

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Satbayev University

Институт геологии, нефти и горного дела имени К. Турысова

УДК 622.24

На правах рукописи

Салыкова Сания Муратовна

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

На соискание академической степени магистра технических наук

Название диссертации «Оценка применимости полимерного заводнения на примере месторождения X»

Направление подготовки

7M07202 – Нефтяная инженерия

Научный руководитель:

PhD, Ассистент-профессор



Исмаилова Д.А.

" ____ " _____ 2021 г.

Рецензент

PhD, Ассистент-профессор

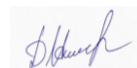


Тикебаев Т.А.

" ____ " _____ 2021 г.

Нормоконтроль

PhD, Ассистент-профессор



Исмаилова Д.А.

" ____ " _____ 2021 г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой НИ,

М.т.н

Дайров Ж.К.

" ____ " _____ 2021г.

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Satbayev University
Институт геологии, нефти и горного дела имени К. Турысова
Кафедра нефтяной инженерии
7M07202 – "Нефтяная инженерия"

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой НИ,
М.т.н
_____ Ж.К. Дайров
" ____ " _____ 2021 г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение магистерской диссертации

Магистрант Салыкова Сания Муратовна

Тема: Оценка применимости полимерного заводнения на примере месторождения X

Утверждена приказом ректора университета № 330-М от "11" ноября 2019 г.

Срок сдачи законченной диссертации " 21" 06 2021 г.

Исходные данные к магистерской диссертации: Анализ основных критериев при полимерном заводнении




Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

1. Сбор и анализ литературных источников по методу полимерного заводнения.
2. Анализ реализации полимерного заводнения в рамках мирового опыта
3. Оценивание эффективности метода для дополнительной добычи нефти на примере месторождения X, используя характеристики пласта
4. Оценка и обоснование влияний параметров пласта и закачиваемого агента основанная на определенных параметры

Рекомендуемая основная литература:

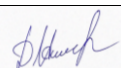
1. Sheng J.J., L. B. (2015). Status of Polymer-Flooding Technology . SPE-174541.
2. Seright RS, Fan T, Wavrik K, Balaban RC. New insights into polymer rheology in porous media. SPE J. 2011;16:35–42.
3. Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов в России и за рубежом. Опыт и перспективы. - Бурение и нефть – 2011 - №2 - с.22-26.

ГРАФИК
подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Литературный обзор и обоснование направления магистерской диссертации	25.11.2019-20.05.2020	
Исследовательская работа	21.05.2020-02.05.2021	
Оформление магистерской диссертации	03.05.2021-20.05.2021	

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию с указанием относящихся к ним разделов диссертации

Наименования раздела	Консультант, Ф.И.О. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Нормоконтроль	Исмаилова Д.А. PhD, ассистент профессор		

Научный руководитель



Исмаилова Д.А.

Задание принял к исполнению обучающийся _____ Салыкова С.М.

Дата

" _____ " _____ 2021 г.

АННОТАЦИЯ

Тема: Оценка применимости полимерного заводнения на примере месторождения X.

Ключевые слова: полимерное заводнение, увеличение нефтеотдачи, коэффициент подвижности, месторождение X, виды полимеров

Цель исследования: Определение основных критерий и поиск оптимальных условий для полимерного заводнения.

Научная новизна: Результаты исследования дали понятие о применении метода полимерного заводнения и обосновали возможность эффективного применения данного метода для увеличения нефтеотдачи, опираясь на такие параметры как, концентрация закачиваемого агента, скорость нагнетания и смачиваемость породы, было определено влияние на эффективное вытеснение нефти.

Данная диссертационная работа магистра включает в себя литературный обзор на метод полимерного заводнения, анализ мирового опыта, расчеты и моделирование, сравнение с другими методами по данным месторождения X для выявления наилучших условий заводнения.

АҢДАТПА

Тақырыбы: X кен орнының мысалында полимерлі су басудың қолданылуын бағалау.

Түйінді сөздер: полимерлі суландыру, мұнай бергіштігін арттыру, ұтқырлық коэффициенті, x кен орны, полимерлердің түрлері

Зерттеу мақсаты: полимерлі су басудың негізгі өлшемдерін анықтау және оңтайлы жағдайларын іздеу.

Ғылыми жаңалығы: зерттеу нәтижелері полимерлі суландыру әдісін қолдану туралы түсінік берді және айдалатын агенттің концентрациясы, айдау жылдамдығы және коллектордың сулануы сияқты параметрлерге сүйене отырып, мұнай өндіруді арттыру үшін осы әдісті тиімді қолдану мүмкіндігін негіздеді, мұнайдың тиімді ығыстыруына әсері анықталды.

Магистрдің бұл диссертациялық жұмысына полимерлі суайдау әдісіне әдеби шолу, әлемдік тәжірибені талдау, есептеу және модельдеу, су басудың жақсы жағдайларын анықтау үшін X кен орнының деректері бойынша басқа әдістермен салыстыру кіреді.

ABSTRACT

Topic: Assessment of the applicability of polymer flooding on the example of the X deposit.

Keywords: polymer flooding, increased oil recovery, mobility coefficient, deposit X, types of polymers

The purpose of the study: To determine the main criteria and search for optimal conditions for polymer flooding.

Scientific novelty: The results of the study gave an idea of the application of the polymer flooding method and justified the possibility of effective application of this method for increasing oil recovery, based on such parameters as the concentration of the injected agent, the injection rate and the wettability of the rock, the effect on the effective displacement of oil was determined.

This master's thesis includes a literary review of the polymer flooding method, an analysis of world experience, calculations and modeling, comparison with other methods based on the data of deposit X to identify the best flooding conditions.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Литературный обзор	9
1.1 Общие сведения о полимерном заводнении	9
1.2 Механика заводнения полимеров	9
Виды полимеров.....	10
1.3 Характеристика растворов полимера в порристых средах.....	12
Реология полимеров.....	12
Удержание полимера	13
Недоступный объем пор	13
Снижение проницаемости	14
Относительная проницаемость при закачке полимеров	14
1.4. Критерии при полимерном заводнении	14
2 Анализ мирового опыта полимерного заводнения	16
2.1 Общее описание метода	16
2.2 Условия применения полимерного заводнения	16
2.3 Опыт внедрения полимерного заводнения	17
2.4 Анализ эффективности полимерного заводнения	21
1 Данные месторождения	25
3.1 Описание месторождения X.....	25
3.2 История добычи на месторождении X	28
3.3 Свойства жидкости	29
4 Методология	31
4.1 Относительная проницаемость	31
4.2 Коэффициент подвижности	33
4.3 Механизм вытеснения при полимерном заводнении.....	33
5 Оценка эффективности полимерного заводнения.....	34
5.1 Концентрация полимера	34
5.2 Скорость заводнения	36
5.3 Неоднородный коллектор.....	37
5.4 Слоистый коллектор с поперечным потоком	38
5.5 Неньютоновский эффект полимера	40
5.6 Влияние смачиваемости горных пород на полимер	41
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	47
ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ	48
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	49

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в целях повышения нефтеотдачи пластов применяются различного вида технологии, известные как заводнение водой, нагнетание газа, сжигание на месте и другие технологии. Несмотря на тот факт, что заводнение является наиболее распространенным методом для поддержания пластового давления и увеличения добычи нефти, все же, большая часть нефти остается неизвлеченной. Данное исследование содержит имитационное исследование, направленное на повышение нефтеотдачи на Казахстанском месторождении путем внедрения методов заводнения и полимерного заводнения, основанных на полученных из доступной литературы данных. Месторождение представляет из себя, достаточно зрелое нефтяное месторождение с высокой обводненностью и неэффективной нефтеотдачей. В процессе низкой добычи для повышения нефтеотдачи пластов необходимо внедрить различные методы МУН. Как нам известно, полимерное заводнение способно увеличивать вязкость воды, контролируя подвижность воды и также повышать эффективность объемного охвата вытеснения нефти.

Одним из целей данного исследования был поиск оптимальных условий заводнения. Был изучен метод полимерного заводнения путем сравнения с другими технологиями в зависимости времени и параметров месторождения. Результаты показали, что рентабельно приступать к закачке полимеров как можно раньше. Исследования показали по результатам сравнения эффективности извлечения, что при реализации метода полимерного заводнения можно увеличить нефтеизвлечение до 10%.

1 Литературный обзор

1.1 Общие сведения о полимерном заводнении

Полимерное заводнение является одним из самых эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов с наименьшим риском и широким спектром применения. Представляет собой растворение полимера в закачиваемой воде. В результате закачки вязкость воды увеличивается, а эффективная проницаемость воды уменьшается, что обеспечивает лучшее соотношение подвижности и эффективность объемного вытеснения в резервуаре. На рисунках 1.1.1 и 1.1.2 показана сравнительная разница между методами закачки воды и закачки полимера по эффективности. Высокий коэффициент мобильности является важным условием для экономической оптимальности заводнения. Китайское месторождение Дацин является одним из коммерчески успешных проектов по применению полимеров, где коэффициент извлечения был увеличен примерно на 20% в результате заводнения полимером [5].

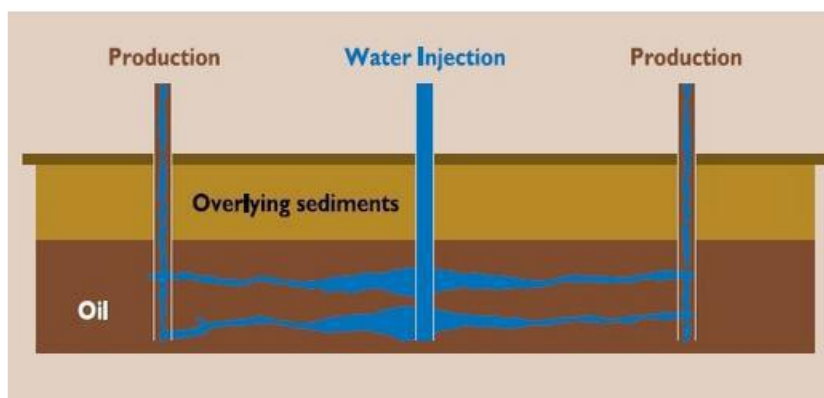


Рисунок 1.1.1. Эффект обводнения при заводнении водой [19]

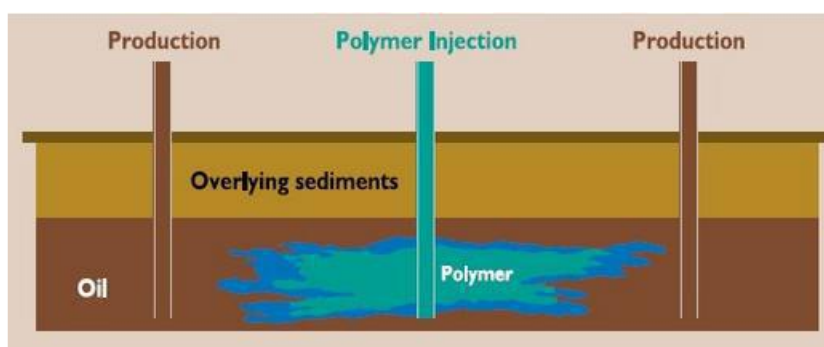


Рисунок .1.1.2. Эффект обводнения при полимерном заводнении

1.2 Механика заводнения полимеров

Перечисленные ниже процессы при заводнении полимеров повышают эффективность объемного вытеснения и предоставляют отличную нефтеотдачу:

- Увеличение вязкости воды
- Снижение коэффициента подвижности нефти и воды
- Отвод воды из охваченных вытеснением зон [3].

На рис. 1.2.1 показан сравнительный пример использования двух методов заводнения

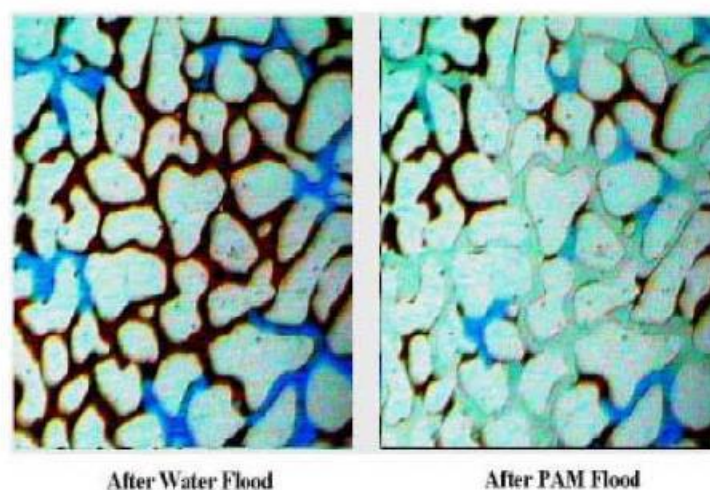


Рисунок 1.2.1. Визуальное сравнение поведения воды и полимера при заводнении

По экспериментальной работе Дайса, Коудла и Эриксона (1954), коэффициент подвижности определяется следующим образом

$$M = \frac{k_w/\mu_w}{k_o/\mu_o} \quad (1.2.1)$$

Оптимальное смещение, выявляется, когда коэффициент подвижности равен или меньше 1. И для того чтобы получить такой коэффициент подвижности, необходимо в состав воды добавлять химические вещества. Тем самым вязкость закачиваемой воды увеличивается, а коэффициент подвижности должным образом уменьшается[20].

Виды полимеров

Во всех областях применения методов увеличения нефти используются два следующих типа полимеров: синтетические полимеры и биополимеры. Синтетический гидролизованный полиакриламид (НРАМ) и ксантан являются основными типами полимеров, используемых при закачке полимеров. А в то время такие вещества, как гуаровая камедь, натриевая карбоксиметилцеллюлоза и гидроксилэтилцеллюлоза, являются менее широкоиспользуемыми полимерами[16].

НРАМ представляется как наиболее часто используемым полимером в проектах МУН. По исследовательским данным использование НРАМ позволило

извлечь значительно много нефти, чем ксантан, по итогам проекта по увеличению нефтеотдачи на месторождении Дацин, тем самым показал эффективную вязкоупругость. Полиакриламид частично гидролизуется, так как на минеральных поверхностях является адсорбирующим элементом. Таким образом, при взаимодействии с основанием адсорбция уменьшается, при помощи гидроксид натрия или калия или карбонат натрия. В результате процесс гидролиза превращает некоторые амидные группы (CONH₂) в карбоксильные группы (COO⁻), как показано на рис. 4. [7]

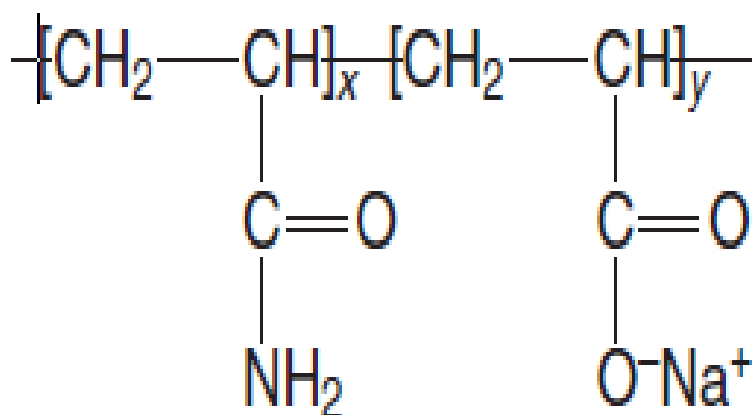


Рисунок 1.2.2. Частично гидролизованный НРАМ

Амидные группы гидролизуются при колебаниях от 15 до 35%. Гидролиз полиакриламида выдает отрицательно заряженные молекулы, которые оказывают большое влияние на реологические свойства раствора полимера. Полиакриламид в основном встречается анионный, но может быть неионным или катионным (Green and Willhite, 1998). НРАМ, используемый в проектах МУН, в основном имеет молекулярную массу до более чем 20 млн. дальтонов.

Еще одним широко используемым полимером является ксантановая камедь (биополимер). Он был получен в результате процесса ферментации. Биополимеры ксантана поставляются в виде сухого порошка или в виде концентрированной смеси.[13]

Структура биополимера ксантана показана Молекулярная структура ксантана является отличным вискозификатором в соленой воде. Молекулярная масса ксантана, используемого при МУН, используются в пределах 1-15 миллионов. Биополимеры в минерализованном растворе имеют высокую вязкость, нежели сополимеры (10000 ppm TDS). Полиакриламид может иметь постоянную потерю вязкости при сдвиге в стволе скважины, но это не касается полисахарида. Но обычно при остаточной проницаемости коэффициент восстановления полисахаридных полимеров низок.[4]

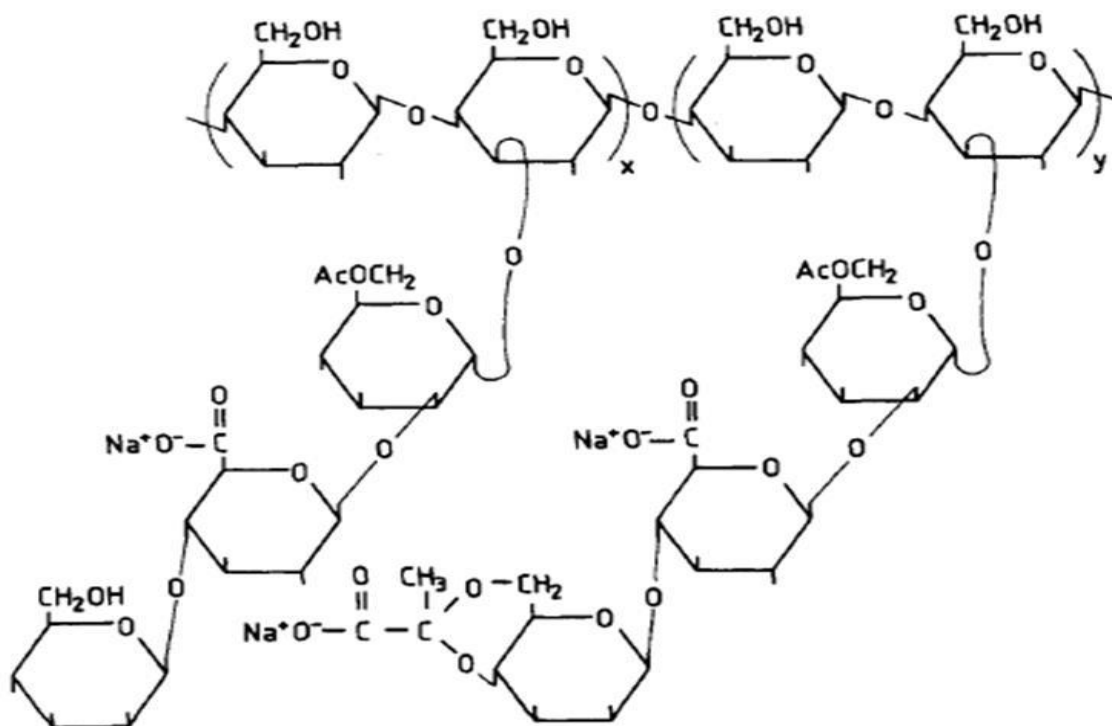


Рисунок 1.2.3.. Молекулярная структура ксантана

И так, полимер называемый НРАМ используется более широко, по сравнению с любым другим типом полимера. Также другими биополимерами, которые потенциально могут быть использованы в процессах МУН, являются склероглюкан, альгинат симусан и другие.[6]

1.3 Характеристика растворов полимера в порристых средах

Реология полимеров

Вязкость определяется как мера сопротивления жидкости постепенной деформации под действием напряжения сдвига или напряжения растяжения. Вязкость-это зависимость между напряжением сдвига и скоростью сдвига.[7]

$$\mu = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad (1.3.1)$$

Где

τ - напряжение сдвига

$\dot{\gamma}$ – скорость сдвига

μ – вязкость

Вязкость раствора полимера является основным параметром для получения оптимального соотношения подвижности нефти и воды. Вязкость полимера зависит от молекулярной массы полимера, концентрации полимера и

от температуры. Увеличив минерализацию также может снизить вязкость раствора полимера.

Следующим важным параметром, который глубоко влияет на эффективность внедрения полимера, является молекулярная масса полимера. Полимер с более высокой молекулярной массой покажет более высокую вязкость и высочайшую нефтеотдачу. [11]

Удержание полимера

Механизмы, такие как механическое захватывание, гидродинамическое удержание, являются составляющими удержания полимера и поглощения. Механическое захватывание и гидродинамическое удержание связаны и происходят только в проточных пористых средах. Удержание в результате механического захвата рассматривается как происходящее, когда более крупные молекулы полимера застревают в узких каналах потока. Чрезмерное удерживание увеличит количество полимера, которое необходимо добавить для достижения желаемого контроля подвижности. Уровень полимера, удерживаемого в резервуаре, зависит от характеристик пород и свойств полимера: проницаемость породы, тип породы-коллектора (песчаник, карбонат, минералы или глины), происхождение растворителя для полимера (соленость и твердость), молекулярная масса полимера, ионный заряд на полимере, поверхность породы и смеси. [14]

Недоступный объем пор

Молекулы полимера, которые не могут проникнуть в некоторые размеры пор из-за разницы в молекулярных размерах во время заводнения пор, называется недоступным объемом пор. Лабораторные исследования показывают, что они относительно больше, чем потери на адсорбцию. Также во время экспериментов по применению полимеров, наблюдались некоторые явления, впервые замеченные исследователями как, Доусон и Ланц. Пишется, что полимер был введен вместе с индикатором, который показал, что прорыв полимера происходит быстрее, чем прорыв индикатора. [8]

Недоступный объем пор обычно варьируется в диапазоне от 1 до 30% общего объема пор. [17] Manichand и Seright собрали экспериментальные данные о недоступном объеме пор и пришли к выводу, что нет никакой связи между проницаемостью и недоступным объемом пор. В этом исследовании мы предполагаем, что недоступный объем пор является постоянным, и моделировались уравнением ниже.

$$\varphi_p = f_a \varphi$$

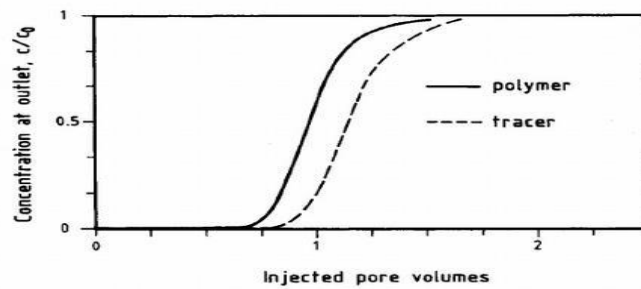


Рисунок 1.3.1. Недоступный объем пор

Снижение проницаемости

Как говорилось выше, адсорбция полимеров или удержание полимеров приводит к снижению проницаемости пористых сред. По этой причине проницаемость породы снижается, в то время когда через нее протекает раствор полимера, по сравнению с значением проницаемости при закачке воды. Следовательно, снижение проницаемости определяется коэффициентом снижения проницаемости (F_{kr}), который представляет собой соотношение между проницаемостью горных пород по воде и полимерных растворов. [2]

$$F_{kr} = \frac{\text{Rock perm. when water flows}}{\text{Rock perm. when aqueous polymer solution flows}} = \frac{k_w}{k_p} \quad (1.3.2)$$

Где

k_w – водопроницаемость

k_p - проницаемость полимера

Относительная проницаемость при закачке полимеров

По традиционным исследованиям, полимерное затопление не влияет на остаточную нефтенасыщенность в меньшем масштабе. Вязкость вытесняющей жидкости и эффективность объемной развертки-это параметры, которые увеличиваются за счет заливки полимером. Кроме того, кривые относительной проницаемости не зависят от вязкости жидкости. Таким образом, был сделан вывод, что относительные проницаемости при заводнении полимеров и при заводнении водой после заводнения полимеров такие же, как и при заводнении водой до заводнения полимерным заводнением. Общепринятое убеждение было подтверждено несколькими экспериментами, в том числе Шнайдер и Оуэнс (1982) и Чен и Чен (2002).[9]

1.4. Критерии при полимерном заводнении

В таблице ниже показаны основные свойства, которые являются необходимыми критериями для закачки полимеров.

Таблица 1.4.1 Критерии при полимерном заводнении

Критерии	Стандарт
Вязкость нефти	от 10 до 3000 сП
Температура	выше 120 °С
Проницаемость	10 мД до 10 Д
Коллектор	песчаник (предпочтительно)
Удельный вес нефти	>15 ° API
Минерализация	< 250 000 TDS
Нефтенасыщенность	>50%
Закачиваемость воды	хорошая

В процессе закачки полимера вязкость воды значительно увеличивается, подвижность воды, очевидно, снижается, что приводит к накоплению нефтяного вала. По истечению времени полимерный шлам течет к добывающим скважинам, перед которыми нефтяной вал течет к добывающим скважинам раньше, и скорость добычи нефти постепенно увеличивается до пикового значения. Вскоре концентрация полимера также достигает высокого значения, затем скорость добычи нефти стремительно снижается до самого низкого значения, и полный цикл закачки полимера подходит к завершению. [19]

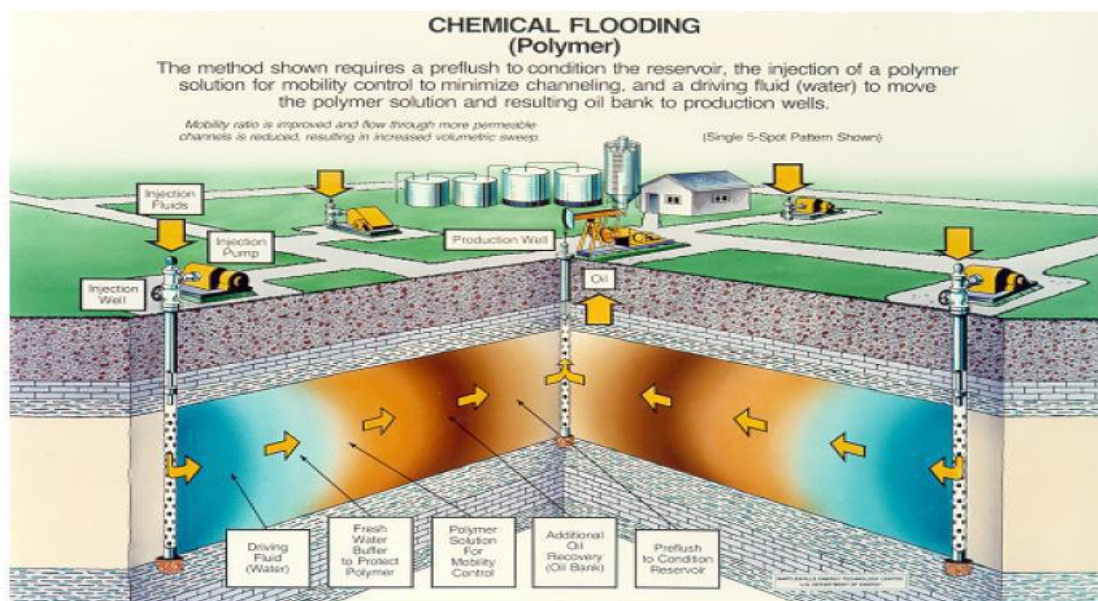


Рисунок 1.4.1 Цикл полимерного заводнения

2 Анализ мирового опыта полимерного заводнения

2.1 Общие описание метода

В настоящее время большинство месторождений находятся на 2-й и 3-й стадиях разработки. На данный момент коэффициент извлечения нефти с учётом использования вторичных методов повышения нефтеотдачи (в основном закачка воды составляет около 35 %).

Одним из методов повышения нефтеизвлечения является полимерное заводнение, которое применяется по всему миру. Опыт использования данной технологии показывает возможность ее эффективного применения на месторождениях с обводненностью выше 95 %, при этом обеспечивается прирост добычи нефти в среднем до 10 %.[17]

2.2 Условия применения полимерного заводнения

Наиболее важными характеристиками пласта, определяющими возможность применения полимерного заводнения и его эффективность, являются: средняя проницаемость, неоднородность, пластовая температура, вязкость нефти, пористость.

В специальной литературе отмечено, что наиболее эффективно полимерное заводнение при средней проницаемости 0,02...2,3 мкм² и динамической вязкости 5...125 мПа·с.[15]

Из опыта применения полимерного заводнения стоит отметить, что для приготовления полимерной оторочки лучше всего подходит слабоминерализованная вода, в случае, если закачиваемая вода имеет высокую минерализацию, необходимо до и после оторочки полимера закачивать предохранительные буфера из пресной воды.

С момента первого применения буферов (1970 г., месторождение Норт Бербанк) наблюдается рост их объемов, например, на том же месторождении Норт Бербанк объемы буферов были равны 2,3 % от порового пространства коллектора ($V_{пор}$) до закачки полимерной оторочки и 4 % $V_{пор}$ после, а в 1980 г. 7,3 % $V_{пор}$ и 20 % $V_{пор}$. Размеры же оторочек колебались в пределах 14–36 % $V_{пор}$.

Не проявляется эффект от технологии в случае деструкции полимеров. Для полиакриламида – механической и окислительной; для полисахаридов – биохимической.[12]

2.3 Опыт внедрения полимерного заводнения

Метод ПЗ в мире изучается с конца 1950-х годов, а в промышленных условиях испытывается с 1960-х годов - применяется уже более 50 лет. Промысловые эксперименты, а также применение полимеров в промышленных объемах с целью повышения эффективности разработки залежей нефти в различных геологических условиях осуществлялись на многочисленных объектах по всему миру: США, Канаде, Китае, Франции, Индии, Индонезии, Венесуэле, Германии, Бразилии, Аргентине. В последние годы мировым лидером в области закачки полимеров является Китай - проекты по ПЗ реализуются с 1990-х годов. Двадцатипятилетний успешный опыт применения ПЗ в Китае показал, что оно может эффективно применяться на месторождениях с обводненностью выше 95 %, обеспечивая прирост КИН до 10 %. ПЗ успешно применено на крупном нефтяном месторождении Китая Daqing. Месторождение характеризуется сложным геологическим строением, высокой неоднородностью коллекторов. Пластовая нефть средней вязкости 9 мПа·с, пластовые воды низкоминерализованные, пластовая температура 113°C. Компанией PetroChina с 1994 г. осуществлены шесть пилотных проектов в пластах с различным коллектором (песчаник и конгломерат). Средний прирост КИН по сравнению с заводнением составлял 15 – 20% .[18]

В СССР технологии ПЗ в 1960-90-е годы испытаны и применялись в промышленных масштабах на месторождениях Самарской области (Орлянокое, ГП 16 «Куйбышевнефть»), Башкирии (Арланское, НГДУ «Арланнефть»), Казахстане (Каламкас, АО «Мангистаумунайгаз») и других нефтедобывающих регионах страны.

Первые ОПР по закачке воды, загущенной полиакриламидом (ПАА), начаты на Орлянокоем месторождении Куйбышевской области. На месторождении использовалась пресная вода из Голубого озера для заводнения пластов. Первый опыт в 1966 году провели в пласте А4 сложенном известняками. С 1968 года начата непрерывная закачка раствора на северном куполе, в 1970

году – на южном куполе в оба пласта А3 и А4. К концу 1973 года в каждый купол закачано примерно по 1 млн. м³ раствора концентрацией 0,014% – 0,015%. Дополнительная добыча нефти на 1 т геля ПАА определена в 230 т северном и 56 т на южном куполе.[20]

Применение технологии ПЗ осуществлялось на Ново-Хазинской площади Арланского месторождения на ранней стадии разработки. Вытеснение нефти вязкостью 19 мПа·с происходило пресной водой, обводненность добываемой жидкости в среднем составляла 38%. С апреля 1975 года до августа 1978 года закачивали гелеобразный ПАА концентрацией 0,03 – 0,07%, чередуя с нагнетанием воды. С сентября 1978 года перешли на практически непрерывную закачку порошкообразного ПАА повышенной молекулярной массы. Проектный размер оторочки раствора в пересчете на концентрацию 0,05% достигнут в 1981 году и составил к концу года 34% порового объема. Оценка технологической эффективности применения ПАА проводилась путём сравнения показателей добычи нефти на опытном и контрольном участках. Сравнение зависимости содержания нефти в добываемой продукции от объёма отобранной жидкости показало, что текущая добыча нефти на опытном участке возросла на 12 – 13%, при этом обводнение опытных скважин происходит медленнее, чем контрольных скважин.[4]

Еще одни ОПР по внедрению полимерного способа воздействия проводились на месторождении Каламкас республики Казахстан в 1981 году. Нефти месторождения тяжелые, высокосмолистые, сернистые, повышенной вязкости до 17 25 мПа·с в пластовых условиях. Водоисточником для опытно-промышленного заводнения была пластовая вода альб-сеноманского горизонта из специально пробуренных водозаборных скважин. По химическому составу альб-сеноманская вода относится к хлоркальциевому типу с общей минерализацией 93 г/л, плотностью 1,07 г/см³. Содержание в воде закисного железа достигает 38 мг/л, которое при контакте с кислородом переходит в окисное, образуя нерастворимый осадок, что может отрицательно сказаться при закачке воды в пласт и требует закрытой системы заводнения. Первоначально в 1981 – 1983 годах испытано чисто ПЗ, эффективность которого оказалась низкой вследствие повышенной минерализации и состава закачиваемых вод, большой доли высокопроницаемых пластов в продуктивном пласте. В связи с этим дальнейшие ОПР в 1983 – 1986 годах на участке осуществлялись периодическими обработками вязкоупругими составами (ВУС) добывающих и нагнетательных скважин, что привело к снижению темпов обводненности продукции добывающих скважин с 1,5% до 0,2% в месяц. К 1990 году достигнута нефтеотдача 33% при обводненности 56%. При обычном заводнении такую нефтеотдачу можно получить при обводненности 98%. Достигнутый эффект: 190 т дополнительно добытой нефти на 1 т закачанного реагента.

Закачка полимерных растворов осуществлялась на объектах, расположенных в различных нефтегазоносных провинциях. Пласты представлены терригенными и карбонатными коллекторами, различались по проницаемости (0,075 — 0,96 мкм²), вязкости нефти в пластовых условиях (2,1-36,0 мПа·с), пластовой температуре (24 - 68 °С). Установлена удельная

технологическая эффективность от применения технологии в среднем 3404 тонны добытой нефти на тонну закаченного полимера.[5]

Анализ мирового опыта применения технологии показывает, что ПЗ испытывается в широких масштабах на различных по геолого-физическим свойствам месторождениях. ПЗ использовалось в пластах, сложенных песками, песчаниками и конгломератами, в том числе заглинизированными песчаниками. 18 Отметим, что в других материалах неоднократно сообщалось об успешном применении ПЗ в известняках, однако, при этом наблюдаются большие потери полимера вследствие адсорбции на породе. Поэтому тип коллектора в принципе не является фактором, ограничивающим область применения метода, однако по экономическим причинам терригенный тип коллектора более благоприятен.

Глубина залегания объектов колеблется в пределах 579-2205 м. Этот параметр не является лимитирующим, однако ПЗ не рекомендуется проводить в пластах, расположенных как на очень большой, так и малой глубинах. В пластах, расположенных на малой глубине, ограничением служит давление закачки, которое может приблизиться к давлению гидроразрыва. Пласты, расположенные на большей глубине, не рекомендуется использовать главным образом из-за высоких пластовых температур и повышенной минерализации пластовых вод .

Эффективная толщина пластов изменялась в пределах 3-38 м, а средняя пористость в интервале 7-32%, то есть в достаточно широких пределах, в связи с этим данные параметры не являются определяющими.

Одними из наиболее важных параметров являются средняя проницаемость пласта и интервал её изменения. При закачке раствора полимера в пласты с низкой проницаемостью могут возникнуть две проблемы: снижение приемистости скважин, приводящее к уменьшению темпов отбора и увеличению срока разработки, и значительная сдвиговая деструкция в призабойной зоне пласта. Нижний предел проницаемости определен $0,020 \text{ мкм}^2$. В пластах с высокой проницаемостью требуются повышенные концентрации полимера, что отражается на экономических показателях. Успешные испытания проведены в пластах с проницаемостью $2,3 \text{ мкм}^2$, однако, такие пласты не должны выбирать в качестве объектов для ПЗ, поскольку остаточный фактор сопротивления в них практически не реализуется.[2]

Огромное значение имеет неоднородность по проницаемости, при этом очень важна величина проницаемости наиболее продуктивных зон. В сильно кавернозных и трещиноватых пластах, а также в резконеоднородных пластах, когда проницаемость высокопроводящих зон достигает нескольких мкм^2 , проведение ПЗ 19 в «чистом» виде не может быть высоко эффективным. Именно этим, прежде всего, объясняется неудача промыслового эксперимента на месторождении Пэмбина и низкая эффективность процесса на месторождении Тейбер Саут. В таких условиях ПЗ может быть с успехом применено только в сочетании с методами регулирования проницаемости пласта.

Пластовая температура рассмотренных объектов колебалась в пределах 33- 77°C. В настоящее время для полимерных растворов, не содержащих кислорода, микроорганизмов, ионов переходных металлов и многовалентных катионов,

безопасным считается применение ПАА и полисахаридов при пластовых температурах до 93 и 71°C соответственно.

Неудачный опыт на месторождении Пэмбина нельзя объяснить только низкой величиной вязкости. По-видимому, в резко неоднородных пластах, содержащих маловязкую нефть, процесс ПЗ в сочетании с методом регулирования проницаемости может быть достаточно эффективным. Тем не менее, предпочтительным диапазоном вязкости следует считать 5 - 125 мПа·с. При больших значениях вязкости требуется повышенная концентрация полимера, что сказывается на экономике процесса, однако, если остальные параметры объекта благоприятны, могут быть рассмотрены случаи, когда вязкость нефти составляет 125 - 200 мПа·с.

Анализируя представленные данные, нельзя не отметить явное стремление использовать для приготовления полимерной оторочки слабоминерализованную воду, а там, где пластовая и обычно закачиваемая вода имеют высокую минерализацию, стараются предохранить полимерную оторочку путем закачки перед нею и после неё буфера из пресной воды. Впервые это мероприятие осуществлено на месторождении Норт Бербанк в 1970 году. Размер буферов до и после полимерной оторочки составлял 2,3 и 4% $V_{пор}$ соответственно. При реализации ПЗ на месторождении Норт Стенли (1976 г.), размеры буферов увеличены до 5,8 и 4,8 $V_{пор}$. В 1980 г. крупномасштабный эксперимент на 20 месторождении Бербанк начали с закачки перед полимерной оторочкой 7,3% $V_{пор}$ пресной воды, а после неё проектировалось закачать 20% $V_{пор}$. Таким образом, наблюдается явная тенденция к увеличению объема буферов. Пресная вода для буферов подготавливается точно так же, как и для растворения полимеров, то есть из неё удаляют кислород и т.п.

Результаты многочисленных научно-исследовательских работ (НИР) показывают, что не только общая минерализация пластовых и закачиваемых вод значительно влияет на снижение вязкости растворов полимера полиакриламидового ряда и их окислительную деструкцию, но и в значительной мере ионный состав вод. Так, в частности, в диссертационном исследовании Полищука А.М. (ВНИИ, 1979 г.) показано, что двухвалентные катионы кальция и магния уменьшают вязкость полимерных растворов в большей степени, чем катионы натрия, в результате чего сделан вывод о необходимости дальнейших научных исследований по поиску ингибиторов этих реакций или новых видов полимеров, не взаимодействующих с солями.

Проведенные ранее НИР и ОПР по обоснованию ПЗ с использованием стандартных отечественных ПАА в условиях минерализованных вод хлоркальциевого типа месторождений Казахстана (Каламкас, 93 г/л (4400 мг/л - Ca^{2+} ; 2880 мг/л - Mg^{2+}); Каражанбас, 39 г/л (1000 мг/л - Ca^{2+} ; 500 мг/л

- Mg²⁺) подтверждают низкую эффективность ПЗ . Так на месторождении Каламкас в 1983 году принято решение об применении ВУС в нагнетательных и добывающих скважинах с целью выравнивания профилей приемистости и ограничения водопритока, а на месторождении Каражанбас - применение технологий термического воздействия на пласт.

Размеры полимерных оторочек при реализации данной технологии колебались в пределах 14 – 36% Vпор (4%-ная оторочка на месторождении Пэмбина мала). Если ранее в большинстве объектов использовали оторочку полимера постоянной концентрации, то практически все проекты полимерного заводнения, начатые в семидесятых годах, реализуются с изменяющейся концентрацией.[10]

2.4 Анализ эффективности полимерного заводнения

При анализе результатов полимерного заводнения рассмотрено 21 месторождение из России, США, Франции, Канаде, Мексике.

На рис. 2.4.1 показана зависимость прироста коэффициента извлечения нефти (КИН) при полимерном заводнении от пористости коллектора. С увеличением пористости с 21 до 29 % прирост КИН в среднем увеличивается на 4 %.

На рис. 2.4.2 показана зависимость прироста коэффициента извлечения нефти (КИН) при полимерном заводнении от вязкости нефти. С увеличением вязкости от 0,08 Па·с до 75 Па·с прирост КИН в среднем возрастает на 5 %.[19]

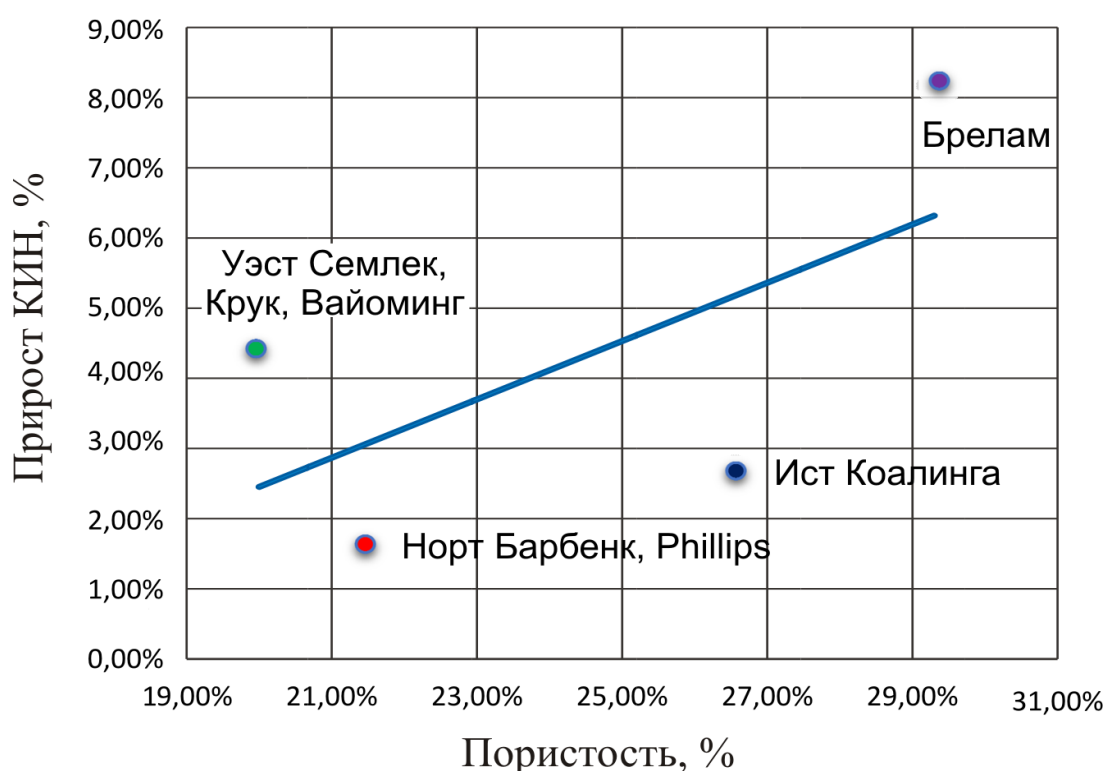


Рисунок 2.4.1. Зависимость прироста КИН при полимерном заводнении от пористости коллектора

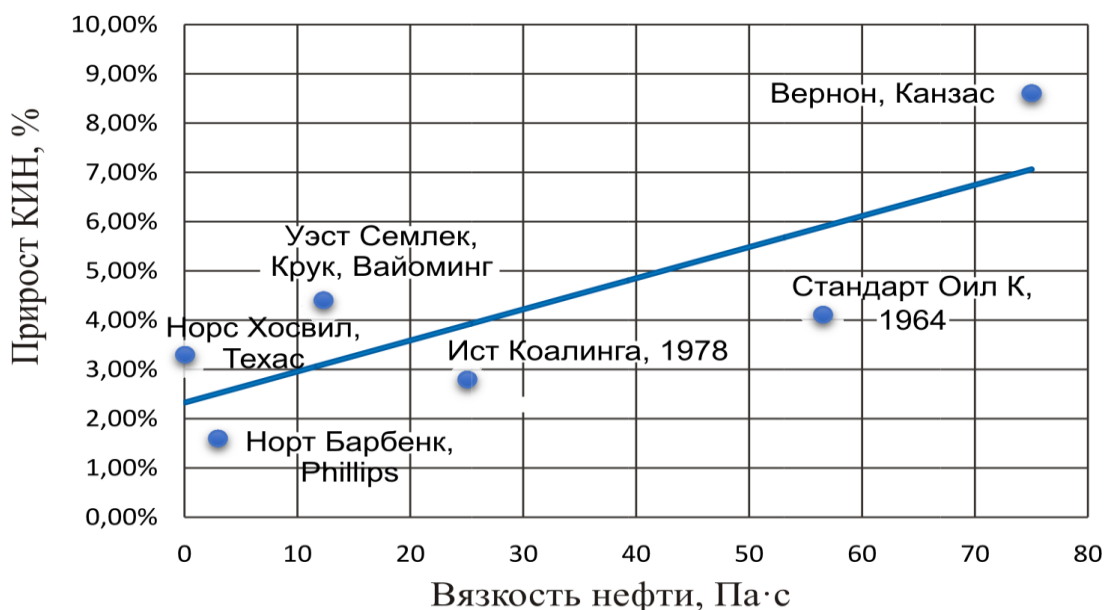


Рисунок 2.4.2. Зависимость прироста КИН при полимерном заводнении от вязкости нефти

На рис. 2.4.3 показана зависимость прироста коэффициента извлечения нефти (КИН) при полимерном заводнении от проницаемости коллектора. С увеличением проницаемости с 0,03 мкм² до 2,3 мкм² прирост КИН в среднем уменьшился на 4 %.

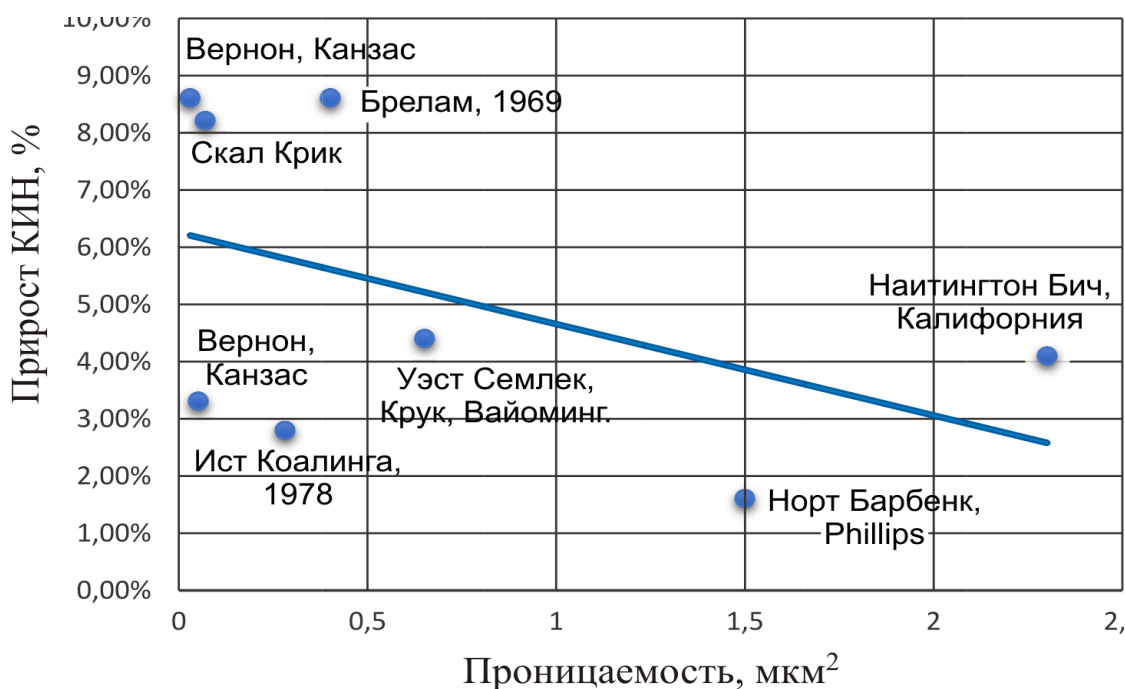


Рисунок 2.4.3 Зависимость прироста КИН при полимерном заводнении от проницаемости коллектора

На рис. 2.4.4 показана зависимость прироста коэффициента извлечения нефти (КИН) при полимерном заводнении от концентрации закаченного полимера. С увеличением концентрации с 0,01375 до 0,05 % прирост КИН в среднем увеличивается на 3 %.

На рис. 2.4.5 показана зависимость прироста коэффициента извлечения нефти (КИН) при полимерном заводнении от размера оторочки и % от объема пор. С увеличением размера оторочки с 8 до 33 % прирост КИН в среднем увеличивается на 2–3 %.

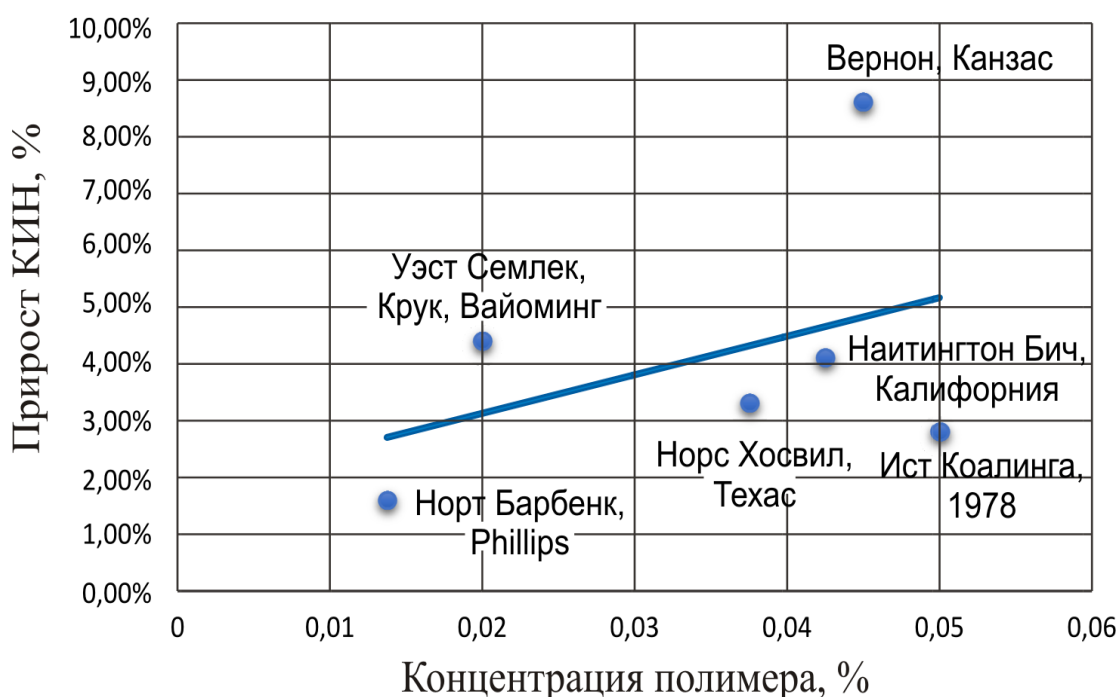


Рисунок 2.4.4. Зависимость прироста КИН при полимерном заводнении от концентрации закаченного полимера



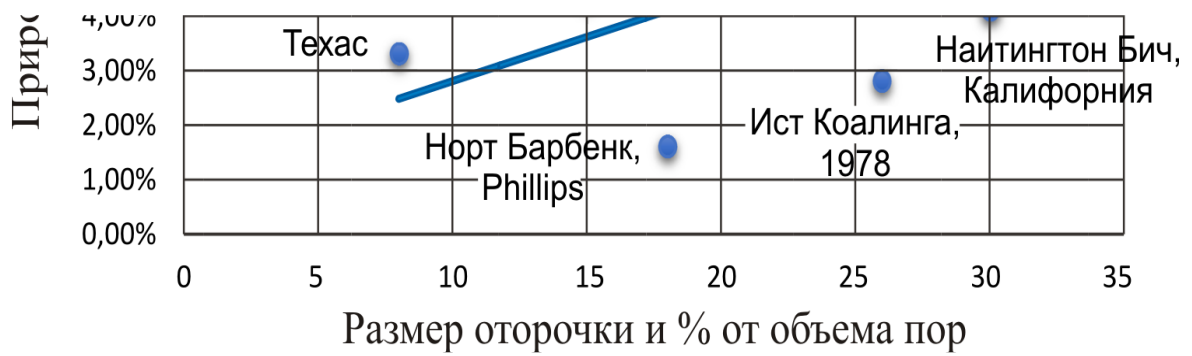


Рисунок 2.4.5. Зависимость прироста КИН при полимерном заводнении от размера оторочки и % от объема пор

На рис. 2.4.6 показана зависимость прироста коэффициента извлечения нефти (КИН) при полимерном заводнении от пластовой температуры. С увеличением температуры с 24 до 105 °С КИН в среднем уменьшился на 4 %.

Наиболее удачное применение – Brea Olinda, Калифорния (площадь 9,6 га, температура пласта 57 °С, вязкость нефти 25–100 Па·с, концентрация полимера проницаемость 0,75 мкм², концентрация полимера 0,08 %, размер оторочки и % от объема пор 25, ранняя стадия заводнения после режима растворенного газа)

Результат: улучшение охвата пласта заводнением. Дополнительная добыча нефти составила 12,8 тыс. м³ на 1 т полимера.

Наиболее неудачное применение – Пембина, Альберта, Канада, Mobil (Глубина 1524 м, эффективная толщина пласта 4–5 м, площадь 128–130 га, пластовая температура 52 °С, пористость 7–13 %, вязкость нефти 1,1 мПа·с, минерализация закачиваемой воды 0,026–0,03 %, полимер – Pusher 700 с концентрацией 0,1–0,01 %, размер оторочки и 4 % от объема пор, поздняя стадия заводнения).

Основными причинами отсутствия технико-экономической эффективности реализации заводнения являлись: малый размер оторочки и концентрации полимера, наличие сверхпроницаемых каналов.



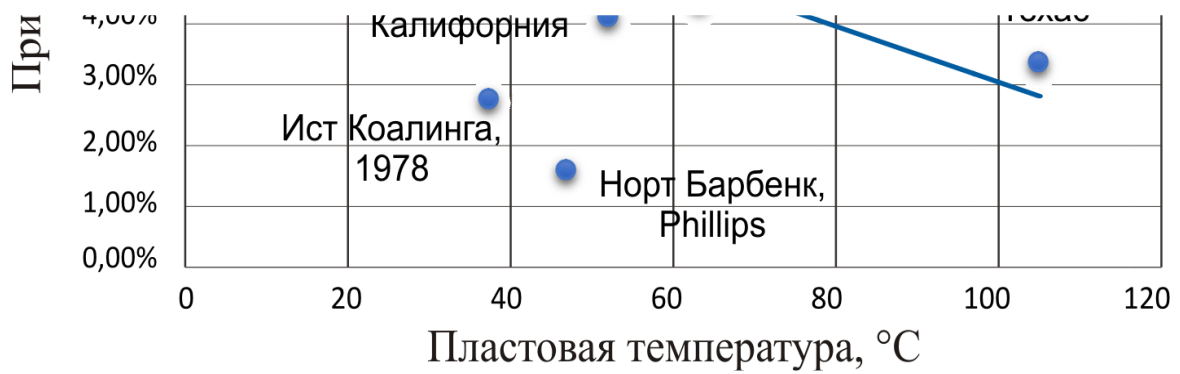


Рисунок 2.4.6.. Зависимость прироста КИН от пластовой температуры

1 Данные месторождения

3.1 Описание месторождения X

Рассматривается один из гигантских нефтяных месторождений, расположенное на Западном Казахстане, располагающее шестью нефтеносными пластами с 1 млрд. Баррелей извлекаемой нефти. Продуктивные зоны месторождения X были известны в 1970-х годах, распределившись на глубине между 360 и 2200 м (Sparke et al, 2005). Месторождение характеризуется антиклинальной структурой, которая протягивается от 40 км на 10 км и имеет площадь 250 км². Структуру визуально можно рассмотреть на рисунке 3.1.1[10]

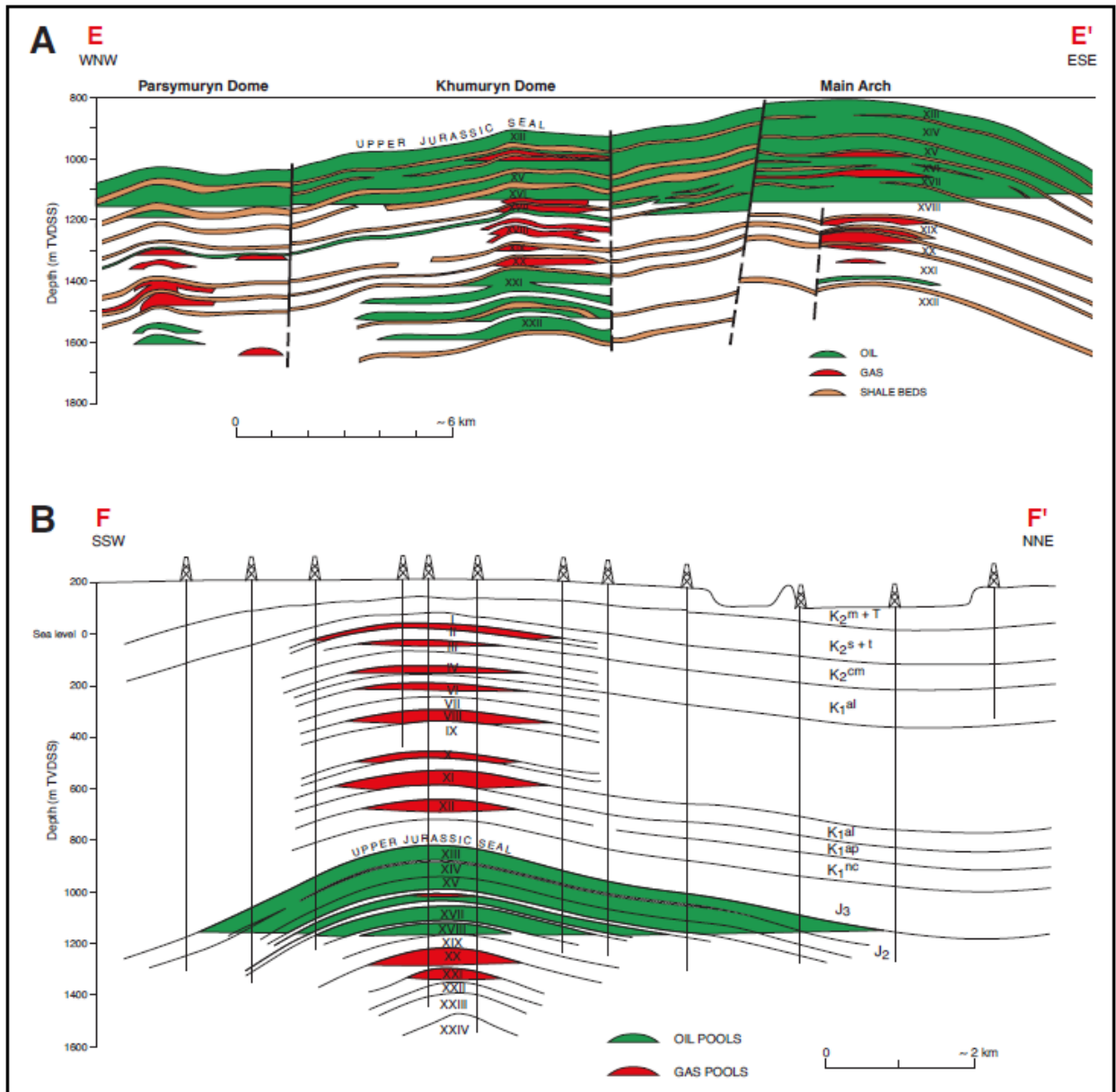


Рисунок 3.1.1. Структурный разрез месторождения X с антиклиналью, показывающий распределение нефти и газа (Отчет об оценке месторождения, 2011 г.)[10]

По аналитическим размышлениям первоначальная добыча нефти предполагала составить примерно 8000 млн. баррелей (Sparke et al, 2005). В начале пластовое давление распределялась в районе 155-185 бар, а температура характеризовало пласт таким образом, 55-70°C, а производительность пластов представляют 25 слоев. Также важные параметры как, проницаемость пласта варьируется в таких значениях: 0,2-1 Дарси, а 21-25 % составляют пористые среды.

Терригенные породы как, песчаники и алевролиты с значительным содержанием глины являются основными составляющими пластовой породы месторождения (Ульмишек, 1981). Пласт-коллектор состоит из различных слоев

с наименьшей вертикальной проводимостью. Тринадцать пластов занимают глубину от 180 до 900 м. Скелетом пластов в основном являются песчаники и алевролиты со следующими параметрами: пористость 26-34% и проницаемость 200-600 мкДарси. Горизонты представляют толщину в пластах в пределах 10-50 м. Но все же, главная толщина с накопительным запасом нефти лежит в нижних слоях. Толщина этих слоев в регионе от 30 до 60 м. Водонефтяной контакт (ВНК) пластов располагается на глубинах в пределах от 1124 до 1150 м. Сравнительно между всеми горизонтами, горизонт 14 в среднем с толщиной 60 м представляет самую высокую толщину. Другие слои, которые лежат ниже имеют толщину меньше первого приблизительно 30-50 м. Общая высота бассейна, включая все горизонты в одно составляют 310 м (Ульмишек, 1981).

Резервуар имеет слабый краевой водонапорный режим и также скорый прорыв воды в скважину. В таблице можно увидеть все описания по месторождению, по данным на месторождении пробурено 7600 скважин и добыто немало нефти. За все время эксплуатации месторождения были использованы несколько видов технологии, включая закачку холодной воды, которая не представляла положительного результата, а наоборот с осаждением парафина закрывала низкопроницаемые слои. Также применялись такие методы как, закачка горячей воды и заводнение поверхностно-активными веществами (ПАВ).

После 90-х годов 20 века и дальше для оптимальной добычи и высокой нефтеотдачи стали применять современные модифицированные методы как, закачка воды, закачка горячей воды, которая помогала бороться с содержанием значительного количества асфальтено-смоло-парафинистых отложений в стволе скважины, разбуривание ранее неизвешенных скважин и использование штанговых насосов. Также основные данные характеризуются на рис 10. (Отчет об оценке месторождения, 2010). [10]

Таблица 3.1.1 Характеристика месторождения по параметрам пласта

Температура залежи	120 °F на 1055 m TVD
Начальное давление залежа	1624 psi at 1055 m TVD
Напорный градиент	0,39 psi/ft
Минерализация воды	120000-165000 ppm
Естественный режим пласта	водонапорный режим, режим растворенного газа, режим газовой шапки
Метод вторичной добычи	закачка воды (горячая вода с 1973 года)
Метод третичной добычи	ПАВ, электрический разряд

Метод усовершенствованной добычи	Проверенные схемы заводнения, оптимизированный насосный агрегат
Коэффициент извлечения нефти	33%
Эксплуатационная скважина	10-20 ас (660-993 ft)
Объем закачиваемой жидкости	252000 ВВПД (1996)
Мощность пластов коллектора	Пласты 1-6: 310 м, особые пласты: 35-60 м

3.2 История добычи на месторождении X

На данном месторождении закачка холодной воды в целях поддержания пластового давления берет свое начало с 1970-х годов. Но в связи с недоступностью воды, закачка горячей воды началась в 1975 году (Бедриковецкий, 1997). 1975 год был предельной точкой добычи нефти на месторождении, что позволяла добывать 320000 баррелей в сутки в то время, но со временем стремительно наступило уменьшение добычи нефти. По результатам добычи 1990-х годов: нефтедобыча составляла 2,8 миллиона тонн; обводнение пласта составило 0,654, учитывалось коэффициент извлечения нефти в 0,446. 1996 год показал снижение на 50000 баррелей в день. Далее, в 2000-е годы добыча нефти сократилась в числе до 2,6 миллион тонн, в то время обводнение пласта показал в значении 0,7, а КИН 0,48. (Спарк, 2005). Развитие в добыче нефти произошло, после осознания неэффективных заводнении и продуманных процессов восстановления. (Sparke, 2005). На эффективную добычу повлияли значительные показатели свойств нефти, характеристики коллекторов и примененных методов увеличения нефтеотдачи. Применяя современные усовершенствованные методы закачивания воды, посчастливилось добыть 132000 баррелей в одну сутки. Тем не менее, степень обводнения бывали значительными, и определенные скважины достигли обводнения вплоть на 90 % (Отчет об оценке месторождения, 2010).

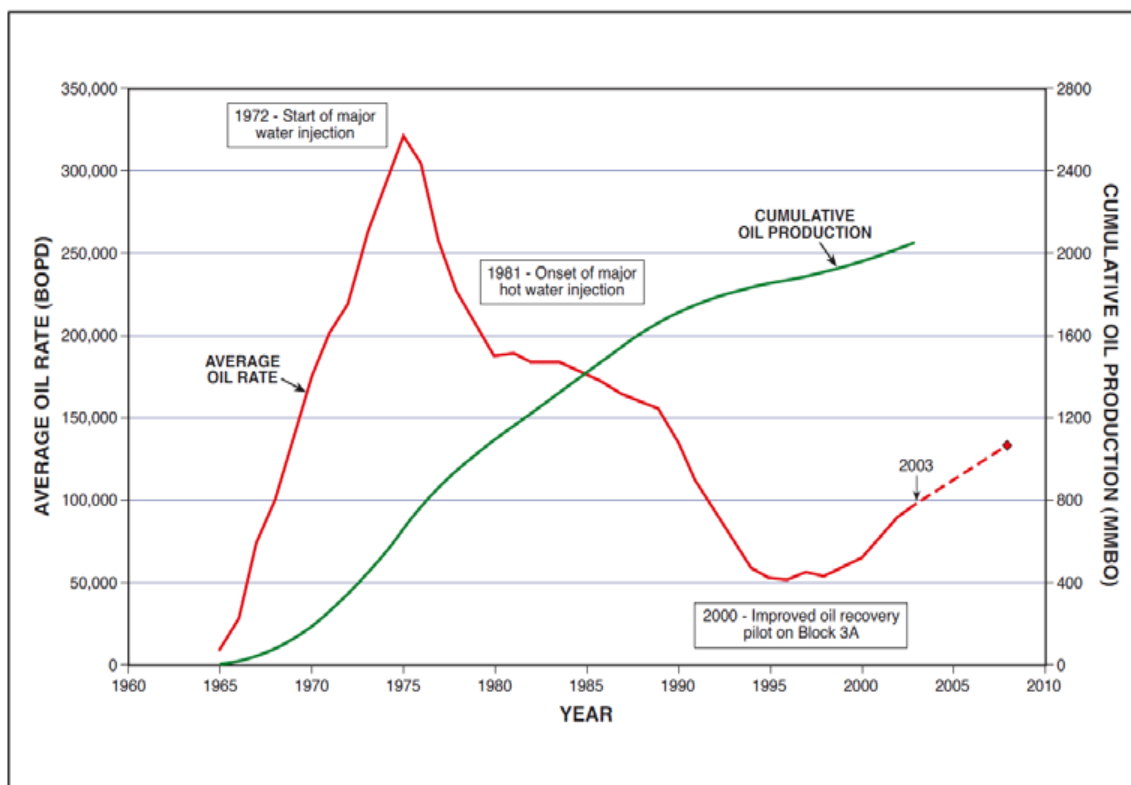


Рисунок 3.2.1. История добычи месторождения X с 1965 по 2008 год

3.3 Свойства жидкости

Свойство как плотность сырой нефти колеблется с 0,763 вплоть до 0,777 г/см³, а неподвижная нефть имеет приблизительно 0,85 г/см³ плотности. Черное золото месторождения характеризуется углеводородами метанового строя, такими как: огромным содержанием гудрона (десять-21 %) и парафина (приблизительно 28%) и низкой фиксацией серы (от 0,1 до 0,24%). Микровязкость нефти на этом участке приходится на 3,2 – 4,2 сП. В таблицах ниже можно уведомиться с структурой нефти и флюида по всем горизонтам.

Таблица 3.3.1 Состав углеводородов

Коэффициент API	33 - 36,5° API
Вязкость	3,2-4,2 сП в условиях коллектора
Содержание серы	0,1 - 0,24 %
Содержание АСПО	7 - 20 %
Удельный вес газа	0,59 - 0,96
Содержание газа	C1 80-92%; N2 1,8-7,6%, CO2 0,12-2,0%, без H2S
Начальный GOR	405 - 478 SCF/STB
Объемный коэффициент	1,2 RB/STB
Давление насыщения	1067 - 1579 psi

Таблица 3.3.2 Свойства флюидов по горизонтам

Горизонт	Дата	Давление резервуара (Мпа)	Среднее давление насыщения (Мпа)	Температура резервуара	Объемный коэффициент нефти	Плотность, г/см ³	Вязкость, сП
XIII	Начальное	10,44	7,65	57,4	1,195	0,773	4,24
	1987		7,2		-	0,796	4,7
	01.01.2005		5,9		1,168	0,781	4,51
XIV	Начальное	10,89	9,17	60,4	1,19	0,771	3,2
	1987		7,8		-	0,787	3,2
	01.01.2005		6,8		1,1449	0,7869	3,58
XV	Начальное	11,26	10,05	63,1	1,21	0,7627	3,17
	1987		8		-	0,78	3,7
	01.01.2005		7,5		1,183	0,7746	3,85
XVI	Начальное	11,72	10,12	65,2	1,2	0,7658	3,49
	1987		8,2			0,785	3,8
	01.01.2005		7,6		1,17	0,7946	3,96
XVII	Начальное	12,08	10,36	67	1,19	0,07696	3,89
	1987		8,3		-	0,79	4
	01.01.2005		7,59		1,1589	0,7959	4,28
XVIII	Начальное	12,46	11,29	-	1,2	0,77	3,6
	1987		9,2		-	0,787	3,9
	01.01.2005		8,2		1,153	0,7796	4,21

4 Методология

4.1 Относительная проницаемость

Для процессов метода увеличения нефтеотдачи самыми важными петрофизическими параметрами связанными являются построение кривых по относительной проницаемости.

Относительная проницаемость – представляет отношение эффективной проницаемости жидкости к абсолютной проницаемости. Например, вода/нефть или газ/нефть характеризуют двухфазную систему жидкостей, а вода, нефть и газ вместе определяются как трехфазная система. Тут каждое значение относительной проницаемости составляют сумму не больше единицы, как показано ниже

$$k_{ro} + k_{rw} + k_{rg} < 1$$

У нас присутствуют две фазы: вода и нефть. На рисунке ниже описывается зависимость между относительной проницаемостью и насыщенностью.[14]

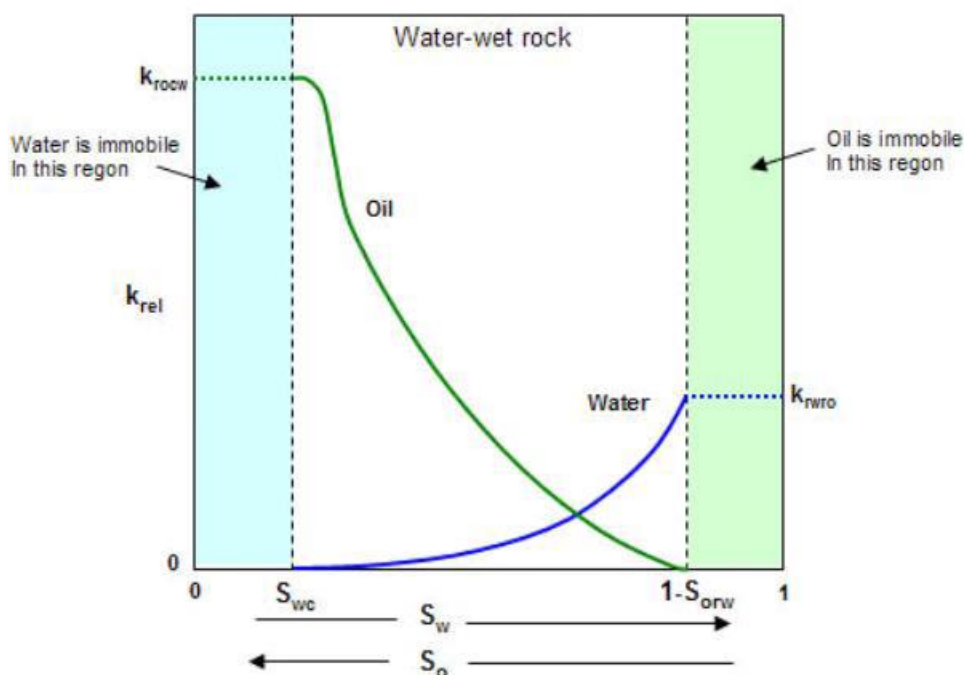


Рисунок 4.1.1 Кривая по относительной проницаемости

Как правило, полимерное заводнение не снижает остаточную нефтенасыщенность. Обычно полимер используется для повышения вязкости вытесняющей жидкости и повышения эффективного вытеснения нефти. По исследованием указано, что вязкость жидкости не влияет на относительную проницаемость. Тем самым, относительные проницаемости при закачке полимеров и после заводнения полимеров такие же, как и до использования полимеров, если принять во внимание коэффициент сопротивления для k_{rw} при закачке полимеров и коэффициент уменьшения остаточной

проницаемости для k_{rw} после закачки полимеров. Это утверждение было подтверждено некоторыми экспериментами.

Шнайдер и Оуэнс (1982) провели эксперименты с целью определения влияния полимера на относительную проницаемость, при которой раствор полимера закачивался в пласт при остаточной нефтенасыщенности заводнения. Все испытания проводились с полиакриламидами в водно-влажных стержнях. На относительную проницаемость нефти полимер не влиял. Кривая относительной проницаемости для раствора полимера была значительно ниже, чем соответствующая кривая относительной водопроницаемости до контакта полимера с сердцевинной. Также были определены кривые относительной проницаемости для вытеснения нефти водой. На рис. 4.1.2 сравнивается относительная проницаемость для нефтяной и водной фаз до (с индексом l) и после (с индексом p) контакта полимера. RRF на рисунке обозначает F_{kr} в тексте. В этом испытании была небольшая разница между остаточными насыщениями нефтью, полученными до и после закачке полимера.

Относительная водопроницаемость после контакта с полимером, k_{rwp} , была значительно снижена по сравнению с относительной водопроницаемостью до введения полимера, k_{rw1} . Параллелизм k_{rw1} и k_{rwp} объясняется тем, что снижение относительной проницаемости воды было вызвано уменьшением проницаемости за счет адсорбции полимера. Адсорбция полимеров происходит только в поровых сетях, транспортирующих водную фазу [1].

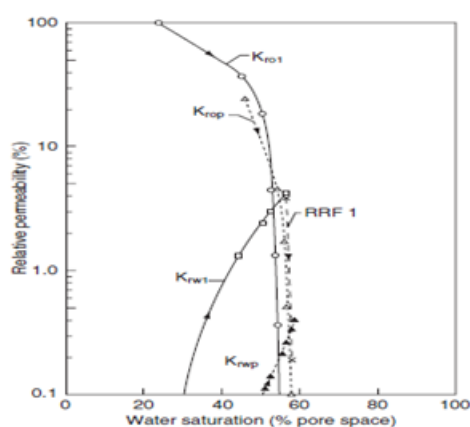


Рисунок 4.1.2. Относительная проницаемость воды/нефти до и после контакта с полимером

Есть несколько причин, для краткого изложения:

- Полимер растворим в водной фазе, но не в фазе нефти. Когда раствор полимера протекает через поровые каналы, высокомолекулярный полимер удерживается в каналах. Затем полимер блокирует поток воды, и k_{rw} уменьшается.
- Молекулы полимера могут образовывать водородную связь с молекулами воды; эта способность повышает сродство между адсорбционным слоем и

молекулами воды. Поверхности горных пород становятся более влажными от воды, и k_{rw} уменьшается.

- Полимер и нефть имеют отдельные потоки, поэтому полимер уменьшает k_{rw} , но не k_{ro} (Liang et al., 1995) [1].

4.2 Коэффициент подвижности

Коэффициент подвижности является одним из важнейших параметров в любом процессе вытеснения. Соотношение показывает, какой результат дает некий раствор (вода, раствор полимера) при вытеснении нефти из пласта. Для достижения наилучшего результата вытеснения нефти необходимо увеличить разницу в вязкости отдельных жидкостей, в результате чего возникает значительная граница раздела между нефтью и закачиваемой жидкостью. Для измерения коэффициента подвижности используется формула:

$$M = K_{ro} / K_{rw} \cdot \mu_w / \mu_o, (1.3)$$

где

K_{ro}/K_{rw} -соотношение между относительной проницаемостью и вязкостью нефти;

k_{rw}/μ_w -соотношение между относительной проницаемостью и вязкостью воды/или раствора.

Если значение коэффициента подвижности будет меньше 1 ($M < 1$), то это считается благоприятным смещением. Когда это условие выполнено, нефтяная фаза движется со скоростью, большей или равной скорости воды/раствора. Противоположное условие неблагоприятно ($M > 1$).

В целом, стоит отметить, что применение полимеров обеспечивает наилучшие результаты при вытеснении нефти. Полученные данные иллюстрируют преимущества полимерного заводнения по сравнению с заводнением.

4.3 Механизм вытеснения при полимерном заводнении

Одним из результатов закачки полимеров является уменьшение количества закачиваемой и производимой воды. Поскольку раствор полимера улучшает коэффициент подвижности и вытеснение, для закачки потребуется значительно меньше воды и образуется меньше воды. В то же время, полимер используется для блока потока воды через высокопроницаемые слои и отвода воды от водоносных горизонтов. Также есть ограничение на объем закачиваемой воды из-за высокого давления закачки и конуса воды.

Но это может привести к тому, что вода обойдет зону закачки полимера и перетечет в зоны с высокой проницаемостью или в стволы добывающих скважин. Во избежании такого рода проблем, слабый гель, обладающий высоким сопротивлением течению, но способный течь, может быть закачан глубоко в резервуар. Таким образом, образуется большая площадь полимерной зоны для блокирования зон или каналов поглощения воды. При обработке полимеров и

гелей другой механизм называется непропорциональным снижением проницаемости. Благодаря использованию этого механизма полимер и гель могут значительно снизить водопроницаемость, чем проницаемость нефти [4].

5 Оценка эффективности полимерного заводнения

Симулятор ECLIPSE 100 был использован для оценки эффективности полимерного заводнения при добыче нефти используя различные параметры. Первым делом в программе были введены соответствующие необходимые ключевые слова и данные описывающие заводнение полимера, рассмотрены разные сценарии заводнения. Построены 2 модели: 3Д заводнение стандартного пласта, 3Д заводнение неоднородного пласта. Результаты полученные при заводнении были сравнены и подтверждены с литературным обзором.

5.1 Концентрация полимера

Концентрация закачиваемого полимера является значимым критерием для эффективного результата по окончании закачки. В целях оценки и оптимизации заводнения в зависимости от концентрации, было проведено моделирование с несколькими концентрациями закачиваемого раствора: 5 кг/м³, 2,5 кг/м³, 2 кг/м³, 1,5 кг/м³, 1 кг/м³. По времени закачка продлилась 500 суток, дальше закачивалась только вода.

И так, по результатам полимер закачиваемый концентрацией 5 кг/м³ обеспечивает более высокий коэффициент извлечения нефти по причине высокой вязкости.

Также исследование по концентрации, на рис. 5.2.1 и 5.2.2, показывают, что скорость пластового давления зависит от концентрации полимера, где ясно показано, что полимер с концентрацией 5 кг/м³ приводит к снижению пластового давления. Тем самым, выдает неблагоприятный эффект в отношении забойного давления. [5]

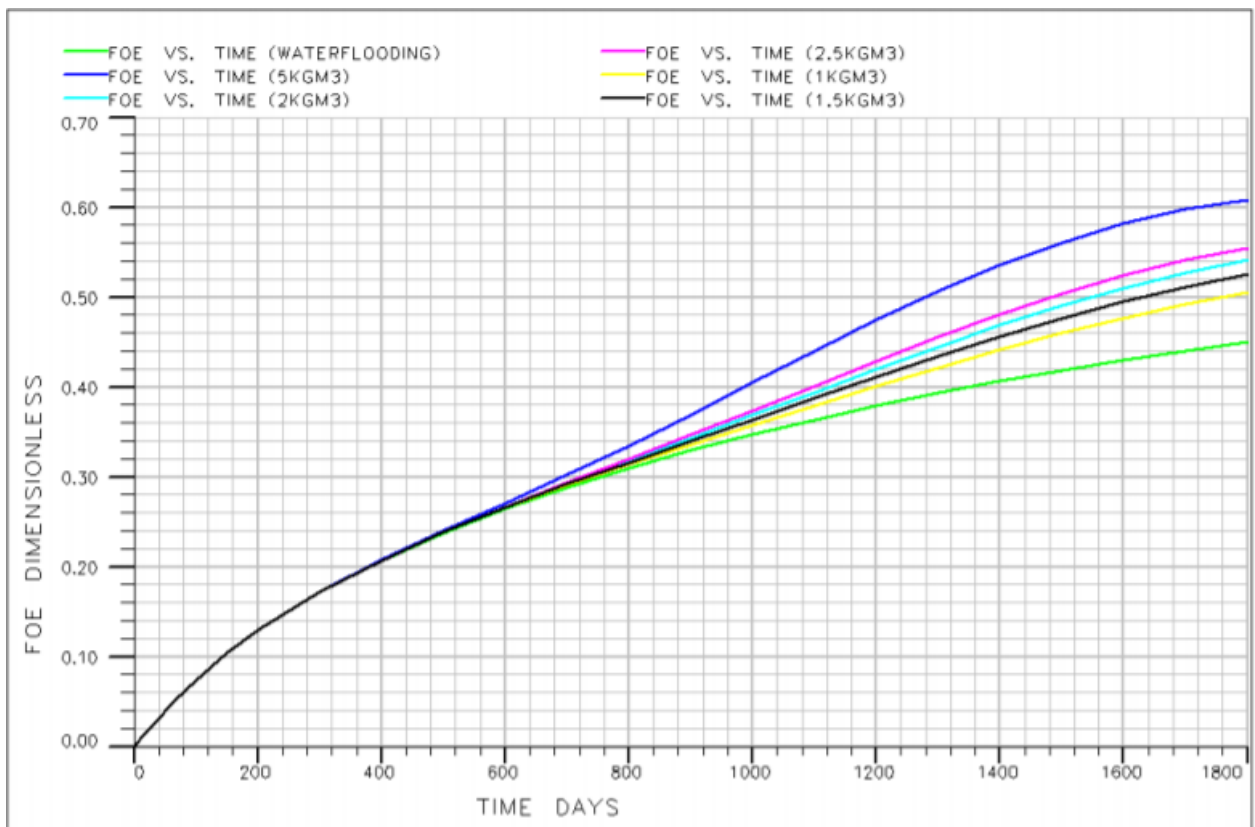


Рисунок 5.1.1 Отношение FOE и времени при различных концентрациях полимера

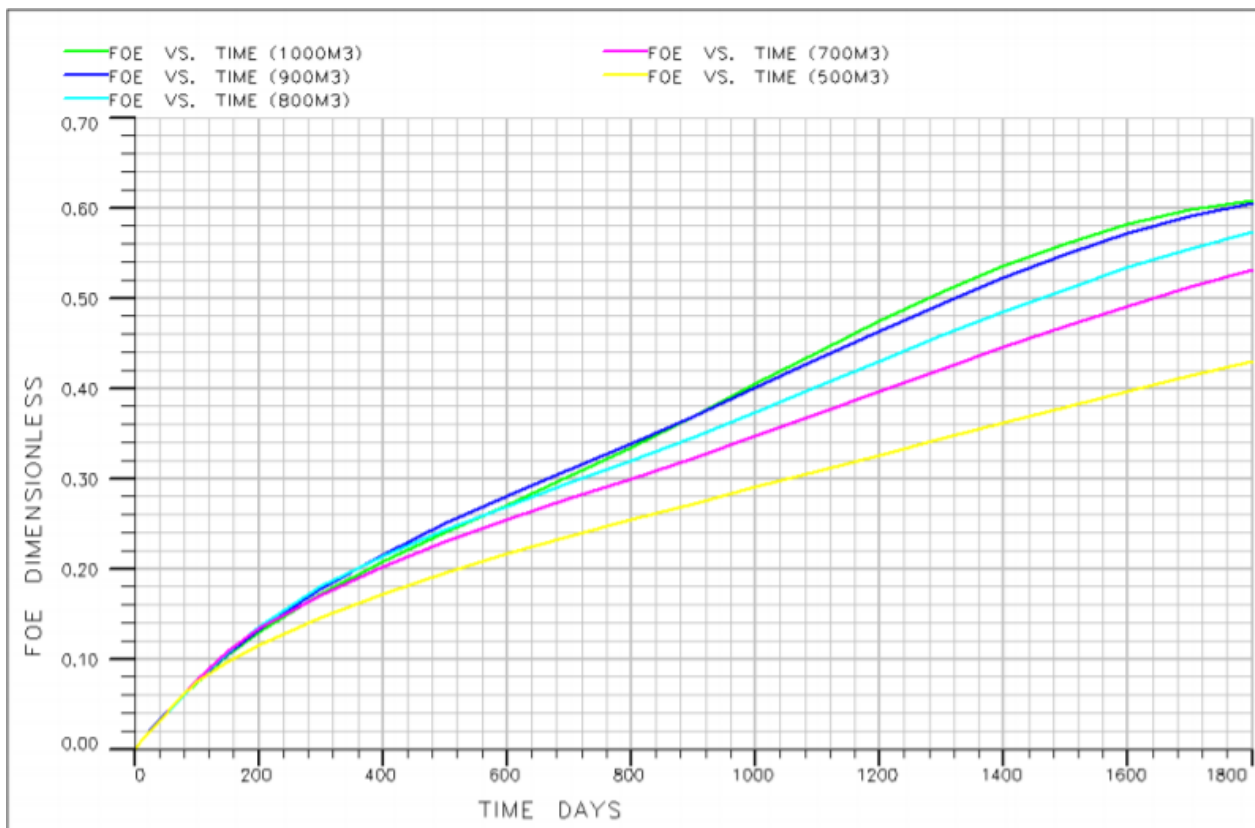


Рисунок 5.2.2 Оценка концентрации полимера по времени и давлению пласта

3.1. Влияние концентрации полимера на вязкость раствора

Мы рассмотрели уравнение Флори – Хаггинса, которое описывает вязкость полимерного раствора как функцию концентрации полимера при нулевой скорости сдвига. Полимерные растворы ведут себя как неньютоновская жидкость при протекании через пористую среду, и их реологическое поведение характеризуется ньютоновским плато при более низких скоростях сдвига. Кажущаяся вязкость полимерного раствора в зависимости от концентрации полимера определяется как

$$\mu_p = \mu_w (1 + (a_{p1}C + a_{p2}C^2 + a_{p3}C^3))$$

5.2 Скорость заводнения

Так как, скорость нагнетания играет немаловажную роль включая концентрацию полимера был оптимальный вариант скорости. По исходным данным рассматривались закачка полимера со скоростью 500 См³/день, 700 См³/день, 800 См³/день, 900 См³/день, 1000 См³/день, 2000 См³/день и 4000 См³/день. По результатам оптимальная скорость закачки для скважины составляла 1000 См³/сут. График ниже иллюстрирует, что добыча нефти увеличивается при скоростях с 500 См³/сут до максимума 1000 См³/сут. При скоростях выше, например при 2000 См³/сут, 4000 См³/сут наоборот снижает нефтеотдачу.[3]

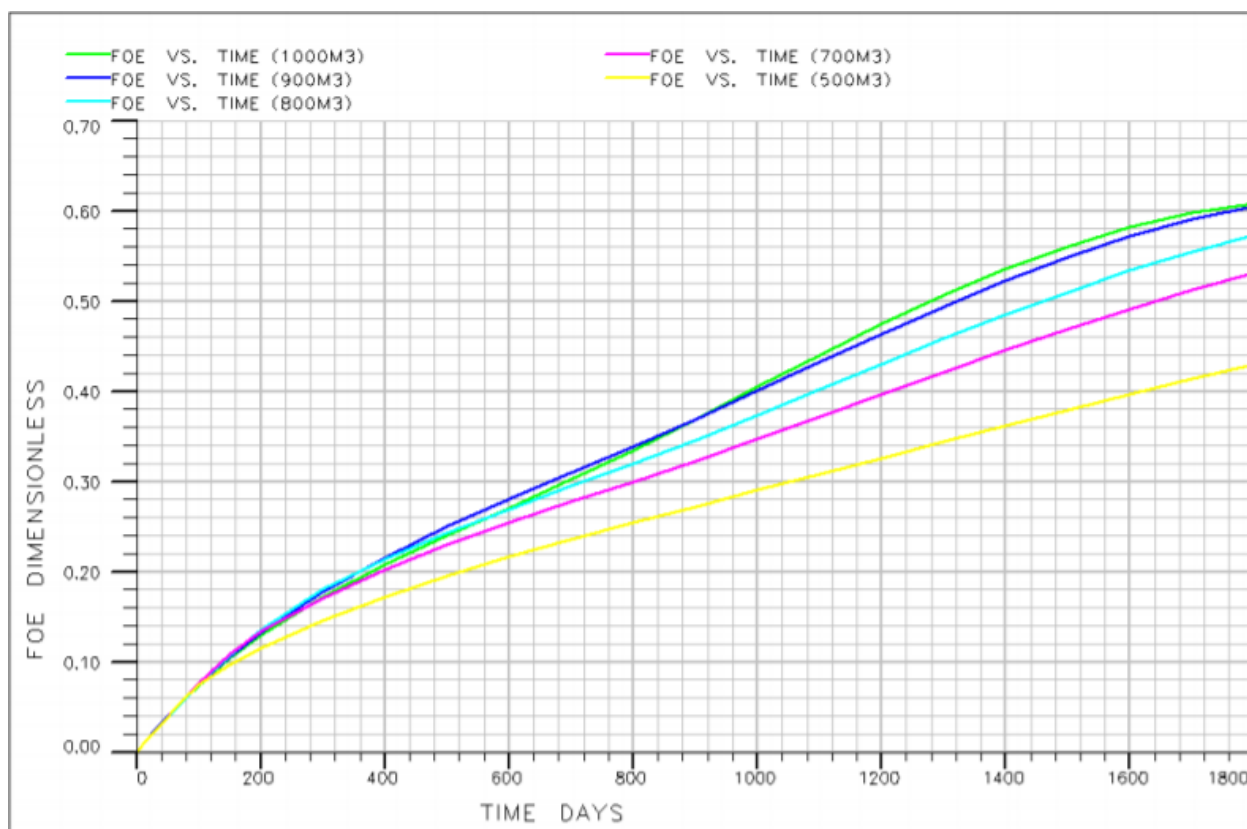


Рисунок 5.2.3. Зависимость FOE и времени по скорости нагнетения

5.3 Неоднородный коллектор

Для неоднородного коллектора значения проницаемости варьируется от 200 до 1000 мкм, а значение пористости от 0,18 до 0,22. Объясняется, что для достижения полноценного вытеснения нефти, желательно ввести больше объем пор. По рис. 5.3.1 и 5.3.2 можно визуальнo сравнить эффективность ньютоновского и неньютоновской жидкости также эффект насыщения нефтяной фазы смоделированный для неньютоновского полимера. Неньютоновский пример захватил некоторое количество нефти и уменьшил вязкост с ростом скорости сдвига.

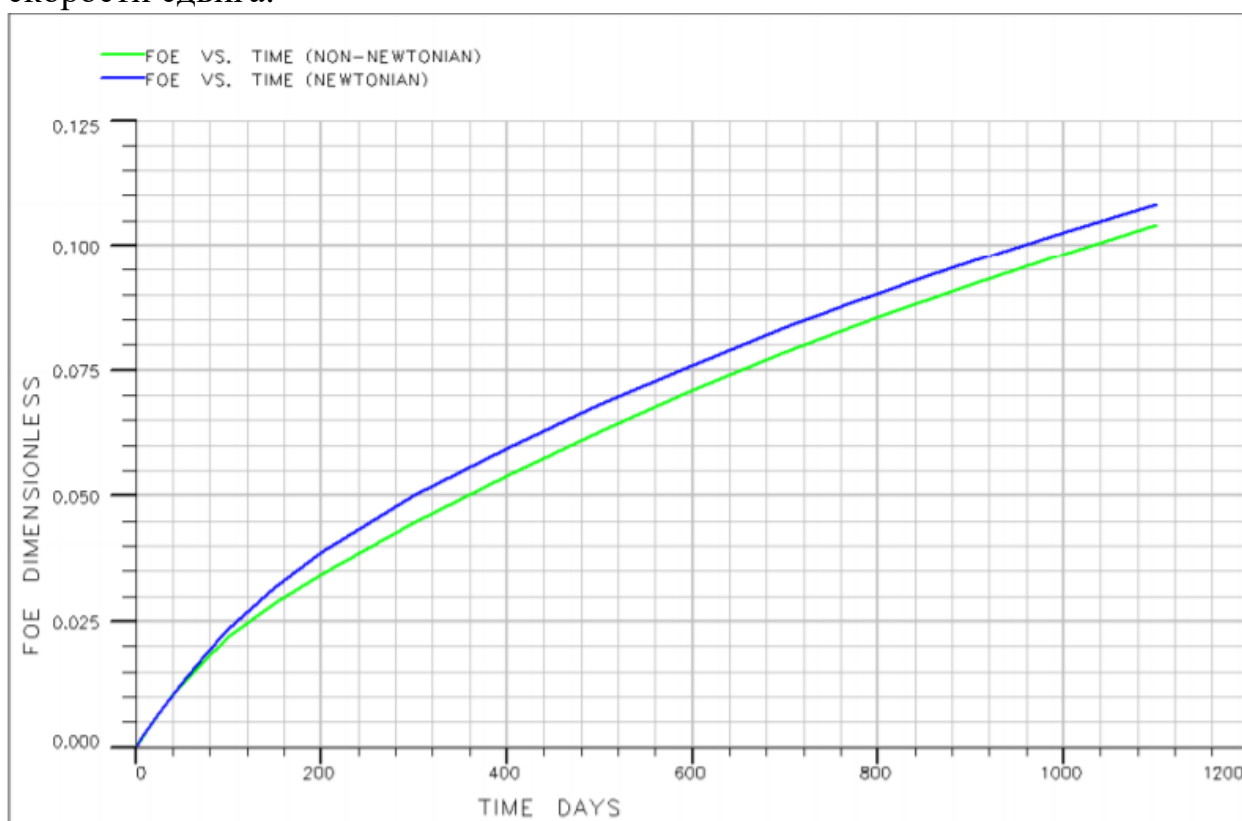


Рисунок 5.3.1 Эффективность неоднородного пласта

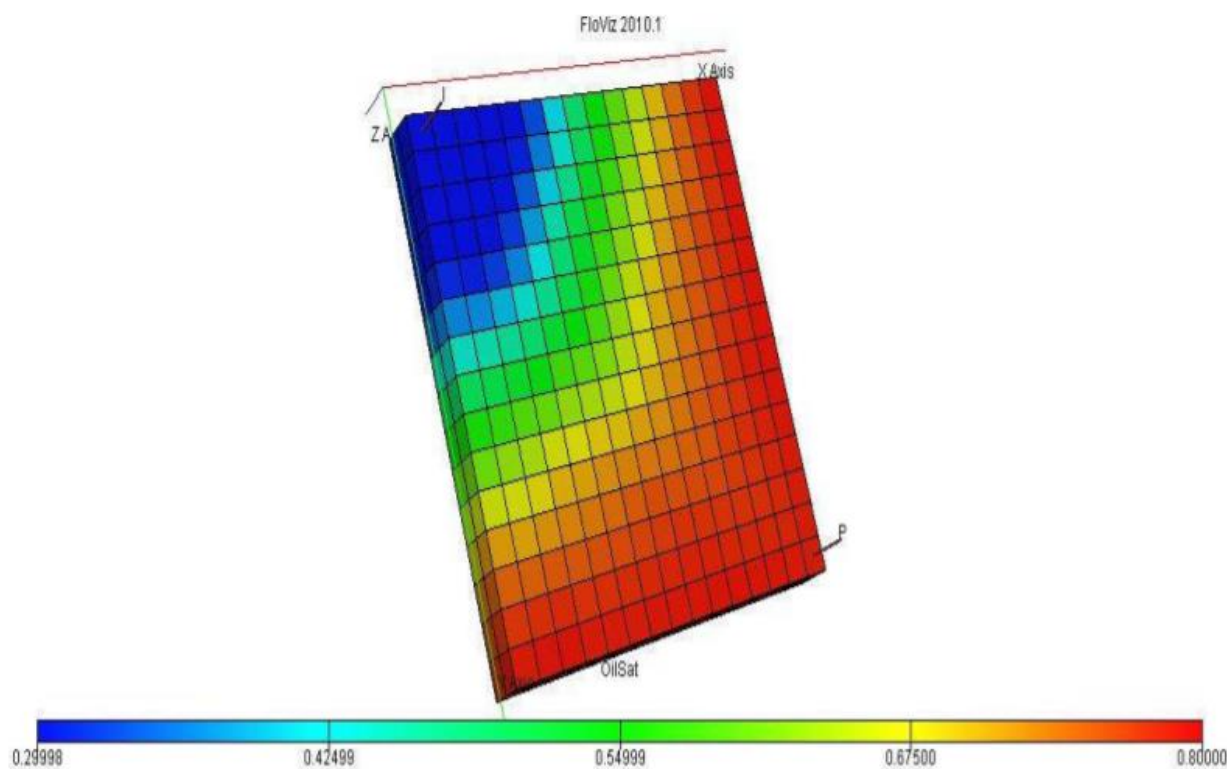


Рисунок 5.3.2. Нефтенасыщенность в неоднородном пласте для неньютоновского полимера

5.4 Слоистый коллектор с поперечным потоком

Реологические свойства растворов полимеров изменяются с течением времени. Растворы полиакриламидных и других реагентов в статистике достаточно стабильны, но в динамике их реологические качества изменяются.

Для изучения влияния реологии полимера в слоистом коллекторе с поперечным потоком была создана 3Д-модель, с размерами сеток 15x15x5 с различными значениями проницаемости. Площадь горизонтального пласта 450*450 квадратных футов и вертикальная толщина составляет 25 футов. Каждому слою свойственна разные значения проницаемости: 739 мД, 272 мД, 100 мД, 37 мД и 14 мД. Соотношение K_v/K_h было добавлено для наглядного различия между слоями. Тем самым графики 5.4.1 и 5.4.2 показывают, что чем ниже значения K_v/K_h , тем ниже нефтеотдача и больше FWCT. В случае когда раствор полимера закачивается в стратифицированный пласт со слоями со значительном различием проницаемости, в добыче нефти преобладает поперечный поток из-за комбинированного воздействия градиентов давления, обусловленных вязкостью, и силы тяжести.[7]

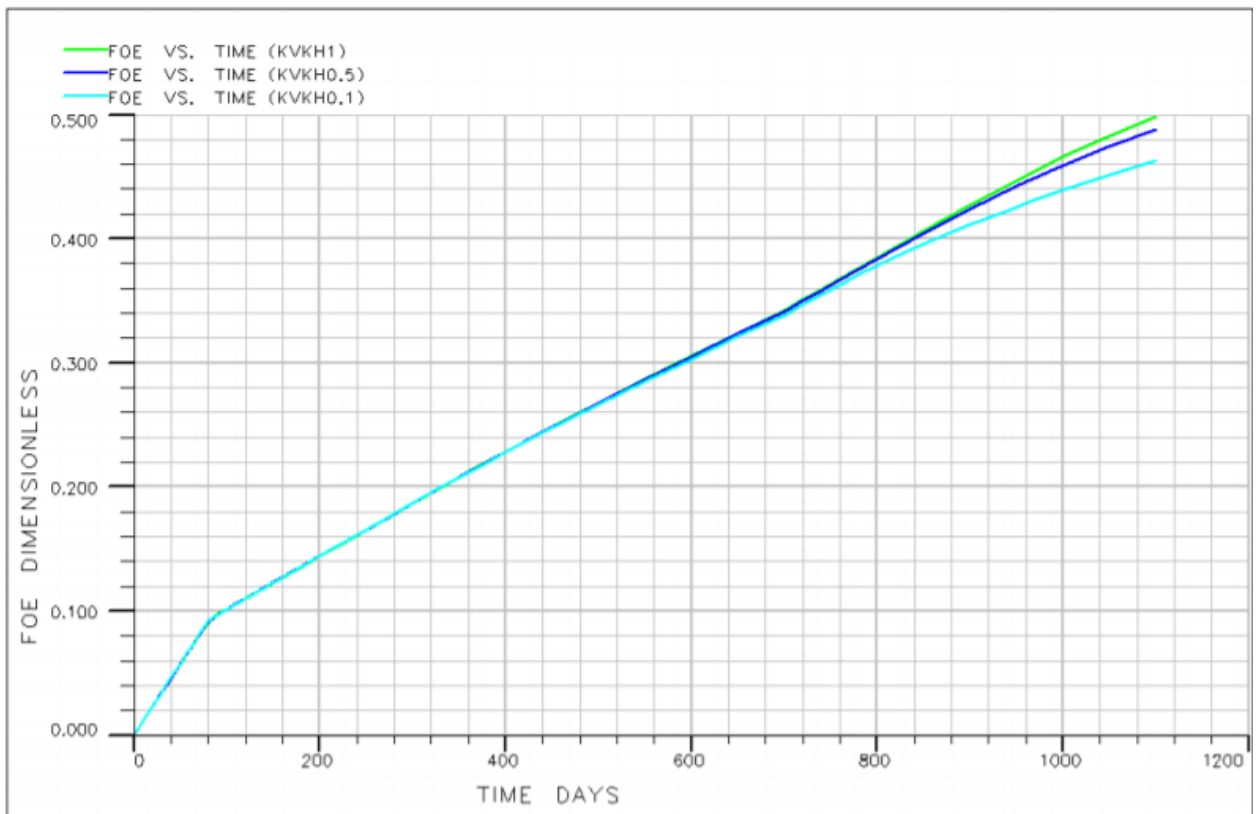


Рисунок 5.4.1 Эффективность нефтеотдачи для ньютоновского полимера при различных K_v/K_h

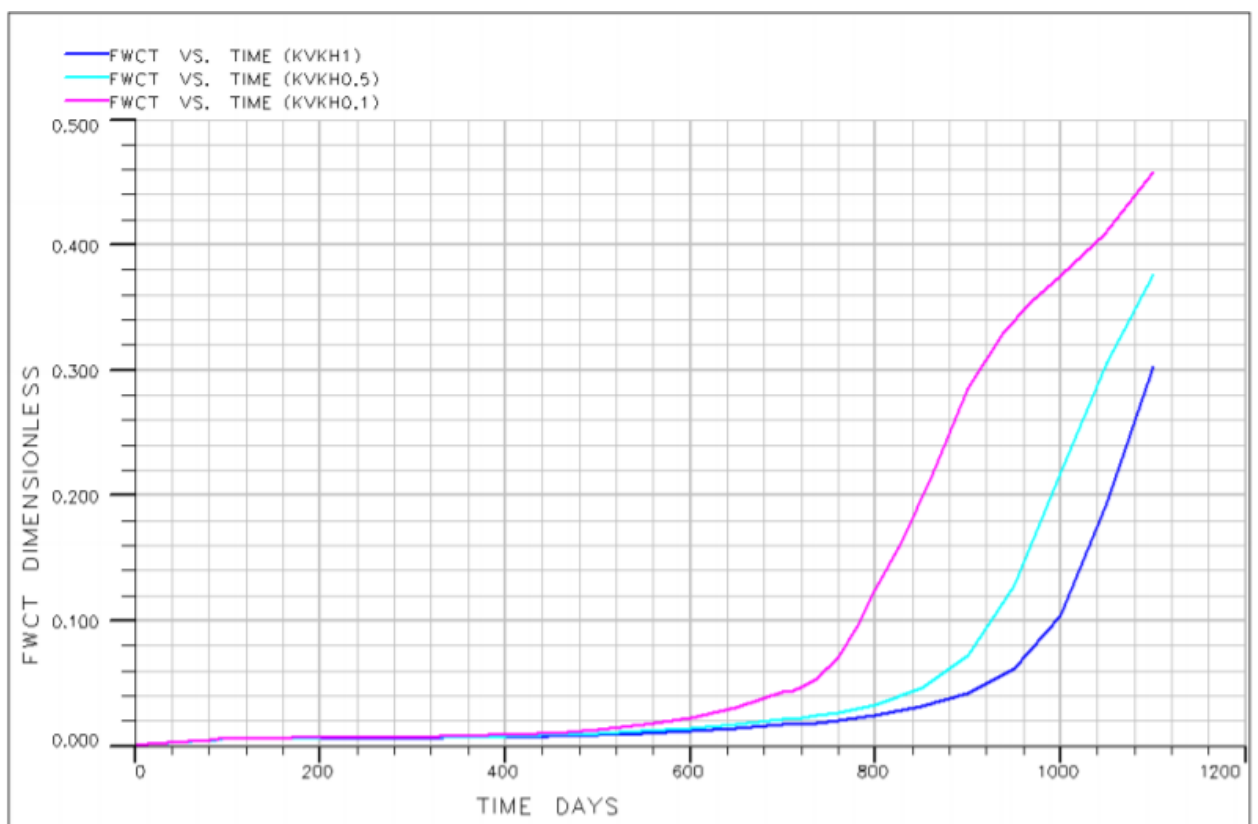


Рисунок 5.4.2 Обводнение для ньютоновского полимера при различных K_v/K_h

5.5 Неньютоновский эффект полимера

Полимеры, используемые в МУН, проявляют псевдопластичность, что влияет худшим образом на вытеснение нефти. Для успешного проектирования и оценки проектов заводнения полимеров важно учитывать неньютоновское поведение полимеров. Это связано с тем, что псевдопластичность уменьшится, что ухудшит всю экономическую картину проектов по производству полимеров. Как показано на рис. 5.51 и рис. 5.5.2, псевдопластическая жидкость снижает нефтеотдачу на 5% и задерживает ее извлечение.

Раствор полимера в отличие от воды не показывает того же вязкость при любом расходе. При низком расходе вязкость раствора приблизительно постоянна и зависит только от концентрации полимера в растворе. С увеличением расхода вязкость раствора уменьшается обратным образом. При еще более высокой скорости большие молекулы начинают распадаться, и вязкость приближается к предельному значению. Эффект имеет тенденцию быть наибольшим вблизи нагнетательных скважин, где скорость жидкости наибольшая, а также скорость сдвига.[11]

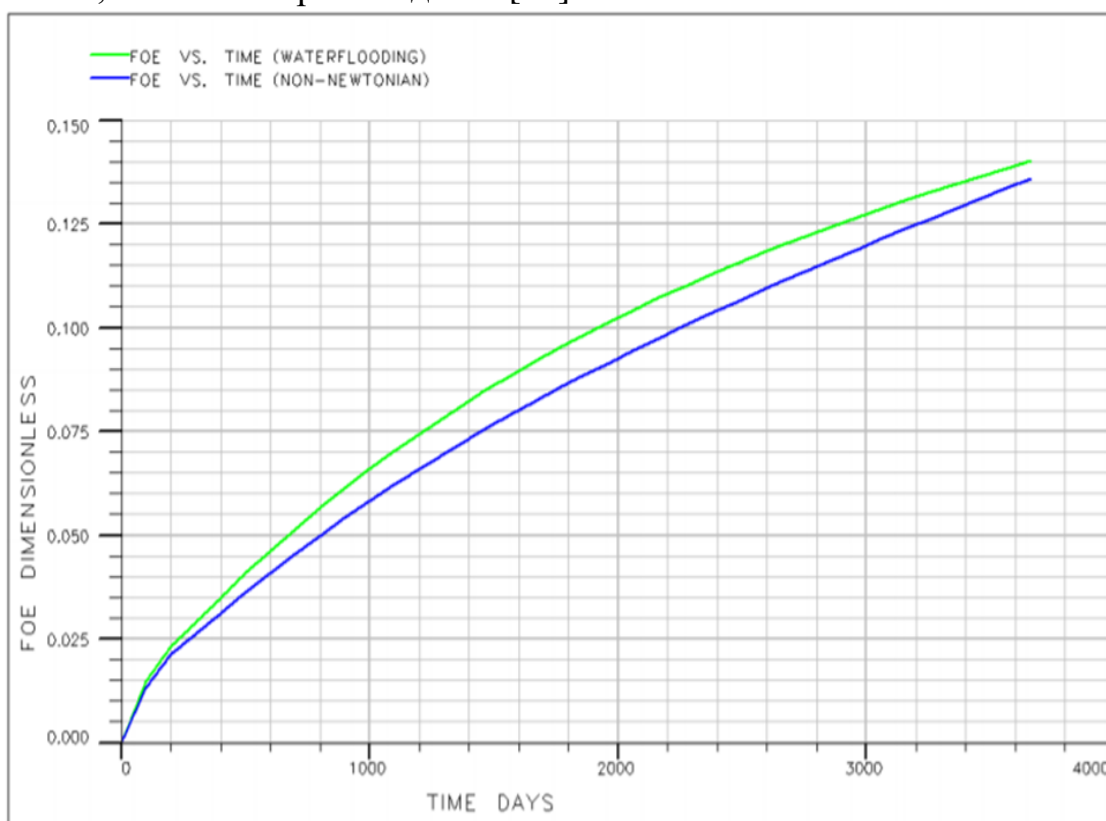


Рисунок 5.5.1 FOE по времени для ньютоновского и неньютоновского полимера

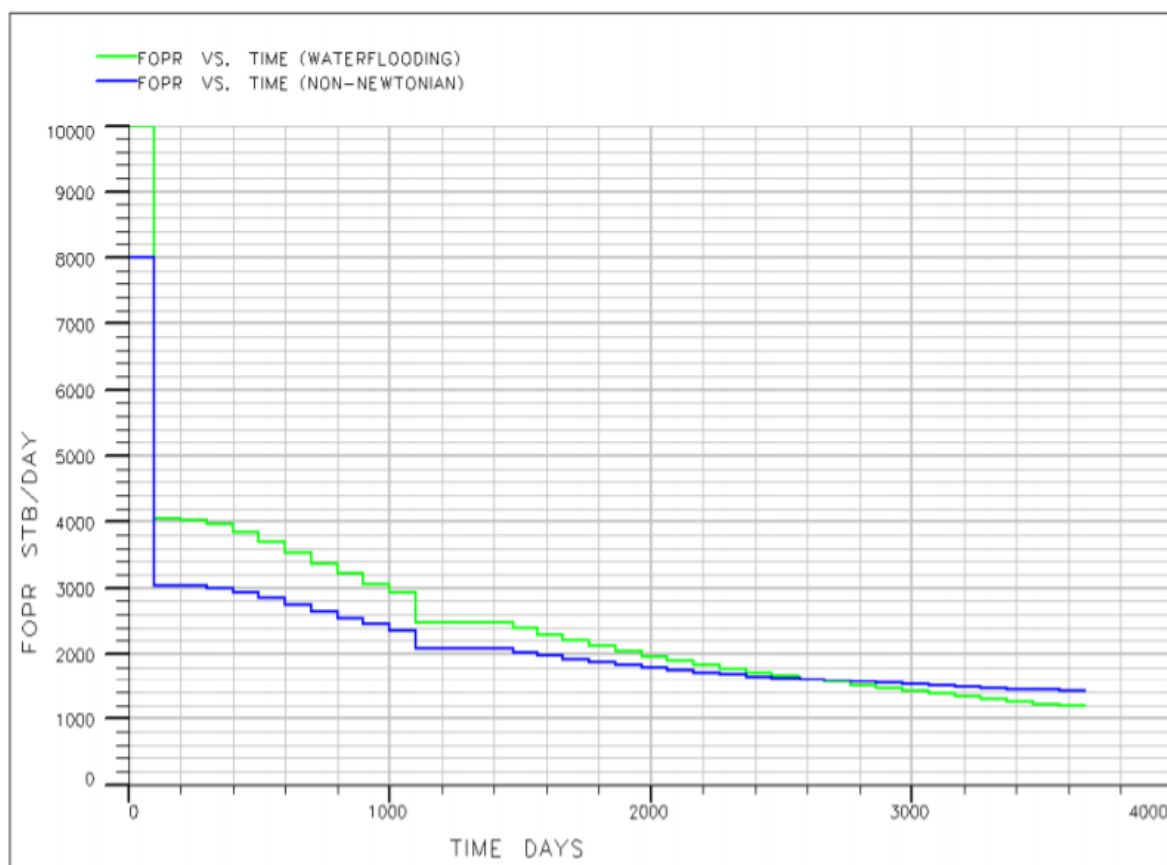


Рисунок 5.5.2 Изменение давления для ньютоновского и неньютоновского полимера

5.6 Влияние смачиваемости горных пород на полимер

В попытках изучить эффективность полимерного заводнения в нефтесодержащих коллекторах относительная проницаемость и кривая капиллярного давления были получены из функции типа Corey.

Рисунки 5.6.1 и 5.6.2 представляют кумулятивную добычу нефти и обводненность для ньютоновского потока полимера для резервуаров с смачиваемой водой и нефтью. Как видно, кумулятивная нефтеотдача при смачиваемости водой составляет 0,48, что значительно выше, чем нефтеотдача при смачиваемости нефтью 0,32 в конце добычи.

Из графика обводнения видно, что резервуар смачиваемый нефтью производит больше воды, чем смачиваемой нефтью более чем на 8% в конце моделирования. Для водоемов смачиваемой водой вода не добывалась до 600 дней моделирования, до которого была извлечена нефть, чего не было в случае смачиваемой нефтью.

12 и 13 сравнивают распределение нефтенасыщенности в течение 1100 дней для ньютоновского полимера как для резервуаров с влажной водой, так и для резервуаров с влажной нефтью. Благодаря благоприятному соотношению подвижности при разливе полимера в водоеме с влажной водой, относительно более высокий контраст нефтенасыщенности между сметенным и незаметенным

регионы выходят в водохранилище. С другой стороны, существует меньший контраст между зачищенной и неочищенной областью в резервуаре с влажной нефтью. Для нефтенасыщенных коллекторов остаточная нефтенасыщенность все еще выше, чем остаточная нефтенасыщенность в обоих случаях полимерного паводка.[2]

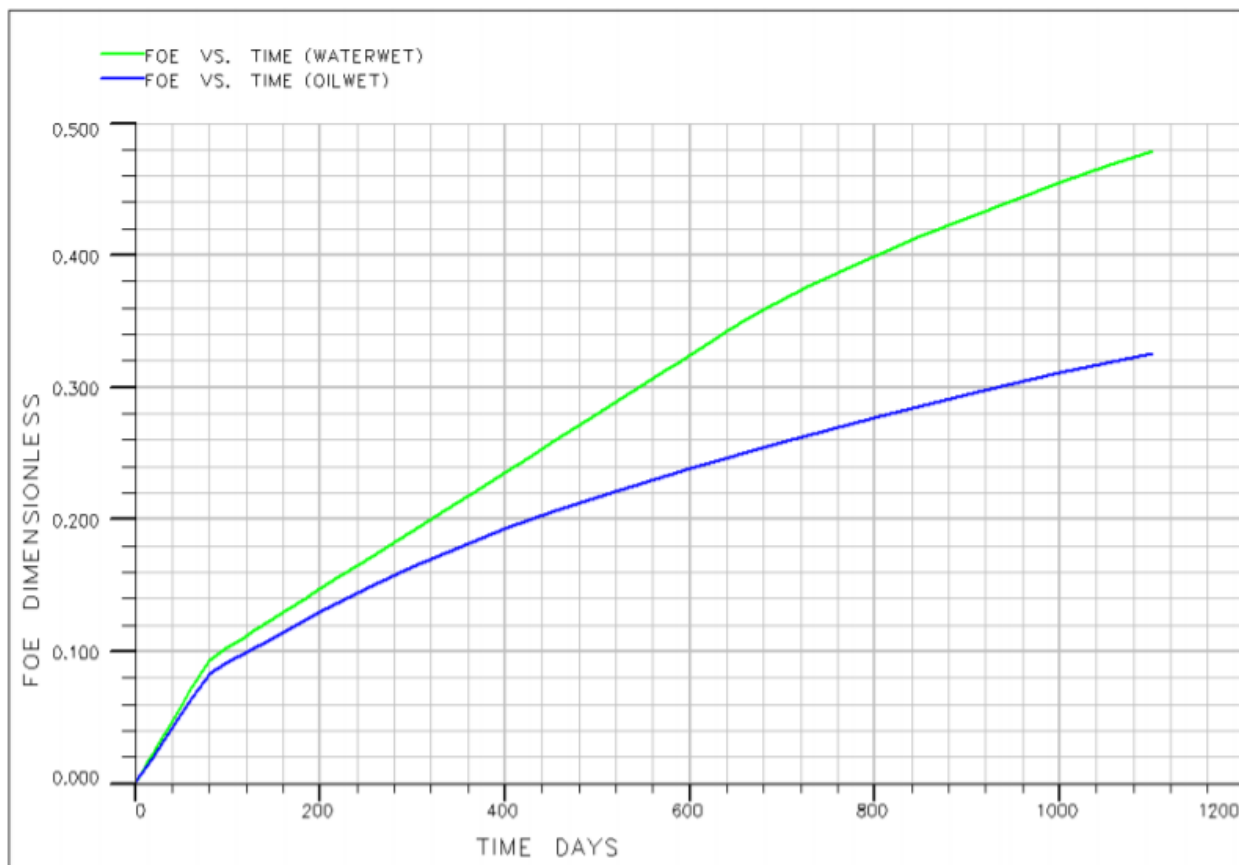


Рисунок 5.6.1 Поведение заводнения ньютоновских полимеров в коллекторах смачиваемой нефтью и водой

5.7 Влияние концентрации полимера на вязкость раствора

Мы рассмотрели уравнение Флори – Хаггинса, которое описывает вязкость полимерного раствора как функцию концентрации полимера при нулевой скорости сдвига. Полимерные растворы ведут себя как неньютоновская жидкость при протекании через пористую среду, и их реологическое поведение характеризуется ньютоновским потоком при более низких скоростях сдвига. Кажущаяся вязкость полимерного раствора в зависимости от концентрации полимера определяется как

$$\mu_p = \mu_w (1 + (a p_1 C + a p_2 C^2 + a p_3 C^3))$$

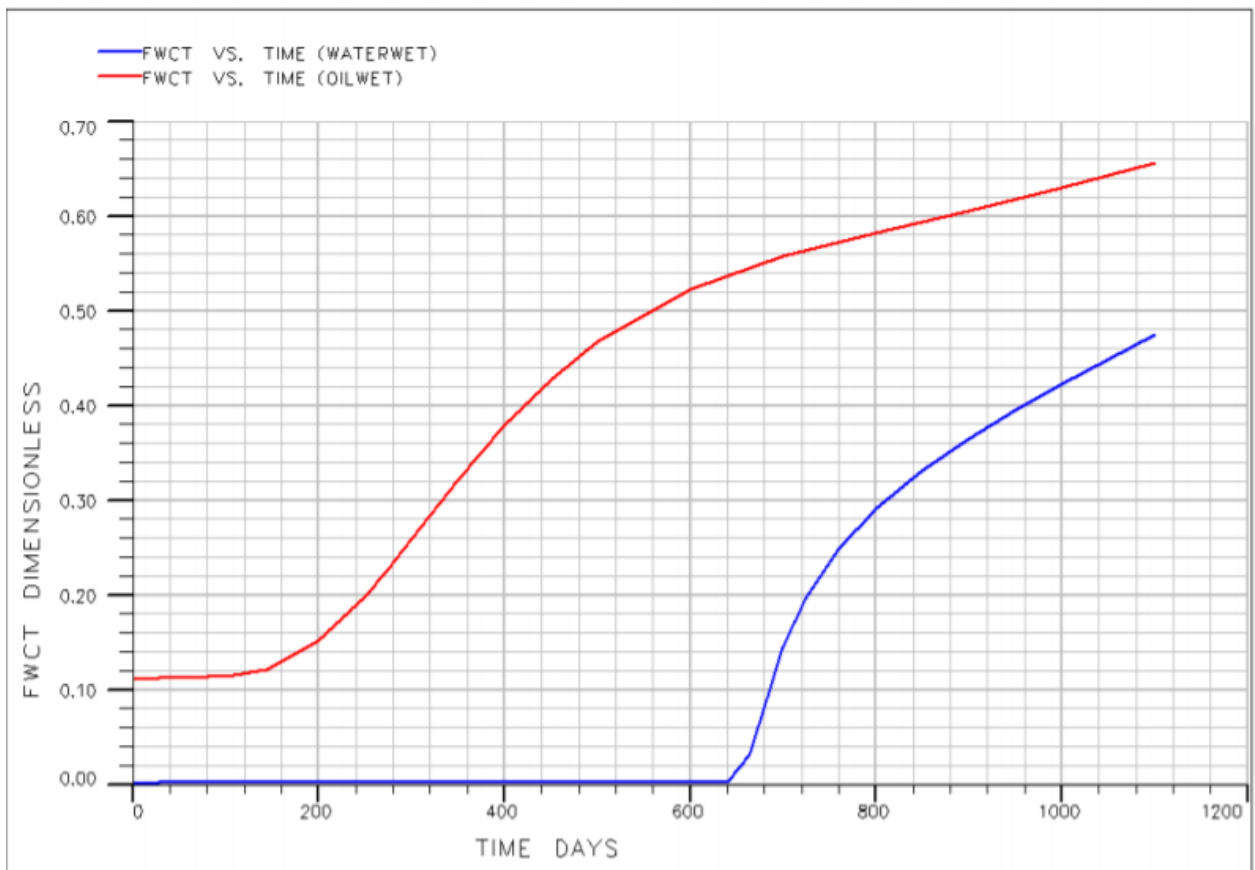


Рисунок 5.6.2 Обводнение для заводнения ньютоновских полимеров в резервуарах смачиваемой нефтью и водой

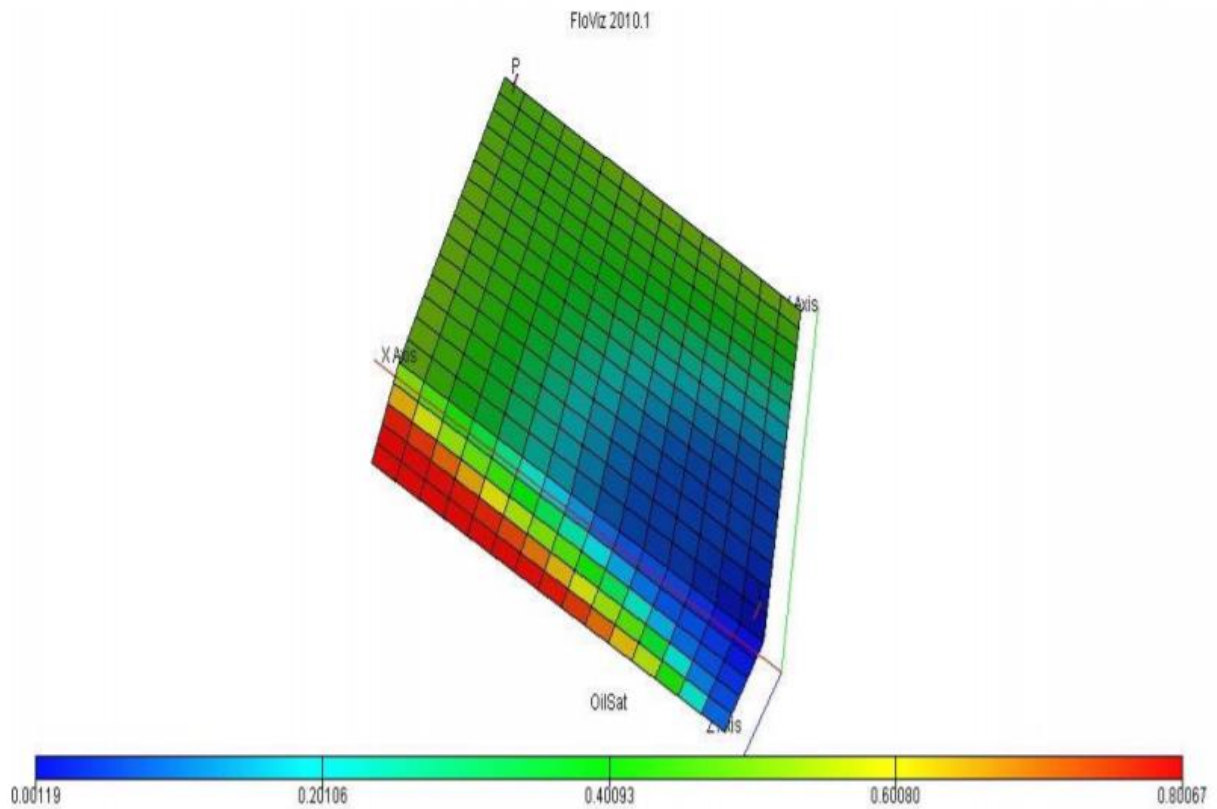


Рисунок 5.6.3 Распределение нефтенасыщенности за 1100 дней для ньютоновского полимера в резервуаре смачиваемой нефтью

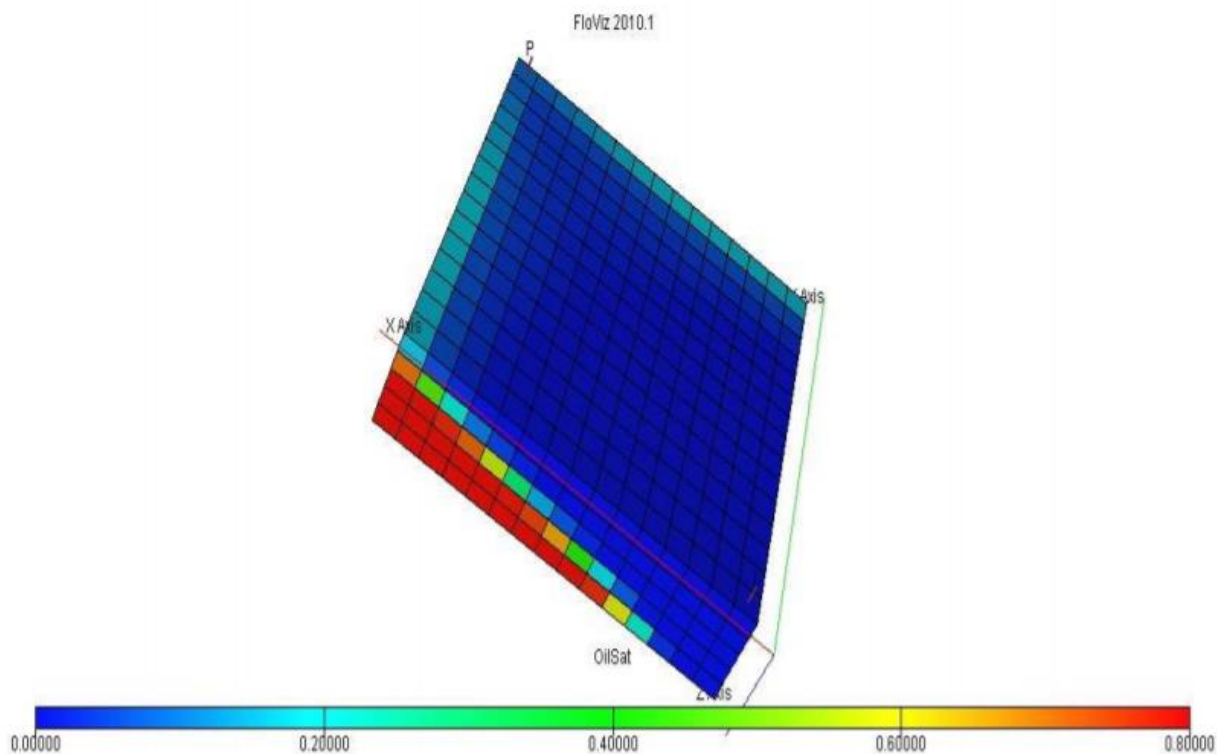


Рисунок 5.6.4 Распределение нефтенасыщенности за 1100 дней для ньютоновского полимера в резервуаре смачиваемой водой

Течение полимерного раствора в пористых средах считается сложным явлением, поэтому разработка подробной математической модели является необходимым условием для представления физического процесса в лабораторных условиях. Движение полимеров в пористых средах подвергается многим особым эффектам, таким как поток неньютоновской жидкости, адсорбция, недоступный объем пор, удержание полимера, коэффициент остаточного сопротивления, коэффициент снижения проницаемости и влияние концентрации полимера и скорости сдвига на вязкость раствора полимера. Вышеупомянутые параметры объединены в дифференциальную структуру для оценки эффективности проекта заливки полимеров в одномерных экспериментах по закачке в пористую среду. Математическая модель, включающая насыщение нефти и водной фаз, давление и массовый баланс концентрации полимера, анализируется в цилиндрическом дифференциальном элементе толщиной Δz (вдоль направления z). При разработке математической модели делается следующий набор допущений:

- Поток жидкости является изотермическим, и обменом энергией пренебрегают.

- Жидкости являются нелетучими, и существует только две жидкие фазы (нефть, вода), в процессе которых участвуют три вида (нефть, вода и полимер).
- Тяжелая нефть нерастворимо в растворе полимера, и между нефтяной и водной фазами существует тепловое равновесие.
- Между видами не происходит никаких химических и биологических реакций.
- Объемный поток движется в направлении z, и то же самое регулируется законом Дарси в пористой среде.
- Объемным потоком (за счет диффузии) в радиальном направлении пренебрегают.
- Плотность тяжелой нефти постоянна на протяжении всего процесса.
- Пористая среда имеет равномерную пористость и проницаемость. Таким образом, влияние силы тяжести и капиллярного давления незначительно.

Основываясь на этих предположениях, уравнения сохранения массы и закон Дарси для каждого компонента можно записать в виде

Уравнение водной фазы

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} = \frac{KK_{rw}}{R_k \mu_p \varphi} \left[\frac{\partial^2 P}{\partial z^2} \right] + \left[\frac{K}{R_k \mu_p \varphi} \left(\frac{n_w K_{rw,ro}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right) \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{n_w - 1} \frac{\partial S_w}{\partial z} \frac{\partial P}{\partial z} + \frac{KK_{rw}}{R_k \mu_p \varphi} C_w \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} - \frac{KK_{rw}}{R_k \mu_p \varphi} \frac{\partial P}{\partial z} \frac{\partial C}{\partial z} \left(\frac{(R_{kmax} b_{rk} - b_{rk})}{R_k (1 + b_{rk} \cdot C)^2} \right) + \left(\frac{(\mu_w a p_1 + 2\mu_w a p_2 \cdot C + 3\mu_w a p_3 \cdot C^2)}{\mu_p} \right) \right]$$

1

Уравнения нефтяной фазы

$$\frac{\partial S_o}{\partial t} = \frac{KK_{ro}}{\mu_o \varphi} \left[\frac{\partial^2 P}{\partial z^2} \right] + \left[\frac{K}{\mu_o \varphi} \left(\frac{n_o K_{ro,cw}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right) \left(\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{n_o - 1} \frac{\partial S_o}{\partial z} \frac{\partial P}{\partial z} + \frac{KK_{ro}}{\mu_o \varphi} C_o \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} \right]$$

2

Уравнение давления

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \frac{KK_{ro}}{\mu_o \varphi C_T} \left[\frac{\partial^2 P}{\partial z^2} \right] + \left[\frac{K}{\mu_o \varphi C_T} \left(\frac{n_o K_{ro,cw}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right) \left(\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{n_o - 1} \frac{\partial S_o}{\partial z} \frac{\partial P}{\partial z} + \frac{KK_{rw}}{R_k \mu_p \varphi C_T} \left[\frac{\partial^2 P}{\partial z^2} \right] + \left[\frac{K}{R_k \mu_p \varphi C_T} \left(\frac{n_w K_{rw,ro}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right) \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{n_w - 1} \frac{\partial S_w}{\partial z} \frac{\partial P}{\partial z} - \frac{KK_{rw}}{R_k \mu_p \varphi C_T} \frac{\partial C}{\partial z} \frac{\partial P}{\partial z} \left(\frac{(R_{kmax} b_{rk} - b_{rk})}{R_k (1 + b_{rk} \cdot C)^2} \right) + \left(\frac{(\mu_w a p_1 + 2\mu_w a p_2 \cdot C + 3\mu_w a p_3 \cdot C^2)}{\mu_p} \right) \right] \right]$$

3

Уравнение концентрации полимера

$$\frac{\partial C}{\partial t} = Df_s \left[\frac{\partial^2 C}{\partial z^2} \right] + \frac{Df_s \varphi C_R}{\varphi} \frac{\partial C}{\partial z} \frac{\partial P}{\partial z} + \frac{KK_{rw} C}{R_k \mu_p \varphi} \left[\frac{\partial^2 P}{\partial z^2} \right] + \left[\frac{KC}{R_k \mu_p \varphi} \left(\frac{n_w K_{rw,ro}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right) \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{n_w - 1} \right. \\ \left. \frac{\partial S_w}{\partial z} \frac{\partial P}{\partial z} - \frac{KK_{rw} C}{R_k \mu_p \varphi} \left(\frac{\partial C}{\partial z} \right) \left(\frac{\partial P}{\partial z} \right) \left(\frac{(R_{kmax} b_{tk} - b_{tk})}{R_k (1 + b_{tk} \cdot C)^2} \right) + \left(\frac{\mu_w a p_1 + 2\mu_w a p_2 \cdot C + 3\mu_w a p_3 \cdot C^2}{\mu_p} \right) \right]$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных исследований была изучена эффективность применения полимерного заводнения с учетом значительных критериев и параметров.

Был рассмотрен процесс полимерного заводнения, описаны виды полимеров и оптимальные виды полимеров. Проведен анализ по мировому опыту использования метода в целях увеличения коэффициента нефтеотдачи.

По литературным данным определены основные критерии и условия для успешной закачки реагента.

В качестве примера были взяты данные по Казахстанскому месторождению. Тенденция развития добычи нефти с применением методов по увеличению нефтеотдачи с истечением времени.

Используя симулятор Eclipse 100 был рассмотрен эффект ньютоновского и неньютоновского заводнения полимера с учетом концентрации закачиваемого агента, скорости заводнения и смачиваемости пород в неоднородных коллекторах. Итог привел к следующим заключениям:

Полимерное заводнение показывает положительный эффект в породах смачиваемых водой, нежели в смачиваемых нефтью. Это объясняется тем, что пласт, смачиваемый нефтью, имеет тенденцию задерживать больше нефти в своих мелких порах и создавать пластовую воду. Увеличив концентрацию полимеров можно вытеснить больше нефти, при этом необходимо учитывать пластовое давление и экономический фактор.

Для более точных и эффективных результатов исследования, необходимо глубоко изучить и проанализировать различные типы полимеров при лабораторных условиях чтобы найти наиболее подходящий для применения именно в полевых условиях.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

МУН-методы увелечения нефтеотдачи

ПАВ-поверхностно-активные вещества

КИН-коэффициент извлекаемой нефти

ВНК-водонефтяной контакт

ПЗ-полимерное заводнение

ОПР-основные проектные решения

ПАА-полиакриламид

НИР-научно-исследовательские работы

ВУС-вязко-упругий состав

k_{ro} – относительная проницаемость по нефти

k_{rw} – относительная проницаемость по нефти

S_w – водонасыщенность

FOPR – field oil production rate

TVD-true vertical depth

WYPD-barrels of water per day

STB-stock tank barrels

SCF-стандартный кубический фут

FOE- field oil efficiency

FWCT-field water-cut

IPV-injected pore volume

НРАМ-гидролизованный полиакриламид

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Основы методов увеличения нефтеотдачи. Университет Техас-Остин. (EOR Fundamentals by Larry Lake U of Texas-Austin. The Society of petroleum engineer.)
2. Sheng J.J., L. B. (2015). Status of Polymer-Flooding Technology . SPE-174541.
3. Barnes HA, Hutton JF, Walters K. An introduction to rheology. Elsevier, Amsterdam; 1989
4. Seright RS, Fan T, Wavrik K, Balaban RC. New insights into polymer rheology in porous media. SPE J. 2011;16:35–42.
5. Seright, D. R. (2018). Reservoir Sweep Improvement . SPE - 75178.
6. Abidin, A., Puspasari, T., & Nugroho, W. (2012). Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology. Procedia Chemistry, 4, 11–16. doi: 10.1016/j.proche.2012.06.002
7. Al-Shakry, B., Shaker Shiran, B., Skauge, T., & Skauge, A. (2019, June). Polymer Injectivity: Influence of Permeability in the Flow of EOR Polymers in Porous Media. In SPE Europec featured at 81st EAGE Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
8. Chang, H. (1978). Polymer Flooding Technology Yesterday, Today, and Tomorrow. Journal of Petroleum Technology, 30(08), 1113–1128. doi: 10.2118/7043-pa
9. Chhabra, R. P., & Richardson, J. F. (1999). Non-Newtonian flow in the Process Industries: Fundamentals and Engineering Applications. Butterworth-Heinemann.
10. Field Evaluation Report. Uzen Field (2010). Former Soviet Union <https://www.twirpx.com/file/1723772/>
11. Schlumberger. (2014). Eclipse 100. Technical Description
12. Farid Abadli. Investigation of Polymer Flooding for Improved oil Recovery, Semester Project, NTNU, December 2011.
13. Cannella, W. J., Huh, C., and Seright, R. S., "Prediction of Xanthan Rheology in Porous Media", SPE 18089, presented at 63rd Annual Tech. Conf. SPE, Houston, TX, Oct. 2-5, 1988.
14. Hirasaki, G.J., Pope, G.A.: "Analysis of Factors Influencing Mobility and Adsorption in the Flow of Polymer Solution Through Porous Media," paper SPE 4026 presented in SPE-AIME, San Antonio, Texas, Oct. 8-11, 1972.
15. Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов в России и за рубежом. Опыт и перспективы. - Бурение и нефть – 2011 - №2 - с.22-26.
16. Wang, L., Wang, Y., Zhang, C., Yin, D., Wang, L., 2012. Study on High Concentration Polymer Flooding in Lamadian Oilfield, Daqing. Paper SPE 154625 presented at the SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia held in Muscat, Oman, 16–18 April.
17. Швецов И.А. Пути совершенствования полимерного заводнения. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989 – 36 с.

18. Bondarenko A.V. Substantiation of the technology of polymer flooding for enhanced oil recovery in conditions of high mineralization of formation and injected waters. Moscow, 2017, pp. 137.
19. Gazizov A.A. Increased oil recovery of heterogeneous formations at a late stage of development. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2002, pp. 639.
20. Kulawardana, E. U., Koh, H., Kim, D. H., Liyanage, P. J., Upamali, K., Huh, C., & Pope, G. A. (2012, January). Rheology and Transport of Improved EOR Polymers under Harsh Reservoir Conditions. In SPE improved oil recovery symposium. Society of Petroleum Engineers.

ОТЗЫВ

НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на Магистерскую диссертацию

(наименование вида работы)

Салыкова Сания Муратовна

(Ф.И.О. обучающегося)

7M07202 – "Нефтяная инженерия"

(шифр и наименование специальности)

Тема: Оценка применимости полимерного заводнения на примере месторождения X

Диссертационная работа посвящена исследованию оптимальных условий для полимерного заводнения.

Магистрантом изучен метод увелечения нефтеотдачи основанная на закачивании полимера. Исследование основывается на аналогичных литературных источников и исследований. В работе был произведен анализ на мировые опыты реализации данного метода. Для подробного понятия всего процесса были определены и обоснованы эффекты влияющие на положительный результат вытеснения нефти, как поток неньютоновской жидкости, адсорбция, недоступный объем пор, удержание полимера, коэффициент остаточного сопротивления, коэффициент снижения проницаемости и влияние концентрации полимера и скорости сдвига на вязкость раствора полимера.

Выполнено моделирование опираясь на такие параметры как, концентрация полимера, скорость нагнетания реагента и смачиваемость породы, которые в значительной мере влияют на процесс. Вся исследовательская работа указывает на то, что при правильном применении критериев и соблюдении условий при закачивании полимера, можно получить положительный эффект.

Выполненный объем исследовательской работы соответствует требованиям предъявляемым к магистерским диссертациям, а автор работы Салыкова Сания Муратовна заслуживает присуждения академической степени магистра по специальности 7M07202-«Нефтяная инженерия».

Научный руководитель

PhD, ассистент-профессор

(должность, уч. степень, звание)



_____ Исмаилова Д.А.

(подпись)

«25» июня 2021 г.

РЕЦЕНЗИЯ

на магистерскую диссертацию

Сальковой Сании Муратовны

по специальности 7М07202-Нефтяная инженерия

На магистерскую диссертацию Сальковой Сании Муратовны по специальности 7М07202-«Нефтяная инженерия» на тему «Оценка применимости полимерного заводнения на примере месторождения X».

Рецензируемая работа посвящена оценке и анализу одному из эффективных методов по увеличению нефтеотдачи именуемый как полимерное заводнение. Работа акцентируется на определении необходимых физико-химических условий и критериев для положительного эффекта вытеснения нефти.

В целях определения основных характеристик по полимеру и описания метода был сделан литературный обзор и определены главные механизмы процесса.

Для полного понимания всего процесса, проанализированы случаи полимерного заводнения по всему миру, что послужило примером для оценивания возможности извлечения больше нефти. По исходным данным опираясь на некоторые физические данные была построена модель с помощью вспомогательного симулятора, которое дало понятие для оптимальных решений касательно концентрации закачиваемого полимера, скорости нагнетания и смачиваемости породы.

Автором учтено, что полимерное заводнение выдает положительный результат вытеснения при присутствии пород смачиваемых водой, нежели в смачиваемых нефтью. С увеличением концентрации полимеров можно вытеснить больше нефти, при этом особое внимание должно уделяться пластовому давлению и экономической стороне.

По результатам исследований опубликована и доложена научная статья на конференции «Сатпаевские чтения – 2021» при университете Satbayev University на тему: «Оценка применимости полимерного заводнения на примере месторождения X»

К замечанию можно отнести отсутствие лабораторных исследований.

В целом работа выполнена на достаточном уровне и является законченной, в связи заслуживает положительную оценку, а ее автор Салькова С.М. достоин присвоения магистратуры по специальности 7М07202 – Нефтяная инженерия.



Тикебаев Талгат Асанбаевич

Занимаемая должность: PhD, ассистент-профессор, Заместитель декана факультета энергетической и нефтегазовой инженерии АО «КБТУ»

Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Салыкова Сания Муратовна

Название: Оценка применимости полимерного заводнения на примере месторождения X

Координатор: Джамия Исмаилова

Коэффициент подобия 1:0.1

Коэффициент подобия 2:0

Замена букв:0

Интервалы:0

Микропробелы:0

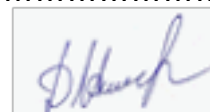
Белые знаки: 0

После анализа Отчета подобия констатирую следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

.....



.....
Дата

.....
Подпись Научного руководителя

Протокол анализа Отчета подобия

заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения

Заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения заявляет, что ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Салыкова Сания Муратовна

Название: Оценка применимости полимерного заводнения на примере месторождения X

Координатор: Джамия Исмаилова

Коэффициент подобия 1:0.1

Коэффициент подобия 2:0

Замена букв:0

Интервалы:0

Микропробелы:0

Белые знаки:0

После анализа отчета подобия заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения констатирует следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной и допускается к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, работа не допускается к защите.

Обоснование:

.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....

Дата

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:

.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....

Дата

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения