

На правах рукописи



ЧЕСЛАВСКИЙ ЯРОСЛАВ ВЛАДИМИРОВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВСКРЫТИЯ ТЕРРИГЕННЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ С
ПРИМЕНЕНИЕМ БИОПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Ухта – 2012

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Ухтинский государственный технический университет»

Научный руководитель - кандидат технических наук, ведущий инженер отдела проектирования строительства и реконструкции скважин филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть» в г. Ухте **Деминская Наталия Григорьевна**

Официальные оппоненты:

Близнюков Владимир Юрьевич - доктор технических наук, главный эксперт Экспертно-аналитической группы ОАО «НК «Роснефть», старший научный сотрудник

Лахтионов Сергей Владимирович - кандидат технических наук, ведущий инженер по бурению ЗАО «ЭкоАрктика»

Ведущая организация: ФГБОУ ВПО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Защита состоится «12» декабря 2012 года в 10-00 на заседании диссертационного совета Д 212.291.01 при ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет» по адресу: 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВПО «Ухтинского государственного технического университета».

Автореферат разослан 9 ноября 2012 года.

Ученый секретарь диссертационного совета,
кандидат технических наук, профессор



Н.М. Уляшева

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы

В настоящее время значительное место в эксплуатационном бурении занимают скважины с горизонтальным окончанием, что связано как с реконструкцией старого фонда скважин, так и бурением на континентальных шельфах. При этом, основным доводом использования скважин сложного профиля является увеличение дебита скважины за счет значительного возрастания площади дренирования в продуктивном пласте.

Конечный коэффициент извлечения нефти определяется как геологическими факторами, так и применяемыми технологиями вскрытия пласта. 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 всегда обеспечивают сохранение коллекторских свойств и не создают условия для обеспечения ожидаемой производительности скважин.

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.

Цель работы

Совершенствование технологии вскрытия терригенных коллекторов горизонтальными скважинами за счет оптимизации состава безглинистого биополимерного бурового раствора.

Основные задачи исследований

1) Анализ современного состояния технологии буровых растворов для бурения горизонтальных скважин и первичного вскрытия продуктивных пластов.

2) Выявление особенностей фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов на месторождениях ТПНГП на основе анализа промыслового материала.

3) Экспериментальные исследования влияния компонентного состава буровых растворов на изменение фильтрационных свойств пласта.

4) Разработка рекомендаций к составам буровых растворов для повышения качества вскрытия продуктивных пластов, представленных терригенными коллекторами.

Научная новизна

1. Установлено, что при вскрытии терригенных коллекторов скважинами с горизонтальным окончанием граница фильтрационного загрязнения преимущественно направлена к кровле продуктивного пласта.

2. Предложен коэффициент “остаточной” проницаемости, который позволяет оптимизировать состав бурового раствора для конкретных горно-геологических условий, определяемый по формуле $k_0 = q_2 / q_1$, где q_1 - начальный объем отфильтрованной нефти через образец, q_2 - объем отфильтрованной нефти через образец, после воздействия на него буровым раствором.

3. Определено, что использование сульфинированного битума при вскрытии терригенного коллектора позволяет снизить глубину проникновения фильтрата в 1,8-1,9 раз и увеличить коэффициент “остаточной” проницаемости пласта на 50 % по отношению к базовому биополимерному буровому раствору.

Основные защищаемые положения

1. Независимо от состава терригенных коллекторов, граница зоны проникновения фильтрата преимущественно распространена по направлению к кровле продуктивного пласта, что отличается от общепринятых представлений.

2. Использование сульфинированного битума в биополимерных буровых растворах при вскрытии терригенных отложений позволяет сохранить коллекторские свойства продуктивного пласта, что сопоставимо с результатами использования растворов на углеводородной основе (РУО).

3. Коэффициент “остаточной” проницаемости может использоваться в качестве критерия экспресс-метода оценки степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП) терригенного коллектора.

Практическая значимость

1. Разработанные рекомендации по оптимизации состава биополимерного

безглинистого раствора, позволяют снизить загрязнение продуктивного пласта и тем самым увеличить дебит скважины, что подтверждено промысловыми испытаниями на Лузском и Кабантывисовском нефтяных месторождениях.

2. Методика исследования фильтрационных процессов с использованием «Установки для исследований фильтрационных процессов в ПЗП горизонтальной скважине» (патент РФ № 119800 приоритет от 05.04. 2012 г.), позволит оптимизировать компонентный состава бурового раствора для вскрытия пласта с учетом петрофизических и фильтрационно-емкостных особенностей терригенного коллектора.

3. Экспресс-метод оценки степени загрязнения ПЗП терригенного коллектора с использованием коэффициента “остаточной” проницаемости, позволяет проводить предварительную оценку влияния буровых растворов на коллекторские свойства пласта.

4. Установка для исследования фильтрационных процессов и экспресс-метод могут использоваться в учебном процессе при подготовке магистров по направлению 131000 «Нефтегазовое дело».

Реализация результатов работы

Результаты работы использованы при составлении технологических регламентов буровых растворов при бурении скважин на Лузском и Кабантывисовском нефтяных месторождениях.

Результаты исследований нашли свое применение при разработке рабочих проектов на строительство скважин с горизонтальным окончанием ООО «Ухтинская комплексная методическая экспедиция».

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на следующих конференциях:

- XI международная молодежная научная конференция «Севергеоэкотех-2010», г. Ухта, 2010 г.;
- XII международная молодежная научная конференция "Севергеоэкотех-2011», г. Ухта, 2011 г.;
- научно-техническая конференция преподавателей и сотрудников УГТУ, г. Ухта, 2011 г.;
- межрегиональная научно-практическая конференция «Республика Коми:

вчера, сегодня, завтра. Перспективы развития в XXI веке», г. Усинск, 2011 г.;

- всероссийская научная конференция «Нефтегазовое и горное дело», г. Пермь, 2011 г.;

- XIII международная молодежная научная конференция "Севергеоэкотех-2012», г. Ухта, 2012 г.;

- научно-техническая конференция преподавателей и сотрудников УГТУ, г. Ухта, 2012 г.

Публикации

Результаты исследований опубликованы в 12 печатных работах, включая 3 работы в изданиях, вошедших в Перечень ВАК, и 1 Патент РФ.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, 5 глав, заключения, списка литературы из 116 наименования и 3 приложений, содержит 125 страниц текста, включая 24 рисунка и 10 таблиц.

Благодарности

Автор выражает благодарность научному руководителю: кандидату технических наук Деминской Наталии Григорьевне за постановку задач исследований, постоянный контроль и неоценимую помощь в подготовке работы.

Автор благодарен коллективу кафедры бурения скважин Ухтинского государственного технического университета и лично заведующему кафедры к.т.н., доценту Юрию Леонидовичу Логачеву, к.т.н., профессору Надежде Михайловне Уляшевой, к.т.н. Михаилу Александровичу Михееву, а так же д.г-м.н, профессору Пармузиной Любови Васильевне за консультации и ценные советы.

Автор признателен ректору Ухтинского государственного технического университета, профессору, доктору технических наук Николаю Денисовичу Цхадая за создание оптимальных условий для подготовки работы.

Автор считает своим долгом поблагодарить сотрудников ООО «Ухтинская комплексная методическая экспедиция» и лично Аберкона Виктора Петровича за консультации и оказанную поддержку при выполнении работы.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении изложена актуальность диссертационной работы.

В первой главе рассмотрено современное состояние технологии промывки горизонтальных скважин, в частности, проанализированы вопросы промывки и выноса шлама, выполнен обзор современных систем буровых растворов, используемых в настоящее время при заканчивании скважин с горизонтальным окончанием и анализ эффективности применения различных буровых растворов при бурении горизонтальных скважин на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Среди работ, выполненных в этом направлении, следует отметить исследования: Т.О. Акбулатова, О.К. Ангелопуло, А.И. Булатова, С.В. Васильченко, Г.Г. Габузова, М.П. Гулизаде, Л.И. Допилко, Б.И. Есьмана, М. Замора, В.И. Исаева, В.В. Крецула, В.Н. Кошелева, В.И. Крылова, Н.И. Крысина, Е.Г. Леонова, А.Г. Потапова, А.И. Пенькова, С.А. Рябоконь, Р.И. Шищенко и др.

В настоящее время для промывки горизонтальных скважин наибольшее распространение получили следующие виды буровых растворов: безглинистые (Flo-Pro, Baradrill-N и др.), малоглинистые (полимеркалиевые) и растворы на синтетической нефтяной основе (Versaclean, Enviromul, MegaDrill и др.). 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 таких растворах является биополимер – природный, либо полученный за счет бактериального воздействия, продукт. Отмечено, что в биополимерных растворах на порядок снижена фильтрация по сравнению с полимерглинистыми растворами, где в роли органических стабилизаторов чаще всего выступают акриловые полимеры и, естественно, присутствуют бентонитовые глинопорошки. Но, как показывает опыт, в том числе и зарубежный, 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.

Буровые растворы на основе биополимеров и полиалкиленгликолей обладают ярко выраженными псевдопластичными свойствами. Они имеют свойство резко изменять свою эффективную вязкость: от минимальной на выходе из насадок, равной фактически вязкости воды, до необходимой для удержания выбуренной породы в потоке бурового раствора, движущегося по затрубному пространству.

По данным бурения наклонных и горизонтальных скважин широкое применение получили полимерные растворы на основе полисахаридов (биополимеров и производных крахмала) с высоким ингибирующим действием, а также с коагулирующей водо- и кислоторастворимой твердой фазой, что обусловлено их способностью к биологической деструкции.

Проведенный анализ показывает, что наибольшее распространение на месторождениях ТПНПП получили биополимерные системы буровых растворов (FLO-PRO, полимер-калиевый). Причем, несмотря на отсутствие в составе бентонита и кислоторастворимого коагулянта, не всегда качество вскрытия оправдывает ожидания.

Во второй главе рассмотрены особенности формирования призабойной зоны продуктивного пласта и влияния компонентного состава бурового раствора на проницаемость ПЗП.

Вопросы изучения фильтрационных процессов в призабойной зоне пласта представлены в работах Алекперова В.Г., Аметова И.М., Ангелопуло О.К., Асфандиярова Р.Т., Ахмадеева Р.Г., Бондаренко В.В., Гайворонского И.Н., Гасумова Р.А., Диярова Д.О., Иванова В.А., Касперского Б.В., Крецула В.В., Крылова В.И., Конькова В.Н., Кошелева В.Н., Миржадзанзаде А.Х., Михайлова Н.Н., Паникаровского В.В., Пенькова А.И., Прокаева А.С., Подгорного В.М., Романова В.К., Рябоконт С.А., Хранова В.Т., Янтурина А.Ш., а также в работах зарубежных авторов, таких как Augustine B.G, Burnett D.B., Hodge R.M., Thomas V., Sharma M.M. и др. Многолетние исследования по этому вопросу не дают полного представления об этих процессах, так как ограничены использованием только теоретических исследований.

При проникновении фильтрата в пласт происходят физико-химические процессы, значительно ухудшающие проницаемость призабойной зоны пласта

и нарушающие продуктивность пластов за счет: коагуляции поровых каналов частицами твердой фазы; набухания и коагуляции частиц глинистой составляющей пород коллектора; образования стойких неподвижных водонефтяных эмульсий; создания адсорбционной пленки фильтрата на гидрофильной поверхности пор; капиллярной пропитки мелких пор фильтратом; химического взаимодействия фильтрата и пластового флюида, приводящего к выпадению твердого осадка солей.

В последние годы сформировалось достаточно устойчивое представление о строении ПЗП, представленное на рисунке 1.

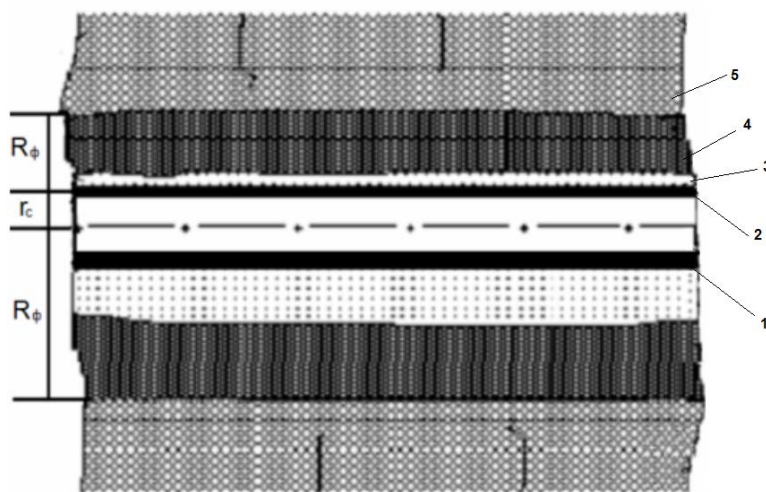


Рисунок 1 – Схема призабойной зоны после вскрытия продуктивного пласта бурением: 1 - стенка ствола скважины; 2 - глинистая корка; 3 - зона коагуляции; 4 - зона проникновения фильтрата бурового раствора; 5 - нетронутый массив горной породы; R_{ϕ} - радиус проникновения фильтрата бурового раствора; r_c - радиус скважины.

Изменение структуры фильтрующего пространства характеризуется увеличением количества мелких каналов и пор за счет заполнения части крупных пор твердой фазой бурового раствора. Это проникновение зависит от адгезионной активности твердой фазы и соотношения размеров частиц твердой фазы бурового раствора и размеров каналов и пор в приствольных участках ПЗП.

Многими исследователями установлено, что наибольшее загрязняющее воздействие на призабойную зону пласта оказывает тонкодисперсная глинистая составляющая твердой фазы. 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 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.

Как правило, для вскрытия продуктивных пластов используют растворы, имеющие щелочную характеристику. Щелочной фильтрат способен изменять свойства коллектора за счет адсорбции продуктов реакции на поверхностях раздела. В частности, поступая в гидрофобную среду, делает её гидрофильной.

Очень часто для вскрытия пластов применяют минерализованные буровые растворы. 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. Существенное повышение коэффициента восстановления проницаемости отмечено для электролитов с отрицательно гидратирующими ионами (KCl, KBr), 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.

Кроме того, при проникновении фильтрата в пласт возможно образование устойчивых фильтрато-нефтяных эмульсий. 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. 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.

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.

Степень загрязнения призабойной зоны пласта при первичном вскрытии

во многом зависит и от петрофизических свойств коллектора и особенностей его флюидонасыщения.

В рамках данной работы для определения характерных особенностей терригенных коллекторов проведен анализ петрофизических свойств терригенных пород-коллекторов на примере месторождений Колвинского мегавала (Возейское), Печоро-Колвинского авлакогена (Кыртаельское, Ошское, Чедтыйское) и Ижма-Печорской синеклизы (Лузское) охватывающий стратиграфический диапазон среднедевонского, верхнедевонского и верхнепремского возрастов. Основные особенности терригенных коллекторов на месторождениях ТПНГП представлены в таблице 1.

Обобщая материал, можно отметить общие особенности, характерные для терригенных коллекторов месторождений ТПНГП:

1) Средняя проницаемость колеблется в пределах от $149,9 \cdot 10^{-3}$ до $2115,1 \cdot 10^{-3}$ мкм²; 2) Средняя пористость колеблется от 12,6 до 21,1 %; 3) Содержание глинистого материала в породах-коллекторах варьируется в пределах от 5 до 10 %. 4) Преобладающим материалом является зерна кварца размером 0,1 – 0,5 мм (в среднем до 75 %).

Эти результаты учтены при проведении дальнейших исследований, в частности при выборе состава и петрофизических характеристик пласта.

В третьей главе рассмотрены основные устройства и методики исследований фильтрационных процессов в ПЗП. Анализ методов и устройств для оценки фильтрационных процессов в горизонтальной скважине показал, что существующие устройства предназначены для моделирования фильтрационных процессов в вертикальных скважинах.

В связи с этим, для наглядной оценки и изучения компонентного состава бурового раствора на процессы фильтрации в ПЗП горизонтальной скважины на кафедре бурения Ухтинского государственного технического университета, в рамках выполнения диссертационной работы, была разработана полезная модель «Установка для оценки и изучения влияния различных реагентов на процесс проникновения фильтрата бурового раствора в пласт горизонтальной скважины». Установка позволяет оценить интенсивность и глубину фильтрационных процессов в призабойной зоне пласта в различных направлениях ствола горизонтальной скважины. Схема установки представлена на рисунке 2.

Таблица 1 – Характерные особенности терригенных коллекторов на месторождениях ТПНГП

НГО	Месторождение	Возраст	Литологическая характеристика пород-коллекторов	Гранулометрический состав	Средние показатели		Ожидаемый дебит / фактический дебит, м ³ /сут
					пористость, %	проницаемость, мкм ²	
1	2	3	4	5	6	7	8
ПЕЧОРО-КОЛВИНСКАЯ	Возейское	D _{2zv}	Песчаники светло- и темно-серые до бурых от нефтенасыщения, мелко-грубозернистые с преобладанием мелко- и среднезернистых разностей, кварцевые, средней крепости, иногда рыхлые.	Зерна кварца размером 0,1-2 мм (70 %), глинистый материал от 0 до 30 %	13,6	190*10 ⁻³	7,4 / от 5,5 до 22
	Кыртаельское	D _{2ef}	Песчаники, переходящие в алевриты. Песчаники серые, темно-серые, коричневато-серые, мономинеральные, кварцевые, неравномерно пористые, нефтенасыщенные.	Зерна кварца (90-95 %) размером 0,5-1 мм, каолинит до 5 %.	15,6	436,3*10 ⁻³	от 56 до 103 / до 90
	Ошское	D _{2zv}	Песчаники коричневато-серые, мономинеральные и кварцевые, реже олигомиктовые, разнозернистые, мелкозернистые, мелко-среднезернистые и среднезернистые, с прослоями гравелитов.	Зерна кварца (75-85 %) размером от 0,1 до 0,5 мм, глинистый материал 10 %, карбонатность от 0 до 5 %.	17,7	1439*10 ⁻³	132,7 / до 51
	Чедтыйское	P _{2u}	Песчаники серые, зеленовато-серые, темно-коричневые за счет нефтенасыщения, полимиктовые, мелко-среднезернистые и крупно-грубозернистые, с включениями битума.	Зерна кварца размером 0,1-0,5 мм (45 %); обломки пород размером 0,5-2 мм (45 %); глинистый материал от 0 до 10 %.	21,1	2115,1*10 ⁻³	от 5 до 10 / от 5 до 19,88
ИЖМА-ПЕЧОРСКАЯ	Лузское	D _{3dзr}	Песчаники светло-серые, тонко-мелкозернистые, в разной степени алевритистые и глинистые, участками пористые.	Зерна кварца (более 95 %) размерами зерен от 0,01 до 0,25 мм, глинистый материал 5 %.	16,1	310,8*10 ⁻³	10 / данные отсутствуют

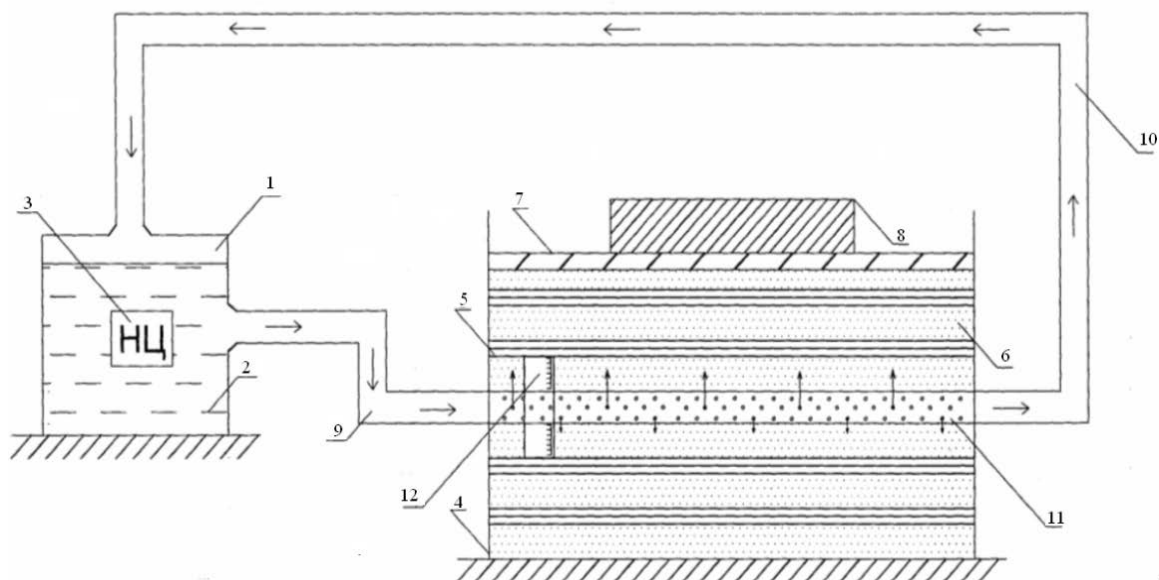


Рисунок 2 – Установка для исследований фильтрационных процессов в призабойной зоне пласта горизонтальной скважины: 1 - емкость для хранения испытуемой жидкости, 2 - испытуемая жидкость, 3 - насос центробежный (НЦ), 4 - вмещающий короб, 5 и 6 - глинисто-песчаная смесь, 7 - крышка, 8 - груз, 9 - линия отвода жидкости, 10 - линия подачи жидкости, 11 - перфорированная прозрачная трубка, 12 - измерительная шкала.

Установка работает следующим образом: испытуемая жидкость заливается в емкость для хранения 1. При помощи центробежного насоса (НЦ) 3, жидкость 2 поступает на линию подачи 9, которая соединяется с перфорированной прозрачной трубкой 11. Перфорированная прозрачная трубка 11 располагается чуть ниже середины короба, а сверху и снизу засыпается предполагаемая горная порода. Для имитации вмещающего пласта можно использовать просеянный сухой песок, а так же песочно-глинистую смесь 5 и 6. Песок или песочно-глинистая смесь 5 и 6 засыпались в прозрачный короб 4. Сверху короб герметично закрывается крышкой 7 и на крышку устанавливается груз 8. Часть испытуемой жидкости отфильтровывается в породу, остальная часть попадает в линию отвода 10 и далее в емкость для хранения 1.

Широкие боковые стенки ящика сделаны из стекла, что позволяет визуально оценить процесс фильтрации.

Время проведения опыта определяется окончанием роста зоны проникновения фильтрата бурового раствора в породу. По окончании времени измеряется (при помощи измерительной шкалы 12), расстояние, на которое произошло проникновение фильтрата бурового раствора – вверх и вниз.

Для определения влияния компонентного состава бурового раствора на сохранение проницаемости терригенного коллектора, исследования проводились на установке «Тестер измерения проницаемости» производства OFITE.

Кроме стандартных параметров буровых растворов, так же оценивался коэффициент адгезии фильтрационных корок (K_a) на приборе ПТ-2.

Четвертая глава посвящена экспериментальным исследованиям влияния компонентного состава на фильтрационные свойства терригенного коллектора.

Исследования проводились с использованием приборов и методик, представленных в третьей главе.

В качестве основы был выбран биополимерный безглинистый буровой раствор. Это объясняется следующими причинами:

1. отсутствие глинистой фазы в буровом растворе благоприятно сказывается на вскрытии продуктивных пластов и скорости бурения;
2. способность раствора к биологическому разложению;
3. оптимизации состава под сложные горно-геологические условия.

В качестве насыпных моделей пласта использовался песок и песчано-глинистая смесь (в соотношении 9:1) с характеристиками, обеспечивающими основные петрофизические и фильтрационно-емкостные свойства терригенных коллекторов, определенными в главе 2.

В качестве колюматизирующих и ингибирующих добавок при исследовании глубины проникновения фильтрата бурового раствора в призабойную зону пласта выбраны наиболее распространенные химические реагенты при бурении горизонтальных скважин: CaCO_3 (мраморная крошка), хлорид калия, сульфол, сульфинированный битум и полигликоль. Кроме того, для сравнения были исследованы безглинистый раствор “FLO-PRO” и раствор на основе синтетического масла “Versaclean” – данные системы довольно часто используются при проводке сильно искривленных, пологих и горизонтальных скважин. Параметры исследуемых растворов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Составы и свойства буровых растворов

Название раствора	Параметры бурового раствора							
	плотность, кг/м ³	УВ, сек	Φ_{30} , см ³	СНС _{1/10} , дПа	ПВ, Па*с	ДНС, дПа	pH	$K_{a1/10}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Базовый: Barazan (0,3 %) + PAC R (0,2 %) + PAC L (0,2 %) + Na ₂ CO ₃ (0,5 %)	1020-1040	47	6-7	20-30 / 30-40	0,001	49,34	8-9	2,89/2,94
Базовый + CaCO ₃ (3 %)		76	3-5,5	25-30 / 30-45	0,003	57,70	10	1,28/2,13

Продолжение табл. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Базовый + СБ (0,5 %)	1020-1040	44	4,5-6	25-35 / 35-45	0,0024	36,86	8-10	0,85/1,70
Базовый + СБ (1 %)		56	4,5-5,6	30-40 / 40-50	0,0031	42,19	8,5-10	0,89/1,28
Базовый + СБ (2 %)		66	4,5-5	30-45 / 50-65	0,0034	45,92	9-10	1,19/1,49
Базовый + ПГ (2 %)		44	5,6-7,5	25-35 / 35-50	0,0019	31,32	8-9	1,28/1,49
Базовый + СФ (2 %)		41	5-6	30-40 / 40-55	0,0023	35,95	8-9	3,36/3,36
Базовый + ПГ (1 %) + КСl (3 %)		37	5-7	10-25 / 30-40	0,0026	31,62	8-9	1,96/2,81
Базовый + ПГ (1 %) + КСl (3 %)+ CaCO ₃ (3 %)		37	5-6	15-30 / 30-50	0,0028	31,42	8-9	0,89/1,49
FLO-PRO		48	3-5	20-40 / 40-60	0,0082	61,23	9-10	1,02/1,24
Versaclean		84	2-4	30-50 / 60-80	0,0063	119,7	8,5-9,5	1,24/1,49

Примечание: СБ – сульфинированный битум; ПГ – полигликоль; СФ – сульфол.

Данные исследования показали, что глубина проникновения фильтрата бурового раствора вверх всегда больше чем вниз, вне зависимости от вида насыпной модели. Причем, процесс проникновения фильтрата бурового раствора вверх практически не теряет тенденции роста, хотя и значительно замедляется, в то время как проникновение в нижнюю часть затухает с 6-7 минуты и в дальнейшем уже практически не изменяется.

Результаты изменения глубины проникновения фильтрата в призабойную зону пласта, показавшие наилучшие результаты представлены в таблице 3 и на рисунке 3.

Данные факты позволяют сделать выводы о несовершенстве принятой модели строения ПЗП, представленной в главе 2.

Таблица 3 – Результаты исследований фильтрационных процессов

Название раствора	Глубина проникновения фильтрата, см модель с песчано-глинистой смесью	
	вверх	вниз
1	2	3
Базовый: Barazan (0,3 %) + PAC R (0,2 %) + PAC L (0,2 %) + Na ₂ CO ₃ (0,5 %)	6,4	5,5
Базовый + CaCO ₃ (3 %)	3,7	3,5
Базовый + СБ (0,5 %)	3,7	3,0
Базовый + СБ (1 %)	3,4	2,8
Базовый + СБ (2 %)	3,0	2,5
Базовый + ПГ (2 %)	5,1	3,7
Базовый + СФ (2 %)	4,8	3,6
Базовый + ПГ (1 %) + КСl (3 %)	4,3	3,6
Базовый + ПГ (1 %) + КСl (3 %)+ CaCO ₃ (3 %)	4,0	3,4
FLO-PRO	3,5	3,0
Versaclean	3,0	2,4

Примечание: СБ – сульфинированный битум; ПГ – полигликоль; СФ – сульфол.

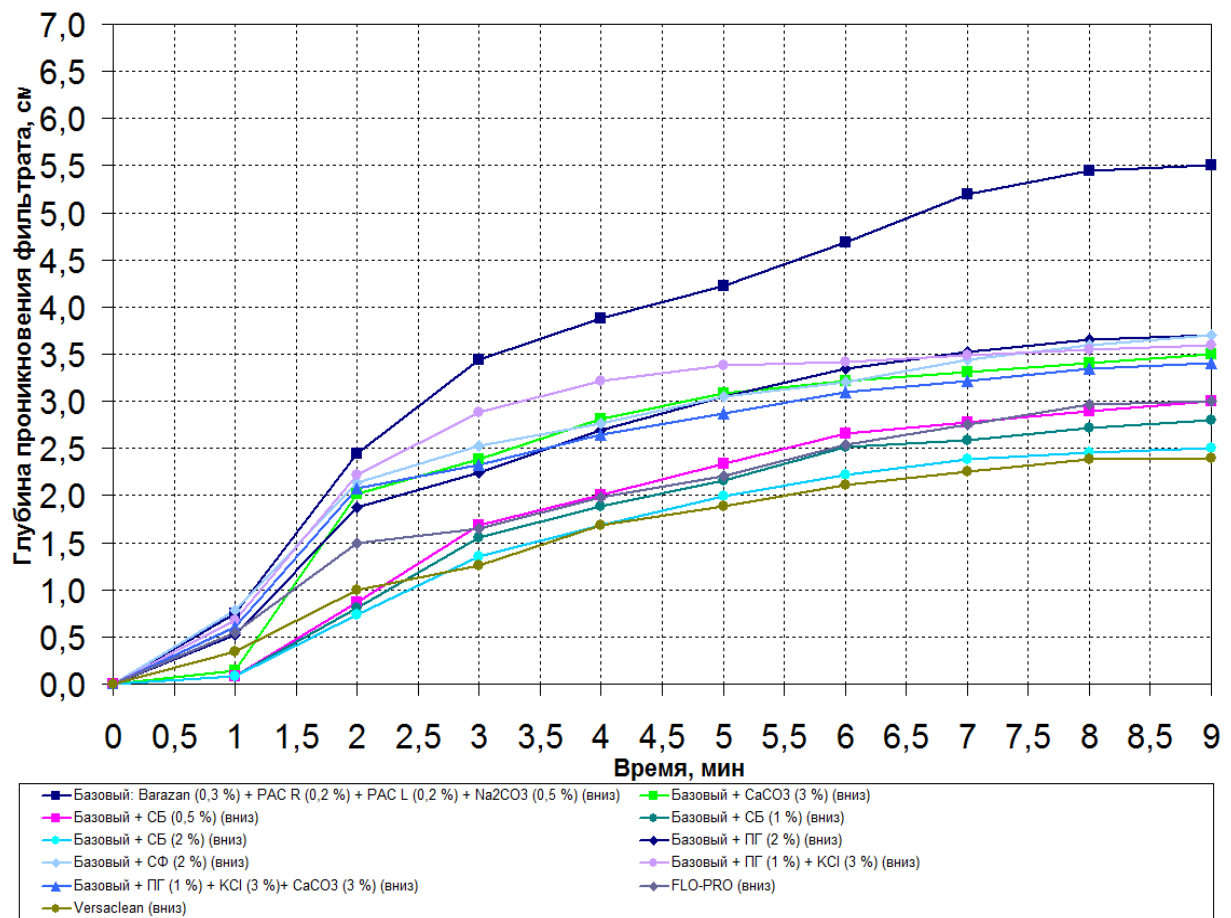
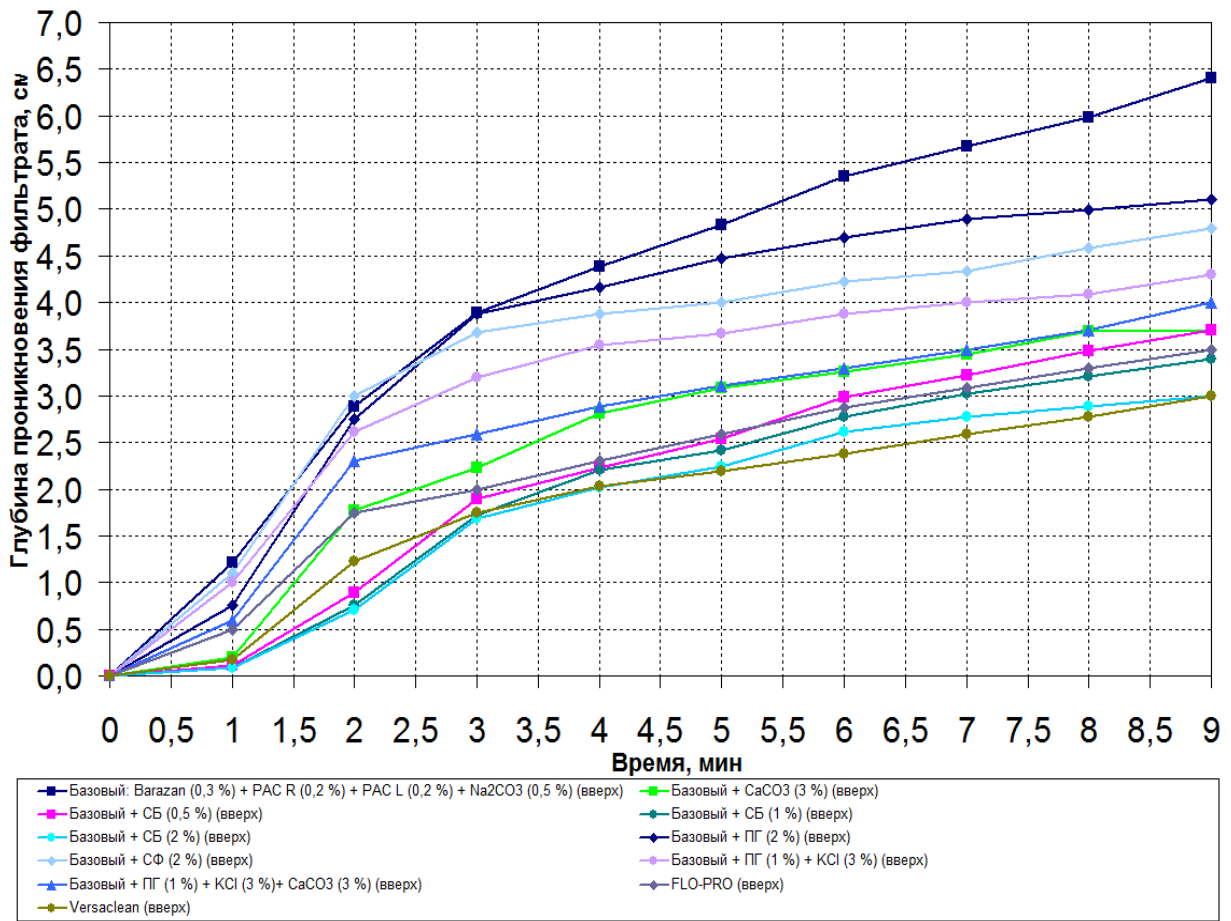


Рисунок 3 – Результаты экспериментальных исследований на модели с песчано-глинистой смесью

Модель строения ПЗП, соответствующая полученным результатам представлена на рисунке 4.

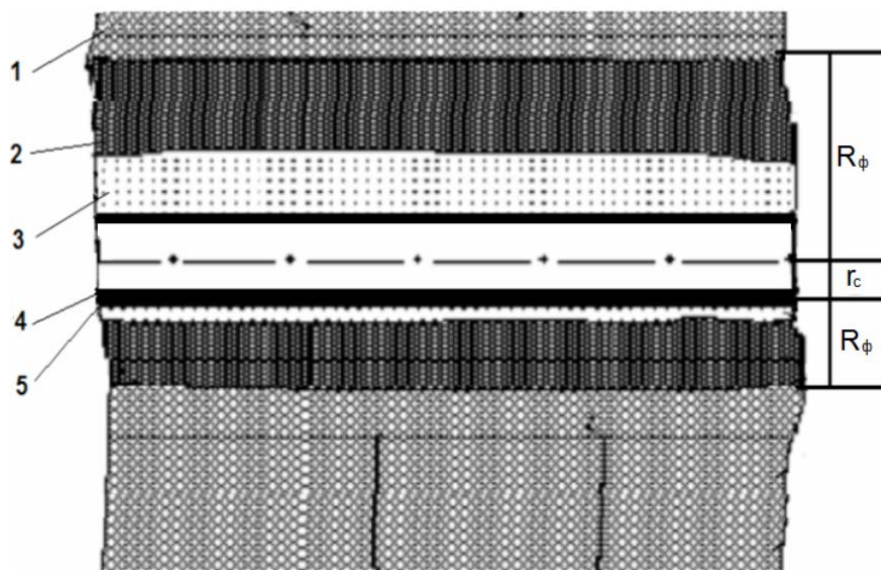


Рисунок 4 – Модель строения ПЗП: 1 - стенка ствола скважины; 2 - глинистая корка; 3 - зона колюматации; 4 - зона проникновения фильтрата бурового раствора; 5 - нетронутый массив горной породы; R_{ϕ} - радиус проникновения фильтрата бурового раствора; r_c - радиус скважины.

Основным отличием новой модели от существующей (представленной на рисунке 1) является больший размер зоны проникновения фильтрата вверх, что можно объяснить формированием более плотной фильтрационной корки на нижней стенке скважины под действием гравитационных сил.

В ходе проведения исследований, установлено, что процесс фильтрации раствора в ПЗП имеет определенный инкубационный период, в пределах 1 минуты, характерный для всех исследуемых рецептов, в том числе и для систем Versaclean и FLO-PRO. Наличие этого инкубационного периода объясняется первичной гидратацией каналов пласта.

Хорошие результаты, на уровне с карбонатом кальция, показала обработка бурового раствора сульфинированным битумом, что объясняется химической природой реагента. Снижение глубины проникновения фильтрации в ПЗП обусловлено двумя основными механизмами: сульфинированный битум хороший гидрофобизатор, кроме того, остаток твердого вещества при его растворении составляет до 20 %, что способствует механической колюматации порового пространства.

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.

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:

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

В проведенных испытаниях в качестве фильтрационной (пористой) модели использовались керамические фильтровальные диски проницаемостью $400 \cdot 10^{-3}$ мкм², соответствующие данным терригенных коллекторов месторождений ТПНГП. Диски перед испытанием пропитывались сырой нефтью плотности 780-800 кг/м³.

Исследования проводились с системами буровых растворов, показавших лучшие результаты при исследовании глубины проникновения фильтрата, с использованием установки для оценки и изучения влияния различных реагентов на процесс проникновения фильтрата бурового раствора в пласт горизонтальной скважины.

Результаты экспериментальных исследований по фильтрации раствора с различными добавками и определению остаточной проницаемости керамических дисков представлены на рисунках 5 и 6.

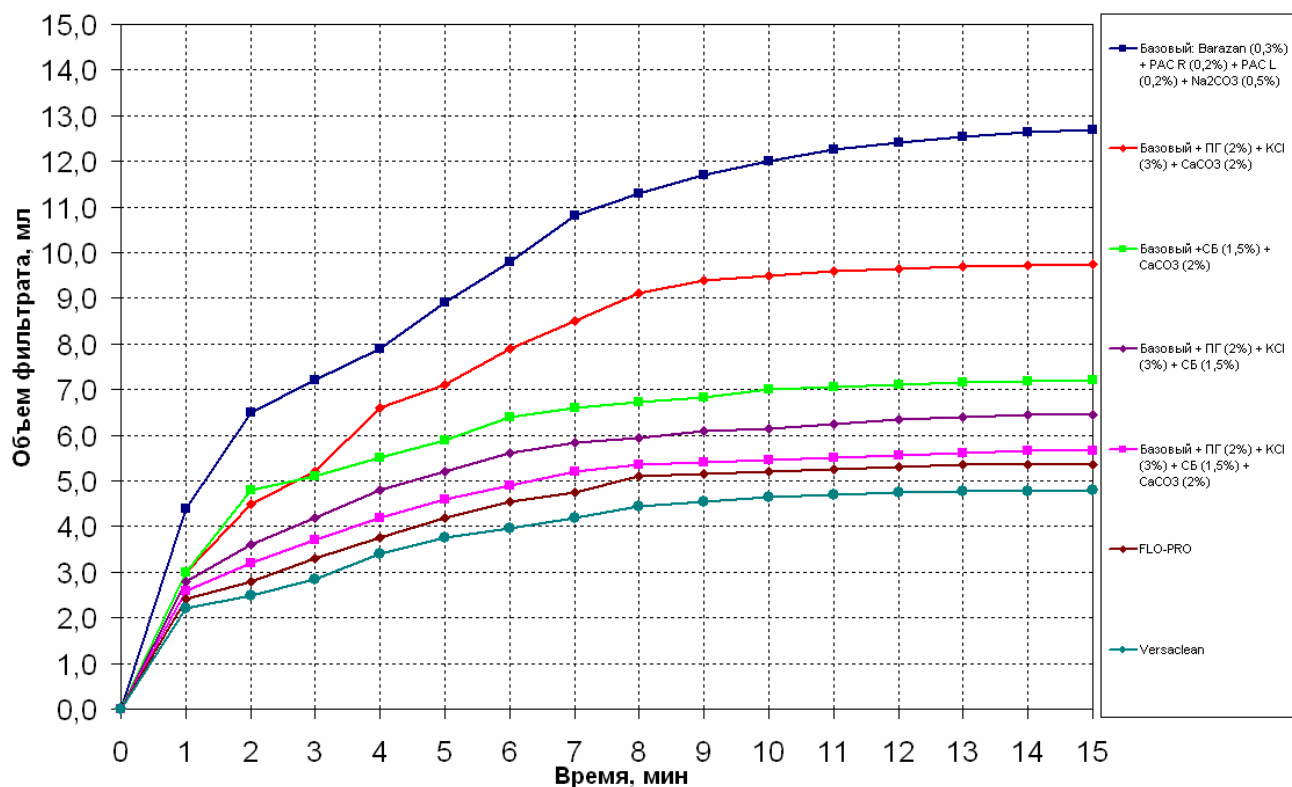


Рисунок 5 – Кинетика фильтрации буровых растворов через керамический диск.

При сопоставлении результатов, полученных при исследовании глубины проникновения фильтрата в ПЗП и кинетики фильтрации буровых растворов через керамические диски, четко прослеживается тенденция затухания фильтрационных процессов, начиная 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 5 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 сульфенированного битума, а так же комбинированной обработки сульфенированным битумом и кислоторастворимым кольматантом.

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.

Растворы с добавлением сульфенированного 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 диска.

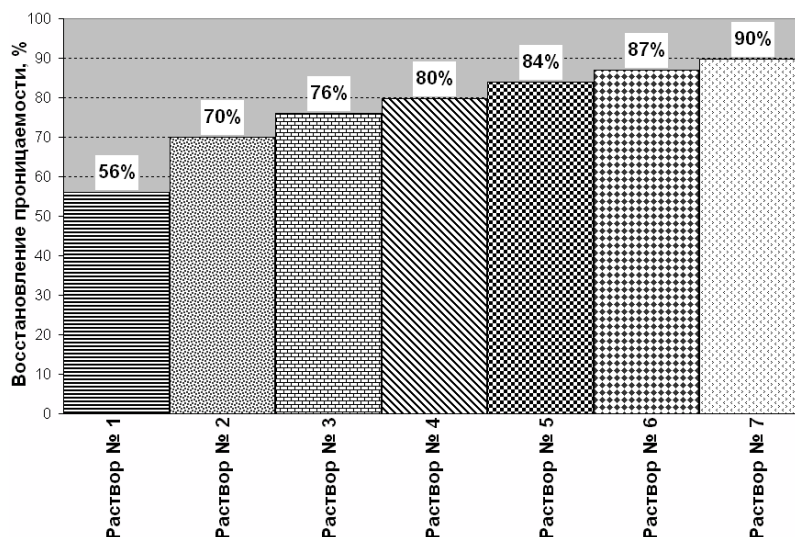


Рисунок 6 – Определение “остаточной” проницаемости по нефти:

Раствор № 1: Базовый: Barazan (0,3 %) + PAC R (0,2 %) + PAC L (0,2 %) + Na₂CO₃ (0,5 %); **Раствор № 2:** Базовый + ПГ (2 %) + KCl (3 %) + CaCO₃ (2 %);

Раствор № 3: Базовый + СБ (1,5 %) + CaCO₃ (2 %);

Раствор № 4: Базовый + ПГ (2 %) + KCl (3 %) + СБ (1,5 %);

Раствор № 5: Базовый + ПГ (2 %) + KCl (3 %) + СБ (1,5 %) + CaCO₃ (2 %);

Раствор № 6: “FLO-PRO”; **Раствор № 7:** “Versaclean”.

В данной работе предлагается оценивать степень загрязнения пласта бурового раствора по изменению проницаемости, которую можно оценить при помощи коэффициента “остаточной” проницаемости k_0 по следующей формуле:

$$k_0 = \frac{q_2}{q_1}, \quad (1)$$

где q_1 - начальный объем отфильтрованной нефти через образец, мл;

q_2 - объем отфильтрованной нефти через образец, после воздействия на него буровым раствором, мл.

Изменение проницаемости призабойной зоны при первичном вскрытии пласта оценивают скин-фактором по формуле Хокинса:

$$S = \left(\frac{k_2}{k_1} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_c} \right), \quad (2)$$

где r_s - зона проникновения фильтра, м

r_c - радиус скважины, м

Согласно линейному закону фильтрации (закон Дарси):

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{k \cdot \Delta P}{\mu \cdot L} \Rightarrow k = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot F}, \quad (3)$$

где Q - дебит скважины, м³/сут; μ - вязкость жидкости, мПа*с; L - длина фильтра, м; ΔP - перепад давления, Па; F - площадь сечения фильтра, м²; k - проницаемость, м².

Применив формулу (3), получим, что:

$$\frac{k_2}{k_1} = \frac{\frac{Q_2 \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot F}}{\frac{Q_1 \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot F}} \Rightarrow \frac{Q_2}{Q_1} = \frac{q_2}{q_1} = k_0, \quad (4)$$

Тогда формулу (2) можно представить следующим образом:

$$S = \left(\frac{k_2}{k_1} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_c} \right) = (k_0 - 1) \ln \left(\frac{r_s}{r_c} \right) \quad (5)$$

Применив полученное выражение к результатам экспериментальных исследований, представленным в главе 4, можно дать предварительную качественную оценку степени загрязнения ПЗП буровым раствором. Полученные значения представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты изменения проницаемости и скин-фактора

Состав бурового раствора	q ₁ , мл	q ₂ , мл	k ₀	r _s , м	r _c , м	S
1	2	3	4	5	6	7
Базовый: Barazan (0,3 %) + PAC R (0,2 %) + PAC L (0,2 %) + Na ₂ CO ₃ (0,5 %)	300	168,0	0,56	0,0595	0,0275	-0,34
Базовый + ПГ (2 %) + KCl (3 %) + CaCO ₃ (2 %)		210,0	0,70	0,0370		-0,089
Базовый + СБ (1,5 %) + CaCO ₃ (2 %)		228,0	0,76	0,0295		-0,017
Базовый + ПГ (2 %) + KCl (3 %) + СБ (1,5 %)		239,0	0,796	0,0290		-0,011
Базовый + ПГ (2 %) + KCl (3 %) + СБ (1,5 %) + CaCO ₃ (2 %)		252,0	0,84	0,0285		-0,0057
FLO-PRO		261,0	0,87	0,0325		-0,022
Versaclean		269,0	0,896	0,0270		-0,0019

Примечание: СБ – сульфинированный битум; ПГ – полигликоль.

Полученные результаты еще раз подтверждают рабочую гипотезу об эффективности применения сульфинированного битума в биополимерных буровых растворах для вскрытия продуктивных пластов.

Таким образом, на основе проведенного комплекса исследований можно сделать вывод, что при заканчивании скважин, представленных терригенным коллектором целесообразно применять следующую обработку биополимерного бурового раствора: 1,5 % сульфинированного битума + 1 % полигликоля + 5 %

кислоторастворимого кольматанта.

В пятой главе даны технологические рекомендации по составам буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов представленных терригенным коллектором.

В результате исследований, представленных в предыдущих главах, для вскрытия терригенного коллектора горизонтальной скважиной можно рекомендовать биополимерные системы с кольматирующими добавками, представленными в таблице 5.

Таблица 5 – Составы предлагаемых растворов

Состав раствора, кг/м ³	Основные технологические свойства			
	Плотность, кг/м ³	У.В., сек	Ф ₃₀ , см ³	СНС _{1/10} , 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

Примечания: - стабилизаторы: PAC-L/R, Polypac R/UL и другие;

- биополимер: Duovis, Barazan и другие аналоги;

- разжижитель: Thinsmart, и другие аналоги;

- сульфинированный битум: Soltex, Asphasol и другие.

Промысловые испытания биополимерных буровых растворов с сульфинированным битумом были проведены на скважине № 326 Лузского

месторождения и скважине № 101 Кабантывисовского месторождения, относящихся к Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, что подтверждено соответствующими актами.

Использование биополимерного бурового раствора с добавлением сульфинированного битума 1,5 %, при бурении скважины № 101 на Кабантывиском нефтяном месторождении, позволило увеличить дебит после освоения на 14 % и на 14 % снизить время освоения скважины.

Применение биополимерного безглинистого бурового раствора с комбинированной обработкой сульфинированным битумом 1,5 %, полигликолем 1 % и кислоторастворимым кольматанта CaCO_3 5 % при бурении скважины № 326 на Лузском нефтяном месторождении (горизонтальная, зенитный угол $\approx 89^\circ$) под эксплуатационный хвостовик, позволило увеличить продуктивность скважины на 13 % и на 14 % снижено время на освоение скважины.

Увеличение дебита скважин обусловлено сохранением коллекторских свойств продуктивного пласта, за счет снижения загрязнения призабойной зоны пласта.

Таким образом, результаты промысловых испытаний подтверждают полученные результаты экспериментальных исследований, и подтверждают рабочую гипотезу об эффективности применения сульфинированного битума для вскрытия терригенного коллектора.

Основные выводы:

1) Разработана установка «Установки для исследований фильтрационных процессов в ПЗП горизонтальной скважине» (патент РФ № 119800 приоритет от 05.04. 2012 г.), позволяющая оптимизировать компонентный состав бурового раствора для вскрытия пласта, учитывая петрофизические и фильтрационно-емкостные особенности терригенного коллектора.

2) Экспериментально установлено, что граница распространения фильтрационного фронта расположена по направлению к кровле продуктивного пласта не зависимо от состава терригенного коллектора.

3) Подтверждена эффективность использования при вскрытии терригенного коллектора проницаемостью до $400 \cdot 10^{-3}$ мкм² сульфинированного битума в концентрациях 1 – 1,5 %. При таких концентрациях сульфинированного битума в биополимерном растворе обеспечивается сохранение коллекторских свойств

продуктивного пласта, сопоставимое с растворами на углеводородной основе.

4) Экспериментально обоснован коэффициент “остаточной” проницаемости, который позволяет оптимизировать состав бурового раствора для конкретных горно-геологических условий.

5) Предложен экспресс-метод качественной оценки степени загрязнения ПЗП терригенного коллектора.

6) Результаты исследований диссертации подтверждены промышленными испытаниями на Лузском и Кабантывисовском нефтяных месторождениях, где отмечается увеличение дебитов на 13-14 % и снижение времени при проведении освоения на 14 %.

7) Результаты исследований нашли свое применение при разработке рабочих проектов на строительство скважин с горизонтальным окончанием ООО «Ухтинская комплексная методическая экспедиция».

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Чеславский, Я.В. Мероприятия по повышению качества первичного вскрытия продуктивного пласта горизонтальной скважиной [Текст] / Я.В. Чеславский, Н.Г. Деминская, Р.Р. Сафарханов, Е.М. Нестеров // НТЖ «Вестник ассоциации буровых подрядчиков», № 1, 2012. -с. 20-23.

2. 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. -с. 36-40.

3. Чеславский, Я.В. Исследование влияния компонентного состава биополимерного раствора на сохранение проницаемости терригенного коллектора [Текст] / Я.В. Чеславский // НТЖ «Инженер-нефтяник». № 4, 2012. -с. 37-38.

4. Пат. № 119800 Российская федерация, 51МПКЕ21В43/02. Установка для исследований фильтрационных процессов в призабойной зоне пласта горизонтальной скважины [Текст] / Н.Г. Деминская, Н.М. Уляшева, Я.В. Чеславский - № № 2012113302/03; заявл. 05.04.2012; опубл. 27.08.2012, Бюл. № 24.

5. 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.

6. 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.

7. Чеславский, Я.В. Основные закономерности формирования фильтрационного фона в горизонтальной скважине [Текст] / Я.В. Чеславский, Н.Г. Деминская // Сборник научных трудов: материалы научно-технической конференции преподавателей и сотрудников (13-15 апреля 2011 г.) : в 3 ч.; ч. 1 / под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2011. -с. 138-145.

8. Чеславский, Я.В. Анализ современного состояния исследований проблем промывки горизонтальных скважин [Текст] / Я. В. Чеславский, Н.Г. Деминская, // Материалы межрегиональной научно-практической конференции «Республика Коми: вчера, сегодня, завтра. Перспективы развития в XXI веке» (26-27 октября 2011 г.), г. Усинск, УГТУ, 2011. -с. 140-146.

9. 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 – ПГУ, г. Пермь – 2011. -с. 18-21.

10. Чеславский, Я.В. Методика исследования фильтрации в призабойной зоне пласта [Текст] / Я.В. Чеславский // Материалы XIII международной молодежной конференции «Севергеоэкотех – 2012» (21-23 марта 2012 г., Ухта): в 5 ч.; ч. 2. – Ухта: УГТУ, 2012. -с. 84-85.

11. Чеславский, Я.В. Результаты исследования фильтрационных процессов в горизонтальной скважине [Текст] / Я.В. Чеславский // Материалы XIII международной молодежной конференции «Севергеоэкотех – 2012» (21-23 марта 2012 г., Ухта) : в 5 ч.; ч. 2. – Ухта: УГТУ, 2011. -с. 86-88.

12. Чеславский, Я.В. Оптимизация компонентного состава полимерных буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов горизонтальной скважиной [Текст] / Я.В. Чеславский, Н.Г. Деминская // Сборник научных трудов: материалы научно-технической конференции преподавателей и сотрудников (17-20 апреля 2012 г.) : в 3 ч.; ч. 1 / под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2012. -с. 131-135.