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

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
Кафедра механики многофазных систем

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ
В ГЭК И ПРОВЕРЕНО НА ОБЪЕМ
ЗАИМСТВОВАНИЯ
И. о. заведующего кафедрой
к.ф.-м.н.
_____ П.Ю. Михайлов
15.06. _____ 2017 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ПРИ ПОЛИМЕРНОМ ЗАВОДНЕНИИ НА ОСНОВЕ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ МОДЕЛИ ГЕРШЕЛЯ-БАЛКЛИ

03.04.02 Физика
Магистерская программа «Техническая физика в нефтегазовых технологиях»

Выполнила работу
Студентка 2 курса
очной
формы обучения
Мостовая
Анастасия
Олеговна

Научный руководитель
к.ф.-м.н.
Игошин
Дмитрий
Евгеньевич

Рецензент
к.ф.-м.н.
Бородин
Станислав
Леонидович

г. Тюмень, 2017

СОДЕРЖАНИЕ

Аннотация 4
Введение 5
Глава 1. Литературный обзор 7
1.1. Фильтрация вязких жидкостей 7
1.1.1. Основные уравнения, описывающие движение флюида 7
1.1.2. Описание реологических моделей 9
1.1.3. Уравнения фильтрации для неньютоновских жидкостей 15
1.2. Третичные методы увеличения нефтеотдачи 17
1.2.1. Тепловые методы 17
1.2.2. Газовые методы 18
1.2.3. Физико-химические методы 18
1.2.4. Общие принципы полимерного заводнения 19
Глава 2. Задача о вытеснении нефти раствором полимера 25
2.1. Геометрия задачи. Выбор системы заводнения 25
2.2. Математическая постановка задачи 26
2.2.1. Уравнения непрерывности 26
2.2.2. Уравнения модели Гершеля-Балкли 28
2.2.3. Начальные и граничные условия 31
Глава 3. Численное решение задачи о вытеснении нефти при полимерном заводнении 32
3.1. Определение физических параметров модели 32
3.1.1. Свойства пласта 32
3.1.2. Свойства флюидов 34
3.1.3. Свойства полимера 36
3.2. Выбор инструмента для гидродинамического моделирования 37
3.3. Выбор стратегии моделирования разработки 38
3.4. Сравнительный анализ модели Гершеля-Балкли и модели ньютоновской жидкости 38

3.5. Выбор оптимальной концентрации полимера 41
3.6. Оценка экономической эффективности полимерного заводнения..... 42
Заключение 44
Список использованных источников 45

АННОТАЦИЯ

Магистерская диссертация посвящена описанию полимерного заводнения с учётом реологических свойств вытесняющего флюида. В работе проведена оценка эффективности полимерного заводнения при использовании модели Гершеля-Балкли. Анализ результатов показал, что пренебрежение нелинейными эффектами, которые проявляет раствор полимера в ходе закачки, приводит к заниженной оценке экономической эффективности полимерного заводнения.

В первой главе приведён литературный обзор существующих реологических моделей неньютоновских жидкостей, описаны их основные параметры. Также приведены основные уравнения, использующиеся для описания движения нефти, воды и полимера в поровом пространстве.

Во второй главе представлена геометрия и математическая постановка задачи о вытеснении нефти раствором полимера, в том числе начальные и граничные условия. В данной главе описан выбор схемы расстановки скважин для моделирования полимерного заводнения.

Третья глава содержит описание свойств пластовой нефти и закачиваемых флюидов: воды и раствора полимера. Также приведены результаты численных расчётов и сравнительного анализа модели Гершеля-Балкли и ньютоновской жидкости.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время большинство крупнейших в мире разрабатываемых месторождений выходят на поздние стадии производства, их продукция зачастую имеет высокую степень обводнённости, а остаточные запасы классифицируются как трудноизвлекаемые. В сложившейся ситуации наиболее **актуальной задачей** для нефтегазового сектора является увеличение коэффициента нефтеотдачи введенных в разработку месторождений.

На сегодняшний день почти все крупные нефтяные компании вкладывают деньги в поиск решений, касающихся уже разведанных и запущенных в разработку запасов, т.к. поиск новых месторождений является дорогостоящей и сложной задачей [15].

Необходимость применения третичных методов увеличения нефтеотдачи также поддерживается со стороны государства, о чём говорит положение об «**Энергетической стратегии России** на период до 2030 года» министерства энергии РФ: «Для достижения стратегических целей развития нефтяного комплекса необходимо решить следующие основные задачи: … совершенствование технологий добычи нефти, включая внедрение современных методов увеличения нефтеотдачи, для увеличения коэффициента извлечения нефти…» [24]

Одним из наиболее распространённых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) в России является **полимерное заводнение**. Оно применяется для повышения нефтеотдачи неоднородного по проницаемости пласта. При обычном заводнении слоистого пласта вода от нагнетательной скважины по высокопроницаемым слоям может прорываться к добывающим скважинам и обводнять их продукцию, тогда как низкопроницаемые пропластки вырабатываются слабо. Добавление полимера в воду при закачке в десятки раз повышает эффективную вязкость флюида в промытых слоях, в результате выравнивается фронт вытеснения, повышается охват пласта заводнением,

низкопроницаемые нефтенасыщенные пропластки включаются в разработку, снижается обводнённость продукции [9]

Объектом исследования данной работы является модель нефтяного месторождения; **предметом** исследования - процесс вытеснения нефти полимерным раствором.

Целью данной работы является исследование процесса вытеснения нефти при полимерном заводнении на основе фильтрационной модели Гершеля-Балкли.

Для достижения цели были определены следующие **задачи**:

- анализ существующих методов описания процесса вытеснения нефти, моделей, описывающих неньютоновское поведение жидкости;
- построение тестовой модели, учитывающей реологические свойства раствора полимера для качественной оценки эффективности заводнения;
- оценка экономической эффективности полимерного заводнения на основе созданной модели.

ГЛАВА 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1. Фильтрация вязких жидкостей

1.1.1. Основные уравнения, описывающие движение флюида

Движение флюидов в пористых средах подчиняется фундаментальным законам фильтрации, которые основаны на уравнениях сохранении массы, момента и энергии. В основе же современного подхода к описанию течения флюидов используется полуэмпирический закон Дарси. В 1856 г. Анри Дарси установил, что дебит (Q) воды, протекающей через песчаный фильтр, прямо пропорционален площади (A) песка и разности давлений (ΔP) жидкости при входе и выходе из слоя и обратно пропорционален толщине (L) этого слоя. В аналитической записи данный закон имеет вид:

$$Q = c\frac{A \cdot \Delta P}{L}, \tag{1}$$

где c – константа, характеризующая песок [2].

Из уравнения видно, что данная константа c имеет размерность [м/с] и характеризует скорость потока через единицу площади сечения, перпендикулярного к потоку, под действием единичного градиента напора [3].

В теории фильтрации флюидов в поровом пространстве данный коэффициент пропорциональности является коэффициентом фильтрации и принимает вид:

$$c = \frac{k}{\mu}\rho g, \tag{2}$$

где k – коэффициент проницаемости, м^2;

μ - коэффициент динамической вязкости, Па·с;

ρ – плотность флюида, кг/м^3;

g – ускорение свободного падения, м/с^2.

Таким образом уравнение Дарси для однофазного потока несжимаемой жидкости имеет вид:

$$Q = \frac{k\rho g}{\mu}\frac{A \cdot \Delta P}{L} \tag{3}$$

Теоретические основы и пределы применимости эмпирического закона Дарси рассматриваются в многочисленных работах российских и зарубежных авторов. Результаты исследований показали, что можно выделить верхнюю и нижнюю границы применимости закона Дарси. Верхней границе соответствуют проявления инерционных сил при высоких скоростях фильтрации, а нижняя граница определяется проявлением неньютоновских реологических свойств жидкости при малых скоростях [3].

Существование пределов применимости закона Дарси подтолкнуло учёных на создание ряда обобщений, позволяющих производить оценку расхода флюида вне этих границ. В качестве критерия определяющего верхнюю границу используют значение числа Рейнольдса (Re), которое зависит от типа пористой среды и имеет широкий диапазон изменений [3].

Первым нелинейным законом фильтрации стал закон Ф.Форхгеймера, работающий при больших значениях Re:

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{\mu}{k}\upsilon + \beta\frac{\rho}{\sqrt{k}}\upsilon^2, \tag{4}$$

где ΔP – перепад давления;

L – расстояние;

μ – коэффициент динамической вязкости;

k – коэффициент проницаемости;

υ – скорость потока;

β – дополнительная константа пористой среды;

ρ – плотность флюида [24].

Другой часто применяемый закон фильтрации был получен Краснопольским, который предположил существование степенной зависимости между градиентом давления и скоростью фильтрации при больших скоростях фильтрации:

$$\vec{v} = c|gradP|^{\frac{1-n}{n}} gradP \tag{5}$$

где $|gradP|$ – модуль вектора градиента фильтрационного давления,

c, n – материальные константы пористой среды [3].

Существует множество вариаций вышеописанных уравнений, позволяющих описать поведение потока при высоких скоростях фильтрации.

Отклонения от закона Дарси при малых скоростях фильтрации в основном объясняется проявлением неньютоновских свойств флюидов. Здесь также существует несколько подходов к описанию фильтрационных процессов, которые основаны на типе реологической модели неньютоновкой жидкости.

1.1.2. Описание реологических моделей

Ньютоновские жидкости – это такие флюиды, для которых справедлива формула Ньютона [13]:

$$\tau = \mu \frac{\partial w}{\partial y} \tag{6}$$

где τ – касательное (внутреннее) напряжение или напряжение сдвига, Па,

μ - динамическая вязкость, которая зависит только от температуры и давления [20], Па·с,

w – линейная скорость элементарного слоя жидкости, м/с,

y – координата слоя по нормали к вектору скорости, м.

Установившийся режим течения характеризуется градиентом скорости $\frac{\partial w_z}{\partial y}$, который по смыслу аналогичен скорости деформации $\dot{\gamma}$ [10]:

$$\frac{\partial w_z}{\partial y} = \frac{\partial}{\partial y}\left(\frac{\partial z}{\partial t}\right) = \frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\partial z}{\partial y}\right) = \frac{\partial \gamma}{\partial t} = \dot{\gamma} \tag{7}$$

К ньютоновским относятся жидкости с небольшой молекулярной массой, такие как морская и пресная вода, синтетические и минеральные синтетические масла [3].

В ньютоновских жидкостях напряжение сдвига прямо пропорционально скорости сдвига, а вязкость такой жидкости — это угол наклона реологической кривой (рис. 1.1), которая в данном случае является прямой [13].

Рисунок 1.1 - Реологическая кривая для ньютоновской среды

Все флюиды, неподчиняющиеся вышеописанной прямой пропорциональности между напряжением сдвига и скоростью сдвига, являются неньютоновскими. К ним можно отнести коллоидные суспензии и растворы полимеров со значительными молекулярными массами [20]. Неньютоновские жидкости можно разделить на три большие группы:

1. Жидкости, для которых скорость деформации в выбранной точке зависит только от напряжения сдвига в этой точке.
2. Жидкости, обладающие свойствами как жидкости, так и упругого твёрдого тела. После снятия напряжения эти вязкоэластичные (или вязкоупругие) жидкости проявляют упругое восстановление формы.
3. Жидкости, для которых скорость деформации зависит от величины и времени воздействия напряжения.

Неньютоновские жидкости, также могу сочетать в себе свойства нескольких групп, что делает их ещё более комплексными [42].

Реологические свойства неньютоновской жидкости первого типа не зависят от времени, а уравнение для скорости сдвига в общей форме можно записать, как

$$\dot{\gamma} = f(\tau) \tag{8}$$

Здесь выделяют три основных типа жидкостей:

- модель вязкопластичной бингамовской жидкости
- степенная модель: псевдопластичные и дилатантные жидкости
- модель Гершеля-Балкли

Эти модели применяются для описания множества процессов нефтегазовой сферы, а именно поведение бурового раствора в ходе бурения скважины, описание поведения флюидов для гидравлического разрыва пласта и полимерного заводнения [44].

Бингамовские жидкости – это неньютоновские жидкости, имеющие предел текучести (предельное напряжение сдвига $\tau_0 \neq 0$) и линейную зависимость $\tau = f(\dot{\gamma})$ [2].

$$\tau = \tau_0 + K\dot{\gamma} \tag{9}$$

Описание такого флюида основывается на предположении, что у покоящегося флюида имеется достаточно жёсткая пространственная структура, которая сопротивляется напряжению, не превосходящему по величине τ_0, при достижении данного предела, структура жидкости разрушается и флюид ведёт себя, как обычная ньютоновская жидкость [20]. На рисунке 1.2. изображена реологическая кривая бингамовской жидкости.

Рисунок 1.2. - Реологическая кривая бингамовской жидкости

Модель Бингама достаточно хорошо описывает реальные буровые жидкости, масляные краски, сточные грязи и т.п. С целью повышения точности модели используют степенные реологические законы, которые учитывают нелинейное поведение среды.

Реологическое уравнение степенного закона в общем случае имеет вид:

$$\tau = K\dot{\gamma}^n, \tag{10}$$

где K – коэффициент консистенции, который увеличивается с возрастанием вязкости;

n – показатель степенной зависимости (показатель нелинейности) [20].

В зависимости от значения n выделяют три типа жидкостей (рис. 1.3):

- Псевдопластичная жидкость, $n < 1$;
- Ньютоновская жидкость, $n = 1$, $K = \mu$;
- Дилатантная жидкость, $n > 1$.

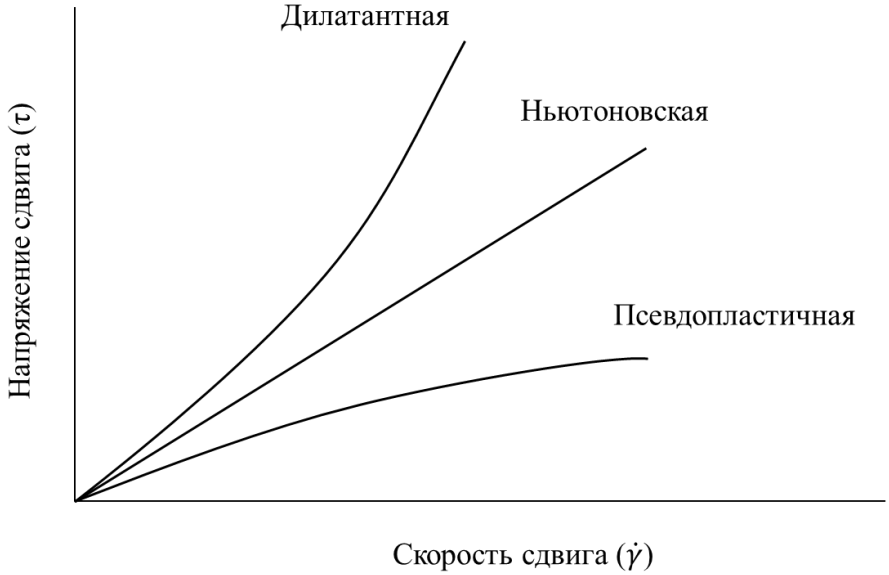

Рисунок 1.3. - Реологические кривые, соответствующие различным классификациям жидкостей

У псевдопластичных жидкостей отношение напряжения сдвига к скорости сдвига, т.е. кажущаяся вязкости $\mu_a = \tau/\gamma$,постепенно понижается с ростом скорости сдвига. Такое поведение характерно для растворов высокомолекулярных полимеров [20].

Дилатантные отличаются от псевдопластичных только тем, что у них кажущаяся вязкость повышается с возрастанием скорости сдвига. Примером такой жидкости может служить крахмальный клейстер [20].

Несмотря на ряд преимуществ степенной модели, связанных с учётом нелинейных составляющих потока, она недостаточно точно описывает свойства растворов, т.к. не предсказывает существование предела текучести. В этом случае можно использовать модель Гершеля-Балкли, которая представляет

модифицированные степенной закон. Для сравнения на рисунке 1.4. приведены реологические кривые трёх жидкостей: бингамовской, псевдопластичной и по модели Гершеля-Балкли.

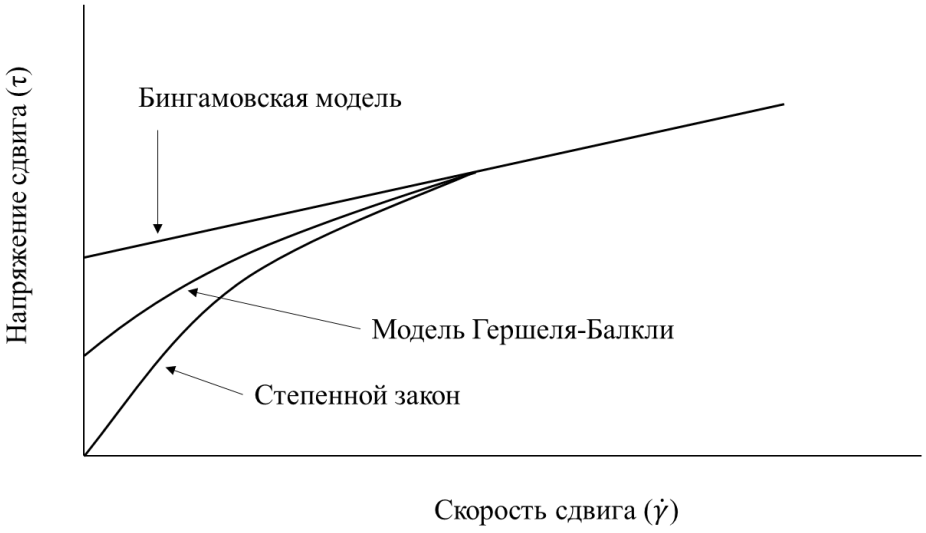

Рисунок 1.4. - Сравнение реологических кривых для разных реологических моделей: Бингамовской, степенной и Гершеля-Балкли

Модель Гершеля-Балкли – это трёхпараметрическая модель, предложенная в 1926 году, математическая запись которой имеет вид:

$$\tau = \tau_0 + K\dot{\gamma}^n, \tau > \tau_0, \tag{11}$$

где τ – напряжение сдвига;

τ_0 – предельное напряжение сдвига;

K – коэффициент консистенции;

$\dot{\gamma}$ – скорость деформации;

n – показатель степенной зависимости.

Можно легко перейти от модели Гершеля-Балкли к одной из других моделей флюидов с различными реологическими свойствами, не зависящими от времени:

- Нютоновская жидкость при $n = 0$ и $\tau_0 = 0$;

- Бингамовская модель при $n = 1$ и $\tau_0 > 0$;
- Пседопластичная жидкость при $n < 1$ и $\tau_0 = 0$;
- Дилатантная жидкость при $n > 1$ и $\tau_0 = 0$.

Несмотря на то, что параметры n и K модели Гершеля-Балкли сходны по физическому смыслу с одноименными параметрами степенного закона, они должны быть рассчитаны по разным методикам, если предельное напряжение жидкости не равно нулю [29].

Многочисленные эксперименты подтверждают, что описание поведения буровых растворов и растворов полимеров с помощью модели Гершеля-Балкли позволяет добиться высокой сходимости численных расчётов и лабораторных исследований [36], [41].

1.1.3. Уравнения фильтрации для неньютоновских жидкостей

Согласно [3] классическим примером выражения закона фильтрации для неньютоновской жидкости является закон фильтрации вязкопластичной жидкости, который имеет вид

$$v = -\frac{k}{\mu}\left(1 - \frac{\tau_0}{|gradP|}\right)\frac{\partial p}{\partial x}, |gradP| > \tau_0, \qquad (12)$$
$$v = 0, |gradP| < \tau_0.$$

При практических расчётах расхода жидкости по модели Гершеля-Балкли используют уравнение, основанное на модифицированном законе Дарси (Al-Fariss, Pinder, 1985):

$$v = \frac{\Delta P}{L\mu}\frac{D_p^2\phi^3}{72\delta(1-\phi)}\ , \qquad (13)$$

где v – приведённая скорость, м/с;

ΔP – перепад давления, Па;

D_p – средний диаметр, м;

ϕ – коэффициент пористости;

L – длина, м;

μ – коэффициент динамической вязкости, Па·с;

δ – коэффициент извилистости породы.

При расчётах учёт неньютоновских свойств жидкости происходит через эффективную вязкость μ_{eff}. Вывод уравнения для μ_{eff}. в случае однофазной жидкости подробно рассмотрен в работах [25], [33], [44].

$$\mu_{eff} = \frac{K}{12}\left(9 + \frac{3}{n}\right)^n (72\delta\phi k)^{\frac{1-n}{2}}, \tag{14}$$

Для случая многофазной среды в формуле (14) значение k заменяется на произведение kk_{rp}, а ϕ на $\phi(S_p - S_{pirr})$ и результирующее уравнение имеет вид:

$$\mu_{eff} = \frac{K}{12}\left(9 + \frac{3}{n}\right)^n \left(72\delta\phi(S_p - S_{pirr})kk_{rp}\right)^{\frac{1-n}{2}}, \tag{15}$$

где k_{rp} – относительная проницаемость раствора;

S_p – насыщенность раствором;

S_{pirr} – остаточная насыщенность раствором.

С учётом уравнений (13) и (14) уравнение фильтрации для жидкости Гершеля-Балкли имеет вид:

$$v = \left[\frac{k}{\mu_{eff}}\left(\left(\frac{\Delta P}{L}\right) - \frac{\beta}{\sqrt{k}}\tau_0\right)\right]^{\frac{1}{n}},$$
$$\beta = \sqrt{\frac{\phi C}{2}}. \tag{16}$$

1.2. Третичные методы увеличения нефтеотдачи

1.2.1. Тепловые методы

Тепловые методы по масштабам воздействия на пласт делятся на две большие группы (рис. 1.5):

- обработка призабойных зон скважин паром, горячей водой, паром с различными химическими добавками;
- площадное воздействие на пласт паром, горячей водой, внутрипластовым горением и с применением комбинированных технологий [16].

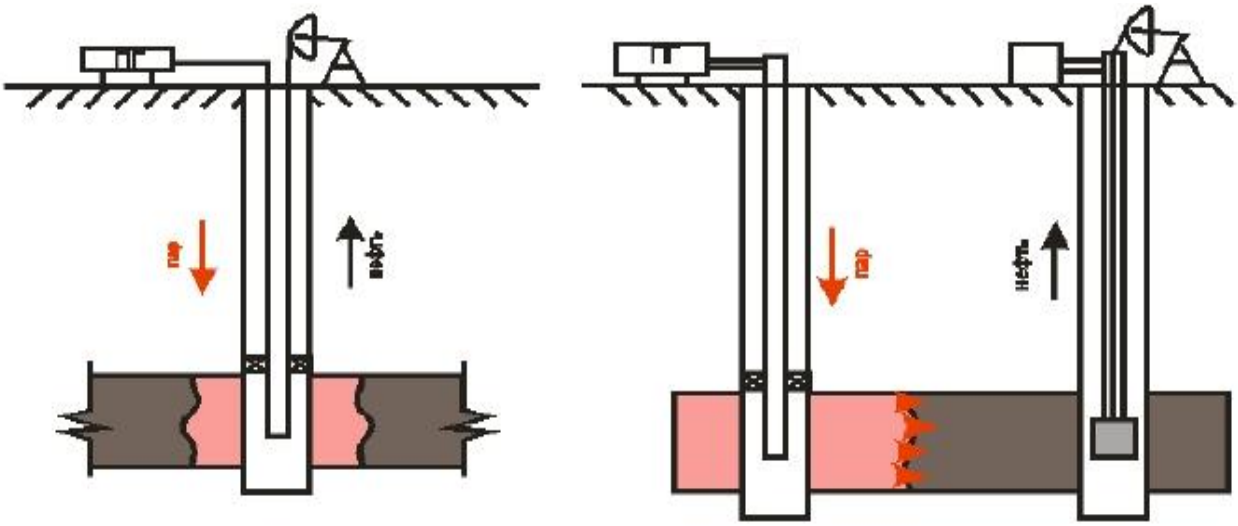

Рисунок 1.5. - Схема пароциклической обработки скважин (слева) и схема площадной закачки пара в пласт (справа) [16]

В результате равномерного нагрева пласта нефть разжижается, т.е. снижается её вязкость и повышается текучесть. Именно благодаря такому эффекту, тепловые МУН занимают ключевое место в реализации потенциала сложных запасов тяжелых нефтей и позволяют перейти на коммерческую разработку [11]. По оценкам, приведённым в открытых источниках, на тепловые проекты приходится около 50% добычи от МУН во всем мире [15], однако наибольшее распространение нашли в США и Канаде.

1.2.2. Газовые методы

Газовые методы включают закачку диоксида углерода и углеводородных газов, азота в пласт с целью интенсификации добычи нефти. Закачка диоксида углерода применяется наиболее часто, что определяется двумя причинами. Во-первых, двуокись углерода является эффективным реагентом, стимулирующим нефтеотдачу. Во-вторых, применение CO2 позволяет снизить отрицательное воздействие на климат, которое оказывают выбросы углекислого газа в атмосферу [11].

Растворяясь в нефти, CO2 уменьшает её вязкость, и в то же время происходит увеличение объёма нефти (1,5 - 1,7 раз). Таким образом, увеличение объёма нефти при растворении в ней CO2 наряду со снижением вязкости – один из основных факторов, определяющих эффективность применения углекислого газа в процессах добычи нефти из заводнённых пластов [16].

Также, как и тепловые, газовые МУН активно применяются по всему миру: 45% от добычи с использованием МУН [1], однако они не нашли широкого применения в России [6].

1.2.3. Физико-химические методы

Физико-химические виды воздействия включают в себя: заводнение с применением мицеллярных, щелочных и полимерных растворов, растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ), серной и соляной кислот, а также других реагентов [19].

В частности, добавление ПАВ в воду улучшает смачивающие свойства воды, снижает поверхностное натяжение воды на границе с нефтью, в результате чего повышается коэффициент вытеснения нефти [15].

Метод щелочного заводнения основан на процессе образования ПАВ при взаимодействии нефти с щёлочью. В результате происходит снижение межфазного натяжения на границе раздела фаз (нефть – раствор щёлочи) и увеличение смачиваемости породы водой [6].

В ходе мицеллярного заводнения при рассеянной остаточной насыщенности заводнённого пласта разрозненные глобулы нефти сливаются в непрерывную фазу. Нефтяной вал собирает только нефть, пропуская через себя воду, а мицеллярный раствор, следующий за водяным валом, увлекает отставшую нефть, обеспечивая максимальное вытеснение [6].

При полимерном заводнении (рис 1.6) добавление в воду высокомолекулярного полимера позволяет повысить вязкость воды и соответственно улучшить соотношение подвижностей нефти и воды, что является причиной повышения нефтеотдачи [16].

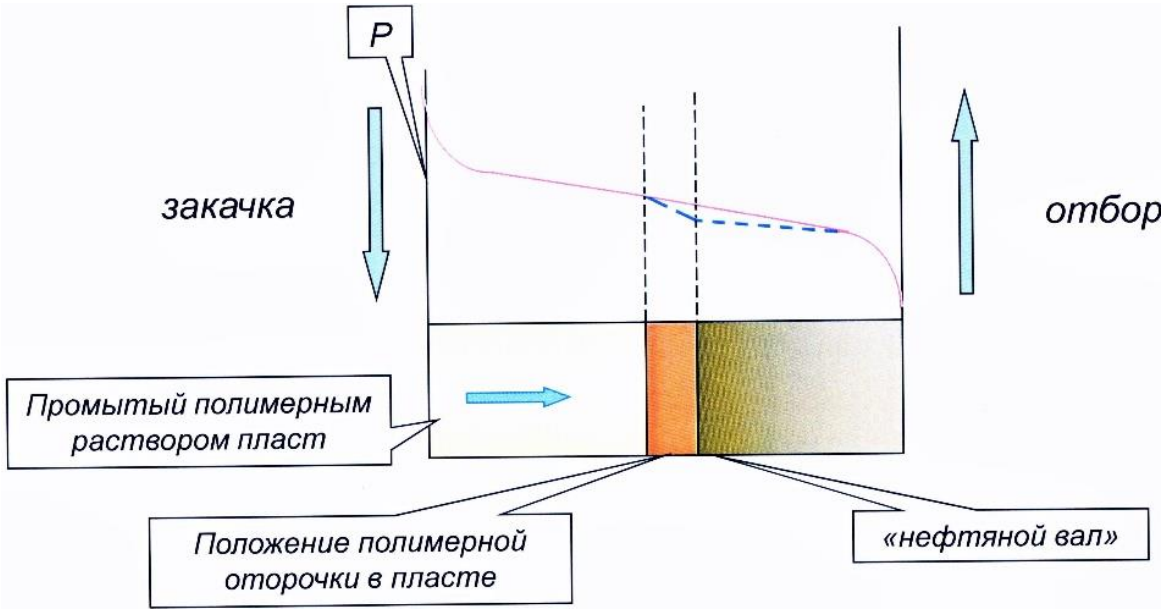

Рисунок 1.6. - Схема продвижения оторочки полимерного раствора в пласте и образования нефтяного вала [4]

1.2.4. Общие принципы полимерного заводнения

В общем случае, полимерное заводнение – метод повышения эффективности заводнения пластов заключающийся в том, что в воду растворяется высокомолекулярный химический реагент – полимер, обладающий способностью даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать её подвижности и за счёт этого повышать охват пластов заводнением [7].

Выделяют три основных способа применения полимеров в процессах добычи нефти [31]:

1. Обработка призабойной зоны скважины с целью улучшения рабочих характеристик скважин за счёт блокирования зон высокой проницаемости.
2. Закачивание полимеров, которые могут сшиваться в пласте, закупоривая зоны высокой проницаемости на глубине. В этом случае полимер закачивается с неорганическим катионом металла, который образует впоследствии поперечные связи между молекулами закачанного полимера и молекулами, уже связанными на поверхности породы.
3. Закачивание полимера для снижения подвижности воды или уменьшения отношения подвижностей воды и нефти

Несомненно, последний способ является наиболее актуальным в контексте задачи по воспроизводству запасов углеводородов и рациональному недропользованию.

Традиционным для России является заводнение на ранних этапах разработки месторождения, что приводит к высокой обводнённости добываемой нефти. Добавление полимера на этом этапе позволит уменьшить количество отдельных потоков вытесняющей воды, движущихся в нефти, предотвратить образование высокопроницаемых промытых каналов. Считается, что полимерное заводнение лучше применять только на ранних стадиях разработки, что подтверждается лабораторными и промысловыми испытаниями [23]. Однако, существует ряд примеров, когда полимерное заводнение было эффективным и при наличии высокой (более 60 %) обводненности [46].

Обобщая накопленные результаты исследований и опыт применения полимерного заводнение на месторождениях, можно выделить основные процессы, за счёт которых происходит повышение объёма и качества добываемой нефти [19], [23], [39], [46]:

- улучшения соотношения подвижностей нефть/вода;

- достижения ровного фронта вытеснения;
- увеличения коэффициент охвата пласта;
- уменьшения объёмов закачиваемой и добываемой воды.

Результатом вышеописанных процессов также является увеличение объёма добываемой нефти, уменьшение объёмов закачиваемой и добываемой воды, что приводит к увеличению экономической прибыли.

Важным условием эффективности полимерного заводнения является соответствие геологии рассматриваемого месторождения и свойств флюидов критериям применимости МУН. Ниже представлены основные геолого-физических критерии применимости, которые являются определяющими и наиболее значимыми [5], [19], [21], [39]:

- Свойства пласта. Полимерное заводнение рекомендуется применять на неоднородных коллекторах с низким значением глинистости (не более 5 – 10%), неблагоприятным фактором применения метода является трещиноватость пласта.
- Температура пласта. При температурах выше 80 – 90 град С (в зависимости от типа полимера) молекулы полимера разрушаются, за счёт чего снижается эффект от его закачки.
- Коэффициент проницаемости. В низкопроницаемом пласте (до 50 мД) молекулы полимера могут оказаться больше размеров пор, что приведёт к накапливанию полимера в призабойной зоне, разрушению молекул полимера.
- Минерализация растворителя. В случае высокой солёности пластовой воды (растворителя) раствор полимера (полиакриламида) становится неустойчивым и происходит нарушение его структуры, таким образом уменьшается вязкость раствора.

Результаты многочисленных исследований показали, что полимерное заводнение является наиболее эффективным, в случае наличия высокопроницаемого пропластка: 400 - 1000 мД. В этом случае полимер позволит

избежать образования промытых каналов от нагнетательной до добывающей скважины.

Переходя непосредственно к рассмотрению закачиваемого агента, необходимо отметить, что существуют десятки различных полимеров, которые различаются по физико-химическим свойствам и эффективности в выбранных условиях. Зачастую для каждого объекта воздействия, лабораторным путем, подбирается агент закачки, оптимально соответствующий всем заданным критериям.

Среди всех промышленных полимеров можно выделить два класса: полиакриламиды (ПАА) и полисахариды (биополимеры). Полиакриламиды – полимеры, мономерное звено макромолекулы которых представлено молекулой акриламида, которая являются частично гидролизованной, что позволяет ПАА растворятся в воде и увеличивать её вязкость. Биополимеры образуются в результате полимеризации молекул сахаридов, в отличии от ПАА, они чувствительны к бактериальному воздействию и нечувствительны к минерализации растворителя. Полиакриламиды получили наибольшее распространение, благодаря своей невысокой стоимости и высокому молекулярному весу (до 10 миллионов) по сравнению с биополимерами.

В данном исследовании для описания характеристик полимера и экономических расчётов в качестве агента закачки выбран полиакриламид.

Одной из важнейших характеристик раствора ПАА является зависимость эффективной вязкости от концентрации полимера. Она определяет, как изменится отношение вязкости нефти к вязкости воды, что определяет сам процесс вытеснения.

Согласно [31] график зависимости вязкости от концентрации полимера традиционно строится по уравнению Флори – Хаггинса (степенная зависимость, сокращённая по кубическому члену):

$$\mu' = \mu \cdot [1 + a_1 \cdot C + a_2 \cdot C^2 + a_2 \cdot C^3], \qquad (17)$$

где μ' - вязкость раствора полимера;

μ – вязкость растворителя;

C – концентрация полимера;

a_1, a_2, a_3 – константы.

На рисунке 1.7. изображены экспериментальные зависимости вязкости раствора полимера от концентрации при различной минерализации раствора, собранные из различных источников [31], [34], [38], [46].

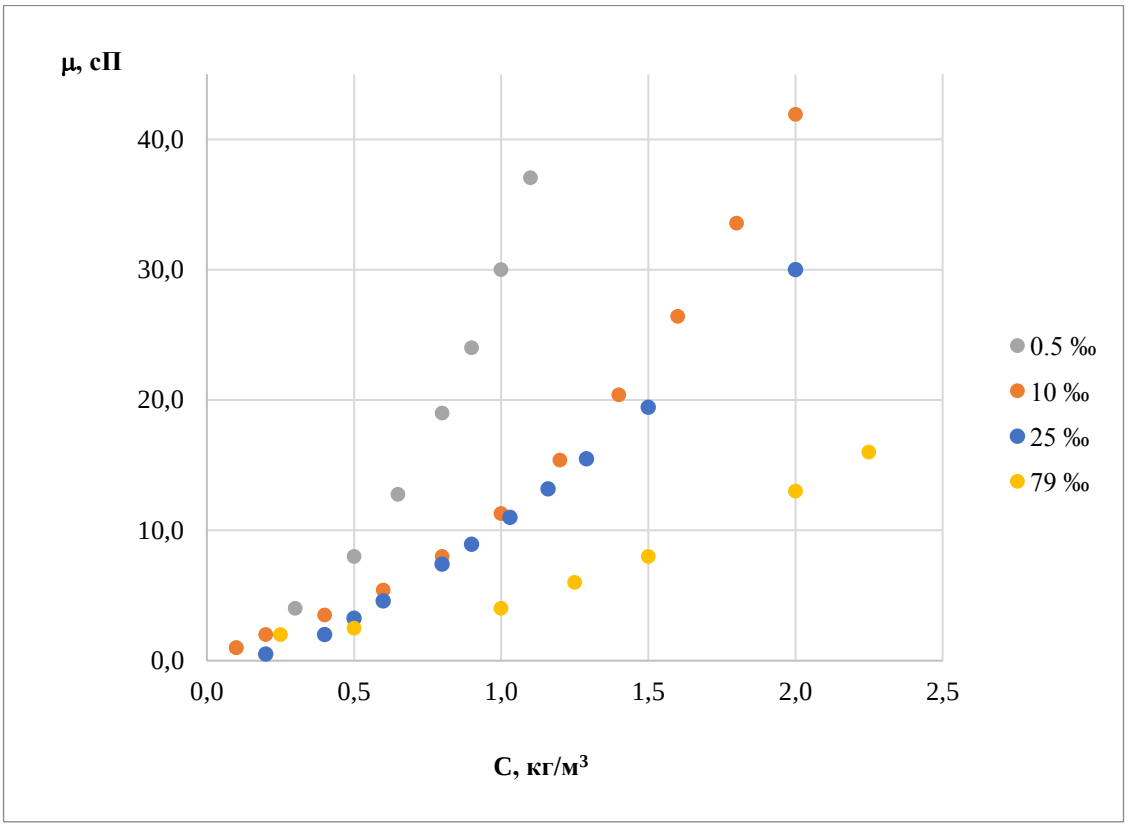

Рисунок 1.7. - Зависимость вязкости раствора полимера от концентрации полимера при разных значениях минерализации раствора

Более фундаментально загущающая способность полимера определяется через его характеристическую вязкость, которая зависит от молекулярного веса полимера по уравнению Марка-Куна-Хаувинка:

$$[\mu] = K' \cdot M_w^a, \tag{18}$$

где K' – константа, характерная для конкретного полимера,

M_w – молекулярный вес полимера,

a – показатель степени, который изменяется в диапазоне от 0.5 до 1.5, и его величина выше в случае хороших растворителей (пресная вода).

Также характеристическая вязкость зависит от размеров макромолекул в растворе, от природы растворителя и температуры раствора.

Адсорбция полимера на поверхности породы является важным параметром для контроля в ходе полимерного заводнения. Взаимодействие растворенного вещества с породой и пластовой водой приводит к тому, что концентрация полимера в растворе уменьшается и перед фронтом полимера образуется вал пластовой воды, а затем воды, лишенной части полимера [17].

Количество адсорбированного вещества зависит от физико-химических свойств полимера, состава породы, минерализации, жёсткости и скорости течения раствора и температуры. В промысловых условиях он может колебаться от 3 до 150 кг/м^3 породы. Обычно одним из основных требований, предъявляемых к полимерам, является минимальная адсорбция их на поверхности пористой среды, так как это уменьшает его потери и расход [17].

ГЛАВА 2. ЗАДАЧА О ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ РАСТВОРОМ ПОЛИМЕРА

2.1. Геометрия задачи. Выбор системы заводнения

Геометрия задачи о вытеснении нефти определяется выбором системы разработки: количества и взаимным расположением добывающих и нагнетательных скважин.

В качестве системы заводнения была выбрана регулярная пятиточечная схема: одна добывающая скважина окружена четырьмя нагнетательными скважинами (рис. 2.1). В идеальной пятиточечной схеме поток флюида симметричен относительно каждой нагнетательной скважины и составляет 0,25 от закачки в каждую скважину [21].

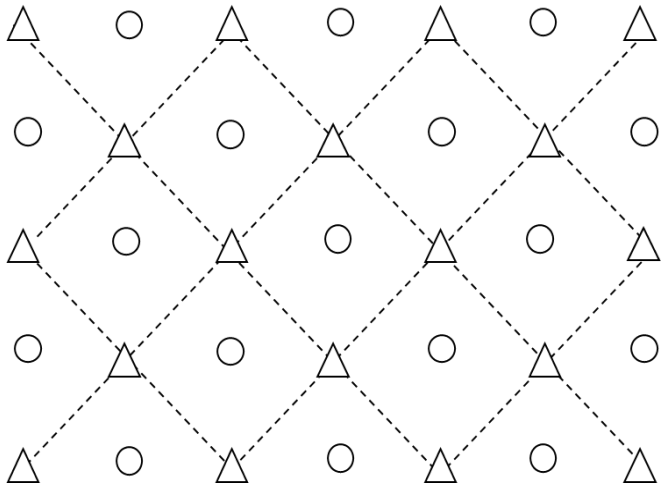

Рисунок 2.1. - Пятиточечная схема разработки месторождения: треугольники – нагнетательные скважины; круги – добывающие скважины; пунктирные линии – границы элемента схемы заводнения

В работе закачка чистой воды и воды с добавлением полимера ведётся одновременно в четыре скважины (I1-I4), расстояние между скважинами составляет 600 м. Добывающая скважина (P) расположена в центре модели, расстояние до нагнетательных скважин составляет примерно 850 м. Считается, что пласт вскрыт по всей длине скважин.

2.2. Математическая постановка задачи

2.2.1. Уравнения непрерывности

В случае полимерного заводнения принимается, что течение полимера в поровом пространстве не влияет на углеводородную фазу, поэтому для описания течения нефти используется следующее уравнение неразрывности [43]:

$$\frac{\partial}{\partial t}\left[\varphi \frac{S_o}{B_o}\right] = \nabla\left[\frac{Kk_{ro}}{B_o\mu_o}(\delta P_o - \rho_o g D_z)\right] + Q_o, \tag{19}$$

где φ – коэффициент пористости;

S_o – нефтенасыщенность;

B_o – объёмный коэффициент нефти;

K – коэффициент проницаемости;

k_{ro} – относительная проницаемость нефти

μ_o –вязкость нефти;

P_o – давление углеводородной фазы;

ρ_o – плотность нефти;

g – ускорение свободного падения;

D_z – глубина расположения центра ячейки;

Q_W – дебит нефти.

Уравнение неразрывности для воды записано с чётом зависимости подвижности водной фазы от эффективной вязкости раствора [26], [31]:

$$\frac{d}{dt}\left(\frac{VS_w}{B_r B_w}\right) = \sum\left[\frac{Tk_{rw}}{B_w\mu_{w,eff}R_k}(\delta P_w - \rho_w g D_z)\right] + Q_W, \tag{20}$$

где V – поровый объём ячейки;

S_w – водонасыщенность;

B_r – объёмный коэффициент породы;

B_w – объёмный коэффициент воды;

T – коэффициент пропускной способности;

k_{rw} – относительная проницаемость воды;

$\mu_{w,eff}$ – эффективная вязкость воды в присутствии полимера;

R_k – множитель, характеризующий степень уменьшения относительной проницаемости воды при закачке полимера;

P_w – давление водной фазы;

ρ_w – плотность воды;

Q_W – дебит воды.

Замыкающее соотношение для вышеописанной системы уравнений будет иметь вид:

$$S_o + S_w = 1. \tag{21}$$

Так же вводится дополнительное уравнение, описывающее движение самого полимера [26], [31]:

$$\frac{d}{dt}\left(\frac{V\left(1 - S_{dpv}\right)S_w C_p}{B_r B_w}\right) + \frac{d}{dt}\left(V\rho_r C_p^a \frac{1-\varphi}{\varphi}\right) = \sum\left[\frac{T k_{rw}}{B_w \mu_{p,eff} R_k}\left(\delta P_w - \rho_w g D_z\right)\right] C_p + Q_W C_p, \tag{22}$$

где S_{dpv} – поровый объём, недоступный для молекулы полимера;

C_p – концентрация полимера;

ρ_r – массовая плотность породы;

C_p^a – концентрация адсорбированного полимера;

$\mu_{p,eff}$ – эффективная вязкость полимера.

Участвующая в формуле (22) эффективная вязкость воды ($\mu_{w,eff}$) в случае закачивания простого полимера вычисляется, как

$$\frac{1}{\mu_{w,eff}} = \frac{1-\bar{C}}{\mu_{w,e}} + \frac{\bar{C}}{\mu_{p,eff}}$$
$$\bar{C} = \frac{C_p}{C_{p.max}}, \tag{23}$$

где C_p – локальная концентрация полимера в водной фазе;

$C_{p.max}$ – максимальная концентрация полимера;

$\mu_{w,e}$ – вязкость частично смешанной воды;

$\mu_{p,eff}$ – эффективная вязкость полимера.

Изменение эффективной вязкости полимера и вязкости частично смешанной воды вычисляется с помощью формулы Тодда-Лонгстаффа:

$$\mu_{p,eff} = \mu_m\left(C_p\right)^w \cdot \mu_p^{1-w}$$
$$\mu_{w,e} = \mu_m\left(C_p\right)^w \cdot \mu_w^{1-w}, \tag{24}$$

где w – параметр смешиваемости воды и полимера: $w = 1$ – полное смешивание, $w = 0$ – отсутствие смешиваемости.

2.2.2. Уравнения модели Гершеля-Балкли

В гидродинамических симуляторах раствор полимера описывают, как правило, в виде ньютоновской или неньютоновской жидкости. В основе второй модели лежит модифицированное уравнение Дарси:

$$Q = AK\left(\frac{k_r}{\mu}\right)B\Delta P, \tag{25}$$

где Q – объём добытого флюида в единицу времени;

А – площадь поверхности между соседними ячейками;

К – коэффициент проницаемости;

k_r – коэффициент относительной фазовой проницаемости;

μ – коэффициент динамической вязкости;

ΔP – перепад давления.

В уравнении (25) коэффициент B является комплексной функцией, зависящей от параметров гидродинамической модели, значений дебитов или перепада давления и реологических свойств флюидов:

$$B = B(d, K, \varphi, Q, |\Delta P|, n, \tau, \delta), \tag{26}$$

где d – расстояние между двумя сечениями;

n – показатель степени реологической модели;

τ – напряжение сдвига.

При определении потока между двумя соседними ячейками (индексы i и j) в пласте решается следующее уравнение:

$$\Delta P_{ij} = \frac{\mu_{ij}}{k_{rij}} \left[\frac{d_i}{AK_i} \frac{Q}{B_i(\dots, Q, \dots)} + \frac{d_j}{AK_j} \frac{Q}{B_j(\dots, Q, \dots)} \right], \tag{27}$$

где μ_{ij}/k_{rij} – подвижность.

Нелинейное уравнение (27) решается численно с помощью метода секущих, который является обобщением метода Ньютона. Решение уравнения (27) будет иметь вид:

$$\begin{aligned} Q &= \frac{\mu_{ij}}{k_{rij}} T^* \Delta P_{ij}, && \text{если } (B_i > 0) \text{ и } \left(B_j > 0\right) \\ Q &= 0 \qquad\qquad , && \text{в остальных случаях} \end{aligned} \tag{28}$$

$$T^* = \frac{1}{\frac{d_i}{AK_i}\frac{Q}{B_i(\dots,Q,\dots)} + \frac{d_j}{AK_j}\frac{Q}{B_j(\dots,Q,\dots)}}$$

Для расчёта потока между скважиной и ячейкой модели используется уравнение, которое также решается с помощью метода касательных:

$$Q = T_w MB\Delta P, \tag{29}$$

где T_w – well connection factor;

M – подвижность;

B – неньютоновский модификатор, являющийся функцией Q;

ΔP – перепад давления на скважине.

Непосредственно для модели Гершеля-Балкли модификатор B имеет вид [36]:

$$B = \begin{cases} \dfrac{\left(1 - \frac{d\alpha\tau}{|\Delta P|}\right)}{\frac{1}{12}\left(9 + \frac{3}{n}\right)^n (72\delta\varphi K)^{\frac{1-n}{2}}}\left(\dfrac{|Q|}{A}\right)^{1-2}, & \text{если } \dfrac{d\alpha\tau}{|\Delta P|} < 1 \\ 0, & \text{в остальных случаях} \end{cases} \tag{30}$$

$$\alpha = \sqrt{\frac{\varphi}{2}\frac{\delta}{K}},$$

где n – показатель степенной зависимости, $0 < n \leq 1$;

τ – предельное напряжение сдвига;

α – весовой коэффициент.

2.2.3. Начальные и граничные условия

Расчёт начальных условий проходит по встроенному в гидродинамический симулятор алгоритму, который обеспечивает капиллярно-гравитационное равновесие и отсутствие перетоков в невозмущённом состоянии модели:

$$P_c = P_o - P_w,$$
$$P_c = (\rho_w - \rho_o) g H_{\text{ВНК}} \tag{31}$$

где P_c – капиллярное давление;

$H_{\text{ВНК}}$ – глубина расположения водонефтяного контакта.

Для полного описания начального состояния флюидов в пласте зададим поле давления нефти (P_o) и поле водонасыщенности (S_w). С помощью соотношений (21) определим начальную нефтенасыщенность (S_o), а с помощью соотношений (31) – поле давления воды (P_w).

Границы модели являются изолированными, перетоки через кровлю и подошву пласта в модели отсутствуют.

ГЛАВА 3. ЧИСЛЕННОЕ РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ О ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ПРИ ПОЛИМЕРНОМ ЗАВОДНЕНИИ

3.1. Определение физических параметров модели

3.1.1. Свойства пласта

Для проведения параметрического анализа была построена трёхмерная упрощенная модель слоистого пласта, которая состоит из набора слоёв с постоянной пористостью и проницаемостью (рис.3.1.).

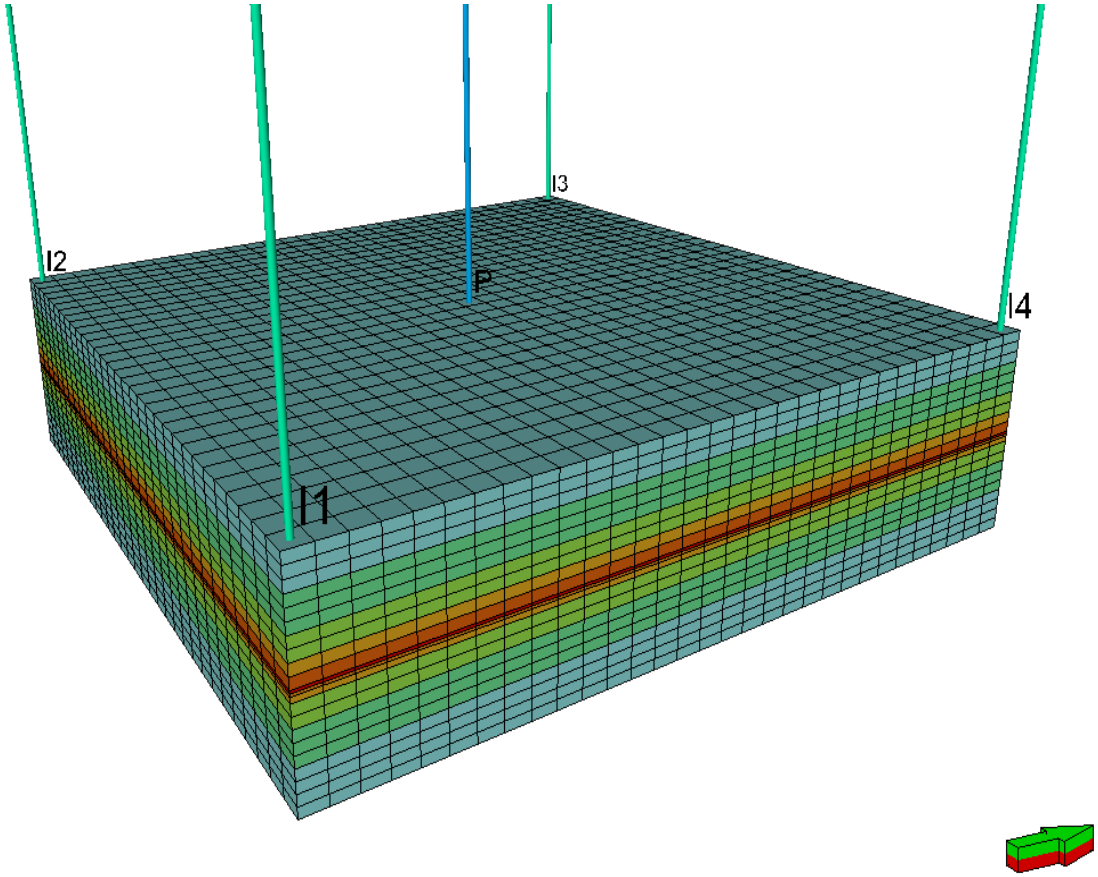

Рисунок 3.1. – Геометрия и расположение скважин в тестовой модели

Основные геологические и петрофизические параметры модели, а также начальные термобарические условия представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1.

Параметры тестовой модели

№ п/п	Параметр	Значение	Единицы измерения
1	Площадь модели	1,16	км^2
2	Глубина залегания кровли пласта	-1800	м
3	Мощность пласта	20	м
4	Пористость	0,16	
5	Диапазон изменения проницаемости	25 – 450	мД
6	Средняя проницаемость	112	мД
7	Извилистость порового пространства	1,5	
8	Мёртвый поровый объём	0	м^3
9	Температура пласта	75	°С
10	Начальное пластовое давление	18	МПа

Для пересчёта полей давления воды (P_w) и нефтенасыщенности (S_o) используются параметры, приведённые в таблице 3.2.

Таблица 3.2

Начальные параметры тестовой модели

№ п/п	Параметр	Значение	Единицы измерения
1	Начальное пластовое давление	18	МПа
2	Опорная глубина	-1800	м
3	Положение ВНК	-3000	м
4	Капиллярное давление на уровне ВНК	0	МПа

3.1.2. Свойства флюидов

При численном моделировании поток считается двухфазным: вода (раствор полимера) и нефть.

Основные параметры флюидов, которые необходимо задать для расчёта представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3.

Параметры флюида тестовой модели

№ п/п	Параметр	Значение	Единицы измерения
1	Вязкость воды	0,3	мПа·с
2	Плотность воды	1020	кг/м^3
3	Сжимаемость воды	3e-5	1/МПа
4	Солёность воды	30	‰
5	Плотность нефти	850	кг/м^3
6	Вязкость нефти (при пластовом давлении)	2,7	мПа·с

В данном исследовании принято допущение, что вязкость нефти не зависит от температуры. Это связано с незначительным влиянием температур на вязкость в масштабах всей рабочей модели.

В процессе моделирования на каждом временном шаге происходит расчет материального баланса во всех ячейках, для чего необходимо задать физико-химические свойства. Эти свойства пластовых флюидов называют: PVT-свойства (Pressure Volume Temperature).

PVT-свойства представляют из себя зависимости объемного коэффициента и вязкости от давления (рис. 3.2. и рис. 3.3).

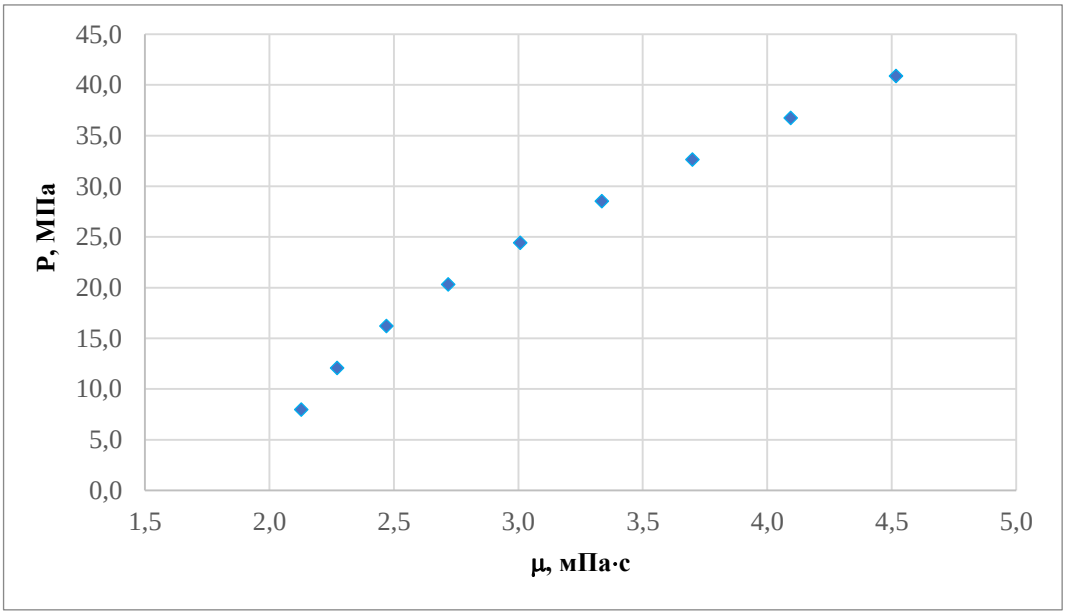

Рисунок 3.2. - Зависимость вязкости нефти от давления

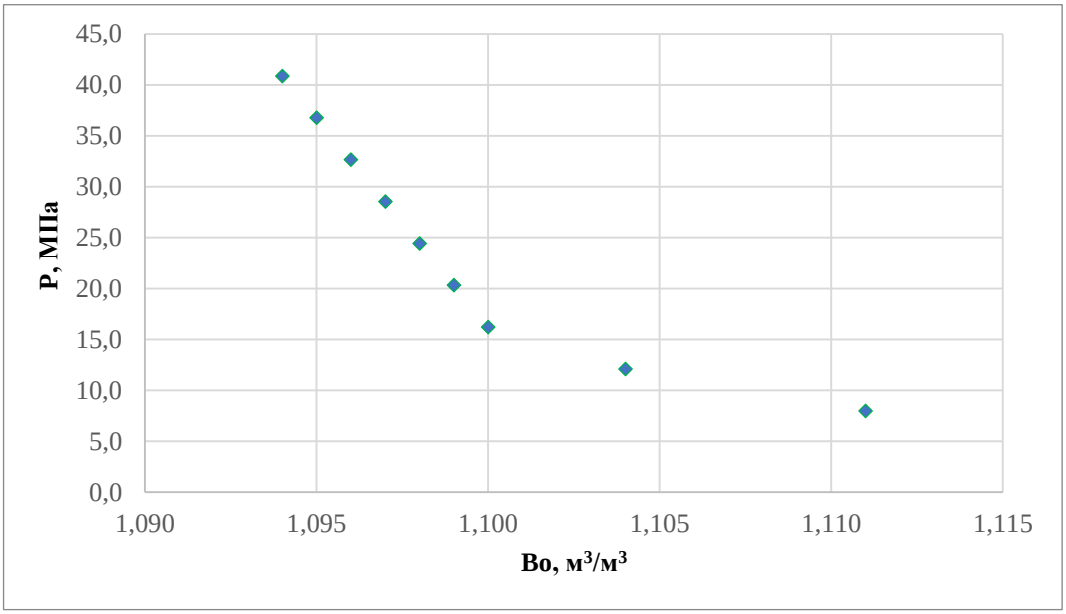

Рисунок 3.3. - Зависимость объемного коэффициента расширения нефти от давления

На рисунке 3.4. изображены кривые относительных фазовых проницаемостей для воды и нефти.

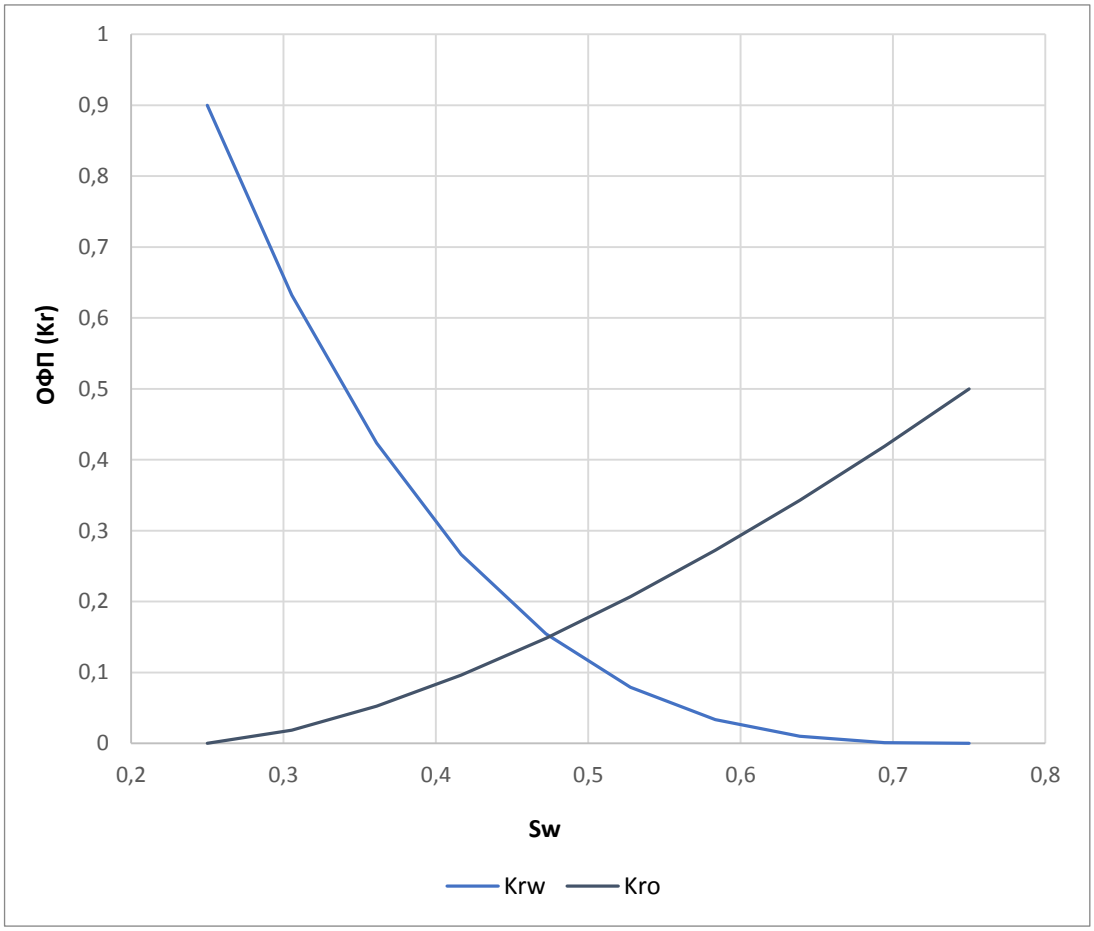

Рисунок 3.4. - Относительные фазовые проницаемости для воды (K_{rw}) и нефти (K_{ro})

3.1.3. Свойства полимера

К основным свойствам полимера, которые играют важную роль в процессе моделирования, можно отнести вязкость и адсорбцию. В данной работе значение адсорбции принимается малым и существенного влияния на процесс вытеснения нефти не оказывает.

Для проведения численных экспериментов была выбрана зависимость вязкости раствора от концентрации полимера, соответствующая заданной солёности пластовой воды в тестовой модели (рис. 3.5).

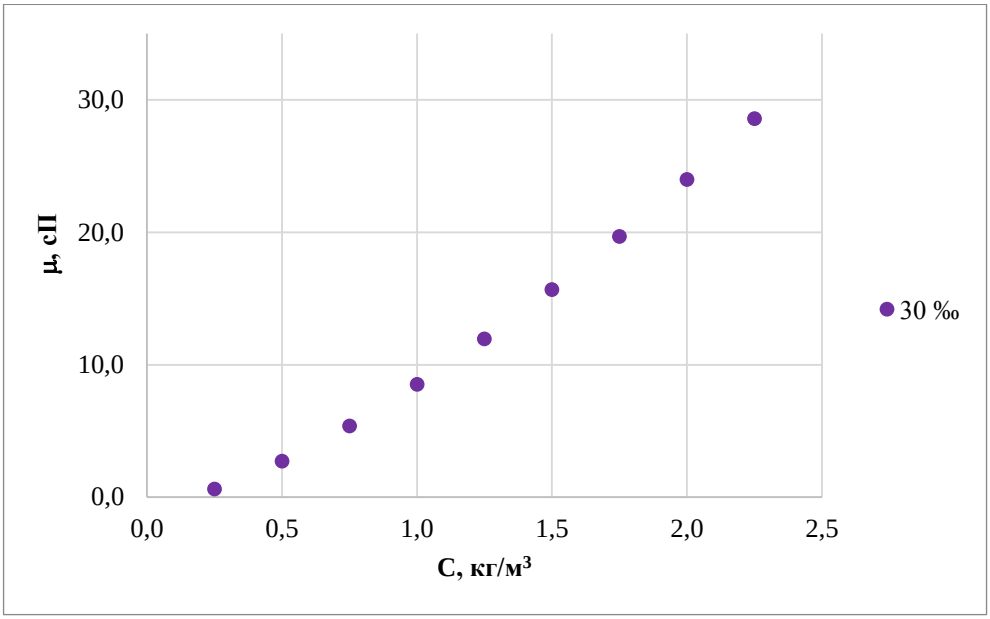

Рисунок 3.5. - Зависимость вязкости раствора полимера от концентрации полимера при солёности равной 30 ‰

3.2. Выбор инструмента для гидродинамического моделирования

Основной инструмент для воспроизведения процессов разработки месторождения в современной нефтегазовой сфере – гидродинамические симуляторы. В их основе лежат математические уравнения, описывающие физические процессы фильтрации флюида, движения и деформации породы и т.д. На рынке представлено множество коммерческих симуляторов, которые позволяют получить результаты, соответствующие истории разработки, и произвести оценку будущей добычи [20].

Наиболее популярными гидродинамическими симуляторами, позволяющими смоделировать процесс полимерного заводнения являются: ECLIPSE 100 (Schlumberger), tNavigator (RFD) и STARS (CMG). Они имеют схожие физико-математические модели, однако ECLIPSE отличается более высокой точностью расчётов и высокой сходимостью результатов, по сравнению с

конкурентами. В настоящей работе для моделирования процессов полимерного заводнения был использован коммерческий симулятор ECLIPSE 100, а для визуализации –программное обеспечение Petrel компании Schlumberger

3.3. Выбор стратегии моделирования разработки

В ходе моделирование разработки месторождения использовалось пять скважин: четыре нагнетательных и одна добывающая. Работа скважин, в том числе и темп закачки, регулировалась следующей системой параметров:

- Начальное пластовое давление увеличивается в пределах 20 % и поддерживается постоянным – 220 МПа;
- Максимальное забойное давление на нагнетательных скважинах – 350 МПа;
- Минимальное забойное давление на добывающей скважине – 90 МПа.

Всего было рассмотрено три стратегии разработки:

1. Классическое заводнение в течение всего периода разработки;
2. Классическое заводнение в течение первого года, с последующей закачкой полимерного раствора, как ньютоновской жидкости;
3. Классическое заводнение в течение первого года, с последующей закачкой полимерного раствора, как неньютоновской жидкости.

3.4. Сравнительный анализ модели Гершеля-Балкли и модели ньютоновской жидкости

Одними из основных параметров оценки эффективности полимерного заводнения являются степень обводнённости добываемой продукции и коэффициент извлечения нефти (КИН).

На рисунке 3.6. отображена динамка увеличения обводнённости добываемой нефти для стратегий разработки, описанных в пункте 3.3.

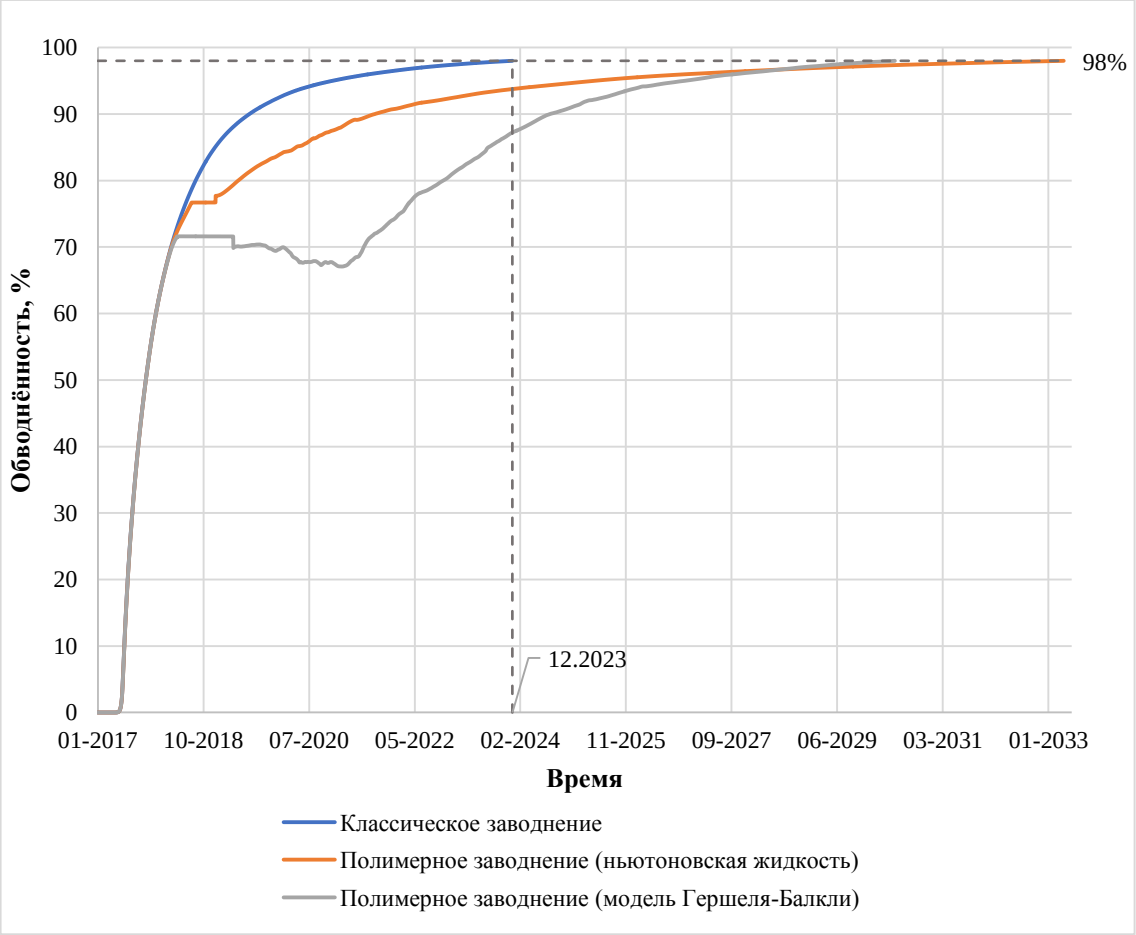

Рисунок 3.6. - Динамика обводнённости добываемой продукции при различных методах заводнения

В таблице 3.4. приведены показатели разработки на дату, которая соответствует достижению уровня обводнённости 98 % при классическом заводнении, а именно на декабрь 2023 года (условное время начала разработки январь 2017).

Таблица 3.4.

Показатели разработки тестового участка

№ п/п	Показатели	Модель ньютоновской жидкости	Модель Гершеля-Балкли
1	Накопленная добыча нефти, т	358 727	423 955
2	Накопленная добыча воды, т	14 584 362	8 932 171
3	Объём закаченного полимера, т	829	594
4	Объём закаченной воды, т	19 336 650	14 543 467
5	Обводнённость, %	94	87

Использование модели Гершеля-Балкли позволяет получить более позитивную оценку эффекта от применения полимерного заводнения. Согласно результатам (таб. 3.4), при применении неньютоновской модели накопленная добыча нефти на 15% выше, а обводнённость на 7% ниже.

Величина начального напряжения сдвига имеет значительное влияние на КИН (рис. 3.7), что приводит к необходимости проведения подробных исследований неньютоновских свойств раствора полимера.

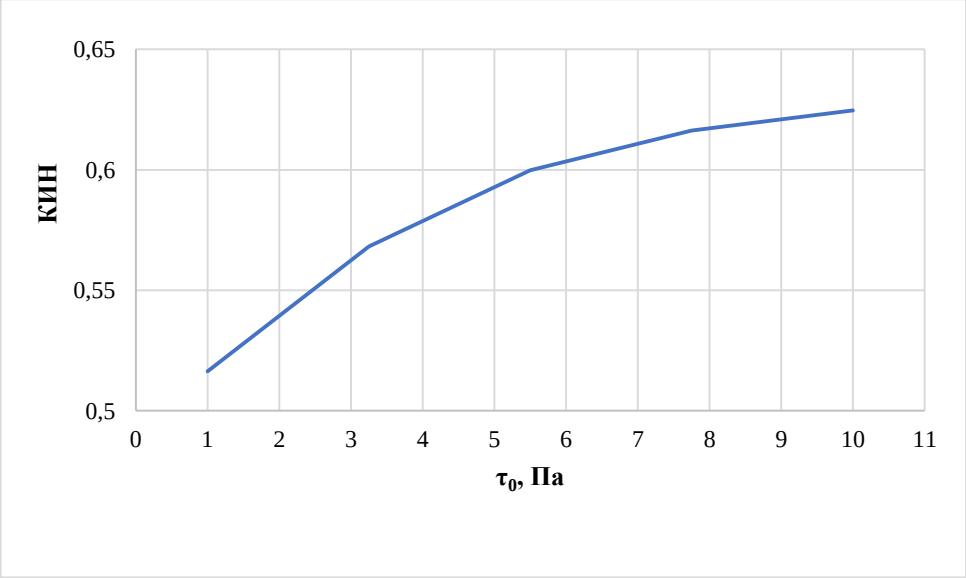

Рисунок 3.7. - Зависимость значений КИН от напряжения начального сдвига

Сравнивая значения КИН разных моделей на выбранную дату (рис. 3.7), видим, что учёт неньютоновских свойств позволяет повысить КИН на 0,1. Данный эффект объясняется увеличением коэффициента охвата пласта.

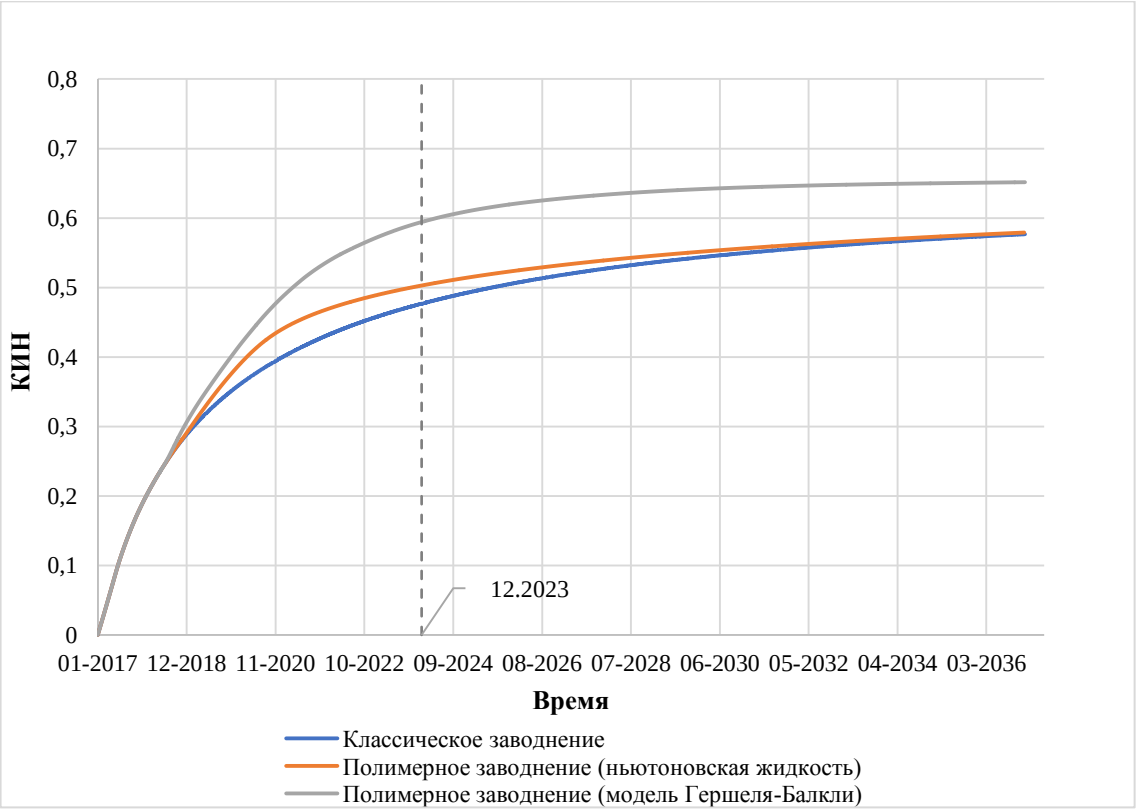

Рисунок 3.8. – Динамика коэффициента извлечения нефти при различных методах заводнения

3.5. Выбор оптимальной концентрации полимера

Ключевой параметр моделирования полимерного заводнения – это концентрации самого полимера. В связи с тем, его стоимость достаточно высока, значение концентрации и объёмов закачки определяются исходя из экономической эффективности (максимальной накопленной прибыли за расчётный период).

По результатам моделирования нескольких упрощённых тестовых моделей был выбран диапазон изменения концентрации полимера от 0,2 до 2 кг/м^3.

3.6. Оценка экономической эффективности полимерного заводнения

Оценка экономической эффективности производилась путём расчёта значений чистого дисконтированного дохода (NPV), который характеризует разницу между всеми денежными доходами и расходами на текущий период времени.

При расчёте значений NPV учитываются следующие параметры: стоимость нефти; ставка дисконтирования; операционные расходы на закачку и подъём флюидов; стоимость закачки воды, полимера; расходы, связанные с сепарацией добытого флюида.

Используя значения чистого дисконтированного дохода на заданный момент времени при разных значениях концентрации (рис. 3.9), было определено значение концентрации полимера, которое позволяет получить максимальную прибыль (C = 0,5).

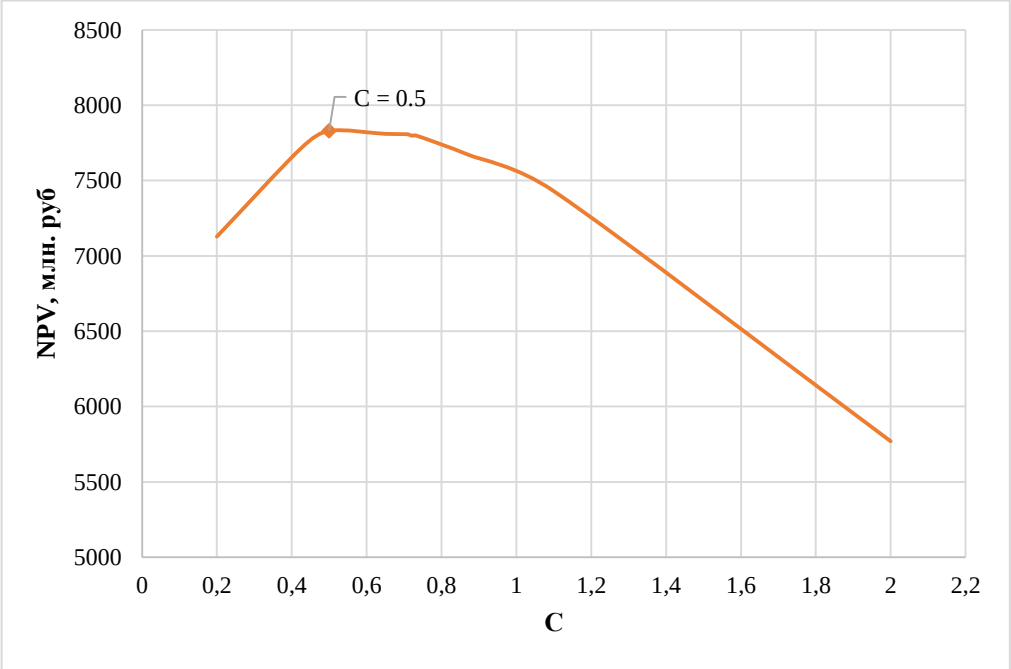

Рисунок 3.9. - Значения NPV в млн. руб. при различных значениях концентрации полимера (C)

В таблице 3.5. представлены результаты расчёта NPV за 6 лет разработки для трёх стратегий разработки.

Таблица 3.5.

Экономические показатели разработки тестового месторождения за 6 лет

№ п/п	Тип заводнения	Чистый дисконтированный доход, млн. руб.	NPV, %
1	Классическое заводнение	5 985	100
2	Модель ньютоновской жидкости	6 291	105
3	Модель Гершеля-Балкли	7 554	126

Использование модели ньютоновской жидкости при моделировании дало прирост NPV в 5%. Данный результат находится на границе рентабельности проекта и необходимо или пересчитывать модель с новыми параметрами, или выбирать другой МУН.

Более полный учёт неньютоновских свойств раствора полимера показывает, что прирост NPV составляет 26%, что на 20% больше, чем при использовании классической модели полимерного заводнения. Это позволяет сделать вывод о рентабельности проведения данного МУН на месторождении.

Крупные нефтедобывающие компании периодически сталкиваются с ситуацией, когда по результатам моделирования проведение полимерного заводнения является малоэффективным, при этом реальные значения по добыче превосходят прогнозы в несколько раз. Такие примеры подтверждают необходимость проведения моделирования с учётом нелинейных эффектов для получения корректной оценки эффективности МУН.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе анализа существующих методов описания процесса вытеснения нефти при полимерном заводнении было выделено два основных подхода: использование модели ньютоновской и неньютоновской жидкости (модель Гершеля-Балкли). Применение последней модели учитывает не только процесс изменения вязкости раствора в ходе переориентации молекул полимера, но и наличие предельного напряжения сдвига, что позволяет получить более полное представление о движении раствора полимера в пласте.

Для качественной оценки эффективности заводнения была построена тестовая геологическая модель с характерными значениями свойств нефтяного пласта. Данная модель соответствует критериям применимости полимерного заводнения и может быть использована для изучения влияния реологических свойств полимера на результат разработки.

Эффективность применения полимерного заводнения оценена путём расчёта чистого дисконтированного дохода для каждого метода моделирования. Сравнительный анализ результатов показал, что пренебрежение нелинейными эффектами приводит к заниженной оценке экономической эффективности. Применение модели неньютоновской жидкости позволяет корректно выбрать параметры полимерного заводнения и расширить область его применения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абиров Р.Ж., Мухамедова А.Г. Опытно–промышленное внедрение полимерного заводнения на месторождении Южно–Тургайского бассейна / Р.Ж. Абиров, А.Г. Мухамедова // –М. Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 5. – С. 15-19.
2. Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем. / Х. Азиз, Э. Сеттари// –М.: Недра, – 1982. – 407 с.
3. Басниев К. С. Подземная. Б 27 гидромеханика: Учебник для вузов / К. С. Басниев, И. Н. Кочина, В. М. Максимов // –М.: Недра, – 1993. – 416 с.
4. Борзенко Е.И., Хегай Е.И. Численное моделирование стационарного течения жидкости Балкли – Гершеля в канале с внезапным расширением.// Вестник Томского Государственного Университета. – 1/39 (2016). – С.68-81.
5. Брезицкий С.В. Использование полимеров – реальная возможность увеличения коэффициента нефтеизвлечения из залежей, разрабатываемых в режиме заводнения / С.В. Брезицкий, С.А. Власов, Я.М. Каган // [Электронный ресурс] URL: https://refdb.ru/loo1645k/2951321–pall.html.
6. Бурдынь Т.А. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении / Т.А. Бурдынь // – М.: Недра. – 1983. – 190 с.
7. Гладков Е.А. Оптимизация третичных МУН для месторождений с длительной историей разработки // [Электронный ресурс] URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=21252250.
8. Демахин С.А. Селективные методы изоляции водопритока в нефтяные скважины: учебное пособие / С. А. Демахин, А. Г. Демахин // – Саратов: Колледж. – 2003. – 163 с.
9. Леонтьев Н.Е. Основы теории фильтрации: учебное пособие / Н.Е. Леонтьев // –М.: Изд-во ЦПИ при механико-математическом факультете МГУ. – 2009. – 88 с.

10. Мазо А. Б. Расчет полимерного заводнения нефтяного пласта по модели фильтрации с фиксированной трубкой тока / А.Б. Мазо, К.А. Поташев, В.В. Баушин, Д.В. Булыгин // Георесурсы. – 19/1 (2017). – С. 15-20.
11. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде / М. Маскет // –М.–Ижевск, Институт компьютерных исследований. – 2004. – 628 с.
12. Методы увеличения нефтеотдачи (МУН) // [Электронный ресурс] URL: http://www.shell.com.ru/content/dam/shellnew/local/country/rus/downloads/pdf/innovation/mun–broshure.pdf.
13. Назарова Л.Н. Разработка НГ месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: учебное пособие / Назарова Л.Н.// – М.: ИЦ РГУ нефти и газа, – 2011. – 156 с.
14. Никитин В.И. Механика жидкостей и газов: учебное пособие / В.И. Никитин // –. Самара: Самарский государственный технический университет, – 2016. – 66 с.
15. Пирогов А.Н. Инженерная реология: учебное пособие / А.Н. Пирогов, Д.В. Доня // – Кемерово: Кемеровский технологический институт пищевой промышленности. – 2004. – 110 с.
16. Применение современных методов увеличения нефтеотдачи в России // [Электронный ресурс] URL: http://www.ey.com/ru/ru/industries/oil---gas/advanced-recovery-methods-in-russia.
17. Рейнер М. Реология // –М.: Наука. – 1965. — 224 с
18. Рузин Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика): учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк // – Ухта : УГТУ. – 2014. – 127 с.
19. Сургучёв М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев // – М.: Недра. – 1985. – 308 с.
20. Технология и техника методов повышения нефтеотдачи пласта // [Электронный ресурс] Геологическая энциклопедия URL: www.geokniga.org/sites/hgeokniga/files/inbox/2655/tehnologiya–i–tehnika–metodov–povysheniya–nefteotdachi–plasta.doc.

21. Уилкинсон У. Л. Неньютоновские жидкости // –М.: Издательство «МИР», – 1964. – 216 с.
22. Уиллхайт Г.П. Заводнение пластов. / В. А. Коротовских, В. А. Краснов, Т. Р. Мусабиров и др.// – М.–Ижевск. – 2009. – 788 с.
23. Федорова А.Ф., Портнягин А.С., Шиц Е.Ю. Нефтевытесняющие свойства растворов полимеров в пластовых условиях месторождений юго-западной Якутии // – М.: Нефтегазовое дело. – 2012. – № 2. – С. 189.
24. Черемисин А.Н., Черемисин Н.А., Костюченко С.В. Решение задач неравновесной фильтрации на коммерческих симмляторах. SPE 171260.
25. Шувалов С.А. Применение полимерных реагентов для увеличения нефтеотдачи пласта и водоизоляции / С.А. Шувалов, В.А. Винокуров, В.Н. Хлебников // – М.: Нефтегазовое дело. – 2013. – № 4. – С. 98.
26. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // [Электронный ресурс] Министерство энергетики. URL: http://minenergo.gov.ru/node/1026.
27. Al–Fariss T., Pinder K.L. Flow through Porous Media of a Shear–thinning Liquid with Yield Stress. // [Электронный ресурс] – 1984. URL: https://www.onepetro.org/general/SPE-14683-MS.
28. Al-Sofi A.M., Blunt M.J. Streamline Based Simulation of Non Newtonian Polymer Flooding. // [Электронный ресурс] –2009. URL: https://doi.org/10.2118/123971-MS
29. El-Khatib Noaman A.F. Immiscible Displacement of Non-Newtonian Fluids in Communicating Stratified Reservoirs. // [Электронный ресурс] – 2006. URL: https://doi.org/10.2118/93394-PA
30. Foroozanfar M. Enhanced oil recovery by polymer flooding // [Электронный ресурс] URL: http://www.iioab.org/articles/IIOABJ_7.S5_201–206.pdf.
31. Foroozanfar M. Enhancing Polymer Flooding Performance 30 Years of Experience in EOR // [Электронный ресурс] URL: http://www.snf–group.com/images/pdf/Brochures_in_English/Oil–30%20Years%20of%20EOR.pdf.

32. Hemphill T. Yield–Power Law Model More Accurately Predicts Mud Rheology / T. Hemphill, W. Campos, A. Pilehvari // Oil & Gas Journal. – 34 (1993). – pp. 45-50.
33. Huiying Z. The Performance of Polymer Flooding in Heterogeneous Type II Reservoirs—An Experimental and Field Investigation / Z. Huiying, Z. Weidong // [Электронный ресурс] URL: http://www.mdpi.com/1996–1073/10/4/454.
34. Kossack C. A. Modeling Polymer Flooding, Surfactant Flooding and ASP Surfactant // [Электронный ресурс] URL: http://www.ipt.ntnu.no/~kleppe/pub/kossack–files–2011/kossack–2011.pdf.
35. Kwame O. Polymerflood Simulation in a Heterogeneous Idealized Reservoir with and without Crossflow // Master's dissertation. New Mexico Institute of Mining and Technology. Socorro New Mexico. – 2009.
36. Larry W. Lake. Enhanced oil recovery // Prentice Hall. – 1989. – 550 p.
37. Low Flux Rheology of HPAM and Xanthan in Porous Media // [Электронный ресурс] URL: http://baervan.nmt.edu/groups/res-sweep/media/pdf/Low_Flux_Rheology_of_HPAM_and_Xanthan_in_Porous_Media_web.pdf.
38. May E.A., Britt L.K., Nolte K.G. The Effect of Yield Stress on Fracture Fluid Cleanup Nolte // [Электронный ресурс] – 1997. URL: https://doi.org/10.2118/38619-MS.
39. Melo M. A., Lins A. G., Silva I. P. G. Lessons Learned From Polymer Flooding Pilots in Brazil // [Электронный ресурс] – 2017. URL: https://doi.org/10.2118/184941-MS.
40. Mitsoulis E. Flows of viscoplastic materials: models and computations // Rheology Reviews 2007. – pp.135-178.
41. Moe Soe Let K.P., Manichand R.N., Seright R.S. Polymer Flooding a ~500–cp Oil // [Электронный ресурс] – 2012. URL: https://doi.org/10.2118/154567-MS.

42. Muherei M.A. Common Versus Herschel–Bulkley Drilling Fluid Models // American Scientific Research Journal for Engineering, Technology, and Sciences. – 16/1 (2016). – pp. 155-177.
43. Ouyang L., Zhu D., Hill D. Theoretical and Numerical Simulation of Herschel-Bulkley Fluid Flow in Propped Fractures // [Электронный ресурс] – 2013. URL:http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=70185.
44. Pongthunya P. Upscaling in polymer flooded reservoirs // PhD dissertation. Imperial College London. United Kingdom. – 2013.
45. Seright R. S., Zhang G., Akanni O., Wang D. A comparison of polymer flooding with in-depth profile modification // URL: http://www.prrc.nmt.edu/groups/res-sweep/media/pdf/publications/SPE-146087-PA-P.pdf.
46. Seright R. S. How Much Polymer Should Be Injected During a Polymer Flood? // [Электронный ресурс] – 2016. URL: https://doi.org/10.2118/179543-MS.
47. Seright R. Polymer Flooding, An Introduction //[Электронный ресурс] URL: http://www.prrc.nmt.edu/groups/res-sweep/
48. Sheng J. J., Leonhardt B., Azri N. Status of Polymer – Flooding Technology // [Электронный ресурс] – 2015. URL: https://doi.org/10.2118/174541-PA.
49. Simon K. The role of different rheological models in accuracy of pressure loss prediction // Rudarsko Geolosko Naftni Zbornik Zagreb. – 16 (2004). – pp. 85-89.
50. Taha Sochi. Pore–Scale Modeling of Non–Newtonian Flow in Porous Media // PhD dissertation. Imperial College London. United Kingdom. – 2007.
51. Wegner J., Ganzer L. Numerical Simulation of Oil Recovery by Polymer Injection using COMSOL // [Электронный ресурс] URL: https://www.comsol.jp/offers/conference2012papers/papers/file/id/13713/file/14494_wegner_paper.pdf.

52. Yi X. Model for Displacement of Herschel–Bulkley Non–Newtonian Fluid by Newtonian Fluid in Porous Media // [Электронный ресурс] – 2004. URL: https://doi.org/10.2118/86491-MS.
53. Yuming W., Yanming P. The Polymer Flooding Technique Applied at High Water Cut Stage in Daqing Oilfield // [Электронный ресурс] – 2013. URL: https://doi.org/10.2118/164595-MS
54. Zh. Abirov, R. Abirov, Y. Mazbayev, A. Engels, A. Nestyorkin, O. Ivakhnenko. Case–study of Succesful Pilot Polymer Flooding in the South Turgay Basin's Oilfield // [Электронный ресурс] – 2015. URL: https://doi.org/10.2118/177339-MS.