

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.Л. Неверов  
подпись      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль 21.03.01.01 «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Аналитические исследования буровых промывочных жидкостей и выбор  
наиболее оптимального типа для первичного вскрытия продуктивных  
пластов на примере терригенных коллекторов

Руководитель	_____	<u>канд. техн. наук, доцент</u>	<u>А.Л. Неверов</u>
	подпись, дата	ученая степень, должность	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>А.С. Шикин</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ А.Л. Неверов  
подпись      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
В ФОРМЕ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студенту

Шикину Александру Сергеевичу

фамилия, имя, отчество

Группа

ГБ 12-01

номер

Направление

21.03.01.01

код

Бурение нефтяных и газовых скважин

наименование

Тема выпускной квалификационной работы: Аналитические исследования буровых промывочных жидкостей и выбор наиболее оптимального типа для первичного вскрытия продуктивных пластов на примере терригенных коллекторов.

Утверждена приказом по университету № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Руководитель ВКР А.Л. Неверов, доцент кафедры Бурения нефтяных и газовых скважин, канд. техн. наук, ИНиГ СФУ

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Перечень разделов ВКР: Геологические особенности терригенных коллекторов, терригенные горные породы, текстура терригенных пород, структура терригенных пород, состав обломочной части терригенных пород, цементы в песчаных и алевролитовых породах, органические остатки, пустотное пространство, признаки нефтеносности, причины загрязнения призабойной зоны пласта, скин-эффект и факторы снижающие его влияние, процесс кольматации при вскрытии продуктивного пласта, анализ буровых промывочных жидкостей и фокторов, влияющих на их свойства, буровые растворы, буровые растворы применяемые в наши дни, влияние твердой фазы буровых растворов на формирование призабойной зоны пласта, физико-химическое взаимодействие фильтрата буровых растворов с поверхностью проводящих каналов коллектора, исследование влияния добавок на проницаемость пласта терригенного коллектора, технологические рекомендации к буровым промывочным жидкостям для вскрытия коллекторов терригенного типа, составы буровых растворов с кольматирующими добавками, технология приготовления биополимерных буровых растворов с кольматирующими добавками.

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_

подпись

А.Л. Неверов

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_

подпись

А.С. Шикин

инициалы и фамилия студента

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016г

## РЕФЕРАТ

Целью данной работы является анализ существующих буровых промывочных жидкостей, а также выбор наиболее оптимального типа для вскрытия продуктивного пласта в коллекторах терригенного типа.

В работе представлены основные характеристики и свойства терригенных пород. Обозначены проблемы довольно низкого среднего коэффициента извлечения нефти, причины загрязнения призабойной зоны пласта, разновидности буровых промывочных жидкостей, применяемых в наши дни, влияние бурового раствора на вскрытие продуктивного пласта, а также изменения характеристик буровых промывочных жидкостей.

Разработки и данные других исследователей используются для выявления необходимых рекомендаций по приготовлению буровых промывочных жидкостей.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Геологические особенности терригенных коллекторов .....	7
1.1 Терригенные горные породы .....	7
1.1.2 Текстура терригенных пород .....	8
1.1.3 Структура терригенных пород .....	9
1.1.4 Состав обломочной части терригенных пород .....	11
1.1.5 Цементы в песчаных и алевролитовых породах.....	13
1.1.6 Органические остатки.....	15
1.1.7 Пустотное пространство.....	15
1.1.8 Признаки нефтеносности .....	19
1.2 Причины загрязнения призабойной зоны пласта .....	19
1.3 Скин-эффект и факторы снижающие его влияние .....	22
1.4 Процесс кольтматации при вскрытии продуктивного пласта.....	26
2 Анализ буровых промывочных жидкостей и факторов, влияющих на их свойства .....	32
2.1 Буровые растворы .....	32
2.2 Буровые растворы применяемые в наши дни .....	33
2.3 Влияние твердой фазы буровых растворов на формирование призабойной зоны пласта .....	39
2.4 Физико-химическое взаимодействие фильтрата буровых растворов с поверхностью проводящих каналов коллектора .....	43
2.5 Исследование влияния добавок на проницаемость пласта терригенного коллектора.....	48
3 Технологические рекомендации к буровым промывочным жидкостям для вскрытия коллекторов терригенного типа.....	51
3.1 Составы буровых растворов с кольтматирующими добавками .....	51
3.2 Технлогия приготовления биополимерных буровых растворов с кольтматирующими добавками.....	53
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	55
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	56

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время значительное место в бурении занимает проблема достаточного низкого коэффициента извлечения нефти. В этих условиях особенно актуальными являются задачи, связанные разработкой рецептуры буровых промывочных жидкостей, которые оказывали бы наименьшее влияние на фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны пласта.

Конечный коэффициент извлечения нефти определяется как геологическими факторами, так и применяемыми технологиями вскрытия пласта. Необходимо добиться того, чтобы КИН был максимально высок. Важную роль в этом сложном взаимосвязанном комплексе мероприятий выполняют буровые растворы.

Несмотря на постоянное совершенствование рецептур буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов, в большинстве случаев они не обеспечивают сохранение коллекторских свойств и не создают условия для обеспечения ожидаемой производительности скважин. Они негативно влияют на коллектор, проникая в поры, тем самым усложняя процесс извлечения нефти.

Помимо этого, буровые растворы так же должны соответствовать рамкам правил безопасности в нефтяной газовой промышленности, в частности главы XVII “Требования безопасности к применению буровых растворов”.

Многолетние исследования по изучению физико-химических процессов в системе «буровой раствор - коллектор» не дают универсальных рекомендаций, позволяющих обеспечить максимально возможное качество вскрытия продуктивного пласта. В связи с чем, данная проблема остается весьма актуальной и требует новых решений.

Целями выпускной квалификационной работы на степень бакалавра являются:

- анализ применяемых в наши дни буровых растворов для бурения в породах терригенного типа;
- определение факторов, влияющих на фильтрационно-емкостные свойства терригенных коллекторов;
- выведение рекомендаций по приготовлению буровых промывочных жидкостей;
- установление задач по исследованию буровых растворов в магистратуре, решение которых позволит повысить коэффициент извлечения нефти.

# **1 ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ**

Породы-коллекторы терригенного типа состоят из зерен минералов и обломков пород разных размеров, сцементированных цеменами различного типа. Обычно эти породы представлены в разной мере сцементированными песчаниками, алевролитами, а также в виде смеси их с глинами и аргиллитами. Для характеристики терригенных коллекторов большое значение имеет их минералогический и гранулометрический составы.

## **1.1 Терригенные породы**

К терригенным (обломочным) относятся породы, образованные в результате разрушения различных по происхождению горных пород, переноса исходного материала, осаждения и накопления его в седиментационном бассейне. Классификация терригенных пород проводится с учетом цементации, размера и окатанности обломков.

По степени цементации выделяют рыхлые (алевролит и др.) и сцементированные (алевролит и др.) разновидности; согласно размеру частиц слагающих породу – глинистые (менее 0,01 мм), мелкообломочные (от 0,1 до 1,0 мм) и крупнообломочные (более 1,0 мм) породы. Степень окатанности обломков учитывается при классификации крупнообломочных пород.

Подавляющее большинство терригенных коллекторов относятся к мелкообломочным породам: алевролитам (алевролитам) и песчаникам (пескам). Они состоят из обломочного (продукты механического разрушения горных пород и минералов), хемогенного (продукты химических реакций, протекающих в водной, реже воздушной среде) и биогенного (фрагменты животных и растительных организмов в виде окаменелостей, растительных тканей, скелетных остатков и т.д.) материала, реже в них присутствует вулканогенная, коллоидная и космическая составляющие.

Обломочный материал представлен обломками или обломочными зернами, они имеют замкнутую форму и хорошо выраженные ограничения. В алевролитах и песчаных породах содержание обломочного материала варьирует, но всегда более 50 %, в противном случае, породы не являются песчаниками и алевролитами. Обломки могут быть представлены минералами (кварц, полевые шпаты, слюды и др.) и горными породами магматического, метаморфического и осадочного происхождения; они отличаются формой, окатанностью и размерами.

Хемогенный материал в основном слагает цементы – вещество, заполняющее промежутки между обломками и приспособляющееся к межобломочному пространству. Цемент может быть сложен одним или несколькими минералами. Наиболее часто цементы имеют глинистый и карбонатный состав.

Хемогенный материал слагает также прожилки и включения: минеральные – конкреционные (стяжения, желваки), оолитовые и

сферолитовые образования и органические – ископаемые остатки (в виде первичного – в раковинах, или вторичного – псевдоморфозы материала).

Кроме того, породы-коллекторы имеют пустотно-поровое пространство. По особенностям строения пустот терригенные коллекторы относятся преимущественно к гранулярным (поровым) коллекторам, пустотное пространство в которых представлено промежутками между обломочными зернами (гранулами).

В породах, насыщенных нефтью, часто наблюдаются в обломках и цементе пленки, примазки и другие ее проявления.

Коллекторы терригенного типа встречаются на Ванкорском, Ромашкинском, и других месторождениях.

### **1.1.2 Текстура терригенных пород**

Текстурой называется взаимное расположение фрагментов породы, их ориентировка относительно друг друга, поверхности напластования и породы в целом. Текстура может быть первичной (седиментационной и сингенетической) – образуется во время осадконакопления – и вторичной (диагенетической и катагенетической) – образуется на этапах стадийного литогенеза.

К первичным седиментогенным текстурам относятся все явления слоистости, выраженной в чередовании разных типов пород, которые отчетливо обособляются друг от друга.

В шлифах из-за их малых размеров в большинстве случаев фиксируется не слоистость, а слойчатость, т.е. микроскопические (толщиной менее 1 мм) выдержанные (слойки протягиваются через весь шлиф) и не выдержанные (прерывистые) слойки, или слойчатость фиксируется в одинаковой ориентировке слагающих породу частиц.

В зависимости от типа слойков текстуры могут быть:

- параллельнослоистые (горизонтальнослоистые) – чередование слойков с параллельными плоскостями наложения;
- косослоистые (часто в шлифах они ошибочно принимаются за горизонтальнослоистые) с прямолинейными и изогнутыми границами слойков;
- волнистослоистые – с чередованием слойков с криволинейной выпукло-вогнутой формой.

Реже в шлифах проявляются разновидности текстур (например, одно- и разнонаправленная косослоистая, волнисто-линзовидная) и сложные слоистые текстуры, представляющие сочетания нескольких типов слойков.

Более отчетливо слойчатость проявляется в алевритовых породах, благодаря послойному обогащению слюдами и растительным детритом.

Также в шлифах наблюдаются неслоистые (массивные и беспорядочные) и деформационные текстуры: нагрузки и оседания, оползания, разрыва и обрушения, биотурбационные текстуры (связанные со следами жизнедеятельности донных животных и корневыми остатками).



К вторичным или постседиментационным текстурам относятся текстуры конкреционные, растворения и трещинные.

### 1.1.3 Структура терригенных пород

Структура пород является одним из основных факторов, от которых зависят коллекторские свойства пород. Структурные особенности песчаных и алевритовых пород-коллекторов формируются главным образом в седиментогенезе и определяются размером, формой, степенью окатанности обломочных зерен, их взаимоотношением и расположением в породе.

По размеру обломочных зерен в терригенных коллекторах различают 2 типа основных структур:

- алевритовую (мелко- и крупноалевритовую) с размером частиц в пределах 0,01–0,1 мм;

- псаммитовую (мелко-, средне- и крупнопсаммитовую) с размером частиц 0,1–1,0 мм.

Песчаные и алевритовые породы связаны постепенными переходами: т.е. в песчаниках часто в заметных количествах присутствует алевритовый материал, а в алевролитах – псаммитовый. Структура таких смешанных пород определяется как алевро-псаммитовая (преобладают обломки песчаной фракции) или псаммо-алевритовая (преобладают обломки алевритовой фракции). Кроме того, алевролиты и песчаники содержат также глинистые частицы (размером менее 0,01 мм). При заметном их количестве (содержание глинистых частиц не должно превышать 50 %) выделяется пелито-алевритовая (в алевролитах) и пелито-псаммитовая (в песчаниках) структуры. Содержание обломков приблизительно определяется с помощью трафаретов (рис. 1), точно – при проведении гранулометрического анализа.

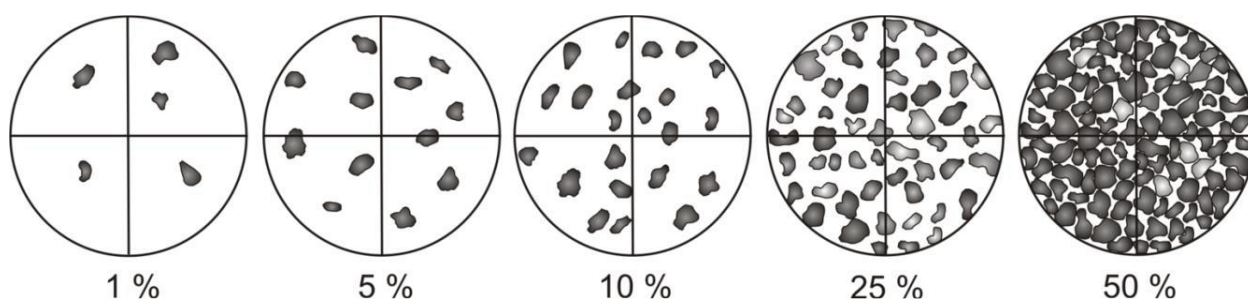


Рисунок 1 - Трафареты для визуальной оценки содержания обломков в породе

В случаях, когда в породах присутствуют обломки размером более 1 мм (не более 50 %) структура пород называется или псефито-псаммитовой или псефито-алевритовой (встречается редко). При отсутствии цемента или при его малом содержании размеры обломков определяют размеры межзерновых пор: чем крупнее обломочные зерна, тем крупнее поры, заключенные между обломками.

Структура пород определяется также степенью гранулометрической однородности обломочных зерен или их отсортированностью. Визуально степень отсортированности обломков определяется следующим образом: если порода содержит обломки, сильно отличающиеся по размерам, и пространство между крупными обломками заполнено мелкими, сортировка плохая; при средней отсортированности размеры обломков близки; при хорошей – все обломки имеют примерно одинаковые размеры. Степени отсортированности обломков определяется точно по значению коэффициента сортировки. Он рассчитывается при проведении гранулометрического анализа. Методика гранулометрического анализа пород в шлифах будет изложена позднее.

По форме различают изометричные и удлиненные зерна. Более крупные седиментогенные поры образуются между изометричными обломками. Это обусловлено тем, что при переносе и укладке изометричные обломки соприкасаются лишь выступающими частями, в то время как удлиненные зерна примыкают друг к другу по поверхности длинной стороны и соприкасаются в нескольких точках по ее поверхности.

Окатанность обломков определяется износоустойчивостью минералов и горных пород и длительностью их переноса. Степень окатанности обломочных зерен определяют по 6-балльной шкале – от 0 до 5 (Рис. 2).

По степени окатанности выделяют обломки:

- остроугольные – обломки имеют хорошо выраженные, часто острые углы (балл 0);
- угловатые – углы обломков сглажены истиранием (балл 1);
- слабо окатанные – углов нет, поверхность обломков ровная и выпукло-вогнутая (балл 2);
- полуокатанные – углов нет, поверхность обломков слабо выраженная вогнуто-выпуклая (балл 3);
- окатанные – углов нет, поверхность обломков выпуклая (балл 4);
- хорошо окатанные – форма обломков близкая к шаровидной, если изначально обломки были изометричны, или овальной, если изначально обломки имели удлиненную форму (балл 5).

Определение степени окатанности обломочных зерен имеет важное значение при оценке пористости и проницаемости пород, так как увеличение окатанности обломков (в случаях невысокого содержания цемента) способствует формированию.

Балл	5	4	3	2	1	0
Изометрич- ные						
Удлинен- ные						
Окатан- ность	Хорошо окатанные	Окатанные	Полуока- танные	Слабо окатанные	Угловатые	Неокатан- ные (остро- угольные)

Рисунок 2 - Степени окатанности

Взаимоотношение зерен определяется в участках их бесцементного соединения (контактирования). По морфологии выделяются контакты: точечные, линейные, неровные (выпукло-вогнутые и зубчатые); по способу взаимодействия – конформные и инкорпорационные.

При точечных контактах зерна соприкасаются лишь в отдельных точках; при линейных – соприкасаются ровными поверхностями с образованием линий; при неровных – зерна соприкасаются с образованием волнистых и зубчатых линий.

Конформные контакты образуются при прилегании (взаимоприспособлении) зерен друг к другу и имеют различную конфигурацию.

Инкорпорационные контакты образуются при взаимопроникновении зерен друг в друга, образование их обусловлено как свойствами обломков (проникновение плотных обломков в более мягкие), так и их взаиморастворением (сутуровидные и микростилолитовые контакты).

Расположение обломков в породе – равномерное или неравномерное (послойное, пятнистое и т.д.) – определяет распределение пустотно-порового пространства, а также в ряде случаев размеры пустот и степень их сообщаемости.

#### 1.1.4 Состав обломочной части терригенных пород

Состав обломочной части пород-коллекторов определяется количественным и вещественным соотношением аллотигенных компонентов, т.е. кластогенного материала, привнесенного в бассейн седиментации.

В составе обломочных компонентов выделяют:

- породообразующие, слагающие основную часть обломков пород: кварц, полевые шпаты и обломки пород разного состава и генезиса;
- второстепенные, содержащиеся в небольших количествах (несколько процентов): слюды, глауконит, хлорит;

- аксессуарные (обычно их содержание от единичных зерен до 1–2 %): циркон, сфен, турмалин, минералы группы эпидота и другие тяжелые минералы.

Если породы более чем на 90 % сложены одним аллотигенным компонентом, их называют мономиктовыми или мономинеральными (кварцевыми, полевошпатовыми и др.). Они образуются либо при размыве пород однородного состава (например, кварцевых песчаников), либо при длительной транспортировке и механическом разрушении неустойчивого обломочного материала.

В группе мономиктовых (мономинеральных) кварцевых песков и песчаников различают:

- кварцевые пески и песчаники, сложенные более чем на 95 % обломочными зернами кварца; цемент их чаще также кварцевый регенерационный, реже представлен другими минералами;

- кварцитовидные песчаники, регенерированные зерна в которых отделяются цементом другого состава;

- осадочные кварциты, регенерированные зерна в которых заполняют всю породу.

Если породы состоят из нескольких аллотигенных компонентов, их называют полимиктовыми (полиминеральными). К промежуточным между мономиктовыми и полимиктовыми разностями относятся олигомиктовые песчаники; они сложены двумя компонентами (например, кварцем и обломками пород).

По процентному соотношению кварца, полевых шпатов и обломков пород песчаники могут быть разделены по составу на более дробные группы.

Классификацию трехкомпонентных пород обычно приводят в виде треугольных диаграмм, на которых согласно процентному содержанию компонентов располагаются поля, отвечающие песчаникам определенного состава.

В различных классификациях границы классификационных полей не совпадают, поэтому при названии породы обязательно указывается автор классификации.

При содержании кластических зерен полевых шпатов не менее 30 %, породы называют аркозы. Образуются аркозы за счет отложения продуктов разрушения кислых изверженных пород.

Если содержание кластических зерен пород составляет не менее 30 %, песчаники называются граувакки. Они образуются преимущественно в складчатых областях (редко в платформенных условиях) вблизи источников сноса.

Аутигенные минералы представлены гидроксидами железа, глауконитом, сульфидами (пирит, марказит и др.), карбонатами (сидерит, доломит и др.), каолинитом и др.

### 1.1.5 Цементы в песчаных и алевритовых породах

По времени образования различают первичные и вторичные цементы.

Первичный цемент представлен тонким глинистым веществом – смесью неразличимых под микроскопом глинистых минералов: каолинита, хлорита, монтмориллонита и др. Он образуется в седиментогенезе одновременно с осаждением обломочных зерен. Часто первичные цементы содержатся в значительных количествах, и обломки не соприкасаются между собой, а разобщены цементом.

Вторичные цементы сложены аутигенными минералами и формируются при диагенезе и катагенезе за счет синтеза минералов из растворов; при перекристаллизации первичного цемента; при замещении одних минералов другими. В отличие от первичных, вторичные цементы (за исключением пелитоморфных разностей) раскристаллизованы лучше, и часто их состав можно определить под микроскопом при малых (объективы 3,5×–4×), средних (объективы 9×–10×) или при больших (с объективы 20× и 40×) увеличениях. Состав вторичных цементов: кальцит, сидерит, каолинит и другие минералы.

По особенностям заполнения пространства выделяют следующие типы цементов: контактовый (соприкосновения или точечный), поровый (открытый, закрытый, неполный), базальный, контурный (пленочный, регенерационный), сгустковый.

Контактный (соприкосновения) или точечный. Цемент присутствует в местах соприкосновения зерен. Содержание его – 1–2 %.

Поровый (заполнения пор) – зерна соприкасаются друг с другом, а пространство между ними заполнено цементом.

Открытый поровый – зерна соприкасаются друг с другом частично, а цемент заполняет промежутки (поры) между ними. Содержание цемента высокое: 30–40 %.

Закрытый поровый – зерна повсеместно соприкасаются друг с другом. Количество цемента не более 25–30 %.

Неполный поровый – поры заполнены цементом не полностью.

Контурный – развит вдоль контура зерен, может быть полным контурным или сплошным (развит по всему контуру) и прерывистым или не сплошным (развит не по всему контуру). Глинистые, железистые цементы преимущественно седиментационные; фосфатные и глауконитовые – седиментационно-диагенетические; карбонатные и кремнистые – диа-, ката- и эпигенетические.

Контурный (пленочный) – развит вдоль контура зерен, покрывает зерна пленкой. Содержание цемента менее 5–8 %.

По равномерности распределения цементы заполняют пространство равномерно и неравномерно – сгустками (сгустковый цемент): в одних участках его много, в других – очень мало.

По взаимоотношению зерен и цементирующего материала выделяют цементы коррозионные, обрастания, нарастания и прорастания.

Коррозионные цементы внедряются в обломочные зерна, замещают их частично или вплоть до полного исчезновения, в результате чего зерна приобретают извилистые изъеденные очертания.

Цементы обрастания (крустификации) окружают обломки в виде кристаллов (кристаллических щеток – крустификатов), перпендикулярно ориентированных к их поверхности.

Цементы нарастания (регенерации) образуются в виде неполных и сплошных каемок, иногда кристаллографически оформленных. Они имеют тот же состав, что и обломок, и оптическую ориентировку, одинаковую с зерном, т.е. при повороте столика гаснут и просветляются одновременно с зерном.

Раздел между обломком и регенерационной каймой отсутствует или фиксируется пылеватыми глинистыми, карбонатными и другими частицами или пленками гидроксидов железа.

Цементы прорастания (пойкилитовые) представлены кристаллическим цементом, крупные кристаллы цемента включают обломочные зерна и при повороте столика гаснут одновременно.

По степени раскристаллизации выделяют цементы:

- некристаллические;
- аморфные (опаловый, фосфатный);
- пелитовые (глинистые с размером зерен менее 0,01 мм);
- пелитоморфные (карбонатные с размером зерен менее 0,01 мм: кальцитовые, сидеритовые и др.);
- кристаллические или кристаллически-зернистые – состоящие из кристаллических зерен размером более 0,01 мм (кальцитовый, доломитовый, сульфатный, кремнистый и др.).

По составу цементы могут быть простые – мономинеральные (мономиктовые): сложены одним минералом (например, кальцитом) и сложные (смешанного состава) – полиминеральные (полимиктовые): сложены несколькими минералами.

Минеральные компоненты, составляющие полимиктовые цементы, могут быть различимы и не различимы под микроскопом.

Если состав цемента можно установить под микроскопом, то отдельно изучается каждый компонент цемента и устанавливается его процентное содержание.

В названии цементов сложного типа указываются его основные компоненты (два–три компонента), причем на последнее место ставится название того минерала, содержание которого наибольшее (например, в сидерит-кальцитовом цементе преобладает кальцитовая составляющая; в хлорит-гидрослюдисто-каолининовом – хлорита меньше, чем гидрослюд, а гидрослюд меньше, чем каолинита и т.д.).

Неразличимые под микроскопом цементы представлены чаще всего тонкодисперсной смесью различных глинистых минералов и описываются как неразделенный глинистый цемент. В нем, кроме глинистых минералов,

могут присутствовать различные неглинистые минеральные виды (например, пирит), размер зерен которых менее 0,01 мм.

### **1.1.6 Органические остатки**

Органические остатки могут быть растительного и животного происхождения. Растительные остатки присутствуют в отложениях, сформированных в континентальных и прибрежно-морских отложениях; животные – преимущественно в морских.

Растительные остатки. В песчаных и алевроитовых породах остатки наземных и субаквальных растений присутствуют как в рассеянном (в виде примеси), так и в концентрированном (в прослоях) состояниях. В шлифах растительная органика представлена детритом – фрагментами растений, разрушенных в процессе переноса, измененных в диагенезе и катагенезе.

Детрит имеет отчетливые ограничения, чаще всего располагается послойно, иногда поперек слоистости (корневые остатки). Остатки растений углефицированы в разной степени, в их составе при одном никеле можно различить:

- фюзен и ксилен - непрозрачные или слабо прозрачные обугленные остатки черного и бурого цвета, сохранившие растительную ткань;

- витрен - полупрозрачные и прозрачные гелефицированные коллоидальные растительные остатки красно-бурого цвета;

- кларен - прозрачные светлые (желтые) остатки устойчивых компонентов растений: спор, смол, кутикул.

Часто остатки растений замещены вторичными минералами: каолинитом, сидеритом, пиритом.

Фаунистические остатки, ископаемые остатки организмов – органогенные, или фаунистические остатки представлены твердыми частями организмов: панцирями, скелетами, раковинами. В шлифах они представлены цельными остатками (микрофаунистические остатки) или их детритом – раздробленными фрагментами макро- и микрофауны. Органогенные остатки сложены минеральным веществом: арагонитом, кальцитом, минералами группы кварца (кварцем, опалом, халцедоном), фосфатным материалом, пиритом, каолинитом. Под микроскопом остатки фауны легко распознаются по форме, часто по более крупным размерам и по минеральному составу, отличающемуся от состава вмещающих пород.

### **1.1.7 Пустотное пространство**

Под пустотным пространством понимается совокупность всех пустот в породе. В шлифах может одновременно наблюдаться сочетание нескольких типов пустотного пространства.

По особенностям формирования и морфологии среди пустот выделяют поры, каверны и трещины.

Поры – пространство внутри (внутризерновые поры) или между отдельными обломками (межзерновые поры), между кристаллическими зёрнами (межкристаллитные поры), а также биопустоты – полости между органогенными остатками (межформенные биопустоты) или внутри них (внутриформенные биопустоты).

Каверны – сравнительно крупные пустотные пространства, образовавшиеся в результате действия процессов растворения. Форма каверн неправильная, ограничения заливообразные, в случаях инкрустации – зигзагообразная. Чаще всего каверны развиты в карбонатных коллекторах, но отмечаются и в песчаных коллекторах с карбонатным цементом.

Трещины – разрывы сплошности горных пород, обусловленные литогенетическими причинами (диагенетические и катагенетические) или тектонической деятельностью. Различают трещины литогенетические (диагенетические и катагенетические) и тектонические.

Литогенетические трещины образуются в процессе выветривания, обезвоживания, уплотнения, перекристаллизации и т.д. Они приспособляются к структурно-текстурным особенностям пород: часто располагаются хаотично или согласно слоистости, ветвятся, огибают отдельные зёрна.



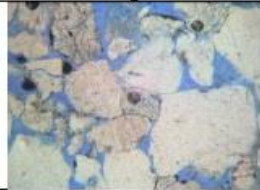
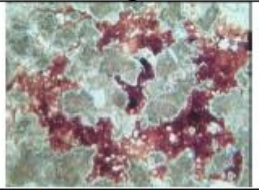



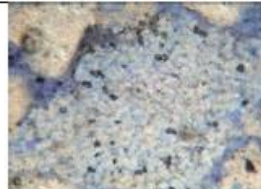






Принцип выделения	Тип пустот		
	<i>Поры</i>	<i>Каверны</i>	<i>Трещины</i>
Морфологии и особенности образования			
	В песчанике	В известняке	В известняке
Последовательность образования	<i>Первичные седиментогенные</i>	<i>Вторичные растворения</i>	<i>Вторичные перекристаллизации</i>
			
	Поры между обломками	Растворение обломка	Поры в каолиновом цементе
Расположение в породе	<i>Межзерновые</i>	<i>Внутризерновые</i>	<i>Цементные</i>
			
	Между зёрнами	Внутри зёрен	В цементе
Степень сообщаемости	<i>Закрытые</i>	<i>Частично открытые</i>	<i>Открытые</i>
			
	Не сообщаются	Сообщаются частично	Соединены каналами

Рисунок 3 - Тип пустотного пространства

Морфология трещин извилистая с плавными (в диагенезе) и спрямленными (в катагенезе) очертаниями, поверхность стенок неровная.

Тектонические трещины образуются в результате дизъюнктивных и пликативных процессов. Они не согласуются со структурно-текстурными особенностями пород, пересекают слоистость и обломки под разными углами, разветвляются. Часто трещины не совпадают по времени образования, т.е. относятся к разным генерациям: (более ранним и более поздним), накладываются друг на друга и пересекаются друг с другом. Морфология тектонических трещин близкая к прямолинейной; поверхность стенок трещин относительно ровная, иногда вдоль трещин развиваются зеркала скольжения. В песчаниках преобладающим типом пустот являются поры; каверны и трещины в них развиты слабо, хотя каверны иногда наблюдаются в карбонатизированных разностях, в которых они образуются

при растворении кальцитового цемента. Каверновые и трещинные типы пустот наиболее характерны для карбонатных коллекторов.

По времени образования пустоты делятся на первичные и вторичные.

Первичные пустоты образуются в процессе осадконакопления и представлены промежутками между зернами, плоскостями наложения, пустотами внутри и между органогенными остатками и т.д.

В процессе породообразования (в диагенезе и катагенезе) они изменяются: уменьшаются при уплотнении, частично или полностью заполняются цементом, подновляются растворением.

Вторичные пустоты образуются в результате последующих процессов: растворения, перекристаллизации, разлома и дробления породы, трещинообразования вследствие сокращения породы (например, при доломитизации) и других процессов (дегидратации, тектонических проявлений и др.).

По взаимоотношению с компонентами породы выделяют поры:

- межзерновые – расположены между обломками; межкристаллитные – располагаются между кристаллами;
- внутризерновые – располагаются внутри зерен.

По степени сообщаемости выделяют поры:

- изолированные (закрытые),
- слабо сообщающиеся (слабо связанные, частично открытые);
- хорошо сообщающиеся (связанные, открытые).

В зависимости от размеров пустот породы могут быть:

- тонкопористыми (при диаметре пустот менее 0,01 мм);
- мелкопористыми (0,01–0,25 мм);
- среднепористыми (0,25–0,5 мм);
- крупнопористыми (0,5–1,0 мм);
- кавернозными (при диаметре более 1,0 мм).

По величине поровые каналы нефтяных пластов условно разделяют на три группы:

- субкапиллярные – сечение меньше 0,0002 мм (<0,2 мкм);
- капиллярные – сечение от 0,5 до 0,0002 мм (508–0,2 мкм);
- сверхкапиллярные – сечение крупнее 0,508 мм (>508 мкм).

В коллекторах простого типа пустоты представлены каким-либо одним видом пустот: в поровых коллекторах – пустотное пространство представлено порами, в каверновых – кавернами, в трещинных – трещинами; в коллекторах смешанного типа присутствуют пустоты разных видов (например, в порово-каверновых коллекторах наличествуют и поры, и каверны).

### **1.1.8 Признаки нефтеносности**

Признаки легкой нефти в шлифах не обнаруживаются, так как с одной стороны – легкая нефть не имеет окраски или слабо окрашена и не видна в шлифах; с другой стороны – она испаряется в процессе изготовления шлифов. В шлифах фиксируются более вязкие и более темно окрашенные, а зачастую и окисленные компоненты нефти, битуминозные вещества и нефтебитумы.

Нефтяное вещество проявляется в виде пленок и примазок на обломках, стенках пор, в трещинах; пропитывает мелкие поры в каолиновом цементе. Окисленный битум часто содержит тонкую сыпь пирита. Осаждение в порах более легкой нефти, как правило, не сопровождается растворением обломков и осуществляется пассивно в межзерновом и внутризерновом пространстве. Осаждение нефти более тяжелой по составу и более окисленной в подавляющем большинстве случаев происходит с предварительным растворением внутренних и поверхностных частей обломков, подновлением ранее образованных пор и возникновением новых пор, в том числе и на поверхности устойчивых к растворению кварцевых зерен.

### **1.2 Причины загрязнения призабойной зоны пласта**

В призабойной зоне скважины может возникать сильное фильтрационное сопротивление, оно может быть вызвано геологическими характеристиками пласта, так же физическими свойствами нефти (выскопарафинистые или высоковязкие). В процессе технологических операций в пористой среде происходит частичная закупорка пористых микроканалов, что в свою очередь ухудшает проницаемость призабойной зоны скважины.

К таким технологическим операциям относятся:

- цементирование обсадной колонны;
- бурение скважины;
- освоение и глушение скважин;
- перфорация;
- ремонтно-изоляционные работы;
- гидравлический разрыв пласта;
- эксплуатация скважины и др.

Во время вскрытия продуктивного пласта бурением происходит проникновение глинистых частиц из бурового раствора в приводящие фильтрационные каналы породы. Как правило, продуктивные пласты вскрываются при давлениях, значительно превышающие пластовое. Для предотвращения нефтегазоводопроявлений при бурении приходится создавать гидростатическое давление столба жидкости (бурового раствора) значительно превышающее пластовое давление. Величина гидростатической

репрессии зависит от плотности бурового раствора, высоты столба жидкости и пластового давления.

Помимо гидростатического давления столба жидкости при бурении могут возникать гидродинамические репрессии на пласт, часто имеющие пульсирующий характер. Они возникают при спускоподъемных операциях, пульсирующей подачи жидкости, остановке насоса, образовании сальника в затрубном пространстве и на долоте. Установлено, что гидродинамический перепад давления повышается с глубиной спуска бурильной колонны, увеличением скорости спуска колонны, ростом числа спускоподъемных операций. Особенно высокие значения гидродинамических давлений возникают в процессе быстрого спуска бурильной колонны, и они могут достигать 4-10 МПа. Набухание глинистых частиц представляет собой достаточно сложное явление, возникающее при проникновении в пласт пресной воды или воды другой минерализации. Оно происходит в результате нарушения физико-химического равновесия между глиной, пластовой водой и водой, проникающей в пласт по какой-либо причине.

В определенных условиях при соприкосновении воды с нефтью и нефти с водой могут происходить флокуляция и оседания твердых частиц в призабойной зоне и постепенная закупорка порового пространства. Взвешенные вещества могут отлагаться в виде пленки на внутренней поверхности порового пространства. Такое явление наблюдается как во время вскрытия нефтяного пласта, так и в процессе освоения скважины с применением воды или глинистого раствора. Вследствие этого образуется корка, на стенках ствола скважины состоящая из твердых частиц бурового раствора с размерами большими, чем поры продуктивного пласта, и, следовательно, не проникающих в каналы пористой среды. Фильтрация воды из глинистого раствора в продуктивный пласт происходит, когда размеры поровых каналов породы намного меньше размеров твердых частиц, диспергированных в растворе.

В процессах капитального и подземного ремонтов скважин в качестве жидкостей глушения чаще всего применяются вода или глинистый раствор. Если нефтяной коллектор имеет низкую проницаемость, а также характеризуется содержанием глинистых фракции, то физический контакт жидкости глушения с породой пласта приводит к образованию в призабойной зоне мелких песчинок и ила. При определенных условиях они закупоривают часть порового пространства породы. Тот же эффект может наблюдаться в процессе освоения скважины, когда в качестве промывочной жидкости используют воду или жидкость на водной основе.

При ремонтно-изоляционных работах, когда технологическая схема подразумевает закачивание рабочих агентов в скважину и продавливание его в изолируемый интервал, возникает сложная гидродинамическая обстановка в призабойной зоне обрабатываемых скважинах обусловленная физическим контактом изоляционного материала (гелеобразующие составы) с геологической породой пласта. Если обработку производят в малодебитных

добывающих скважинах с небольшим пластовым давлением и низкой проницаемостью нефтяного пласта отрицательный эффект усиливается.

Слабая устойчивость коллекторских пород фильтрационному размыву во время эксплуатации скважины обуславливает разрушение скелета пласта и поступление частиц песка на забой скважины. Наиболее крупные частицы песка осаждаются на забое скважины, образуя при этом песчаную пробку. Образовавшаяся песчаная пробка частично или полностью перекрывает скважинный фильтр. Находясь над кровлей продуктивного горизонта, вследствие малого сечения ствола скважины она действует как забойный штуцер, создающий значительное сопротивление на пути восходящего потока жидкости. Если к тому же она частично или полностью перекрывает скважинный фильтр, то создаются еще большее дополнительное сопротивление, препятствующее движению фильтрационных потоков в слоях пласта, расположенных против песчаной пробки. Причем нижняя часть пласта оказывается под большим противодействием, чем верхняя часть, что равносильно уменьшению величины созданной в скважине депрессии.

Основываясь на теоретические и лабораторные исследования, и на промысловые данные было выявлено, что засорение фильтрационных каналов породы твердыми частицами глинистого раствора, частицами выбуренной породы, песком, илом и т.д., в процессе вышеперечисленных технологических операций снижают относительную проницаемость для нефти в 5-6 раз. При этом большое влияние оказывает глубина проникновения фильтрата бурового раствора.

На рисунке 4 представлена зависимость влияния глинистого раствора на нефтепроницаемость кернов.

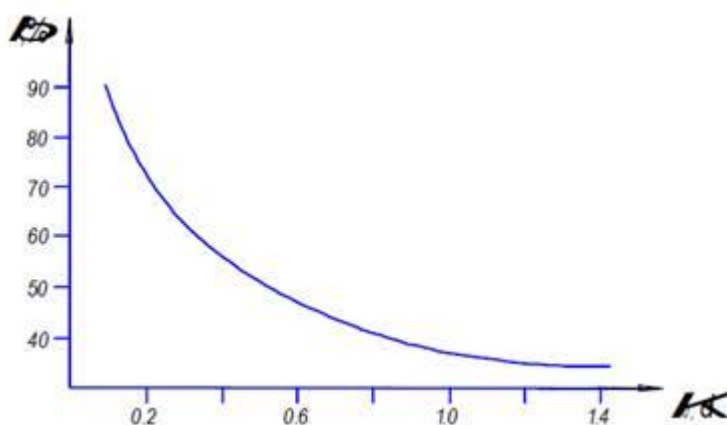


Рисунок 4 - Влияние глинистого раствора на проницаемость кернов.

На рисунке 5 представлена зависимость снижения продуктивности скважины от глубины загрязнения призабойной зоны.

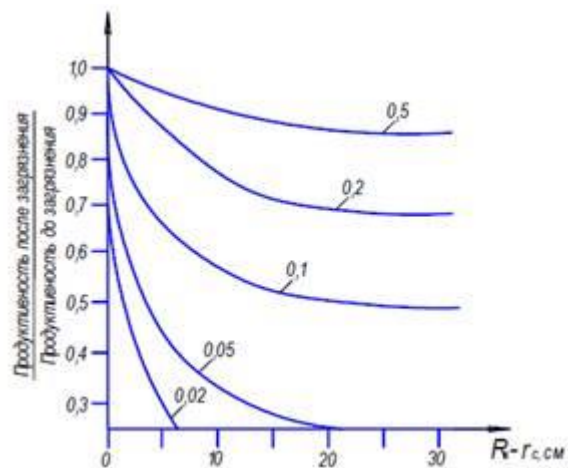


Рисунок 5 - Снижение продуктивности скважин от глубины загрязнения.

Таким образом, если в пласте с проницаемостью  $\kappa = 0,020 \text{ мкм}^2$  она уменьшилась до величины  $\kappa_1 = 0,001 \text{ мкм}^2$  в радиусе  $R=25 \text{ см}$  (соответственно  $R-r_c = 15 \text{ см}$ ), то продуктивность скважины снижается не только в 20 – 50 раз, но и больше и на значительно большем радиусе. Такие случаи отмечаются при освоении новых скважин, когда они могут быть пущены в эксплуатацию с промышленными дебитами только после обработок по ликвидации загрязнения.

### 1.3 Скин-эффект и факторы, снижающие его влияние

Понятие "скин-эффекта", введенное в 1949 году Ван Эвердингом и Херстом, трактовалось как причина возникновения дополнительных фильтрационных сопротивлений. С тех пор эта причина в части влияния технологических жидкостей так и осталась неизученной. Установлены лишь полуаналитические зависимости (Каракас, Тарик, Щуров, Кардвелл), учитывающие влияние следующих основных геометрических факторов: плотности перфорации, глубины перфорационных каналов, фазового расположения перфорационных каналов (фазировка), а также коэффициента анизотропии проницаемости пласта ( $K_0$ ) - отношение проницаемости пласта в вертикальном и горизонтальном направлениях и характеризующих гидродинамическое несовершенство скважин.

Гидродинамическое несовершенство скважины призвано отражать влияние сопротивлений движению жидкости в связи с изменением линии токов при неполном вскрытии пласта бурением и перфорацией, а также в скважинном фильтре.

Качественное вскрытие продуктивного пласта – проблема, которая и по сей день понимается ограничено. Основное внимание уделяется буровым растворам, состав которых должен привести снижение проницаемости призабойной зоны к минимуму.

При бурении в продуктивном коллекторе в связи с нарушением напряженного состояния пород в пристволевой зоне, проникновением фильтрата бурового (и цементного) раствора в пласт, взаимодействием с

пластовой газожидкостной смесью и горной породой происходят сложные физико-химические процессы. Фильтрат, проникая в продуктивный пласт, резко уменьшает проницаемость последнего для нефти и газа, что приводит к ряду необратимых процессов. Частично проникает в пласт и твердая фаза буровых растворов; при гидроразрывах пластов значительное количество бурового раствора поступает в пласт, блокируя продвижение флюида к скважине.

Американские исследователи полагают, что существуют следующие основные факторы загрязнения пласта:

- реакция глин, содержащихся в нем, с водой, поступающей из бурового раствора, с последующим набуханием глин;
- кольтматация пор пласта твердыми частицами глинистого раствора.

Это только часть факторов, которые определяют падение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП). Если принять к сведению, что на площади образца из обычного песчаника, равной  $6,5 \text{ см}^2$ , находится до 3000 пор, которые в известной степени определяют проницаемость, то становится понятным, насколько чувствительна эта поверхность к загрязнению.

Зная основные причины снижения проницаемости ПЗП в естественных условиях, можно максимально снизить их негативный эффект.

Все известные буровые растворы в той или иной степени отрицательно влияют на ПЗП. Влияние их идет в направлении снижения проницаемости ПЗП за счет прохождения фильтрата (разбухание глинистых включений; образования закупоривающего поры осадка при контактировании с пластовыми водами) в пласт; проникновения в поры пласта твердой фазы; блокирования порового пространства эмульсионными растворами; адсорбционных сил, удерживающих воду в порах и др.

Буровой раствор с высокой водоотдачей нецелесообразно использовать при освоении скважин и добыче нефти и газа, так как он снижает естественную продуктивность пласта и для ее восстановления могут потребоваться перфораторы специального типа или несколько кислотных обработок.

На продуктивность скважин наибольшее влияние оказывает состояние проницаемости ПЗП непосредственно у стенки скважины. Ухудшение проницаемости этой зоны происходит практически при любых условиях завершения строительства скважин и зависит от ряда факторов:

- состава бурового раствора при бурении (глины, воды, примесей и реагентов раствора);
- противодействия на пласт от столба бурового раствора;
- длительности пребывания продуктивного пласта под давлением столба бурового раствора;
- состава цементного раствора;
- глубины и плотности перфорации обсадной колонны;
- длительности пребывания пласта под раствором после перфорации;
- способа вызова притока флюида из пласта и освоения скважин.

Установлено, что состав и свойства буровых растворов должны удовлетворять следующим требованиям:

- фильтрат бурового и цементного растворов должен быть таким, чтобы при проникновении его в призабойную зону пласта не происходило набухания глинистого материала, солеобразования в пористой среде горных пород;

- гранулометрический состав твердой фазы бурового и цементного растворов должен соответствовать структуре порового пространства, т.е. для предотвращения глубокой коагуляции содержание частиц диаметром большим на 30 % размера поровых каналов или трещин должно быть не менее 5 % от общего объема твердой фазы промывочного агента;

- поверхностное натяжение на границе раздела фильтрат - пластовый флюид, должно быть минимальным;

- водоотдача в забойных условиях должна быть минимальной, а плотность и реологические параметры – такими, чтобы дифференциальное давление при разбуривании продуктивной толщи было близким к нулю, хотя для промывки скважин при вскрытии продуктивных пластов, к сожалению, используют главным образом глинистые буровые растворы, обработанные или не обработанные химическими реагентами. Причем технология обработки этих растворов химическими реагентами определяется требованиями только безаварийной проходки ствола скважины, а не качественным вскрытием продуктивного пласта.

Сроки освоения и продуктивность скважин, пробуренных в идентичных условиях, могут быть различными и в значительной степени зависят от качества работ по вскрытию пластов.

Если исходить из условий максимального сохранения природного состояния коллектора, то продуктивный пласт необходимо вскрывать при условии депрессии или равновесия между пластовым и забойным давлениями. Однако в настоящее время не существуют технические средства, которые могли бы надежно обеспечить такие условия проводки скважин. Поэтому на практике вынуждены вскрывать пласты в условиях репрессии. Репрессия как фактор имеет преобладающее значение: от нее зависят все остальные процессы взаимодействия пласта с буровым раствором. Репрессия также является причиной изменения естественной раскрытости трещин и влияет на степень деформации пород в прискважинной зоне.

Значения давления на забое и степень его влияния на призабойную зону во многом определяются характером и интенсивностью проводимых в скважине операций. Наибольшие гидродинамические давления возникают в скважине при восстановлении циркуляции бурового раствора. Несмотря на то, что гидродинамические давления при восстановлении циркуляции действуют на пласт кратковременно, в пределах 3 - 5 мин, значения забойного давления при этом могут достигать 75 - 80 % полного горного давления, что может вызвать гидроразрыв пласта. Причинами роста гидродинамических нагрузок на пласт являются также высокие скорости



спускоподъемных операций. Гидродинамическая репрессия на пласты при этом может возрастать до 3-9 МПа.

Химическим составом бурового раствора определяется в основном интенсивность развития вторичных процессов, возникающих при контакте фильтрата с нефтью, газом, остаточной водой и породой коллектора. Совокупность этих процессов приводит к возрастанию газогидродинамических сопротивлений в зоне проникновения фильтрата при фильтрации нефти на различных этапах освоения и эксплуатации скважины. Увеличение гидравлических сопротивлений происходит в результате проявления молекулярно-поверхностных свойств системы нефть - газ - порода - остаточная вода - фильтрат и изменения структуры порового пространства породы.

На стадии вызова притока из пласта прирост гидравлических сопротивлений при фильтрации нефти через зону проникновения главным образом определяется особенностями двухфазной фильтрации. Значение этих дополнительных сопротивлений зависит от многих факторов и в целом оценивается фазовой проницаемостью для флюида при совместном течении нефти с фильтратом через пористую среду с измененной структурой поровых каналов. Изменение структуры порового пространства в зоне проникновения может быть обусловлено взаимодействием фильтрата как с минеральными компонентами породы (набухание глин, химическое преобразование), так и с остаточной водой (возможность образования нерастворимых осадков).

Степень загрязнения поровых каналов твердой фазой бурового раствора в наибольшей мере определяется размерами каналов, их структурой, дисперсностью и концентрацией твердой фазы в растворе, а также значениями водоотдачи бурового раствора и перепада давления в системе скважина - пласт.

Влияние зоны кольматации на приток флюида к стволу скважины варьирует в широких пределах. Наибольшее отрицательное влияние зоны кольматации отмечается в скважинах с открытым забоем. В скважинах с закрытым забоем это явление в основном нейтрализуется перфорацией. В последнем случае следует оценивать влияние зоны кольматации, формирующейся на стенках перфорационных каналов.

Проникновение в пласт коллоидных и субколлоидных частиц, а также макромолекул органических соединений сопровождается их адсорбцией в поровом пространстве нефтенасыщенных пород. Эти частицы адсорбируются, как правило, на границах раздела нефть (газ) – фильтрат, и если поверхности раздела неподвижны, теряют свободу перемещения. При наличии в нефти большого количества асфальтосмолистых веществ проникающие в пласт коллоидные и субколлоидные частицы адсорбируются на поверхности раздела фаз совместно с асфальтенами и смолами и образуют плотные межфазные пленки. В газонасыщенных пластах эти частицы адсорбируются на стенках поровых каналов. Поскольку указанные межфазные пленки и адсорбционные слои уменьшают сечение поровых

каналов и практически не растворяются в нефти, следует предупредить их формирование путем введения в буровой раствор синтетических ПАВ.

Степень загрязнения порового пространства породы-коллектора продуктами взаимодействия солей остаточной воды с химическими реагентами, поступающими в пласт с фильтратом, определяется наличием в воде осадкообразующих катионов. Образующиеся нерастворимые соединения в зависимости от характера смачиваемости их поверхности скапливаются в водной или нефтяной фазе, адсорбируясь чаще всего на границах раздела нефть - фильтрат.

Повышение качества вскрытия продуктивных пластов следует осуществлять двумя путями:

- Выбором соответствующего типа бурового раствора для конкретного месторождения (пласта), обладающего определенными геолого-физическими свойствами породы-коллектора, слагающего пласт, и физико-химическими свойствами пластовых флюидов с обязательным учетом степени возможных изменений петрографических свойств породы после вскрытия и условий фильтрации нефти или (и) газа через зону проникновения;

- Выбором технологических режимов вскрытия, промывки скважины и проведения спускоподъемных операций, обеспечивающих минимальные размеры зоны проникновения компонентов бурового раствора в пласт.

Требования к технологии вскрытия сводятся к тому, чтобы режим вскрытия, промывка скважины и спускоподъемные операции выбирались с учетом обеспечения минимальной зоны проникновения фильтрата бурового раствора, не превышающей глубины перфорационных каналов.

#### **1.4 Процесс кольматации при вскрытии продуктивного пласта**

Степень загрязнения призабойной зоны зависит от свойств промывочной жидкости, ее плотности, вязкости и водоотдачи, а также свойств пористой среды, в первую очередь от проницаемости и продолжительности процесса вскрытия продуктивного интервала.

Выбору промывочных жидкостей посвящено множество научных и практических исследований. В меньшей степени изучено загрязнение призабойной зоны при перфорации продуктивного интервала и цементе обсадной колонны. К настоящему времени не разработаны научно обоснованные рекомендации по определению степени и радиуса загрязнения призабойной зоны для различных емкостных и фильтрационных свойств пористой среды. Нет методических рекомендаций, обосновывающих степень очищения загрязненной зоны при промывке скважины в процессе ее освоения при различных фильтрационных свойствах пористой среды. Эта проблема становится более сложной при наличии в продуктивном интервале неоднородных по проницаемости пропластков. Такое состояние изученности влияния кольматации призабойной зоны на продуктивные характеристики скважин существенно снижает достоверность прогнозируемых показателей разработки нефтяных и газовых месторождений на стадии проектирования,

практически полностью неизученными остаются вопросы загрязнения призабойной зоны при освоении месторождений горизонтальными скважинами. В частности, при применении горизонтальных скважин, увеличивается степень загрязнения призабойной зоны из-за большей продолжительности процесса вскрытия пласта, связанной с длиной горизонтального ствола. Степень загрязнения и радиус этой зоны не идентичны в горизонтальном и вертикальном направлениях, что связано с анизотропией пласта. На степень загрязнения призабойной зоны существенно влияет расположение горизонтального ствола по толщине пласта, его профилю и длине вскрытия каждого пропластка пропорционально запасам нефти и обратно пропорционально его проницаемости. Снижение продуктивности скважин в результате проникновения бурового раствора в продуктивный пласт, а также методы и технологии, позволяющие уменьшить влияние кольтматации призабойной зоны на производительность скважин, изучаются отечественными и зарубежными исследователями более 50 лет. Наиболее значимыми по глубине проведенного анализа и обобщению проведенных в данном направлении исследований являются. В зависимости от состава, свойств пористой среды и промывочной жидкости размеры зоны загрязнения обусловлены набуханием глин в продуктивном коллекторе, значением капиллярного давления, связанного с водоотдачей бурового раствора и размерами поровых каналов, образованием водонефтяной эмульсии, закупориванием поровых каналов твердыми частицами глинистого раствора и т. д. Как правило, в продуктивных пластах, образованных песчаниками, содержатся глинистые включения, из-за которых в отраслевой литературе введено понятие коэффициента глинистости коллекторов. При вскрытии таких коллекторов буровым раствором на водной основе происходит взаимодействие воды с частицами глины, в результате которого эти частицы разбухают. Увеличение размеров частиц глин существенно снижает проницаемость пласта в зоне разбухания. В зависимости от состава и свойств глин в продуктивных коллекторах, а также величины водоотдачи промывочной жидкости фильтрационные характеристики этих коллекторов могут существенно снижаться, а в некоторых случаях и исключать возможность притока нефти к скважине. Поэтому при обосновании и выборе рецептуры бурового раствора необходимо учитывать состав и свойства глин в продуктивных коллекторах.

Отрицательное влияние кольтматации на продуктивность скважин при вскрытии пластов с различными минералогическими, емкостными и фильтрационными свойствами было установлено многочисленными лабораторными и промысловыми исследованиями. Это послужило основанием для проведения теоретических и экспериментальных исследований снижения влияния кольтматации на призабойную зону, а также разработки рекомендаций по очищению этой зоны от последствий загрязнения. Например, в работе предложено вскрытие продуктивного интервала с промывкой полимерными растворами, в работе рекомендуется методика выбора ПАВ для промывочных жидкостей при вскрытии

продуктивных горизонтов. Восстановление коллекторских свойств призабойной зоны путем создания в пласте циклических депрессий рекомендуют многие авторы. Однако рекомендации, предложенные ими, не гарантируют полного очищения призабойной зоны от кольматации и оказываются более эффективными при вскрытии высокопроницаемых коллекторов. В значительном числе научных исследований, посвященных снижению влияния кольматации, рекомендуется использовать буровые растворы на углеводородной основе или применять ПАВ. Использование бурового раствора на углеводородной основе практически исключает возможность набухания глин при вскрытии заглинизированных песчаников. Добавление ПАВ в буровой раствор на водной основе снижает адсорбционную активность воды глинистыми частицами, а также улучшает возможность очищения призабойной зоны от загрязнения в процессе освоения скважины. В работе приведены физико-химические основы применения ПАВ при разработке нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления. Анализ некоторых работ показывает, что использование ПАВ приводит к существенному снижению набухания глин.

Проникновение воды в пласт в процессе вскрытия и последующее ее вытеснение из этой зоны при освоении скважины нефтью приводят к насыщению призабойной зоны двумя фазами, что снижает фазовую проницаемость для нефти. Степень влияния воды на производительность скважины зависит от взаимодействия воды и пористой среды, в частности от ее гидрофильности, а также структуры потока нефти и воды. Теоретически допускается, что в поровых каналах в зависимости от их размеров и свойств заполняющих их флюидов возможны три разновидности структур потока: струйная, эмульсионная и струйно-эмульсионная - одновременно в разных каналах пористой среды. Схематично два основных вида структур потока приведены на рисунке 6. В работах даны причины образования водонефтяной эмульсии в пористой среде. В этих и других работах допускается, что образование водонефтяной эмульсии связано с диспергированием одной фазы жидкости в другую, а также с раздроблением капель или линз нефти через каналы с малыми размерами. Изложенные выше сведения в основном охватывают физическую сущность процесса кольматации и возможности снижения ее влияния на продуктивность скважины, возможности в основном ориентирован выбор рецептуры промывочной жидкости и замены растворов с водной основой на углеводородную.

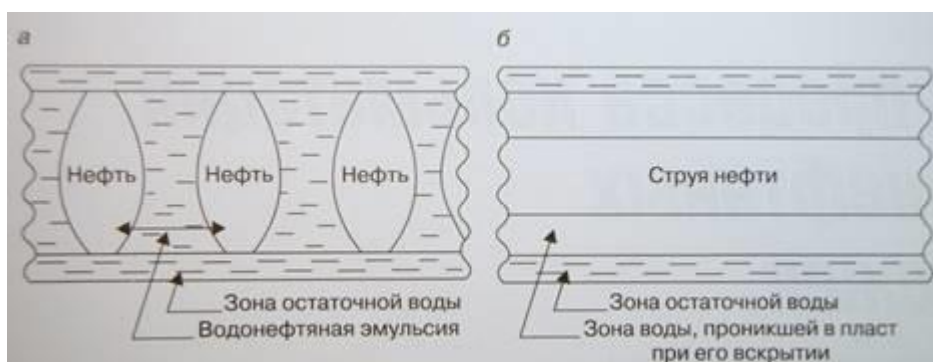


Рисунок 6 - Схема движения нефти и воды по пористым каналам при смешанной (эмульсионной) (а) и струйной (б) структурах потока

Теоретические основы влияния загрязнения призабойной зоны на продуктивность нефтяных скважин изучены в меньшей степени, чем научно-практические, связанные с разработкой соответствующей рецептуры бурового раствора. Значительное внимание в опубликованных работах уделяется технологиям вскрытия продуктивного интервала, способствующим снижению влияния кольтматации на продуктивность скважины. Часто такие технологии рекомендуются для конкретных нефтеносных объектов.

Разработка теоретических основ определения влияния загрязнения призабойной зоны пласта в процессе его вскрытия на производительность скважины сопряжена с трудностями из-за отсутствия информации о форме и размерах зоны загрязнения при различных фильтрационных свойствах пласта в призабойной зоне; фазовых проницаемостях в зоне загрязнения; структуре потока нефти и воды в призабойной зоне в каналах с различными размерами; степени очищения зоны загрязнения скважины в процессе её освоения. По этим и другим причинам простые аналитические решения притока нефти к скважине с учетом влияния загрязнения призабойной зоны даже при вскрытии вертикальным стволом не получены. В общем виде можно выделить две зоны (Рис. 7): призабойную зону с известными размерами  $R_{пр}$  и проницаемостью  $k_{пр}$  и за ее пределами с  $R_k - R_{пр}$  и проницаемостью  $k_{пл}$ .

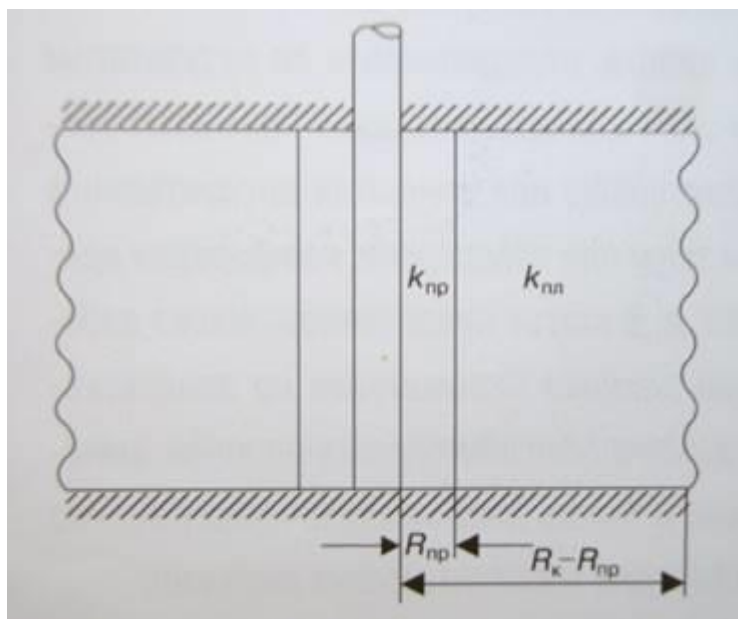


Рисунок 7 - Схема притока нефти к скважине с учётом загрязнения призабойной зоны пласта при вскрытии

При плоскорадиальной фильтрации влияние загрязнения может быть учтено по формуле:

$$p_k - p_z = \frac{\mu_n Q_n}{2\pi h k_{пл} k_{пр}} \left( k_{пл} \ln \frac{R_k}{R_{пр}} + k_{пр} \ln \frac{R_{пр}}{R_c} \right) \quad (1)$$

где  $p_k - p_z$  депрессия на пласт;  $\mu_n$  - вязкость нефти;  $Q_n$  - дебит нефти;  $h$  - толщина пласта;  $k_{пл}$  и  $k_{пр}$  - соответственно проницаемость пласта и призабойной зоны;  $R_k$ ,  $R_{пр}$  и  $R_c$  - соответственно радиусы контура зоны, дренируемой скважиной, загрязненной призабойной зоны и радиус скважины.

Из этой формулы следует, что при заданном дебите уменьшение проницаемости пласта с  $k_{пл}$  до  $k_{пр}$  приводит к росту депрессии на пласт. По этой формуле, задавая различные значения  $R_{пр}$  и  $k_{пр}$ , можно оценить влияние загрязнения призабойной зоны на величину дебита или депрессии на пласт.

Аналитическая оценка влияния кольтматации призабойной зоны на производительность скважин приближенно дана в работах при вскрытии продуктивных пластов вертикальным стволом без учета неоднородности и анизотропии каждого пропластка. Подобная работа была выполнена З.С. Алиевым и др. для горизонтальных газовых скважин, вскрывших однородные и неоднородные по толщине пласты с учетом параметра анизотропии. Влияние кольтматации призабойной зоны на производительность нефтяных горизонтальных скважин в точной постановке

к настоящему времени не изучено. Механический перенос имеющихся методов оценки влияния кольматации на продуктивность вертикальных нефтяных скважин на горизонтальные скважины недопустим из-за различия значений проницаемости в вертикальном и горизонтальном направлениях и отличающейся геометрии фильтрации к горизонтальному стволу. Существенное влияние оказывают расположение горизонтального ствола по толщине пласта и его профиль.

Учет практически всех геологических, технических и технологических факторов при определении влияния кольматации призабойной зоны на производительность горизонтальной скважины возможен при использовании численного метода.

Предложенный в работе численный метод изучения влияния кольматации призабойной зоны скважины с использованием моделей фрагментов нефтяных и газовых месторождений с различными емкостными и фильтрационными характеристиками позволяет установить зависимость между производительностью горизонтальной нефтяной скважины и перечисленными ниже параметрами: размерами зоны кольматации при вскрытии однородных и многослойно неоднородных по толщине пропластков; проницаемостями пропластков; параметром анизотропии; толщиной пропластков; конструкцией, т. е. длиной и диаметром горизонтального ствола; расположением горизонтального ствола по толщине; профилем вскрытия; изменением давления по длине горизонтального ствола; изменением свойств пористой среды и насыщающих ее флюидов при изменении пластового и забойного давлений; влиянием капиллярных и гравитационных сил; нестационарностью процесса фильтрации; наличием или отсутствием взаимодействия между пропластками и т. д.

Математические эксперименты, проведенные на моделях фрагментов однородных пластов с абсолютными проницаемостями 0,5; 0,1 и 0,02 мкм<sup>2</sup>, вскрытых горизонтальными скважинами, позволили установить, что при симметричном расположении горизонтального ствола в пласте с проницаемостью 0,5 мкм<sup>2</sup> дебит скважины  $Q = 1553$  тыс. м<sup>3</sup>/сут без кольматации получен при депрессии на пласт  $\Delta p = 0,249$  МПа. Для сохранения этого дебита при кольматации призабойной зоны промывочной жидкостью в радиусе  $0,25 \leq R \leq 16,25$  м депрессия на пласт увеличивается до  $\Delta p \approx 1,2$  МПа и превышает депрессию, полученную без кольматации практически в 5 раз. Следует отметить, что наиболее интенсивный рост депрессии на пласт происходит при  $R_{\text{кольм}} = 0,25$  м, когда кратность роста составляет  $\Delta p_{\text{коль}} / \Delta p_{\text{без кольм}} = 3,95$ . Дальнейшее увеличение радиуса зоны кольматации до  $R_{\text{кольм}} = 16,25$  м приводит к росту кратности депрессии до  $\Delta p_{\text{коль}} / \Delta p_{\text{без кольм}} = 4,77$  раза, т. е. к росту на 20 %.

Аналогичные математические эксперименты, проведенные на моделях фрагментов однородных пластов с абсолютными проницаемостями 0,1 и 0,02 мкм<sup>2</sup>, показали, что кольматация призабойной зоны в радиусе  $R_{\text{кольм}} = 16,25$  м приводит соответственно к 6,8- и 8,5- кратному росту депрессии при

практически постоянном дебите скважины, а при  $R_{\text{кольм}} = 0,25$  м кратность роста составляет соответственно 5,21 и 6,35 раза, т. е. при радиусах зон кольматации  $0,25 \leq R \leq 16,25$  м и симметричном расположении горизонтальных стволов по толщине с уменьшением абсолютной проницаемости вскрываемых пластов депрессия возрастает.

Влияние асимметричности расположения горизонтального ствола по толщине однородного пласта оказалось существеннее влияния кольматации. Такой вывод справедлив по двум причинам:

- основное влияние кольматация оказывает в зоне с радиусом  $R_{\text{кольм}} = 0,25$  м, и эта зона остается даже при размещении ствола в первой сверху ячейке с толщиной  $h = 0,5$  м;

- влияние асимметричного расположения горизонтального ствола по толщине становится интенсивнее при толщине вскрываемого пласта  $h \geq 10$  м. Поэтому для принятых при моделировании фрагментов с толщиной  $h = 104,4$  м влияние асимметрии по толщине оказалось более существенным.

Из изложенного выше следует, что продуктивная характеристика скважины зависит, прежде всего, от фильтрационных свойств пропластка, в котором находится горизонтальный ствол.

## **2 АНАЛИЗ БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ИХ СВОЙСТВА**

### **2.1 Буровые растворы**

Буровые растворы выполняют функции, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из этих функций - обеспечение быстрого углубления, охлаждение и смазка бурового оборудования, сохранение в устойчивом состоянии ствола скважины и коллекторских свойств продуктивных пластов.

Наибольшее распространение для промывки горизонтальных скважин получили следующие виды буровых растворов: безглинистые, малоглинистые, в том числе, полимерные буровые растворы и чистые безглинистые рассолы, а также растворы на синтетической нефтяной основе. В настоящее время существуют две противоположные позиции по отношению к содержанию глинистой составляющей в промывочной жидкости.

Сторонники безглинистых растворов ссылаются на опыт крупнейших зарубежных корпораций, занимающихся промывочными жидкостями, структурообразователем в их растворах является биополимер - природный, либо полученный за счет бактериального воздействия, продукт. Отмечено [3], что в биополимерных растворах снижена на порядок фильтрация по сравнению с полимерглинистыми растворами, где в роли понизителей фильтрации чаще всего выступают акриловые полимеры и, естественно, бентонитовые глинопорошки. Но, как показывает опыт, в том числе и



зарубежный [4], глинистые растворы не потеряли своей актуальности и сейчас. Они в сочетании с определенными реагентами, обеспечивают относительно невысокую водоотдачу, обладают высокой удерживающей и транспортирующей способностью, сохраняют заданную плотность, легки в управлении технологическими свойствами. Использование в качестве промывочных агентов углеводородных жидкостей затруднено в связи с их разжижением под действием высоких температур, экологическими соображениями, пожароопасностью, а также низкой тиксотропией.

Псевдопластичные свойства наиболее ярко выражаются у буровых растворов на основе полиалкилеигликолей и биополимеров. Они обладают свойством быстро изменять свою эффективную вязкость, то есть от минимальной (фактически вязкости воды) до необходимой, способной удерживать горную породу в подвешенном состоянии.

На основе данных по бурению горизонтальных и наклонных скважин наиболее популярными стали полимерные растворы на основе полисахаридов с высоким ингибирующим действием, с коагулирующей водо- и кислотно-растворимой твердой фазой. Это объясняется их способностью к биологической деструкции.

## **2.2 Буровые растворы, применяемые в наши дни**

Опираясь на работы Я.Р. Чеславского [2,27,28,29], и многих других исследователей в этой области, можно выделить основные типы буровых растворов, которые применяются по сей день.

Наиболее прогрессивными с точки зрения предсказания и регулирования реологических параметров растворов, стали Flo-Pro и ANCO-2000. Первый разработан в лаборатории "M-I Drilling Fluids» на Аляске в 1991 г., второй разработан компанией ANCHOR Drilling Fluids - ADF.

Раствор Flo-Pro имеет в своем составе биополимер Flo-Vis, производное крахмала Flo-Trol, карбонат кальция, хлорид калия и каустическую соду либо едкое кали. Раствор ANCO-2000 также содержит биополимер ANCO-Vis, полианионную целлюлозу PAC-SEAL, частично гидролизованный полиакриламид ANCOIN, полипропиленгликоль ANCO-208, хлорид калия и бикарбонат натрия. Это типичная структура раствора для промывки скважин сложного пространственного профиля: структурообразователь (биополимер), понизитель фильтрации (производное крахмала, полисахариды и, возможно, частично гидролизованный полиакриламид), ингибирующая добавка (хлорид калия, полипропиленгликоль), утяжелитель и регуляторы щелочности и содержания катионов кальция.

Системы Flo-Pro и Flo-Pro NT [5] разработаны иностранной компанией M-I Swaco. Flo-Pro и Flo-Pro NT - это безглинистая промывочная жидкость, позволяющая достичь высоких стабильных реологических характеристик и свести к минимуму загрязнение призабойной зоны продуктивных горизонтов.

Ключевой компонент системы «Flo-Pro» - реагент «Flo-Viz+»,

высокоразветвленный биополимер с очень большой молекулярной массой, обеспечивающий уникальные реологические свойства раствора.

Основным назначением «Flo-Viz+» является поддержание высокой вязкости раствора при низких скоростях сдвига (ВНСС), что позволяет достичь «пробкообразного» профиля течения раствора в затрубье и эффективного удержания и выноса шлама в горизонтальном и наклонном участке скважины. Реагент «Фло-Трол» служит для снижения водоотдачи и работает синергетически с мелкодисперсным карбонатом кальция. Хлорид калия используется для придания раствору ингибирующих способностей для еще более высокой защиты ПЗП.

Система «Flo-Pro» содержит минимальный набор компонентов, что делает ее более стабильной и легкой в приготовлении и обслуживании.

Система «Flo-Pro» широко применяется во всем мире и показала исключительную эффективность при проводке горизонтальных и наклонно-направленных скважин в России, Армении, Аляске, Голландии, Австрии и десятках других стран. По результатам использования системы «Flo-Pro» на сотнях скважин по всему миру было отмечено, что применение данной системы позволяет увеличить скорость проходки на 30-45%, снизить потери давления на 20-40%, снизить коэффициент трения и увеличить производительность скважин в 2-3 раза по сравнению с обычными глинистыми или полимер-глинистыми растворами. Использование «Фло-Про» позволяет заметно сократить время на бурение скважины и ввод ее в эксплуатацию, снизить затраты на освоение скважины и существенно увеличить экономическую эффективность бурения. Высокая смазывающая способность раствора в сочетании с тонкой, плотной, малопроницаемой фильтрационной коркой позволяет практически полностью избежать возникновения дифференциального прихвата, весьма вероятного в горизонтальном стволе, когда бурильная колонна плотно прилегает к нижней стенке скважины. Раствор успешно используется на Харьягинском, Возейском, Кыртаельском, Лузском и многих других месторождениях ТПНГП и России в целом.

Фло-Про НТ (Flo-Pro NT) - это второе поколение безглинистых биополимерных растворов, объединяющее опыт использования систем Flo-Pro, Flo-Pro SF, Star-Pro и Star-Drill.

Система Aphronics [5] - является уникальной передовой разработкой компании «M-I Drilling Fluids» в области буровых промывочных жидкостей и жидкостей для заканчивания горизонтальных скважин на водной основе, а также в условиях аномально низких пластовых давлений.

Революционная технология Aphronics основана на использовании афронов - микроскопических пузырьков воздуха, защищенных сложной многослойной оболочкой ПАВ и полимеров. В отличие от аэрированных растворов, система Aphronics не требует использования специального дорогостоящего оборудования для приготовления и обслуживания, совместима с традиционным буровым оборудованием российского и импортного производства, обеспечивает гидравлический канал связи с

телеметрическим оборудованием.

Система Aphronics нашла свое применение на таких крупных месторождениях как Ярегское, Усинское и Нижне-Чутинское, расположенные так же в ТПНГП.

Отечественные разработчики, в частности ОАО «НПО «Бурение», создали реологически сконструированные безглинистые растворы РАГИПОЛ, РИНПОЛИС на основе реагента Поливис-2 - синтетического неорганического структурообразователя. Поливис-2 - поли (магний-алюминий- гидроксид) оксид относится ко второму поколению смесей гидроксидов металлов (ММН) - синтетических неорганических структурообразователей - загустителей для буровых растворов на водной основе. Кроме того, специалистами ОАО «НПО «Бурение» установлена величина необходимой прочности геля, равная 50 дПа.

Для обеспечения качественной очистки ствола скважины раствор, как правило, должен иметь достаточную удерживающую способность, а также легкость в получении необходимых реологических параметров и управлении ими. Таким образом, важнейшим является выбор основы, представляющей собой структурообразователь (бентонит, биополимер и т.д.) и профилирующих добавок. В растворах на основе акрилатов легко регулируется содержание твердой фазы, но они неустойчивы к действию полиминеральной агрессии. Растворы же на основе биополимеров нечувствительны к изменению содержания катионов кальция и магния. Кроме того, при наличии в растворе значительного количества глинистой составляющей возникают проблемы при вскрытии коллектора. Переход же в этом случае на биополимерные, а также малоглинистые на основе акрилатов растворы вносят дополнительные затраты времени и денежных средств на приготовление и обработку раствора. Немаловажный вопрос в удержании и удовлетворительном транспортировании выбуренной породы на поверхность связан с поддержанием плотности раствора на приемлемом уровне. Раствор ANCO-2000 может иметь плотность до 1900 кг/м<sup>3</sup>. Таким образом, этот раствор может быть одновременно использован для промывки горизонтальных и наклонно-направленных скважин и вскрытия зон с аномально высокими пластовыми давлениями.

Специалистами ОАО «НПО «Бурение» и СургутНИПИнефти проводились работы по исследованию синергетического взаимодействия реагентов для улучшения технико-экономических показателей бурения (в частности различных полисахаридов и реагентов-акрилатов). Установлено, что общее улучшающее действие обработки этими реагентами обусловлено образованием интерполимерных комплексов между противоположно заряженными полимерами. С одной стороны, это глина, являющаяся неорганическим полианионом, с другой гидролизированный полиакриламид, который вследствие протоионизации оксидных групп в воде, становится поликатионом. При этом полианионный стабилизатор, участвуя в гидрофобных взаимодействиях с «петлеобразными» адсорбированными слоями гидролизованного полиакриламида, образует полимолекулярные

покрытия, эффективно ингибирующие набухание и диспергирование глинистых минералов, а также обладающие хорошими антифильтрационными и смазочными свойствами. Ранее исследовалось взаимодействие реагентов ПАА и ГКЖ в полимер-глинистых растворах. Вышесказанное убеждает нас в том, что использование полимер-глинистых растворов не потеряло своего смысла. Это также подтверждается сведениями с площадей, где использовались безглинистые растворы о недохождении обсадных колонн до проектного забоя и обвалах породы со стенок скважин [6]. Кроме того, в настоящее время, преобладают реогидравлические программы промывки наклонных скважин, базирующиеся на реологической модели Бенгама-Шведова, то есть эти программы справедливы для вязкопластичных жидкостей, которыми в первую очередь являются полимерглинистые буровые растворы.

Достаточно широко стали применяться растворы на углеводородной и псевдонептяной основе для бурения горизонтальных скважин. Использование растворов этого типа было вызвано недостатками глинистых растворов такими, как избыток коллоидной фазы и кольматация коллектора мелкими частицами. Использование растворов на углеводородной основе исключает образование сальников, возникновение прихватов бурильного инструмента, увеличивает срок службы долот, при этом уменьшаются энергетические затраты, облегчается проведение спуско-подъемных операций. Недостатками растворов на углеводородной основе являются: повышенная экологическая опасность для окружающей природной среды, недостаточная выносная способность, обусловленная значительным разжижением под действием температуры и низкая тиксотропия.

В настоящее время разработаны неводные синтетические системы растворов, биоразлагаемые в условиях суши и моря. В качестве углеводородной фазы использовались синтетические продукты, получаемые либо из растительного сырья, либо из синтетических углеводородов. Сохраняя все преимущества углеводородных систем, они могут сбрасываться в море без ущерба для морской фауны. Эта разновидность буровых растворов получила название «растворы на нетоксичной синтетической биоразлагаемой неводной «псевдонептяной основе» (РНСО).

Считается, что эти растворы полностью безопасны с точки зрения экологии, могут использоваться в широком диапазоне температур и геологотехнических условий, обладают хорошей удерживающей и транспортирующей способностью.

Используя различную основу (эфирные растительные масла, ацетали, полиальфаолефины), многие зарубежные фирмы (IDF, Varoid, Henkel KG. A, M-I Drilling Fluids Co, Baker Hughes Inc., Hoechst) предлагают подобные системы растворов.

ОАО «НПО «Бурение» также разработала буровой раствор на синтетической нефтяной основе - эмульсионная система, дисперсионной средой в которой является синтетическая биоразлагаемая углеводородная жидкость класса альфаолефинов, полиальфаолефинов сложных эфиров

растительных масел и животных жиров. Дисперсной фазой служит эмульгированная вода с заданной степенью минерализации, стабилизирования эмульгаторами, и твердый структурообразователь. Этот раствор обладает минимальной токсичностью, биоразлагаемостью как в аэробных, так и в анаэробных условиях.

Компания "Halliburton-Baroid" разработала ряд систем раствора на синтетической основе для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин с большим отходом.

Рассмотрим наиболее распространенные системы буровых растворов, применяющиеся при проводке горизонтального ствола.

Система "Versaclean" [5] разработана российско-американскими компаниями M-I Swaco совместно с ЗАО "ЭкоАрктика" и представляют собой систему на синтетической основе, в основе которой является минеральное масло.

"Versaclean" предназначена для бурения горизонтальных скважин. Раствор оказывает исключительное действие на усиление устойчивости стенок скважины, что значительно снижает вероятность проблем осыпей, обвалов стенок и кавернообразования. Синтетическая основа раствора работает как лубрикант и снижает проблемы, обусловленные высокими силами трения и моментами вращения, что особенно важно при проводке стволов скважин с большим отходом забоя от вертикали. Впервые на месторождении ТПНГП раствор был испытан на Кыртаельском, Южно-Кыртаельском и Южно-Торавейском месторождениях.

Система "ENVIROMUL" [7] разработана американской фирмой Baroid, это, так же, как и "Versaclean" система на синтетической основе, главной составляющей которой является минеральное масло.

ENVIROMUL обладает высокой стабильностью параметров, поддержание которых обеспечивается периодической обработкой раствора необходимыми компонентами. Решения по обработке должны приниматься на основании лабораторного анализа бурового раствора. Основные параметры, которые необходимо контролировать в процессе работы с эмульсионным раствором.

Отношение базового масла к воде (Oil Water Ration - OWR) является одним из основных параметров при работе с эмульсией и оказывает прямое влияние на стабильность её свойств. Увеличение процентного содержания воды может быть вызвано поступлением воды, как из пласта, так и с поверхности, уменьшение содержания водной фазы в растворе производится добавлением минерального масла и эмульгатора. Увеличение неводной фазы в растворе может быть следствием нефтепроявления, при изменении данного параметра в большую сторону следует принять меры по увеличению плотности и добавлению водной фазы. Необходимо строго следить и поддерживать соотношение фаз согласно рецептуры. Раствор обладает относительно небольшой фильтрацией не выше 4 мл / 30 мин.

Электрическая стабильность раствора на основе минерального масла -

свойство, характеризующее устойчивость эмульсии и смачивающей способностью основы (минерального масла). Для обеспечения стабильности параметров ENVIRROMUL необходимо поддерживать показатель ЭС не менее 400 В.

Система растворов на основе дизтоплива INTEGRADE так же от американской фирмы Baroid.

Отсутствие необходимости добавления органофильного лигнита и органофильной глины позволяют системе INTEGRADE обеспечивать отличную производительность для решения любых задач с применением раствора на основе дизельного топлива. Система успешно использовалась на десятках скважин, включая скважины малого диаметра и бурение на обсадных трубах.

К преимуществам системы можно отнести:

- характеристики легкоразрушаемой гелевой структуры позволяют сократить потери раствора в скважине до 80% при среднем значении 41%, что может уменьшить стоимость работ и снизить влияние на окружающую среду по сравнению с традиционными инвертно-эмульсионными буровыми растворами;

- уникальные реологические свойства, обеспечивающие низкую ЭЦП раствора и более высокие структурные свойства, устраняют необходимость использования мелкофракционных утяжелителей, в тоже время обеспечивая отличную очистку скважины;

- повышенная стойкость к загрязнителям, таким как твердая фаза и пластовые воды;

- требуется меньшее количество составляющих продуктов по сравнению со стандартными системами на синтетической основе, что позволяет оптимизировать логистический процесс и требует меньше места для хранения на буровой установке;

- немедленная реакция на химическое воздействие без потерь времени на ожидание изменения реологических параметров (в частности, нет необходимости проводить несколько циклов циркуляции);

- может помочь снизить общую стоимость строительства скважины, увеличивая доход от инвестиций;

- для стабилизации плотности раствора после длительных периодов простоя без циркуляции не требуется поэтапной прокачки скважины или циркуляции.

Очень тонкая фильтрационная корка и низкое проникновение раствора способствуют созданию оптимальных условий для каротажа, непревзойденной обратной проницаемости и низкого давления отрыва глинистой корки.

В ТПНГП раствор был испытан на Савиноборском нефтяном месторождении.

Универсальная технологическая жидкость УТЖ VIP (Viscosifier Petroleum) [8], разработанная специалистами ОАО НПО «Бурение». Система представляет собой псевдопластичную, практически не фильтрующуюся в

пласто-пластовых условиях жидкость гелеобразного вида, основой которой является нефть.

Попадая в зону продуктивного пласта и непосредственно в пласт УТЖ VIP за счет псевдопластичных свойств (высокой вязкости при низких скоростях сдвига), низкой фильтрации препятствует проникновению других технологических жидкостей, а углеводородная основа (нефть) позволяет сохранить коллекторские свойства пласта, что неоднократно подтверждалось работами непосредственно на скважинах в разных регионах России таких как Киняминского, Патраковского, Котовского, Северо-Ореховского, Коробков ского, Сарутаюского и других месторождений. Всего более 130 скважин.

Таким образом, эффективность строительства скважин сложного пространственного профиля связаны с технологией буровых растворов, в том числе реологическими характеристиками последних. Этот вопрос многогранен и требует дальнейшего развития, особенно в сложных горно-геологических условиях.

### **2.3 Влияние твердой фазы буровых растворов на формирование призабойной зоны пласта**

Одним из важнейших факторов, влияющих на процесс кольматации и качества вскрытия продуктивного пласта, является содержание твердой фазы в растворе, ее тип, концентрация, соотношение размеров пор породы и частиц [9,10,11,12]. Так, например, основным фактором, влияющим на проницаемость и продуктивность скважин, является загрязнение призабойной зоны пластов твердыми частицами [13]. Подтверждается это и лабораторными исследованиями, проведенными автором. В результате эксперимента было установлено, что при взаимодействии раствора (Ст.ф. - 4,6 %) с образцом карбонатной породы проницаемость первоначально снижалась на 70-90 %. После прокачки воды в обратном направлении, имитирующем вызов притока, проницаемость восстанавливалась на 20-30 %. При повторной прокачке воды в прямом направлении проницаемость необратимо снижалась не менее чем на 50-60 % от первоначальной. Отрезание дисков толщиной 5-6 мм от образца позволило установить, что снижение проницаемости связано с проникновением твердых частиц в породу на глубину до 5-6 см. Сравнение данных порометрии образцов (до и после исследований) показало, что фильтрация раствора происходила по поровым каналам большого диаметра, которые и загрязнялись твердыми частицами.

Многими исследователями установлено, что наибольшее загрязняющее воздействие на призабойную зону пласта оказывает тонкодисперсная глинистая составляющая твердой фазы [14]. Связано это с высокой дисперсностью и адгезионной активностью глинистых частиц, что позволяет им проникать даже в узкие поровые каналы и осаждаться на их стенках. У.Л. Скальская и Т.М. Бондарчук в своей работе [15] отмечают, что глубина проникновения глинистых частиц в высокопроницаемые песчаные

коллекторы (от 100 до  $1000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ) составляет 45 см., а в низкопроницаемые (менее  $200 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ) - 2-3 см. В ходе экспериментов авторами установлено, что, во-первых, проникновение глинистых частиц происходит даже при очень небольшой проницаемости ( $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ), во-вторых, с увеличением проницаемости образцов степень загрязнения твердой фазой увеличивается, а жидкой фазой - уменьшается. Авторы [15] делают вывод, что наиболее безопасными для продуктивных пластов могут быть растворы с низким содержанием глинистой фазы, обработанные высокополимерными реагентами. По их мнению, небольшое (5-7 %) содержание глины в обработанных высокополимерными реагентами растворах не представляет реальной опасности, так как при этом соотношении реагентов каждая глинистая частица экранирована молекулами реагента-полимера и лишена возможности непосредственно прилипнуть к стенкам поровых каналов, а поэтому может легче вымываться из них при освоении скважин.

В своей работе Крысин Н.И и другие [16] сравнивают влияние на продуктивные низкопроницаемые (менее  $0,09 \text{ мкм}^2$ ) пласты безглинистого полимерного и глинистого растворов. В результате промысловых испытаний было установлено, что использование безглинистого раствора повысило качество вскрытия продуктивных пластов, ускорило освоение скважин, в частности по всем скважинам, пробуренным с промывкой таким раствором получены дебиты, близкие к потенциальным, коэффициент восстановления проницаемости более 70 %, диаметр зоны проникновения 0,5 м, в то время как при использовании глинистого раствора коэффициент восстановления проницаемости не превышает 30 %, а диаметр зоны проникновения составляет 1,7 м.

Однако уменьшение содержания глины в растворе не всегда приводит к положительному результату. Авторы [17] на основании промысловых испытаний соленасыщенного раствора КМЦ делают вывод, что такие растворы неоднозначно влияют на призабойную зону продуктивного пласта. Отмечаются случаи частичной и полной закупорки этой зоны продуктами вскрытия пластов, а также восстановления и увеличения ее проницаемости к моменту освоения скважины. Авторы считают, что для устранения отрицательного действия этого раствора на продуктивные породы его необходимо модифицировать введением небольшого количества (1-2 %) асбеста и гидрофобизирующих и ингибирующих добавок. На необходимость введения в буровые растворы грубодисперсных наполнителей указывают также и другие исследователи. Таким образом, можно сказать, что, правильно подбирая состав твердой фазы раствора можно снизить загрязнение продуктивных пластов твердыми частицами. Для этого необходимо подобрать такой состав твердой фазы раствора, который позволил бы создать на стенках скважины тонкую прочную фильтрационную корку и минимальную зону внутриваровой кольматации в пристволенной части. Подбирая оптимальные в условиях вскрытия продуктивных пластов,



концентрацию, размер частиц и вещественный состав твердой фазы можно добиться желаемого результата.

Рассмотрим некоторые факторы, обуславливающие кольматацию.

Концентрация твердой фазы. Исследования в этой области проводились В.П. Беловым [18]. В своих статьях он отмечает, что высокой внутрипоровой кольматацией обладают бентонитовые растворы на биополимерной основе, эмульсионный глинистый раствор и полимерный с низким от 2 до 5 % содержанием бентонита. Подобным высоким кольматирующим действием обладают алюмосиликатный раствор, в котором не более 3 % конденсированной твердой фазы, а также имеется соответствующий комплекс реагентов. При этом внутрипоровая кольматация оказывается весьма устойчивой, ибо даже после удаления корки, проницаемость образцов восстанавливается всего лишь на 2-6 %. Глубокая внутрипоровая закупорка коллектора нежелательна для нефтяного пласта, так как в этом случае радиальный приток нефти в перфорационные каналы небольшой (от 75 до 200 мм) длины будет ограничен и продуктивность скважины снизится. Если учесть, что зона кольматации пласта может превышать длину перфорационного канала, то вредные последствия кольматации могут быть значительными. Эффективность внутрипоровой кольматации песчаника, оценивается коэффициентом потери проницаемости, которая при любом характере смачивания коллектора (нефть, вода) обратно пропорциональна концентрации твердой фазы и прямо пропорциональна содержанию нефти в суспензии. Чем ниже концентрация твердой фазы и меньше адгезия ее осадка, тем свободнее частицы проникают в поровые каналы, тем надежнее бентонит закупоривает коллектор. Максимальная кольматация пористой среды имеет место при концентрации твердой фазы (бентонита) 6,145 %, а нефти - 6 %. При более высоком содержании этих компонентов в суспензии процесс осадконакопления на поверхности фильтрации опережает внутрипоровую кольматацию среды, в результате чего снижение проницаемости менее значительно.

Соотношение размеров поровых каналов породы и частиц кольматирующего вещества. Наряду с концентрацией твердой фазы эффект кольматации во многом зависит от соотношения размеров поровых каналов породы и частиц кольматирующего вещества в растворе. Р.Г. Ахмадеев дает оценку зависимости кольматирующей способности буровых суспензий непосредственно путем сравнения распределения пор проницаемого образца по размерам до и после воздействия бурового раствора. Анализ результатов показал, что при фильтрации возможны следующие соотношения между размерами пор и размерами частиц дисперсной фазы:

- размеры пор зерна в общем объеме больше размеров частиц твердой фазы;
- размеры пор зерна в общем объеме меньше размеров дисперсной фазы;
- промежуточный вариант, когда размеры частиц дисперсной фазы и пор и их распределение в общей массе мало отличаются.

Исследованиями установлено, что кольматация в каждом из вышеназванных вариантов имеет свои особенности. При первом варианте кольматация характеризуется тем, что за счет сужения пор относительно большого размера в объёме образца происходит перераспределение пор по размерам и на порограмме обнаруживается увеличение количества пор меньшего размера. Вторым вариантом характеризуется фильтрацией без проникновения твердой фазы в поровое пространство. Причем, проникновение частиц не наблюдается даже в относительно большие поры. По мере сокращения разницы в размерах пор и частиц обнаруживается полная закупорка пор определенного, чаще всего большого, размера без существенного изменения распределения пор других размеров. В промежуточном варианте отмечается относительно равномерная закупорка пор, которая характеризуется общим снижением пористости без исчезновения пор каких-то определенных размеров.

Гайворонский И. Н. также указывает на большое влияние соотношения размеров частиц твердой фазы и диаметра пор на качество вскрытия продуктивных пластов. Он считает, что если размеры частиц меньше размеров пор, то попадание их в поровые каналы осуществляется не механическим задавливанием за счет репрессии, а заносится потоком фильтрующейся в пласт жидкости. Следовательно, с ростом водоотдачи глинистого раствора, при прочих равных условиях, быстрее образуется зона кольматации, быстрее намывается глинистая корка на стенке скважины, быстрее образуется барьер, препятствующий попаданию жидкой фазы в пласт.

В статье [19] представили проведенные фирмой Shell Development Co. исследования, в результате которых было выяснено:

- если средний диаметр каналов фильтрации  $D_{\text{пор}}$  меньше трех средних диаметров частиц твердой фазы  $D_{\text{т.ф.}}$ , то твердые частицы образуют пробку на поверхности проницаемой породы;
- в диапазоне  $3D_{\text{т.ф.}} < D_{\text{пор}} < 10D_{\text{т.ф.}}$  твердые частицы внедряются в фильтрационные каналы породы, создавая пробку на небольшой глубине;
- при  $D_{\text{пор}} > 10D_{\text{т.ф.}}$  частицы твердой фазы беспрепятственно проникают глубоко в каналы фильтрации;
- вещественный состав твердой фазы.

Следующим немаловажным фактором, влияющим на процесс кольматации является вещественный состав твердой фазы в растворе. На это указывает в своей работе автор [20]. Он считает, что частицы глины и барита, попадая в поровое пространство, образуют более прочные связи с материалом стенок пор, чем частицы конденсированной фазы, мела, целестина, сидерита. В результате проведенных им исследований было установлено, что:

- лучше всего восстановление исходной проницаемости происходит в образцах, закольматированных буровыми растворами с неадгезивноактивной твердой фазой (мел, целестин, сидерит и другие);

- сокращение содержания в таком растворе тонкодисперсных фракций (менее 5 мкм.) до 20-40 % благоприятствует, как правило, поверхностной кольтматации, которая характеризуется высокой интенсивностью затухания скорости фильтрации;

- высокая кислоторастворимость карбонатной твердой фазы приводит к значительному повышению эффективности освоения пласта, контактировавшего с таким раствором.

#### **2.4 Физико-химическое взаимодействие фильтрата буровых растворов с поверхностью проводящих каналов коллектора**

Взаимодействие щелочного фильтрата с поверхностью проводящих каналов. Как правило, для вскрытия продуктивных пластов используют растворы имеющие щелочную характеристику. Для повышения рН раствора используют NaOH, KOH, Ca(OH)<sub>2</sub>. Щелочной фильтрат способен частично вытеснить пластовую нефть из призабойной зоны пласта. На это указывают исследования, проведенные Миржадзанзаде А.Х., Аметовым И.М. При контакте щелочного раствора с нефтями, содержащими нафтеновые кислоты, существенно уменьшается поверхностное натяжение на границе нефть щелочной фильтрат. Причем, сравнительно узкий диапазон концентрации щелочи обуславливает резкое снижение поверхностного натяжения. Так, например, вытеснение нефти резко возрастает при концентрации едкого натра 0,01 – 0,1 %. При внедрении щелочного фильтрата в пласт, нефтерастворимые нафтеновые кислоты, содержащиеся в нефти, и эмульгаторы в том числе, превращаются в натриевые мыла при контакте с раствором щелочи. За счет этого происходит резкое снижение поверхностного натяжения, и создаются эмульсии типа нефть в воде. Это снижает скорость и глубину проникновения фильтрата в пласт, но создает проблемы при вызове притока.

Щелочной фильтрат способен изменять свойства коллектора за счет адсорбции продуктов реакции на поверхностях раздела. В частности, поступающая в гидрофобную среду, делает её гидрофильной. Г.А. Бабалян, в результате исследований по отмыву пленки нефти щелочной водой с поверхности минералов, пришел к выводу, что с поверхности полевого шпата и кварца нефть отмывается легче, чем с поверхности кальцита, а нефть, богатая асфальтенами, с поверхности кальцита практически не отмывается. При проникновении щелочного фильтрата в пласты, содержащие включения глины, происходит набухание глинистых минералов и закупорка части пор и трещин коллектора.

Таким образом, щелочной фильтрат оказывает отрицательное воздействие на призабойную зону пласта.

Влияние минерализации фильтрата на состояние призабойной зоны пласта.

Очень часто для вскрытия пластов применяют минерализованные буровые растворы. Состав растворов подбирают так, чтобы обеспечить

ингибирующее воздействие на глинистые минералы, содержащиеся в продуктивных отложениях и предупредить конденсацию солей внутри порового пространства. Ионы водорастворимых солей, адсорбируясь на поверхности порового пространства, формируют пограничный слой и тем самым изменяют гидравлический радиус фильтрующих каналов. Результативность этих процессов зависит от ионного состава водной фазы, а в конечном счете от структуры водных растворов электролитов в объёме и на поверхности проводящих каналов. В работе [21] некоторых исследователей приведены результаты исследований на УИПК - 1М, позволяющих оценить особенности взаимодействия минерализованных фильтратов с поверхностью проводящих каналов. В результате исследований было выяснено, что:

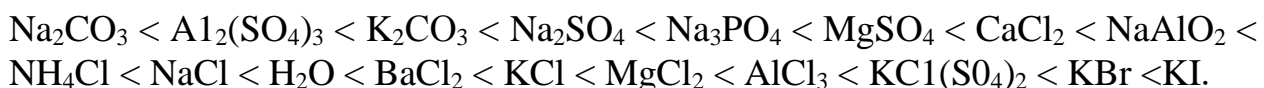
- проникающая способность электролитов ( $\text{NaCl}$ ,  $\text{KCl}$ ,  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{MgCl}_2$ ,  $\text{MgSO}_4$ ,  $\text{AlCl}_3$ ,  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) меньше проникающей способности воды;
- сила сцепления фильтрата с твердой поверхностью зависит от типа электролита.

По характеру влияния на процессы взаимодействия фильтратов с пористым пространством коллектора исследованные электролиты автор делит на три группы:

- Электролиты, снижающие фильтрационную характеристику относительно взаимодействия пресной водой;
- Электролиты, улучшающие фильтрационную характеристику;
- Электролиты, воздействие которых можно считать не существенным.

Электролиты, входящие в первую группу, состоят, в основном, из ионов с положительной гидратацией, которые упрочняют структуру поверхностных слоев воды. С ростом концентрации электролитов, это воздействие усиливается. Особенно ярко этот эффект выражен для таких электролитов, как  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ,  $\text{Na}_2\text{SO}_4$ ,  $\text{MgSO}_4$ , то есть электролитов, представленных ионами  $\text{CO}_3^{2-}$  и  $\text{SO}_4^{3-}$ . Показатель изменения энтропии при гидратации этих анионов положителен и имеет высокие значения, что означает их сильное структурирующее воздействие на воду. Суммарное действие ионов этих солей способствует эффективному развитию поверхностных слоев воды, что приводит к ухудшению фильтрующей способности поровых каналов и трещин. Выражается это в повышении относительного объёма неподвижной водной фазы и снижении коэффициента восстановления проницаемости. К этой же группе относится хлорид кальция. В этом случае упрочняющим действием обладает двухвалентный катион  $\text{Ca}^{2+}$ . Существенное повышение коэффициента восстановления проницаемости отмечено для электролитов с отрицательно гидратирующими ионами ( $\text{KCl}$ ,  $\text{KBr}$ ,  $\text{KI}$ ), разупрочняющими структуру воды. Присутствие таких ионов в поверхностных слоях воды способствует их разрыхлению. В связи с этим граничные слои воды здесь плохо сформированы и имеют незначительную толщину и прочность. Это способствует более полному вытеснению из проницаемого пространства водной фазы, что подтверждается низкими значениями остаточной водонасыщенности. На основании полученных количественных данных

исследованные автором электролиты по степени улучшения параметров фильтрации относительно воды располагаются в следующий ряд:



Наряду с положительным действием минерализованных буровых растворов, в некоторых случаях, могут происходить процессы, снижающие проницаемость призабойной зоны пласта; такие как кристаллизация и образование нерастворимых осадков. На некоторых месторождениях, например, Атовском, Марково (Иркутск), Огайо (США) отмечено отложение каменной соли в трещинах продуктивного пласта из-за высокой минерализации фильтрата и связанной пластовой воды. Образование нерастворимых осадков происходит в следующих случаях:

- при контакте фильтрата, содержащего ионы бария с пластовой водой, имеющей сульфаты, в пласте может образоваться сульфат бария;

- при взаимодействии щелочных фильтратов с высокоминерализованной пластовой водой, например, при взаимодействии фильтратов, обработанных гидроксидом натрия или карбонатом натрия с хлоркальциевой водой образуются осадки  $\text{CaCO}_3$  и  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ;

- при смешении щелочных фильтратов с хлормagneйевой водой в осадок выпадает аморфная масса гидрата оксида магния;

- водонерастворимые продукты реакции образуются при взаимодействии натриевых солей гуминовых или жирных кислот, а также свободных ионов  $\text{SO}_4$ , содержащихся в растворах с хлоридами кальция и магния окружающей среды;

- может иметь место высаливание полимерных реагентов, в частности ГКЖ-10 и 11 в высокоминерализованных средах.

Таким образом, минерализованные фильтраты оказывают, в основном, положительное воздействие при вскрытии продуктивных пластов, гидрофобизируя поверхность проводящих каналов.

Многие исследователи (Ф.И. Котяхов, М.А. Геймат, А.Б. Таубман) считают, что при проникновении фильтрата в пласт возможно образование устойчивых фильтрато-нефтяных эмульсий. При перемешивании воды и нефти возможно образование эмульсий двух видов: гидрофобной (вода в нефти) и гидрофильной (нефть в воде), но выживает и может существовать только гидрофобная эмульсия. Известно, что чем меньше поверхностное натяжение на границе нефть - вода, тем лучше будет диспергироваться вода в нефти. Низкое поверхностное натяжение зависит от наличия поверхностно-активных компонентов в нефти и фильтрате. Наиболее поверхностно-активными компонентами нефти являются нафтеновые кислоты, смолы и асфальтены. В щелочном фильтрате поверхностно-активными компонентами являются натриевые мыла, которые образуются в результате омыления жирных и нафтеновых кислот. Поэтому, если пласт содержит активную нефть, а проникающий фильтрат имеет щелочную характеристику, то

условия эмульсеобразования значительно облегчаются. Вторым условием образования эмульсии является наличие эмульгатора. К природным эмульгаторам, содержащимся в нефти относятся высокоуглеродистые вещества (нафтенновые кислоты, смолы, асфальтены, парафины, кремнийорганические соединения). Эти вещества, адсорбируясь на поверхности раздела нефть - фильтрат, создают пограничные слои с высокими механическими свойствами.

Кроме органических соединений эмульгаторами могут служить неорганические вещества, такие как глина, кварцевый песок и сажа, содержащиеся в буровом растворе. Эти твердые эмульгаторы называются «бронирующими». Поверхность такого эмульгатора имеет мозаичное строение с гидрофобными и гидрофильными участками. Частицы скапливаются на границе раздела фаз.

Наряду с образованием на границе нефть-фильтрат слоя частиц идёт процесс адсорбции асфальтено-смолистых веществ, переходящих при этом в гелеобразное состояние, что приводит к цементированию частиц в единый монолитный слой. Эмульсии, «бронированные» карбонатными частицами твердой фазы бурового раствора, гораздо более стабильны, чем эмульсии, бронированные глинистыми частицами. Это связано с большей гидрофобностью карбонатных частиц. В некоторых случаях, например, при вскрытии газовой скважины высокоминерализованным раствором, может происходить образование устойчивых гидрофильных эмульсий. Внешней фазой таких эмульсий, то есть пленкой глобул является высокоминерализованный фильтрат. Гидрофильный тип эмульсий связан с тем, что при высокой минерализации фильтрата на глинистых частицах адсорбируются молекулы соли, что увеличивает гидрофильные свойства глины. А с увеличением глинистых частиц на пленках глобул, устойчивость эмульсий повышается.

Нефтяные эмульсии, образующиеся в призабойной зоне, сильно затрудняют приток нефти к скважине. Они не только обладают высокой вязкостью, но часто бывают малотекучими, и в состоянии покоя могут быть больше похожи на упругий гель, чем на жидкость. Так как вязкость эмульсий во много раз выше вязкости чистой нефти, то образование эмульсий в призабойной зоне всегда будет значительно снижать проницаемость пористой среды и уменьшать производительность скважин.

Влияние фильтрата, содержащего синтетические поверхностно-активные вещества (ПАВ), на состояние призабойной зоны пласта.

В различных условиях действие синтетических ПАВ на призабойную зону пласта может быть, как положительным, так и отрицательным.

Добавки ПАВ к буровым растворам при вскрытии пластов могут предотвратить образование нефтяных эмульсий. Механизм действия ПАВ заключается в том, что их молекулы с большей поверхностной активностью и большей подвижностью адсорбируются на поверхности раздела фаз нефть-вода гораздо быстрее, чем высокомолекулярные смолы и асфальтены, образуя менее стойкие эмульсии, которые легко могут быть разрушены.

Если образование эмульсии уже произошло, то разрушить её можно также обработкой призабойной зоны пласта синтетическими ПАВ. В.А. Сидоровский приводит пример разрушения «бронированной» эмульсии раствором ОП-10, который уменьшает количество твердых частиц на пленках глобул, что приводит к уменьшению прочности эмульсии.

Если фильтрат раствора или пластовые воды содержат хлориды и сульфаты натрия, кальция, магния, соли железа или алюминия, то применение ПАВ, особенно анионоактивных, может быть недопустимо, так как многие ПАВ образуют малорастворимые осадки с солями кальция, магния, алюминия, железа, а в насыщенных растворах поваренной соли при взаимодействии с ПАВ могут даже выпадать коллоидные осадки, что приводит к значительному ухудшению проницаемости пород, слагающих призабойную зону пласта.

При вскрытии продуктивных пластов, содержащих малоактивную нефть, происходит частичный отмыв пленки нефти с поверхности минералов и её гидрофилизация. ПАВ, содержащиеся в фильтрате раствора, адсорбируются на поверхности минералов и гидрофобизируют её. Для этих целей чаще всего используют неионогенные ПАВ, такие как ОП-7, ОП-10, УФЭ<sub>8</sub>, УФЭ<sub>14</sub> и другие. Эти реагенты эффективно снижают поверхностное натяжение и не образуют нерастворимых осадков.

При вскрытии пластов с высокоактивной нефтью, содержащей большое количество нафтеновых кислот, смол и асфальтенов, поверхность минералов, особенно карбонатных, остается устойчиво гидрофобной. Поэтому, применение ПАВ в данном случае нежелательно, так как это может привести к частичной гидрофилизации поверхности.

Таким образом, обобщая все вышесказанное можно сделать вывод о том, что повышение качества вскрытия продуктивных пластов следует осуществлять двумя основными путями:

- выбором соответствующего типа бурового раствора для конкретного месторождения (пласта), обладающего определенными геолого-физическими свойствами породы-коллектора, слагающего пласт, и физико-химическими свойствами пластовых флюидов с обязательным учетом степени возможных изменений петрографических свойств породы после вскрытия и условий фильтрации нефти или газа через зону проникновения;

- выбором технологических режимов вскрытия, промывки скважины и проведения спускоподъемных операций, обеспечивающих минимальные размеры зоны проникновения компонентов бурового раствора в пласт.

Требования к технологии вскрытия сводятся к тому, чтобы режим вскрытия, промывка скважины и спускоподъемные операции выбирались с учетом обеспечения минимальной зоны проникновения фильтрата бурового раствора, не превышающей глубины перфорационных каналов.

Выбор бурового раствора для вскрытия осуществляется для каждого типа пород-коллекторов, отличающихся друг от друга основными признаками и условиями залегания. Для этой цели все известные в настоящее время

типы пород-коллекторов разделены на четыре классификационные категории, в каждой из которых сгруппированы породы-коллекторы, обладающие примерно одинаковой реакцией на технологические воздействия. В качестве критерия разделения пород-коллекторов на отдельные категории использованы геологические и технологические факторы, которые раскрывают условия проявления и возможность прогнозной оценки вида, интенсивности и масштаба развития процесса взаимодействия пород пласта с буровым раствором, а также последствий этого процесса.

## **2.5 Исследование влияния добавок на проницаемость пласта терригенного коллектора**

Чеславский в своей работе провел глубокие исследования в области влияния различных реагентов бурового раствора на проницаемость пласта. Его данные говорят о следующем.

Снижение глубины проникновения фильтрата в ПЗП не единственное условие качественного вскрытия пласта. Даже при незначительной глубине проникновения, буровой раствор способен создавать непроницаемый экран, который не всегда удастся разрушить при освоении скважины.

Исследования влияния компонентного состава биополимерного раствора на снижение проницаемости пласта проводилось на лабораторной установке "Тестер измерения проницаемости" производства OFITE (PPT - Permeability Plugging Tester).

Для решения этой задачи была разработана методика, позволяющая оценить влияние различных добавок на фильтрационные свойства раствора и их загрязняющую способность по степени восстановления проницаемости пористой среды после воздействия на нее буровым раствором. Данная методика состоит из следующих этапов:

- Вымачивание керамических дисков в сырой нефти;
- Определение исходной проницаемости дисков по фильтрации нефти;
- Фильтрация через пропитанный диск бурового раствора при температуре 40-50°C и перепаде давления ( $P \sim 3$  МПа) в течение 15 минут с фиксированием объема получаемого фильтрата;
- Определение "остаточной" проницаемости пористой среды после воздействия раствором по фильтрации нефти.

В проведенных испытаниях в качестве фильтрационной (пористой) среды использовались керамические фильтровальные диски  $400 \cdot 10^{-3}$  мкм, соответствующие данным терригенных коллекторов месторождений ТПНГП. Диски перед испытанием пропитывались сырой нефтью плотности 780-800 кг/м<sup>3</sup>.

Исследования проводились с системами буровых растворов, показавших наилучшие результаты при исследовании глубины проникновения фильтрата.



Результаты экспериментальных исследований по фильтрации раствора с различными добавками и определению "остаточной" проницаемости керамических дисков представлены на рисунках 8.1 и 8.2.

Название раствора	$\Phi_{30}$ , см <sup>3</sup>	$\Phi_{15}$ (по нефти), мл	Результаты замеров															$\Phi_{15}$ "остаточная" (по нефти), мл
			$\Phi_{15}$ (по раствору), мл															
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Базовый: Barazan (0,3%) + PAC R (0,2%) + PAC L (0,2%) + Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (0,5%)	6-7	300	4,4	6,5	7,2	7,9	8,9	9,8	10,8	11,3	11,7	12,0	12,3	12,4	12,6	12,7	12,7	168,0
Базовый + ПГ (2%) + KCl (3%) + CaCO <sub>3</sub> (2%)	5-6,5		3,0	4,5	5,2	6,6	7,1	7,9	8,5	9,1	9,4	9,5	9,6	9,7	9,7	9,7	9,8	210,0
Базовый + СБ (1,5%) + CaCO <sub>3</sub> (2%)	4-5,5		3,0	4,8	5,1	5,5	5,9	6,4	6,6	6,7	6,8	7,0	7,1	7,1	7,2	7,2	7,2	228,0
Базовый + ПГ (2%) + KCl (3%) + СБ (1,5%)	4,5-6		2,8	3,6	4,2	4,8	5,2	5,6	5,9	6,0	6,1	6,2	6,3	6,4	6,4	6,5	6,5	239,0
Базовый + ПГ (2%) + KCl (3%) + СБ (1,5%) + CaCO <sub>3</sub> (2%)	4-5		2,6	3,2	3,7	4,2	4,6	4,9	5,2	5,4	5,4	5,5	5,5	5,6	5,6	5,7	5,7	252,0
FLO-PRO	3-5		2,4	2,8	3,3	3,8	4,2	4,6	4,8	5,1	5,2	5,2	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	261,0
Versaclean	2-4	2,2	2,5	2,9	3,4	3,8	4,0	4,2	4,5	4,6	4,7	4,7	4,8	4,8	4,8	4,8	269,0	

Рисунок 8.1 - Кинетика фильтрации буровых растворов через керамический диск

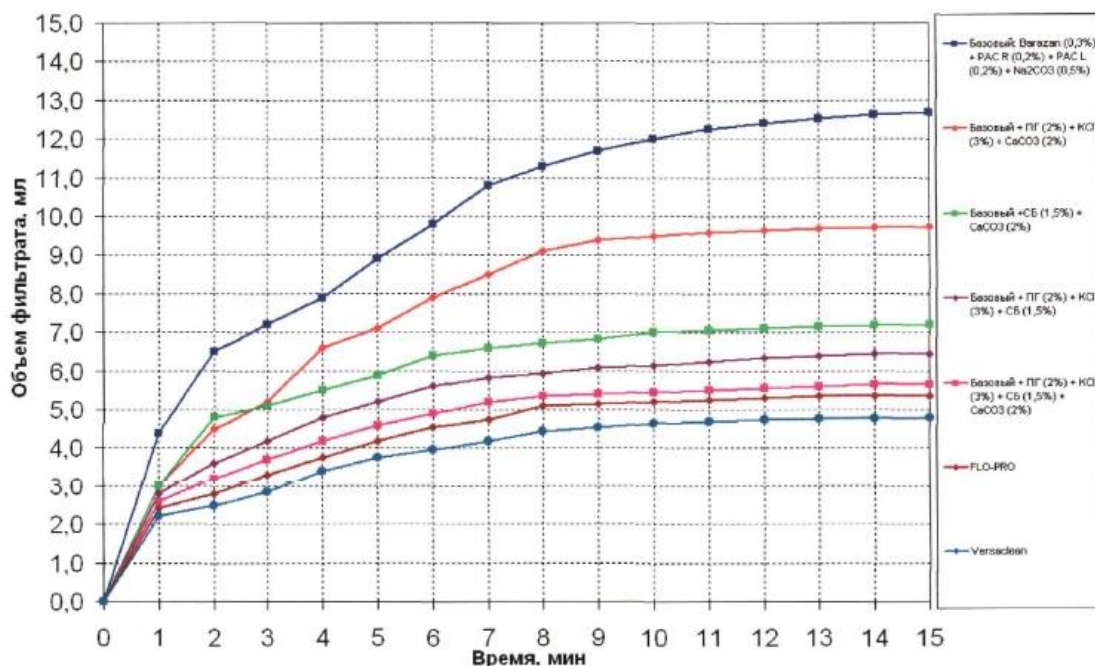


Рисунок 8.2 - Влияние компонентного состава бурового раствора на фильтрацию через керамический диск.

Четко прослеживается тенденция затухания фильтрационных процессов с 7-8 минут испытания, что позволяет сделать вывод о формировании за этот промежуток времени малопроницаемой корки на стенке скважины за счет сил гравитации.

Из рисунка 8.2 видно, что добавки оказывают различное влияние на фильтрацию бурового раствора, от незначительного снижения, как,

например, с полигликолем и хлоридом калия, до наиболее эффективного, в случае с применением сульфинированного битума, а также комбинирования сульфинированного битума и кислоторастворимого кольматанта.

Полученные результаты показывают, что для эффективного снижения интенсивности процессов фильтрации в призабойной зоне необходима комплексная обработка бурового раствора жидким и твердым гидрофобизатором совместно с кольматантом.

Результаты испытаний по определению "остаточной" проницаемости керамических дисков после воздействия раствора с кислоторастворимым кольматантом и различными добавками, а также системы "FLO-PRO" и "Versaclean" представлены на рисунке 8.3.

Как видно из рисунка 8.3, при добавлении сульфинированного битума к базовому биополимерному раствору с карбонатом кальция происходит значительное снижение фильтрации.

Растворы с добавлением сульфинированного битума (1,5 %) показали увеличение степени восстановления проницаемости относительно базового раствора. Раствор с добавлением полигликоля и хлорида калия также не оказали значительного влияния на снижение проницаемости керамического диска.

Чтобы проверить остаточные фильтрационно-емкостные свойства керамического диска после воздействия различных буровых растворов, через использованные диски была отфильтрована сырая нефть.

Полученные результаты показали эффективность применения гидрофобизирующих добавок, таких как полигликоль и сульфинированный битум. Кроме того, даже без кислотной обработки значительно сказывается на сохранении коллекторских свойств присутствие  $\text{CaCO}_3$ .

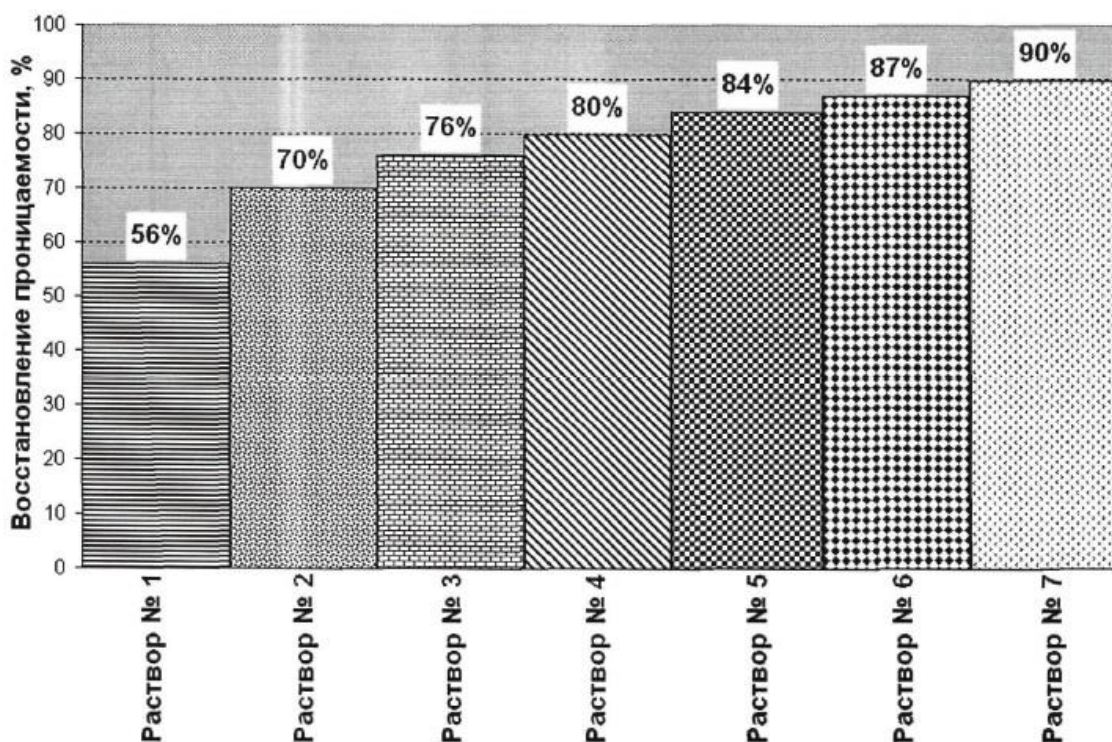


Рисунок 8.3 - Определение “остаточной” проницаемости по нефти: Раствор №1 – Базовый: Barazan (0,3 %) + PAC R (0,2 %) + PAC L (0,2 %) + Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (0,5 %); Раствор №2 Базовый + Полигликоль (2 %) + KCl (3 %) + CaCO<sub>3</sub> (2 %); Раствор №3 Базовый + сульфинированный битум (1,5 %) + CaCO<sub>3</sub> (2 %); Раствор №4 Базовый + Полигликоль (2 %) + KCl (3 %) + сульфинированный битум (1,5 %); Раствор №5 Базовый + Полигликоль (2 %) + KCl (3 %) + сульфинированный битум (1,5 %) + CaCO<sub>3</sub> (2 %); Раствор №6 “Flo-Pro”; Раствор №7 “Versaclean”.

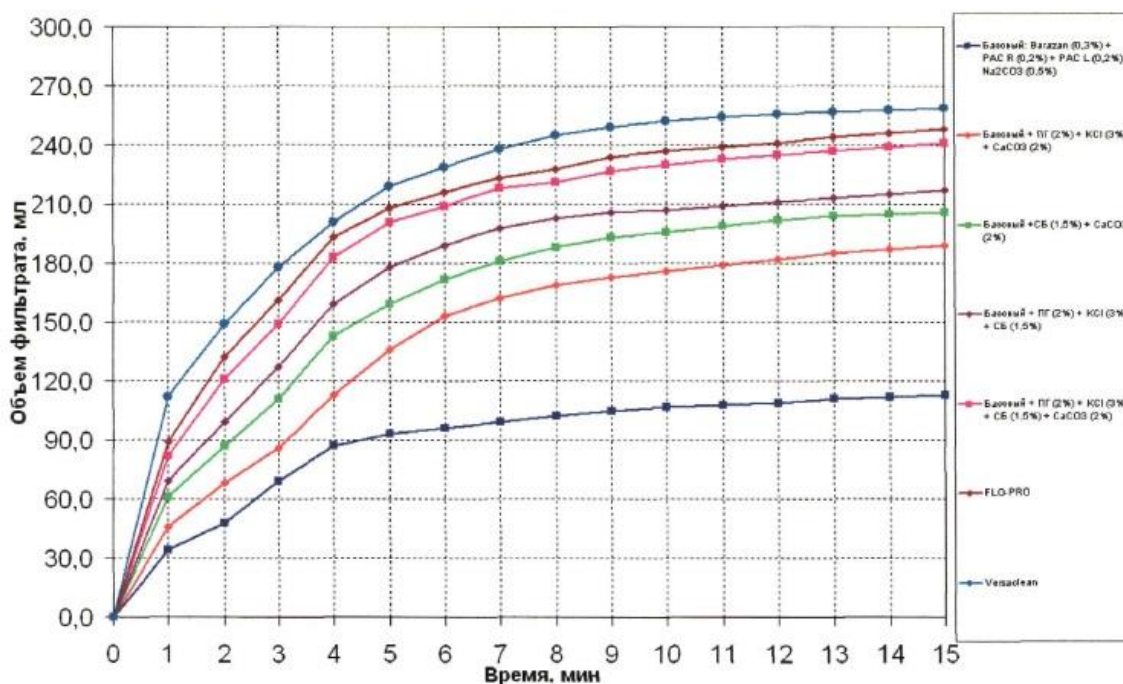


Рисунок 8.4 - Результаты повторной фильтрации нефти через керамический диск.

### 3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К БУРОВЫМ ПРОМЫВОЧНЫМ ЖИДКОСТЯМ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ТЕРРИГЕННОГО ТИПА

Технология буровых растворов включает в себя рекомендации по приготовлению буровых растворов и регулированию свойств при вскрытии терригенного коллектора.

#### 3.1 Составы буровых растворов с колюматизирующими добавками

В процессе вскрытия продуктивного пласта свойства раствора изменяются в значительных пределах, вследствие поступления и взаимодействия пластового флюида и воды с раствором, образуя при этом нерастворимые эмульсии, и тем самым происходит закупоривание порового пространства, что в дальнейшем может существенно ухудшить фильтрационно-емкостные свойства пласта. Для решения этой проблемы, в настоящее время, все чаще пользуется популярностью добавление в раствор кислоторастворимых добавок различной фракции, образуя колюматационный слой, который при испытании и освоении скважины легко удаляется соляно-

кислотной обработкой со временем реагирования до четырех часов. Однако, как показывает практика использования данных мероприятий, этого недостаточно и проблемы первичного вскрытия продуктивного пласта, в частности горизонтальной скважины, возникают и по сей день.

В результате исследований, представленных в предыдущих главах, для вскрытия продуктивного пласта горизонтальной скважиной можно рекомендовать биополимерные системы с кольматирующими добавками, представленными в рисунке 9.

База биополимерного раствора включает разветвленный биополимер (структурообразователь), полианионную целлюлозу с высокой молекулярной массой (понижитель водоотдачи, не увеличивающий вязкость бурового раствора, а также структурообразователь), и кальцинированная сода (снижение жесткости, повышение pH). При добавлении сульфинированного битума в раствор необходимо добавить разжижитель. Составы предлагаемых растворов представлены в рисунке 9.

Состав раствора, кг/м <sup>3</sup>	Основные технологические свойства			
	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	У.В., сек	Φ <sub>30</sub> , см <sup>3</sup>	СНС <sub>1/10</sub> , Па
1	2	3	4	5
1) Биополимер – 2-4; стабилизаторы – 2-3; кальцинированная сода – 4-5; полигликоль – до 15; сульфинированный битум – 10-15, разжижитель – 0,5-1.	1030 - 1300	30 - 60	4 - 6	20-50 / 50-80
2) Биополимер – 2-4; стабилизаторы – 2-3; кальцинированная сода – 4-5; мраморная крошка – до 200; сульфинированный битум – 10-15, разжижитель – 0,5-1.	1030 - 1300	30 - 60	4 - 6	20-50 / 50-80
3) Биополимер – 2-4; стабилизаторы – 2-3; кальцинированная сода – 4-5; мраморная крошка – до 100; сульфинированный битум – 10-15, полигликоль – 10, разжижитель – 0,5-1.	1030 - 1300	30 - 60	4 - 6	20-50 / 50-80
4) Биополимер – 2-4; стабилизаторы – 2-3; кальцинированная сода – 4-5; полигликоль – 15; сульфинированный битум – 10-15; хлористый калий – 30-50; мраморная крошка – до 100, разжижитель – 0,5-1.	1030 - 1300	30 - 60	4 - 6	20-50 / 50-80
5) Биополимер – 2-4; стабилизаторы – 2-3; кальцинированная сода – 4-5; полигликоль – 15; сульфинированный битум – 10-15; хлористый калий – 30-50, разжижитель – 0,5-1.	1030 - 1300	30 - 60	4 - 6	20-50 / 50-80

Рисунок 9 - Составы предлагаемых растворов

Примечания:

- стабилизаторы: PAC-L/R, Polypac R/UL и другие;
- биополимер: Duovis, Barazan и другие аналоги;
- разжижитель: Thinsmart и другие;
- сульфинированный битум: Soltex, Asphasol и другие.

### **3.2 Технология приготовления биополимерных буровых растворов с кольматирующими добавками**

Применение предлагаемых буровых растворов не требует значительного усложнения действующей циркуляционной системы. Однако для ускорения процесса и соблюдения необходимой дозировки специальных химических реагентов желательно оборудовать блок приготовления специальной дозирующей емкостью, снабженной перемещивателями любого вида. Буровой раствор имеет сбалансированный состав, позволяющий использовать не только обычные системы очистки, но и современные технологии безамбарного бурения с емкостями для временного хранения шлама, предполагающих четырех ступенчатую систему очистки промывочной жидкости от выбуренной породы.

Технология приготовления базовой биополимерной системы не отличается от технологии приготовления типичных биополимерных буровых растворов и заключается в следующем:

- первоначально с водой замешивается кальцинированная сода для снижения жесткости воды, затем в раствор добавляется биополимер из расхода 2-4 %, до получения структурированной жидкости, далее стабилизаторы до получения проектных свойств раствора. После из расчета плотности добавляется утяжелитель и кольматант - это может быть мраморная или карбонатная крошка или аналог. Ввод смазочных добавок может вызвать вспенивание раствора, в таком случае необходимо предусмотреть ввод пеногасителя, например Penta из расхода 0,1-0,2 %. Добавление хлористого калия в нужном количестве рассчитывается исходя из физико-химического состава коллектора, а так же исходя из ожидаемых осложнений. Ввод сульфинированного битума может вызвать загущение бурового раствора и роста гидравлических давлений, как в трубах, так и затрубье, поэтому необходимо предусмотреть ввод понизителей вязкости и фильтрации;

- перед вскрытием и непосредственно при вскрытии продуктивного пласта необходим постоянный контроль фильтрации бурового раствора в соответствии с регламентом;

- для создания кольматационного слоя в раствор может добавляться карбонатный утяжелитель нужной фракции (по результатам бурения предыдущих скважин, описания керна и по вещественному гранулометрическому составу коллектора можно подобрать нужную зернистость утяжелителя).

При составлении технологического регламента или дополнений к действующему регламенту количество вводимых реагентов, контроль параметров раствора, способ обработки бурового раствора кольматирующими добавками может быть уточнен в зависимости от конкретных горно-геологических условий, расположения ствола скважины, а также типа циркуляционной системы.

В качестве оборудования для приготовления, хранения, очистки и утилизации бурового раствора используются стандартные устройства, комплектующие с буровой установкой.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате исследований, представленных в предыдущих главах, для вскрытия продуктивного пласта горизонтальной скважиной можно рекомендовать биополимерные системы с кольматирующими добавками. Однако рецептура должна быть скорректирована с учетом конкретных горно-геологических условий, технологии бурения и типами используемого оборудования при бурении.

В процессе вскрытия продуктивного пласта свойства раствора изменяются в значительных пределах, вследствие поступления и взаимодействия пластового флюида и воды с раствором, образуя при этом нерастворимые эмульсии, и тем самым происходит закупоривание порового пространства, что в дальнейшем может существенно ухудшить фильтрационно-емкостные свойства пласта. Для решения этой проблемы, в настоящее время, все чаще пользуется популярностью добавление в раствор кислоторастворимых добавок различной фракции, образуя кольматационный слой, который при испытании и освоении скважины легко удаляется соляно-кислотной обработкой со временем реагирования до четырех часов. Однако, как показывает практика использования данных мероприятий не достаточно и проблемы первичного вскрытия продуктивного пласта, в частности горизонтальной скважины, возникают и по сей день.

Цель дальнейших исследований магистерской работы – выведение рецептуры бурового раствора в лабораторных условиях.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Недоливко, Н. М. Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов [Электронный ресурс]: учеб. пособие / А. В. Ежова, Томский политехн. ун-т, Н. М. Недоливко. — Томск: Изд-во ТПУ, 2012 — ISBN 978-5-4387-0043-2 часть 3. с.3-28.
2. Чеславский, Ярослав Владимирович. Совершенствование технологии вскрытия терригенных коллекторов горизонтальными скважинами с применением биополимерных буровых растворов: диссертация кандидата технических наук: 25.00.15 / Чеславский Ярослав Владимирович; [Место защиты: Ухтин. гос. техн. ун-т]. - Ухта, 2012. - 125 с.: ил. РГБ ОД, 61 13-5/738
3. Лушпеева, О.А. Выбор бурового раствора для резки бокового ствола [Текст] О.А. Лушпеева, А.А. Балугев, И.К. Даниченко, Д.Г. Антониади, А.Т. Кошелев, Г.Г. Гилаев // Бурение и нефть, №8, 2002. - с.46- 48.
4. Michael J. Tangedahl Horizontal flow drilling requires focus on well control [Text] // Oil and Gas Journal Jun. 13, Vol. 92, No. 24, 1994, p. p. 119 - 123.
5. Официальный сайт фирмы «M-I Swaco»: <http://www.slb.com/services/miswaco.aspx>.
6. Лушпеева, О.А. О природе синергетического эффекта в полимерглинистых буровых растворах [Текст] / О.А. Лушпеева, В.Н. Кошелев, Л.П. Вахрушев, Е.В. Беленкр // Нефтяное хозяйство, №3, 2001. - С. 28- 30.
7. Официальный сайт фирмы «Halliburton»: <http://www.halliburton.com/>.
8. Официальный сайт фирмы ОАО «НПО «Бурение»: <http://www.nproburenie.ru/>.
9. Касперский, Б.В. Исследование закупоривающей способности утяжеленных буровых растворов на целевых моделях [Текст] / Б.В. Касперский, Б.Д. Панов // Бурение, 1971, - № 5. с. 10-12.
10. Абдулин, Ф.С. Повышение производительности скважин [Текст]. - М.: Недра, 1975.- 264 с.
11. Алекперов, В.Т. О кольматации проницаемых отложений при бурении скважин [Текст] / В.Т. Алекперов, В.А. Никишин // ВНИИОЭНГ, сер. : «Бурение», 1972, № 2.- с.36-38.
12. Иванников, В.И. Разработка и опыт применения полимер-бентонитовых буровых растворов с малым содержанием твердой фазы [Текст] // СНТ: «Физ.-хим. механика промысловых и тампонажных дисперсий».- Киев.: 1979.- с. 129-133.
13. Выжигин Н.В. Влияние условий вскрытия пластов и заканчивания скважин на их продуктивность [Текст] // Сб.: «Совершенствование процессов бурения скважин и нефтеотдачи». - Куйбышев: КПТИ, 1984.- с. 87-88.



14. Скальская, У.Л. Стабилизация неглинистых растворов и перспективы их применения [Текст] / У.Л. Скальская, Ю.М. Кравчук // Сб.: «Промывочные жидкости в бурении». - М.: ВНИИОЭНГ, 1966. - с. 23-28.
15. Скальская, У.Л. Влияние твердой фазы промывочной жидкости на снижение проницаемости низкопроницаемых коллекторов [Текст] / У.Л. Скальская, Т.М. Бондарчук // М.: ВНИИОЭНГ, сер. «Бурение», 1970,- с. 1920.
16. Крысин, Н.И. Бурение скважин с промывкой безглинистыми буровыми растворами [Текст] / Н.И. Крысин, Ю.М. Сухих, В.Г. Татауров // Нефтяное хозяйство, 1989. № 1. - с. 6-10.
17. Казанский, В.В. Влияние соленасы-щелочного раствора КМЦ на качество вскрытия продуктивных пластов [Текст] / В.В. Казанский, О.А. Брагина, В.П., В.П. Низовцев // Нефтяное хозяйство, 1988. № 1.-с. 8-9.
18. Михайлов, Н.Н. Изменение физических свойств горных пород в около-скважинных зонах [Текст]- М.: Недра, 1987. - 268 с.
19. Демьяненко, Н.А. Причины осложнений при вскрытии высокопроницаемых продуктивных пластов с направленной кольматацией околоствольной зоны [Текст] / Н.А. Демьяненко, Ю.А. Бутов, А.И. Сериванова // Нефтяное хозяйство, 1992, №6. -с. 14-16.
20. Ангелопуло, О.К. Буровые растворы для осложненных условий [Текст] / О.К. Ангелопуло, В.М. Подгорнов, В.Э. Аваков - М.: Недра, 1988. - 116 с.
21. Городнов, В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении [Текст] - М.: Недра, 1984. - 242 с.
22. Маковой, Н. Гидравлика бурения [Текст]. Пер. С рум. - М.: Недра, 1986. -536 С.
23. Мамаджанов, У.Д. Динамическая характеристика промывочных растворов и осложнения в бурении [Текст]. М., Недра, 1972.
24. Грей Дж., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов [Текст]: Пер. с англ.- М.:Недра, 1985.- 560 с.
25. Юн Шу. Новые промывочные жидкости для восстановления коллекторских свойств пластов [Текст] / Шу Юн, Ян. Джиниан // Oil and Gas journal №8, 2008. - с. 61-66.
26. Пеньков, А.И. Основные факторы, влияющие на изменение нефтепроницаемости коллекторов под действием буровых растворов [Текст] / А.И. Пеньков, В.Н. Кошелев // Вопросы промывки скважин с горизонтальными участками ствола (сборник научных трудов). ОАО НПО «Бурение», Краснодар. - 1998 с. 102-113.
27. Чеславский, Я.В. Анализ современного состояния технологии промывки горизонтальных скважин [Текст] / Я.В. Чеславский // Материалы XI международной молодежной конференции «Севергеоэкотех - 2010» (17-19 марта 2010 г., Ухта): в 5 ч.; ч. 4. - Ухта: УГТУ, 2010. - с. 102-104.
28. Чеславский, Я.В. Особенности фильтрационных процессов в горизонтальной скважине [Текст] / Я.В. Чеславский // Материалы XII международной молодежной конференции «Севергеоэкотех - 2011» (16-18 марта 2011 г., Ухта): в 5 ч.; ч. 2. - Ухта: УГТУ, 2011. - с. 57-62.

29. Чеславский, Я.В. Исследование влияния химических реагентов на фильтрационные процессы в горизонтальной скважине [Текст] / Я. В. Чеславский, Н.Г. Деминская, // Научные исследования и инновации: Материалы IV Всероссийской конференции «Нефтегазовое и горное дело», г. Пермь, ПНИПУ, 16-18 ноября 2011 г., том 5, № 4-ПТУ, г. Пермь-2011. с. 18-21.
30. Чеславский, Я.В. Исследование влияния компонентного состава биополимерного раствора на сохранение проницаемости терригенного коллектора [Текст] / Я.В. Чеславский // НТЖ «Инженер-нефтяник». № 4, 2012 г., с. 37-38.
31. Чеславский, Я.В. Исследование закономерностей проникновения фильтрата бурового раствора в призабойную зону пласта горизонтальной скважины [Текст] / Я.В. Чеславский, Н.Г. Деминская // НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». № 9, 2012 г., с. 36-40.
32. Дуркин, В.В. Разработка технологии буровых растворов и промывки наклонно направленных скважин в осложненных условиях [Текст]: диссертация канд. техн. наук: 25.00.15: защищена 27.02.2004 / Дуркин Василий Вячеславович. - Ухта: УГТУ, 2004. - 161 с.
33. Маковой, Н. Гидравлика бурения [Текст]. Пер. С рум. - М.: Недра, 1986.-536 С.
34. Hanson P.M. Investigation of barite sag in weighted drilling fluids in highly deviated wells [Text] / P.M. Hanson, T.K. Trigg, G. Rachal, M. Zamora // 65 th Annual Techn. Conf. 23-26 Sept. 1990. New Orleans, 1990. SPE 20423. p.p. 223- 230.
35. Jefferson D.T. New procedure helps monitor sag in the field [Text]// Energy Sources Techn. Conf. 20-24 Jan. 1991. ASME. - 91- PET- 3.
36. ВРД 39- 1.8-045-2001 Методика по выбору реологических свойств буровых растворов и технологии очистки горизонтальных скважин. М.: ОАО «Газпром» - 000 «ВНИИГАЗ», 2001. - 17 с.
37. Martin M. Transport des deblais en puits inclines [Text] // Revue de L'Institut Francais du Petrole. 1989. V. 44. №4. P. 443-460.
38. Zamora M. Rules of Thumb to improve high- angle hole cleaning [Text] / M. Zamora, P. Hanson // Petroleum Engineer International, January, 1991, p.p. 4449.
39. Леонов, Е.Г. Гидроаэромеханика в бурении [Текст] / Е.Г. Леонов, В.И. Исаев Учебник для вузов. - М.; Недра, 1987.- 304 е.: ил.
40. Ширяев, Г.С. Использование реологической модели бурового раствора для контроля давления в скважине [Текст] / Г.С. Ширяев, Г.Б. Проводников, О.А. Лушпеева // Нефтяное хозяйство. - 2001, № 9.- с. 44- 47.
41. РД 0159000- 171- 95. Технологический регламент по химической обработке промывочной жидкости при строительстве скважин с горизонтальным окончанием на месторождениях Крайнего Севера. Тюмень.: ТюменНИПИгипрогаз, 1995.- 180 с.