

нерастворимых осадков в результате взаимодействия бурового раствора с пластовым флюидом. Кроме того, призабойная зона пласта испытывает на себе воздействие различных факторов, которые можно условно объединить в следующие группы:

- механические, связанные с процессом разрушения горных пород и формированием ствола скважины;

- гидродинамические, заключающиеся в создании на забое скважин в процессе технологических операций избыточных давлений, следствием которых является проникновение бурового раствора в продуктивный пласт;

- физико-химические, которые являются следствием несовместимости состава и свойств бурового раствора проникающего в пласт с физико-химическими свойствами пластовых флюидов, его насыщающих, и породой коллектора. В результате этого в призабойной зоне пласта (ПЗП) формируются три зоны с различными проницаемостями: глинистая корка, зона проникновения дисперсной фазы и зона проникновения фильтра бурового раствора [1].

Основным методом снижения влияния последствий загрязнения заключается в обработке пласта физико-химически активными составами технологических жидкостей, которые при взаимодействии с глинистыми образованиями разрушают их за счет химического, физико-химического воздействия, ионообменных процессов и др. Вследствие такого рода комплексного воздействия жидкости на глинистые образования происходит нарушение коагуляционных структурных связей между глинистыми образованиями, в результате чего в ПЗП образуется тонкодисперсная глинистая фракция, легко удаляемая после обработки пласта.

В литературе выбор составов и оценка свойств технологических жидкостей производятся на лабораторных установках с помощью простых методов [2], не учитывающих ряд важных факторов, и более сложных [3], реализуемых в условиях, близких к пластовым и требующих длительного времени на проведение опытов. Поэтому работы на них целесообразно осуществлять с минимумом составов жидкостей, предварительно подобранных на основании более простых испытаний. Разработанная в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» лабораторная установка (патент РФ № 96962 на полезную модель) позволяет обеспечить простое выполнение операций и сопоставимость результатов испытаний различных составов технологических жидкостей.

Основным элементом лабораторной установки, является фильтрационная камера, схема которой представлена на рисунке 1. Позициями на схеме обозначены корпус 1, накидная гайка 2, втулка 3, уплотнительное резиновое кольцо 4, уплотнительное металлическое кольцо 5, поджимное металлическое кольцо 6, перфорированный диск 7 с проточкой, сетчатый цилиндр 8, прикрепленный к перфорированному диску 9, кожух 10, штуцер 11, диаметр частиц большего размера 12, диаметр частиц меньшего размера 13.

Принцип формирования пористого образца в фильтрационной камере заключается в следующем. В корпус 1 сверху помещается перфорированный диск 9 с прикрепленным к нему сетчатым цилиндром 8. На втулку 3 поочередно надеваются уплотнительные резиновые 4 и металлические 5 кольца, которые фиксируются поджимным

кольцом 6. Втулка 3 с уплотнительными кольцами 4, 5 и 6 сверху вставляется в корпус 1 и затягивается накидной гайкой 2. Далее фильтрационная камера поворачивается на 180°. Внутренняя часть сетчатого цилиндра 8 заполняется навеской пористого материала большего диаметра, а периферийную часть – меньшего (на рис. 1 диаметр частиц большего размера обозначен позицией 12, меньшего – 13), сверху устанавливается другой перфорированный диск 7 с проточкой на сетчатый цилиндр 8. Сборка и установка второй втулки 3 производится аналогичным образом и также зажимается накидной гайкой 2. Для термостатирования жидкости (создания и поддержки требуемой температуры) к корпусу 1 приварен кожух 10 со штуцерами 11.

В реальных условиях при обработке ПЗП технологическая жидкость вначале проникает в высокопроницаемые участки пласта и далее, с течением времени в статическом режиме очищает менее проницаемые, закольматированные каналы. Подобная схема реализована в пористом образце, который имеет две зоны по пористости и проницаемости благодаря различным размерам заполняющих эти зоны гранул.

Исследование фильтрационных характеристик образца на различных этапах технологических операций производили в следующей последовательности. После формирования пористого образца (внутреннюю часть сетчатого цилиндра заполнили навеской кварцевого песка диаметром 0,5 - 0,6 мм, периферийную – 0,2 - 0,3 мм и уплотнили засыпку нажимными гайками) сверху прокачивали через него воду, измеряли расход и определяли первоначальный коэффициент проницаемости образца при заданном перепаде давления, который рассчитывали по формуле:

$$k = \frac{4 \cdot \mu \cdot l \cdot Q}{\pi \cdot d^2 \cdot (P - P_{am})},$$

где:

μ – коэффициент динамической вязкости прокачиваемой среды, Па·с;

l, d – длина и диаметр пористого образца, м;

P – давление на входе, Па;

P_{am} – атмосферное давление, Па; Q – расход жидкости, м³/с.

При том же перепаде давления через образец прокачивали глинистый раствор плотностью 1080 кг/м³, определяли расход и рассчитывали коэффициент проницаемости образца после глинизации. Далее продавливали исследуемый состав технологической жидкости в пористый образец и оставляли в покое на реагирование в течение 6 часов.

После реагирования в обратном направлении прокачивали воду и определяли коэффициент проницаемости образца после воздействия на него исследуемым составом при заданном перепаде давления. В качестве технологических жидкостей использовали 15% водный раствор гидроксилamina солянокислого (NH₂OH·HCl) с добавкой 0,5% гидрохинона (C₆H₆O₂) и 15% водный раствор оксиэтилидендифосфоновой кислоты (C₂H₈O₇P₂) с добавкой 3% альфа-олефинсульфонат натрия (АОС).

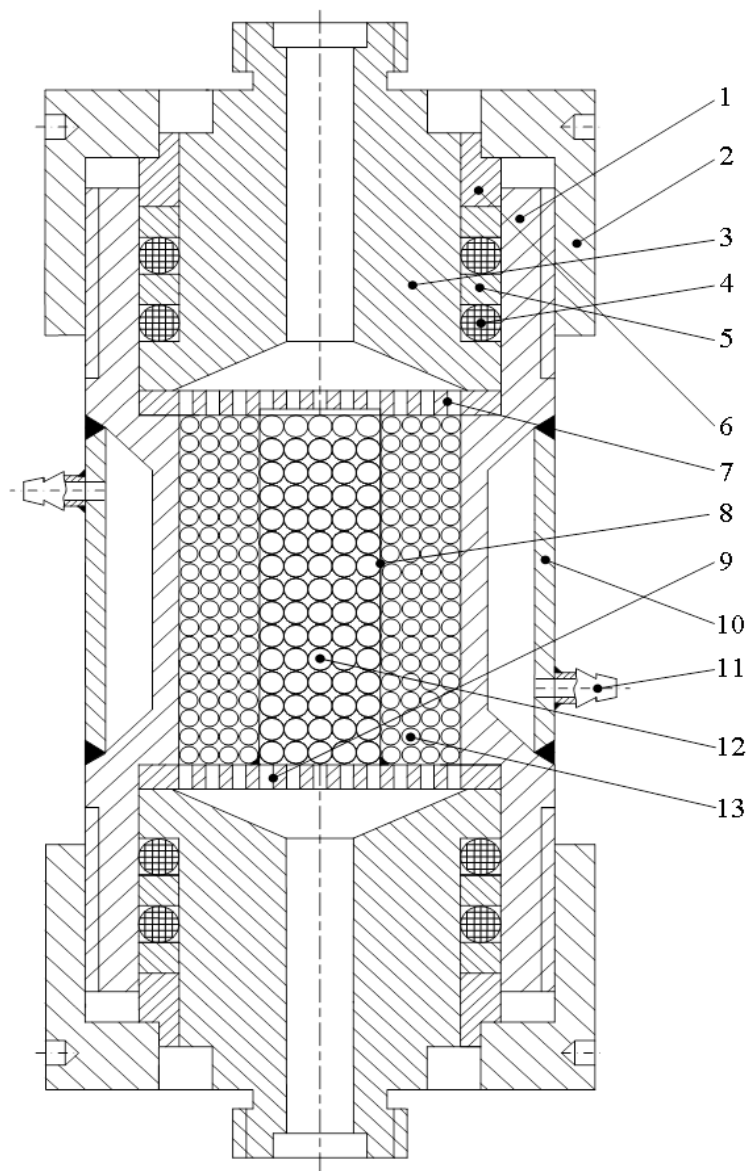


Рис. 1. Схема фильтрационной камеры

На всех этапах лабораторные исследования сводились к определению объёма жидкости прокачиваемого через пористый образец за фиксируемый промежуток времени при заданном перепаде давления $\Delta P = 0,1$ МПа.

В таблице приведены значения коэффициентов проницаемости пористых образцов до и после физико-химического воздействия на них исследуемых составов технологических жидкостей.

Проведенные исследования показали, что разработанный в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» состав технологической жидкости 15% водный раствор оксиэтилидендифосфоновой кислоты с добавкой 3% альфа-олефинсульфонат натрия позволяет более существенно восстановить проницаемость ПЗП относительно первоначальной по сравнению с 15% водным раствором гидроксиламина солянокислого с добавкой 0,5% гидрохинона.

Значения коэффициентов проницаемости пористых образцов до и после воздействия исследуемыми составами технологических жидкостей

| Состав технологической жидкости | Коэффициент проницаемости, мкм ² | | | Увеличение проницаемости относительно первоначальной, % |
|--|---|------------------|-----------------|---|
| | Первоначальный | После глинизации | После обработки | |
| 15% NH ₂ OH·HCl + 0,5 C ₆ H ₆ O ₂ | 0,54 | 0,08 | 0,22 | 40,7 |
| 15% C ₂ H ₈ O ₇ P ₂ + 3 % АОС | 0,54 | 0,08 | 0,42 | 77,7 |

Список литературы

1. Иванников В.И., Кучеренко Э.И., Михлин Л.П. Аналитическое исследование процесса фильтрации бурового раствора из скважины в пласт / Докл. АН СССР. – 1986., т. 290. – № 5. – С. 1072 – 1076.
2. Касьянов Н. М., Штырлин В. Ф. Вопросы повышения качества вскрытия продуктивных пластов. – М., ВНИИОЭНГ, 1969. – 87 с.
3. Ланчаков Г. А. Разработка и опыт применения комплексных щелочно-кислотных обработок призабойных зон эксплуатационных скважин с целью интенсификации притока. – М., ИРЦ «Газпром», 1995.– 64 с.

ТЕПЛОИЗОЛИРОВАННЫЕ ЛИФТОВЫЕ ТРУБЫ (ТЛТ)

Серегина Н.В.

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), 115583, Российская Федерация, Москва, а/я 130, e-mail: N_Seregina@vniigaz.gazprom.ru

Эксплуатация газовых скважин месторождений Крайнего Севера часто сопровождается приустьевыми обвалами, смятием колонн и другими осложнениями, вызванными протаиванием многолетнемерзлых пород вокруг ствола скважины или их обратным промерзанием. Строительство теплоизолированных скважин различных конструкций с различными типами изоляции позволит в большинстве случаев предотвратить эти осложнения.

Разнообразны подходы зарубежных фирм к выбору конструкций скважин для бурения и эксплуатации в условиях многолетней мерзлоты.

Представляет интерес две отличающиеся друг от друга конструкции эксплуатационной скважины, ранее используемые на месторождении Прадхо-Бей. В эксплуатационную скважину фирмы Атлантик Ричфилд-АРКО спускали теплоизолированное двухстенное направление 508×762 мм для предотвращения растепления пород в процессе бурения под кондуктор и для уменьшения радиусов протаивания вокруг скважины при дальнейшей эксплуатации. В качестве теплоизоляции в направлении применялся пенополиуретан. Для цементирования использовали специальный цемент. В интервале низкотемпературных пород пространство между эксплуатационной колонной и НКТ заполняли тиксотропной незамерзающей жидкостью, являющейся в то же время теплоизолятором. В конструкции фирмы «Б.П. Аляска» колонна НКТ в интервале залегания мерзлых пород (0...610 м) была составлена из теплоизолированных труб 178×273 мм.

В настоящее время за рубежом популярны теплоизолированные НКТ типа «Thermocase». «Thermocase» - это конструкция из двух труб (наружной и внутренней), соединенных по торцам стальной диафрагмой, между которыми размещена многослойная тепловая изоляция, причем пространство между трубами вакуумируется или заполняется низкотеплопроводным газом.

В отечественной практике в конструкции скважины №501 месторождения Медвежье использовали теплоизолированные трубы ОТТ-219×273 с теплоизоляцией из пенополиуретана ППУ-309, коэффициент теплопроводности которого 0,02 Вт/м·К.

В 1979 году на Южно-Соленинском месторождении скважина №110 была оснащена ТЛТ-168×73 с фенольнорезольной пенопластовой изоляцией (ФРП-1) с коэффициентом теплопроводности 0,05 Вт/м·К. В течение года непрерывной эксплуатации скважины температура за кондуктором оставалась ниже нулевой (рисунок 1). Впервые в отечественной практике было доказана возможность предупреждать протаивание мерзлоты в ходе длительной работы скважины при использовании ТЛТ.

В скважине № 5602 месторождения Бованенково использовались ТЛТ-168×114 с блочно-цилиндрической теплоизоляцией. Скважина эксплуатировалась три недели с середины июня 1995 года. Средний коэффициент теплопроводности ТЛТ составил 0,016 Вт/м·К.

В скважине №6805 месторождения Бованенково использовались ТЛТ-168×114 с блочно-цилиндрической теплоизоляцией (фото 1). Скважина была закончена бурением в начале 1994 года и больше года находилась в длительном простое (температура за направлением достигла +4°C). С мая по октябрь 1995 года (196 суток) скважина непрерывно эксплуатировалась. Изменение температуры за направлением на скважине №6805 приведено на рисунке 2. Можно отметить, что в октябре 1995 года температура за направлением составляла +4 °С на глубине 35 м ($\lambda_{из.ТЛТ} = 0,04$ Вт/м·К) и -0,5 °С на глубине 45 м ($\lambda_{из.ТЛТ} = 0,014$ Вт/м·К).

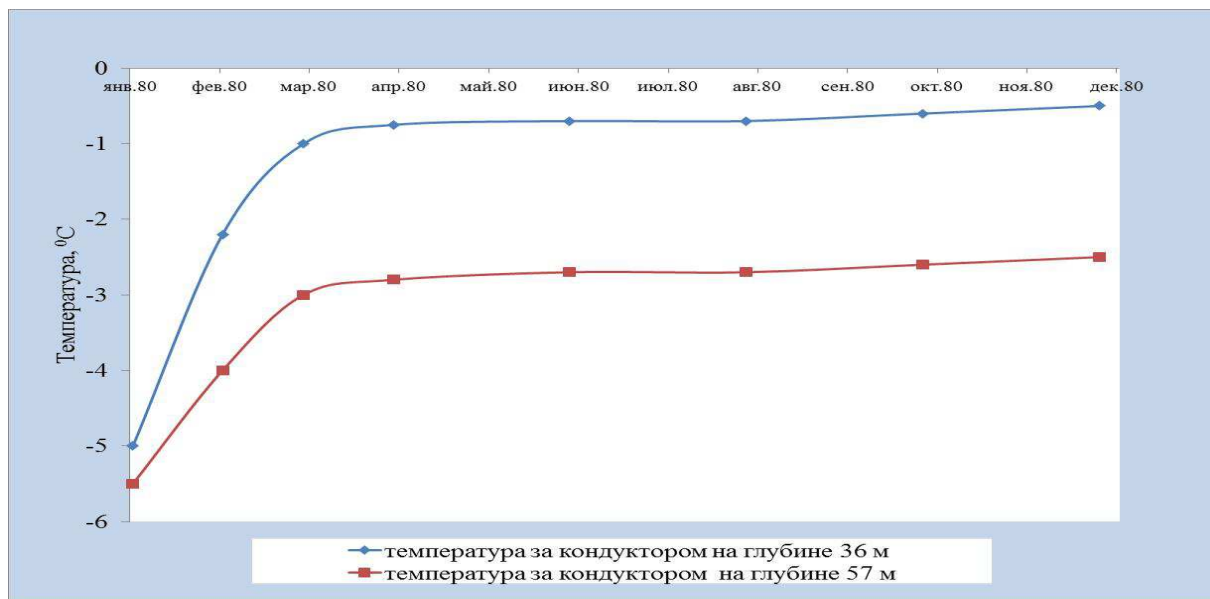


Рис. 1. Изменение температуры за кондуктором на скважине №110 (Южно-Соленинское месторождение)



Фото 1. Теплоизолированная лифтовая труба (ТЛТ), установленная на скважине №6805

ТЛТ имели различный коэффициент теплопроводности теплоизоляции, т.к. были изготовлены на базе ВНИИГАЗа, которая не приспособлена для серийного производства труб. Средний коэффициент теплопроводности ТЛТ производства ВНИИГАЗ составил 0,026 Вт/м·К.

В 1995 году на месторождении Бованенково была пробурена скважина № 6403, оснащенная теплоизоляцией на направлении (сферопластик толщиной 77 мм производства ЗАО НПП «Аквасинт» (г. Владимир)). Среднее значение коэффициента теплопроводности теплоизоляции - 0,08 Вт/м·К. При строительстве скважины теплоизоляция из сферопластика помогла предупредить замерзание ММП в течение 1÷1,5 месяцев [1].

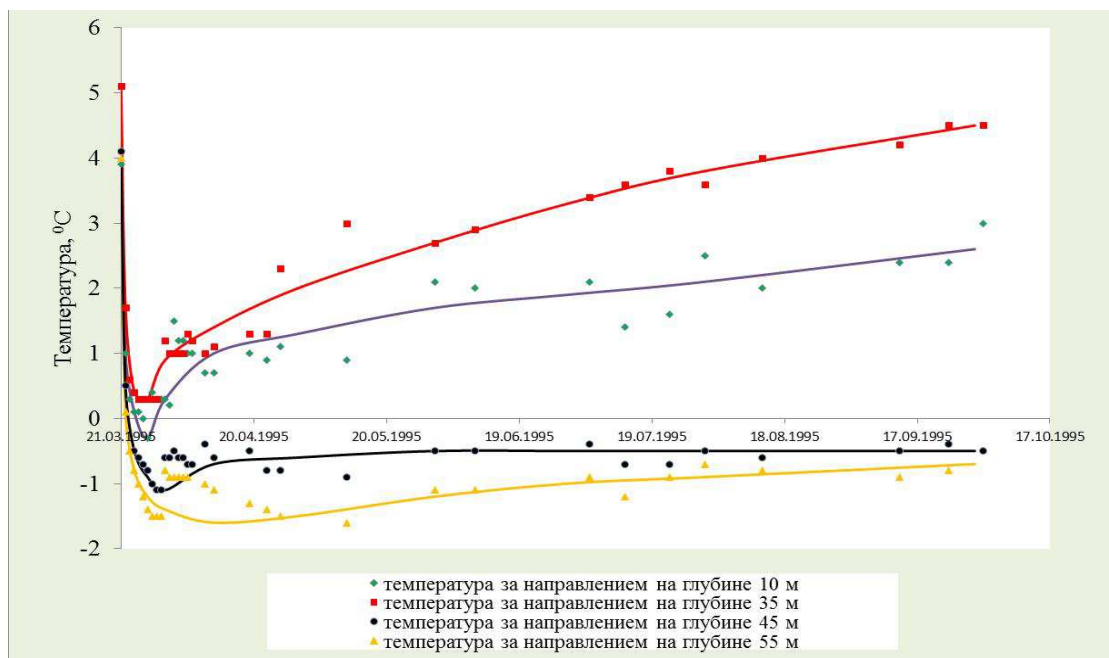


Рис. 2. Изменение температуры за направлением по скважине №6805 (месторождение Бованенково)

В 2001-2002 годах на месторождении Бованенково провели длительные испытания ТЛТ-168x114 с вакуумно-многослойной теплоизоляцией на скважинах №6401 и №6402 (фото 2).

В скважине №6401 температура за направлением через 30÷40 сут с начала работы скважины превысила 0°C.



Фото 2. ТЛТ-168x114, установленные в скважинах №6401 и 6402

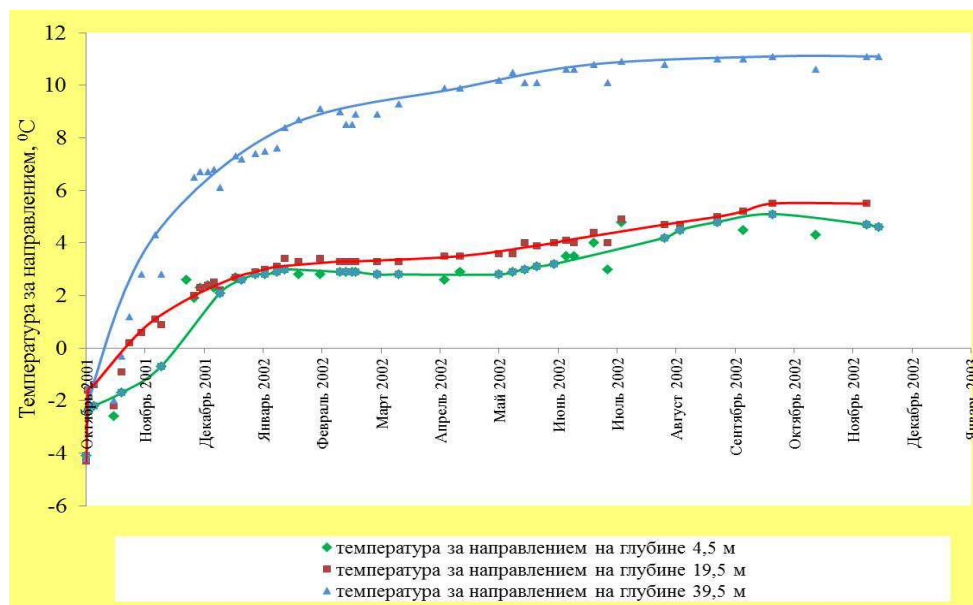


Рис. 3. Изменение температуры за направлением по скважине №6401 (месторождение Бованенково)

Температура за направлением через год с начала работы скважины достигла $+5^{\circ}\text{C}$ на глубинах 4,5 м и 19,5 м, и $+10^{\circ}\text{C}$ на глубине 39,5 м (рисунок 3). По промышленным данным в скважине №6401 коэффициент теплопроводности изоляции ТЛТ составил более $0,025 \text{ Вт/м}\cdot\text{К}$.

В скважине №6402 через год с начала работы скважины температура за направлением не превысила -2°C на глубине 24,5 м и достигла $+6^{\circ}\text{C}$ на глубине 19,5 м (рисунок 4). По промышленным данным в скважине №6402 коэффициент теплопроводности изоляции ТЛТ составил $\sim 0,013 \text{ Вт/м}\cdot\text{К}$.

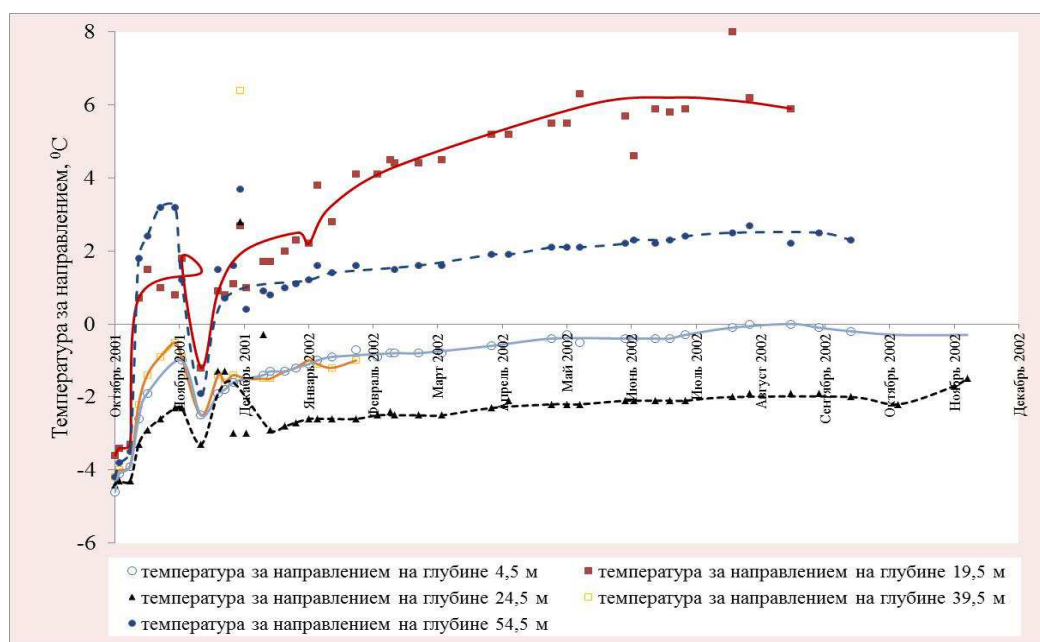


Рис. 4. Изменение температуры за направлением по скважине №6402 (месторождение Бованенково)

В 2005 году на скважине №201350 НГДУ ООО «Газпром добыча Уренгой» установили опытную партию ТЛТ-114×73 общей длиной 2000 м. Это обеспечило устойчивую работу скважины и позволило снизить в несколько раз количество тепловых обработок, связанных с удалением парафиногидратных отложений на внутренней поверхности лифтовых труб [2].

В настоящее время более 100 эксплуатационных скважин Бованенковского НГКМ оборудованы ТЛТ.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработало конструкцию ТЛТ, состоящую из следующих конструктивных элементов: труба несущая, муфта несущей трубы, кожух ТЛТ, теплоизоляция, патрубков торцевой, геттер, клапан вакуумный, втулка защитная, вкладыш муфтовый [3, 4]. Реализация предложенных технических решений является перспективной при создании конструкций скважин в зоне многолетнемерзлых пород.

По результатам лабораторных, стендовых заводских и промышленных теплотехнических испытаний ТЛТ-168×114 с блочно-цилиндрической изоляцией ТЗМБ, проводимых ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 1994÷1997 и 2006 годах, был сделан вывод о стабильности в течение 10 лет коэффициента теплопроводности этой изоляции [5].

Для предупреждения размерзания ММП в ходе строительства скважины рекомендуется использовать в составе конструкции скважин теплоизолированные обсадные колонны, при длительной эксплуатации скважины необходимо в составе верхней секции лифтовой колонны использовать теплоизолированные лифтовые трубы. В зависимости от термодинамических условий работы скважин рекомендуется применение различных типов и толщин изоляции, а также различных коэффициентов теплопроводности изоляции.

Увеличение толщины изоляции теплоизолированной трубы и уменьшение коэффициента теплопроводности теплоизоляции позволит увеличить время строительства и эксплуатации скважины без протаивания ММП.

Например, рассмотрим результаты расчета необходимого коэффициента теплопроводности изоляции лифтовой колонны ($\lambda_{\text{из.лк}}$) заданной конструкции скважины для непрерывной ее эксплуатации без размерзания ММП для условий Заполярного месторождения (нижний мел).

Данные для расчета (основные элементы конструкции скважины): направление - $\varnothing_{\text{нар.}}$ 324 мм, $\varnothing_{\text{вн.}}$ 304 мм, оснащенное теплоизоляцией 60 или 75 мм с коэффициентом теплопроводности изоляции направления ($\lambda_{\text{из.н}}$) 0,035 или 0,07 Вт/м·К; верхняя секция эксплуатационной колонны $\varnothing_{\text{нар.}}$ 250,8 мм, $\varnothing_{\text{вн.}}$ 219 мм, нижняя секция эксплуатационной колонны $\varnothing_{\text{нар.}}$ 168 мм; верхняя секция лифтовой колонны $\varnothing_{\text{вн.}}$ 114 мм составлена из теплоизолированных лифтовых труб, оснащенных теплоизоляцией толщиной 20 или 27 мм, нижняя секция лифтовой колонны $\varnothing_{\text{нар.}}$ 114 мм, $\varnothing_{\text{вн.}}$ 73 мм, радиус долота 0,29 м, температура фазового перехода -1°C , температура ММП -4°C , устьевая температура потока гага $+45^{\circ}\text{C}$, коэффициент теплопроводности горных пород 3,29 Вт/м·К, коэффициент теплопроводности цемента 1,163 Вт/м·К, коэффициент объемной теплоемкости ММП 550 ккал/м³·°C.

Результаты расчетов показали, что может быть обеспечена непрерывная эксплуатация в течение 30 лет заданной конструкции скважины без размерзания ММП для условий Заполярного месторождения (нижний мел) при одновременном применением

теплоизоляции на направлении толщиной 60 или 75 мм при $\lambda_{\text{из.н}} = 0,035$ Вт/м·К или 0,07 Вт/м·К и теплоизоляции на лифтовых трубах толщиной 20 мм ($\lambda_{\text{из.лк}} = 0,007$ Вт/м·К) или 27 мм ($\lambda_{\text{из.лк}} = 0,008$ Вт/м·К при $\lambda_{\text{из.н}} = 0,07$ Вт/м·К и $\lambda_{\text{из.лк}} = 0,009$ Вт/м·К при $\lambda_{\text{из.н}} = 0,035$ Вт/м·К).

Конструкция скважин должна обеспечивать надежную сохранность устья и околоствольного пространства всего цикла строительства и эксплуатации скважины за счет применения различных технических средств и технологических решений.

Литература

1. Смирнов В.С., Рудницкий А.В., Чернухин В.И. Промысловые испытания теплоизолированного направления на газовой скважине месторождения Бованенково / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море – 2006. – №7. – С.8-10.
2. Ланчаков Г.А., Сорокин В.С., Тугарев В.М., Антошин В.В., Крецул В.В., Типугин А.В. Опыт эксплуатации нефтяных оторочек Уренгойского месторождения // Газовая промышленность. – 2007.- №4. – С.31-33.
3. Патент РФ RU № 2352750 С1, E21B17/00, F16L59/065 Теплоизолированная колонна / Смирнов В.С., Кумейко Б.А., Серегина Н.В. (Россия) Заявл. 13.08.2007 Оpubл. 20.04.2009 Бюл. №11.
4. Патент РФ RU № 2410523 С2 E21B17/00, F16L59/00 Теплоизолированная колонна / Смирнов В.С., Темиргалеев Р.Г., Антонов В.Г., Серегина Н.В. (Россия) Заявл. 30.06.2008 Оpubл. 27.01.2011 Бюл. №3.
5. Смирнов В.С., Харитонов А.Н., Николаев О.В., Серегина Н.В. Оценка стабильности коэффициента теплопроводности блочно-цилиндрической изоляции труб лифтовых теплоизолированных (ТЛТ-168×114) по результатам стендовых и промысловых теплотехнических испытаний// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006.- №10. – С.11-13.

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ «ЖЕЛИРОВАНИЯ» БУРОВОГО РАСТВОРА В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР

Горонович С.Н., Олейников А.Н., Кожина Т.В.

*Обособленное подразделение Оренбургский научно-исследовательский центр
ООО «НПК "Спецбурматериалы"»,
Россия, г. Оренбург, инд. 460000, ул. Пушкинская д. 20,
e-mail: nicorenburg@yandex.ru*

Бурение сверхглубоких скважин в сложных горно-геологических условиях, например, Северного борта Прикаспийской синеклизы и Уральского краевого прогиба, геологических разрезов Республики Таджикистан и Кавказа сопровождается рядом технологических осложнений.

В этих районах бурение сверхглубоких поисковых скважин осуществляется в широком диапазоне термобарических условий, что предполагает наличие ряда специфических осложнений.

Это обусловлено, прежде всего, стадиями катагенеза глинистых пород, их различной физико-химической природой, а в горных районах ведения буровых работ – большими углами падения и разнонапорностью пластов [1].

Для решения задач снижения затрат на осложнения в процессе бурения сверхглубоких скважин, большая роль должна быть отведена научному обоснованию выбора состава и параметров буровых растворов, а также гидравлическим параметрам управления забойным давлением при проведении спуско-подъемных операций и бурения.

Поисковая скважина №1-П Шахринав заложена в Республике Таджикистан на шарьяжной структуре, представленной аллохтоном и автохтоном терригенных отложений неогеновой-палеогеновой меловой систем, разделенных карбонатно-хемогенными отложениями гаурдакской свиты. При этом углы залегания пластов в области аллохтона составили 20-25°, а автохтона – 1-9°.

Фактическая конструкция и типы буровых растворов скважины № 1-П Шахринав по совместимым интервалам бурения под обсадные колонны приведены в табл. 1.

Из-за отсутствия точного прогноза пластовых давлений коллекторов трещинных аргиллитов на больших глубинах и их небольших дебитов, разработанные технологические карты проведения спуско-подъемных операций инструмента зачастую не точны.

Это при небольших диаметрах колонн приводит к поступлению пластовых вод в ствол скважины и при высокой температуре к «желированию» забойной пачки бурового раствора, что не дает возможности проведения геофизических исследований или перфорации. При бурении, ввиду большого объема циркулирующего бурового раствора, контролем параметров и химического состава фильтрата, поступление пластовой воды, как правило, установить не удается.

Таблица 1

Типы буровых растворов при бурении скважины № 1-П Шахринав [2]

| Интервал бурения, м | Наименование колонны | Диаметр колонн, мм | Тип раствора | Плотность, кг/м ³ | Ингибитор устойчивости глин |
|---------------------|---------------------------|--------------------|--|------------------------------|--|
| 17-50 | Удлиненное направление | 530 | Глинистый, нестабилизированный | 1120 | - |
| 50-700 | Кондуктор | 426 | Глинистый, стабилизированный, ингибированный | 1210 | КСІ 40 – 45 г, |
| 700-2850 | І Промежу-точная колонна | 324 | | 1280 - 1360 | |
| 2850-4263 | ІІ Промежу-точная колонна | 244,5×250,8 | Глинистый, стабилизированный, соленасыщенный, ингибированный | 1330-1670 | NaCl -260 г/л + КСІ 40 – 45 г, гликоль |
| 4263-5522 | Эксплуатационная колонна | 177,8 | Малоглинистый, стабилизированный, ингибированный | 1470-1630 | гликоль + CaSO ₄ , |
| 5260-6450 | Колонна «Хвостовик» | 114,3 | | 1640 | |

Образующаяся на забое структура по свойствам соответствует коллоидным гелям, в частности характеризуется отсутствием текучести, способностью сохранять форму, прочностью и упругостью. Эти свойства обусловлены наличием пронизывающей весь объём пространственной сетки связей между частицами и молекулами. Она образована не только ван-дер-ваальсовыми, но и водородными связями, при взаимодействии полярных групп или ионизированных групп макромолекул. Данная образующаяся структура на забое характеризуется большими обратимыми деформациями при практически полном отсутствии вязкого течения, но разрушается при механическом перемешивании бурового раствора. Таким образом, процесс «желирования» бурового раствора – это появление и постепенное упрочнение в застудневающей системе пространственной сетки, хотя, общей теории «желирования» бурового раствора не существует [3].

На процесс «желирования» бурового раствора влияют размеры и форма частиц, время, рН среды, температура, а также присутствие неэлектролитов и электролитов [4].

Так «желирование» бурового раствора было выявлено при попытке использования бурового раствора при опробовании пластов первого объекта в хвостовике 114,3 м спущенного на глубину 6450 м с температурой забоя 180 °С на скважине № 1 – П Шахринав.

Для опробования пластов первого объекта перфорацией были вскрыты пласты в интервалах 6419 – 6416 м, 6414 – 6395,5 м, 6393 – 6383 м; 6380 – 6371,5 м при плотности бурового раствора 1640 кг/м³. Проведение дальнейшего вскрытия пластов первого объекта оказалось безрезультатным в связи с не дохождением перфоратора.

При опробовании вскрытых пластов была получена пластовая вода плотностью 1151 кг/м³ хлориднокальциевого типа при общем содержании кальция и магния 35,83 г/л (Таблица 2), а пластовое давление на глубине 6395 м было оценено в 107 МПа, что предполагало использование промывочной жидкости плотностью 1745 кг/м³.

Таким образом, основными причинами «желирования» бурового раствора в данном случае являлись высокая температура (180 °С) и рост его ионной силы при ограниченном поступлении в состав пластовой воды.

Выполненные исследования по недопущению «желирования» бурового раствора при высоких температурах и длительных остановках без движения показали, что комплекс основных мероприятий должен включать:

- исключение контакта с пластовыми водами хлоркальциевого типа;
- использование гравитационного барита;
- применение эффективных термостойких понизителей вязкости концентрированных суспензий при оптимальной области рН;
- использование комплексной соли в составе бурового раствора.

Таблица 2

Анализ пластовой воды из скважины № 1 – П Шахринав лицензионной площади Сарикамыш республики Таджикистан. Отбор проб с устья забойной пачки минерализованной воды при задавливании скважины раствором

| Катионы | мг/л | мг-экв/л |
|---|-----------|----------|
| Na ⁺ K ⁺ | 47,12 | 1963,21 |
| Ca ²⁺ | 21242,40 | 1060,00 |
| Mg ²⁺ | 1459,20 | 120,00 |
| | 69818,64 | 3143,21 |
| Анионы | | |
| Cl ⁻ | 110004,89 | 3103,10 |
| SO ₄ ²⁻ | 485,57 | 10,11 |
| HCO ₃ ⁻ | 1830,00 | 30,00 |
| Сумма | 112320,46 | 3143,21 |
| Итого: | 182139,10 | 6286,42 |
| Плотность – 1, 151 г/см ³ , рН = 7,0 | | |

Поэтому, лабораторией буровых растворов ОП ОНИЦ ООО «НПК «Спецбурматериалы» был разработан реагент «ПолиGel», который является уникальным диспергатором, основанным на органическом комплексном соединении поливалентного металла. «ПолиGel» легко растворим в воде, не содержит токсичных металлов и является стойким к высоким температурам и давлениям. Данный реагент является экологически безопасным и может быть использован при бурении в рыбоохраных зонах. Так как активным компонентом «ПолиGel» является органический комплекс поливалентного металла, он является стойким к одно и двухзарядным ионам, т. е. устойчив к повышению ионной силы среды бурового раствора, предотвращая её рост при ионообменных процессах.

Эффективность реагента «ПолиGel» была исследована и доказана на буровом растворе со скважины № 1 – П Шахринав (таблица 3, рисунок 1,2).

Механизм действия реагента «ПолиGel» состоит в связывании катионом поливалентного металла поверхности глинистой частицы с органическим анионом, увеличивая отрицательный заряд на поверхности глинистой частицы, увеличивая электростатический барьер слипания частиц.

Таблица 3

Технологические параметры до и после прогрева бурового раствора с добавкой реагента «ПолиGel»

| Реагенты и материалы | Плотность, ρ, кг/м ³ | Условная вязкость, Т, с | Показатель фильтрации Φ, см ³ /30 мин | рН | Статическое напряжение сдвига, Q _{1/10} , дПа | Пластическая вязкость, η, Па·с | Динамическое напряжение сдвига, τ ₀ , Па |
|-----------------------------|---------------------------------|-------------------------|--|-----|--|--------------------------------|---|
| Буровой раствор + «ПолиGel» | 1740 | 68 | 4,0 | 9,2 | 15/20 | 0,040 | 23,5 |
| После прогрева при T=180 °C | 1740 | 44 | 3,5 | 8,9 | 15/20 | 0,038 | 10,5 |



Рис. 1. Высокотемпературное «желирование» бурового раствора
Без добавки реагента «ПолиGel»

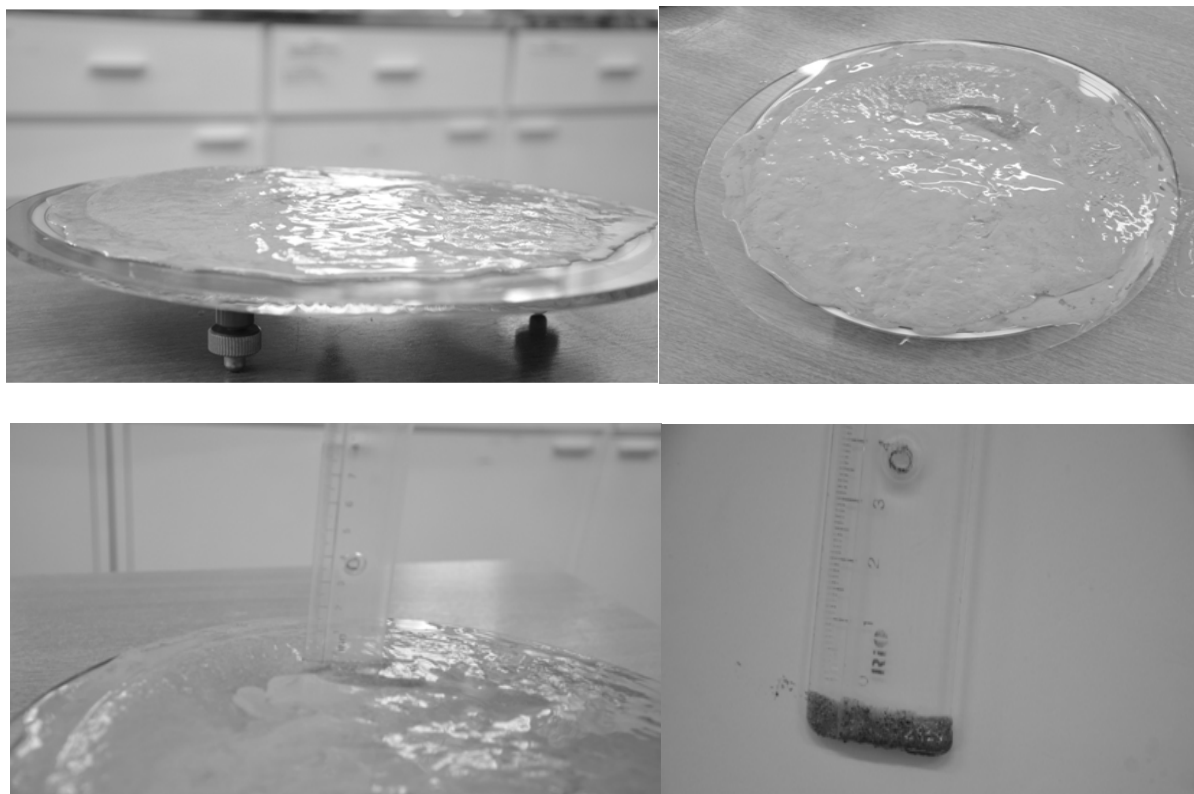


Рис. 2. Буровой раствор с добавкой реагента «ПолиGel» после термостатирования
($T=180\text{ }^{\circ}\text{C}$)

Обработка реагентом «ПолиGel» рекомендуется во всех случаях продолжительной остановки циркуляции при СПО, спуске колонны, или в случае проведения геофизических исследований.

Список использованных источников

1. Горонович, С. Н. Методы обеспечения совместимости интервалов бурения: монография / С.Н. Горонович. – М.: ООО «Газпром экспо». –2009. – 356 с.
2. Горонович, С. Н. Буровые растворы строительства поисковой скважины № 1-П Шахринав / С. Н. Горонович, Т. В. Кожина, А.Н. Олейников // НТЖ «Бурение и нефть». – 2014. – № 4. – С. 36-39.
3. Фролов, Ю. Г. Курс коллоидной химии. Поверхностные явления и дисперсные системы. – М.: Химия, 1982. С. – 400.
4. Практикум по физической химии: учеб.-мет. пособие / И. В. Кулеш, О. И. Валентюквич.- Гродно: ГГАУ, 2013 – 94с.

ПРИМЕНЕНИЕ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ НА ЭМУЛЬСИОННОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Кривошей А.В., Ефимов Н.Н.

ООО «НПК "Спецбурматериалы"»

В настоящее время объемы бурения нефтяных и газовых скважин с использованием буровых растворов на углеводородной основе (РУО) постоянно растут. Такие растворы обеспечивают безаварийную проводку скважин в сложных горно-геологических условиях, бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин с большими отходами от вертикали, позволяют повысить качество первичного вскрытия продуктивных пластов.

Вместе с тем, с точки зрения обеспечения качества крепления скважин, применение буровых растворов на углеводородной основе является фактором, способствующим снижению качества цементирования. Наличие на обсадной колонне и стенках скважины гидрофобной углеводородной пленки обуславливает отсутствие сцепления цементного камня с обсадной колонной и горными породами. Применение достаточно сложных многокомпонентных буферных жидкостей, предназначенных для удаления углеводородной пленки, позволяет лишь частично решить эту проблему.

Альтернативным способом решения задачи повышения качества цементирования скважин при бурении на РУО является применение тампонажных растворов на углеводородной основе. Оптимальными для этой задачи являются эмульсионные тампонажные растворы (ЭТРУО), жидкостью затворения которых является обратная эмульсия. Основные преимущества ЭТРУО:

- сохранение естественной проницаемости продуктивного горизонта;
- хорошее сцепление цементного камня с обсадной колонной и стенкой скважин, смоченной фильтратом РУО (по принципу родства сред);
- высокая прочность цементного камня за счет пониженного водоцементного отношения;

- формирование гидрофобного цементного камня, устойчивого к действию пластовых вод.

Впервые растворы такого были применены при цементировании 146 мм эксплуатационной колонны на поисково-оценочной скважине №П-2С Медвежьего НГКМ. Основную сложность при подборе рецептур тампонажных растворов представляли низкие температуры. Глубина спуска обсадной колонны составляла 1160 м, статическая температура на забое 23°C, зона ММП – до 320 м. Учитывая, что гидратация ЭТРУО начинается только после разрушения эмульсии, обеспечить приемлемые сроки схватывания растворов было достаточно трудно. Поэтому в качестве основы для тампонажных растворов было решено использовать глиноземистый цемент марки ГЦ-40, который отличается от портландцемента ускоренными сроками схватывания и быстрым набором прочности цементного камня. Кроме того, для повышения характеристик облегченного тампонажного раствора в его состав был включен микронизированный цемент марки «Ультрацемент-5». Для повышения деформативных свойств цементного камня оба состава армировались базальтовым волокном.

Жидкость затворения представляет собой обратную эмульсию «вода в масле» со специальной композицией ПАВ, включающей эмульгатор, гидрофобизатор, смачиватель, пластификатор. Время загустевания и сроки схватывания раствора регулируются изменением дозировки эмульгатора.

В результате проведенных работ были подобраны рецептуры тампонажного раствора нормальной плотности и облегченного. Их основные характеристики приведены в таблице 1.

Представленные в таблице 1 данные позволяют оценить одно из основных преимуществ ЭТУО над водными цементными растворами. Эмульсионно-цементное отношение для тампонажного раствора составляет 0,47, а водоцементное – 0,30, что примерно соответствует количеству воды, требуемому для гидратации цемента. Таким образом, «лишней» свободной воды в процессе гидратации не остается, в результате чего ЭТРУО отличается очень высокой седиментационной устойчивостью и формирует непроницаемый гидрофобный цементный камень с высокой прочностью.

Таблица 1

Параметры тампонажных растворов на углеводородной основе

| Показатель | Раствор нормальной плотности | Облегченный раствор |
|--|------------------------------|---------------------|
| Эмульсионно-цементное отношение | 0,47 | 1,12 |
| Водоцементное отношение | 0,30 | 0,72 |
| Растекаемость, мм | 230 | 240 |
| Плотность, г/см ³ | 1,82 | 1,38 |
| Фильтратоотдача за 30 мин при P = 6,9 МПа, см ³ | 65 | 150 |
| Время загустевания при температуре 22 °С, мин | 390 | 480 |
| Прочность цементного камня через 2 суток при температуре 22 °С, МПа: | | |
| при изгибе | 5,0 | 3,0 |
| при сжати | 10,2 | 5,0 |

Кроме того, в связи с тем, что вода в эмульсии находится в связанном состоянии, эмульсионный тампонажный раствор совершенно инертен по отношению к солям или набухающим глинам. На рис. 1 и рис. 2 показаны результаты лабораторных испытаний взаимодействия ЭТРУО с такими горными породами. Образцы кернов из бентонита и галита помещались в форму для получения цементных балочек размером 40×40×160 мм. Формы заливались ЭТРУО. После образования цементного камня через 3 суток балочки извлекались из формы. Образцы керна были сухими, при этом диаметр и длина керна не изменились.

Как уже говорилось выше, время загустевания ЭТРУО определяется дозировкой эмульгатора. По прошествии определенного времени происходит разрушение эмульсии и тампонажный раствор быстро загустевает и схватывается. Диаграмма загустевания ЭТРУО представлена на рис. 3. Из нее можно видеть, что даже при комнатной температуре критический период гидратации очень короткий, что способствует достижению герметичности заколонного пространства.



Рис. 1. Взаимодействие ЭТРУО с галитом



Рис. 2. Взаимодействие ЭТРУО с бентонитом

Следует отметить, что набор прочности цементным камнем ЭТРУО отличается от набора прочности камня, полученного из стандартного водного цементного раствора. Отличие его в том, что за первые сутки прочность цементного камня на сжатие составляет 5,0-6,0 МПа, при этом камень обладает повышенной пластичностью. При проведении перфорации в этот период можно избежать образования трещин, связанных с ударным воздействием на цементный камень. Через 30-35 часов прочность камня превышает 10,0 МПа (рис. 4). Соответственно, кинетика набора прочности и адгезии ЭТРУО по сравнению с тампонажными растворами на водной основе смещена по времени в сторону увеличения по причине присутствия периода снижения устойчивости эмульсии и в результате периода дальнейшей активной гидратации цемента.

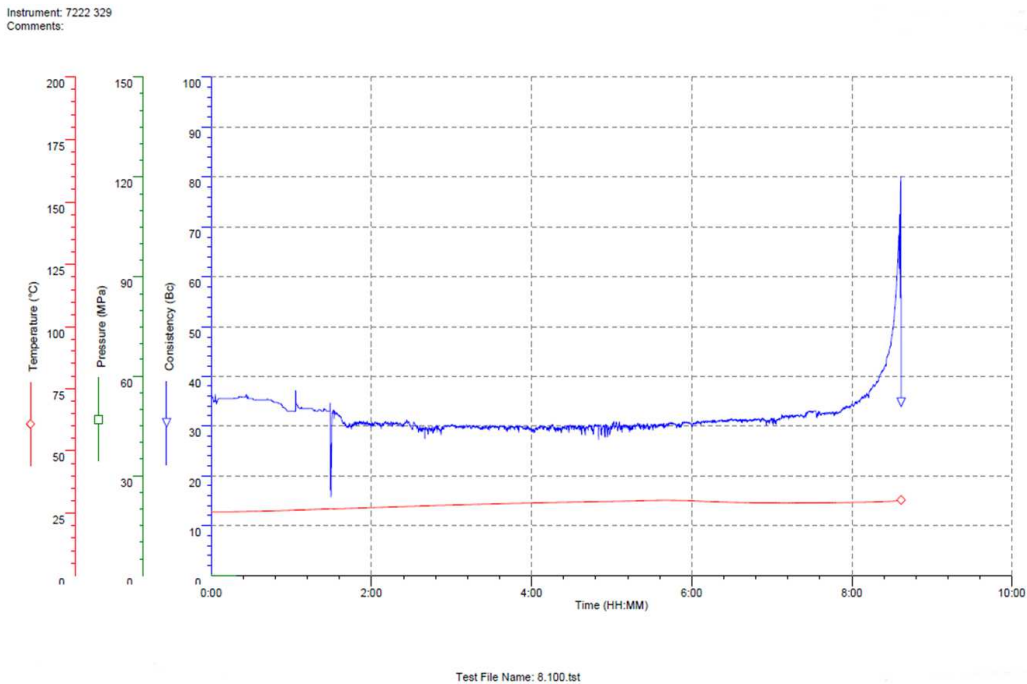


Рис. 3. Диаграмма загустевания тампонажного раствора ЭТРУО

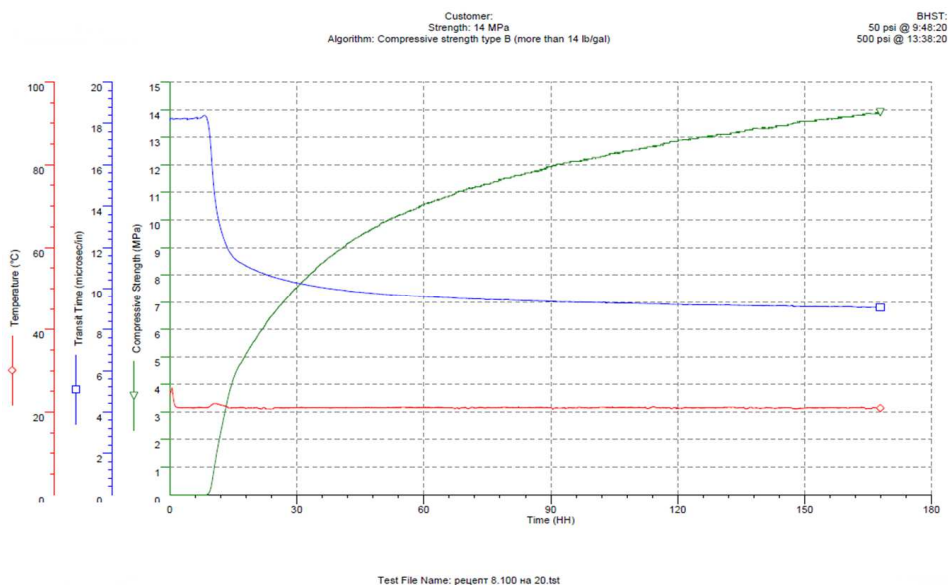


Рис. 4. Динамика набора прочности цементного камня на базе ЭТРУО

В качестве буферной жидкости использовалась жидкость затворения тампонажного раствора (обратная эмульсия), утяжеленная кислоторастворимым утяжелителем до плотности 1300 кг/м³.

Технология цементирования включала стадию приготовления жидкости затворения и стадию смешения гидравлического вяжущего с эмульсией. Для приготовления эмульсии использовался насосный агрегат, емкость и гидравлический диспергатор ДГ-40. В качестве углеводородной жидкости использовалось дизельное топливо. ЭТРУО готовился порциями с использованием механических перемешивателей и осреднительных емкостей. Принципиальная схема обвязки цементировочной техники при цементировании скважины №П-2С Медвежьего НГКМ приведена на рис. 5.

После приготовления всего объема на поверхности, приготовили буферную жидкость на углеводородной основе и произвели цементаж эксплуатационной колонны по стандартной технологии.

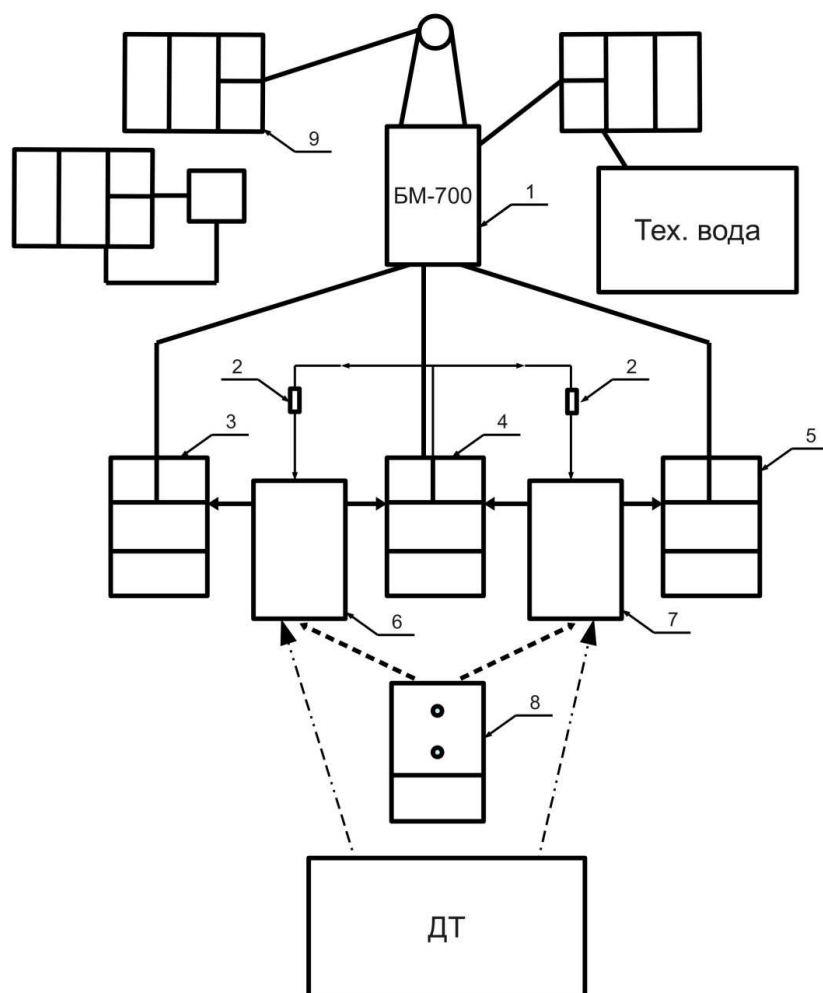


Рис. 5. Принципиальная схема обвязки цементировочной техники при цементировании эксплуатационной колонны скважины №П-2С Медвежьего НГКМ

1 — БМ-700; 2 — гидравлический диспергатор ДГ-40; 3, 4, 5, 9 — ЦА; 6,7 — осреднительная емкость; 8 — цементовоз ЦТ-25.

Цементирование обсадной колонны произвели без отклонений от программы работ, осложнений в процессе не зафиксировано. Циркуляция постоянная, ЦКОД герметичен. На устье вышло 1 м³ тампонажного раствора плотностью 1,37 кг/м³.

Таким образом, проведенные работы показали, что эмульсионные тампонажные растворы на углеводородной основе могут успешно применяться для первичного цементирования обсадных колонн.

ОПЫТ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН КАЛУЖСКОГО ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА

Солдаткин С.Г., Rogov E.A.

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ», (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), пос. Развилка, Ленинский район, Московская область, Россия, а/я 130, г. Москва, 115583, e-mail: vniigaz@vniigaz.gazprom.ru

В статье рассмотрен опыт повышения производительности эксплуатационных скважин Калужского подземного хранилища газа (ПХГ) за счет фрезерования эксплуатационной колонны и расширения призабойной зоны продуктивного пласта скважин. Представлен анализ результатов газодинамических исследований, до и после фрезерования эксплуатационных скважин, свидетельствующий об эффективности этого мероприятия по увеличению суточной производительности Калужского ПХГ.

Основным показателем для Калужского ПХГ, работающего в пиковом мультициклическом режиме является максимальная суточная производительность. На хранилище фонд эксплуатационных скважин составляет 38 шт. подключенных к ГРП-1 (27 шт.) и ГРП-2 (11шт.) В целях экономии материальных средств решением ОАО «Газпром» принято решение о приостановке развития и реконструкции наземного обустройства ГРП-2. В тоже время проект реконструкции установок подготовки газа (сепарации и осушки газа) предусматривал обеспечение максимальной суточной производительности хранилища в сезоне отбора до 20 млн м³/сут, таким образом возникло несоответствие максимальной производительности эксплуатационных скважин ГРП-1 и наземного обустройства. Для решения данного вопроса рекомендовано провести увеличение производительности эксплуатационных скважин ГРП-1 путем фрезерования эксплуатационной колонны и расширением призабойной зоны до диаметра 300 мм. Конструкция забоя эксплуатационных скважин ГРП-1 имели два типа перфорированный хвостовик и перфорация эксплуатационной колонны (рис. 1).

Ввиду технической сложности фрезерования эксплуатационных скважин с наличием перфорированного хвостовика в качестве эксперимента фрезерование было выполнено на скважине № 158 с перфорацией эксплуатационной колонны.

Работы по скважине № 158 включали:

- Геофизические исследования по диагностике колонны, определение интервала фрезерования, определение текущего забоя до начала работ.
- Фрезерование участка эксплуатационной колонны в интервале пласта-коллектора до глинистой перемычки.
- Геофизические исследования по диагностике колонны после фрезерования, определение отфрезерованного интервала, определение текущего забоя.
- Проведение расширения вырезанного интервала механическим расширителем для удаления цементного камня оставшегося после фрезерования эксплуатационной колонны и увеличения диаметра открытого ствола скважины.
- Очистка (промывка) каверны от шлама.

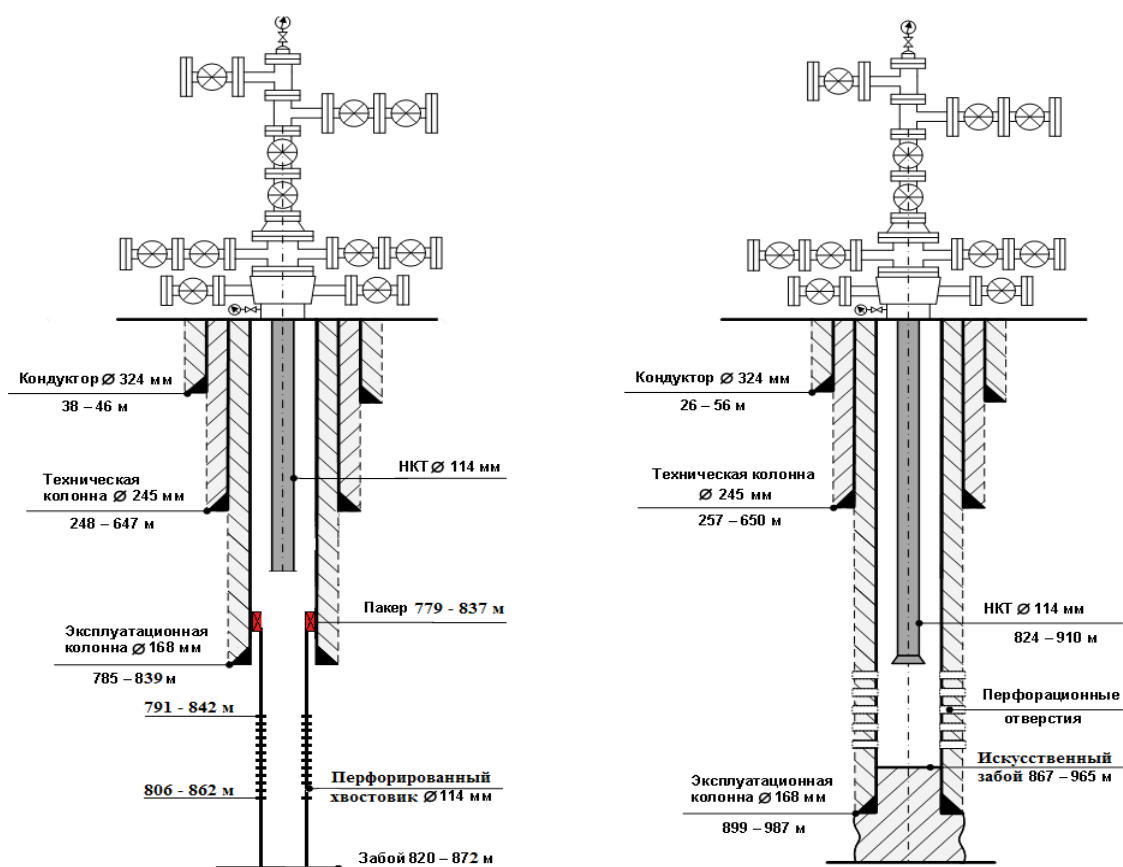


Рис. 1. Конструкция эксплуатационных скважин Калужского ПХГ до фрезерования

- Геофизические исследования по кавернометрии открытого ствола скважины, определение интервала расширения, текущего забоя, состояния цементного камня за колонной.

- Спуск лифта, освоение скважины.
- Проведение газодинамических исследований (ГДИ) по оценке параметров скважины и устойчивости призабойной зоны пласта (ПЗП). При устойчивом состоянии ПЗП, отсутствия выноса песка и приемлемой производительности скважины окончание ремонта.

В 2010 г. работы по фрезерованию скв. №158 были закончены. Конструкция эксплуатационной скв. №158 Калужского ПХГ после фрезерования представлена на рис. 2.

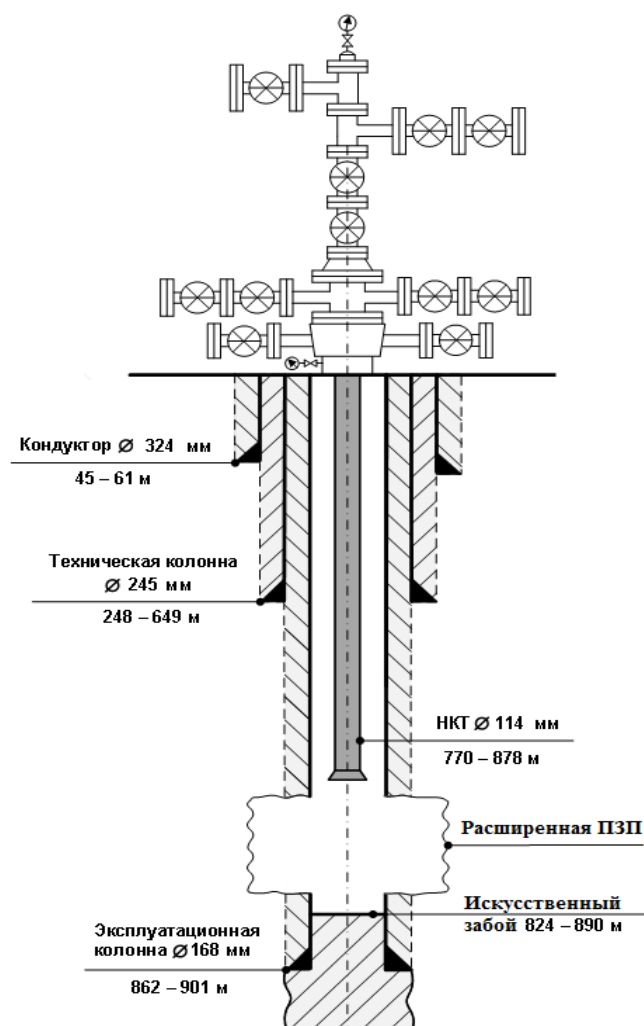


Рис. 2. Конструкция скважины №158 Калужского ПХГ после фрезерования

В результате фрезерования эксплуатационной колонны и расширения призабойной зоны до диаметра 300 мм максимальная производительность скважины увеличилась в 3 раза и составила 1,2 млн м³/сут.

После полученного положительного результата по увеличению производительности скв. №158 аналогичные работы были продолжены на скважинах №№ 38, 108, 157, 160, 161, 162, 167, 168, 170, 173. Для оценки эффективности работ после фрезерования эксплуатационных скважин были проведены газодинамические исследования

(ГДИ). ГДИ скважин при установившейся фильтрации является основным методом исследования скважин. В результате исследования скважин этим методом можно достоверно определить продуктивность скважины, ее потенциальные возможности, определить условия безгидратной и безводной эксплуатации, максимальную допустимую депрессию на пласт, температурный режим работы скважины. Комплексное использование результатов исследования скважин при установившихся режимах с результатами исследования скважин при неустановившихся режимах позволяет определить некоторые характеристики пласта за пределами призабойной зоны. Достоверно оценить результаты работ по интенсификации, степень воздействия работ по капитальному ремонту скважины на призабойную зону.

По результатам ГДИ по фрезерованным скважинам отмечается существенный прирост производительности, коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b уменьшились в несколько раз, дебит скважин вырос в 2-3 раза, а коэффициент продуктивности вырос в 6 раз (рис. 3-6). Данные параметры свидетельствуют о высокой эффективности работ по фрезерованию эксплуатационных колонн и расширению ПЗП скважин ГРП-1.

По скважине №171 выполнены работы по пластической перфорации, при этом прирост производительности не был получен, что показало неэффективность этого мероприятия на данном ПХГ.

Опыт эксплуатации фрезерованных скважин показал эффективность этого мероприятия по увеличению суточной производительности при отсутствии каких либо негативных явлений (образование песчаных пробок, увеличение водного фактора и т. п.).

Как показали оценочные расчеты существующий фонд эксплуатационных скважин ГРП-1, при 11 фрезерованных и 18 не фрезерованных может обеспечить максимальную производительность хранилища ~ 20 млн $\text{м}^3/\text{сут}$.

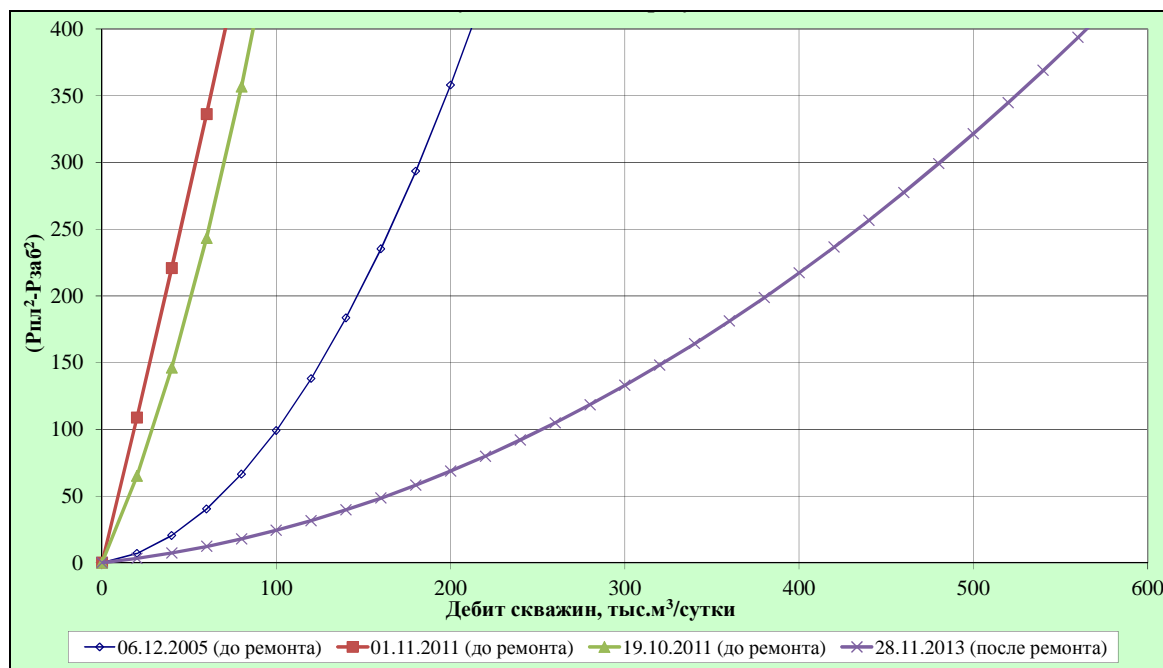


Рис. 3. Сопоставление продуктивных характеристик скважины № 161

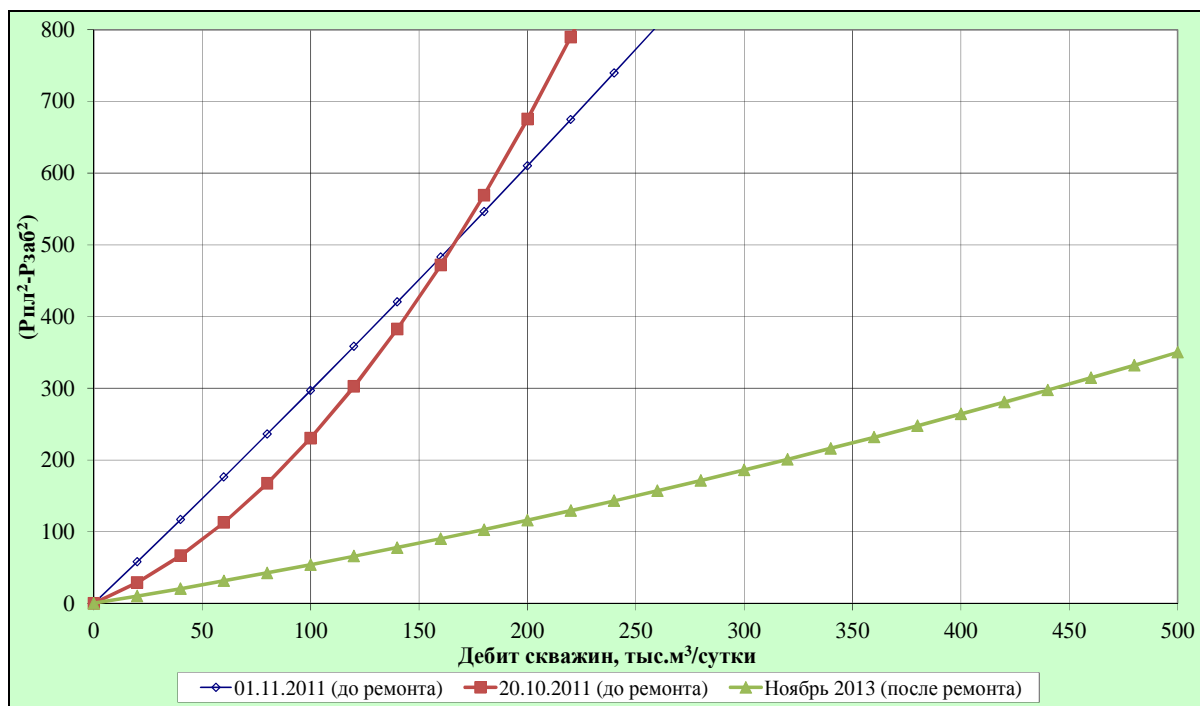


Рис. 4. Сопоставление продуктивных характеристик скважины № 170

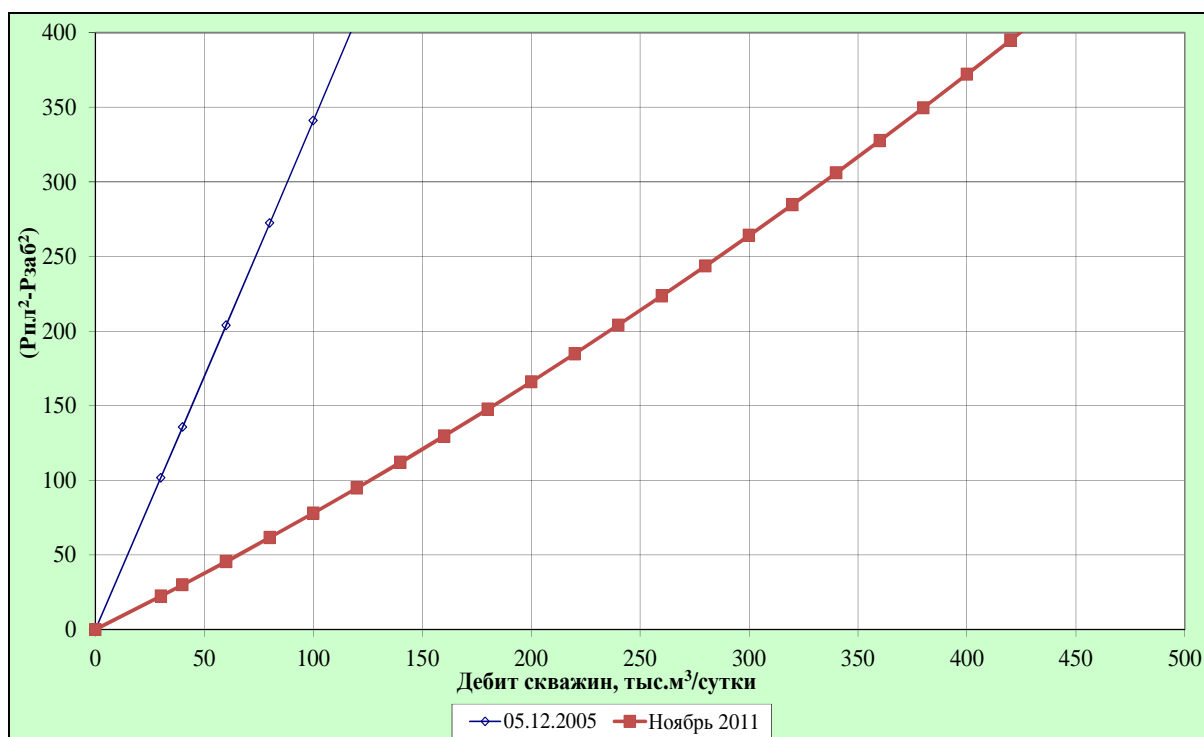


Рис. 5. Сопоставление продуктивных характеристик скважины № 167

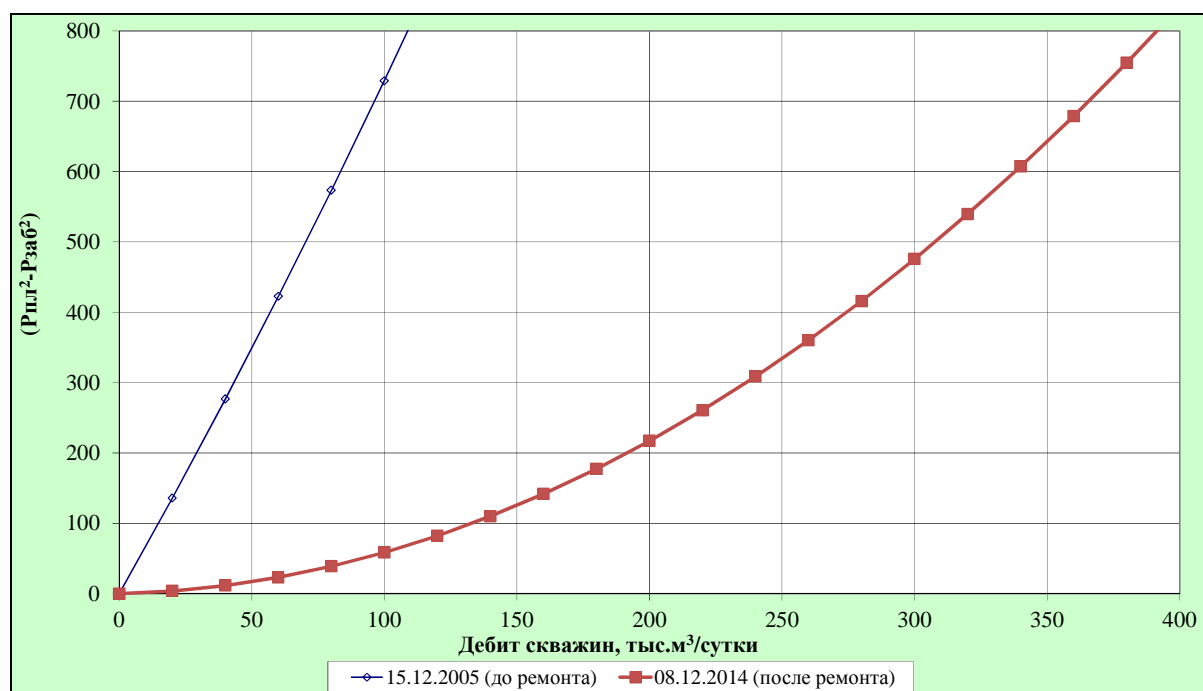


Рис. 6. Сопоставление продуктивных характеристик скважины № 168

Таким образом проведенные работы по фрезерованию эксплуатационных скважин ГРП-1 позволили существенно сократить материальные затраты при реконструкции хранилища обеспечив проектную производительность Калужского ПХГ меньшим числом эксплуатационных скважин.

ТЯЖЁЛЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ БЕЗ ТВЁРДОЙ ФАЗЫ ДЛЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ И РЕМОНТА НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Мазыкин С.В.¹, Ноздря В.И.², Мартынов Б.А.², Яковенко В.А.²

*1 – ООО «Национальный Буровой Сервис», 119330,
г. Москва, Университетский пр-т, 12*

*2 – ООО «НПК «Спецбурматериалы», 140180,
г. Жуковский, Московской обл., ул. Гастелло, д. 1А,
тел./факс (495) 505-51-25, e-mail: npk@scsbm.ru*

Этап заканчивания скважин является наиболее ответственным и важным, т.к. от технологических решений зависит эффективность проекта по строительству скважин. В этой связи необходимо пристально осуществлять выбор всех технических и технологических решений в т.ч. выбор технологической жидкости для первичного вскрытия продуктивных пластов, испытания и освоения скважин. Широкое распространение в практике испытания и освоения получили минерализованные растворы без твёрдой фазы.

Это обусловлено как экономическими, так и технологическими особенностями использования данных растворов. Одними из основных требований правил безопасности является: обеспечение противодействия на вскрываемый пласт, совместимость с пластовыми флюидами и др. технологическими жидкостями применяемыми на данном этапе при строительстве скважины, а также сохранение коллекторских свойств вскрытых отложений и т.д. Всем этим требованиям удовлетворяют растворы солей при определённых условиях. Так в зависимости от геолого-технических условий в скважинах применяются различные виды солей, на рисунке 1 представлены основные виды минерализованных растворов без твёрдой фазы, отличающиеся максимальной плотностью насыщенных рассолов при сохранении технологических свойств.

В качестве минерализованных систем могут использоваться растворы как на основе одной соли, так и комбинации солей. Проведённые исследования в ООО «НПК «Спецбурматериалы» сочетаний различных типов солей позволили установить в некоторых случаях синергетический эффект, что предопределило разработку комплексов солей под маркой ПолиСТЖ.

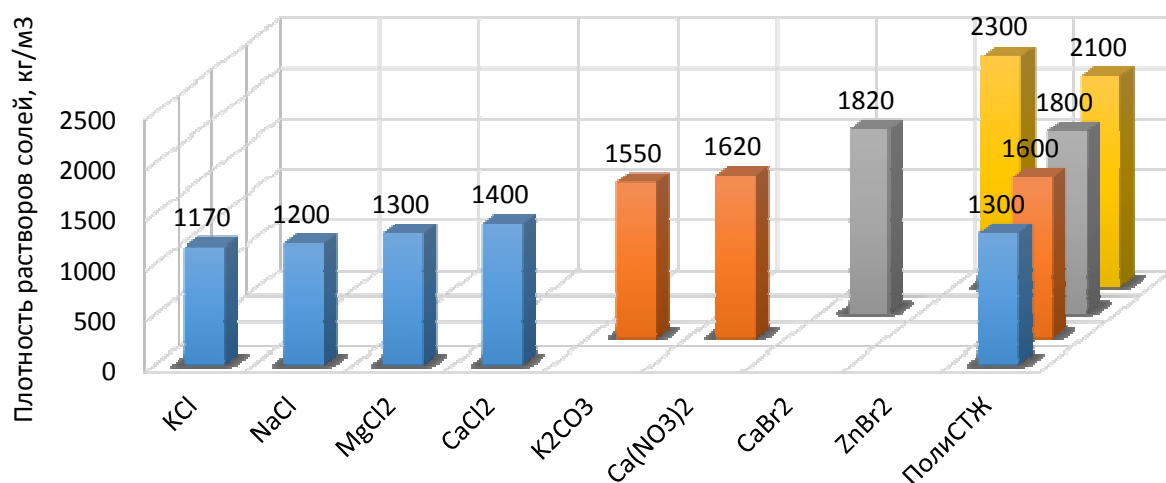


Рис. 1. Плотность технологических жидкостей без твёрдой фазы на основе насыщенных растворов солей

Основное назначение комплексов солей ПолиСТЖ – приготовление тяжёлых технологических жидкостей без твёрдой фазы с плотностью от 1100 до 2100 кг/м³, являющихся альтернативой дорогостоящим и дефицитным солям бромида кальция и цинка, широко используемым в зарубежной практике. Минерализованные растворы приготовленные на основе составов ПолиСТЖ используются в качестве технологических жидкостей для испытания, освоения и ремонта скважин, в процессах перфорации, глушения, а также в качестве надпакерных жидкостей в условиях АВПД.

Таблица 1

| Марка состава | Плотность, г/см ³ | УВ, с | Ф, см ³ /30 мин | Коррозия, мм/год |
|---------------|---------------------------------|--------|-------------------------------|---------------------|
| ПолиСТЖ-1300 | 1,10-1,35 | 20-50 | От 5 | <0,06 |
| ПолиСТЖ-1600 | 1,35-1,60 | 90-200 | От 10 | <0,125 |
| ПолиСТЖ-1800 | 1,60-1,80 | 40-230 | От 8 | <0,125 |
| ПолиСТЖ-2100 | 1,80-2,10 | 39-180 | От 5 | <0,125 |

В настоящее время в ЗАО «НПО «Полицелл» налажен выпуск комплексов солей ПолиСТЖ в соответствии с ТУ 2458-050-974574-91-2011 под марками, представленными в табл.1. Основное различие в марках солей состоит в рекомендуемых пределах плотности приготавливаемых технологических жидкостей без твёрдой фазы. Отличительной особенностью разработанных комплексов солей ПолиСТЖ является повышенный ингибирующий эффект по отношению к глинистым минералам. При плотности растворов ПолиСТЖ от 1250 кг/м³ наблюдается эффект, предотвращающий гидратообразование при испытании и освоении скважин. Следует отметить, что солевые растворы на основе комплекса ПолиСТЖ несмотря на высокую минерализацию можно обрабатывать некоторыми полимерными и крахмальными реагентами и тем самым регулировать реологию, фильтрацию и поверхностное натяжение, что особенно важно в сложных горно-геологических условиях заканчивания скважин. Это свойство составов ПолиСТЖ позволяет их использовать в качестве утяжелённой основы промывочной жидкости с минимальным содержанием твёрдой фазы для первичного вскрытия низкопроницаемых коллекторов, особенно чувствительных к присутствию последней.

Одним из важных показателей высокоминерализованных растворов является коррозионная активность системы и как правило, использование солевых растворов требует применения ингибиторов коррозии. Коррозионная активность неингибированного и ингибированного растворов представлена на рис.2. Анализ результатов испытаний свидетельствует, что степень коррозионной активности зависит от типа соли, значений pH, степени минерализации, времени и температуры термостатирования. Так большинство исследований отечественных и зарубежных авторов указывает на высококоррозионную активность солевых растворов на основе хлорида цинка и бромида кальция в сочетании с хлоридом кальция. Не секрет, что практически все составы минерализованных комплексов под разными товарными марками присутствующие на российском рынке состоят из комбинации этих и других солей.



Рис. 2. Результаты тестирования насыщенных растворов на коррозионную активность

В этой связи нами были разработаны ингибирующие антикоррозионные составы для различных условий как в жидком, так и в сухом виде под маркой ПолиАверсол предназначенные для совместного использования с системами на основе ПолиСТЖ. Изначально в составах комплексов ПолиСТЖ содержится ингибитор коррозии и растворы обладают низкими показателями коррозионной активности в пределах до 125 мкм/год. Но при длительном хранении или применении (более 30 дней) технологических жидкостей ингибирующая способность снижается и требуется дообработка раствора составом ПолиАверсол с концентрацией до 1%. Сравнительная эффективность ингибиторов коррозионной активности представлена на рис.3.

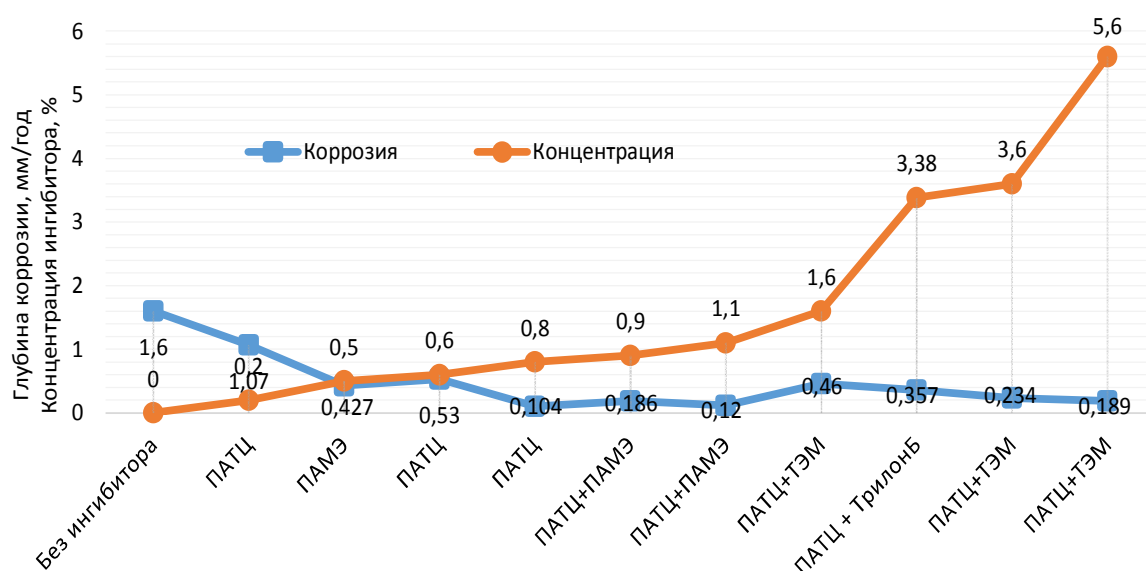


Рис. 3. Эффективность ингибиторов коррозии при различных сочетаниях и концентрации

Наилучший результат по ингибирующему действию показывает использование сухого реагента ПолиАверсолГЦ с концентрацией от 0,8-1,0% и комбинация ПолиАверсолГЦ (0,6%) + жидкий состав ПолиАверсолМЭ (0,5%).

Другим важным показателем для технологических жидкостей с высокой минерализацией является кристаллизация растворов при низких температурах. С увеличением минерализации раствора температура кристаллизации снижается и при перенасыщении раствора резко возрастает.

Так проведённые нами исследования кристаллизации растворов ПолиСТЖ представлены на рис.4. Таким образом температура кристаллизации технологической жидкости на основе ПолиСТЖ с рабочей плотностью 1800 кг/м^3 может достигать минус 32 °С. При этом сравнительные испытания насыщенных растворов бромида кальция показали достаточно высокие значения температуры кристаллизации от минус 15 до плюс 7 °С. Что исключает возможность использования данных растворов в скважинах с зонами вечной мерзлоты, когда статическая температура в данных интервалах снижается до минус 7 °С.

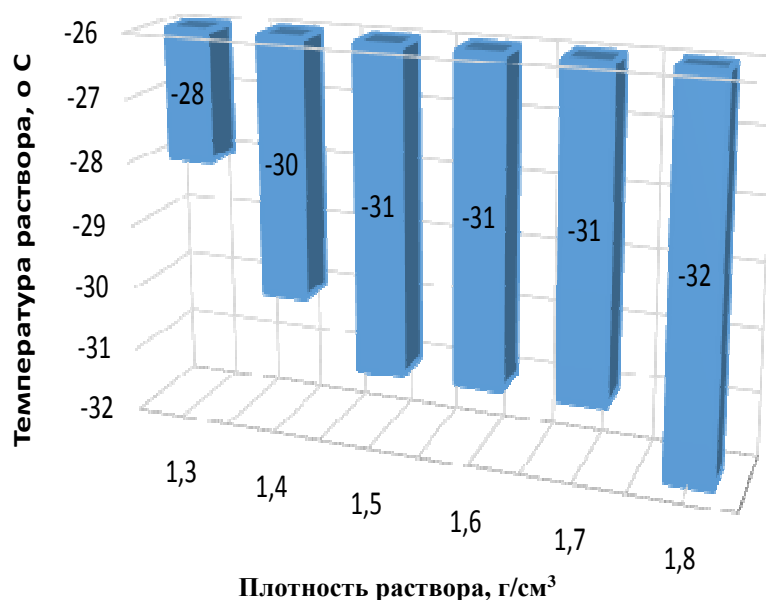


Рис. 4. Зависимость температуры кристаллизации раствора на основе ПолиСТЖ от плотности

Кроме того, важно отметить, что наличие мелкодисперсных частиц в солевых растворах повышает температуру кристаллизации насыщенных растворов и может привести к потере текучести, а также снижению плотности раствора, что в свою очередь может привести к технологическому осложнению. Фактически любые мехпримеси могут являться центрами кристаллообразования при высокой минерализации раствора. Для исключения рисков кристаллообразования высокоминерализованных растворов необходимо производить периодическую очистку технологических жидкостей с использованием как стандартного (системы очистки для буровых растворов), так и специ-

ального оборудования для рассолов (различные фильтры). Требование к степени очистки рассолов как правило сопряжено с негативным влиянием твёрдой фазы на фильтрационно-ёмкостные свойства пластов коллекторов. Рекомендуемое значение количества взвешенных частиц в растворах глушения составляет не более 0,01% и размер частиц должен быть не более 2 мкм.

Выполнение таких жёстких требований в условиях буровой сопряжено с обеспечением дополнительным фильтрационным оборудованием и технологическими мероприятиями. Как правило такие технологические мероприятия не предусматриваются в проектах из-за высокой стоимости. Но обеспечение указанной чистоты рассолов может быть реализовано на стационарных узлах по приготовлению и регенерации технологических жидкостей. На рис. 5 представлена общая технологическая схема по приготовлению и регенерации тяжёлых растворов без твёрдой фазы. С целью обеспечения возросших потребностей в тяжёлых технологических жидкостях в Уренгойском регионе на базе Восточная кампания ООО «Сервисный Центр СБМ» обустроила современный цех по приготовлению и регенерации минерализованных растворов в комплектации которого имеются все необходимые средства для приготовления, очистке, регенерации и хранению рассолов. Кроме этого в настоящее время с применением тяжёлых технологических жидкостей на основе ПолиСТЖ с 2014 г. ведутся работы по испытанию и освоению разведочных скважин Тамбейской группы месторождений. Данное направление планируется развивать далее, оказывая сервисные услуги по обеспечению Заказчиков не только поставкой реагентов, но и осуществлением поставок готовых технологических жидкостей по заявкам потребителей, а также регенерации растворов после применения.

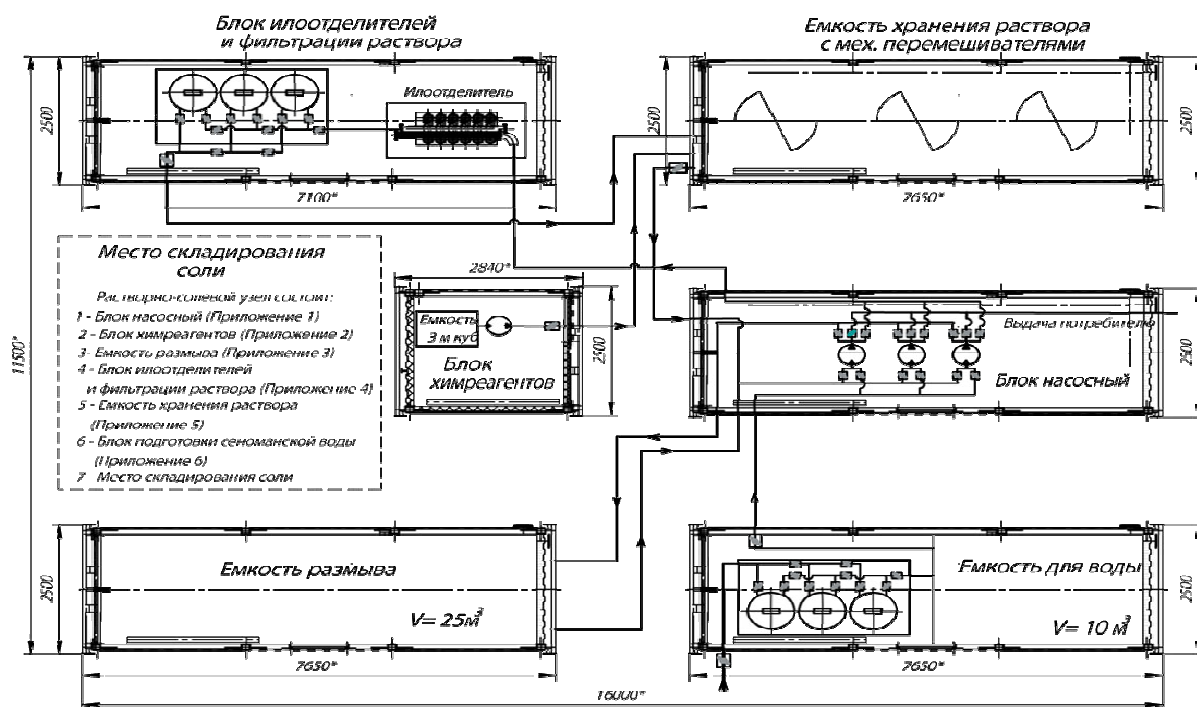


Рис. 5. Технологическая схема по приготовлению и регенерации тяжёлых растворов без твердой фазы

В целом, наша компания готова осуществлять полный цикл услуг по разработке технологических регламентов и инструкций, по поставке реагентов и материалов для приготовления тяжёлых жидкостей без твёрдой фазы, а также готовой жидкой формы с требуемыми технологическими параметрами и возможностью регенерации минерализованных растворов в регионах локализации обустроенных растворных узлов.

ЭКОЛОГО-ГИГИЕНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОБРАЩЕНИЯ С ОТХОДАМИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Самутин Н.М., Буторина Н.Н., Корнейчук С.С., Устинов А.К.

*ФГБУ «НИИ экологии человека и гигиены окружающей среды
им. А.Н. Сысина Минздрава РФ», г. Москва)*

Одной из приоритетных задач Концепции национальной безопасности Российской Федерации (Указ Президента РФ от 10.01.2000 № 24.) является рациональное использование природных ресурсов, предотвращение загрязнения окружающей среды, создание и внедрение экологически безопасных производств, а Концепции перехода Российской Федерации к устойчивому развитию (Указ Президента РФ от 1.04.1996 г. № 440 — уменьшение техногенного воздействия на окружающую среду.

Наиболее агрессивными разрушительными факторами для природной среды являются химические загрязнения, связанные с нефтепродуктами. На всем пути от скважины до потребителя нефть и нефтепродукты являются потенциальными загрязнителями окружающей среды. К числу опасных загрязнителей, вовлекаемых в техногенные потоки при нефтедобыче, относятся также буровые растворы, буровые сточные воды и шламы. В их состав входит значительное число компонентов, разнообразных по составу, физико-химическим свойствам и степени токсичности (разжижители, эмульгаторы, утяжелители, различные группы химических реагентов, в том числе, кислоты, полимеры, ингибиторы отложений солей и коррозии и др.). Как правило, буровые отходы относятся к третьему или четвертому классам опасности (Московченко Д.В., 2005, Alloway В.Ж., 1992), а по уровню негативного воздействия на окружающую среду бурение занимает одно из первых мест среди подотраслей нефтегазовой промышленности (Безродный Ю.Г., 2009).

Ханты-Мансийский автономный округ – Югра является одним из лидеров среди субъектов Российской Федерации по ряду показателей, таких как добыча нефти, производство электроэнергии, а также по объему промышленного производства. Ведущей отраслью промышленности автономного округа является нефтегазодобывающая отрасль. За 2012 г. добыча нефти на территории автономного округа составила 259,9 млн.тонн. В настоящее время на территории округа добывается более половины нефти от общего объема добычи в России, и около десятой части мировой добычи. Доля Югры в общероссийской добыче нефти в 2012 г. — 50,3%. По прогнозным оценкам округ останется на период до 2020-2030 гг. стратегической базой нефтедобычи страны.

Экологическая обстановка на территории Ханты-Мансийского автономного округа определяется функционированием нефтегазодобывающей и нефтегазоперерабатывающей отраслей. Наибольший вклад в общий объем выбросов загрязняющих веществ (по видам экономической деятельности) вносит раздел «добыча полезных ископаемых», на долю которого в последние годы приходится 70-82% выбросов. В сложившейся ситуации сохранение и восстановление природных ресурсов, предотвращение негативных техногенных воздействий и ликвидация их последствий являются актуальными задачами экологической политики в округе (Московченко Д.В., 2005).

Самые масштабные проявления геохимической трансформации почв обусловлены аварийными разливами нефти и ее спутника - пластовых вод. Велика роль в загрязнении почв шламовых амбаров, в которых находятся высокотоксичные реагенты буровых растворов и рассолы. Современные технологии устройства амбаров не исключают поступления токсичных веществ в почвы и грунтовые воды. Тяжесть возникающих экологических следствий обусловлена не только уровнями первичного сброса загрязнителей, но и особенностями почвенно-растительного покрова территории округа (замедленными процессами самоочищения). Рекультивация загрязнений осложняется труднодоступностью и высокой заболоченностью региона. По данным недропользования на 01.01.2013 г. в автономном округе остались нерекультивированными 1 515 шламовых амбаров, что на 6% больше, чем в 2011г.

Поверхностные воды округа основных рек округа в целом оцениваются как «очень загрязненные» или «загрязненные». Характерными загрязняющими веществами являются трудноокисляемые органические загрязнения (ХПК), легкоокисляемые органические загрязнения (БПК₅), соединения железа, меди, марганца. Несмотря на то, что основным источником питьевой воды в округе являются подземные (более защищенные от загрязнения) источники (75%) , обеспеченность питьевой водой, отвечающей требованиям безопасности составила 81,6% (Калинин В.М., 2003).

Обеспечение безопасности при химическом загрязнении окружающей среды в процессе нефте- и газодобычи должно опираться на систему межведомственных и санитарно-гигиенических норм и правил. Вместе с тем, не существует ни одного закона, межведомственного подзаконного акта, санитарных правил, направленных на охрану здоровья человека и природной среды от загрязнения при бурении. Ни в одном документе не содержатся правила оценки опасности отходов бурения для водных объектов и не сформулирован алгоритм исследований с учетом рыбохозяйственных и гигиенических критериев. В связи с этим, опасность реагентов и буровых растворов оценивается на основании различных программ исследований - в соответствии с компетенцией местных специалистов. Часто исследования ограничиваются только определением острой токсичности для гидробионтов. Попытка установления ПДК отработанных буровых растворов для каждой скважины научно не обоснована, неэффективна и может быть бесконечной (Жолдакова З.И., 2013).

В НИИ ЭЧ и ГОС им. А.Н. Сысина разработана современная система оценки опасности веществ на основе эколого-гигиенических критериев. Она предусматривает не только обоснование безопасных уровней веществ (ПДК) традиционными методами, но и учет стабильности веществ, усиления опасности при трансформации веществ в

окружающей среде и в организме, способности к накоплению в иерархических звеньях экологических систем и организме человека, при межсредовой транслокации, а также опасность комбинированного и комплексного действия смесей.

Тяжёлые металлы и гидрофобные органические вещества, поступая с водой, могут накапливаться в человеческом организме, вызывая хронические интоксикации. Кроме того, из загрязнённой воды и почвы они поступают в растения, в мясо рыбы и сельскохозяйственных животных, употребляемых человеком, что не учитывается при обосновании ПДК. Установлено, что под влиянием микрофлоры донных отложений в водных объектах могут образовываться металлоорганические соединения, которые значительно более токсичны и опасны для человека, чем исходные элементы. Например, способность ртути, при попадании в донные отложения и организм, образовывать метилртуть, которая более токсична, учтены при установлении ПДК ртути на уровне 0,0005 мг/л. ПДК нефти и многосернистой нефти установлены соответственно на уровне 0,3 или 0,1 мг/л по способности создавать плёнку на поверхности воды. Вместе с тем, в состав нефти входят полициклические ароматические углеводороды (ПАУ) основным вредным эффектом которых, является способность вызывать канцерогенный и мутагенный эффект.

Данные о составе зарубежных буровых реагентов отсутствуют. Новые буровые реагенты, не изучены с гигиенических позиций. Дополнительная опасность буровых реагентов сложного состава определяется возможным комбинированным действием их компонентов на организм с усилением токсического эффекта. Наши исследования показали, что даже на уровне ПДК возможна не только суммация, а и синергизм токсического действия.

Очевидно, что острая токсичность для гидробионтов не дает никакого представления об опасности буровых растворов, т.к. не может отражать всю совокупность вредных эффектов для человека и водных экологических систем (Алексеева Т.В. и соавт., 1991).

Таким образом, существует ряд принципиальных противоречий в методических подходах к оценке опасности загрязнения вод и влияние на здоровье человека при освоении месторождений углеводородного сырья. В связи с этим необходимо:

- На основании новых эколого-гигиенических критериев изучить опасность буровых реагентов и буровых растворов.
- Обосновать ПДК буровых реагентов, буровых растворов и нефти в объектах окружающей среды с учетом наиболее опасных компонентов.
- Создать классификацию эколого-гигиенической опасности буровых реагентов для принятия технологических решений.
- Создать систему контроля за загрязнением окружающей среды буровыми растворами и реагентами по оптимальному перечню показателей.
- Разработать единые межотраслевые подзаконные акты, в том числе санитарные правила, по охране окружающей среды при проведении буровых работ в процессе освоения месторождений углеводородного сырья на суше.

Согласно Российскому законодательству, на новые реагенты, химические вещества и технологии, в том числе и применяемые в природоохранных целях, должно быть

дано санитарно-эпидемиологическое заключение о безопасности. В последние годы предложены новые технологии очистки загрязнённых нефтью объектов окружающей среды. Все эти аспекты служат доказательством необходимости разработки нормативно-методических документов по санитарной и природоохранной оценке безопасности работ в процессе освоения месторождений углеводородного сырья и нефтепереработки.

Первоочередными документами, подлежащими разработке, являются:

- санитарные правила и нормы охраны окружающей среды при проведении работ по добыче и переработке углеводородного сырья
- методические указания по оценке и классификации опасности отходов, реагентов и технологий, применяемых при нефтедобыче и разработке рекомендаций по использованию и утилизации отходов бурения.

С учётом вступления России в ВТО, эти документы так же должны быть гармонизированы с международным законодательством и нормативной базой Европейского сообщества.

PER-FLEX. СИСТЕМА РВО ДЛЯ БУРЕНИЯ НЕУСТОЙЧИВЫХ ПОРОД

Чувашов Д.А., Темник С.В.

*ЗАО «Бейкер Хьюз», 125284, Россия, Москва, Ленинградский проспект, 31А/1,
e-mail: Dmitry.Chuvashov@bakerhughes.com, Sergey.Temnik@bakerhughes.com*

При бурении неустойчивых пород, склонных к обвалам и осыпям, большое внимание уделяют ингибирующим свойствам применяемых буровых растворов. При этом выбор типа раствора будет зависеть от степени рисков возникновения осложнений данного вида и сложности ликвидации их последствий. При высоком риске обвалообразования Департамент буровых растворов и жидкостей заканчивания ЗАО «Бейкер Хьюз» в качестве альтернативы РВО рекомендует систему на водной основе PERFORMAX, а при умеренных рисках проблем с нестабильностью ствола скважины применять ее менее дорогой аналог – систему PER-FLEX.

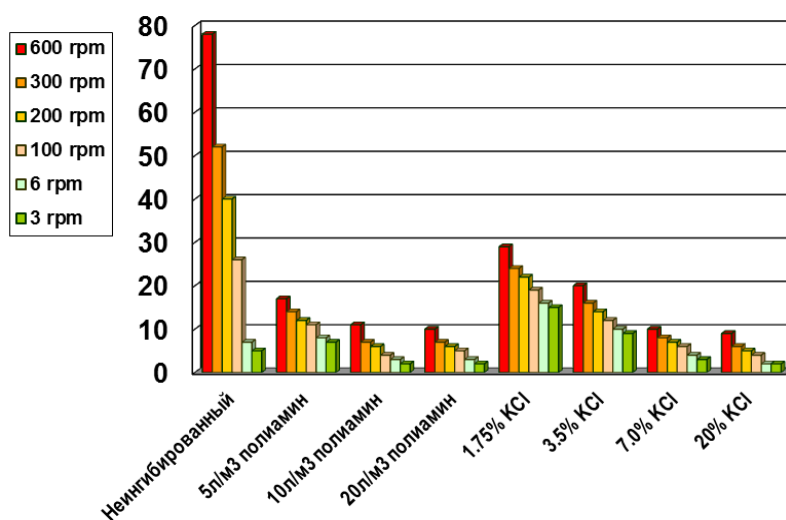
Ключевой особенностью системы PERFORMAX является совокупное наличие в буровом растворе реагентов MAX-SHIELD, MAX-GUARD, MAX-PLEX, NEW-DRILL и PENETREX. Тогда как для системы PER-FLEX характерно присутствие лишь некоторых из перечисленных выше компонентов или применение их менее дорогих аналогов (CHECK-TROL, SHALE-PLEX, NANOSHIELD и т.д.). Особенность высокоингибирующей системы PER-FLEX заключается в одновременном ингибировании гидратации «активных» глин с помощью полиаминного ПАВ, стабилизации осыпавшихся или нестабильных сланцев и аргиллитов путем снижения передачи порового давления, снижении крутящего момента и сопротивления среды и полимерной инкапсуляции выбуренной породы для предотвращения набухания и диспергирования глинистых частиц.

Наименование, основные функции и механизм действия реагентов, входящих в состав указанных систем буровых растворов на водной основе, указаны ниже.

| Реагент | Назначение в буровом растворе |
|---------------------------|---|
| MAX-GUARD CHEK-TROL | Полиаминовый ингибитор гидратации активных глин (обмен катионов) |
| MAX-PLEX SHALE-PLEX | Стабилизатор сланцев (химическое действие) |
| MAX-SHIELD NANOSHIELD | Стабилизатор сланцев (физическое действие) |
| PENETREX NS TERRA-RATE | Противосальниковая добавка, ускоритель проходки в глинистых породах |
| NEW-DRILL LV | ЧППА для инкапсуляции и сохранения целостности шлама |

Сравнение ингибирующей способности хлорида калия и полиамина ЧЕК-TROL проводили путем оценки изменения размера стандартной бентонитовой «таблетки» на тестере линейного набухания. При этом «таблетка» после 3-х часов контакта с раствором, содержащем $80 \text{ кг/м}^3 \text{ KCl}$, разрушилась. Тогда как объем «таблетки» даже после 2-х суток контакта с раствором полиаминового реагента в концентрации 5 л/м^3 увеличился лишь незначительно, и практически совсем не изменился при его концентрации 10 л/м^3 .

В дополнение к этому испытанию изучалось влияние упомянутых ингибиторов на реологию бентонитовой суспензии (стандартный бентонит распускали в растворах ингибиторов гидратации). Данное исследование показало, что растворы, содержащие 70 кг/м^3 (7% масс.) KCl и 10 л/м^3 полиамина Чек-Трол, по ингибирующей способности сравнимы между собой.



Полиаминовые ингибиторы набухания и гидратации глин типа MAX-GUARD или его аналог CHEK-TROL препятствуют гидратации и диспергированию химически активных и вязких глин за счет катионного обмена. В результате этих реакций полиамин электростатически связывает кластеры глинистых частиц, подавляет способность глины абсорбировать воду, и, в отличие от раствором на основе солей калия, эффективно ингибирует глины независимо от их минералогического состава (в т.ч. содержащие каолинит породы) и не вносит погрешностей в показания геофизических приборов

Механизм стабилизации склонных к обвалам и осыпям пород осадкообразующим алюминатно-органическим комплексом MAX-PLEX и его аналогом SHALE-PLEX заключается в том, что при снижении pH раствора < 10 водорастворимые алюминатные ионы превращаются в нерастворимый гидроксид алюминия, который, в свою очередь, при дальнейшем уменьшении pH до 5 и ниже – в растворимый катион алюминия.

В итоге взаимодействие MAX-PLEX с глинистыми породами приводит к следующему:

- 1) уменьшается проницаемость фильтра в пласт как результат осаждения алюминат-ионов в межплоскостном пространстве глинистых пород и устьях пор из-за снижения pH среды (или реакции с поливалентными катионами реликтовой воды);
- 2) снижается перенос порового давления через породы пласта, позволяя применять буровой раствор с меньшей плотностью, чем используется у обычных растворов на водной основе;
- 3) механически герметизируются микротрещины и поры в глинах, сланцах или песчанниках.

Мелкодисперсный деформируемый полимер MAX-SHIELD и его аналог NANOSHIELD – это сыпучие и не замерзающие при низких температурах продукты, которые создают эластичную корку с высокими антифрикционными свойствами, снижают передачу порового давления в пласт и перекрывают микротрещины и поры, предотвращая проникновение фильтра в пласт и тем самым повышая стабильность стенок скважины.

В качестве одного из примеров наиболее успешного применения системы PER-FLEX отмечается бурение без осложнений горизонтальных скважин №№ 4073, 4079 и 4082 Донецко-Сыртовского месторождения, где обвалоопасные интервалы (Бобриковский горизонт и Колганская толща) вскрыты с зенитными углами $23-29^\circ$ и $76-81^\circ$ соответственно. Скважины с подобным сложным для Оренбургской области профилем были впервые пробурены в 2012 году именно с использованием системы PER-FLEX. Вторым успешным примером можно назвать применение системы PER-FLEX в ХМАО в 2015 году (г. Нягань, Краснотенинская площадь, Поттымско-Ингинский Л.У.), где поставленная одним из заказчиков задача по сохранению устойчивости ствола горизонтальных скважин в интервале склонных к обвалообразованию пород Фроловской свиты (вскрыты с зенитными углами $61-65^\circ$) была выполнена в полном объеме, с сокращением плановых сроков бурения и без каких-либо осложнений.

Ниже приведен итоговый опыт применения водного бурового раствора PER-FLEX в регионе Россия-Каспий с описанием краткой информацией по скважинам, пробуренных в период с 2012 по 2015 г.:

| Регион (город) | Количество отбуренных скважин | Интервал плотностей раствора, г/см ³ | Максимальный зенитный угол, градус |
|-----------------------------|-------------------------------|---|------------------------------------|
| Оренбургская обл. (Бузулук) | 15 | 1.08-1.20 | 23-81 |
| ЯНАО (Новый Уренгой) | 11 | 1.12-1.22 | 40-53 |
| ХМАО (Нягань) | 4 | 1.14-1.24 | 33-91 |
| Коми (Усинск) | 3 | 1.20-1.45* | 18-22 |
| Узбекистан (Карши) | 8 | 1.21-1.38* | 39-43 |

* – увеличение плотности раствора произвели по указанию заказчика (ствол скважины всегда оставался стабилем)

РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫХ БУРОВЫХ МАРОК «КОЛЛОИДНОГО» БЕНТОНИТА

Проскурин Д.В., Кочнева О.Н., Орлова М.С.

ОАО «Бентонит», г. Курган, e-mail: info@bentonitkgn.ru

Технология применения бентонита, как высокодисперсного структурообразователя для буровых растворов на водной основе, требует выбора оптимальной научно обоснованной последовательности действий по отработке режимов приготовления первичных суспензий, стабилизации их полимерными реагентами, управления кинетикой набухания бентонита при различной степени минерализации водной фазы.

Организация эффективной промывки скважин напрямую зависит от правильного выбора марки бурового бентонита, а также обеспечения максимальной реализации его природного потенциала к набуханию и диспергированию. В первую очередь, речь идет о сокращении времени приготовления бентонитовой суспензии с заданными технологическими характеристиками, а также обеспечении максимальных значений структурно-механических и антифильтрационных характеристик суспензии при минимальном расходе бентопорошка.

Решение данной проблемы позволит не только повысить качество строительства скважин, но и создаст основу для достижения экономического эффекта, связанного с уменьшением расхода бентонита и полимерных материалов при одновременном снижении вероятности осложнений в бурении.

Вопрос оптимизации приготовления бентонитовой суспензии тесно связан с условиями материального и энергетического баланса процесса затворения бентопорошка. Приготовление бентонитовой суспензии может быть описано дифференциальным уравнением конвективной диффузии:

$$\partial(\rho C)/\partial\tau = -\text{div}(-\rho D \text{grad}C + \rho wC), \quad (1)$$

где: C - массовая доля бентонита, доли ед.; D - коэффициент диффузии, м²/с; w - скорость конвективного потока, м/с.

В левой части уравнения (1) представлена скорость изменения массы бентонита в произвольно выбранном дифференциальном объеме суспензии (в $кг/м^3с$). Правая часть уравнения (1) представлена дивергенцией конвективного и диффузионного потоков, возникающих в процессе приготовления суспензии. Величина скорости ($\partial(\rho C)/\partial\tau$) характеризует эффективность процесса приготовления суспензии. Чем выше данная скорость, тем эффективней выбраный способ затворения бентонита.

Установлено, что оптимальный способ приготовления бентонитовой суспензии характеризуется реализацией следующих факторов:

- максимально возможное увеличение скорости смешивания с реализацией турбулентного режима течения;

- приготовление суспензии с наибольшей технологически допустимой плотностью (первоначальное приготовление концентрата с тщательным перемешиванием с последующим разбавлением раствора до рабочей концентрации);

- применение высокодисперсного бентонита, образующего при гидратации преимущественно частицы минимального размера (частицы порядка 10^2 нм), что достигается реализацией использованием селективно отобранного минерального сырья, использованием неполимерных пептизаторов, уникальными способами активации бентонита.

Дальнейшее дифференцирование обеих частей уравнения (1) позволяет уйти в правой части от дивергенции конвективного потока, представив его через градиент концентрации (массовой доли) бентонита:

$$\rho \cdot \partial C / \partial \tau = - \operatorname{div}(-\rho D \operatorname{grad} C) + \rho w \operatorname{grad} C \quad (2)$$

Уравнение (2) позволяет выделить значимые факторы регулирования свойств суспензии после выравнивания плотности системы по всему объему. Локальные объемные колебания плотности суспензии сглаживаются действием концентрационных градиентов, присутствующих в правой части уравнения (2) в выражениях диффузионного и конвективного потоков. По-прежнему большое значение играет скорость конвективного потока (w), которую в данном случае можно интерпретировать, как скорость перемешивания суспензии, не влияющую на перераспределение массы бентонита в объеме суспензии (плотность остается постоянной). Это подтверждается тем, что оператор конвективного переноса не является дивергенцией, то есть величины плотности (ρ) и скорости (w) относятся не к дифференциальному объему, а характеризуют суспензию в целом. Однако, оператор кондуктивного переноса, представленный дивергенцией потока диффузии, допускает локальные колебания концентрации бентонита в объеме суспензии. Поэтому, величина коэффициента диффузии (D) продолжает оставаться важным физическим параметром, характеризующим скорость набора суспензией оптимальных технологических характеристик.

Важнейшим следствием уравнения (2) является тот факт, что скорость выравнивания концентрации бентонита по всему объему суспензии пропорциональна ее плотности. С практической точки зрения это означает, что технологически оптимальным является первоначальное приготовление бентонитовой суспензии максимальной концентрации и дальнейшее ее разбавление до рабочей плотности. Приготовление большого объема суспензии с низкой концентрацией не эффективно из-за неоднородности процесса объемного распределения бентонита (наличие сгустков и «мертвых» зон).

Уравнения массообмена (1,2) хорошо описывают процесс приготовления бентонитовой суспензии при отсутствии минерализации водной фазы и полимерных обработок.

Эффективность выбранного метода приготовления бентонитовой суспензии характеризуется скоростью накопления энтальпии в дифференциальном объеме ($\partial(\rho h)/\partial\tau$):

$$\partial(\rho h)/\partial\tau = -\operatorname{div}(-\lambda \operatorname{grad}T - \rho D(h_1 - h_2) \operatorname{grad}C + \rho wh) + Q_v, \quad (3)$$

где: h – удельная энтальпия системы, Дж/кг;

h_1, h_2 - парциальные энтальпии бентонита и воды, Дж/кг;

λ - теплопроводность суспензии, Вт/мК;

Q_v - производство энтальпии в дифференциальном объеме, Дж/м³с.

Первое слагаемое в правой части уравнения (3) представляет собой оператор теплового потока ($-\lambda \operatorname{grad}T$). Из этого следует, что скорость диспергирования бентонита будет тем выше, чем больше разница температур между компонентами системы (бентонитом и водой). Действительно, достигаемая эффективная вязкость суспензии, приготовленной в горячей (80 °С) воде, в несколько раз выше, чем вязкость суспензии, приготовленной при комнатной температуре. Однако, в реальных условиях нагрев воды исключается и, соответственно, $\operatorname{grad}T = 0$.

Другое присутствующее в правой части слагаемое - оператор производства энтальпии (Q_v), учитывает тепловые эффекты при диспергировании бентонита. Главным компонентом оператора Q_v является теплота смачивания (гидратации) поверхности коллоидных частиц бентонита. Чем выше коллоидальность бентонита (содержание монтмориллонита), тем выше величина Q_v и эффективнее процесс диспергирования и приготовления суспензии.

Молекулы полимеров, присутствующих в водной фазе, адсорбируются на поверхности дисперсных частиц бентонита и снижают теплоту гидратации. Поэтому, крайне желательно, чтобы полимерные реагенты вводились в последнюю очередь – в ранее приготовленную суспензию. Особенно это актуально для акриловых полимеров с высокой степенью адсорбции на бентонитовой поверхности.

Что касается слабо сорбирующихся карбоксиметилированных производных целлюлозы (КМЦ, ПАЦ, КМК), то момент их введения в систему до затворения бентонита или после в данном случае (влияния на теплоту гидратации) не принципиален.

Так как бентонит по своей химической природе является слабой кислотой, то присутствие в воде щелочных агентов (каустической соды) увеличивает степень диссоциации поверхностных силанольных групп, что также способствует производству энтальпии и, соответственно, повышает скорость диспергирования бентопорошка.

Анализ уравнения (3) позволяет также вывести условия оптимального приготовления бентонитовой суспензии при наличии повышенной минерализации водной фазы.

Известно, что затворение бентонита в минерализованной воде не эффективно, так как отсутствуют два основных двигателя процесса пептизации.

Во-первых, присутствие в системе коагулянта (катионов соли) препятствует диспергированию бентонита до частиц достаточно малого размера, чтобы стал значимым оператор диффузионного потока.

Во-вторых, в минерализованной системе смачивание поверхности бентонита минимально, то есть отсутствует производство энthalпии. Единственным фактором, способствующим росту концентрации бентонита в дифференциальном объеме, является скорость затворения и перемешивания суспензии, что явно недостаточно для нормального протекания процесса.

Поэтому оптимальным является другой путь: обработка соленасыщенного бурового раствора заранее приготовленной бентонитовой суспензией на пресной воде. В этом случае реализуются операторы диффузионного потока ($\rho D(h_1 - h_2) \text{ grad } C$) и производства энthalпии (Q_v). Далее, при введении пресной суспензии в минерализованную среду уже конкурируют процессы концентрационной коагуляции и стабилизации системы за счет адсорбции присутствующих в системе молекул полимеров. При достаточной скорости конвективного потока (w) устойчивость системы сохраняется и, таким образом, достигается технологическая задача получения полимер-бентонитового минерализованного раствора. Разумеется, после тщательного смешивания перед использованием полученный раствор досаливается до требуемой степени минерализации.

В компании НПК «Бентонит» разработан комплексный подход к управлению качеством буровых бентопорошков, важнейшими этапами которого являются не только применение сырья с максимальным содержанием монтмориллонита и повышенной способностью к пептизации в водной фазе, но и выработка технологических рекомендаций по оптимальному приготовлению бентонитовых суспензий. Это позволяет существенно уменьшить время затворения бентонита, обеспечивать максимальные реологические характеристики суспензии и, тем самым, снижать удельный расход бентопорошка, успешно готовить полимер-бентонитовые буровые растворы в условиях минерализации водной фазы, а также правильно производить полимерные обработки для достижения требуемых технологических параметров системы.

Для производства «коллоидного» бентонита используется селективно добытое минеральное сырье Зырянского месторождения следующего состава:

Таблица 1

Минеральный состав бентонита Зырянского месторождения (об.%)

| Минерал | Об. % |
|------------------------------|-------|
| Монтмориллонит | 75 |
| Гидрослюда | 14 |
| Кварц-кремнистые образования | 5,1 |
| Кальцит (конкреции) | 2,8 |
| Лимонит (конкреции) | 2,8 |
| Минералы тяжелой фракции | 0,3 |

В настоящее время НПК «Бентонит» наращивает производство марок «коллоидного» бентонита, отличительными особенностями которого являются: повышенная скорость диспергирования в водной фазе и образование нано-золей с высокими структурными характеристиками.

Технология получения «коллоидного» бентонита заключается во введении в состав бентопорошка пептизирующих (*неполимерных*) агентов, обеспечивающих достижение максимальной степени диспергирования слоистого силиката.

Степень пептизации такого бентонита выше 90 %, гидратация происходит преимущественно образованием коллоидных частиц размером не более 100 нм. При достижении размера частиц менее 100 нм суспензия переходит в состояние нано-золя, вязкость которого существенно выше, по сравнению с суспензией бентонита с микронным размером частиц.

Ниже приведена эффективная вязкость нано-золей в сравнении с суспензиями микронных размеров (рис.1).

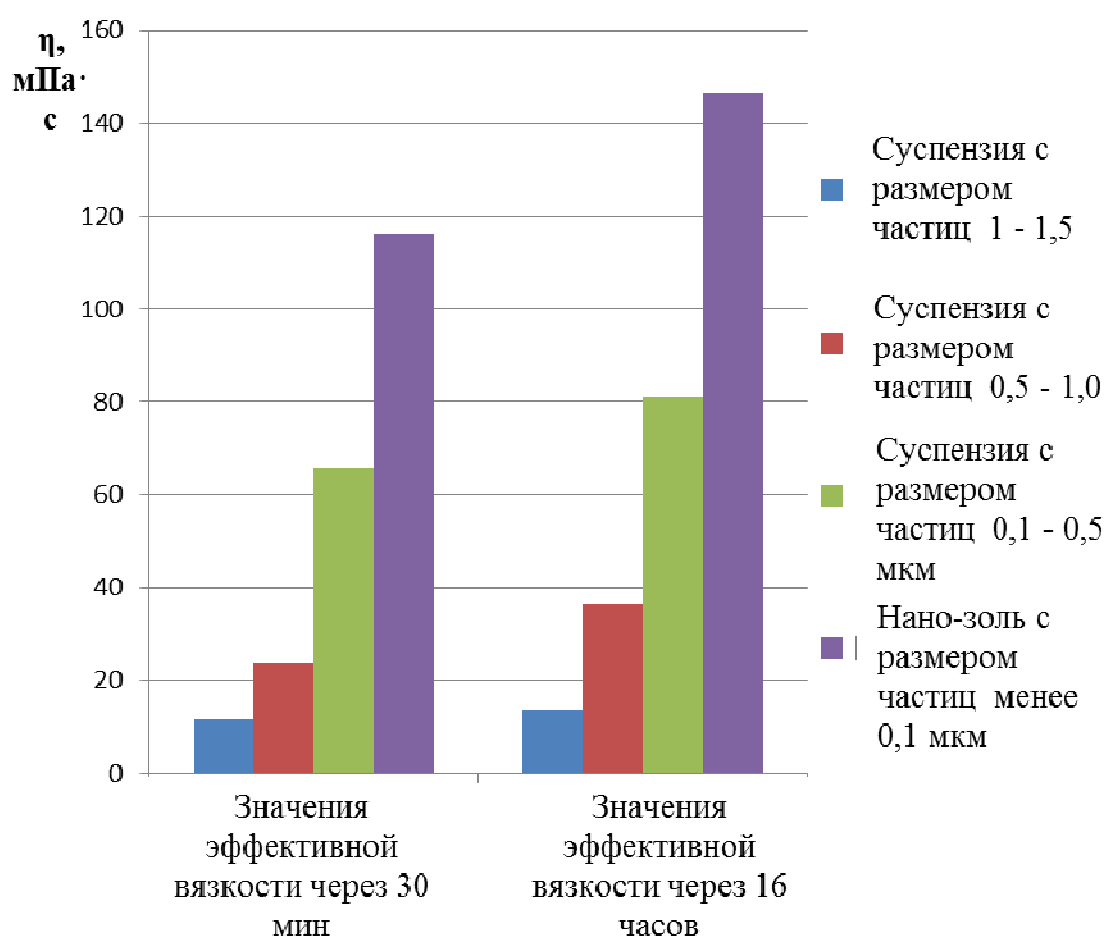


Рис. 1. Влияние размеров частиц бентонитовой суспензии на эффективную вязкость (ротационный вискозиметр FANN, 1022 с⁻¹)

На рис. 2 показано влияние размера частиц бентонита на показатель выхода суспензии с эффективной вязкостью 15 мПа·с.

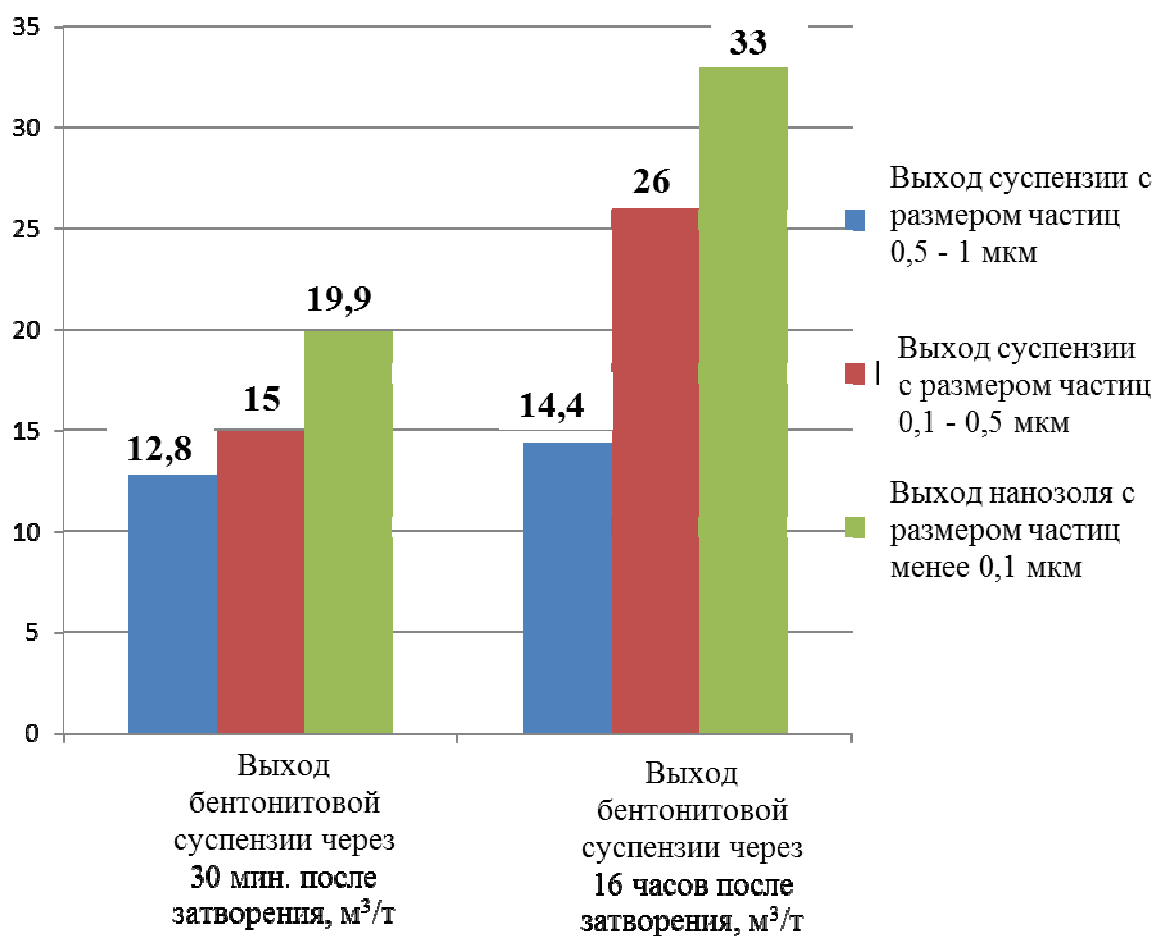


Рис. 2. Влияние размера дисперсных частиц на показатель выхода глинистого раствора

Использование «коллоидного» бентонита позволяет существенно снизить время приготовления суспензии на буровой за счет увеличенной скорости набухания и диспергирования в водной фазе.

Скорость увеличивается за счет действия оператора диффузионного потока (3), при этом происходит быстрое выравнивание плотности по всему объему суспензии. Кроме того, увеличенная удельная поверхность частиц нано-золя при размерах частиц порядка 10^{-7} м обеспечивает, соответственно, реализацию оператора синтеза энтальпии (3) в результате гидратации поверхности слоистого силиката.

В настоящее время НПК «Бентонит» предлагает несколько марок «коллоидного» бентонита, среди которых выделяется продукт, соответствующий требованиям «API Specification 13A» класса ОСМА (Лицензия № 13А-0070 на использование монограммы API).

Основываясь на результатах опытно-промысловых испытаний и регулярных поставок «коллоидного» бентонита, можно выделить несколько областей применения «коллоидного» бентонита, позволяющих существенно увеличить технико-экономические показатели бурения:

- сверхвысокая вязкость нано-золя и быстрый набор его структурно-механических характеристик делают «коллоидный» бентонит незаменимым при бурении верхних интервалов скважин (направление и кондуктор): снижается вероятность растепления зон ММП, практически отсутствует сальникообразование, существенно уменьшается расход реагентов и материалов на поддержание высоких реологических свойств бурового раствора (по данным ОПР отмечено снижение расхода бентонита на 25- 30 %);

- использование «коллоидного» бентонита целесообразно в процессе углубления скважины с глубины 1000 - 1500 м в целях экономии полимерных реагентов и поддержания оптимальных структурно-реологических свойств полимер-глинистого бурового раствора;

- обработка высокоминерализованных промывочных жидкостей концентрированным нано-золем из «коллоидного» бентонита обеспечивает поддержание оптимальных реологических и фильтрационных характеристик при бурении в хемогенных породах.

- использование уникальных свойств «коллоидного» бентонита может эффективно применяться для борьбы с поглощениями (использование в составе вязкоупругих полимер-бентонитовых смесей).

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЖИДКОСТЬ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН НА ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩАХ ГАЗА

Рогов Е.А.

*Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), пос. Развилка, Ленинский район, Московская область, Россия, а/я 130, г. Москва, 115583,
e-mail: vniigaz@vniigaz.gazprom.ru*

Технологическая жидкость для глушения скважин при проведении капитальных и текущих ремонтов на подземных хранилищах газа выбирается исходя из конкретных горно-геологических условий, конструкции скважины, вида проводимых ремонтных работ и метода освоения после проведения ремонта.

Жидкости глушения должны подбираться из условий нанесения минимального ущерба продуктивному пласту и обеспечения проведения необходимых операций по ремонту в скважине. Воздействие технологической жидкости глушения на продуктивный пласт происходит с помощью двух механизмов: химического и механического. Примером смешанного или химического воздействия является процесс глинизации пласта и его закупорка жидкостями. Механическое воздействие на пласт проявляется в закупорке пласта по стенке скважины и в призабойной зоне или в нарушении структуры пласта [1].

Основные требования к технологическим жидкостям глушения следующие:

- иметь достаточную плотность для создания необходимого давления на пласт;
- иметь фильтрационные свойства, не допускающие глубокого проникновения в пласт;
- обеспечивать восстановление фильтрационных характеристик продуктивного пласта после проведения ремонта;
- не содержать механических примесей с диаметром частиц более 2 мкм;
- быть совместимыми с другими технологическими жидкостями;
- не вступать в химические реакции с породами пласта;
- не вызывать коррозии труб и подземного оборудования;
- обеспечивать проведение геофизических работ в зоне интервала перфорации;
- быть экологически безопасной;
- быть относительно дешевой и состоять из недефицитных материалов.

Однако наряду с соблюдением выше перечисленных требований, определяющим при выборе технологической жидкости для глушения является ее положительное влияние на проницаемость продуктивного пласта. Таким образом, наиболее перспективными для использования в качестве жидкостей глушения являются солевые растворы без твердой фазы, обеспечивающие ингибирование глинистых минералов и сводящие к минимуму потерю проницаемости, связанную с набуханием глин.

В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработан состав технологической жидкости без твердой фазы с повышенной плотностью, позволяющий сохранить коллекторские свойства после проведения ремонтных работ [2]. Технологическая жидкость для глушения скважин включает, мас. %: глицерин 20,0 - 35,0; сульфатцелл 1,5 - 2,0; аммоний йодистый 60,0 - 62,5; вода - остальное.

Глицерин - трехатомный спирт, обладает низким поверхностным натяжением, легко растворяется в воде и спирте, смешиваясь с ними в любых соотношениях. Экологически безвреден, не обладает токсичным и раздражающим действием. Химическая формула - $C_3H_8O_3$, выпускается промышленностью в соответствии с ГОСТ 6824-96. Используется в качестве реагента для повышения морозостойкости заявленного состава жидкости для глушения скважин.

Сульфатцелл - водорастворимая гидроксипропилцеллюлоза (ГЭЦ), представляет собой простой эфир целлюлозы неионогенного типа, получаемый реакцией этерификации целлюлозы. Продукт белого, желтовато-белого или сероватого цвета, легко растворяется в воде. Сульфатцелл производится нескольких марок, которые отличаются вязкостными характеристиками и содержанием основного вещества в готовом продукте. Экологически безвреден, так как подвергается биологическому разложению, не образуя вредных веществ. Выпускается ЗАО «Полицелл», г. Владимир, согласно ТУ-6-5 5-221-1407-95. Применяется в качестве реагента, позволяющего получать растворы различной вязкости, проявляющие псевдопластические свойства.

Аммоний йодистый представляет собой мелкие, слегка желтоватые кристаллы кубической системы, плотностью 2514 кг/м³. Хорошо растворим в воде (62,8% при температуре 20 °С) и в этиловом спирте (20% при 20 °С). Химическая формула - N_4H_8I ,

выпускается промышленностью в соответствии с ГОСТ 3764-75. Применяется в качестве реагента, позволяющего регулировать плотность заявленной жидкости для глушения скважин.

Технологическую жидкость для глушения в лабораторных условиях готовится следующим образом. Например, содержание компонентов в жидкости для глушения составляет (масс.%): глицерин - 20,0%, сульфатцелл - 1,5%, аммоний йодистый - 60%, вода - остальное.

Эксикатор наполняют пресной водой в количестве 1000 г. При постоянном перемешивании в течение 10 минут вводится расчетное количество (в соответствии с указанным выше массовым процентным содержанием) аммония йодистого и перемешивается на лабораторной мешалке ЛРМ-1 до полного растворения. При дальнейшем перемешивании в водный раствор вводится расчетное количество (в соответствии с указанным выше массовым процентным содержанием) понизителя фильтрации - сульфатцелла. Сульфатцелл вводится в сухом виде при непрерывном перемешивании до полного растворения. После получения однородной системы на конечной стадии постепенно добавляется расчетное количество (в соответствии с указанным выше массовым процентным содержанием) глицерина, и перемешивание продолжается еще 15 мин. Замер основных технологических параметров полученной жидкости глушения производится на стандартных приборах.

В таблице приведены состав и технологические параметры жидкости с различным содержанием ингредиентов.

Таблица

Состав и технологические параметры жидкости для глушения скважин

| Состав технологической жидкости, мас. % | | | | Плотность, кг/м ³ | Условная вязкость, с | Фильтрация, см ³ /30 мин | рН |
|---|-------------|------------------|-----------|------------------------------|----------------------|-------------------------------------|-----|
| Глицерин | Сульфатцелл | Аммоний йодистый | Вода | | | | |
| 20 | 1,5 | 60,0 | остальное | 1310 | 35 | 2-4 | 4,5 |
| 35 | 2,0 | 62,5 | остальное | 1285 | 40 | 2-4 | 4,5 |

Таким образом, применение разработанного состава технологической жидкости для глушения скважин обеспечивает возможность проведения ремонтных работ в скважинах с сохранением коллекторских свойств продуктивного пласта.

Список литературы

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 543 с.
2. Патент РФ № 2499019, С09К 8/42. Жидкость для глушения скважин / Е.А. Рогов, В.И. Нифантов, А.Я. Исхаков (Россия). Заявлено 24.04.2012. Опубликовано 20.11.2013. Бюл. № 32.

**ИЗУЧЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СУХОЙ
ПОЛИМЕР-КОЛЛОИДНОЙ СМЕСИ «БИОБУР ОСНОВА» ПРОИЗВОДСТВА
ООО «ХИМПРОМ» ПРИ БУРЕНИИ СЛАБОУСТОЙЧИВЫХ
ГЛИНИСТЫХ ПОРОД**

Кожевников Р.О.

*ООО «Химпром», г. Пермь, ул. Кировоградская, д. 12,
тел./факс: (342) 283-65-60, 283-72-29, e-mail: info@himprom-group.ru*

«Биобур Основа» представляет собой сухую смесь типа «буровой раствор из одного мешка» предназначенную для приготовления буровых растворов с заранее заданными параметрами, а также для приготовления специальных жидкостей для глушения и ремонта скважин. «Биобур Основа» позволяет в течение нескольких часов приготовить необходимый объем раствора с заранее заданными параметрами. Рецепт сухого смеси подбирается индивидуально по требованиям Заказчика. Сухая смесь «Биобур Основа» обеспечивает возможность эффективного управления технологическими параметрами растворов. Реагент обладает высокими псевдопластичными свойствами и способствует формированию малопроницаемой фильтрационной корки.

При выполнении большого объема буровых работ в районах с недостаточно развитой транспортной инфраструктурой, организацией снабжения и хранения, а также в районах с суровыми природно-климатическими условиями для приготовления буровых растворов целесообразно применять порошкообразные материалы. Применение буровых растворов, получаемых на основе сухих полимер-коллоидных смесей, позволяет существенно снизить время на их приготовление и регулирование технологических параметров, поскольку для приготовления раствора на буровой, следует лишь развести сухую смесь технической водой непосредственно на месте бурения скважины.

Сухие полимер-коллоидные смеси имеют неоспоримые достоинства по сравнению с традиционными буровыми растворами:

1) Точная дозировка химических реагентов в смеси приводит к более эффективному расходу реагентов.

2) При применении полимер-коллоидных смесей не происходит нарушения последовательности ввода компонентов, что в большей степени определяет свойства готового бурового раствора [4]. Благодаря одновременному вводу реагентов обеспечивается повторяемость технологических параметров буровых растворов одного и того же состава на разных буровых.

3) При составлении рецептов сухих смесей полимер-коллоидного типа учтены эффекты взаимодействия составляющих компонентов.

4) Достижение необходимых технологических параметров бурового раствора, занимает гораздо меньше времени, по сравнению с приготовлением традиционных буровых растворов.

При модификации рецептуры реагента «Биобур Основа» были учтены специфические особенности месторождения, в частности, сложные горно-геологические усло-

вия: геологический разрез представлен в основном легкогидратирующимися, набухающими и размокающими глинистыми породами, а также алевролитами, мергелями и песчаниками. Среди возможных осложнений: поглощение буровых растворов, осыпи и обвалы стенок скважин, прихватоопасные зоны, кавернообразование, сужение ствола скважин, наличие сероводорода и т.п. Требуемые параметры бурового раствора представлены в таблице 1.

Таблица 1

Требуемые параметры бурового раствора:

| Наименование показателя | Интервал 0-230 м | Интервал 230-560 м |
|---|------------------|--------------------|
| Плотность, г/см ³ | 1.16-1.18 | 1,1-1,12 |
| УВ (ВБР-2), с | 35-50 | 30-45 |
| pH фильтрата, ед | 8,0-9,0 | 8,5-9,5 |
| Ф30, см ³ | <6 | 3-5 |
| PV, сПз | минимальная | минимальная |
| УР, фунт/100фут ² | 7-10 | 7-10 |
| СНС _{10сек} , фунт/100фут ² | 5-9 (за 1 мин.) | 4-8 (за 1 мин.) |
| СНС _{10мин} , фунт/100фут ² | 9-15 | 8-12 |

Из представленных данных видно, что Заказчику требуется буровой раствор, в котором не происходит увеличения вязкости бурового раствора, а также не происходит наработка коллоидной фазы глины - фильтрат бурового раствора не должен способствовать набуханию глинистых частиц, увеличению гидрофильности породы, увеличению количества физически связанной воды в порах пласта. С учетом этих требований сухая смесь полимер-коллоидного типа «Биобур Основа» была доработана в направлении придания раствору инкапсулирующих свойств и высокой выносящей способности.

При составлении рецептуры компонентный состав подбирался таким образом, чтобы учитывались следующие факторы: синергетический эффект взаимодействия компонентов и наличие в составе полимеров с различными молекулярными массами.

Отличительной особенностью сухих смесей полимер-коллоидного типа является то, что свойства готового бурового раствора формируются не путем сложения свойств отдельных реагентов смеси, а синергетическим эффектом их взаимодействия [9]. Буровой раствор, состоящий из смеси реагентов, отличается от традиционного бурового раствора, полученного постепенным вводом аналогичных реагентов тем, что изменение свойств в нем происходит нелинейно относительно концентрации компонентов, вследствие чего возникают новые качества смеси, не свойственные отдельным его элементам и способам их объединения. В данном случае возникает принцип: целое больше суммы его составляющих [5].

Высокие псевдопластические свойства и низкие показатели фильтрации обеспечивает смесь крахмала и ксантанового биополимера. При взаимодействии данных компонентов повышается транспортирующая способность бурового раствора. Ксантановый биополимер наиболее часто используются в процессе приготовления сухих смесей полимер-коллоидного типа, поскольку он оказывает существенное влияние (до 75-90%)

на формирование структурно-реологических и фильтрационных свойств данных растворов. Псевдопластичность является следствием формирования молекулами с высоким молекулярным весом сложного агломерата, посредством образования водородных связей и закрученности цепей полимера. Молекулы ксантана в водных растворах склонны к самоассоциации. С повышением ионной силы раствора или увеличении концентрации полисахарида формируется гель [1]. Он представляет собой трехмерную сетку, образованную из двойных спиралей ксантана, связанных межмолекулярными водородными связями. Снижение вязкости при сдвиге происходит вследствие разрушения этой сети и выравнивания отдельных молекул полимера в направлении течения. При снятии напряжения сдвига надмолекулярная структура быстро восстанавливается [6].

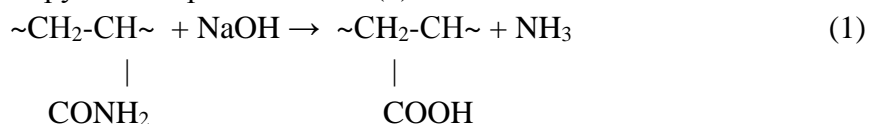
Контроль водоотдачи бурового раствора также обеспечивается наличием в составе смеси «Биобур Основа» специального реагента многофункционального действия, разработки компании ООО «Химпром». Данный компонент снижает показатель фильтрации на 30-50 %, оказывает ингибирующее действие на глинистые породы пласта, препятствует наработке коллоидной глинистой фракции в буровых растворах и способствует разжижению загущенных глинистых растворов.

При стабилизации глинистых суспензий полимерными реагентами, различающимися молекулярными массами, числом и зарядом функциональных групп, наблюдается улучшение технологических параметров буровых растворов [1,2,7]. При одновременном добавлении реагентов, полимеры участвуют в конкурентной адсорбции на глинистой поверхности. Поэтому, в состав смеси «Биобур Основа» был включен частично гидролизованный полиакриламид со средней молекулярной массой и средней анионной активностью, получаемый сополимеризацией акриламида и акрилата натрия. Данный компонент предназначен для укрепления стенок скважины, инкапсуляции выбуренной породы, улучшения реологических свойств буровых растворов, что способствует эффективному выносу частиц горной породы из скважины. Полиакриламид образует тонкую, прочную фильтрационную корку на стенках скважины, что предотвращает гидратацию глин и кольматацию поровых каналов.

Полиакриламид способен образовывать физический гель в результате образования пространственной сетки, в которой сшивание цепей происходит посредством сильных взаимодействий нековалентного характера: донорно-акцепторной связи, образованной за счет атома водорода (имеющий частичный положительный заряд) карбоксильной группы и атома азота (имеющий неподеленную пару электронов) амидной группы [8].

При растворении в воде смесь полимер-коллоидного раствора «Биобур Основа», создает в растворе щелочную среду, что способствует расщеплению водородных связей полимеров, выпрямлению макромолекул, и, как следствие, снижению вязкости системы в целом [3].

Полиакриламид подвергается щелочному гидролизу, в результате чего происходит замещение амидных групп на карбоксильные (1):



Снижение количества NH₂-групп в полимерной цепи приводит к уменьшению возможных нековалентных (амидных) связей, а, следовательно, к уменьшению вязкости раствора из-за уменьшения агрегатов (физических микрогелей) частично гидролизованных полиакриламидов [4].

Для борьбы с пенообразованием в состав смеси «Биобур Основа» был введен пеногаситель на основе кремнийорганических олигомеров с добавлением поверхностно-активных веществ. Поскольку в состав «Биобур Основы» входят реагенты, подверженные биологической деструкции (крахмал и ксантановый биополимер), было принято решение включить бактерицид в состав смеси.

Для придания раствору ингибирующих свойств в раствор может быть добавлен хлористый калий - наиболее доступный, эффективный и удобный ингибитор набухания глин. Для борьбы с водопоглощениями предполагается использовать кольматанты из скорлупы грецкого и кедрового орехов различных фракций, а также кислоторастворимый кольматант на основе молотой морской ракушки. Данные кольматанты совместимы со всеми компонентами полимер-коллоидного раствора «Биобур Основа» и не оказывают влияния на реологические свойства бурового раствора.

Методики проведения входного лабораторного контроля сухой смеси полимер-коллоидного раствора «Биобур Основа»

На первом этапе исследований был получен исходный безглинистый полимер-коллоидный раствор «Биобур Основа» обладающий инкапсулирующими свойствами и утяжеленный фракционированным мелом до плотности 1,12 г/см³. Для этого добавляют навеску 28,8 г сухой смеси в 800 мл воды (хоз. питьевой/пластовой) в стакане с равномерной скоростью в течение 30 с. Общее время перемешивания должно составлять 90 мин. при 1000 об/мин.

На втором этапе исследований для определения инкапсулирующих свойств в раствор «Биобур Основа» был добавлен глинопорошок марки ПБН до плотности раствора 1,18 г/см³ (требование Заказчика на первом интервале бурения). После добавления глины перемешивание велось еще 30 мин. Результаты измерения реологии и фильтрации представлены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты измерения реологии и фильтрации полимер-коллоидного раствора «Биобур Основа»

| Наименование показателя | Требования (230-560 м) | Исходные параметры | Требования (0-230 м) | Параметры с глиной | Параметры с глиной ч/з 24 ч. |
|------------------------------|------------------------|--------------------|----------------------|--------------------|------------------------------|
| Концентрация в растворе, г/л | | 36 | | 36 | 36 |
| Плотность, г/см ³ | 1,1-1,12 | 1,12 | 1,16-1,18 | 1,18 | 1,18 |
| УВ (ВБР-2), с | 30-45 | 38 | 35-50 | 45 | 46 |
| рН фильтрата, ед | 8,5-9,5 | 9,0 | 8,0-9,0 | 9,0 | 9,0 |
| | | | | | |

| Наименование показателя | Требования (230-560 м) | Исходные параметры | Требования (0-230 м) | Параметры с глиной | Параметры с глиной ч/з 24 ч. |
|---|------------------------|--------------------|----------------------|--------------------|------------------------------|
| Φ_{30} , см ³ | 3-5 | 3,4 | <6 | 4,2 | 4,2 |
| PV, сПз | минимальная | 18,1 | минимальная | 22,1 | 22,1 |
| УР, фунт/100фут ² | 7-10 | 15,9 | 7-10 | 21,7 | 22,1 |
| СНС _{10сек} , фунт/100фут ² | 4-8 (за 1 мин.) | 5,2 | 5-9 (за 1 мин.) | 6,2 | 6,1 |
| СНС _{10мин} , фунт/100фут ² | 8-12 | 6,1 | 9-15 | 7,2 | 7,3 |

По результатам лабораторных испытаний можно сделать вывод, что полученный раствор полностью удовлетворяет требованиям Заказчика. Полимер-коллоидный раствор «Биобур Основа» обладает низкими значениями показателя фильтрации (Φ_{30} , см³), оптимальными значениями условной (УВ, с) и пластической вязкости (PV, сПз). Высокие значения динамического напряжения сдвига (УР, фунт/100фут²) характеризуют способность бурового раствора эффективно удалять выбуренную породу, а также предотвращать оседание бурового шлама и сальникообразование.

Вывод

При создании рецептуры сухой смеси полимер-коллоидного раствора «Биобур Основа» был применен подход по системе: «требования Заказчика к свойствам бурового раствора - компонентный состав бурового раствора», который позволяет обеспечить рациональный подбор реагента еще на стадии модификации рецептуры с учетом всех горно-геологических условий бурения на скважине. Использование указанной смеси позволит снизить затраты и ускорить время на приготовление бурового раствора с необходимыми технологическими параметрами, а также снизить нагрузку на логистические службы.

Список используемой литературы

1. Грей Дж.Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Дж.Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
2. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов / Э.Г. Кистер.– М.:Недра, 1972.-392 с.
3. Куренков В.Ф. Водорастворимые полимеры акриламида / В.Ф. Куренков // Соросовский образовательный журнал.- 1997.- №5.- С.48-53.
4. Лушпеева О.А. О природе синергетического эффекта в полимер-глинистых буровых растворах / О.А. Лушпеева, В.Н. Кошелев, Л.П. Вахрушев, Е.В. Беленко //Нефтяное хозяйство. - 2001. - №3. – С.28-30.
5. Пригожин И. Порядок из хаоса / И. Пригожин, И. Стенгерс. – М.: Прогресс, 1986. – 432 с.
6. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам / Я.А. Рязанов. – Оренбург: Летопись, 2005. – 664 с.

7. Тагер А.А. Физикохимия полимеров. - М.: Химия, 1968.- 545 с.
8. Хохлов А.Р. Восприимчивые гели / А.Р. Хохлов // Соросовский образовательный журнал.- 1998.- №11.- С.138
9. Шарова О.Ю. Исследование эффектов синергетического взаимодействия композиций реагентов в глинистых буровых растворах

СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА И МАРКЕТИНГ СЫРЬЕВОГО ИСТОЧНИКА ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ЭФИРОВ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ

Валишина З.Т., Шипина О.Т., Косточко А.В

*Казанский национальный исследовательский технологический университет,
г. Казань, 420015, Республика Татарстан, Россия, ул. Карла Маркса, 68,
e-mail: zimvall@yandex.ru*

Важными задачами являются увеличение механической прочности, улучшение эксплуатационных характеристик нитратцеллюлозных композиций, увеличение степени замещения, массовой доли основного вещества в водорастворимых эфирах целлюлозы. Эти задачи целесообразно решать в направлении улучшения физико-химических характеристик, реакционной способности полимерной основы эфиров целлюлозы–целлюлозы.. Поэтому актуальной задачей остается создание и изучение новых видов и типов целлюлоз, отличающихся физико-химическими характеристиками.

Традиционно наиболее высококачественные эфиры целлюлозы в производстве наиболее ответственных изделий для оборонной промышленности и гражданской продукции изготавливали из хлопковой целлюлозы.

Качество продукции и стабильность свойств хлопковой целлюлозы, поставляемой в Россию из Узбекистана АО «Ферганский химический завод фурановых соединений», из Казахстана фирмой ТОО «Хлопкопром-Целлюлоза» к настоящему времени оставляет желать лучшего.

В сложившейся ситуации для сохранения и жизнеспособности производств нитратов целлюлозы и водорастворимых эфиров целлюлозы необходимо промышленное освоение процесса изготовления целлюлозы – заменителя хлопковой целлюлозы на основе альтернативного отечественного источника – древесной целлюлозы в уплотненной физической форме «папка».

Древесная вискозная целлюлоза — папка по показателям, характеризующим чистоту материала (содержание смол и жиров, золы, белизна) превосходит другие марки древесных целлюлоз. Подготовка древесной целлюлозы в форме «папки» отличается от других типов древесной целлюлозы. С учетом имеющегося опыта переработки древесной целлюлозы различных производителей разработаны специальные требования на древесное сырье, пригодное для получения нитратов целлюлозы [1].

В рамках Государственной Программы развития сельского хозяйства на 2013-2020 годы реализуется поддержка производства и первичная переработка технической конопли (пеньки) во многих регионах России. В настоящее время выведены новые сорта конопли: Южанка, Глянка, Гентус и другие, содержание наркотических веществ в которых минимально.

Другой альтернативой хлопковому сырью может служить лен, выращиваемый на территории России в промышленных масштабах, обладающий высокой урожайностью и высоким экономическим потенциалом возделывания.

Другой путь заключается в плановом воздействии на биохимические процессы, ответственные за формирование свойств целлюлозы в природных условиях. В этом отношении следует отметить возросший интерес к бактериальной целлюлозе, преимущественно биомедицинского назначения. Кроме растений целлюлоза может быть синтезирована некоторыми бактериями (бактериальная целлюлоза). Наиболее известным производителем бактериальной целлюлозы (БЦ) является уксуснокислая бактерия *Gluconoacetobacter xylinus*. В этом направлении успешно работают сотрудники института проблем химико-энергетических технологий СО РАН (г. Бийск) [2].

Исследование тонкой структуры бактериальной целлюлозы, в сравнении с особенностями структурной организации хлопковой целлюлозы, необходимо для расширения представления о строении целлюлозы, влиянии параметров структуры целлюлозы на свойства ее эфиров.

На практике используются физико-химические характеристики, дающие минимальную информацию о строении, молекулярной и надмолекулярной структуре целлюлозы и ее поведении в процессе переработки, хотя именно детали тонкой молекулярной структуры целлюлозы имеют особое значение для ее промышленного использования.

Характерной особенностью целлюлоз разного вида является их структурная неоднородность, которая является одним из основных показателей, определяющих физико-химические и технические ценные свойства материала для переработки в эфиры целлюлозы. В зависимости от происхождения и способа выделения целлюлозы ее тонкая молекулярная и надмолекулярная структура может иметь специфические особенности, что проявляется в различии реакционной способности, кинетике химических превращений, свойств конечных продуктов [3-8].

В соответствии с вышесказанным, в качестве объектов исследования выбраны: целлюлоза древесная хвойная сульфатная небеленая «папка» (ОАО «Байкальский ЦБК»), хлопковая листовая (АО «Ферганский химический завод фурановых соединений»), ХЦ из Казахстана (ТОО «Хлопкопром-Целлюлоза»), Норвежская целлюлоза (древесная сульфатная вискозная «папка»), Французская древесная (листовая) марки Biofloc 92, льняная целлюлоза (листовая) стандарт НР ЕСF (Польша), пеньковая листовая марки ЛЕСF (Польша), пеньковая целлюлоза (волокно) и бактериальная целлюлоза (БЦ) в виде сети исключительно тонких волокон – 0,1 мкм. (табл.1).

ИК-спектры образцов снимали на спектрометре Фурье инфракрасный (исследовательская модель Nicolet IS10 и Nicolet IS5). Как следует из полученных данных ИК-спектрального анализа, на качественном уровне спектры исследуемых образцов целлюлоз идентичны. ИК- спектр листовой хлопковой целлюлозы не отличается от спектра

хлопковой целлюлозы (хлопок). ИК-спектры целлюлоз травянистого происхождения из льна беленой и небеленой, а также конопли беленой и небеленой практически идентичны спектру хлопковой целлюлозы [8-9].

В спектрах всех опытных образцов древесной целлюлозы отсутствуют колебания в области 1600 см^{-1} , характерные для ароматических соединений остаточного лигнина.

В ИК-спектре древесной целлюлозы в форме «папка», по сравнению с лиственной целлюлозой положение максимума полосы ν_{OH} смещено в область более низких частот, что свидетельствует о более прочном связывании макромолекул, большей упорядоченности структуры (табл.2.). Это согласуется с данными физико-химического анализа целлюлозы и нитратов целлюлозы на их основе.

Отличие в образце древесной целлюлозы «папка» состоит в том, что при высокой степени разволокнения наблюдается сдвиг максимума полосы поглощения от значения 3340 см^{-1} до значения 3280 см^{-1} , что связано с развитием менее интенсивных межмолекулярных связей [5].

Широкая полоса ν_{OH} более размытая ($3550\text{-}3100\text{ см}^{-1}$) в ИК- спектре листовой целлюлозы по сравнению с целлюлозой в форме папка ($3500\text{-}3000\text{ см}^{-1}$). Наблюдаются различия в области деформационных колебаний ОН групп в оксиметильной группе $\text{СН}_2\text{ОН}$ древесной целлюлозы в форме «папка» ($1387,14\text{ см}^{-1}$) и 13330 см^{-1} в листовой.

Широкая полоса ν_{OH} более размытая ($3550\text{-}3100\text{ см}^{-1}$) в ИК- спектре листовой целлюлозы по сравнению с целлюлозой в форме папка ($3500\text{-}3000\text{ см}^{-1}$). Наблюдаются различия в области деформационных колебаний ОН групп в оксиметильной группе $\text{СН}_2\text{ОН}$ древесной целлюлозы в форме «папка» ($1387,14\text{ см}^{-1}$) и 13330 см^{-1} в листовой.

Для оценки кристалличности исследуемых образцов целлюлозы использовали отношение оптических плотностей полос поглощения при 1375 см^{-1} (деформационные колебания С-Н в метиновых группах) к поглощению при 2900 см^{-1} (валентные колебания С-Н метиленовых групп). Из всех изученных ХЦ (производства Казахстан, Фергана, Бийск) наиболее структурно упорядоченную конформацию макромолекул имеет листовая ХЦ (Фергана) табл. 2).

Таблица 1

Физико-химические показатели целлюлозы различного вида и формы

| № п/п | Вид целлюлозы | Динамическая вязкость, мПа·с | Влажность, % | Массовая доля α -целлюлозы, % | Смачиваемость, г | Массовая доля остатка нерастворимого в серной кислоте, % | Массовая доля золы, % |
|-------|--|------------------------------|--------------|--------------------------------------|------------------|--|-----------------------|
| 1 | Байкальская древесная. сульфатная. хвойная «папка» | 24 | 7,0 | 98,4 | 117 | 0,15 | 0,13 |
| | | | | | | | |

| № п/п | Вид целлюлозы | Динамическая вязкость, мПа·с | Влажность, % | Массовая доля α -целлюлозы, % | Смачиваемость, г | Массовая доля остатка нерастворимого в серной кислоте, % | Массовая доля золы, % |
|-------|---|------------------------------|--------------|--------------------------------------|------------------|--|--------------------------|
| 2 | Ферганская листовая ХЦ | 32 | 9,6 | 99,0 | - | 0,18 | 0,14 |
| 3. | Норвежская древесная сульфатная вискозная «папка» | 38,4 | 6 | 95,2 | 158 | 6 | 0,11 |
| 4 | Французская древесная листовая Biofloc 92 | 29 | 6,7 | 93,4 | 169 | 0,05 | 0,08 |
| 5 | Льняная целлюлоза Стандарт НР ЕСФ | СП=360 | 6,0 | 90 | - | - | 0,2 |
| 6 | Бактериальная целлюлоза | 300 | 3,8 | 98,5 | 179,7 | - | 1,0 0,2 ^{х)} |
| 7 | Хлопковая целлюлоза Казахстан | 31-45 | 8-10 | 97,5-98,5 | 130-150 | 0,10-0,30 | 0,1-0,3 |
| 8 | Хлопковая целлюлоза Бийск | 29,9-34 | 4,8 | 98,7 | 152 | 0,15 | 0,1 |
| 9 | Пеньковая целлюлоза волокно | 9,2 | 3,9 | 92,0 | - | - | 0,09 |
| 10 | Древесная сульфатная вискозная целлюлоза (папка) | 9,0-11,5 | 9,2 | 92,6 | - | - | 0,03 |

х)- использование раствора соляной кислоты вместо уксусной на стадии очистки

В таблице 2 представлены значения индексов симметричности полосы $\nu(\text{OH})_{\text{max}}$ (a/b), исследуемых образцов целлюлоз. Индекс симметричности оценивали по отношению левой и правой частей ширины полосы поглощения ОН-групп, измеренных от середины перпендикуляра, проведенного через максимум полосы поглощения ОН-групп. По расчетным значениям видно, что индекс симметричности равный или близкой к единице имеют все изученные хлопковые целлюлозы независимо от вязкости и формы (волокно, лист), что говорит о более однородном распределении внутримолекулярных и межмолекулярных водородных связей.

Байкальская целлюлоза «папка» отличаются от других древесных целлюлоз. Это можно объяснить тем, что внутримолекулярные водородные связи наиболее выражены в целлюлозе Байкальской, чем межмолекулярные.

Максимум полосы поглощения деформационных связей в Н–О–Н, обусловленной присутствием прочно связанной воды, у бактериальной целлюлозы выше, чем у других целлюлоз ($1704-1800\text{ см}^{-1}$, вместо 1650 см^{-1}) (рис. 1).

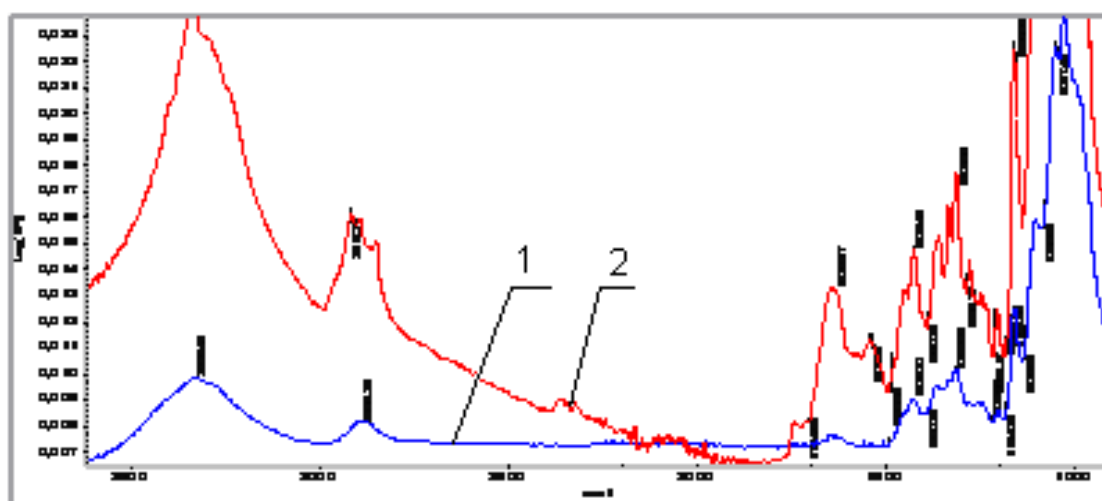


Рис. 1. Совмещенные ИК-спектры бактериальной (2) и хлопковой целлюлозы (1)

Из рис 1 видно, что бактериальная целлюлоза по основным параметрам качества превосходит хлопковую целлюлозу. Следует отметить, что использование раствора соляной кислоты вместо уксусной на стадии очистки ПБЦ позволяет значительно снизить ее зольность (табл. 1).

Основное различие в приведенных спектрах для БЦ — это довольно интенсивная полоса при $3339,12\text{ см}^{-1}$, которая была найдена в бактериальной целлюлозе, но не обнаружена в других образцах целлюлозы. Различие обусловлено скорее различными ориентации и степени кристаллического совершенства, чем структурными различиями.

Из анализа данных указанных табл. 1, прежде всего, следует, что по физико-химическим свойствам наиболее качественной является как листовая, так и волокнистая хлопковая целлюлоза. Эти образцы целлюлоз характеризуются высокими значениями показателя альфа-целлюлозы (выше 98%), смачиваемости (130-152), динамической вязкости (31-50 мПа·с) и практически идентичными параметрами структуры и размерами кристаллитов (табл.2). Наблюдаются лишь незначительные различия колебаний пиранозного кольца (области $982-893\text{ см}^{-1}$ для волокнистой целлюлозы и $895-800\text{ см}^{-1}$ для листовой целлюлозы) в зависимости от физической формы целлюлозного материала. Форма пика при 2900 см^{-1} , его расщепление и интенсивность могут определяться существованием поворотных изомеров вследствие поворотов или вращения групп CH_2OH вокруг связей $\text{C}_5 - \text{C}_6$. В этой области по форме пика и интенсивности отличается от других хлопковых целлюлоз листовая ХЦ (Фергана). ИК-спектр листовой хлопковой целлюлозы более схож с ИК- спектром льняной и пеньковой целлюлозой.

Тенденция изменения системы межмолекулярного взаимодействия прослеживается при переходе к целлюлозе другой природы и в другие физические формы, например, в форму «папка».

Целлюлоза как кристаллизующийся полимер обладает свойством полиморфизма, т.е. способностью образовывать кристаллиты с различными параметрами элементарной ячейки.

Известно, что нативная целлюлоза (целлюлоза I) имеет две различные полиморфные модификации. Это связано с тем, что кристаллическая структура целлюлозы I состоит из двух различных кристаллических модификаций 1α и 1β [3]. Установлено, что наибольшее содержание целлюлозы 1α находится в бактериальной целлюлозе (~64 %), наименьшее, до 20% — в целлюлозе сорта рами и хлопковой.

Согласно современным представлениям, нативные целлюлозы гетерофазны и их цепочки параллельно ориентированы, а их реакционная способность в определенной степени зависит от наличия целлюлозы 1α , поскольку по данным ЯМР ^1H целлюлоза 1α присутствует на поверхности кристаллитов [3].

По форме кривой рассеяния и интенсивности широкоугольного диффузного рассеяния можно определить размеры кристаллов, являющихся характеристикой надмолекулярной структуры и физико-химических свойств полимера.

На дифрактограммах всех исследованных образцов растительных и травянистых целлюлоз (рис.2) наблюдаются хорошо выраженные рефлексy, характерные для упорядоченных кристаллических структур, в которых реализуется дальний порядок. Как показали результаты анализа, в основном дифрактограммы всех видов целлюлоз идентичны и соответствуют дифрактограммам для аморфно-кристаллических веществ. Также для всех исследуемых образцов характерно наличие на дифрактограммах интерференционных пиков той или иной степени выраженности, соответствующих кристаллической фазе целлюлозы. Как видно из сравнения полученных кривых, существенных отклонений углового положения дифракционных пиков для различных образцов не наблюдается, причем положения пиков достаточно хорошо согласуются с положениями пиков демонстрационной кривой.

Анализ рентгенодифрактограмм БЦ (влияет содержание влаги) показал, что кристаллическая решетка Ц I сохраняется и существенных изменений степени кристаллическости не происходит. На дифрактограмме образца бактериальной целлюлозы в сравнении с хлопковой целлюлозой кроме интерференционных пиков, соответствующих кристаллической целлюлозе, наблюдаются рефлексy, указывающие на наличие дополнительного вещества кристаллической структуры (неизвестная примесь).

Многообразие конформаций пиранозного кольца, как показали данные ИК-спектроскопических исследований [6-9], проявляется и в значениях кристаллографических параметров различных целлюлоз. В частности, изменяются: интегральная интенсивность и высота пиков в рентгенограммах. Судя по измеренным межплоскостным расстояниям, для растительных и травянистых целлюлоз, характерна моноклинная ячейка (фаза), однако, наблюдаемое соотношение межплоскостных расстояний, свидетельствует о некотором изменении в упаковке макромолекулярных цепей. Это различие связано, как с природой целлюлозы (хлопковая, древесная, льняная, пеньковая), так и с физической формой целлюлозного сырья. Наблюдаемые изменения в структурной организации непосредственно связаны и с размерами кристаллитов, являющихся характеристикой не только надмолекулярной структуры, но и физико-химических свойств цел-

люлозы и её эфиров (табл. 2). При этом, снижение интенсивности пиков на дифрактограммах целлюлозных образцов свидетельствует о снижении степени кристалличности или о частичной аморфизации структуры целлюлозы в процессе её подготовки к нитрации (измельчение волокон при формировании целлюлозного листа и др.). Полученные данные показывают наибольшую степень аморфизации у древесной целлюлозы в форме «папка» (её использование в производстве для получения эфиров требует корректировки технологических параметров).

Наиболее упорядоченной структурой характеризуется Ферганская целлюлоза (листовая), степень кристалличности — 87.9%, из чего следует, что качество целлюлозного сырья зависит от конкретной технологии производителя. Наименее упорядоченной структурой отличаются древесная листовая целлюлоза производства Франции (СК=79.3%) и древесная Байкальская целлюлоза в форме «папка». (СК=79,9%). Льняная целлюлоза листовая стандарта НР ЕСF, а также опытный образец пеньковой целлюлозы (волокно) отличаются наиболее упорядоченной структурой (табл. 2).

Таким образом, кристаллическая структура целлюлозы I в образцах волокна (ХЦ, древесная) и обоих видах целлюлозы из травянистых растений в форме листа и волокна в процессе модификации не изменялась.

Наиболее упорядоченной кристаллической структурой, в которой реализуется дальний порядок, характеризуется бактериальная целлюлоза (табл. 2) Подтверждаются литературные данные о том, что наиболее упорядоченной кристаллической структурой характеризуется бактериальная целлюлоза со степенью кристалличности-90% и размером кристаллитов (60,3- 69,4 Å).

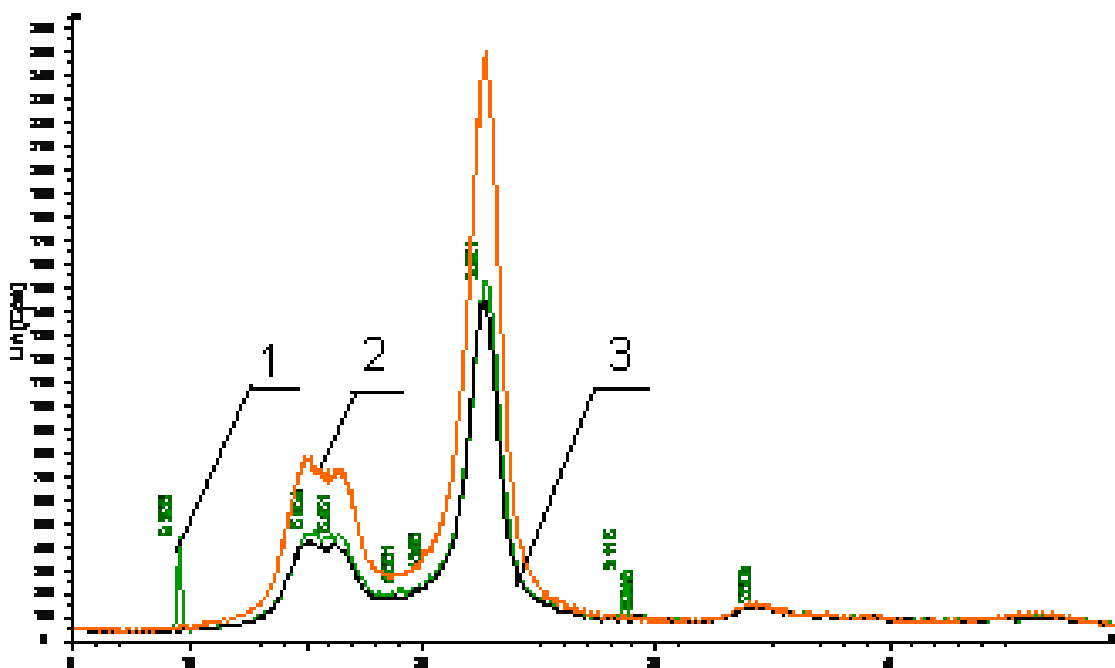


Рис. 2. Дифрактограммы исследуемых образцов целлюлозы: 1 - льняная целлюлоза стандарт НР ЕСF (зеленый) 2 - образец пеньковой целлюлозы(волокно) – 3- пеньковая целлюлоза листовая марки LECF (черный)

Показано, что структура бактериальной целлюлозы может служить образцом наиболее рациональной структурной организации, обеспечивающей лучшие свойства целлюлозы, а закономерности её биосинтеза станут важными научными данными для создания управляемых процессов синтеза целлюлозы с требуемыми характеристиками.

Полученные данные исследования надмолекулярной структуры и межмолекулярных взаимодействий в различных растительных и травянистых целлюлозных препаратах показали, что параметры структуры изменяются в зависимости от природы растительной целлюлозы, химического состава, физической формы и технологии производителя целлюлозы. Установлено, что более предпочтительной формы целлюлозы для ее переработки в эфиры целлюлозы является целлюлозная «папка».

Таблица 2

Структурные свойства целлюлоз из различного вида сырья

| Целлюлоза | По данным ИК-спектроскопии | | | По данным рентгенодифрактометрии | | |
|--|-------------------------------|-------------------|----------------------------|----------------------------------|---------------------------------|----------------------------|
| | ν_{OH} , см ⁻¹ | a/b | D_{1375}/D_{2900} | Индекс кристалл. K_p | Размеры кристаллитов, (ОКР), °А | Интегральная интенсивность |
| Хлопковая целлюлоза волокно | 3326. 3331 | 1,12 1,0 | 1,22 0,5 ^x) | 86-87,4 | 61,5-65,5 | 12165 |
| Древесная сульфатная (папка) Байкальская | 3326 | 0,92 | - | 79,9 | 41,2 | 12234.8 |
| Хлопковая листовая Фергана | 3336 | 1,14 | 0,68 ^x) | 87,9 87,0 | 61,1 67,7 | 9624 |
| Древесная листовая Франция | 3323 | 0,8 | - | 79,3 | 39,3 | 9772 |
| Норвежская древесная сульфатная вискозная «папка» | 3329 | 0,76 | - | 83,2 | 46,2 | 10235 |
| Льняная целлюлоза листовая Стандарт НР ЕСФ волокно | 3336. | 0,73 0,71 [9] | 1,6 0,82 [9] | 89,0 81,5 | 65,5 56 | 4636 |
| Пеньковая целлюлоза листовая волокно | 3332 | 0,73 0,82 [9] | 1,4 0,78 [9] | 86 90 | 63 59,2 | - |
| Бактериальная целлюлоза | 3340 | 0,58 | - | 90,0 | 60,3 | 9577 |
| Вискозная. Сульфатная целлюлоза (папка) | 3329 | 0,76 | - | 84,2 | 46,7 | 11612 |

Показано, что химическая чистота низковязкой целлюлозы из хлопковой целлюлозы, пеньки, обеспечиваемая специальными способами обработки, придает особые свойства композиционным материалам, требуемую пористость, высокоактивную поверхность изделий.

Литература

1. Валишина З.Т., Александров А.А., Матухин Е.Л., Косточко А.В. // Вестник Казан. технол. ун-та, **17**, 14, 362-366.(2014).
2. Гисматулина Ю.А., Золотухин В.Н, Сакович [и др] Показатели качества целлюлозы, полученной азотнокислым способом в лабораторных и опытно-промышленных условиях из мискантуса // Ползуновский вестник, 3, 162–168 (2013).
3. Грунин Ю.Б, Грунин Л.Ю, Никольская Е.А., Таланцев В.И Микроструктура целлюлозы и ее изучение методом релаксации ЯМР ¹H// Высокомол. соед, Сер.А., 54, 3, 397-405 (2012);
4. Косточко А.В., Шипина О.Т., Валишина З.Т.[и др] Получение и исследование свойств целлюлозы из травянистых растений //Вестник Казан. технол. ун-та, **9**, 267-275 (2010);
5. Михайлов Ю.М. Спектральное исследование целлюлозы и нитратов целлюлозы / Ю.М. Михайлов, Н.А. Романько, [др.] // Боеприпасы и высокоэнергетические конденсированные системы.**1**, .52-62 (2010).
6. Базарнова Н.Г. и др. Методы исследования древесины и ее производных: Учебное пособие. Барнаул, 2002. 159 с.
7. Валишина З.Т, Косточко А.В. [и др] Высококачественные целлюлозы из различного вида сырья и управление процессом их получения // Вестник Казан. технол. ун-та, .17, 21,.29-31.(2014).
8. Валишина З.Т., Александров А.А., Матухин., Храмова., Е.В, Косточко А. В. Целлюлоза из альтернативных источников отечественного сырья: целлюлоза из пенькового волокна// Казан. технол. ун-та, 18, 2, 259-262.(2015).
9. Нугманов О. К., Григорьева Н.П., Лебедев Н.А Структурный анализ травяной целлюлозы // Химия растительного сырья, 1,.29-37.(2013).

МАТЕРИАЛЫ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ МЕЖКОЛОННЫХ ДАВЛЕНИЙ, НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ, РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ И ВОДОПРИТОКОВ

Ефимов Н.Н.¹, Ноздря В.И.¹, Ефимов М.Н.², Мазыкин С.В.²

1 – ЗАО НПК Спецбурматериалы, г. Жуковский

2 – ООО «Сервисный Центр СБМ», г. Москва, РФ, e-mail: efimov@scsbm.ru

В процессе эксплуатации скважины под воздействием перепада давлений, возникающих при проведении различных технологических операций, происходит растрескивание цементного кольца за обсадной колонной. Это приводит к тому, что пластовые воды, поступая по этим трещинам, разрушают цементный камень и активно воздействуют на металл колонны. С течением времени образуются каналы, по которым про-

исходит миграция пластовых флюидов, приводящая к образованию заколонных перетоков, разрушению за счет коррозии резьбовых соединений и металла труб, возникновению межколонных давлений газа.

По итогам анализа научно-исследовательских работ и публикаций отмечается, что межколонные проявления представляют довольно распространенный вид осложнений и зависят не только от условий конкретного месторождения. Как правило, количество скважин с негерметичным межколонным пространством возрастает по мере увеличения срока их эксплуатации. Основные причины, определяющие возникновение межколонных давлений, можно условно классифицировать по четырем группам, в зависимости от доминирования того или иного фактора воздействия: геологического, технологического, механического или химического. Среди причин появления МКД исследователями выделяются: низкая степень вытеснения бурового раствора из заколонного пространства, неудовлетворительные технологические свойства тампонажного раствора, усадочные деформации на ранних стадиях твердения, термодеструкционные процессы, проходящие в цементном камне при высоких температурах и давлениях, уязвимость цементного камня при воздействии кислых компонентов пластового флюида.

Анализ промысловых данных по основным нефтегазодобывающим регионам показывает, что число скважин, особенно газовых, в которых возникают межколонные флюидопроявления, очень велико. Особую актуальность проблема обеспечения герметичности межколонного пространства (МКП) скважин приобретает на газовых и газоконденсатных месторождениях, пластовый флюид которых содержит агрессивный и токсичный сероводород.

Вышеперечисленные проблемы эксплуатации скважин отличаются особой сложностью при их ремонте, требуют нестандартного подхода, новых материалов и технологий. В первую очередь это связано с наличием тонких каналов перетока места негерметичности эксплуатационной колонны, особенно резьбовых соединений и межколонное пространство, как правило, имеют очень низкую приемистость.

ООО «НПК Спецбурматериалы» на протяжении нескольких лет занимается разработкой материалов и технологий для ремонта скважин.

Для ликвидаций перетоков по резьбовым соединениям эксплуатационных колонн (ЭК) разработана технология с использованием полиэфирных смол марки «Полисцеп». Материал имеет достаточно низкую условную вязкость в пределах 30-60 с, отличается высокой адгезией (свыше 4,0 МПа) к металлу и цементному камню, полимеризуется в водной среде с образованием высокопрочного полимера.

Технология ремонта отличается от традиционного ремонта. После глушения скважины и оценки состояния ЭК с помощью геофизических исследований определяется место нарушения резьбового соединения. Все работы выполняются с помощью геофизического подъемника. Это связано с тем, что материал «Полисцеп» достаточно дорогостоящий, и химически активный. Закачка его насосным агрегатом невозможна из-за его высокой адгезии к металлу, что может вывести из строя насосное оборудование и «забить» насосно-компрессорные трубы. К тому же для ремонта одного резьбового соединения достаточно 5,0-10,0 литров. После определения места нарушения в скважину с помощью каротажного кабеля спускается электропакер, который устанавли-

ливается ниже места нарушения на расстоянии до 1,0 метра. После извлечения кабеля в скважину спускается желонка с «Полисцепом». Полимерный клей выдавливается из желонки на пакер и перекрывает место нарушения. Время полной полимеризации не превышает 12 часов. Через 24 ч в скважину спускают компоновку с породоразрушающим инструментом и производят разбуривание полимера в интервале ремонта. Если в скважине несколько нарушений, то работы производят последовательно снизу вверх, а разбуривание производят после заделки верхнего нарушения в ЭК.

Для ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн (НЭК) нами широко используются водные суспензии микроцемента (ВСМЦ) и углеводородные суспензии микроцемента (УСМЦ). Применение микроцемента марки «Ультрацемент-5» обеспечивает высокую проникающую способность цементного раствора за колонну даже при низких приемистостях интервала НЭК. Минимальная приемистость для проведения РИР должна быть не менее 80 м³/сутки при 10,0 МПа. Для снижения приемистости НЭК используются обратные эмульсии или дисперсные материалы «ПолиТГП» или «Полиэкспан». При пластовых температурах свыше 80 °С рекомендуется применение УСМЦ во избежание преждевременного загустевания цементного раствора и получения осложнений.

Для ликвидации межколонных давлений (МКД) освоен выпуск микроцемента «Ультрацемент-5С». Отличие данной марки заключается в том, что данная партия цемента проходит дополнительную классификацию на стадии производства и характеризуется средним размером частиц на уровне 2,0 мкм, а максимальный размер не превышает 5,0 мкм, в отличие от «Ультрацемента-5» в котором максимальный размер не превышает 10 мкм. Состав УСМЦ: керосин ТС-1 - 38%, микроцемент «Ультра-5С» - 61,4%, ПолиПАВ-ВН - 0,5%, ПолиПАВ-МГ - 0,1%. Технология приготовления: в керосине растворяют ПАВ и при перемешивании вводят микроцемент.

Преимущества УСМЦ: низковязкая, седиментационно устойчивая суспензия. Без контакта с водой не загустевает, не «схватывается», не замерзает. Можно закачивать «на падении давления» в течение 12 часов. При контакте с водой и влажным газом происходит образование прочного цементного камня. Образование камня будет только в зоне контакта с водой, выше будет «живой» цемент, который среагирует со следующей порцией влаги, поступающей снизу. Рекомендуемый объем закачки - 200-400 литров. Недостатком УСМЦ для применения для ликвидации МКД является наличие твердой фазы с размером частиц менее 5,0 мкм. Ее рекомендуется применять при наличии приемистости порядка 10 м³/сутки.

При меньшей приемистости МКД рекомендуется использовать гелевую систему «Полигель АСМ-КЗ». Она представляет собой водную суспензию нанодисперсного оксида кремния. Это низковязкий золь кремниевой кислоты. Вязкость системы 1,5-3,0 МПа·с. Плотность суспензии 1200 кг/м³. При контакте с цементным камнем и минерализованной водой превращается в твердый гель, впоследствии переходящий в опаловидный кварц.

Преимущества: очень низкая вязкость, размер частиц 7,0-9,0 нанометров (прозрачная жидкость), обладает очень высокой проникающей способностью в пористую среду сопоставимую с проникающей способностью воды.

Недостаток: Боится мороза, после замерзания теряет свои свойства. Работа возможна только в теплое время года.

В 2013 году были проведены работы по ликвидации МКД в Оренбургской области на двух газовых скважинах. Закачка производилась через спецотверстия в обсадной колонне. Объем закачки «Полигеля АСМ-КЗ» составлял 1,0 м³ на скважину. МКД было ликвидировано.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ БЕЗГЛИНИСТОГО ИНГИБИРОВАННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА «ТБР-MUDMAX»

Каримов М.Ф.¹, Белоногов С.В.², Валеева Э.Р.²

1 – Институт «ТатНИПИнефть», г. Бугульма, РФ

2 – ООО «Татбуррастворы», г. Лениногорск, РФ

ООО «Татбуррастворы» совместно с институтом «ТатНИПИнефть» разработали буровой раствор **TBR-MudMax**, способный стабилизировать стенки скважины в интервале кыновских аргиллитов, пробуренных с набором набора зенитного угла с интенсивностью до 1,5⁰/10 м в диапазоне зенитных углов 60-85°.

Кыновские аргиллиты относятся к категории низконабухающих (набухает до 22%), однако в связи с неустойчивостью, склонностью к разупрочнению и обваливанию осложняют проводку горизонтальных скважин на девонские отложения, неингибированными системами не достигается проектный горизонтальный профиль.

Особенность **TBR-MudMax** в применении в качестве ингибитора глин комплекса неорганических и органических солей, применение которой обеспечивает ингибирование набухания аргиллитов, предотвращает ферментативное разложение полисахаридных составляющих раствора. В качестве органических солей могут выступать формиаты и ацетаты калия, кальция или натрия. Ранее органические соли щелочных металлов не применялись как ингибиторы буровых растворов в условиях месторождений РТ.

Согласно научным публикациям [2-3] отмечаются следующие преимущества органических солей:

- низкое межфазное натяжение водного раствора органических солей на границе с нефтью, в 6-8 раз меньше увлажнение сжатых глинистых образцов при контакте с водным раствором органического ингибитора, чем с раствором хлористого кальция и в 30 раз меньше чем с водой;

- низкая коррозия металлов в растворе,

- низкая агрессивность по отношению к цементному камню.

Количественную оценку ингибирующих свойств исследуемых растворов определяли в лабораторных условиях на основе теста продольного набухания пород в динамическом режиме.

TBR-MudMax готовится на основе технической пресной воды, путем ввода обязательных структурообразователей, стабилизаторов и солей-ингибиторов до определенной плотности (около 1150 кг/м³). Это позволяет использовать для повышения плотности раствора карбонатный утяжелитель до 1450-1500 г/см³. После производят ввод остальных ингредиентов. Структурообразователем является биополимер, обеспечивающий буровому раствору сильно выраженные псевдопластичные и выносящие свойства и устойчивость к агрессии рассолов солей.

Промысловые испытания **TBR-MudMax** проведены на наклонно-направленной скв. 32014 НГДУ «Альметьевнефть». Осложнений при бурении и креплении скважины с промывкой раствором плотностью 1300кг/м³ прошло успешно.

Кинетика набухания кыновских аргиллитов в различных типах растворов

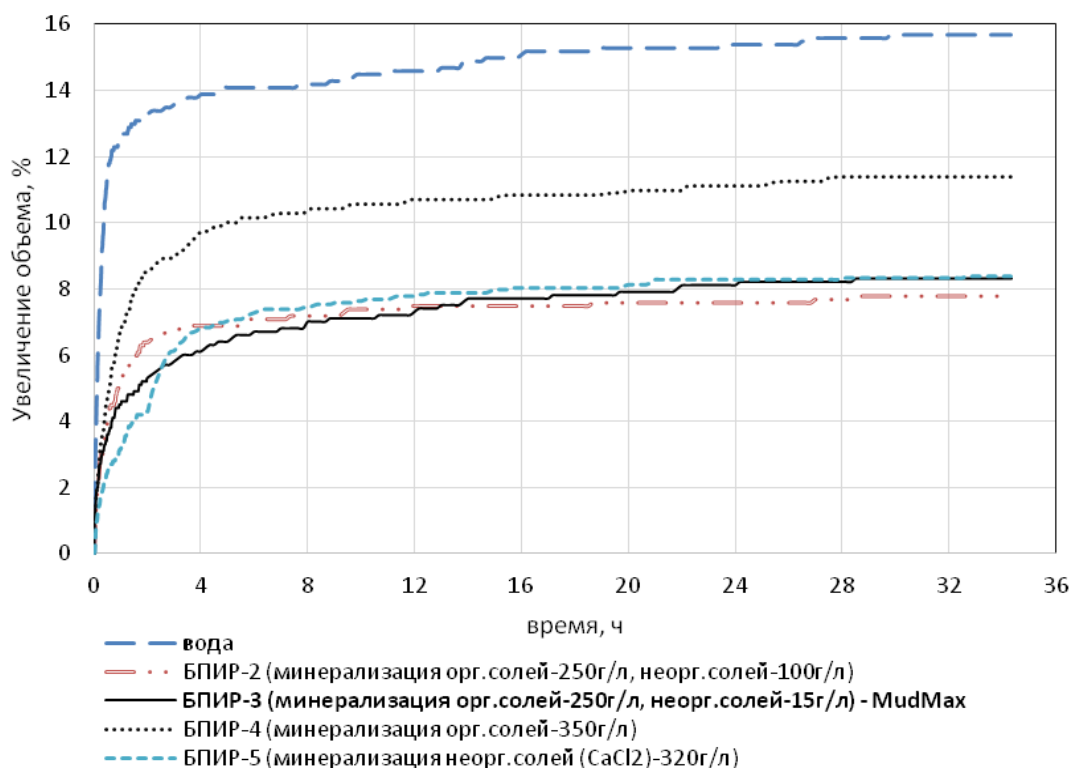


Рис. 1.

В интервале кыновских аргиллитов каверномером отмечено незначительное увеличение диаметра ствола до 245 мм. Спуск и крепление эксплуатационной колонны проведено без осложнений. Качество крепления скважины в надпродуктивном интервале оценивается удовлетворительным ($K_{15} = 0,714$). Качество крепления скважины в продуктивном интервале оценивается хорошим ($K_{16} = 0,933$).

Промысловые испытания продолжаются при бурении горизонтальной скв.14431г НГДУ «Джалильнефть». Пробурен ствол с набором зенитного угла в интервале кыновских аргиллитов (проходка в интервале 190 м), спущена и зацементирована

эксплуатационная колонна на кровлю пашийского горизонта. После вывода из бурового раствора утяжелителя с помощью центрифуги продолжено бурение горизонтального ствола в продуктивном песчанике (проходка более 100 м).

На июнь 2015 г планируется бурение еще двух горизонтальных скважин с промывкой раствором **TBR-MudMax**.

Литература

1. Городнов В. Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. – М.: «Недра», 1984. 229с.
2. Б. М. Курочкин, В. Н. Лобанова, З. Ф. Гилязетдинов, А. И. Поваляев, Ю. И. Карпов, В.В. Коробкин. Перспективные технологические жидкости для бурения скважин в осложненных условиях. – Бурение скважин, 1998, №5, с33-38.
3. Шарафутдинова Р. З., Близнюков В. Ю. Исследование разрушения глины в ингибированных буровых растворах. // Эфиры целлюлозы и крахмала, другие химические реагенты и материалы в эффективных технологических жидкостях для строительства, эксплуатации и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин: материалы XIV международной научно-практической конференции. – Суздаль: Издательство ВлГУ, г. Владимир, 2010.. 356с., с 204.

ОПЫТ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ В ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Растегаев Б.А.¹, Гвоздь М.С.¹, Ульшин А.В.¹, Кошелев В.Н.²

1 – ООО «НПО БентоТехнологии», г. Альметьевск, РФ

2 – ООО «BentoLux», г. Краснодар, РФ

Сложный профиль боковых стволов, (наклонно-направленный, зачастую, с горизонтальным окончанием) обуславливает повышенные требования к качественной очистке ствола скважины от выбуренной породы. Для снижения гидродинамических сопротивлений в циркуляционной системе приходится ограничивать подачу насосов и, соответственно, обеспечивать вынос шлама главным образом, свойствами бурового раствора, а именно реологическими параметрами.

Одной из важных задач при строительстве бокового ствола является сохранение устойчивости стенок ствола скважины. Это определяет функциональную задачу раствора: минимизировать разупрочняющее действие за счет уменьшения гидратационного воздействия на глинистые породы, а также за счёт обеспечения баланса давлений, определяемых наряду с пластовым (поровым) напряжённым состоянием пластов. Сложности, как правило, возникают ввиду несовместимых условий бурения, особенно при проводке наклонного ствола в интервалах глинистых отложений с очевидными АВПД. Например, в Самарской области АВПД приурочены к меловым (Радаевский и

Косьвинский ярусы), а также девонским (Кыновские глины) отложениям. При этом, как вышележащие, так и ниже расположенные продуктивные пласты, как правило, отличаются АНПД. Соответственно, изначально при вскрытии коллектора подвержены избыточной репрессии, способствующей их обводнению. А поскольку в стволах малого диаметра применение высокопробивных перфораторов исключено, внимание к выбору бурового раствора для первичного вскрытия должно быть повышенным, особенно в условиях избыточных репрессий, обусловленных несовместимыми геологическими факторами. Т.о. важнейшими становятся мероприятия по минимальному загрязнению пристволенной зоны продуктивного пласта.

Если вытеснение вязкого фильтрата (обусловленное в том числе деградацией полимеров) носит временной характер, то гидратация глинистого цемента в порах пласта ведёт к необратимой потере проницаемости. Соответственно в первую очередь приходится обращать на ингибирующие характеристики раствора.

Ранее нами [1] приводились расчётные зависимости времени устойчивости ствола скважины от диаметра скважины, угла ее наклона и ингибирующих характеристик (показателя увлажняющей способности), таблица 1.

Таблица 1

Влияние угла наклона скважины, диаметра ствола и ингибирующей активности раствора на время устойчивости бокового ствола

| Радиус скважины, м | P ₀ , м/час | T _{уст.} , сут. | | | | | |
|--------------------|------------------------|--------------------------|----|------|------|------|------|
| | | 0 | 10 | 30 | 50 | 70 | 90 |
| 0,197 | 0,06 | 50 | 45 | 37 | 30,3 | 24,8 | 20,3 |
| | 0,03 | 101 | 90 | 74 | 60,6 | 49,7 | 40,7 |
| 0,148 | 0,06 | 38 | 34 | 28 | 23,1 | 18,9 | 15,5 |
| | 0,03 | 76 | 68 | 56 | 46,1 | 37,8 | 30,9 |
| 0,108 | 0,06 | 28 | 25 | 20,7 | 17,0 | 14,0 | 11,4 |
| | 0,03 | 55 | 50 | 41,4 | 34,0 | 28,0 | 22,8 |
| 0,080 | 0,06 | 20 | 18 | 13,3 | 12,1 | 10,0 | 8,1 |
| | 0,03 | 41 | 36 | 27,0 | 24,3 | 20,0 | 16,3 |
| 0,070 | 0,06 | 18 | 16 | 13,3 | 11,0 | 9,0 | 7,3 |
| | 0,03 | 36 | 32 | 26,7 | 22,0 | 17,8 | 14,7 |

Уменьшение диаметра скважины пропорционально уменьшает срок устойчивости, а кратное усиление ингибирования столь жератно увеличивает устойчивость. Аналогична зависимость от угла наклона ствола. При наличии в разрезе недоуплотненных глинистых отложений с повышенным поровым давлением (текучие породы) возникает необходимость применения растворов повышенной плотности. При этом, необходимо учитывать, как репрессию, создаваемую при промывке, так называемую эквивалентную циркуляционную плотность, так и геостатическую репрессию при бурении наклонно-направленных скважин с зенитным углом более 20 градусов, обусловленную анизотропией напряжённого состояния горных пород.

В интервалах неустойчивых пород, с достаточной для практики точностью дополнительную величину плотности бурового раствора можно рассчитать по следующей эмпирической формуле:

$$\Delta\rho = 0,075 (\rho_{\text{грпв}} - \rho_{\text{пв}}) (1 - \cos 2\alpha)$$

где: $\rho_{\text{грпв}}$ – градиент давления гидроразрыва пород для вертикальной скважины в эквиваленте плотности, г/см³;

$\rho_{\text{пв}}$ – градиент давления поглощения бурового раствора для вертикальной скважины в эквиваленте плотности, г/см³;

α - зенитный угол наклона скважины при бурении интервала с совместимыми условиями бурения, град.

Следует отметить, что эта эмпирическая зависимость не учитывает вектор минимальных горизонтальных напряжений, для соответствующих горизонтов, которые, как известно [2,3,4], могут быть определены в результате анализа определённых ГИС, например, данных 3D сейсмоки, гидроразрывов, профилометрии, микроэлектронного сканирования стенок скважин-соседей.

Увеличение плотности промывочной жидкости до величины, эквивалентной коэффициенту аномальности порового давления и ингибирование раствора, позволяют стабилизировать приствольную зону, замедлив увлажнение глин, ослабление связей по плоскостям напластования слоистых образований, сократив область пластической деформации и сохранив область упругих деформаций (релаксации напряжений) в нетронутом массиве. Однако, последнее возможно лишь при совместимости интервалов, т.е., когда повышение плотности не вызовет гидроразрыва вышележащих интервалов [6,7,8].

В настоящей статье мы предлагаем анализ результатов бурения боковых стволов, вскрывающих девонские глины в Самарском регионе. Для этих скважин использовался разработанный нами высокоингибированный раствор «Premium Gel». Следует отметить, что Заказчик- ОАО «Самаранефтегаз» обращалась к этой системе, как к «последнему аргументу», т.е. во всех случаях в несовместимых геологических условиях бурения боковых стволов, а именно при наличии и проницаемых пластов, как правило с АНПД, и глинистых отложений, уже с очевидным АВПД. Более того, как правило, имея негативный опыт попыток бурения на других растворах. Естественно, и вскрытие продуктивной зоны осуществлялось с заведомо избыточной репрессией на пласт.

«Premium Gel» кроме исключительно высоких ингибирующих характеристик, обладает высокой удерживающей и транспортирующей способностью, за счёт повышенной вязкости дисперсионной среды способствует эффективной кольматации высокопроницаемых зон, практически исключает наработку коллоидной составляющей и, наконец, за счёт повышенных нефтесмачивающих характеристик позволяет сохранять естественную проницаемость нефтенасыщенных коллекторов [5].

Естественно, что оттеснение высоковязкого водного фильтра требует определённых временных затрат на оттеснение нефтяным фронтом при освоении, но вывод скважин на эксплуатационный режим в течение 2-3 суток, в конечном счёте, подтверждает исключение гидратации глин в поровом пространстве пласта и сохранность естественной проницаемости.

В Таблице 2 приведены результаты лабораторных испытаний блокирующих свойств фильтратов на натуральных кернах, а также характеристики нефтесмачивающих и ингибирующих свойств различных систем растворов.

Видно, что «Premium Gel» обеспечивает сохранение проницаемости на уровне лучшей неводной системы – РНСО, а исключительно низкие показатели ингибирующих характеристик позволяют в долгосрочной перспективе исключить гидратацию глинистой составляющей в поровом пространстве.

Таблица 2

Обобщенные результаты оценки блокирующего воздействия технологических жидкостей

| № | Тип жидкости | Исходная проницаемость, мкм ² | | | Проницаемость после воздействия, мкм ² | | β |
|----------|--------------------------|--|---------------|-----------------------|---|---------------|-------------|
| | | Воздух | Пласт. вода | Масло К _{МО} | Скорость фильтрата, м/с | Фильтрат | |
| 1 | Пресная вода | 0,0653 | 0,0194 | 0,0282 | - | 0,0181 | 64,2 |
| 2 | Flo-Pro | 0,1089 | 0,0377 | 0,0487 | 1,4·10 ⁻⁶ | 0,0344 | 70,6 |
| 3 | Рассол CaCl ₂ | 0,0883 | 0,0338 | 0,0387 | - | 0,0299 | 77,4 |
| 4 | Premium Gel | 0,093 | 0,0318 | 0,064 | 0,95·10⁻⁷ | 0,0371 | 94,0 |
| 5 | ЭРУО на нефти | 0,1008 | 0,0389 | 0,0311 | 2,8·10 ⁻⁷ | 0,0253 | 83,2 |
| 6 | РНСО | 0,0855 | - | 0,0391 | 1·10 ⁻⁷ | 0,0367 | 95,0 |

Это позволяет рекомендовать систему «Premium Gel» также для глушения скважин при ремонтно-изоляционных работах. Минимизация негативного воздействия фильтрата этой системы на коллекторские свойства пласта подтверждается кратно большими (по сравнению с расчётными) дебитными параметрами. Так, на скв. 479Б Хилковская фактический дебит составил 109,5 тн/сут (расчётный 39,5 тн/сут), на 10Б Горбатовской 77,45 (67,05) тн/сут, 103Б Верхне-Ветлянской 180,08 (28,4 тн/сут), 38 Б Алексеевской 34 (13,92) тн/сут, соответственно.

Превышение эксплуатационного дебита, над расчётным для скважин, пробуренных с системой «Premium Gel», как минимум вдвое превышает средние значения по фонду 2014 года. При этом следует повторить, что эта система использовалась зачастую, как «последний аргумент», т.е. в самых сложных условиях, где другие технологии не дали результата.

Достаточно простая рецептура «Premium Gel» обеспечивает высокую стабильность и регулируемость свойств раствора. В сравнении, например, с известной ингибирующей хлоркалиевой системой «Flo-Pro» отличается существенно меньшей фильтрацией и более высокими ингибирующими характеристиками (степень увлажнения – P_0 и диспергирующая способность – D). Этим объясняется больший срок устойчивого состояния пристволенной зоны скважины при прочих равных условиях (Таблица 3).

Проведённый анализ применения растворов «Premium-Gel», на объектах ОАО «Самаранефтегаз» показал высокую эффективность этой технологии, как при проводке, так и первичном вскрытии скважин.

Раствор стабилен на протяжении всего периода бурения интервала бокового ствола и не требует значительных затрат на поддержание параметров и реологических свойств бурового раствора в заданных рамках, работоспособен в широком интервале температур (в том числе отрицательных), обладает высокой выносящей способностью, практически не диспергирует до коллоидной составляющей разбурываемые глинистые породы.

Таблица 3

Свойства бурового раствора «Premium Gel» в сравнении с «Flo-Pro»

| Параметры раствора | Единицы измерения | Величина параметров | |
|-----------------------|---------------------------------------|---------------------|------------|
| | | Premium Gel | Flo-Pro |
| Плотность, | г/см ³ | 1,20 -1,35 | 1,20 -1,35 |
| Условная вязкость | сек | 40-70 | 35-75 |
| Пластическая вязкость | дПа·с | 17-40 | 20-45 |
| ДНС, | фунт/100фут ² | 15-35 | 12-25 |
| СНС10сек/10мин | фунт/100фут ² | 5-10/10-15 | 2-4/4-10 |
| Показатель фильтрации | см ³ /30мин. при ΔР=7 атм. | 0,5-2,0 | 3,0-4,5 |
| рН | - | 7,5 – 9,0 | 8 - 9 |
| МБТ | кг/м ³ | 0-15 | 15-30 |
| ВНСС | дПа·с | 28000 | 21000 |
| По | см/час | 0,2-1,3 | 1,4-2,0 |
| D (девонский шлам) | % | 2,8 | 12,3 |

Раствор, не смотря на существенные репрессии при вскрытии практически не «загрязняет» продуктивные коллектора, обеспечивая высокие эксплуатационные характеристики скважин.

Литература

1. Растегаев Б.А., Гнибидин В.Н., Кошелев В.Н., «К вопросу выбора бурового раствора для проводки боковых стволов». SPE, «Технологии бурения и заканчивания горизонтальных, многоствольных скважин, скважин с большим отходом от вертикали» 30-31 января 2012• Москва, Россия
2. Нечаев А.С., Семин А.В., Растегаев Б.А., Ножкина О.В., Капитонов В.А., Доровских И. В. Обеспечение устойчивости глинистых отложений в горизонтальных скважинах ОАО «Самаранефтегаз» Нефтяное хозяйство, 11,2014, с.38-41

3. Обеспечение устойчивости глинистых отложений в искривлённых (горизонтальных) скважинах», Растегаев Б.А., Гнибидин В.Н., Ножкина О.В., Доровских И. В., SPE, Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче, 14-16 октября 2014 • Москва, Россия
4. Свиницкий С.Б. «Прогнозирование горно-геологических условий проводки скважин соленосных и глинистых отложениях с аномально высокими давлениями флюидов», Дисс. д. г-мн. н., Ставрополь, 2007.
5. Ульшин А.В., Николаева А.Е., «Анализ эффективности применения высокоингибирующих буровых растворов на основе гидрогеля», Материалы 18 Международной научно-практической конференции (3-6 июня 2014 г.) с. 75-80.
6. Способ оценки ингибирующих свойств буровых растворов: АС 1222670 МКИ С09К7/00/ А.И.Пеньков, А.А.Пенжоян, В.Н.Кошелев. - Заявл.15.08.83, Опубл. 07.04.86. -БИ №13-3с.
7. Кошелев В.Н. «Научные и методические основы разработки и реализации технологии качественного вскрытия продуктивных пластов в различных геолого-технических условиях», дисс. Д.т.н., Краснодар, 2004 г.
8. Растегаев Б. А., Капитонов В. А. Ингибирование гидратации глинистых отложений // Ашировские чтения: сб. трудов Международной научно-практической конференции. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2012. – Т.2. – С. 5-12.

**РАЗРАБОТКА УТЯЖЕЛЕННЫХ ТЕРМОСТОЙКИХ
СУЛЬФАТОСТОЙКИХ РАСШИРЯЮЩИХСЯ ЦЕМЕНТОВ
В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЙ И ТЕМПЕРАТУР**

Удовиченко А.М.

*ОП «Оренбургского научно-исследовательского центра
ООО «НПК "Спецбурматериалы"», 460000, Оренбургская область,
с. Южный Урал, ул. Сиреневая, д. 11, e-mail: ua85_05@mail.ru*

Высокие температуры, аномально высокие пластовые давления, агрессивность пластовых флюидов значительно снижают надежность и долговечность крепи построенных скважин из-за термической деструкции и коррозионного разрушения цементного камня.

Для крепления глубоких поисковых скважин в условиях высоких температур до 250°С и давлений до 140,0 МПа при наличии в пластовом газе агрессивных компонентов (H₂S и CO₂) необходимо использовать утяжеленные, термостойкие, сульфатостойкие, расширяющиеся тампонажные цементы.

Ограничение температурного интервала применения тампонажного портландцемента связано с процессами термической деструкции, суть которой состоит в межфазовой перекристаллизации высокоосновных продуктов твердения, вызывающей быстрое снижение прочности при повышенных температурах.

Наиболее распространенным классом высокотемпературных тампонажных цемента для крепления глубоких скважин являются цементы на основе доменных шлаков и кварцевого песка.

Изучению гидравлической активности шлаковых цемента в условиях повышенных температур посвящено значительное количество исследований.

Созданием специальных видов термостойких цемента занимались ведущие институты страны: ВНИИКрнефть, РГУ им. И.М. Губкина, СевКавНИПИгаз, АО КазНИГРИ, ВолгоградНИПИнефть, Уфимский ГНТУ и другие научно-исследовательские организации. Значительных успехов в этой области добились такие ученые, как: Е.К. Мачинский, П.П. Будников, А.И. Булатов, Д.Ф. Новохатский, В.С. Данюшевский, А.М. Дмитриев, А.И. Бережной, В.М. Кравцов, В.С. Бакшутев, Ф.А. Агзамов, Н.Х. Каримов и др.

Наиболее эффективным способом получения высокотемпературных специальных цемента, обеспечивающих одностадийный синтез низкоосновных гидросиликатов кальция является замена известь содержащего компонента на γ -двухкальциевый силикат (γ - C_2S), входящий в состав сталеплавильных шлаков.

В настоящее время имеется целый спектр тампонажных материалов для крепления глубоких скважин, который охватывает широкий температурный диапазон от 20 до 250 °С, со своими положительными и отрицательными качествами. Общим всех этих вяжущих является эффект контракции при их твердении, приводящий к усадке камня и образованию флюидопроводящих каналов. Контракция имеет место в результате перупаковки продуктов гидролиза цемента при формировании гидратных соединений, в связи с уменьшением объема формирующегося камня по отношению к суммарному объему цемента и воды. Процессы контракции у всех рассмотренных вяжущих протекают параллельно с процессами твердения в за- и межколонном пространстве скважин, что и обуславливает возможность нарушения герметичности крепи вследствие усадки.

Саморассыпающийся шлак (СРШ), получаемый при производстве рафинированного феррохрома, состоит на 65 – 80% из двухкальциевого силиката γ -модификации и 5 % β - C_2S , представляет собой мелкодисперсный порошок с удельной поверхностью от 300 до 400 м²/кг. Эти шлаки являются малоактивными вяжущими, т.к. силикаты β - $2CaO \cdot SiO_2$ и γ - $2CaO \cdot SiO_2$ отличаются медленным твердением при низких температурах, однако оно значительно ускоряется в гидротермальных условиях.

Расширение термостойкого цемента достигается за счет оксида магния непосредственно входящего в состав СРШ. При этом оксидное расширение цементного камня происходит непосредственно при образовании цементного камня и достигает величины от 0,5 до 3,0%.

Сульфатостойкость разрабатываемого утяжеленного цемента на основе СРШ обеспечивается за счет низкой основности получаемых термостойких минералов, отсутствия его в составе окислов алюминия и железа, использования термостойких стабилизаторов и пластификаторов, обеспечивающих низкую проницаемость цементного камня.

Для снижения основности и повышения термостойкости цемента в качестве силикатной добавки используется молотый кварцевый песок.

Для обеспечения гомогенизации и повышения активности тампонажного состава была использована и рекомендована дезинтеграторная технология.

Важнейшими компонентами разрабатываемых утяжеленных тампонажных термостойких цементов используются материалы с высокой плотностью (утяжелители). Основным свойством утяжелителя являются его утяжеляющая способность, при этом они должны обладать необходимыми физико-механическими показателями (химическая инертность, дисперсность, седиментационная устойчивость, не вызывать вспенивания тампонажных растворов).

Наиболее распространенным утяжелителем является барит, к его достоинствам можно отнести достаточно высокую плотность, дисперсность, инертность, доступность. Однако, максимальная плотность тампонажного состава утяжеленного баритом не превышает 2300 кг/м^3 , ввиду снижения подвижности раствора.

Для получения тампонажного состава большей плотности были испытаны известные утяжелители: титаномагнетитовый концентрат (ТМК), ферросилиций (ФС) и другие, имеющие ряд недостатков.

При исследовании тампонажных составов утяжеленных ТМК и ФС при высоких температуре и давлении ($200 \text{ }^\circ\text{C}$ и $80,0 \text{ МПа}$) наблюдалось сильное газообразование, поэтому от них пришлось отказаться.

Были проведены испытания тампонажных составов, утяжеленных баритом, затворенных на растворах минеральных солей повышенной плотности: бромистого кальция, формиата натрия и других солей. Недостатком использования указанных солей является сложность технологии их приготовления и высокая стоимость.

Поэтому для получения утяжеленного тампонажного раствора плотностью свыше 2300 кг/м^3 в качестве утяжелителя был использован галенит. Галенит – измельченный порошок сульфида свинца с плотностью от 7400 до 7600 кг/м^3 .

В процессе проведенных исследований были подобраны составы утяжеленных термостойких сульфатостойких расширяющихся активированных тампонажных цементов, для высоких температур до $250 \text{ }^\circ\text{C}$ плотностью тампонажного раствора до 2370 кг/м^3 .

Была приготовлена тампонажная смесь СРШ : песок : галенит в соотношении $40 : 15 : 45$, затворенная на растворе хлористого натрия плотностью 1100 кг/м^3 с добавлением реагентов улучшающих реологические свойства и необходимые сроки загустевания. Были получены следующие параметры тампонажного состава: растекаемость –

22,5 см, плотность 2370 кг/м³, водоотдача – 20 см³/30 мин, время загустевания – пять часов тридцать пять минут. Прочность цементного камня при изгибе составила 4,0 МПа, расширение – 2,9 %.

Таким образом, была решена проблема крепления скважин в аномально высоких термобарических условиях.

Список использованных источников

1. Данюшевский В.С., Алиев Р.М., Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. – М.: Недра, 1987, С. 135.
2. Теоретические предпосылки получения термо-коррозионностойкого вяжущего / Ша-рафутдинов З.З., Агзамов Ф.А., Мавлютов М.Р. //В сб.: Технология бурения нефтяных и газовых скважин – Уфа, 1985, с . 120-129.
3. Булатов А.И., Новохатский Д.Ф. Тампонажные шлаковые цементы и растворы для цементирования глубоких скважин. – М.: Недра, 1975-284 с.
4. Исследование влияния процессов, происходящих во время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) и разработка способов повышения качества крепления скважин. Отчет о НИР/ВолгоУралНИПИГаз; Руководитель П.Ф.Цыцымушкин. Заказ-наряд Б-11/105.02. Оренбург, 2002.-49 с.
5. Патент РФ 21368436 Е 21 В 33/138. Тампонажный раствор / П.Ф. Цыцымушкин, С.Н.Горонович и др. (РФ) -№ 97106934. Заявл. 28.04.97. Опубл. 10.09.99. Бюл. 25.
6. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. РД 39 – 00147001-767-2000. - М.: 2000, 276 с.

ПОЛУЧЕНИЕ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ СУЛЬФИРОВАНИЕМ ТАЛЛОВОГО ПЕКА

Царьков А.Ю.¹, Заворотный В.Л.², Рудь М.И.²

1 – ООО «Сервисный центр СБМ», РФ, 119330, г. Москва, Университетский пр-т, 12, e-mail: autsarkov@gmail.com

2 – Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, 119991, г. Москва, РФ, Ленинский проспект, д. 65, e-mail: zavorotny51@mail.ru

Функционирование лесохимической промышленности связано с большим объемом отходов, оказывающих существенное негативное воздействие на окружающую среду. Талловый пек (ТП) - неомыленный[1,2,4], составляющий около 20% сульфатцеллюлозного производства, относится к отходам производства. Несмотря на известные многочисленные варианты переработки ТП, большая часть его сжигается как топливо в смеси с мазутом или вывозится в отвалы, что сопровождается выбросом в окру-

жающую среду вредных веществ, получаемых при утилизации (CO, CO₂, SO₂ и др.) Из-за низкой эффективности проектов по утилизации ТП, на его утилизацию приходится более 8-10% стоимости основной продукции. В то же время ТП — это отход образующийся в значительном объеме, получаемый из возобновляемых ресурсов, доступное и дешевое сырье, состоящее почти на 50% из непредельных алифатических и смоляных кислот, содержащих реакционноспособные функции, позволяющих осуществлять его модификацию для получения соединений с заданными физико-химическими свойствами. Известно использование ТП в качестве химических реагентов и материалов для строительства и эксплуатации нефтяных и газовых скважин [1,3-6]. Повышенный интерес ТП вызывает применение ТП в качестве сырья для получения химических реагентов технологических жидкостей - ТЖ (буровых растворов). Однако объемы использования ТП в настоящее время не велики, что чаще всего связано с неудовлетворительным качеством и эффективностью выпускаемых химических реагентов[1-6].

Актуальной задачей является совершенствование и разработка новых эффективных, низкотоксичных химических реагентов на основе ТП и способов их получения, для более широкого их использования в нефтегазодобывающей промышленности. Это позволит также решить вопросы по снижению затрат на утилизацию ТП в соответствии с экологическими нормами и снизить издержки предприятий лесохимической промышленности.

В данной работе была изучена возможность утилизации неомыленного таллового пека (ТП) многотоннажного отхода лесохимических производств.

Были синтезированы ПАВ сульфированием ТП (ПАВ-ПС) при различных технологических параметрах: содержание активной массы, время и температура сульфирования, нейтрализующий агент – аминоспирты – моно-, ди- и триэтаноламины (МЭА, ДЭА, ТЭА). С целью получения товарных форм ПАВ-ПС были изучены их физико-химические свойства, такие как растворимость в воде, спиртах и углеводородах. Проведенные исследования по изменению межфазного натяжения водных растворов ПАВ-ПС на границе с ТС-1 различными методами (сталогмометрически и методом вращающейся капли), показали свою эффективность, снизив его примерно в 2-3 раза с увеличением концентрации ПАВ от 0,1 до 1,0%. Экспериментально показано, что 1,0-3,0% добавки ПАВ-ПС резко улучшают смазывающую способность и снижают фильтрацию глинистых суспензий. Оценка ингибирующих свойств ПАВ-ПС на линейном тестере набухания в динамических условиях при различных температурах, показала их высокое ингибирующее действие по набуханию глинистых сланцев. Таким образом осуществлен направленный синтез низкотоксичных многофункциональных химических реагентов ТЖ, состоящий в получении аммонийных солей моно-сульфатов таллового пека и этаноламинов; функциональные группы полученных соединений ответственны за ингибирующие, эмульгирующие, биоцидные и смазывающие свойства. Синтезированы новые ПАВ-ПС на основе отходов производства, которые могут эффективно применяться как реагенты буровых растворов для улучшения их смазывающего и ингибирующего действия, а возможность снижения поверхностного натяжения ПАВ позволит

использовать их при вскрытии продуктивных горизонтов. Проведен опытно-промышленный выпуск сульфированного ТП и его испытания. Использование таких продуктозна основе ТП позволит утилизировать отходы лесохимических производств, снизив воздействие на окружающую среду.

Литература

1. Царьков А.Ю., Беленко Е.В., Мазыкин С.В., Полищученко В.П., Заворотный В.Л., Ноздря В.И. Разработка и внедрение в практику новых экологически безопасных комплексных продуктов. «Эфиры целлюлозы и крахмала, другие новые химические реагенты и композиционные материалы как основа успешного сервиса и высокого качества технологических жидкостей для строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных и газовых скважин». Материалы XV международной научно-практической конференции 7-10 июня 2011 г., с.58-66.
2. В.Л. Заворотный, А.Ю. Царьков Возможность использования отходов лесоперерабатывающих предприятий для процессов бурения нефтяных и газовых скважин «Эфиры целлюлозы и крахмала, другие новые химические реагенты и композиционные материалы как основа успешного сервиса и высокого качества технологических жидкостей для строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных и газовых скважин». Материалы XV международной научно-практической конференции 7-10 июня 2011 г., с. 233-238.
3. Е.В.Беленко, С.В.Мазыкин, В.П. Полищученко, А.Ю.Царьков, В.Л. Заворотный, В.И. Ноздря, Создание новых смазочных добавок для буровых растворов на основе таллового пека, ЕНТ и ПЖ «Газовая промышленность», г. Москва, № 8, 663/2011,с. 84-87.
4. А.Ю.Царьков, В.Л.Заворотный, В.В. Живаева, О.А. Нечаева Применение таллового масла и его производный в нефтегазовой отрасли, НТЖ ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ, № 2 (20) апрель 2012 г., с. 8-10.
5. В.Л. Заворотный, А.Ю. Царьков Проблемы утилизации и применения отходов лесохимических производств на примере таллового пека, ЕНТЖ «Управление качеством в нефтегазовом комплексе», № 2 , 2013, с. 33-35.
6. Патент 2 460 452 РФ, С 2, кл. С09К7/08/035(2006.1). Добавка для буровых растворов Смолополимер / Ноздря В.И., Саморукова В.Д., Романов В.В., Царьков А.Ю. – Оpubл. 10.09.12 – Бюл. № 25.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| БУРОВАЯ СИСТЕМА ПОЛИЭКОНОЛ-ФЛОРА. СВОЙСТВА И ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ <i>Ноздря В.И., Головашкин А.В., Ратников Э.Н., Ковылов С.А., Ратникова Е.В.</i> | 3 |
| РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ СТРУКТУРИРОВАННЫХ СИСТЕМ НА ОСНОВЕ КМК-БУР1 МАРКИ Н И МОНАСИЛА <i>Мячина Н.Е., Кряжев В.Н.</i> | 5 |
| РАЗРАБОТКА И ИСПЫТАНИЕ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ И БЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН УРЕНГОЙСКОГО НГКМ <i>Низрюхин П.Ю., Копылов А.И., Минаева Е.В., Скотнов С.Н.</i> | 10 |
| ПОЛИРЕОТИН – ЭФФЕКТИВНЫЙ РЕАГЕНТ ДЛЯ РАЗЖИЖЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ <i>Ноздря В.И., Романов В.В., Ратников Э.Н., Парфенова М.С., Носова Л.И., Митрофанова И.В.</i> | 18 |
| КОМПЛЕКСНЫЕ МЕТОДЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕАГЕНТОВ ООО «СИНЕРГИЯ ТЕХНОЛОГИЙ» ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН <i>Ефимов О.Д.</i> | 23 |
| ЛИГНОСУЛЬФОНАТНЫЕ РЕАГЕНТЫ, ВЫПУСКАЕМЫЕ ЗАО «НПО "ПОЛИЦЕЛЛ"» ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК БУРОВЫХ РАСТВОРОВ <i>Ноздря В.И., Романов В.В., Ратникова Е.В., Носова Л.И.</i> | 26 |
| ОБРАТНЫЕ КИСЛОТНЫЕ ЭМУЛЬСИИ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ В УСЛОВИЯХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ <i>Черевиченко Д.С., Кашин П.К., Достова Т.М.</i> | 29 |
| ВЛИЯНИЕ ИСХОДНОЙ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ НА СВОЙСТВА КАРБОКСИМЕТИЛЦЕЛЛЮЛОЗЫ <i>Гальцева О.В., Смирнов С.И., Кряжев В.Н., Крюков С.В.</i> | 33 |
| ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА <i>Живаева В.В., Нечаева О.А., Харитонов А.Д.</i> | 43 |
| АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ КОНСТРУКЦИИ СОЕДИНЕНИЯ СТВОЛОВ МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН <i>Ошибков А.В., Водорезов Д.Д., Сызранцева К.В., Фролов С.А., Двойников М.В., Светашов В.Н.</i> | 53 |
| РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ, ТЕХНОЛОГИЙ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ ЗАКРЕПЛЯЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ВЫНОСА ПЕСКА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА НОЯБРЬСК» <i>Паникаровский Е.В.</i> | 58 |
| СОСТАВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ РЕАГЕНТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА <i>Рогов Е.А., Солдаткин С.Г.</i> | 63 |
| ТЕПЛОИЗОЛИРОВАННЫЕ ЛИФТОВЫЕ ТРУБЫ (ТЛТ) <i>Серегина Н.В.</i> | 67 |

| | |
|---|-----|
| ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ «ЖЕЛИРОВАНИЯ» БУРОВОГО РАСТВОРА В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР <i>Горонович С.Н., Олейников А. Н., Кожина Т.В.</i> | 73 |
| ПРИМЕНЕНИЕ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ НА ЭМУЛЬСИОННОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН <i>Кривошей А.В., Ефимов Н.Н.</i> | 78 |
| ОПЫТ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН КАЛУЖСКОГО ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА <i>Солдаткин С.Г., Rogov Е.А.</i> | 83 |
| ТЯЖЁЛЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ БЕЗ ТВЁРДОЙ ФАЗЫ ДЛЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ И РЕМОНТА НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН <i>Мазыкин С.В., Ноздря В.И., Мартынов Б.А., Яковенко В.А.</i> | 88 |
| ЭКОЛОГО-ГИГИЕНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОБРАЩЕНИЯ С ОТХОДАМИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ <i>Самутин Н.М., Буторина Н.Н., Корнейчук С.С., Устинов А.К.</i> | 94 |
| PER-FLEX. СИСТЕМА РВО ДЛЯ БУРЕНИЯ НЕУСТОЙЧИВЫХ ПОРОД <i>Чувашиов Д.А., Темник С.В.</i> | 97 |
| РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫХ БУРОВЫХ МАРОК «КОЛЛОИДНОГО» БЕНТОНИТА <i>Проскурин Д.В., Кочнева О.Н., Орлова М.С.</i> | 100 |
| ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЖИДКОСТЬ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН НА ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩАХ ГАЗА <i>Rogov Е.А.</i> | 106 |
| ИЗУЧЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СУХОЙ ПОЛИМЕР-КОЛЛОИДНОЙ СМЕСИ «БИОБУР ОСНОВА» ПРОИЗВОДСТВА ООО «ХИМПРОМ» ПРИ БУРЕНИИ СЛАБОУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД <i>Кожевников Р.О.</i> | 109 |
| СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА И МАРКЕТИНГ СЫРЬЕВОГО ИСТОЧНИКА ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ЭФИРОВ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ <i>Валишина З.Т., Шитина О.Т., Косточко А.В.</i> | 114 |
| МАТЕРИАЛЫ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ МЕЖКОЛОННЫХ ДАВЛЕНИЙ, НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ, РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ И ВОДОПРИТОКОВ <i>Ефимов Н.Н., Ноздря В.И., Ефимов М.Н., Мазыкин С.В.</i> | 122 |
| ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ БЕЗГЛИНИСТОГО ИНГИБИРОВАННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА «ТБР-MUDMAX» <i>Каримов М.Ф., Белоногов С.В., Валеева Э.Р.</i> | 125 |
| ОПЫТ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ В ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ <i>Растегаев Б.А., Гвоздь М.С., Ульшин А.В., Кошелев В.Н.</i> | 127 |
| РАЗРАБОТКА УТЯЖЕЛЕННЫХ ТЕРМОСТОЙКИХ СУЛЬФАТОСТОЙКИХ РАСШИРЯЮЩИХСЯ ЦЕМЕНТОВ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЙ И ТЕМПЕРАТУР <i>Удовиченко А.М.</i> | 132 |
| ПОЛУЧЕНИЕ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ СУЛЬФИРОВАНИЕМ ТАЛЛОВОГО ПЕКА <i>Царьков А.Ю., Заворотный В.Л., Рудь М.И.</i> | 135 |

РЕАГЕНТЫ И МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, ЭКСПЛУАТАЦИИ
И РЕМОНТА НЕФТЯНЫХ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН:
ПРОИЗВОДСТВО, СВОЙСТВА И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ
АСПЕКТЫ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Материалы
XIX Международной научно-практической конференции

2 – 5 июня 2015 г.

г. Суздаль

Материалы издаются в авторской редакции

За содержание статей, точность приведенных фактов и цитирование
несут ответственность авторы публикаций

Подписано в печать 07.12.15.

Формат 60×84/8. Усл. печ. л. 16,28. Тираж 200 экз.

Заказ

Издательство

Владимирского государственного университета
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых.
600000, Владимир, ул. Горького, 87.