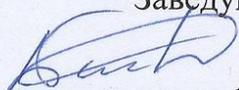


МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ МАТЕМАТИКИ И КОМПЬЮТЕРНЫХ НАУК  
Кафедра фундаментальной математики и механики

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ  
В ГЭК И ПРОВЕРЕНО НА ОБЪЕМ  
ЗАИМСТВОВАНИЯ

Заведующий кафедрой  
  
к.ф.-м.н.  
Басинский К.Ю.  
7 июля 2019 г.

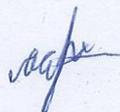
**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**  
(магистерская диссертация)

ОГРАНИЧЕНИЕ ВОДОПРИТОКА НА ОСНОВЕ КРЕМНИЙОРГАНИЧЕСКИХ  
СОЕДИНЕНИЙ

01.04.01 Математика

Магистерская программа «Вычислительная механика»

Выполнил работу  
Студент 2 курса  
очной формы обучения



Маркелов  
Иван  
Владимирович

Научный руководитель  
к.ф.-м.н.  
доцент



Шевелёв  
Александр  
Павлович

Рецензент  
Главный специалист  
ООО «ТюменьНИИпроект»



Киселев  
Данила  
Алексеевич

г. Тюмень, 2019

## Содержание

Введение .....	3
1. Химические МУНы и их исследование .....	5
2. Практика промышленного использования МУНов .....	7
3. Лабораторные исследования .....	10
4. Моделирование процесса .....	19
5. Принцип формирования гелевого экрана .....	25
Заключение .....	34
Список литературы .....	35

## Введение

Как известно, Юрские отложения имеют высокую степень слоистой неоднородности, высокую пластовую температуру и низкую проницаемость. При разработке залежей таких отложений можно проследить быстрое обводнение продукции добывающих скважин по пропласткам с высокими проницаемостью и коэффициентом остаточной нефти.

Причинами, из-за которых остаточная нефтенасыщенность достаточно велика, являются удельная поверхность коллекторов и высокие показатели их способности удерживать воду. Из-за высокой удельной поверхности пород происходит адсорбция некоторых компонентов нефти. Это влечёт за собой увеличение остаточной нефтенасыщенности и уменьшение коэффициента вытеснения нефти, что доказано в лабораториях благодаря многочисленным экспериментам.

Особенности коллекторов, приведённые выше, вынуждают прибегать к технологиям потокоотклоняющего действия со стороны нагнетательных скважин, а со стороны добывающих – ограничению водопритока. В состав таких технологий часто входит осадко-гелеобразующие составы, в качестве изолирующих композиций.

Специальные лабораторные исследования помогают при выборе варианта технологий и рабочих осадко-гелеобразующих агентов, также на выбор влияют испытания технологий, проводимые на предприятиях для увеличения нефтеотдачи пластов. Для коллекторов Юрских отложений были проведены работы по определению оптимальных технологий физико-химического воздействия. Эти работы показали, что для пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождения А, существует набор составов для образования гелевого барьера, способствующего снижению проницаемости обводнённых частей пласта. Данные исследования помогают определить приемлемые параметры обработок: объём оторочек реагентов, последовательность в которой для большей

эффективности их стоит закачивать в пласт и анализ их потенциальной результативности.

В данной дипломной работе рассматривается одна из технологий воздействия на пласт, а именно заводнение. Точнее один из видов заводнения, при котором в пласт закачивается вода с добавлением химических реагентов.

Целью данной работы является создание методики для формирования экрана, устойчивого в обводненном пропластке и не приводящего к большим депрессиям на пласт.

Задачами дипломной работы в связи с указанной целью являются:

1. Изучение крупномасштабных методов увеличения нефтеотдачи и опыта их промышленного применения;
2. Определение оптимальных реагентов для закачки в пласт;
3. Описание методики формирования гелевого экрана;
4. Построение физико-математической модели процесса;
5. Описание результатов исследования.

Одними из методов исследования данной дипломной работы являются: анализ литературы, моделирование, общение с людьми, имеющими опыт в данной области и т.п.

## 1. Химические МУНы и их исследование

При разработке нефтяных месторождений стараются найти эффективные и выгодные способы извлечения флюидов. Из опыта разработок месторождений в Западной Сибири можно сделать вывод, что одним из многих способов воздействия на пласт и его призабойную зону, достаточно эффективным и доступным является заводнение. Для увеличения коэффициента нефти при заводнении используют МУНы. В нашем случае рассмотрим химические МУНы, которые включают в себя применение различных кислотных составов, реагентов и технических средств, повышающих проводимых работ.

Заводнение – это закачка воды, которая обеспечивает поддержание оптимального давления в пласте и его энергетике, и способствует активной выработке запасов нефти. Из сведений об объекте ЮВ<sub>1-2</sub> месторождения Б, метод с заводнением выбран основным. Однако при использовании этого метода в неоднородных коллекторах, произойдет преждевременный прорыв воды.

Выделяют два вида технологии заводнения: закачка воды и закачка воды с примесью химических составов, гарантирующих повышение коэффициента вытеснения нефти. Вторую технологию, в свою очередь, делят на полимерное, щелочное и мицеллярное заводнение.

На продуктивных пластах месторождений А и Б проводилась закачка смеси сеноманской и подтоварной воды, что является обычным заводнением. Пластовые параметры и стадия разработки объекта ЮВ<sub>1-2</sub> месторождения Б делают применение этой технологии более целесообразной. Чтобы увеличить коэффициент вытеснения нефти, можно выбрать закачку анионоактивных ПАВ. Рассмотрим это подробнее.

Полимерное заводнение можно рассматривать в качестве варианта координации потоков пластовых флюидов и увеличения объема пласта охваченным заводнением. Причиной этого является то, что вязкость нефти в пластовых условиях в 2,6 раза выше вязкости воды (0,97 мПа\*с и 0,38 мПа\*с,

соответственно). Если рассматривается вариант разработки месторождения с использованием полимерного заводнения, то лучше руководствоваться положениями и критериями применимости полимерных систем. Из данного руководства известно, что применяются полимеры при обводнённости не более 70%, в среднепроницаемых коллекторах ( $>100$  мД), при этом желательно, чтобы коллектор не обладал трещенноватостью, а температура в пласте при использовании пресной воды была не больше  $70-90^{\circ}\text{C}$ . Из промышленного опыта известно, что применение полимерного заводнения оптимально при слишком большой разности вязкости пластовых жидкостей.

В приведённых ниже данных лабораторных экспериментов видно, как увеличивается давление в пласте, после закачки в него раствора полимера. При проницаемости  $7,8 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> увеличивается давление продавливающей жидкостью в 1,7 раза, в то время как при проницаемости  $4,2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> более чем в 3,3 раза. Это показывает, что закачка растворов полимеров рассматривается при работе на отдельных нагнетательных скважинах. При этом участки коллектора на которых находятся скважины должны обладать относительно высокой проницаемостью.

Заводнение с примесью щелочи на пластах месторождения **Б** также не является оптимальным, из-за того, что щелочные агенты стимулируют набухание и диспергирование глин после продолжительного воздействия на пласт. В коллекторах с низкой проницаемостью это может заблокировать добычу запасов. Однако щелочные реагенты можно использовать в качестве дополнительных агентов, входящих в состав других химических композиций.

По тем же причинам, что и для полимерного заводнения, мицеллярное заводнение с использованием неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ) также нецелесообразно. Использование анионоактивных ПАВ (АПАВ) более эффективно. Они отличаются высокой термостабильностью. Также АПАВ позволяют регулировать потоки флюида в пласте благодаря образованию нерастворимых солей. Закачка ПАВ наиболее эффективно на начальном этапе разработки.

Мицеллярное заводнение, по финансам, значительно затратнее по сравнению с другими видами, поэтому для экономии его стараются применять на позднем этапе разработки.

Из технологических соображений на пластах горизонтов ЮВ<sub>1</sub> и ЮВ<sub>2</sub> месторождений А и Б, больший смысл имеет применение заводнения с использованием подтоварной воды, при этом нагнетательные скважины должны обрабатываться закачками оторочек химических композиций, что способствует увеличению объёма пласта подверженному заводнению. С помощью специальных технологий составы проталкиваются через пласт и способствуют увеличению нефтеотдачи. Для поддержания такой продуктивности часто используют ПАВ и органические растворители, основанные на них. Эти реагенты сохраняют свойства коллекторов и помогают достичь планируемых результатов добычи нефти. Выбор данных реагентов вытекает из лабораторных исследований керна Юрских отложений.

Из-за высоких темпов обводнения продукции характерных для процессов заводнения данных коллекторов появляется необходимость применения МУН пластов. Важным в этом является использование композиций, регулирующих потоки флюида в пласте, и действенных реагентов, позволяющих увеличить коэффициент вытеснения нефти.

## **2. Практика промышленного использования МУНов**

Из-за некоторых свойств пород Юрских залежей в Западной Сибири внедрение потокоотклоняющих технологий ограничено. Этими причинами являются относительно низкая успешность и эффективность работ на таких залежах и высокие затраты на традиционные реагенты и составы в результате побочных эффектов.

Для обработки нагнетательных скважин на юрских залежах часто используют технологии ПНП (повышения нефтеотдачи пластов) основой для которых служат гелеобразующие составы, эмульсионные системы,

осадкообразующие композиции, а также дисперсные составы в случае необходимости воздействия на трещиноватые коллекторы.

Технологии увеличения нефтеотдачи пластов довольно часто испытывались на пласте ЮВ<sub>1</sub> месторождений А и Б. В 1989-1999 годах были проведены работы по внедрению технологий физико-химического воздействия на пласт, а именно: закачка волокнисто-дисперсных систем (ВДС); закачка полисахаридов (биополимеров); закачка полимерно-дисперсных систем (ПДС); системная технология; закачка силикатных и неорганических гелей; закачка осадкообразующих систем (ГОС); закачка избыточного ила (БОС).

Данные, полученные при анализе эффективности технологий увеличения нефтеотдачи пластов, показали, что наибольший технологический эффект показали методы ПДС, ГОС, ВДС и системная технология. При использовании этих технологий высокопроницаемые интервалы и трещины коллектора заполняются закачиваемыми реагентами. Вместе с этим происходит выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин, снижение обводненности продукции в добывающих скважинах и увеличение дебитов нефти. На участках с расчлененным типом строения коллектора, эти технологии не дадут должного эффекта, либо дадут отрицательный эффект. На участках такого типа строения горизонта более высокого эффекта можно достигнуть при использовании технологии ГОС+ПДС и технологии закачки активного ила.

Результаты использования технологий повышения нефтеотдачи на пластах горизонта ЮВ<sub>1</sub> различных месторождений представлены в таблице 1.

Таким образом, для эффективного воздействия на пласты горизонтов ЮВ<sub>1</sub> и ЮВ<sub>2</sub>, для выравнивания профиля приемистости и увеличения охвата пласта заводнением рекомендуются технологии, которые включают закачку осадкообразующих и гелеобразующих составов, основанных на реагентах щелочного типа.

Проблема с прорывом воды к добывающим скважинам может быть устранена с помощью технологий на основе дисперсных составов. Закачка

термотропных полимеров и кремнийорганических эмульсионных составов являются перспективными технологиями для воздействия на пласт.

№ п/п	Количество нагнетательных скважин	Технология ПНП	Накопленный прирост добычи нефти, тыс.т.	Дополнительная добыча нефти на 1 скв-опер, тыс.т.
1	<i>Месторождение В</i>			
	12	ЛДС (Лигнокауст)	14,400	1,309
2	<i>Месторождение Г</i>			
	7	ВУС	2,099	0,299
3	<i>Месторождение Б</i>			
	12	КС-2	19,000	1,625
	6	ГеОс	5,382	0,897
	4	ДС	3,500	0,875
	9	ВУС	6,822	0,758
	6	ЛДС	4,302	0,717
	37	ЩПСК	19,840	0,536
74	<i>В целом по месторождению</i>	58,846	0,795	
<b>Всего</b>	<b>93</b>	<b>В целом</b>	<b>75,345</b>	<b>0,811</b>

**Таблица 1** – Отдача при применении технологий увеличения нефтеотдачи на пластах ЮВ<sub>1</sub> месторождений Б, В и Г

Так же анализ промыслового опыта позволил понять, что гелевые обработки, применительно к слоисто неоднородным коллекторам юрских отложений, крайне слабо изучены. Так среди запланированных 34-х операций по обработке призабойных зон (ОПЗ) на месторождении А проведено лишь 9 (успешными являются 4). Например, накопленная дополнительная добыча нефти от применения ОПЗ на январь 2005 года достигла 9,3 тыс. т. Очевидно, что необходимо проводить данного вида работы с применением современных технологий, адаптированных к данным коллекторам.

Таким образом, чтобы обеспечить эффективную добычу запасов нефти, увеличить эффективность геолого-технических мероприятий на коллекторах юрских отложений, а также предотвратить выбытие скважин из действующего

фонда и повысить коэффициент его эксплуатации, необходимо адаптировать методы увеличения нефтеотдачи и технологий обработки призабойной зоны пластов и начать их интенсивно применять. Это позволит повысить эффективность закачки воды в пласт, коэффициент вытеснения нефти, и обеспечит поддержание на запланированном уровне давления в пласте.

### **3. Лабораторные исследования**

Как отмечалось ранее, закачка в пласт различных химически активных кремнийорганических веществ, является одним из результативных подходов, которые используются с целью ограничения водопритока в скважинах юрских отложений. Для этого используют соединения, которые гидролизуются в присутствии воды с образованием прочного кремнийорганического геля, тампонирующего интервалы прорыва воды. Среди таких реагентов можно выделить олигоорганозетокси силан (продукт –119-204), этоксисиланы (ЭТС-32, ЭТС-40) и кремнийорганические эмульсионные составы (КрЭС), основным компонентом которого является полисилоксан.

Полисилоксаны за счёт протекания реакции в пласте позволяют задействовать его застойные зоны и зоны со слабой дренируемостью. Так же полисилоксаны из-за своих свойств способствуют увеличению подвижности пластового флюида. Полисилоксаны, это очень полезный компонент, сохраняющий свои свойства в пластовых условиях, что способствует снижению обводненности, следовательно, и увеличению добычи нефти.

Свойства КрЭС обычно выглядят следующим образом: жидкость белого цвета с небольшой вязкостью. Плотностью варьируется от 1000 до 1005 кг/м<sup>3</sup>; температура кристаллизации примерно 0°C. Содержание основного вещества у КрЭС бывает разным. Оно может достигать и 50-70% масс. В нашем же случае 17-35% масс. КрЭС используются в виде разбавленных водных растворов. Для проведения операции по закачке раствора в скважину, объём закачиваемого продукта составляет 200-300 м<sup>3</sup>

Этилсиликаты послужили основой для разработки достаточно многих различных составов для изоляции водопритока в скважинах. В качестве катализатора процесса отверждения для таких составов могут выступать неорганические кислоты. Например, кислоты, содержащие хлорид алюминия. В качестве рассматриваемого реагента возьмём «Алюмохлорид» с его аналогами. В целом реагент Алюмохлорид может одновременно выступать и в качестве кислотного, и в качестве осадкообразующего реагента. Если алюмохлорид используют в качестве катализатора отверждения этилсиликата, то совокупность свойств, представленных выше, является очень полезной. Из-за этой особенности, составы с содержанием алюмохлорида и этилсиликата подготовили изначально.

Функциональные кремнийорганические вещества послужили основой для создания специальных эмульсионных составов, которые взаимодействуют с поверхностью породы и между собой. У КрЭС с такими свойствами очень высокая технологичность. Они пожаробезопасны, разбавляемы водой, обладают относительно малой вязкостью и т.п. Также их можно использовать для обработки нагнетательных и добывающих скважин. Важным является то, что растворы эмульсионного состава обладают низкой вязкостью, поэтому фильтрация происходит преимущественно в водонасыщенные интервалы, в которых образуется объемная изолирующая структура и гидрофобизация породы.

КрЭС с высокой эффективностью воздействуют на пласты с высокой температурой, коллекторы с зональной неоднородностью и глинистые коллекторы. На очаговых скважинах чаще всего появляется необходимость именно в закачке КрЭС.

С целью необходимости адаптации и выявления реагентов, наиболее подходящих для Юрских отложений, были проведены лабораторные исследования для широкого класса реагентов. Необходимо, чтобы выявленные составы удовлетворяли следующим требованиям: при растворении состава не должен образовываться осадок; гелеобразование должно начинаться с

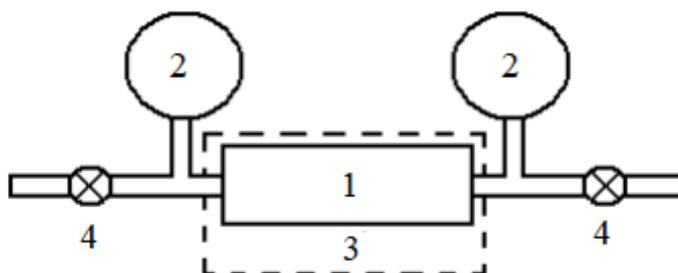
определённой задержкой; в пористой среде образуются прочные гели в водонасыщенных участках и слабые в нефтенасыщенной среде.

С помощью гидрофобизаторов можно образовывать пространственные структуры, позволяющие изолировать крупные поры и трещины, что способствует изменению потоков флюида в добывающих скважинах. В качестве гидрофобизаторов можно использовать катионоактивные ПАВ.

Эксперименты проводились с продуктом 119-204, этилсиликатами и кремнийорганическим эмульсионным составом. Эти составы были выбраны исходя из результатов оценки их изолирующего действия. Исследования проводились при высоких скоростях фильтрации и без создания пластового давления.

Дегазированный керн исследуемого пласта с проницаемостью 648 мД был использован в качестве его линейной модели. В образец были закачены две оторочки реагента.

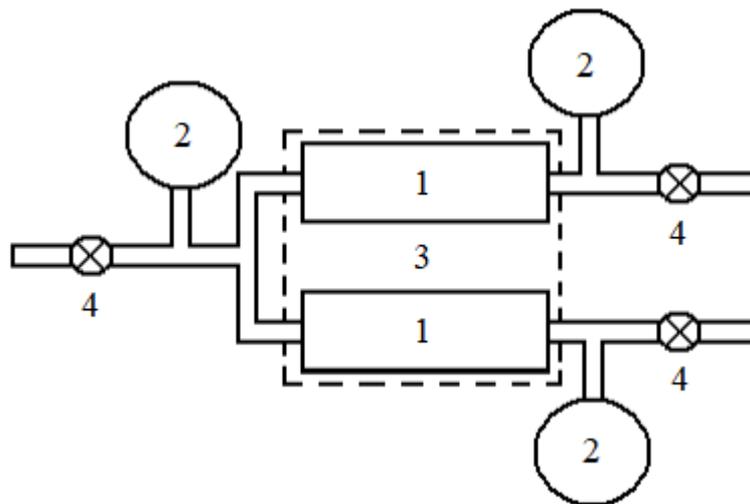
Ниже приведена схема лабораторной установки.



**Рисунок 1** – Схема установки. 1 – измерительная ячейка, 2 – манометры, 3 – термостат, 4 – краны.

После того как было закачено 10%  $V_{\text{пор}}$ , при температуре 85°C, первой оторочки и по истечению 2-х часов с постоянной температурой, произошло снижение скорости фильтрации в модели более чем в 8 раз, при этом давление в образце резко возросло. Закачка такого же объёма второй оторочки остановило фильтрацию. Это указывает на полную изоляцию модели пласта.

Влияние составов на пласт было оценено по их влиянию на неоднородную модель пласта, представленную несколькими колонками с разной проницаемостью. На рисунке 2 представлена схема данной конструкции.



**Рисунок 2** – Схема установки для исследования селективных свойств реагентов. 1 – измерительная ячейка, 2 – манометры, 3 – термостат, 4 – краны.

В данной модели, колонка с меньшей проницаемостью (3151 мД) насыщена водой, и нефтью, а колонка с большей проницаемостью (7478 мД) была насыщена сначала водой, а затем нефтью. Затем произошло вытеснение нефти водой. С помощью параллельного объединения колонок, в модель пласта была закачена жидкость (рис. 2).

Построение данной модели помогло установить давление и скорости фильтрации флюида. В дальнейшем, после прекращения фильтрации и объединения выходов колонок, на выход модели пласта был закачен состав.

Фильтрация была остановлена после продавливания состава в модель пласта. После 4-х часов термостатирования модели при температуре 85°C, вновь начали закачивать воду со стороны «нагнетания».

Эксперимент с реагентом 119-204 показал, прекращение фильтрации воды через высокопроницаемую водонасыщенную колонку. Колонка с более низкой проницаемостью фильтровалась только нефтью. После того, как

давление в системе увеличили более чем в 3 раза фильтрация по высокопроницаемой колонке не возобновилась.

Проведенные эксперименты показали, что растворы продукта 119-204 в углеводородах являются селективными и эффективными составами для изоляции водопритока. Оптимальной концентрацией реагента считается 20 – 25% масс. Вязкость такого состава не превышает 2,5 сПз, а плотность – 0,860 г/см<sup>3</sup>. Закачиваемый состав готовится путем простого смешения компонентов: продукт 119-204 смешивают с нефтепродуктом в определённых количествах и перемешивают. Для приготовления 1 т состава берут 200 кг продукта 119-204 и добавляют 800 кг нефтепродукта (1023 л).

Эксперименты с этоксисиланами (ЭТС-32. ЭТС-40) показали, что фильтрация воды через высокопроницаемую колонку прекратилась, а по колонке с более низкой проницаемостью возросла скорость фильтрации нефти. После этого давление в пластовой модели увеличилось примерно в 5 раз, при том, что фильтрация по высокопроницаемой колонке не возобновилась. После прекращения эксперимента установлено, что молотый керн в колонке с высокой проницаемостью цементировался в прочную единую массу.

В ходе эксперимента с КрЭС установлено, что скорость фильтрации воды по колонке с высокой проницаемостью снизилась более чем в 5 раз, а скорость фильтрации нефти по второй колонке возросла в 2,3 раза, при этом давление в системе резко возрастало (в 3,6 раза). Следует отметить, что из-за высокой проницаемости водонасыщенной колонки ( $6940 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>), её изоляции не произошло.

В случае КРЭС, отсутствие полной изоляции может являться полезным применительно к условиям коллектора с низкой проницаемостью, в котором основной приток жидкости осуществляется по трещинам. В этом случае закаченный состав послужит снижению притока воды к скважине. При этом приток нефти по трещине сохраняется.

На основании экспериментов можно сделать вывод, что состав в основу которого входят алюмохлорид и этилсиликат является селективным и

эффективным средством для изоляции водопритока в добывающих скважинах. Эти эксперименты показали, что оптимальным является следующий состав, % масс: Этилсиликат (ЭТС-32, ЭТС-40) 90-96; Алюмохлорид 3-9; НПАВ (неонол АФ9-12, ОП-10).

Дополнительные исследования, направленные на установление эффективности разработанных тампонажных составов, проводились на установке УИПК при пластовых температурах и давлениях. Принципиальная схема лабораторной установки похожа на схему, приведенную на рис. 2 при пластовых температурах. В экспериментах в качестве модели пласта использовали единичные образцы керна, которые выпилили из породы пластов ЮВ<sub>1</sub> месторождений А и Б параллельно напластованию. Во всех экспериментах образцы керна предварительно вакуумировали, после чего насыщали моделью минерализованной воды. Общей минерализация при этом составляла 18 г/л (15,5 г NaCl + 2,5 г CaCl<sub>2</sub> /1л).

Чтобы оценить эффективность изолирующего действия разработанных составов использовали образцы с повышенными фильтрационно-емкостными характеристиками (проницаемость образцов 43-108  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>), представляющие наиболее вероятные интервалы прорыва воды в добывающих скважинах. Характеристики образцов керна пластов ЮВ<sub>1</sub> месторождений А и Б представлены в таблице 1. Также в экспериментах оценивали изолирующее действие состава на нефтенасыщенных образцах и образцах с остаточной нефтенасыщенностью. Такой подход позволяет как оценить эффективность состава, так и его селективность, и действие на пласт, т.е. вероятность кольматации нефтенасыщенных интервалов.

Методика исследования эффективности изолирующих составов была следующей. После помещения керна в специальный держатель с гидравлическим отжимом, его отправляли в термошкаф, поддерживающий постоянную пластовую температуру. После этого устанавливали давление обжимали цилиндра в 100 атм. Затем по-порядку через керн пропускали 4 поровых объёма нефти с определённого месторождения и воду с

минерализацией 9 г/л. Закачка воды проводилась до прекращения выделения нефти и урегулирования давления фильтрации по воде. За счёт всего вышесказанного, проводили моделирование обводнённых интервалов в пласте и устанавливали их проницаемость по воде.

Два поровых объёма изолирующего состава прокачивали через подготовленный образец керна. После этого уже без закачки состава, образец выдерживали около 12 часов и затем снова определяли фильтрационные параметры.

Таким образом были испытаны изолирующие составы для пласта ЮВ<sub>1</sub> месторождений А и Б. В таблице 2 представлены результаты испытаний химический составов на образцах керна.

Полученные данные показали, что все испытанные составы обладают высоким изолирующим действием. Наиболее сильным из них является состав на основе этилсиликата. Это объясняется его компонентным составом. Однако ни в одном случае не была достигнута полная кольматация образца керна. Возможно, это обусловлено наличием в образце микропор, в которые не смог проникнуть изолирующий состав, что обеспечило сохранение проницаемости.

Результаты испытаний изолирующих составов на образцах керна с остаточной нефтенасыщенностью								
№ п/п	№ образца	Проницаемость $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>		Изолирующий состав (реагент, содержание, % об.)	Параметры модели после обработки			Отношение $K_1/K_2$
		По газу	По воде, $K_1$		$\Delta P_{изб}$ , МПа	$\Delta P_{ост}$ , МПа	Проницаемость по воде ( $K_2$ ), $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	
<b>Паст ЮВ<sub>1</sub> месторождения А</b>								
1	11/1	58,0	3,9	Продукт 119-204 (20) – нефть (80)	2,16	2,16	0,13	30,1
2	11/5	82,0	7,1	Этилсиликат (90) – алюмохлорид (9) – неонол АФ <sub>9.12</sub> (1)	3,63	3,47	0,08	88,7
3	10/3	108,0	8,3	1) Нефть (47) – силикат натрия (50) – эмультал (3); 2) HCl (6)	1,83	1,80	0,64	13,0
4	2/15	48,0	7,9	Нефть (47) – силикат натрия (50) – эмультал (3)	2,27	1,94	0,17	46,6
5	13387/96	38,0	2,1	КРЭС (10)	2,95	2,95	0,05	42,6
<b>Паст ЮВ<sub>1</sub> месторождения Б</b>								
6	15147/91	58,0	5,3	Продукт 119-204 (20) – нефть (80)	2,98	2,80	0,22	23,9
7	10308/89	43,0	5,2	Этилсиликат (90) – алюмохлорид (9) – неонол АФ <sub>9.12</sub> (1)	4,74	4,74	0,11	47,1
8	11985/90	45,0	4,9	1) Нефть (47) – силикат натрия (50) – эмультал (3); 2) HCl (6)	3,14	3,14	0,07	69,3
<b>Результаты испытаний изолирующих составов на нефтенасыщенных образцах керна</b>								
№ п/п	№ образца	Проницаемость $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>		Изолирующий состав (реагент, содержание, % об.)	Параметры модели после обработки			Отношение $K_1/K_2$
		По газу	По воде, $K_1$		$\Delta P_{изб}$ , МПа	$\Delta P_{ост}$ , МПа	Проницаемость по воде ( $K_2$ ), $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	
<b>Паст ЮВ<sub>1</sub> месторождения А</b>								
1	20/1	51,0	8,7	Продукт 119-204 (20) – нефть (80)	0,24	0,24	3,03	2,9
2	18/3	34,0	6,0	1) Нефть (47) – силикат натрия (50) – эмультал (3); 2) HCl (6)	1,64	0,75	1,42	4,2
<b>Паст ЮВ<sub>1</sub> месторождения Б</b>								
3	10306/89	50,0	16,85	Этилсиликат (90) – алюмохлорид (9) – неонол АФ <sub>9.12</sub> (1)	4,01	1,18	2,54	6,6

**Таблица 2 - результаты испытаний химический составов на образцах керна**

Наиболее предсказуемыми и «мягкими» свойствами обладает состав на основе продукта 119-204, при закачке которого обеспечивается достаточное снижение проницаемости керна и воспроизводимость результатов и, помимо того, не установлены побочные эффекты.

При испытании КрэС достигнута высокая степень изоляции образца керна ( $K_1/K_2 = 42,6$ ). Данный состав обладает следующими достойными свойствами: он готовится на водной основе и проявляет изолирующие свойства только при повышенных температурах. После закачки в пласт, данный состав фильтруется в основном через водопромытые интервалы. Если возникает необходимость в удалении избытка состава из ствола скважины, это легко осуществляется, что так же является его полезным свойством.

Данные, полученные при исследовании, подтверждают ранее полученные результаты оценочных экспериментов и подтверждают эффективность изолирующего действия разработанных составов. Так как эксперименты проводились на единичных образцах керна, можно сделать вывод, что при закачке составов в пласт на достаточную глубину обеспечивается изоляция зоны прорыва воды в широком интервале депрессий.

Чтобы на промысле исключить возможность гидролиза для находящегося в растворе продукта 119-204, при контакте с водой в стволе скважины и на забое стоит предусмотреть закачку буфера нефти, объем которой 0,5-1 м<sup>3</sup> до и 1-2 м<sup>3</sup> после закачки состава. Из ствола скважины состав удалится последним буфером, также он обеспечит проталкивание состава в пласт. Для того чтобы реагент начал реагировать с породой необходима выдержка не менее 4-х часов, хотя на практике всё немного иначе: в зависимости от характера прорыва воды 12-24 часа. Объем закачиваемого раствора реагента составляет 1-2 м<sup>3</sup> на 1 м интервала прорыва воды. При установленном прорыве воды по трещинам возможна последовательная закачка первоначально разбавленного раствора продукта 119-204 (3-5%) с целью продавки в объем пласта, а затем более концентрированного (20-25%) для тампонажа трещины вблизи ПЗП скважины,

в случае чего отпадает надобность в буфере перед закачкой состава, а суммарный объем закачки увеличивается в 2 раза.

В случае использования состава на основе этоксисиланов на промысле, чтобы исключить возможность преждевременного гидролиза этилсиликата, который находится в растворе, при контакте с водой в стволе скважины и на забое необходимо предусмотреть закачку буфера нефти объемом 0,5-1 м<sup>3</sup> до и после закачки состава. Последний буфер организует удаление состава из ствола скважины и его максимальное продавливание в объем пласта. Для того чтобы реагент начал реагировать с породой необходима выдержка не менее 4-х часов, хотя на практике всё немного иначе: в зависимости от характера прорыва воды 12-24 часа. Объем закачиваемого раствора реагента составляет 1-2 м<sup>3</sup> на 1 м интервала прорыва воды.

Разберём, как ведут обработку скважин с использованием кремнийорганического эмульсионного состава. Товарная эмульсию (изготовитель выпускает концентраты с содержанием основного вещества 20, 50 и 70% масс.) разбавляется водой до получения состава с содержанием полисилоксана 4-5 %, после чего состав закачивается в скважину из расчета 1,5 – 2,0 м<sup>3</sup> на 1 м интервала прорыва воды. Состав продавливается в скважину водой и оставляется на реагирование на 24 часа, затем запускается в работу.

#### 4. Моделирование процесса

Главными характеристиками продуктивности пластовой системы являются: средневзвешенная проницаемость  $k_0$ , мощность  $H_0$ , обводненность продукции  $W$  и пористость  $m$ . Рассмотрим модельный пласт, состоящий из двух пропластков – обводненного и нефтенасыщенного, мощностью  $h_1$  и  $h_2$  соответственно. Введём обозначения для параметров пропластка: «1» - для обводнённого, «2» - для нефтенасыщенного, рис. 3. Тогда общая мощность

модельного пласта, его средневзвешенная проницаемость и обводненность продукции при его эксплуатации определяются следующими выражениями:

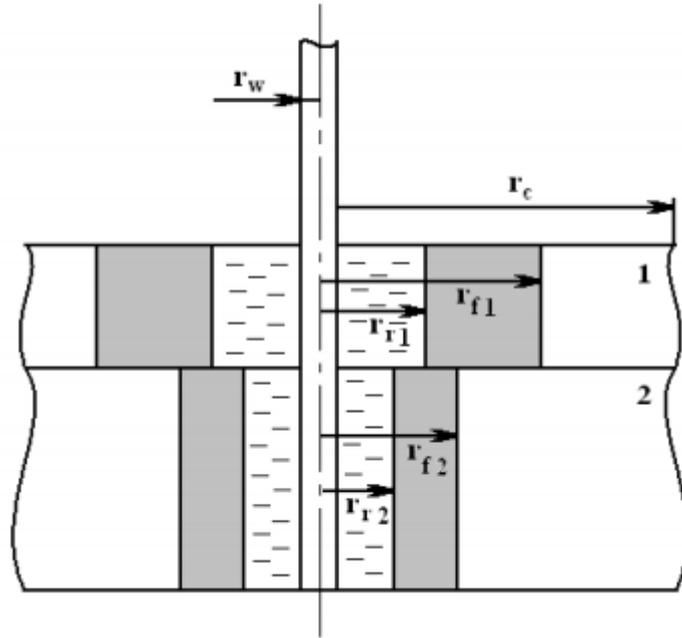


Рисунок 3 – Схема изображения моделируемого объекта

$$H_0 = h_1 + h_2 \quad (1)$$

$$k_0 = \frac{k_1 h_1 + k_2 h_2}{H_0} \quad (2)$$

$$W_0 = \frac{Q_{10}}{Q_{10} + Q_{20}} = \frac{2\pi k_1 h_1 \Delta p_0}{\mu_1 \ln \frac{R}{r_c}} \bigg/ \frac{2\pi \Delta p_0 \left( \frac{k_1 h_1}{\mu_1} + \frac{k_2 h_2}{\mu_2} \right)}{\ln \frac{R}{r_c}} =$$

$$= \frac{k_1 h_1}{\mu_1} \bigg/ \left( \frac{k_1 h_1}{\mu_1} + \frac{k_2 h_2}{\mu_2} \right) = \frac{k_1 \mu_1 \mu_2}{\mu_1 (k_1 \mu_2 + k_2 \mu_1)} \quad (3)$$

где:  $Q_{i0}$  - расход флюида из обводненного и нефтенасыщенного пропластков,  $k_i$  - проницаемость  $i$ -го пласта для насыщающих флюидов,  $\mu_i$  - коэффициент динамической вязкости флюидов,  $\Delta p_0$  - депрессия на пласт до воздействия.

Для нахождения решения системы уравнений (1) - (3) необходимо задать значения одного параметра. Например, в нашем случае этим параметром является проницаемость обводненного пропластка  $k_1$ .

Зная  $k_1$  и решая систему (1) - (3) определяем параметры моделируемого объекта, такие как  $k_2$ ,  $h_1$ ,  $h_2$ .

Из формулы (1) определяем мощность водонасыщенного пропластка  $h_1$ :

$$h_1 = H_0 - h_2 \quad (4)$$

Из уравнения (2) определяем мощность нефтенасыщенного пропластка  $h_2$ :

$$h_2 = \frac{k_0 H_0 - k_1 h_1}{k_2} \quad (5)$$

Подставив (4) в (5) и разрешив относительно  $h_2$ , получаем окончательное выражение для нахождения мощности нефтенасыщенного пропластка:

$$h_2 = H_0 \frac{k_0 - k_1}{k_2 - k_1} \quad (6)$$

С учетом (6) формула (4) принимает следующий вид:

$$h_1 = H_0 \left(1 - \frac{k_0 - k_1}{k_2 - k_1}\right) \quad (7)$$

Воспользовавшись выражением (3) с учетом выражений (6) и (7) определим проницаемость нефтенасыщенного пропластка:

$$k_2 = \frac{k_0 k_1 (1 - W_0)}{k_1 \mu_2 (1 - W_0) + W_0 \mu_1 (k_1 - k_0)} \quad (8)$$

При закачке гелеобразующего реагента в такой модельный пласт, положение и объём оторочек в каждом пропластке определяется следующими соотношениями:

$$V = V_1 + V_2 = \pi [m_1 h_1 (r_{f1}^2 - r_c^2) + m_2 h_2 (r_{f2}^2 - r_c^2)] \quad (9)$$

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{k_1 h_1 \mu_2}{k_2 h_2 \mu_1} \quad (10)$$

где:  $m_i$  - пористость пропластков;  $r_c$  - радиус скважины;  $r_{fi}$  - радиус проникновения реагента в  $i$ -ый пропласток;  $V$  - объём закачиваемого реагента, распределяющийся в пласте в соотношении  $V_1$  - объём оторочки реагента, поступившего в обводненный пропласток,  $V_2$  - объём оторочки реагента, поступившего в нефтенасыщенный пропласток.

Из выражения (9) определяем радиус проникновения реагента в первом пропластке –  $r_{f1}$ :

$$r_{f1} = \sqrt{\frac{V - \pi m_2 h_2 (r_{f2}^2 - r_c^2)}{\pi m_1 h_1} + r_c^2} \quad (11)$$

Из уравнения (10) с учетом (12) находим радиус проникновения реагента в нефтенасыщенном пропластке –  $r_{f2}$ :

$$r_{f2} = \sqrt{\frac{\mu_1 k_2 V}{\pi m_2 (\mu_2 k_1 h_1 + \mu_1 k_2 h_2)} + r_c^2} \quad (12)$$

Подставляя (12) в (11) находим окончательное выражение для радиуса проникновения реагента в первом пропластке:

$$r_{f1} = \sqrt{\frac{\mu_1 k_2 V (V - \pi m_2 h_2)}{\pi^2 m_1 m_2 h_1 (\mu_2 k_1 h_1 + \mu_1 k_2 h_2)} + r_c^2} \quad (13)$$

Технология установки гелевого экрана предусматривает проталкивание оторочки реагента вглубь пласта некоторым объемом воды  $V_w$ . В таком случае, если заменить объем реагента ( $V$ ) на объем буферной оторочки воды ( $V_w$ ), а радиусы переднего фронта оторочки реагента ( $r_{fi}$ ) на радиусы задних фронтов оторочек реагента ( $r_{ri}$ ) (рис. 3), то воспользовавшись системой уравнений (9) - (10) можно определить  $r_{ri}$ .

$$r_{r2} = \sqrt{\frac{\mu_1 k_2 V_w}{\pi m_2 (\mu_2 k_1 h_1 + \mu_1 k_2 h_2)} + r_c^2} \quad (14)$$

$$r_{r1} = \sqrt{\frac{\mu_1 k_2 V_w (V_w - \pi m_2 h_2)}{\pi^2 m_1 m_2 h_1 (\mu_2 k_1 h_1 + \mu_1 k_2 h_2)} + r_c^2} \quad (15)$$

В формулах (12) и (13) объём реагента  $V$  необходимо заменить на суммарный объём реагента и буферной воды  $V_r + V_w$ :

$$r_{f2} = \sqrt{\frac{\mu_1 k_2 (V_r + V_w)}{\pi m_2 (\mu_2 k_1 h_1 + \mu_1 k_2 h_2)} + r_c^2} \quad (16)$$

$$r_{f1} = \sqrt{\frac{\mu_1 k_2 (V_r + V_w) ((V_r + V_w) - \pi m_2 h_2)}{\pi^2 m_1 m_2 h_1 (\mu_2 k_1 h_1 + \mu_1 k_2 h_2)} + r_c^2} \quad (17)$$

После остановки скважины гелеобразующий реагент формирует экран, обеспечивающий снижение проницаемости до значения  $k_i^*$ . В дальнейшем в качестве примера будем рассматривать реагент КрЭС, основанный на кремнийорганических соединениях. Данный реагент позволяет снижать проницаемость в обводненных пластах при минимальном воздействии на неё в нефтенасыщенных интервалах. Для КрЭС проницаемость установленного экрана является селективной, то есть проницаемость гелевого экрана по воде меньше, чем его проницаемость по нефти в 10 раз (таблица 2). После того как

низкопроницаемые экраны устанавливаются, скважину запускают в эксплуатацию.

Из формулы Дюпюи определяем изменение дебита жидкости в скважине до и после формирования гелевого экрана:

$$\frac{Q_i}{Q_{i0}} = \frac{\Delta p}{\Delta p_0} \frac{\lambda_{i0}}{\lambda_i}, \quad \lambda_{i0} = \frac{1}{k_i} \ln \frac{r_b}{r_c}, \quad \lambda_i = \frac{1}{k_i} \ln \frac{r_{ri}}{r_c} + \frac{1}{k_i^*} \ln \frac{r_{fi}}{r_{ri}} + \frac{1}{k_i} \ln \frac{r_b}{r_{fi}} \quad (18)$$

где:  $\lambda$  - гидравлическое сопротивление призабойной зоны;  $r_b$  - радиус контура питания скважины;  $\Delta p$  и  $\Delta p_0$  - депрессия на пласт до и после воздействия соответственно.

Относительное увеличение дебита нефти определяется по формуле (18). Считая, что суммарный расход до и после воздействия остается неизменным, то есть:

$$Q_{10} + Q_{20} = Q_1 + Q_2, \quad (19)$$

можно определить обводненность добываемой продукции, после установления экрана:

$$W = \frac{Q_1}{Q_1 + Q_2} = \frac{h_1 \lambda_1}{\mu_1 \left[ \frac{h_1}{\mu_1} \lambda_1 + \frac{h_2}{\mu_2} \lambda_2 \right]} \quad (20)$$

При этом относительная депрессия на пласт после воздействия, с учетом выражения (19) определяется как:

$$\frac{\Delta p}{\Delta p_0} = \frac{k_1 h_1 \mu_2 + k_2 h_2 \mu_1}{\mu_1 \mu_2 \ln \frac{R}{r_c} \left[ \frac{h_1}{\mu_1} \lambda_1 + \frac{h_2}{\mu_2} \lambda_2 \right]} \quad (21)$$

Это выражение показывает во сколько раз при неизменном дебите по жидкости возрастает депрессия на пласт после установки экранов.

## 5. Принцип формирования гелевого экрана

Возьмём модельный пласт с реальными характеристиками пластовой системы юрских отложений месторождения **Б** и проанализируем эффективность формирования на нём гелевых экранов.

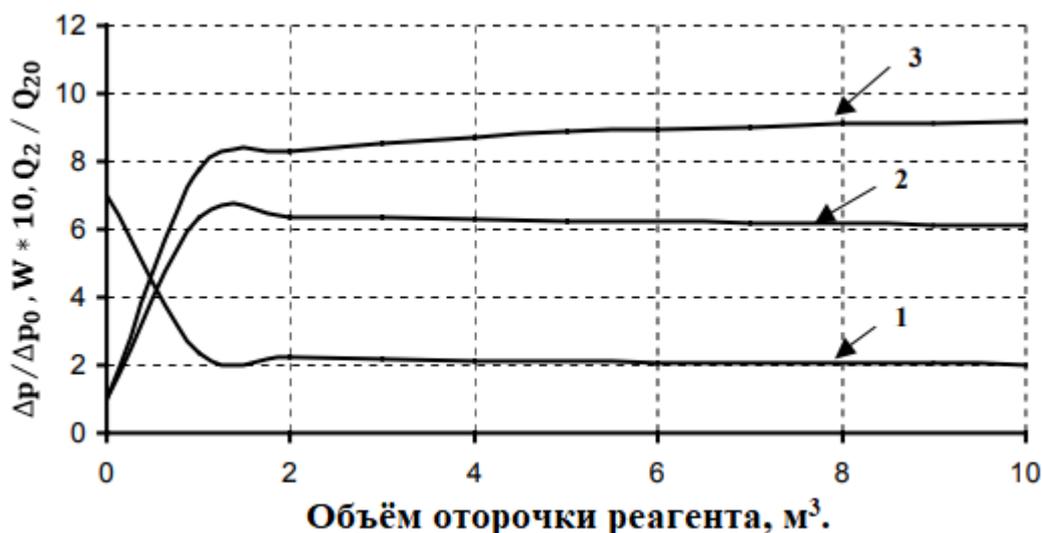
Как упоминалось ранее, Юрские коллекторы месторождения **Б** можно разделить на 3 группы с различной проницаемостью. К первой группе относятся пласты с проницаемостью  $7 \text{ мД}$ , ко второй с характерной проницаемостью  $20 \text{ мД}$  и к третьей группе с высокой проницаемостью порядка  $100 \text{ мД}$  и более. Коллектора второй группы встречаются намного чаще. Их доля составляет около 60%. Средними параметрами залежи по объектам разработки являются: продуктивная мощность пласта  $17 \text{ м}$ ; средняя проницаемость  $24,3 \text{ мД}$ ; пористость пород, составляющих пласт  $16,2\%$ .

Характеристики состояния разработки данной залежи определяются следующими значениями: радиус контура питания скважин составляет около  $150 \text{ м}$ ; обводненность продукции около 70%; вязкость воды и нефти при пластовых условиях равны  $0,00036 \text{ Па}\cdot\text{с}$  и  $0,00081 \text{ Па}\cdot\text{с}$ , соответственно; пластовое давление  $70 \text{ атм}$ ; радиус скважин  $0,1 \text{ м}$ . Из лабораторных исследований рассмотренных реагентов получено, что при формировании гелевого экрана в водонасыщенном образце горной породы юрских отложений месторождения **А** снижение проницаемости происходит примерно в 30 раз, а в нефтенасыщенном в 3 раза (таблица 2). Эти значения будем использовать в дальнейших расчетах.

Как упоминалось ранее, данная задача имеет множество решений и в качестве замыкающего параметра было решено выбрать  $k_I$ . Как пример возьмём два варианта. В первом случае рассмотрим начальный этап разработки участка, когда тонкий пропласток, который принадлежит к 3 группе ( $k_I=100 \text{ мД}$ ) обводнен. Во втором случае рассмотрим завершающий этап разработки участка, когда обводнен мощный нефтенасыщенный пропласток из 2 группы ( $k_I=25 \text{ мД}$ ).

Система уравнений (1) – (3) определяет характеристики модельного пласта для первого случая. Зададим значение проницаемости обводненного пропластка  $k_I=100$  мД. Тогда из формулы (7) получаем, что мощность обводненного пропластка равна 2,1 м. Из формул (6) и (8) определяем, что мощность и проницаемость нефтенасыщенного пропластка равны 14,9 м и 13,6 мД соответственно.

Из формул (18), (20), (21) определяем значения обводненности продукции, относительного увеличения дебита нефти и относительной депрессии на пласт для различных объемов закачиваемого реагента, а, следовательно, размеров гелевого экрана. Эти зависимости приведены на рисунке 4.



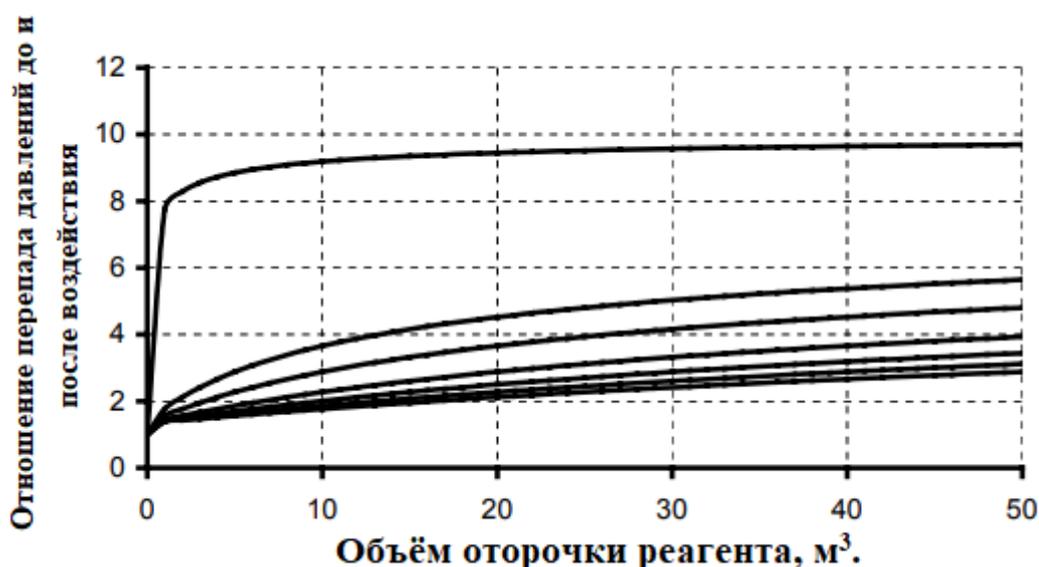
**Рисунок 4** – Расчётная зависимость обводнённости продукции (кривая 1), относительного увеличения дебита нефти (кривая 2) и относительная депрессия на пласт (кривая 3) от объема применяемой оторочки гелеобразующего реагента.

На рисунке 4 видно, что увеличение размеров формируемых в пласте экранов ведёт к увеличению дебита нефти относительно первоначального уровня почти в 6 раз (кривая 1). Происходит снижение обводненности продукции с 70% до 20%. Анализ кривой 2 показывает, что оптимальный

объем, при котором происходит максимальное повышение дебита нефти составляет около 2 м<sup>3</sup>. Однако, также происходит сильное увеличение депрессии на пласт, почти в 10 раз (кривая 3). Высокие значения относительной депрессии на пласт могут способствовать тому, что забойное давление окажется ниже давления насыщения, из-за чего в призабойной зоне скважины будет выделяться газ, и из-за снижения фазовой проницаемости призабойной зоны для пластовых жидкостей, режим работы скважины станет неэффективным.

Ограничение относительной депрессии на пласт в разумных пределах до 1,5 – 2 раз достигается слишком малыми размерами гелевых экранов (порядка 0,1 см). Формирование оторочек такого размера в достаточно мощных пластах практически невозможно. На увеличение размеров экрана, формируемого в пласте при фиксированном изменении депрессии на пласт, влияет оттеснение оторочек реагента в глубь пласта буферной оторочкой воды до остановки скважины на реакцию.

Аналогично воспользовавшись формулой (21) проведём исследование зависимости относительной депрессии на пласт от объема закачиваемого реагента при различных размерах буферной оторочки воды. Эта зависимость показана на рисунке 5.



**Рисунок 5** – Зависимость относительной депрессии на пласт от объема оторочек закачиваемого реагента. Кривые снизу в верх соответствуют следующим объемом буферных оторочек воды: 1) 50 м<sup>3</sup>; 2) 40 м<sup>3</sup>; 3) 30 м<sup>3</sup>; 4) 20 м<sup>3</sup>; 5) 10 м<sup>3</sup>; 6) 5 м<sup>3</sup>; 7) 0 м<sup>3</sup>.

Как видно на рисунке 5, депрессия на пласт возрастает значительно меньше при формировании гелевого экрана в глубине пласта. Однако в этом случае прирост дебита нефти и снижение обводненности продукции значительно меньше.

Другим параметром, ограничивающим технологическую эффективность, считается целостность устанавливаемого экрана в пластовой системе, напрямую связанной с размерами оторочек реагента в пропластках. Продвижение оторочки реагента в глубь пласта влечёт за собой ее утоньшение, что при наличии микронеоднородностей пласта по проницаемости может привести к разрыву оторочки, а, следовательно, и формируемого экрана. Для достижения цели воздействия на пласт, размеры оторочки в обводненном пропластке должны быть достаточными, чтобы сохранять свою целостность, однако размеры оторочки в нефтенасыщенном пропластке должны быть минимальными.

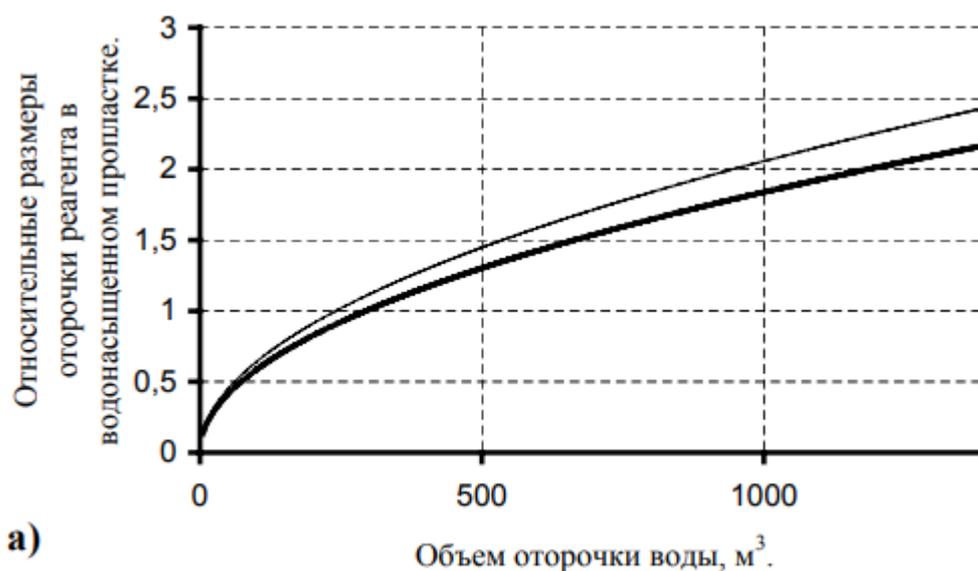
Характеристикой целостности экрана будем рассматривать относительный размер оторочки реагента попадающей в обводненный пропласток. Этот размер определяется по следующей формуле:

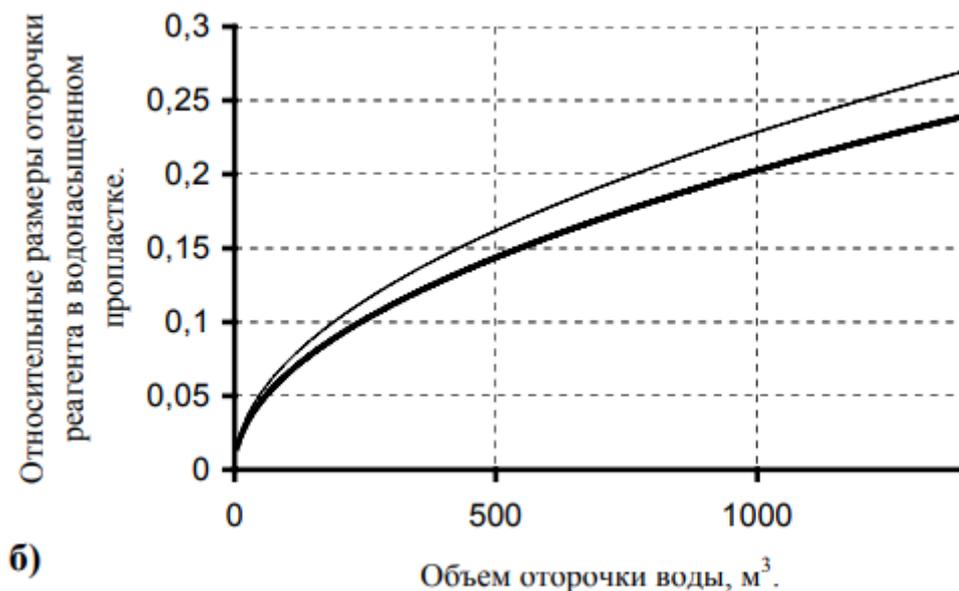
$$R = \frac{r_{f1} - r_{r1}}{h_1} \quad (22)$$

Таким образом, рассмотрим методику для формирования экрана, который не приводит к большим депрессиям на пласт и является устойчивым в обводненном пропластке.

*Шаг первый:* выбираем приемлемое ограничение относительного увеличения депрессии на пласт после воздействия (например,  $\Delta p / \Delta p_0 = 2$ ).

*Шаг второй:* зададим условие целостности гелевого экрана в обводненном пропластке:  $R \geq 0,5$ . По формулам (18), (20) и (21) проведем расчет зависимости относительных размеров гелевого экрана в обводненном пропластке от объема буферной оторочки воды. Эта зависимость изображена на рисунке 6.





**Рисунок 6** – Зависимость относительных размеров гелевого экрана в обводненном пропластке от объема буферной оторочки воды для начального этапа разработки (первое решение, рис. 6 а) и завершающей стадии (второе решение, рис. 6 б). Расчеты проведены для двух значений начальной обводненности: 1) 70% (толстая кривая); 2) 90% (тонкая кривая).

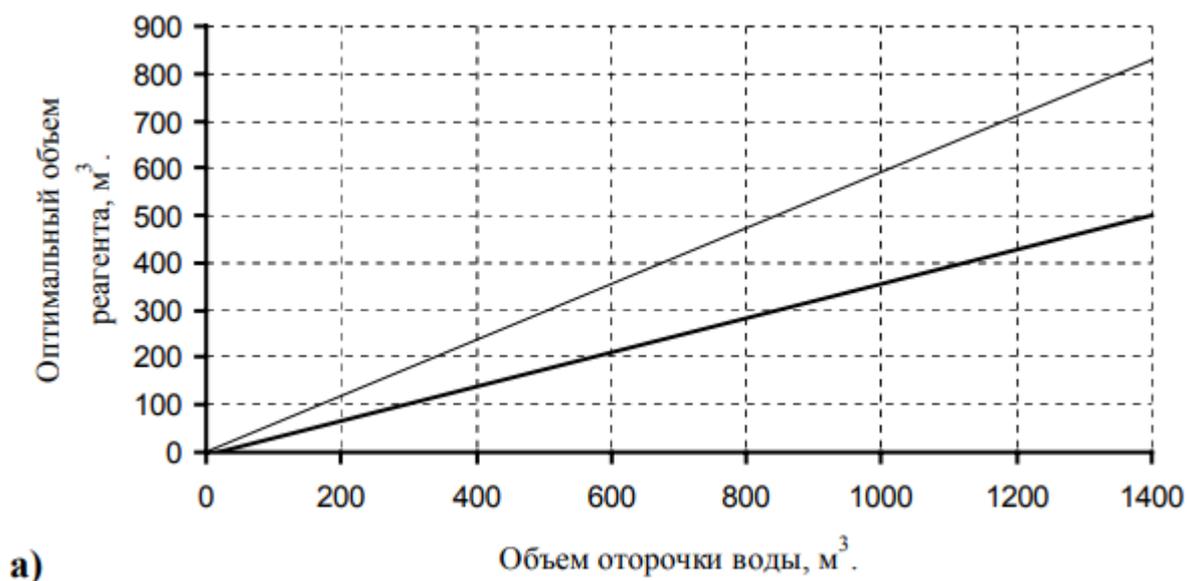
Как видно на рисунке 6а, при ограничении относительной депрессии на пласт в 2 раза, начальной обводненности 70%, и относительном размере барьера равном 0,5, объем буферной оторочки воды равен 100 м³.

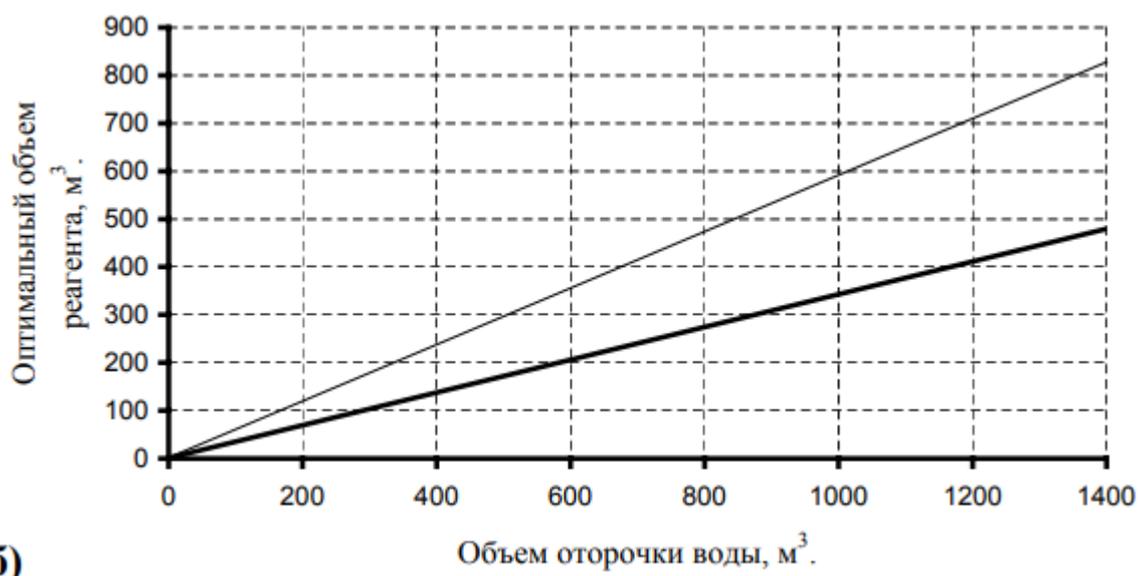
*Шаг третий:* Чтобы рассчитать зависимость относительной депрессии на пласт от объема закачиваемого реагента, для различных объемов буферных оторочек воды (аналогично рис. 5) воспользуемся формулами (18), (20) и (21). Используя полученные графики построим зависимость объема закачиваемого реагента от объема буферной оторочки воды при выбранном ограничении относительной депрессии (рис. 7). По этой построенной зависимости определяем оптимальный объем реагента, который соответствует выбранному на шаге 2 объему буферной оторочки воды. Для рассматриваемого случая (начальная обводненность 70%) он составляет 33 м³, рис. 7а.

*Шаг четвертый:* используя те же формулы (18), (20) и (21) находим значение обводненности продукции и относительное изменение дебита нефти после воздействия для найденных значений оптимальных объемов закачиваемого реагента и буферной оторочки воды.

Из результатов расчётов видно, что при обработке призабойной зоны добывающей скважины (модельного пласта) оптимальными значениями оторочек реагента (33 м<sup>3</sup>) и буферной воды (100 м<sup>3</sup>) происходит снижение обводнённости с 70% до 61%, а относительный дебит нефти равен 1,93.

Для финальной стадии разработки (второй случай) имеем следующие характеристики модельного пласта: проницаемость и мощность обводненного пропластка составляют 23 мД и 9,2 м соответственно, а нефтеносного – 25,8 мД и 7,8 м. Результаты расчетов по рассмотренной выше методике для двух значений начальной обводненности (70% - толстая кривая и 90% - тонкая кривая) представлены на графиках (рис. 6б, 7б). При 70% обводненности оптимальные значения объемов буферной воды и оторочки реагента будут равны: 50 м<sup>3</sup> и 18 м<sup>3</sup> соответственно, в этом случае обводненность снижается так же с 70% до 61%, а относительный дебит нефти так же равен 1,93.





б)

**Рисунок 7** – Зависимость оптимального объема закачиваемого реагента от объема буферной оторочки воды для начального этапа разработки (первое решение, рис.7а) и завершающей стадии (второе решение, рис.7б). Расчеты проведены для двух значений начальной обводненности: 1) 70 % (толстая кривая); 2) 90 % (тонкая кривая).

Аналогичные расчеты для двух случаев при начальной обводненности 90% показали, что оптимальные значения буферной воды и объемов реагента для первого случая (высокие значения остаточных запасов) равны: 50 м³ и 30 м³. После воздействия, технологические параметры имеют следующие значения: снижение обводненности с 90% до 83%, прирост дебита нефти 1,89.

Итогом данного исследования можно считать определение оптимальных технологических параметров для изолирующего воздействия в добывающих скважинах. Эти параметры определяются по величине допустимой депрессии на пласт после воздействия и минимальным размером целостного гелевого экрана в обводненном пропластке.

Достигнуть одинаковой технологической эффективности воздействия на участках со слабой и высокой выработанностью запасов получается с помощью оптимальных размеров оторочек реагента и объема буфера воды. Однако эти оптимальные размеры в первом и втором случае имеют различные значения

(требуемый объем применяемых оторочек возрастает при росте выработанности запасов).

При увеличении начальной обводненности продукции происходит снижение технологической эффективности от применения гелевого воздействия. Поэтому гелевые экраны более эффективны если их применять на ранних этапах разработки.

## **Заключение**

Таким образом, в данной работе были выявлены реагенты, способствующие устранению обводнённости, и определена их эффективность для Юрских отложений. Изучены крупномасштабные методы увеличения нефтеотдачи и опыт их промышленного применения. Определены оптимальные реагенты для закачки в пласт. Составлена методика для формирования экрана, устойчивого в обводненном пропластке и не приводящего к большим депрессиям на пласт. Описаны результаты исследования.

## Список литературы

1. Боксерман А.А. Востребованность современных методов увеличения нефтеотдачи – обязательное условие преодоления падения нефтедобычи в стране // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 10. – С. 34-38.
2. Закиров И.С. Совершенствование разработки нефтегазовых залежей со слоисто-неоднородными коллекторами. Диссертация на соискание степени кандидата технических наук, ИПНГ РАН, ГАНГ им. Губкина, 1996.
3. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа / Под. ред. Закирова С.Н. – М.: «Грааль», 2000. – 643 с.
4. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. - М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 496 с.
5. Лозин Е.В., Хлебников В.Н. Применение коллоидных реагентов в нефтедобыче. – Уфа: изд. Башнипинефть. – 2003. - 236 с.
6. Силин М.А., Елисеев Д.Ю., Куликов А.Н. Оптимизация применения технологий ограничения водопритокков и повышения нефтеотдачи пластов на залежах трудноизвлекаемых запасов нефти Западной Сибири. – М: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 139 с.
7. Владимиров И.В., Казакова Т.Г., Вафин Р.В., Тазиев М.М., Чукашев В.Н. О возможном механизме обводнения добывающих скважин, эксплуатирующих залежи вязкой и высоковязкой нефти // Нефтепромысловое дело. – 2004. – №6. – С. 73-77.
8. Владимиров И.В., Тазиев М.М., Чукашев В.Н. Оптимизация системы заводнения водонефтяных зон нефтяных залежей // Нефтепромысловое дело, 2005. – № 1. – С.30-37.
9. Владимиров И.В., Казакова Т.Г., Тазиев М.М., Муртазина Т.М. Оптимизация заводнения коллекторов водонефтяных зон месторождений нефти с применением горизонтальных скважин // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 12, С. 32-35.

10. Патент РФ № 2178517 МКИ E21 В 43/16. Способ разработки нефтяной залежи в поздней стадии / Гайнуллин К.Х., Разгоняев Н.Ф., Габдрахманов Н.Х. и др.

11. Лозин Е.В. Эффективность доразработки нефтяных месторождений. – Уфа: Башкирское книжное издательство, 1987. – 152 с.

12. Пресняков А.Ю., Ломакина И.Ю., Нигматуллин Т.Э., Разяпов Р.К., Сорокин А.С. Комплексный подход к выбору технологии ограничения водо- и газопритока в условиях Юрубчено-Тохомского месторождения // Нефтяное хозяйство. - 2014.- № 6. – С. 94-98.

13. Швецов И.А., Мамырин В.Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование. Самара: Российское представительство Акционерной Компании «Ойл Технолоджи Оверсиз Продакшн Лимитед», 2000. – 336 с.

14. Швецов И.А. Пути совершенствования полимерного заводнения. – М.: - ВНИИОЭНГ. – 1989. – Вып. 21. – 41 с.

15. Телин А.Г. Повышение эффективности воздействия на пласт сшитыми полимерными системами за счет оптимизации их фильтрационных и реологических параметров // Интервал. – 2002, № 12 (47). – с. 8-49

16. Магзянов И.Р., Исмагилов Т.А., Захаров В.П., Вежнин С.А., Захаров С.В. Реализация нового подхода к размещению гелевых составов в обводненных высокопроницаемых изолированных пластах // Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 6. – С. 25-29.

17. Мориков И.П., Сахань А.В., Щербаков Д.П., Шайдуллин В.А., Пресняков А.Ю., Нигматуллин Т.Э. Опыт планирования и проведения ремонтноизоляционных работ по ограничению водопритока // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 62-64.

18. Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Ибатуллин Р.Р., Кадыров Р.Р., Юсупов И.Г. Методы ограничения водопритока при строительстве и эксплуатации скважин // Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 7. – С. 54-57.

19. Швецов И.А., Бакаев Г.Н. и др. Состояние и перспективы полимерного воздействия на пласт // Нефтяное хозяйство. -1994. - №4. – С. 37-41.

20. Швецов И.А., Кабо В.Я. и др. Новые технологии применения полимерных реагентов в добыче нефти // Состояние и перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов: Сб. док. II научно-производственной конференции. – Самара: АО «ПО «Лукойл-Волга». – 1998. – С. 44-47.

21. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. и др. Регулирование кинетических и реологических характеристик гелеобразующих систем для увеличения нефтеотдачи // Химия нефти и газа: Материалы IV международной конференции. – Томск: «СТТ». – 2000. – Т.1. – С. 469-473.

22. Насибулин И.М., Мисолина Н.А., Баймашев Б.А., Минебаев Р.Р., Мартынчук Р.Р. Ограничение водопритока на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти с помощью новых изоляционных составов // Нефтепромысловое дело. – 2010. - № 4. – С. 38-41.

23. Дияров И.Н., Башкирцева Н.Ю., Аглиуллин Р.Р. Гидроизоляционный состав для ограничения водопритока и повышения дебита добывающих нефтяных скважин // Нефтяное хозяйство. - 2007. - № 12. – С. 84-86.