

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»)

Кафедра бурения скважин

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

| Тема работы                                                       |
|-------------------------------------------------------------------|
| Исследование фильтрационных свойств современных буровых растворов |

УДК 622.24.063:532.546\*

Студент

| Группа | ФИО                    | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------|------|
| 2БМ5Д  | Бикбов Артур Ринатович |         |      |

Руководитель

| Должность | ФИО                      | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------------------|------------------------|---------|------|
| доцент    | Хорев Владимир Сергеевич | к. х. м.               |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО                   | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------|------------------------|---------|------|
| доцент    | Шарф Ирина Валерьевна | к.э.н.                 |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО                            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------------------------|------------------------|---------|------|
| ассистент | Задорожная Татьяна Анатольевна | —                      |         |      |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Зав. кафедрой   | ФИО                        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Бурение скважин | Ковалёв Артём Владимирович | к. т. н.               |         |      |

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 114 с., 16 рис., 24 табл., 25 литературных источников, 1 прил.

Ключевые слова: буровой раствор, призабойная зона пласта, кольматация, реологические и фильтрационные свойства, показатель фильтрации, крахмал.

Объектом исследования являются \_\_\_\_\_ фильтрационные и реологические свойства безглинистых биополимерных буровых растворов

Цель работы – \_\_\_\_\_ исследовать реологические и фильтрационные свойства безглинистых биополимерных буровых растворов в зависимости от концентрации и разновидности крахмального агента.

В процессе исследования проводились лабораторные исследования реологических и фильтрационных свойств безглинистых буровых растворов в зависимости от концентрации и модификации крахмала.

В результате исследования \_\_\_\_\_ проведен сравнительный анализ полученных результатов, определена наиболее оптимальная концентрация и модификация крахмала с точки зрения реологических свойств и влияния на призабойную зону пласта.

Область применения: \_\_\_\_\_ вскрытие продуктивных горизонтов в нормальных пластовых условиях

## Оглавление

|                                                                                                                                                                      |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ВВЕДЕНИЕ.....                                                                                                                                                        | 5  |
| 1 Анализ загрязнения призабойной зоны пласта .....                                                                                                                   | 6  |
| 1.2 Методы борьбы с загрязнением ПЗП.....                                                                                                                            | 8  |
| 2 Виды буровых растворов.....                                                                                                                                        | 12 |
| 2.1 Техническая вода.....                                                                                                                                            | 12 |
| 2.2 Водные растворы полимеров .....                                                                                                                                  | 13 |
| 2.2.1 Безглинистый биополимерный буровой раствор Flo-Pro .....                                                                                                       | 15 |
| 2.3 Водные растворы ПАВ .....                                                                                                                                        | 18 |
| 2.4 Солевые буровые растворы.....                                                                                                                                    | 19 |
| 2.5 Растворы на углеводородной основе (РУО).....                                                                                                                     | 20 |
| 2.6 Гомогенные газообразные очистные агенты.....                                                                                                                     | 21 |
| 2.7 Полимерные недиспергирующие буровые растворы .....                                                                                                               | 22 |
| 2.8 Безглинистые солестойкие растворы (БСК) .....                                                                                                                    | 23 |
| 2.10 Инвертные эмульсионные растворы (ИЭР).....                                                                                                                      | 24 |
| 2.11 Патент РФ 2318855 кл. С09К8/08 2008.....                                                                                                                        | 25 |
| 2.12 Патент РФ 2236429 кл. С09К7/02 2012.....                                                                                                                        | 28 |
| 2.13 Совершенствование технологии вскрытия терригенных коллекторов<br>горизонтальными скважинами с применением безглинистых биополимерных<br>буровых растворов ..... | 30 |
| 2.14 Выводы .....                                                                                                                                                    | 34 |
| 3 Лабораторные исследования безглинистых биополимерных буровых<br>растворов.....                                                                                     | 35 |

|                                                                  |    |
|------------------------------------------------------------------|----|
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....                                                 | 36 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ 1 «Раздел ВКР, выполненный на иностранном языке»..... | 37 |

## **ВВЕДЕНИЕ**

Как показывает мировая практика, основной причиной недостижения планируемого дебита нефти является загрязнения призабойной зоны пласта из-за негативного воздействия бурового раствора. Данный процесс обусловлен воздействием фильтрата раствора на породу-коллектор. Вследствие этого воздействие происходит разбухание породы и уменьшение проницаемости. При этом негативную роль так же играет и твердая фаза бурового раствора, которая закупоривает каналы, по которым может происходить фильтрация нефти.

В последнее время наибольшим интересом обладают безглинистые буровые растворы с добавками биополимеров, так как они, как правило, содержат ингибитор набухания глин, так же они обладают довольно обширной областью применения.

Целью данной работы является оценка фильтрационных и реологических свойств безглинистых биополимерных буровых растворов в зависимости от концентрации и разновидности крахмала.

В качестве объекта исследования рассматриваются реологические и фильтрационные свойства, а предметом исследования является безглинистый биополимерный буровой раствор.

Практическая значимость результатов ВКР направлена на выдачу рекомендации по оптимальной концентрации и модификации крахмального агента.

## **1 Анализ загрязнения призабойной зоны пласта**

Загрязнение продуктивных пластов буровым раствором во время бурения негативно сказывается на запуске скважины и последующей ее эксплуатации. Геофизические исследования показывают, что в низкопроницаемом коллекторе фильтрат бурового раствора проникает значительно глубже, чем в высокопроницаемом коллекторе. Это объясняется временем образования глинистой корки (рисунок 1). В коллекторе с низкой проницаемостью фильтрационная корка образуется медленнее, менее прочная и легко разрушаема механическим воздействием бурового инструмента.



Рисунок 1 – Образец фильтрационной корки

Фильтрация из пласта в скважину и из скважины в пласт при бурении низкопроницаемого коллектора происходит из-за отсутствия преграды (полупроницаемой глинистой корки), объем фильтрующейся жидкости зависит от длительности процесса и величины перепада давления в системе «скважина-пласт». Для уменьшения данного объема целесообразно снизить величину репрессии до минимума, а для полного предотвращения загрязнения призабойной зоны пласта необходимо создать незначительную депрессию.

На рисунке 2 представлена модель строения призабойной зоны пласта.

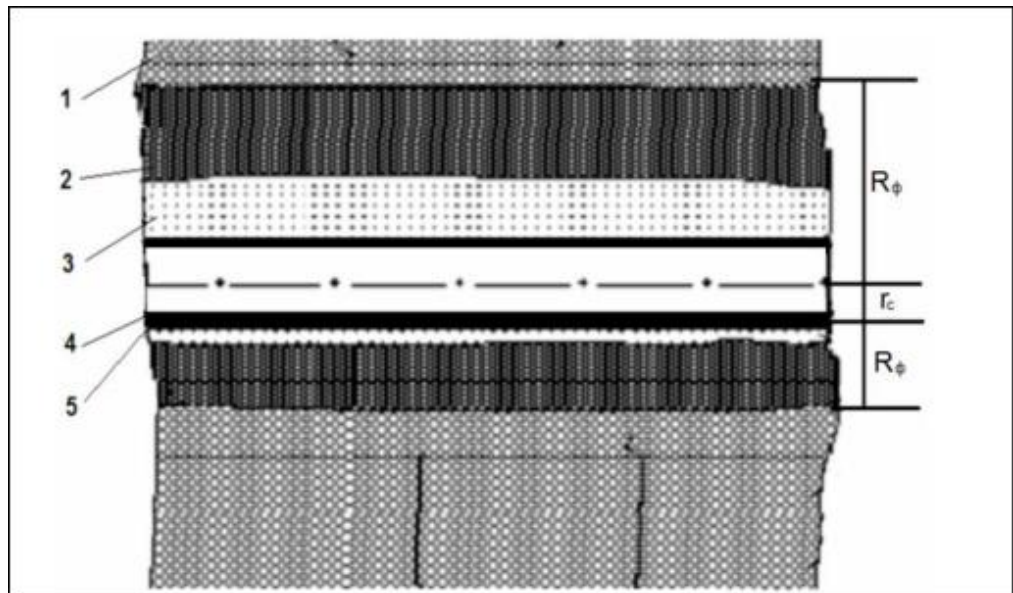


Рисунок 2 – Модель строения ПЗП: 1 - стенка ствола скважины; 2 - глинистая корка; 3 - зона кольтматации; 4 - зона проникновения фильтрата бурового раствора; 5 - нетронутый массив горной породы;  $R_\phi$  - радиус проникновения фильтрата бурового раствора;  $r_c$  - радиус скважины.

Факторы, влияющие на степень загрязнения ПЗП:

- разница давлений (забойного и пластового). С ростом перепадам давление глубина проникновения фильтрата увеличивается.
- плотность (с одной стороны плотность бурового раствора должны быть высокой для предотвращения обвалов, осыпей стенок скважин и для создания противодавления на пласт, с другой стороны, буровой раствор с высокой плотностью негативно более интенсивно загрязняет призабойную зону).
- вязкость. Данный реологический параметр является одним из основных параметров бурового раствора. Вязкость должна быть такой, чтобы шлам легко выносился на поверхность буровым раствором. Низковязкий буровой раствор не справится с данной задачей и будет значительно проникать в пласт. Высоковязкий буровой раствор не оказывает сильного влияния на кольтматацию пласта, но при этом не справится с задачей выноса шлама.
- водоотдача (наличие водной фазы в буровом растворе оказывает негативное влияние). С целью минимизации влияния водной фазы на коллектор в буровой раствор добавляют различные ингибитор набухания.

- продолжительность процесса вскрытия коллектора. С увеличением времени вскрытия продуктивного интервала увеличивается время воздействия бурового раствора на пласт, тем самым увеличивается степень загрязнения.

Данная проблема загрязнения ПЗП пласта особенно актуальна при проведении операции зарезки бокового ствола скважины (ЗБС). Это связано с необходимостью поддерживать высокую плотность бурового раствора для предотвращения обвалов стенок скважины, ведь бурение ЗБС до коллектора и в нем происходит на одном буровом растворе. Например, при большом бурении используют раздельное вскрытие (бурение происходит до кровли коллектора, затем производят операцию по спуску эксплуатационной колонны и ее цементировке, после происходит смена бурового раствора и вскрытие продуктивного интервала). На ЗБС раздельное вскрытие нецелесообразно из-за уменьшения диаметра ствола скважины и как следствие снижения ее продуктивности.

## **1.2 Методы борьбы с загрязнением ПЗП**

Загрязнение продуктивных пластов буровым раствором во время бурения негативно сказывается на запуске скважины и последующей ее эксплуатации. Геофизические исследования показывают, что в низкопроницаемой коллектор фильтрат бурового раствора проникает значительно глубже, чем в высокопроницаемом коллекторе. Это объясняется временем образования глинистой корки. В коллекторе с низкой проницаемостью корка образуется медленнее, менее прочная и легко разрушаема механическим воздействием бурового инструмента. Фильтрация из пласта в скважину и из скважины в пласт при бурении низкопроницаемого коллектора происходит из-за отсутствия преграды (полупроницаемой глинистой корки), объем фильтрующейся жидкости зависит от длительности процесса и величины перепада давления в системе «скважина-пласт». Для уменьшения данного объема целесообразно снизить величину репрессии до минимума, а для полного предотвращения загрязнения призабойной зоны пласта необходимо создать незначительную депрессию.



Факторы, влияющие на степень загрязнения ПЗП:

- разница давлений (забойного и пластового). С ростом перепадам давление глубина проникновения фильтрата увеличивается.

- плотность (с одной стороны плотность бурового раствора должны быть высокой для предотвращения обвалов, осыпей стенок скважин и для создания противодавления на пласт, с другой стороны, буровой раствор с высокой плотностью негативно более интенсивно загрязняет призабойную зону).

- вязкость. Данный реологический параметр является одним из основных параметров бурового раствора. Вязкость должна быть такой, чтобы шлам легко выносился на поверхность буровым раствором. Низковязкий буровой раствор не справится с данной задачей и будет значительно проникать в пласт. Высоковязкий буровой раствор не оказывает сильного влияния на кольматацию пласта, но при этом не справится с задачей выноса шлама.

- водоотдача (наличие водной фазы в буровом растворе оказывает негативное влияние). С целью минимизации влияния водной фазы на коллектор в буровой раствор добавляют различные ингибитор набухания.

- продолжительность процесса вскрытия коллектора. С увеличением времени вскрытия продуктивного интервала увеличивается время воздействия бурового раствора на пласт, тем самым увеличивается степень загрязнения.

Данная проблема загрязнения ПЗП пласта особенно актуальна при проведении операции зарезки бокового ствола скважины (ЗБС). Это связано с необходимостью поддерживать высокую плотность бурового раствора для предотвращения обвалов стенок скважины, ведь бурение ЗБС до коллектора и в нем происходит на одном буровом растворе. Например, при большом бурении используют раздельное вскрытие (бурение происходит до кровли коллектора, затем производят операцию по спуску эксплуатационной колонны и ее цементировке, после происходит смена бурового раствора и вскрытие продуктивного интервала). На ЗБС раздельное вскрытие нецелесообразно из-за уменьшения диаметра ствола скважины и как следствие снижения ее продуктивности.

В качестве методов борьбы при колюматции ПЗП применяют ГРП, кислотную обработку и правильно подобранную рецептуру бурового раствора. ГРП применяют для увеличения нефтеотдачи пластов не только в коллекторах с загрязненной призабойной зоны. Кислотная обработка может нанести значительный вред эксплуатационной колонне, при этом эта операция экологически небезопасна.

Для получения максимального коэффициента продуктивности скважин целесообразно качественно подобрать рецептуру бурового раствора.

### **1.3 Кислотная обработка**

Метод кислотного воздействия на коллектор с целью интенсификации нефтедобычи получил широкое применения к 30-м года 20 века.

В 1940 г. Компания Dowell провела первую эффективную кислотную обработку коллектора. Жидкостью воздействия являлась грязевая кислота (глинокислота) – смесь HF и HCL.

В отечественной практике первые успешные результаты были получены специалистами ВНИИнефть (1949 – 1956 г.г.). При опытно-промышленных испытаниях в некоторых случаях наблюдалось десятикратное увеличение дебита.

Метод СКО направлен на увеличение и восстановление ФЕС пласта, которые ухудшаются в процессе строительства и работы скважин. При проведении операции кислотного воздействия происходит растворение веществ, которые загрязняют поровое пространство коллектора.

Выбор жидкости воздействия является основным этапом проектирования СКО. Необходимо учитывать следующие факторы:

- минералогия пласта;
- температура;
- неоднородность и проницаемость коллектора;
- тип загрязнения призабойной зоны;
- история работ по хим. воздействию на пласт.

В случае некорректного подбора жидкости воздействия возможно значительное снижение продуктивности скважины.

Причины неэффективности воздействия:

- образование осадки при взаимодействии минерала коллектора и с кислотой;
- несовместимость пластовой воды и жидкости воздействия;
- осадок соединений железа.

С целью предотвращения негативных эффектов в кислотные составы вводят дополнительные реагенты: ПАВ (поверхностно-активные вещества), имеющие разные функциональные назначения (ингибиторы коррозии, деэмульгаторы, а так же понизители межфазного натяжения) и органические растворители [4].

## **2 Виды буровых растворов**

Современная классификация включает следующие виды жидкостей для промывки:

1. Растворы на основе воды. В эту категорию выделяют безглинистые составы (техническая вода, растворы, суспензии и средства на основе полимеров), глинистые вещества (на основе пресной, минеральной воде, гипсовые, глиняные и хлорные растворы) [6].

2. Растворы на неводной основе: составы с углеводородами, нефтепродуктами с минимальным содержанием газа.

3. Жидкости аэрированного типа, пены.

4. Газообразные реагенты.

5.

### **2.1 Техническая вода**

В случае отсутствия флюидопроявлений на неглубоких скважинах самым доступным и дешевым агентом является технической вода, которая так может являться дисперсной средой для получения буровых растворов на водной основе (РВО).

Качество технической воды при бурении определяется составом и степенью минерализации, а так же жесткостью.

По степени минерализации природные воды разделяются на 4 группы: пресные (до 1 г/л), солоноватые (1...10 г/л); соленые (10...50 г/л), рассолы (более 50 г/л).

Реагентами для смягчения жесткости воды являются  $\text{NaOH}$ ,  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  и  $\text{Na}_3\text{PO}_4 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$ .

Преимущества технической воды:

- низкая вязкость (1 мПа·с при  $t = 20,5^\circ\text{C}$ );
- низкая плотность ( $1000 \text{ кг/м}^3$ );
- высокая охлаждающая способность.

Недостатки технической воды:

- не удерживает шлам во взвешенном состоянии в промежутках между циркуляциями;

- вызывает интенсивную гидратацию глин;

- вызывает набухание и диспергирование глинистых пород.

- замерзание воды при отрицательной температуре.

На основе вышеперечисленных преимуществ и недостатков можно сделать вывод об условиях применимости технической воды в качестве бурового раствора. Применение воды целесообразно при бурении неглубоких скважин в твердых неглинистых породах карбонатно-песчаного типа, а также в гипсах и водоносных горизонтах.

Во время проникновения воды в продуктивный пласт резко снижается их нефтеотдача из-за водного барьера и образования устойчивых эмульсий, которые препятствуют притоку нефти в скважину. Данные последствия значительно затрудняют освоение и ввод скважины в эксплуатацию.

Проникновение воды в продуктивные пласты резко снижает их нефтеотдачу вследствие создания водяного барьера и образования устойчивых водонефтяных эмульсий, препятствующих притоку нефти в скважину, что серьезно затрудняет освоение и ввод скважин в эксплуатацию.

## **2.2 Водные растворы полимеров**

Полимерными являются водные растворы высокомолекулярных веществ (акрилатов, полисахаридов), молекулы которых построены путем многократного повторения одного и того же звена (мономер).

Если в молекуле присутствуют несколько мономеров, то такое высокомолекулярное вещество (ВМВ) называется сополимером.

ВМВ бывают двух видов: полиэлектролиты и неэлектролиты.

Полиэлектролитами являются реагенты на основе водорастворимых эфиров целлюлозы, а так же на основе акриловых полимеров.

Неэлектролитами являются реагенты на основе крахмала.

Полимерные растворы обладают целым рядом уникальных характеристик:

- большая молекулярная масса;
- большое многообразие полимеров;
- удовлетворительная прочность цепи макромолекул;
- поверхностная активность (способность к межмолекулярному воздействию);
- псевдопластический режим течения. Например, при течении в насадках долота вязкость полимерного раствора приближается к вязкости воды, что минимизирует гидравлические сопротивления.
- способность к эффективному разрушению горных пород в ПЗП из-за быстрого проникновения в образованные трещины низковязкого полимерного раствора;
- возможность регулирования дифференциального давления;
- хорошие смазывающие свойства и противоизносная способность из-за образований прочной пленки на бурильном инструменте;
- высокая ингибирующая возможность

При вскрытии продуктивного горизонта полимер частично отфильтровывается на границе скважина – пласт, при этом он образует низкопроницаемую фильтрационную корку и частично проникает в околоскважинную зону продуктивного пласта [4]. Из-за отсутствия симметрии молекула полимера является биполярной. Глинистые минералы, содержащиеся в продуктивном пласте так же полярны. Если глины находятся в контакте с жидкостями, растворами, содержащими полярные вещества, то отрицательные центры на глинистых минералах притягивают положительные центры полярных веществ окружающей жидкости.

Таким образом, полимер, находясь в поровом пространстве и адсорбируясь на поверхности порового канала, сужает его, тем самым, снижая эффективную проницаемость, с другой стороны, адсорбируясь на глинистых минералах, входящих в состав коллектора, предотвращает их гидратацию и

набухание. Применение полимерных растворов позволяет создавать малопроницаемые корки, уменьшающие фильтрацию бурового раствора в глинистые породы и тем самым, обуславливающие длительную устойчивость стенок скважины.

Оптимальной полимерной основой для буровых растворов служат реагенты полисахаридной природы – производные целлюлозы и крахмала, которые кроме перечисленных выше преимуществ полимеров проявляют высокие эксплуатационные свойства, одновременно легко подвергаются разрушению, сохраняют естественную проницаемость коллекторов и нейтральны по отношению к окружающей среде [6]. В процессе строительства скважин полисахариды образуют кольматационный слой, способный не пропускать фильтраты буровых и цементных растворов в продуктивный пласт и со временем саморазрушаются, тем самым, восстанавливая естественные фильтрационные свойства коллектора.

Широкое разнообразие полимеров в составе бурового раствора позволяет сократить расход химических реагентов и материалов, уменьшить затраты физического труда, что способствует экономии материальных ресурсов.

Недостатки полимерных растворов:

- низкая стойкость к воздействию ионов кальция и других поливалентных металлов;
- высокая стоимость импортных полимеров;
- дефицитность отечественных реагентов.

### **2.2.1 Безглинистый биополимерный буровой раствор Flo-Pro**

Flo-Pro – буровой раствор для бурения горизонтальных скважин с большим углом наклона.

Основным компонентом раствора является биополимерный реагент Flo-Vis, формирующий в растворе ячеистую структуру, которая обладает свойствами твердого тела в покое и при скоростях сдвига, близких к нулю, и

свойствами жидкости при высоких скоростях сдвига. Поддержание ВНС на определенном уровне (например выше 40000 мПас для горизонтальных стволов) гарантирует требуемый критический уровень концентрации биополимера.

Контроль уровня водоотдачи обеспечивается за счет:

- 1) высокой вязкости фильтрата;
- 2) эффективно подобранным размером и концентрацией коагулянта (карбоната кальция);
- 3) производным агентом крахмала - реагентом Flo-Trol.

Для контроля щелочности раствора могут быть использованы каустическая сода (NaOH), гидроксид калия (KOH). Добавление таких солей как NaCl, KCl, NaBr и их комбинации используются в растворе для поддержания необходимой плотности, ингибирующих свойств и совместимости с пластовым флюидом.

Добавление смазочных компонентов не требуются. Благодаря отсутствию твердой фазы и большому содержанию полимеров, коэффициент трения не превышает 0,2, в то время как для бентонитовых растворов, он составляет около 0,3.

Накопление твердой фазы в растворе приводит к включению твердых частиц в структуру, созданную в растворе биополимером, что отрицательно сказывается на ВНС. Поэтому, при использовании Flo-Pro, рекомендуется оснащение буровой установки хорошим оборудованием по очистке бурового раствора. Несмотря на высокое значение ВНС и СНС, допустимо использование на виброситах достаточно мелких сеток - 150 - 165 меш.

Можно также включить в состав оборудования центрифугу, но надо отметить, что ее вклад в удаление твердой фазы в данном случае невелик, ввиду высокой ВНС.

Температурное разрушение биополимера начинается при температурах более 95<sup>0</sup>С. При минимальной концентрации соли 3 %, этот предел увеличивается до 140<sup>0</sup>С. Добавка ряда специальных реагентов (регуляторов pH, поглотителей кислорода, антиоксидантов и т.п.) позволяет повысить стойкость раствора до 150<sup>0</sup>С.

Опыт применения:



- пробурено более 2500 скважин с 1993 г;
- свыше 200 скважин в России с 1998 г;
- минимальный диаметр ствола скважины – 57 мм, максимальный – 444.5 мм;
- максимальный отход забоя – 2600 м;
- максимальная забойная температура - +190°C;
- репрессия при вскрытии – до 150 атм;
- проницаемость коллектора – до 2 Дарси;
- более 80 скважин с использованием форматов.
- текущие дебиты в Зап. Сибири – до 1700 т/сут.

В качестве понизителя фильтрации используются (рисунок 2.1):

- Flo-Trol (модифицированный гидроксипропилированный или триэтоксиклированный крахмал, предварительный сшитый с Flo-Vis). Наиболее эффективен в сильно-минерализованных рецептурах. Типовая концентрации от 0 до 22 кг/м<sup>3</sup>;
- Dual-Flo (модифицированный гидроксипропилированный и карбоксиметилированный крахмал, предварительно сшитый с Flo-Vis). Эффективен в слабоминерализованных или пресных растворах. Разработан специально для заканчивания с гравийным фильтром.

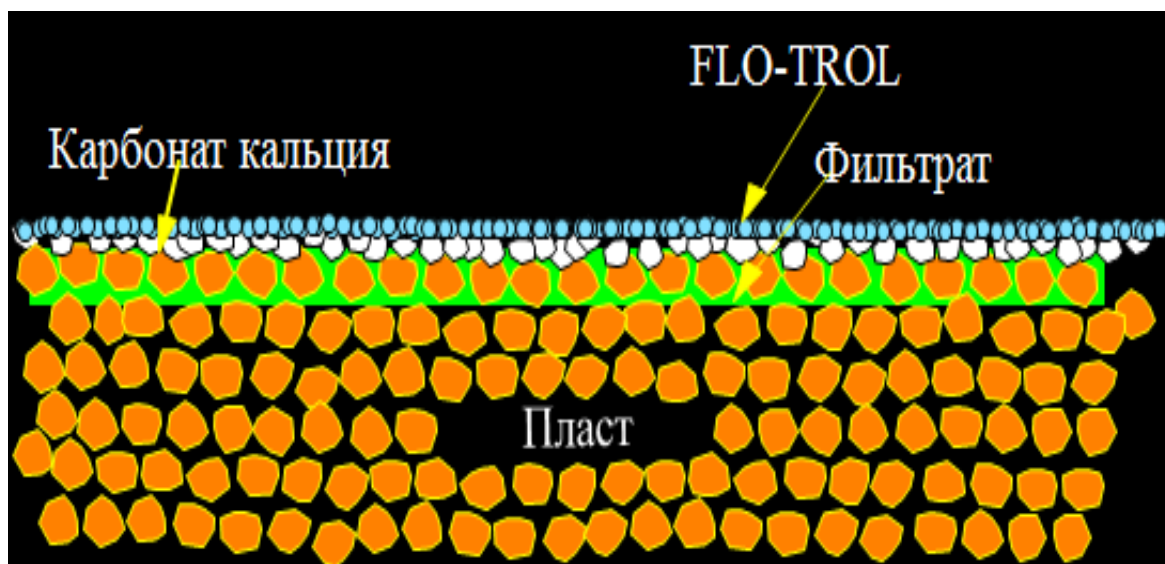


Рисунок 2.1- Принцип действия Flo-Trol

В качестве кольматанта используются карбонат кальция (наиболее широкий распространенный кольматант, большой спектр рецептур, растворим в кислоте, обеспечивает низкую липкость корки и низкое давление отрыва

корки) или гранулированная соль (требует насыщения раствора, минимальная плотность раствора  $1,35 \text{ г/см}^3$ , используется при заканчивании гравийным фильтром).

Типичная рецептура: Flo-Vis (биополимер) – 0,6%, Fio-Trol (производная крахмала) – 1,4%, карбонат кальция – 10%, KCl – 3-15%, NaOH (KOH) – до pH=9,5-10) [6].

## **2.3 Водные растворы ПАВ**

Применение синтетических поверхностно-активных веществ (ПАВ) является наиболее распространённым методом сохранения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора с технико-экономической точки зрения. Изменение физико-химической основы фильтрата позволяет обеспечить минимальное ухудшение проницаемости продуктивного пласта.

Требования к ПАВ:

- полное растворение в воде (пластовой и технической);
- снижение межфазного натяжения на границе раздела «фильтрат–нефть» при низких концентрациях;
- повышение смачиваемости поверхности коллектора нефтью (гидрофобизирующие свойства);
- незначительно адсорбироваться на поверхности кварцевых, карбонатных и глинистых пород;
- предотвращение образования эмульсий в призабойной зоне и снижение ее стойкости в случае образования;
- предотвращение коагуляции твердой фазы бурового раствора и шлама и предотвращения выпадения их в осадок;
- способствовать вскрытию пласта при минимальных затратах;
- не оказывать влияния на основные параметры раствора.

ПАВ целесообразно добавлять в раствор и перед вскрытием продуктивного пласта.

## 2.4 Солевые буровые растворы

Водные растворы солей ( $\text{NaCl}$ ,  $\text{KCl}$ ,  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{MgCl}_2$ ) используются в качестве очистных агентов в нижеперечисленных случаях:

- при бурении в многолетнемерзлых породах (ММП);
- при бурении в отложениях солей;
- для глушения скважин при КРС;
- в качестве буферной жидкости при тампонировании скважин.

Для бурения скважин в ММП используются солевые растворы  $\text{NaCl}$ , иногда и  $\text{CaCl}_2$ .

Концентрация солей зависит от температуры ММП.

Незамерзающие солевые растворы обладают такими же свойствами, как и техническая вода, но в отличие от воды имеют более высокую плотность и повышенное коррозионное воздействие на металл.

Солевые буровые растворы не целесообразны при бурении в мерзлых породах, сцементированных льдом, в связи с тем, что данные соли вызывают таяние льда. Данные растворы эффективно применяются только при бурении хорошосцементированных, плотных, устойчивых мерзлых пород.

При вскрытии мощных соляных горизонтов с целью предотвращения образования трещин и каверн необходимо использовать следующие разновидности солей:

- при вскрытии галита - раствор  $\text{NaCl}$ ;
- при вскрытии сильвина - раствор  $\text{KCl}$ ;
- при вскрытии бишофита - раствор  $\text{MgCl}_2$ ;
- при вскрытии карналлита - раствор ( $\text{KCl} + \text{MgCl}_2$ ).

При увеличении температуры в пласте растворимость солей возрастает, следовательно, в глубоких скважинах промывочная жидкость способна растворять соль в околоскважинной зоне, а в верхней части скважины, где её температура понижается - выделять соль в виде кристаллов.

Таким образом, солевые буровые растворы целесообразно применять при вскрытии соляных пластов в верхних интервалах скважины.

## 2.5 Растворы на углеводородной основе (РУО)

Основной жидкостью РУО являются нефть или дизельное топливо.

Как правило, нефть и ее продукты определенного состава используются в качестве: дисперсионной среды РУО и гидрофобных эмульсий; дисперсной фазы гидрофильных эмульсий (в качестве противоприхватной добавки наряду с неполярными жидкостями растительного и животного происхождения); самостоятельных очистных агентов (используется крайне редко).

РУО оказывают минимальное негативное влияние на коллекторские свойства пласта, обладают высокой термостойкостью, инертны по отношению к глинистым породам, обладают хорошей смазывающей способностью. Однако, стоимость РУО очень высока, они пожаро- и экологически опасны. Отсутствие отрицательного воздействия РУО на глинистые минералы коллектора и минимальная фильтрация в пласт приводят к улучшению качества вскрытия продуктивного пласта.

Дисперсная фаза РУО: высокоокисленный битум; гидроокись кальция ( $\text{CaO}$ ); глина, в том числе органобентонит; барит (при необходимости утяжеления РУО); небольшое количество эмульгированной воды.

Первый отечественный РУО имел следующий состав: дизельное топливо – 80 %; высокоокисленный битум – 16 %; окисленный парафин – 3 %; каустическая сода ( $\text{NaOH}$ ) – 1 %.

Несколько позже для структурирования РУО в него стали добавлять тонкоразмолотую негашеную известь –  $\text{CaO}$ . Такие растворы получили название известково-битумных растворов (ИБР).

В настоящее время наиболее распространены ИБР- 2 и ИБР- 4.

РУО в сравнении с РВО имеют ряд преимуществ: обладают высокой стабильностью во времени, инертны в отношении глин и солей; обладают хорошими антикоррозионными свойствами; обладают высокой термостойкостью (до 220...220 °С); практически не фильтруются в проницаемые пласты, а их фильтрат не оказывает вредного влияния на продуктивные нефтенасыщенные пласты.

Недостатками РУО являются: высокая стоимость (200...625 \$/м<sup>3</sup>) и дефицитность основных компонентов; пожароопасность; трудность очистки от шлама; трудность проведения электрометрических работ; экологическая опасность.

Область применения РУО:

- бурение продуктивных горизонтов с пониженным пластовым давлением;
- бурении скважин в условиях высоких положительных и отрицательных забойных температур;
- бурение соленосных толщ и высокопластичных глинистых пород.

## **2.6 Гомогенные газообразные очистные агенты**

Применение газообразных очистных агентов (ГОА) значительно увеличивает скорость бурения в зависимости от твердости пород. Данное преимущество обусловлено интенсивной очисткой забоя скважины вихревым потоком с большой скоростью, а так же отсутствием статического давления на забой скважины, так как плотность ГОА составляет порядка 0,6...18 кг/м<sup>3</sup>. Так же газообразные агенты позволяют сохранить естественные свойства отбираемого керна, так как исключается его размыв, растворение, загрязнение; без осложнений проходить зоны, катастрофически поглощающие буровой раствор.

Под действием газа исключается набухание, растворение и обвалы глинистых пород, естественная структура которых нарушается при контакте с буровым раствором на водной основе. Применение газообразных агентов позволяет вскрывать интервалы льда и многолетней мерзлоты, так как, теплоемкость воздуха значительно ниже теплоемкости воды, следовательно, его можно быстро охладить до отрицательной температуры.

Использование газообразных агентов экономически целесообразно так как продувка газом позволяет улучшить условия труда буровой бригады из-за

того, что отсутствует необходимость в циркуляционной и очистной системе, а так же в приготовлении БР.

Основные недостатки:

- высокая стоимость наземного оборудования;
- увеличение износа бурильных труб из-за окислительного процесса газообразной среды, абразивного воздействия смеси «газ + шлам» и большого значения силы трения.
- отсутствие возможности регулирования противодавления на вскрываемые пласты;
- осложнение процесса бурения при притоках в скважину воды из-за образования сальников;
- ограничение возможности проведения геофизических работ.

Таким образом, газообразные агенты экономически целесообразно использовать при проходке зон катастрофического поглощения, интервалов ММП и льда, при бурении в безводных и засушливых районах, при вскрытии продуктивных горизонтов с АНПД.

## **2.7 Полимерные недиспергирующие буровые растворы**

В состав полимерных недиспергирующих растворов на водной основе входят высокомолекулярные полимеры, такие как акрилы и полисахариды, при необходимости структурированные небольшим содержанием бентонитового порошка.

Основной задачей данных растворов является предотвращение разбухания пород и повышения содержания твердых глинистых частиц

Данный вид раствора характеризуются малым содержанием глинистой фазы, что способствует повышению механической скорости бурения.

Для предотвращения обогащения выбуренной породой в буровой раствор необходимо добавлять флокулянты селективного действия (гидролизированный полиакриломид).

Термостойкость полимерных недиспергирующих растворов определяется в зависимости от используемых полимеров. Акриловые полимеры обладают наибольшей термостойкостью (до 250 °С).

Основное назначение данных растворов: бурение эксплуатационных и разведочных скважин в отложениях с высоким содержанием глин, в устойчивых карбонатно-глинистых породах.

Объемная доля содержания глинистой фазы не должна превышать 1,5 - 2%.

## **2.8 Безглинистые солестойкие растворы (БСК)**

Компонентный состав БСК: уголь бурый, сода каустическая, вода, гидроксид поливалентного металла. Назначение БСК: бурение скважин в хемогенным отложениях, склонных к осыпям и обвалам.

Укрепляющий эффект основан на образовании цементирующих веществ — гидросиликатов и гидроалюминатов двухвалентного металла. Данный эффект значительно усиливается при высокой концентрации каустической соды (не менее 0,2 %) и избытке нерастворенного гидроксида двухвалентного металла —  $\text{Ca(OH)}_2$ ,  $\text{Ba(OH)}_2$  и др.

Основные недостатки:

- низкая термостойкость;
- высокая щелочность.

При использовании БСК возможно сильное загустевание и даже затверждение раствора.

## **2.9 Известково-битумный раствор**

ИБР - раствор на нефтяной основе, дисперсионной средой которого служит дизельное топливо или нефть, а дисперсной фазой — высокоокисленный битум, гидроксид кальция, барит и небольшое количество эмульгированной воды. ИБР является раствором специального назначения.

Применяется при разбурировании легко набухающих, склонных к обвалам глинистых пород, при разбурировании соленосных отложений, представленных высокорастворимыми солями (преимущественно поливалентных металлов), а также при вскрытии продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами.

Благодаря хорошим смазочным свойствам ИБР повышает износостойкость долот. Раствор обладает высокой термостойкостью (200-220 °С).

В настоящее время промышленностью используются две рецептуры ИБР, разработанные ВНИИКРнефтью совместно с РУНГ им. И.М. Губкина: ИБР-2 и ИБР-4. ИБР-4 разработан специально для бурения в условиях высокой глинистости разреза, наличия солей и проявлений сероводорода.

Для ИБР характерны нулевая или близкая к ней фильтрация и содержание воды, не превышающее 2 - 3 %.

Необходимое условие приготовления ИБР - возможность тщательного и интенсивного перемешивания исходных компонентов для равномерного распределения их в растворе, гидрофобизации твердой и эмульгирования водной фаз. Поэтому основное внимание уделяют равномерности ввода исходных компонентов, перемешиванию и нагреванию.

## **2.10 Инвертные эмульсионные растворы (ИЭР)**

Дисперсионной средой ИЭР является дизельное топливо или разгазированная нефть.

Дисперсная фаза ИЭР: *жидкая* – минерализованная техническая вода с добавлением  $\text{CaCl}_2$  ( $\text{NaCl}$ ,  $\text{MgCl}_2$ ); *твердая* - молотая негашеная известь, глинопорошок, хлорное железо, железный купорос, в качестве утяжелителя применяют мел либо барит.

Область применения, свойства ИЭР и РУО довольно близки, но применение ИЭР экономически выгоднее из-за большой концентрации воды.

Разновидности ИЭР:



- ВИЭР (высококонцентрированный ИЭР);
- ТИЭР (термостойкий ИЭР);
- эмульжел (ИЭР, содержащий железный купорос);
- ГЭР (гидрофобно-эмульсионный раствор).

Основным недостатком ИЭР является их обратимость при высокой концентрации твердых частиц.

## **2.11 Патент РФ 2318855 кл. C09K8/08 2008**

Область применения – вскрытие продуктивных пластов горизонтальными и наклонно-направленными скважинами с отходом от вертикали более 1000 м, представленных карбонатными и терригенными коллекторами, а также для восстановления скважин бурением вторых стволов в различных горно-геологических условиях.

Технологический результат - высокие поверхностно-активные свойства по отношению к пластовому флюиду, низкая скорость фильтрации бурового раствора в пласт.

Рецептура изобретения (мас. %): биополимер АСГ-1 или Ритизан-М 0,3-0,8, крахмал модифицированный 1,0-2,5, ингибирующий органический реагент ФК-2000 Плюс М 8-12, хлорид калия 1,5-3,0, мраморная крошка 1,5-3,0, остальное вода.

Требования к буровым растворам для бурения скважин с отходом от вертикали свыше 1000 м:

- стабильные структурно-реологические свойства для обеспечения необходимой выносящей и удерживающей способности, предотвращающей образование эффекта Байкота;
- высокие ингибирующие свойства;
- низкая скорость фильтрации бурового раствора в пласт;
- высокие поверхностно-активные свойства (низкие значения межфазного натяжения на границе фильтрат бурового раствора - углеводород; значения краевого угла смачивания должен быть более 100°);

- хорошие смазочные свойства для улучшения условий работы породоразрушающего инструмента на забое;
- устойчивость к полиминеральной агрессии.

Решаемая техническая задача - получение ингибирующего безглинистого псевдопластичного бурового раствора на водной основе с низкими скоростями фильтрации в пласт и высокими поверхностно-активными свойствами по отношению к пластовому флюиду, обеспечивающего качество первичного вскрытия на уровне скин-фактора, не превышающего +1.

Таблица 2.1 – Рецепт борового раствора для решения технической задачи (мас. %)

|                                                  |           |
|--------------------------------------------------|-----------|
| биополимер                                       | 0,3-0,8   |
| хлорид калия                                     | 1,5-3     |
| модифицированный крахмал                         | 1,0-2,5   |
| мраморная крошка                                 | 1,5-3     |
| органическая ингибирующая добавка ФК-2000 Плюс М | 8-12      |
| вода                                             | остальное |

Сущность предлагаемого изобретения объясняется следующими примерами.

Пример 1. Техническая вода 877 г, биополимер АСГ-1 3г, крахмал модифицированный 10 г, хлористый калий 15г, мраморная крошка (средний номинальный диаметр 45-100 мк) 15 г. Затем полученный раствор перемешивался в течение 30 минут и в него добавлялось 80 г ингибирующей добавки ФК-2000 Плюс М. Раствор снова перемешивался в течении 30 минут.

Пример 2. Техническая вода 788 г, биополимер АСГ-18 г, крахмал модифицированный 25 г. Затем полученную смесь необходимо перемешивать до полного растворения реагентов. После необходимо добавить 30 г хлористого калия, 30 г мраморной крошки. После повторного перемешивания добавить 120 г ингибирующей добавки ФК-2000 Плюс М.

Пример 3. Приготовление бурового раствора аналогично примеру №1, но в качестве биополимера использовался Ритизан-М.

Пример 4. Приготовление бурового раствора аналогично примеру №2, но в качестве биополимера использовался Ритизан-М.

Таблица 2.2 – Свойства буровых растворов, рассмотренных в примерах 1-4.

| Структурно-реологические свойства                                  | пример 1            | пример 2            | пример 3             | пример 4             |
|--------------------------------------------------------------------|---------------------|---------------------|----------------------|----------------------|
| Условная вязкость, 700/500 с                                       | 4                   | 5                   | 8                    | 0                    |
| Плотность, кг/м <sup>3</sup>                                       | 020                 | 050                 | 020                  | 050                  |
| Пластическая вязкость, мПа·с                                       | 2                   | 6                   | 7                    | 7                    |
| Вязкость при низких скоростях сдвига (ВНСС), мПа·с                 | 100                 | 500                 | 000                  | 300                  |
| Статическое напряжение сдвига 10"/10', дПа                         | 5/45                | 0/70                | 0/40                 | 0/65                 |
| Динамическое напряжение сдвига, дПа                                | 38                  | 94                  | 58                   | 84                   |
| Показатель нелинейности                                            | ,39                 | ,39                 | ,44                  | ,4                   |
| Коэффициент консистенции, Па·с <sup>n</sup>                        | ,75                 | ,47                 | ,58                  | ,23                  |
| Фильтрационные свойства                                            |                     |                     |                      |                      |
| Показатель фильтрации при 20°C, см <sup>3</sup>                    |                     | ,5                  |                      |                      |
| Показатель фильтрации при 90°C, см <sup>3</sup>                    |                     |                     |                      |                      |
| Скорость фильтрации в пласт, V <sub>ф</sub> , 10 <sup>-7</sup> м/ч |                     |                     | ,5                   |                      |
| Триботехнические свойства                                          |                     |                     |                      |                      |
| Коэффициент трения                                                 | ,12                 | ,10                 | ,12                  | ,10                  |
| Ингибирующие и поверхностно-активные свойства                      |                     |                     |                      |                      |
| Коэффициент поверхностного натяжения, мН/м                         |                     |                     |                      |                      |
| Краевой угол смачивания, град                                      | 13                  | 28                  | 11                   | 31                   |
| Увлажняющая способность, П <sub>0</sub> , см/ч                     | ,6·10 <sup>-3</sup> | ,2·10 <sup>-3</sup> | ,56·10 <sup>-3</sup> | ,28·10 <sup>-3</sup> |

На основе полученных результатов можно сделать вывод о том, что представленный раствор имеет низкие значения показателя фильтрации, технологически необходимые для бурения горизонтальных и наклонно-направленных с большим углом отклонения от вертикали скважин структурно-реологические характеристики раствора, обеспечивающие степень очистки

ствола более 85%, улучшенные смазочные свойства, позволяющие избежать затяжек и прилипания инструмента, высокие ингибирующие свойства, предотвращающие гидратацию и набухание глинистых составляющих коллектора, фильтрат бурового раствора имеет низкие значения поверхностного натяжения на границе с углеводородной жидкостью, низкие скорости фильтрации обеспечивают минимальное негативное влияние на пласт.

Промышленная апробация: применение на 30 скважинах на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз». Все скважины без задержки вышли на рабочий режим с ожидаемыми дебитами [11].

## **2.12 Патент РФ 2236429 кл. C09K7/02 2012**

Техническая задача – достижение оптимальных реологических и фильтрационных свойств бурового раствора при минимальном количестве компонентов.

Технический результат изобретения - уменьшение количества компонентов биополимерных буровых растворов, упрощение способа приготовления, увеличение термостойкости, снижение стоимости без ухудшения фильтрационных и реологических параметров.

Разработанная рецептура бурового раствора (мас.%):

- ксонтановый биополимер Flo-Vis 0,3-0,5
- порошкообразный щелочный реагент ПУЩР 10,5-15,0
- вода остальное.

В лабораторных исследованиях определялась оптимальная концентрация компонентов, результаты представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Реологические и фильтрационные свойств бурового раствора при различных концентрация компонентного состава

| компонентный состав, %                          | Ф, куб. см/30 мин | pH  | УВ, с | ДНС, дПа | ПВ, мПа*с | Показатель консистенции К, Па*с | Показатель неньютоновского поведения n |
|-------------------------------------------------|-------------------|-----|-------|----------|-----------|---------------------------------|----------------------------------------|
| Показатели растворов после приготовления        |                   |     |       |          |           |                                 |                                        |
| 0,5 Flo-Vis+10,5 ПУЩР                           | 5,4               | 8,9 | 9     | 69,6     | 20,8      | 5,2                             | 0,237                                  |
| 0,3 Flo-Vis+10,5 ПУЩР                           | 5,6               | 8,8 | 8     | 62       | 18,9      | 2,3                             | 0,285                                  |
| 0,3 Flo-Vis+10 КССБ                             | 2,4               | 7,6 | 10    | 65       | 22,7      | 2,5                             | 0,314                                  |
| 0,3 Flo-Vis+1,0 Hibtrol LV + 7 карбонат кальция | 2                 | 8,3 | 52    | 153      | 47,4      | 5,8                             | 0,23                                   |
| Показатели растворов после термостатирования    |                   |     |       |          |           |                                 |                                        |
| 0,5 Flo-Vis+10,5 ПУЩР                           | 2,8               | 8,3 | 11    | 76,8     | 25,6      | 5,4                             | 0,312                                  |
| 0,3 Flo-Vis+10,5 ПУЩР                           | 3,4               | 8,2 | 9     | 75,3     | 23        | 2,6                             | 0,338                                  |
| 0,3 Flo-Vis+10 КССБ                             | 7                 | 5,7 | 11    | 63,1     | 20,1      | 2,3                             | 0,329                                  |
| 0,3 Flo-Vis+1,0 Hibtrol LV + 7 карбонат кальция | 4,2               | 7,3 | 45    | 149,3    | 42,4      | 5,3                             | 0,285                                  |

Термостатирование проводилось в течение 3 часов при температуре 80°C. На основе полученных результатов, представленных в таблице, можно сделать вывод о том, что оптимальное концентрация является следующее соотношение ингредиентов, мас. %: ксантановый биополимер Flo-Vis 0,3-0,5, гуматный реагент ПУЩР 10,0-15,0 и вода до 100. Полученные результаты говорят о низком показателе фильтрации (3,4 см<sup>3</sup> за 30 мин). Полученное значение показатель неньютоновского поведения говорит о хорошей транспортирующей способности бурового раствора.

### 2.13 Совершенствование технологии вскрытия терригенных коллекторов горизонтальными скважинами с применением безглинистых биополимерных буровых растворов

В настоящее время в эксплуатационном бурении все более актуальным становится бурения горизонтальных скважин. Основным преимуществом данного вида заканчивания является увеличение площади взаимодействия скважин с продуктивным пласта, и как следствие, значительное увеличение дебита скважины.

Важную роль в процессе строительства горизонтальных скважин играют буровые растворы, но не смотря на непрерывное совершенствование их рецептур для вскрытия продуктивных горизонтов, в большинстве случаев они не могут обеспечить сохранность фильтрационных свойств пласта.

Последнее время приобретают свою актуальность безглинистые биополимерные буровые растворы. Это объясняется основными преимуществами:

- отсутствие глинистой фазы оказывает положительный эффект на скорость проходки и вскрытии продуктивного горизонта;
- возможность биологического расложения;
- вариативность состава раствора в зависимости от горно-геологических условий.

В работе [36] проводились экспериментальные исследования реологических и фильтрационных свойств безглинистых растворов (таблица 2.4).

Таблица 2.4 – Составы и свойства рассматриваемых буровых растворов

| название раствора                                                                       | параметры бурового раствора  |         |                      |               |          |          |     |           |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|---------|----------------------|---------------|----------|----------|-----|-----------|
|                                                                                         | плотность, кг/м <sup>3</sup> | УВ, сек | Ф30, см <sup>3</sup> | СНС1/10, дПа  | ПВ, Па*с | ДНС, дПА | рН  | Ка1/10    |
| Базовый: Barazan (0,3%)+РАС R (0,2%)+РАС L(0,2%)+Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (0,5%) | 1020-1040                    | 47      | 6-7                  | 20-30 / 30-40 | 0,001    | 49,34    | 9   | 2,89/2,94 |
| Базовый + CaCO <sub>3</sub> (3%)                                                        |                              | 79      | 3-5,5                | 25-30 / 30-45 | 0,003    | 57,7     | 10  | 1,28/2,13 |
| Базовый +СБ (0,5%)                                                                      |                              | 44      | 4,5-6                | 25-35 / 35-45 | 0,0024   | 38,86    | 9   | 0,85/1,7  |
| Базовый +СБ (1%)                                                                        |                              | 56      | 4,5-5,6              | 30-40 / 40-50 | 0,0031   | 42,19    | 9,5 | 0,89/1,28 |
| Базовый +СБ (2%)                                                                        |                              | 66      | 4,5-5                | 30-45 / 50-65 | 0,0034   | 45,92    | 9,5 | 1,19/1,49 |
| Базовый +ПГ (2%)                                                                        |                              | 44      | 5,6-7,5              | 25-30 / 35-50 | 0,0019   | 31,32    | 8,5 | 1,28/1,49 |
| Базовый +СФ(2%)                                                                         |                              | 41      | 5-6                  | 30-40 / 40-55 | 0,0023   | 35,95    | 8,5 | 3,36/3,36 |

|                                                  |  |    |     |               |        |       |     |           |
|--------------------------------------------------|--|----|-----|---------------|--------|-------|-----|-----------|
| Базовый +ПГ (1%)+KCL (3%)                        |  | 37 | 5-7 | 10-25 / 30-40 | 0,0026 | 31,62 | 8,5 | 1,96/2,81 |
| Базовый +ПГ (1%)+KCL (3%)+CaCO <sub>3</sub> (3%) |  | 37 | 5-6 | 15-30 / 30-50 | 0,0028 | 31,42 | 8,5 | 0,89/1,49 |
| Flo-Pro                                          |  | 48 | 3-5 | 20-40 / 40-60 | 0,0082 | 61,23 | 9,5 | 1,02/1,24 |
| Versaclean                                       |  | 84 | 6-7 | 30-50 / 60-80 | 0,0063 | 119,7 | 9   | 1,24/1,49 |

Исследования показали, что глубина проникновения жидкой фазы бурового раствора (фильтрата) больше в верхнюю часть пласта, чем в нижнюю.

Таблица 2.5 - Результаты исследования процесса фильтрации рассматриваемых буровых растворов

| название раствора                                                                       | Глубина проникновения фильтрата |      |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|------|
|                                                                                         | верх                            | вниз |
| Базовый: Barazan (0,3%)+PAC R (0,2%)+PAC L(0,2%)+Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (0,5%) | ,4                              | 5,5  |
| Базовый + CaCO <sub>3</sub> (3%)                                                        | ,7                              | 3,5  |
| Базовый +СБ (0,5%)                                                                      | ,7                              | 3    |
| Базовый +СБ (1%)                                                                        | ,4                              | 2,8  |
| Базовый +СБ (2%)                                                                        |                                 | 2,5  |
| Базовый +ПГ (2%)                                                                        | ,1                              | 3,7  |
| Базовый +СФ(2%)                                                                         | ,8                              | 3,6  |
| Базовый +ПГ (1%)+KCL (3%)                                                               | ,3                              | 3,6  |
| Базовый +ПГ (1%)+KCL (3%)+CaCO <sub>3</sub> (3%)                                        |                                 | 3,4  |
| Flo-Pro                                                                                 |                                 | 3    |
| Versaclean                                                                              |                                 | 2,4  |

Во время проведения лабораторных исследований, было установлено, что процесс проникновения фильтрата бурового раствора в призабойную зону пласта имеет определенный период инкубации (около 1 минуты) Данный период характерен для все рассматриваемых буровых растворах, в том числе и для зарубежных (Flo-Pro и Versaclean). Данный период легко объясняется наличием первичной гидратацией проницаемых каналов пласта. Применение сульфидированного битума показало отличный результат. Уменьшение глубины фильтрации жидкой фазы в призабойную зону пласта связано со следующими факторами: сульфидированный битум – хороший гидрофобизатор, так как его нерастворенный остаток (порядка 20%) способствуют механической коагуляции порового объема.

Качественное вскрытие продуктивного пласта характеризуется не только маленькой глубиной проникновения фильтрата, но и его объемом. Для определения показателя фильтрация была разработана следующая методика проведения эксперимента:

1. Пропитывание керамических дисков в сырой нефти для экспериментального моделирования продуктивного пласта;
2. Определение исходной фазовой проницаемости диска по нефти;
3. Определение показателя фильтрации через вымаченный в нефти диск при температуре 50°C и разности давлений 3Мпа в течение 15 минут;
4. Определение остаточной фазовой проницаемости по нефти через керамический диск после воздействия на него бурового раствора.

Для пропитки керамического диска использовалась нефть плотностью от 780 до 800 кг/м<sup>3</sup>, сам диск имеет проницаемость 400\*10<sup>-3</sup>мкм<sup>2</sup>. Диск моделирует поровой тип коллектора.

Для проведения данного эксперимента были отобраны лучшие буровые растворы по глубине проникновения фильтрата. Результаты представлены на рисунке 2.2.

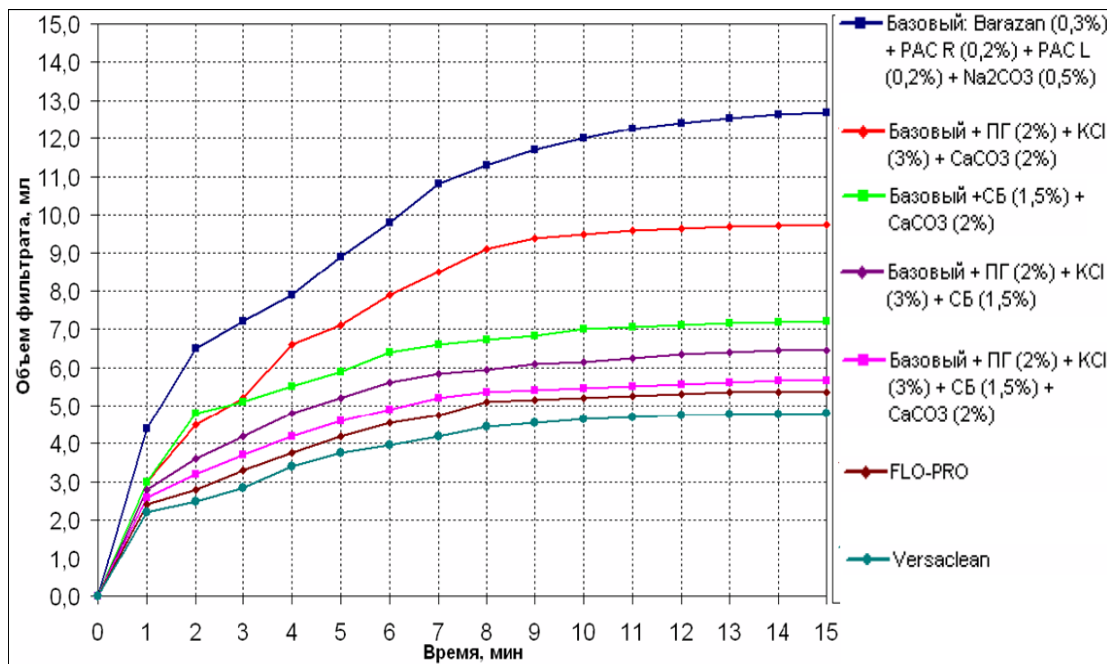


Рисунок 2.2 – Значение показателя фильтрации буровых растворов через керамический диск в зависимости от времени



При комплексном анализе результатов глубины и кинетики фильтрации через керамический диск можно сделать вывод о том, что прослеживается затухание фильтрации, начиная с 7 минуты. Данный результат говорит о формировании за указанное время низкопроницаемой глинистой корки на стенках скважины. Из рисунка видно, что добавки могут оказывать разное влияние на процесс фильтрации бурового раствора в пласт. Например, при добавлении погликолей и хлорида калия происходит незначительное снижение показателя фильтрации, а при добавлении сульфидированного битума и кислоторастворимого колматанта заметно сильное снижение объема выделенного фильтрата. Полученные результаты говорят о том, что для увеличения эффективности снижения интенсивности процесса фильтрации необходима комплексная обработка безглинистого биополимерного бурового раствора жидким и твердым гидрофобизатором совместно с качественно подобранным колматантом. Рецептуры, содержащие сульфидированный битум (1,5%) показали увеличение степени восстановления проницаемости диска относительно базовой рецептуры раствора (рисунок 2.3).

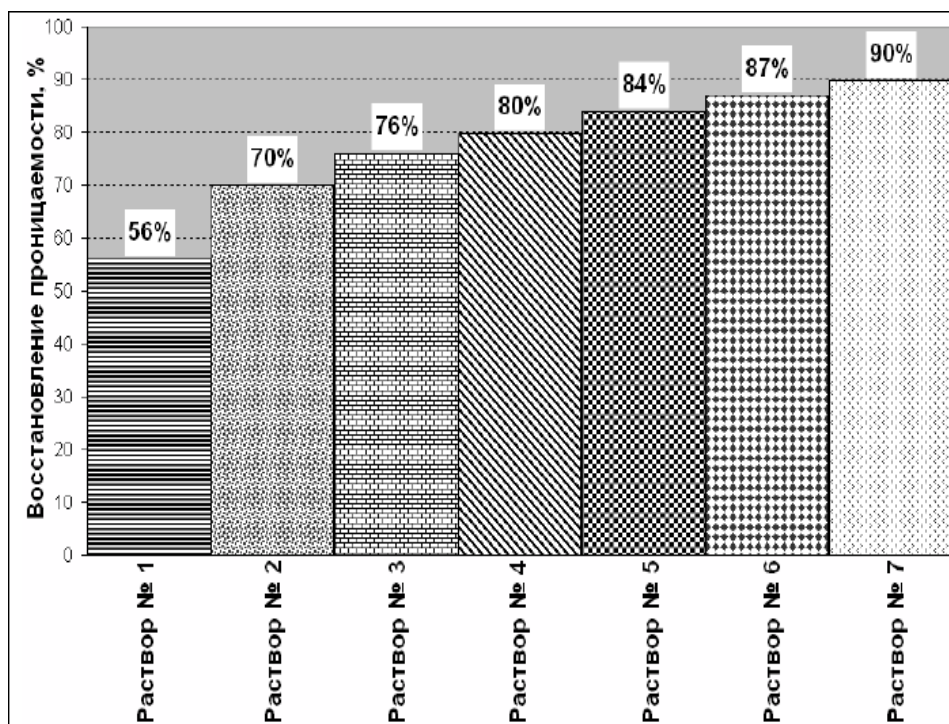


Рисунок 2.3 – Результаты лабораторных исследований по определению остаточной проницаемости керамического диска

**Раствор № 1:** Базовый: Barazan (0,3 %) + PAC R (0,2 %) + PAC L (0,2 %)+  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  (0,5 %); **Раствор № 2:** Базовый + ПГ (2 %) + KCl (3 %) +  $\text{CaCO}_3$  (2%); **Раствор № 3:** Базовый + СБ (1,5 %) +  $\text{CaCO}_3$  (2 %); **раствор № 4:** Базовый + ПГ (2 %) + KCl (3 %) + СБ (1,5 %); **Раствор № 5:** Базовый + ПГ (2 %) + KCl (3 %) + СБ (1,5 %) +  $\text{CaCO}_3$  (2 %); **Раствор № 6:** “FLO-PRO”; **Раствор № 7:** “Versaclean”.

На основе всех представленных лабораторных исследований можно сделать вывод о том, что при вскрытии терригенного коллектора целесообразно использовать следующую рецептуру бурового раствора: 1,5% битум сульфинированный, 1% полигликоля, 5% кислоторастворимый кольматант.

## 2.14 Выводы

На основе рассмотренных видов буровых растворов можно сделать вывод о том, что для эффективного бурения необходимо тщательно подбирать рецептуру бурового раствора в зависимости от горно-геологических, климатических условия и технологических параметров скважины.

В целом же, можно сделать следующей обобщение:

- при наличие глин в геологическом разрезе необходимо использовать ингибитора набухания глин, нецелесообразно применение технической воды.
- в зависимости от проницаемости коллектора необходимо тщательно подбирать фракционный состав кольматанта;
- для достижения необходимых реологических параметров целесообразно применения различных добавок (ПАВ, КМЦ, модификации крахмала и др.)
- с целью минимизации степени загрязнения призабойной зоны необходимо проводить предварительные лабораторные исследования, в том числе исследования фильтрационной глинистой корки.

### **3 Лабораторные исследования безглинистых биополимерных буровых растворов**

Из за коммерческой тайны информация в разделе не указывается

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта буровой раствор должен обладать минимальными значениями показателя фильтрации и наименьшим временем образования глинистой корки. Для регулирования фильтрационных свойств бурового раствора используют различные виды крахмала, поэтому в данной работе проведены исследования фильтрационных и реологических свойств безглинистого бурового раствора с добавлением различных видов модифицированного крахмала (Reatrol, Drilling Starch, ООО «ГТН»). Наилучшим понизителем фильтрации является крахмала ООО «ГТН» ( $12,63 \text{ см}^3$  за 30 минут). Добавление крахмала в буровой раствор повышает его вязкость, тем самым улучшая транспортирующую способность бурового раствора, и понижает показатель фильтрации. Применение рассматриваемого бурового раствора (0,05% NaOH, 8% KCl, 0,3 % DUO-VIS, 1% крахмал «ГТН», 8% мраморная крошка) целесообразно для вскрытия продуктивного терригенного пласта в неосложненных условиях с нормальным пластовым давлением.

Так же в работе были рассмотрены вредные и опасные факторы при строительстве скважин с применением безглинистых биополимерных буровых растворов, выдвинуты рекомендации по устранению данных факторов. Рассмотрены методы очистки бурового раствора и действия для предотвращения ЧС на буровой (выброс).

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1

### «Раздел ВКР, выполненный на иностранном языке»

Раздел № 6 **WELL CHEMICAL PACKER FLUID**

Студент:

| Группа | ФИО                    | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------|------|
| 2БМ5Д  | Бикбов Артур Ринатович |         |      |

Консультант кафедры БС:

| Должность         | ФИО                          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-------------------|------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Ст. преподаватель | Епихин Антон<br>Владимирович | —                         |         |      |

Консультант – лингвист кафедры ИЯПР:

| Должность | ФИО                          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|------------------------------|---------------------------|---------|------|
| доцент    | Ульянова Оксана<br>Сергеевна | к.и.н.                    |         |      |

## **WELL CHEMICAL PACKER FLUID**

This invention relates to drilling fluids and to the drilling of wells through subsurface formations by means of well drilling tools. This invention particularly relates to a drilling operation, such as a rotary drilling operation, which involves the circulation of a drilling fluid down the well bore, about the drilling bit and back to the surface. In a rotary drilling operation a drilling fluid is pumped down the drill stem to the drilling bit at the bottom of the bore hole. The stream of drilling fluid then passes through the drilling bit and moves upwardly within the annular space between the drill stem and the well bore wall carrying with it the drilling cuttings.

After the drilling operation has been concluded, or during a halt in the drilling operation, sometimes a portion of the drilling fluid is left behind in the bore hole to serve as a packer fluid during subsequent testing of the petroleum producing formation and/or production of petroleum therefrom and/or the well completion operations [1].

Packer fluid are sometimes subjected to fairly high temperatures, e.g., above about 250° F., for a substantial length of time - days and even months. It is desirable, therefore, that a well packer fluid be thermally stable and remain fluid or readily pumpable even after exposure to high temperatures for prolonged periods of time. Sometimes, however, due to prolonged exposure at a relatively high temperature within the well bore the packer fluid tend to become unpumpable and form plastic, almost rock-like materials. When this occurs casing and tubing and other equipment in contact with the packer fluid become, in effect, cemented therein. Moreover, when this occurs the packer fluid cannot readily be removed from the well here. In this event it is necessary to remove mechanically or to drill out the solidified packer fluid, perhaps at the same time losing valuable equipment .

Drilling fluids which contain calcium hydroxide generally cannot satisfactorily be employed as packer fluid. Drilling muds having a relatively high proportion of calcium hydroxide therein, such as an aqueous phase which is saturated with calcium hydroxide, together with excess undissolved calcium hydroxide, when subjected to a relatively high temperature for prolonged periods of time under

relatively static conditions, tend to harden and form a cement-like material. Accordingly, it has been the practice hereto-fore, if possible, whenever a drilling mud containing a substantial amount of lime is employed in a well drilling operation, to avoid leaving any such drilling mud in the well bore wherein it may be exposed for a substantial length of time to a relatively high temperature. Moreover, it has been the practice heretofore to avoid using a high lime drilling mud as a packer fluid upon well completion.

Accordingly, it is an object of this invention to provide a method whereby a lime drilling fluid or a drilling fluid characterized by the presence of a substantial amount of calcium hydroxide therein, such as an aqueous phase thereof saturated with calcium hydroxide and containing excess undissolved lime, might be satisfactorily treated so that it can be suitably employed as a packer fluid.

Another object of this invention is to provide a method for converting a calcium hydroxide-containing drilling fluid into a relatively temperature stable fluid which might be suitably employed as a packer fluid during well completion.

Still another object of this invention is to provide an improved well drilling operation.

Yet another object of this invention is to provide in a well drilling operation an improved method for converting a lime-containing or lime-base drilling mud into a temperature stable packer fluid.

How these and other objects of this invention are accomplished will become apparent in the light of the accompanying disclosure.

In accordance With this invention it has now been discovered that an aqueous calcium hydroxide-containing drilling fluid or a lime drilling mud is convertible into a relatively temperature stable packer fluid by treating the calcium hydroxide-containing drilling fluid with a chemical treating agent which reacts with calcium hydroxide to form a substantially water insoluble hydroxide, i.e., the hydroxyl component of the calcium hydroxide in the drilling fluid is removed therefrom, e.g., precipitated as a water insoluble hydroxide, and incorporating in the drilling fluid a minor amount of a water soluble organic oxygen-containing silicon compound.

Preferably, the same chemical treating agent also forms an insoluble calcium compound with the calcium component of calcium hydroxide.

Various types of calcium hydroxide-containing fluid are suitably converted in accordance with the practice of this invention into a relatively temperature stable packer fluid. For example, a so-called low lime drilling fluid which is usually characterized as an aqueous drilling fluid containing an alkaline (pH of about 12.0) aqueous phase which is saturated with calcium hydroxide and which contains a small amount, in the range about 0.125 - 1.0 lb., of sodium hydroxide therein thereby yielding a drilling fluid having a relatively low calcium ion concentration, below about 200-250 parts per million by weight (p.p.m.), is readily converted in accordance with the practice of this invention into a temperature stable packer fluid. Further, a so-called high pH lime mud such as an aqueous drilling mud having an aqueous phase which is saturated with calcium hydroxide and which contains dissolved therein a relatively large amount of sodium hydroxide, such as an amount of sodium hydroxide in the range 1-6 lbs. per barrel of drilling fluid, is suitably converted in accordance with the practice of this invention into a temperature stable packer fluid. A high pH lime mud generally has a pH substantially above 12.0, such as a pH in the range 12.6-13.5, depending upon the amount of sodium hydroxide added thereto. A high pH lime mud is further characterized by having an alkaline aqueous phase which contains a relatively low dissolved calcium or calcium ion concentration, e.g., a calcium ion concentration below about 200 p.p.m., usually below about 100 ppm.

The practice of this invention is particularly applicable to the conversion of a high calcium, relatively low pH lime drilling fluid which contains undissolved lime (calcium hydroxide) and which has an aqueous phase characterized by a relatively high dissolved calcium or calcium ion concentration, above about 200 p.p.m., preferably in the range 300-1500 p.p.m., into a temperature stable packer fluid. The aqueous phase of this type of calcium hydroxide-containing drilling fluid is characterized by a relatively low pH, not in excess of 12.6, the pH corresponding to a saturated aqueous solution of calcium hydroxide. A mud of this type might be



designated as a low pH, high calcium lime mud and has been found to be very useful for drilling through leaving shale formations. This type of mud is more thoroughly described in US. 2,802,783, issued August 13, 1957, the disclosures of which patent are herein incorporated and made a part of this- disclosure.

As indicated hereinabove, in accordance with the practice of this invention a calcium hydroxide-containing aqueous drilling fluid is convertible into a temperature stable packer fluid by treating said drilling fluid with a water soluble oxygen-containing organic silicon compound and with a chemical treating agent such as a water soluble metal salt, the hydroxide of the metal of which salt is substantially water insoluble. Preferably the anion portion of the salt forms a water insoluble compound with the calcium in the drilling fluid with the result that by metathetical reaction with calcium hydroxide the resulting water insoluble metal hydroxide and corresponding water insoluble calcium compound (anion) are formed, thereby removing substantially all of the calcium hydroxide (calcium ion and hydroxyl ion) from the aqueous phase of the drilling fluid.

Any compound or chemical treating agent which by metathetical reaction with calcium hydroxide leads to the formation of a substantially water insoluble hydroxide and a substantially water insoluble calcium-containing compound, thereby removing the calcium and hydroxyl components of the calcium hydroxide from the aqueous phase of the drilling fluid, may be satisfactorily employed in the practice of this invention. Water insoluble hydroxides include nickel hydroxide, chromium hydroxide, magnesium hydroxide, aluminum hydroxide, iron hydroxide, tin hydroxide, copper hydroxide, zinc hydroxide and others. Accordingly, the corresponding water soluble salts of these metals, such as the water soluble chloride, nitrate, sulfate, acetate, salts of these metals, preferably the fluoride salts thereof, since  $\text{CaF}_2$  is substantially water insoluble, are satisfactorily employed as a chemical treating agent in accordance with this invention. As indicated hereinabove, preferably an amount of chemical treating agent is employed, sufficient to remove chemically or to precipitate substantially all of the calcium hydroxide (hydroxyl and preferably also calcium, components thereof together with any extraneous dissolved calcium) from

the drilling fluid being treated and to convert the same into the corresponding water insoluble metal hydroxide and insoluble calcium compound. Usually only a minor amount, based on the total treated fluids, of the above mentioned chemical treating agents need be added to the drilling fluid undergoing treatment that an amount of chemical treating agent in the range 0.25-20 lbs. per barrel, more or less, depending upon the molecular or equivalent weight of the chemical treating agent, yields satisfactory results. It has been found that an amount of chemical treating agent in the range 0.25-20 lbs per barrel, more or less, depending upon the molecular or equivalent weight of the chemical treating agent, yields satisfactory results.

Chemical treating agents which are suitably employed in the practice of this invention include magnesium fluovride, magnesium carbonate, magnesium oxalate, aluminum chloride, aluminum fluoride, aluminum sulfate, chromium oxide, chromium sulfate, chromium fluoride, chromium chloride, nickel chloride, nickel fluoride and nickel sulfate. Various other treating agents which form a water insoluble hydroxide by reaction with the calcium hydroxide present in the drilling mud but which do not form an insoluble calcium compound are suitably employed in the practice of this invention. These materials include magnesium sulfate, magnesium chloride, magnesium acetate, magnesium citrate, magnesium gluconate as well as the corresponding chromium, aluminum and nickel compounds. The citrate and gluconate compounds of these metals, are particularly useful since, although calcium gluconate and calcium citrate are relatively soluble, these compounds do not ionize to a substantial extent with the result that the calcium ion concentration in an aqueous phase containing these compounds remains at a relatively low level. In the practice of this invention, however, it is desirable, when a chemical treating agent is employed which does not yield a water insoluble calcium compound, to incorporate in the drilling mud undergoing treatment a compound which reacts with the calcium present in the drilling mud to precipitate calcium therefrom as a water' insoluble. Suitable such treating agents include sodium carbonate, sodium oxalate, sodium fluoride and the like since the corresponding calcium compounds are substantially water insoluble.

The organic water soluble oxygen-containing silicon compound employed in a drilling fluid or mud in accordance with the practice of this invention is present in a minor amount, in an amount less than about 10% by weight, usually in, an amount in the range 0.01—5.0% by weight, more or less, based on the total drilling fluid or mud. Various organic water soluble oxygen-containing silicon compounds which may be employed in the practice of this invention include the water soluble organo or hydrocarbyl siliconates, such as the alkyl siliconates or silanols, e.g., methyl siliconates, ethyl siliconates and the like, particularly the sodium derivatives thereof, e.g., sodium alkyl siliconates such as sodium methyl siliconate. Other suitable organo or hydrocarbyl (an organic radical containing only hydrogen and carbon atoms) oxygen-containing silicon compounds include the alkyl silanols or the alkali metal alkyl silanols, such as the alkali metal or alkaline earth metal salt of methyl silanol, methyl silanediol and methyl silanetriol. Particularly useful in the practice of this invention is an admixture of sodium methyl siliconate and a sodium salt of the corresponding methyl silanols, monohydric the sodium salt of IS-carbethoxy ethyl triethoxy silane has been demonstrated to be particularly useful in the practice of this invention.

The following data are illustrative of the practice of this invention. Portions of an aqueous drilling mud characterized by an alkaline aqueous phase containing hydratable clayey material dispersed therein and having a pH not in excess of 12.6, said aqueous phase having a calcium ion concentration in excess of 200 parts per million by weight and being saturated with calcium hydroxide, were treated by incorporating therein the various materials in accordance with the practice of this invention. The untreated, partially treated and fully treated portions of the mud were then subjected to aging at a suitable high temperature for a prolonged period of time. After high temperature aging the, shear value of the various mud samples were tested and the appearance of these mud samples observed.

## **6.1 Chemical packer «FloThru» («MI-Swaco»)**

During an open hole completion where the filter cake is confined, as in openhole gravel packs or expandable – screen completions, the cake must remain intact to prevent losses and premature screenout. Once the completion operation has finished, however, the filter cake is usually removed with a chemical breaker to aid well productivity and avoid residual cake plugging the screen during production. In many instances it is difficult to access the confined filter cake with a chemical breaker. Difficult access or incomplete contact could be caused by premature breakthrough, causing the breaker to bypass parts of the filter cake; failure of a circulating tool to open or dilution of the chemical breaker while attempting to place the breaker through the gravel pack. Incomplete contact with the entire filter cake can lead to a ‘hot spot’ limited flow area that can eventually lead to completion failure. The FloThru system offers a simple solution that eliminates the need for a chemical breaker.

The FloThru system is a water-base reservoir drill-in fluid designed with enhanced flowback capabilities that eliminate the need for a chemical cleanup treatment, while providing higher return permeability and lower flow-initiation pressures. The primary application for a FloThru system is in openhole completions where the filter cake is trapped between the formation and the completion assembly. In openhole completions where the filter cake is not confined, the FloThru system still provides a major benefit: lower flow initiation pressures at comparable return-permeability values. In the FloThru system, a proprietary hydrophobic-carbonate component combines with a hydrophobic starch to control fluid loss. These materials create organophilic (oil-preferential) channels through the FloThru filter cake. Their filter-cake-building characteristics provide a low-permeability barrier to water and prevent high infiltration. These same organophilic channels avoid the cohesive nature of conventional water-base RDF filter cakes and provide increased transmissibility of hydrocarbons, eliminating the need for chemical breakers.

The FloThru system is one of the Smart RD F\* Technologies from M-I SWACO and utilizes a combination of conventional and advanced RDF design concepts to minimize formation damage:

- Custom particle-size distribution to bridge formation pores
- Appropriate salts for density or inhibition
- Effective and appropriate shale inhibitors
- Effective solids engineering
- Minimal solids
- Low-Shear-Rate Viscosity (LSRV) for hole cleaning and suspension
- Hydrophobic components that enhance productivity
- An organophilic filter cake that promotes low flow-initiation pressures

**Building a more productive filter cake.**

Like other Smart RD F systems, the FloThru system contains the smallest possible amount and the correct size of bridging solids that will still protect the reservoir and minimize the impairment of openhole completions. The system relies on a combination of conventional bridging agents and ThruCarb\* hydrophobic carbonate. The conventional bridging agents provide protection for a wide range of formation pore sizes. The ThruCarb product is a very fine, treated calcium carbonate that maximizes the number of organophilic channels while avoiding fine gravel-pack and completion-screen plugging. The ThruCarb additive is supplemented with conventional calcium carbonate that has been selected with M-I SWACO OptiBridge\* software. This program determines the optimum particle-size distribution of the bridging agent which helps to create an external filter cake and avoid deep invasion of potentially damaging solids. Formation-damage testing, performed on FloThru samples, has consistently shown higher return permeabilities and lower flow-initiation pressures in gravel-pack completions than conventional RDFs. The organophilic components aid the oil in flowing through the filter cake. For stand-alone completions, comparable return values have been seen with substantially lower flow-initiation pressures using the FloThru system.

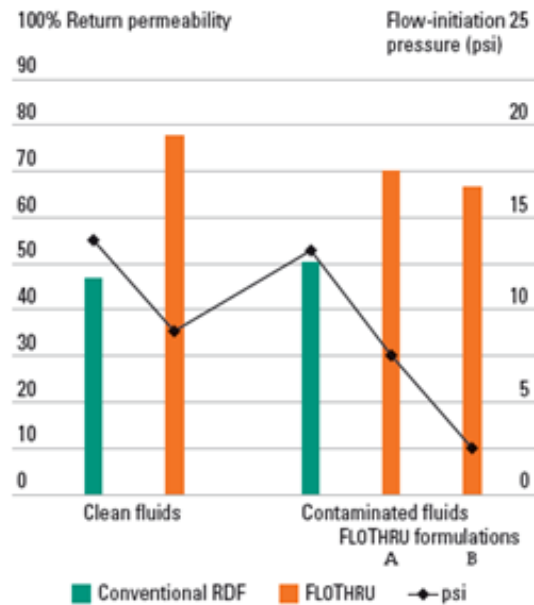


Figure 1 – Return permeability and flow-initiation pressure all 40/60 gravel packs with no chemical cleanup

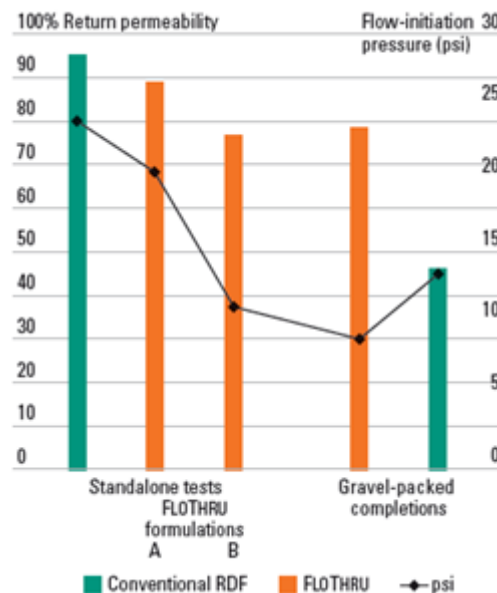


Figure 2 – Return permeability and flow-initiation pressure clean fluids, no chemical cleanup

## 6.2 Killing and washing fluids preserving reservoir characteristics of the formation

Freshwater and monovalent salts, such as NaCl, KCl, NaBr and sodium or potassium formate provide a wide density range as the base fluids for the FloThru system. In addition, calcium chloride brine up to 10.8 lb/gal (1.3 SG) can also be used as the base fluid for the system [3].

Killing wells is the most frequent operation with the use of chemical reagents. The application of quality killing fluids (KF), inhibited for stabilizing clay, preventing corrosion, emergence of infusible salts and enduring inverted emulsions, allows preserving reservoir characteristics of the formation. Complexes of killing fluids were developed in Gubkin Russian State University of Oil and Gas. It allows not only preserving the reservoir characteristics of the formation, but also to increase the safety of well workover and remediation jobs and decrease the costs of the killing fluids.

All killing fluids can be divided into two categories:

- solutions with absorption control;
- solutions with productivity control.

Solutions with absorption control allow limiting filtration of salt killing fluids in the formation and keep the well productivity after workover on the same level. Solutions with productivity control is a standard salt killing fluid containing a certain amount of chemical additives providing for minimal negative impact of the killing fluid on further exploitation of the well. Usually such solutions cost as much as other salt fluids, while they bring down the risks of endangering well productivity and increasing the rate of water in the product.

Well killing technology with absorption control.

The process of killing wells with low BHP and wells with natural or artificial bottomhole fractures (produced by hydrofracturing) is accompanied by intensive absorption of salt solution. It doesn't only results in the increased consumption of killing fluid, but may also prompt irreversible production loss and increased watering.

Several technologies are used for killing wells:

- full replacement of well fluid with killing fluid;
- partial replacement of well fluid with blocking pack of KF closing 200–300 m of perforation interval. The rest part of the well is filled with formation or mineralized waters (blocking technology).

Killing high-permeability wells in fractured reservoirs after hydrofracturing.

Fluids of high viscosity and low filtration are necessary for killing

## CONCLUSION

1. In a drilling operation wherein an aqueous drilling mud which contains an aqueous phase saturated with respect to calcium hydroxide is employed during the drilling operation and wherein a portion of said aqueous drilling mud is left in 'the bore hole as a packer fluids, the improvement which comprises adding to said portion of said aqueous drilling mud a minor amount in the range 0.01-10% by weight based on said mud of a water soluble organic oxygen-containing silicon compound and a water soluble metal salt which reacts with the calcium hydroxide dissolved in said aqueous phase to form a substantially water insoluble metal hydroxide, said metal salt being added in an amount sufficient to precipitate substantially all of said calcium hydroxide in said portion of said drilling mud.

2. A method in accordance with claim №1 wherein said metal salt also reacts with the calcium hydroxide dissolved in said aqueous phase to form a substantially water in soluble compound comprising calcium and the anion compound of said metal salt.

3. A method of converting an aqueous drilling fluid which comprises an alkaline aqueous phase saturated with respect to calcium hydroxide into a temperature stable packer fluid which comprises adding to said drilling fluid a minor amount in the range 0.01-10% by weight based on said fluid of a water soluble organic oxygen-containing silicon compound and a neutralizing agent for said calcium hydroxide which reacts with the hydroxyl portion of said calcium hydroxide to form a water insoluble hydroxide.

4. A method in accordance with claim №3 wherein said neutralizing agent also reacts with the calcium portion of said calcium hydroxide to form a water insoluble calcium compound.

5. A method in accordance with claim №3 wherein there is also added to said drilling fluid a reagent which reacts calcium compound.

6. A method in accordance with claim 3 wherein said water soluble organic oxygen-containing compound is a sodium alkyl siliconate.



7. A method in accordance with claim №3 wherein said water soluble organic oxygen-containing silicon compound is sodium methylsiliconate.

8. A method in accordance with claim 3 wherein said water soluble organic oxygen-containing silicon compound is sodium salt of an alkyl-substituted silanol.

9. A method in accordance with claim 3 wherein said water soluble oxygen-containing organic silicon compound is *p*-carbethoxy ethyl triethoxy silane.

10. A method of converting an aqueous drilling fluid which contains an alkaline aqueous phase having a pH not in excess of 12.6, said aqueous phase containing hydratable clayey material dispersed therein and having a calcium ion concentration in excess of 200 parts per million by weight based on said aqueous phase, said aqueous phase being saturated with calcium hydroxide, which comprises incorporating in said drilling fluid an amount of a water soluble metal salt which by reaction with calcium hydroxide dissolved in said aqueous phase forms a water insoluble metal hydroxide so as to remove substantially all of the dissolved calcium hydroxide from said aqueous phase, and a minor amount in the range 0.01-10% by weight based on said fluid of 'a water soluble organic oxygen-containing silicon compound.

11. A method in accordance with claim №10 wherein the anion component of said water soluble metal salt by reaction with calcium dissolved in said aqueous phase forms a substantially water insoluble calcium compound.

12. A method in accordance with claim' 10 wherein said water soluble metal salt is selected from the group consisting of the water soluble salts of magnesium, aluminum, chromium, nickel and iron.

13. A method in accordance with claim 10 wherein said metal salt is nickel fluoride.

14. A method in accordance with claim 10 wherein said metal salt is aluminum fluoride.

15. A method in accordance with claim 10 wherein said metal salt is chromium fluoride.

16. A method in accordance with claim 10 wherein said water soluble organic oxygen-containing silicon compound is B-carbethoxy ethyl triethoxy silane.

17. A method in accordance with claim 10 wherein said water soluble organic oxygen-containing silicon compound is sodium salt of B-carbethoxy ethyl triethoxy silane.

## **REFERENCES**

1. Well Packer Fluid / Patent №2939839 of John S. Brunker, Houston, Tex., assignor to Texaco Inc., a corporation of Delaware
2. Composition of polycaccharide gel for killing wells and its production method. Patent of the RF №2246609

