

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ МАТЕМАТИКИ И КОМПЬЮТЕРНЫХ НАУК
Кафедра фундаментальной математики и механики

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ В ГЭК
И ПРОВЕРЕНО НА ОБЪЕМ
ЗАИМСТВОВАНИЯ

Заведующий кафедрой

д.ф.м.н., доцент

 Гатосов А.В.

2018 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИМЕРЕ
МОДЕЛЬНОГО ПЛАСТА**

01.04.01 Математика

Магистерская программа «Математическое моделирование»

Выполнил работу
Студент 2 курса
очной формы обучения



Самсонов
Кирилл
Юрьевич

Руководитель работы
(кандидат наук,
доцент)



Шевелев
Александр
Павлович

Научный консультант
(аспирант ФТИ)



Дмитриев
Игорь
Олегович

Рецензент
(руководитель лаборатории
геонавигационного оборудования, ООО Орбита)



Лямзин
Андрей
Анатольевич

Тюмень, 2018

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. Водогазовый метод воздействия на пласт	5
1.1. Механизм водогазового воздействия	5
1.2. Проблемы, возникающие при использовании газов	6
1.3. Эффективность водогазового воздействия	7
2. Двухфазная фильтрация несмешивающихся жидкостей	8
2.1. Математическая постановка задачи.....	8
2.2. Задачи Бакли-Левретта.....	11
2.3. Модель кольтационных и суффозионных процессов.....	14
3. Решение задачи о вытеснении двух несмешивающихся флюидов с учетом процессов кольтации и суффозии	20
3.1. Формулировка задачи о вытеснении двух несмешивающихся флюидов с учетом процессов кольтации и суффозии	20
3.2. Решение задачи Бакли-Левретта методом контрольного объема.....	21
3.3. Анализ полученных результатов	27
4. Моделирование оптимальных технологических параметров водогазового воздействия	30
5. Результаты на примере простой модели пласта	31
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	47
СПИСОК ИСТОЧНИКОВ.....	48

ВВЕДЕНИЕ

На заключительных этапах разработки месторождения возникает вопрос о дальнейшем планировании ее эксплуатации. Методы, которые используются для поддержания темпов добычи нефти условно можно разделить на три группы:

- 1) вовлечение в разработку шельфовых месторождений;
- 2) промышленная эксплуатация месторождений с трудноизвлекаемыми запасами;
- 3) применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Методы повышения нефтеотдачи пластов, интенсивно исследуются и активно развиваются. Данные исследования направлены на поиск новых, научно-обоснованных подходов к выбору наиболее разумных и эффективных технологий разработки. Применению МУН благоприятствует наличие готовой инфраструктуры, тем самым требуя небольших вложений для проведения дополнительных исследований. Из недостатков данного метода можно выделить низкую степень изученности и адаптированности технологий, а также проблемы, связанные с необходимостью организации производства [1]. Одним из наиболее распространенных методов является газовое воздействие на пласт. Данный метод вытеснения нефти берет свое начало с 1957 года и имеет большое количество технологий, сгруппированных по разным признакам.

В первую очередь МУН классифицируются по смешиваемости газа с пластовой нефтью. Улучшение смешиваемости достигается за счет обогащения газа промежуточными компонентами или повышением пластового давления выше критического. В первом случае значительно удорожает проект из-за транспортировки и высокой стоимости этих компонент, во втором необходимы определенные требования к выбору объекта и оборудованию.

Так же по этому признаку технологии делятся на частично смешивающиеся и несмешивающиеся.

В третьем случае дополнительная добыча обуславливается снижением остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти газом и увеличением охвата пласта вытеснением. Остаточная нефтенасыщенность пористой среды при этом воздействии ниже, чем при заводнении.

Для маловязких и средневязких нефтей на истощенных залежах может применяться водогазовое воздействие. Применение данного метода зависит от неkomмерческих запасов попутного газа. Для оценки необходимых объемов газа требуется оценочное планирование воздействия. Таким образом, необходимо определить «оптимальное» соотношение закачиваемого газа и воды.

Целью данной работы является исследование поведения фронта вытеснения закачиваемого газа и воды на примере простой модели с рядной и площадной компоновкой скважин. Для решения поставленных задач использовались аналитические оценки и численное моделирование процесса. Аналитический подход включал в себя определение эффективного соотношения газа и воды как смеси. Численное моделирование рассматривалось на двумерной модели плоско-параллельного течения и решалось с помощью программного комплекса Eclipse.

1. Водогазовый метод воздействия на пласт

1.1. Механизм водогазового воздействия

Гибридное водогазовое воздействие заключается в закачивании первоначально большой оторочки газа в пласт, а затем переменным закачиванием небольших оторочек газа и воды. Перед проектированием мероприятий по водогазовому воздействию проводятся оценки емкости источников газа, планируемого для закачки и определению запасов для успешной реализации процесса [1]. В таких оценках встает вопрос о поисках эффективного соотношения закачиваемой воды и газа. Такие оценки проводились в работах целого ряда авторов [2, 3]. Водогазовое воздействие является третичным методом добычи нефти после естественного режима и заводнения пласта. В случае смешивающегося режима вытеснения проводятся дополнительные этапы по подъему давления. В роли закачиваемого газа обычно выбирают:

- 1) углекислый газ;
- 2) углеводородный газ;
- 3) газы-продукты горения.

Самым дорогостоящим и применяемым только для смешивающегося типа вытеснения является углекислый газ. Чаще всего используется попутный газ.

Процесс водогазового воздействия не требует высоких пластовых давлений (выше давления смесимости) и не имеет особых требований к составу применяемого газа. При водогазовом воздействии остаточная нефтенасыщенность по газу меньше, чем по воде, т.е. вытеснение нефти по газу способствует снижению капиллярных сил, приводящих к удерживанию ганглей остаточной нефти.

С другой стороны, применение одного только газа приводит к повышению соотношения подвижностей вытесняющего к вытесняемому флюидам, за счет низкой вязкости газа. Низкое соотношение подвижностей

может привести к неустойчивому режиму вытеснения [4], тем самым, теряя контроль над процессом. При совместном применении воды и газа подвижность воды и газа в пористой среде становится меньше и позволяет контролировать устойчивость фронта вытеснения за счет изменения соотношения количества закачиваемой воды и газа.

1.2. Проблемы, возникающие при использовании газов

Так как при водогазовом воздействии приходится часто переходить с воды на газ и обратно, то процесс налагает более высокие требования на качество устьевого оборудования. При переходе с одного реагента на другой необходимо изменять устьевое давление, а именно останавливать скважину, использовать обратные клапана.

Непонимание структуры пласта может привести к ранним незапланированным прорывам газа в добывающие скважины. В этом случае темпы добычи снижаются или временно закрывают добывающие скважины для поддержания пластового давления. Это особенно критично сказывается при смешивающемся режиме вытеснения, так как снижение пластового давления приводит к потере смешиваемости газа и пластовой нефти и к снижению коэффициента извлечения нефти (КИН). Так же к аналогичным результатам приводит и снижение приемистости нагнетательных скважин, что приводит к уменьшению темпов закачки газа и воды. Обычно снижение приемистости происходит при переходе с закачки газа на закачку воды, при обратном переходе приемистости скважин может и увеличиться за счет раскрытия трещин [4].

Для любых газовых методов коррозия оборудования является основной проблемой и обычно требует своего решения при рекомендации месторождения пласта под разработку водогазового воздействия. Т.к. данный способ применим на стадии применения третичных методов скважины и устьевое оборудование уже прошли длительную эксплуатацию. Проблема

коррозии решается только со стороны нагнетательной системы применением стальных труб и нанесением специального покрытия для предотвращения коррозии. Наиболее частые проблемы с коррозией наблюдались при использовании углекислого газа.

Кроме проблем с коррозией, практически во всех опытно-промышленных испытаниях водогазового воздействия наблюдается выпадение асфальтенов и гидратов в насосном оборудовании, скважинах и призабойной зоне. Данные проблемы решаются путем закачивания химреагентов, которые способствуют разрушению осадков.

1.3. Эффективность водогазового воздействия

Водогазовое воздействие на пласт для повышения его нефтеотдачи характеризуется повышением подвижности флюида, благодаря совместной фильтрации воды и газа и снижением остаточной нефтенасыщенности при продвижении нефти газом. Второй случай возможен при большем объеме закачиваемого газа, но при малом охвате пласта вытеснением. При меньшей доли газа охват пласта возрастает, но и увеличивается остаточная нефтенасыщенность.

Одновременная закачка приводит к уменьшению приемистости нагнетательных скважин, поэтому большинство работ проводится при чередующейся закачке воды и газа. Практически все опытно-промышленные испытания были успешными и показали прирост коэффициента нефтеотдачи на 5%. По сравнению с заводнением средний прирост коэффициента нефтеотдачи составляет 9,7% для смешивающегося режима и 6,4% для несмешивающегося. При применении CO_2 средний прирост коэффициента составил 10%, углеводородных и газов горения 8%. Максимальный прирост нефтеотдачи в основном наблюдается при применении метода в карбонатных условиях.

2. Двухфазная фильтрация несмешивающихся жидкостей

2.1. Математическая постановка задачи

Для описания процесса водогазового воздействия рассмотрим двухфазную фильтрацию несмешивающихся жидкостей.

Пусть вытеснение происходит в прямом горизонтальном образце, изображенном на рис. 2.1.1, который является однородным и изотропным. По оси абсцисс будем отсчитывать течение горизонтального потока. Поперечное сечение образца довольно мало, так что давление и насыщенность считаются постоянными по сечениям. Так как капиллярное давление не учитывается, то давления водяной и нефтяной фаз в рамках задачи считается постоянными. Обе фазы не сжимаемы. Температуру считаем постоянной [5].

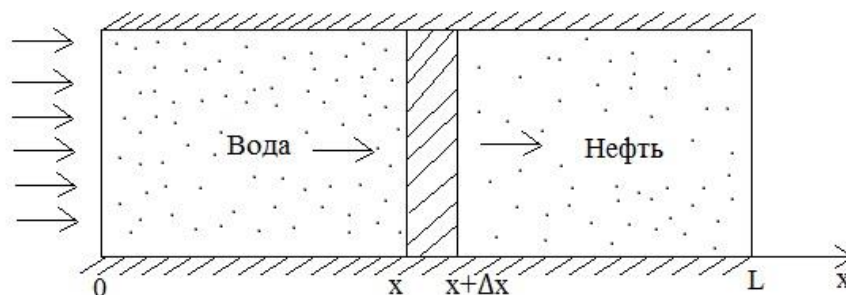


Рис.2.1.1. Схема процесса прямолинейно-параллельного вытеснения нефти водой

В нефтенасыщенный пласт, через сечение $x = 0$ закачивается вода. При вытеснении возникает зона смешанного движения воды и нефти. При совместном течении двух фаз в пористой среде одна фаза должна иметь вязную систему, которая имеет границу со скелетом породы и частично с другой жидкостью.

Закон фильтрации каждой фазы описывается в виде обобщенного закона Дарси в дифференциальной форме:

$$\begin{cases} w_B = \frac{Q_B}{\omega} = -k \frac{k_B(S) \partial P}{\eta_B \partial x} \\ w_H = \frac{Q_H}{\omega} = -k \frac{k_H(S) \partial P}{\eta_H \partial x}, \end{cases} \quad (2.1.1)$$

где w_B, w_H – скорости фильтрации воды и нефти соответственно;

Q_B, Q_H – объемные расходы воды и нефти соответственно;

η_B, η_H – коэффициенты динамической вязкости воды и нефти соответственно;

$k_B(S), k_H(S)$ – относительные фазовые проницаемости воды и нефти соответственно;

S – водонасыщенность;

ω – площадь сечения.

Источник [5, с. 229].

При смешанном течении водной и нефтяной фаз их насыщенности связаны соотношением:

$$S_H + S_B = 1, \quad (2.1.2)$$

где S_H – нефтенасыщенность;

S_B – водонасыщенность.

Источник [5, с. 229].

Для формулирования закона сохранения массы, баланс каждой фазы рассматривается как гомогенная жидкость, примененный к фиксированному элементарному объему $\Delta V = \omega \Delta x$, который содержит обе фазы (Рис.2.1.1). За время Δt в объеме ΔV количество жидкости втекает больше, чем вытекает, тем самым возникает увеличение насыщенности (или ее уменьшение). Плотность воды ρ_B постоянная, так как жидкости рассматриваются несжимаемыми. Через профиль с координатой x за время Δt втекает в объем ΔV масса воды $\rho_B \omega w_B(x, t) \Delta t$, а вытекает через $x + \Delta x$ масса, $\rho_B \omega w_B(x + \Delta x, t) \Delta t$. Так изменение

массы воды в ΔV за время Δt равно:

$$\rho_B (w_B(x, t) - w_B(x + \Delta x, t)) \frac{\Delta V}{\Delta x} \Delta t, \quad (2.1.3)$$

Источник [5, с.229].

С другой стороны, изменение массы должно быть уравновешено изменением водонасыщенности

$$m \rho_B (S(x, t + \Delta t) - S(x, t)) \Delta V, \quad (2.1.4)$$

Источник [5, с.229].

Приравняем (2.1.3) и (2.1.4) при этом разделив обе части на $\rho_B \Delta V \Delta t$ получим выражение:

$$\frac{w_B(x, t) - w_B(x + \Delta x, t)}{\Delta x} = \frac{m(S(x, t + \Delta t) - S(x, t))}{\Delta t},$$

$$\lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{w_B(x, t) - w_B(x + \Delta x, t)}{\Delta x} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{m(S(x, t + \Delta t) - S(x, t))}{\Delta t}, \quad (2.1.5)$$

$$m \frac{\partial S}{\partial t} + \frac{\partial w_B}{\partial x} = 0,$$

Источник [5, с.229].

По аналогии выводиться уравнение сохранения массы нефти. Сложив уравнения неразрывности обеих фаз и учитывая соотношения (2.1.2):

$$\frac{\partial (w_B + w_H)}{\partial x} = 0, \quad (2.1.6)$$

При интегрировании (2.1.6), получим суммарную скорость двухфазного потока. Таким образом можно сказать, что суммарная скорость w двухфазного

потока не зависит от координаты x . Она может быть постоянной величиной, либо функцией, зависящей от времени:

$$w_B + w_H = w(t), \quad (2.1.7)$$

Источник [5, с.229].

Уравнения (2.1.1), (2.1.5) или (2.1.7) описывают процесс вытеснения и определяют неизвестные функции $S(x, t)$, $w_B(x, t)$, $w_H(x, t)$, $p(x, t)$.

2.2. Задача Бакли-Левретта

Поделим почленно уравнения системы (2.1.1) и введем обозначение $\eta_0 = \eta_B/\eta_H$. Таким образом, полученное выражение будет содержать только водонасыщенность:

$$\frac{w_B}{w_H} = \frac{Q_B}{Q_H} = \frac{k_B(S)}{\eta_0 k_H(S)}, \quad (2.2.1)$$

Источник [5, с. 230].

Полагая $w(t)$ – постоянной, и применяя правило производных пропорций, получим:

$$w_B + w_H = w(t), \quad (2.2.2)$$

$$\frac{w_B}{w(t)} = \frac{Q_B}{Q(t)} = \frac{k_B(S)}{k_B(S) + \eta_0 k_H(S)}, \quad (2.2.3)$$

Источник [5, с. 231].

Введем обозначение:

$$f(S) = \frac{k_B(S)}{k_B(S) + \eta_0 k_H(S)} \quad (2.2.4)$$

Источник [5, с. 231].

Функция (2.2.4) называется функцией распределения потоков фаз или функцией Бакли-Левретта. Суть данного выражения заключается в том, что $f(S)$ является отношение скорости фильтрации (или расхода) фазы, которая является вытесняющим агентом (воды) и суммарной скорости w (или Q), равное объемной доле воды в потоке двух фаз (воды и нефти) [5].

Функция Бакли-Левретта строится на основе фазовых проницаемостях. График $f(S)$, а также ее производной приведены на рисунке 2.2.1.

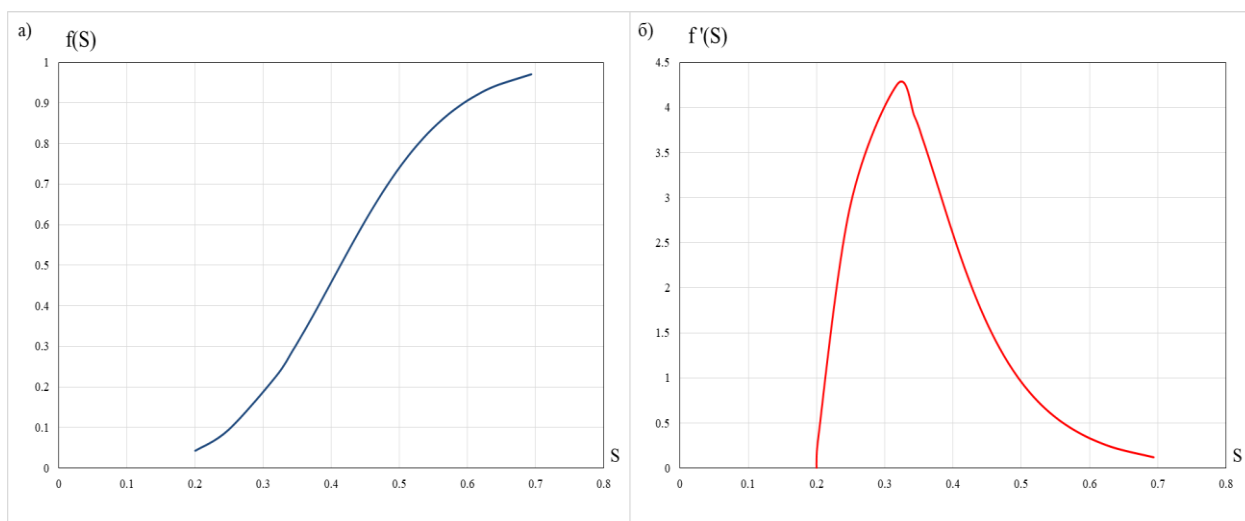


Рисунок.2.2.1. а) График функции Бакли-Левретта; б) производная функции Бакли-Левретта.

Из графика видно, что с ростом водонасыщенности $f(S)$ монотонно увеличивается. Главное свойство графика наличие точки перегиба, участков вогнутости и выпуклости, где вторая производная $f''(S)$ больше и меньше нуля

соответственно. Такая характеристика определяет свойство вытеснения в рамках модели Бакли-Левретта [5].

Из равенства (2.2.4) найдем значение скоростей фильтрации двух фаз:

$$w_B = f(S)w(t); w_H = (1 - f(S))w(t), \quad (2.2.5)$$

Источник [5, с. 231].

Подставив выражение (2.2.5) в (2.1.5) получим:

$$m \frac{\partial S}{\partial t} + w(t) \frac{\partial f(S)}{\partial x} = 0, \quad (2.2.6)$$

Источник [5, с. 231].

Функция насыщенности является сложной функцией, зависящий от двух параметров $S=S(x, t)$. Применив ко второму слагаемому (2.2.6) правило дифференцирования сложной функции, получим:

$$m \frac{\partial S}{\partial t} + w(t)f'(S) \frac{\partial S}{\partial x} = 0, \quad (2.2.7)$$

Источник [5, с. 231].

Выражение (2.2.7) носит название уравнение Бакли-Левретта. Данное уравнение определяет изменение насыщенности во времени по пласту вне зависимости от распределения давления. Начальные и граничные условия в рамках этой задачи выглядят следующим образом:

$$\begin{aligned} t = 0, S(x, 0) &= \varphi(x), \quad x > 0, \\ x = 0, S(0, t) &= \psi(t), \quad t > 0, \end{aligned} \quad (2.2.8)$$

Источник [5, с.233].

В момент $t=0$ в пласте есть некоторое значение насыщенности S вытесняющей фазы определяемое функцией $\varphi(x)$. Начиная с момента времени

$t > 0$ возникает закачка вытесняющей жидкости в пласт. Насыщенность в данном условии меняется по закону $\psi(t)$ [5].

2.3. Модель кольтматационных и суффозионных процессов

Изучением влияния порового характера процессов вымывания или отложения частиц при движении реагента в пористой среде на структуру фронтов пористости занимался Н.Е. Леонтьев.

В рамках механики сплошных сред для описания процесса фильтрации суспензий используются следующая система уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial(mc)}{\partial t} + \text{div}(cw) = \frac{\partial m}{\partial t} \\ \frac{\partial((1-c)m)}{\partial t} + \text{div}((1-c)w) = 0 \\ w = -\frac{k(m)}{\eta} \text{grad } P \\ \frac{\partial m}{\partial t} = f(m, c, |\text{grad } P|) \end{array} \right. , \quad (2.3.1)$$

где c – объемная концентрация частиц в суспензии;

w – скорость фильтрации взвеси;

η – вязкость суспензии;

m – пористость;

$k(m)$ – проницаемость пористого скелета.

Источник [6, с. 73].

Данная система (2.3.1) включает в себя уравнение баланса массы суспензии и несущей жидкости, так же для определения скорости протекания фильтрационных процессов взвеси используется закон Дарси и уравнение, определяющее кинетику отложения и (или) срыва частиц.

В рамках рассматриваемой задачи, жидкость, твердые частицы, а также пористый скелет являются несжимаемыми средами. Отложение частиц в

поровом скелете приводит к задерживанию жидкости в порах, при этом концентрация частиц предполагается достаточно малой что их скорость будет совпадать со скоростью жидкости [6].

Для описания кинетики оседания (кольматации) частиц используется следующее уравнение, представляемое в виде релаксационной модели:

$$\frac{\partial m}{\partial t} = -\gamma c(m - m_{ст}), \quad \gamma, m_{ст} = \text{const}, \quad (2.3.2)$$

где $m_{ст}$ – предельное значение пористости;

γ – коэффициент кольматации.

Источник [6, с. 73].

Данное уравнение показывает, что скорость оседания частиц, возрастает с ростом их концентрации взвеси, с другой стороны, убывает по мере приближения пористости к предельному значению. Для учета оседания и вымывания (суффозия) частиц используется модель вида [6]:

$$\frac{\partial m}{\partial t} = -\gamma_1(m_0 - m)|\text{grad } P| - \gamma_2 cm, \quad \gamma_1, \gamma_2, m_0 = \text{const}, \quad (2.3.3)$$

где γ_1 – коэффициент суффозии;

m_0 – пористость чистого скелета;

γ_2 – коэффициент кольматации;

c – объемная концентрация частиц в суспензии;

Источник [6, с. 73].

За рост интенсивности суффозии с увеличением локального градиента давления отвечает первое слагаемое уравнения (2.3.3). Процессы кольматации и суффозии происходят после превышения предельных значений концентрации c и модуля градиента давления $|\text{grad } P|$.

Модель описания кольматационных процессов, является обобщением уравнения (2.3.2):

$$\frac{\partial m}{\partial t} = f_1, \quad (2.3.4)$$

$$f_1(m, c) = \begin{cases} -\gamma c(m - m_{ст})(c - c_*) & c \geq c_* \\ 0 & c \leq c_* \end{cases}$$

где c_* - некоторая постоянная.

Источник [6, с. 73].

Модель кольтации рассматривается как распространение фронта засорения в переходной зоне между незагрязненной и загрязненной областями. Такое поведение обосновывается тем, что часть частиц из некоторого объема суспензии позади фронта оседает на скелет, тем самым занимая пустоты и снижая пористость породы. Оставшиеся частицы не смогут осесть в уже загрязненной области и, следовательно, продолжают мигрировать в область свободных пор [6]. Считая течение в задаче одномерным, скорость фильтрации постоянной и пренебрегая влиянием границ пористой среды, получим следующую систему уравнений:

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{w_0}{m} \frac{\partial c}{\partial x} = \frac{1 - c}{m} \frac{\partial m}{\partial t},$$

$$\frac{\partial m}{\partial t} = f_1(m, c), \quad (2.3.5)$$

$$f_1(m_0, 0) = 0,$$

$$f_1(m_{ст}, c_{ст}) = 0,$$

где w_0 – скорость фильтрации;

m – пористость;

m_0 – пористость чистого скелета;

$m_{ст}$ – пористость загрязненного скелета;

$c_{ст}$ – концентрация позади фронта;

Источник [6, с. 74].

Предполагая структуру фронта гладкой [6], из первого уравнения можно определить скорость движения фронта, а также зависимость $c(m)$:

$$V = \frac{w_0 c_{ст}}{m_0 - m_{ст} + m_{ст} c_{ст}} \leq \frac{w_0}{m_0},$$

$$c(m) = \frac{m_0 - m}{w_0/V - m},$$
(2.3.6)

Источник [6, с. 74].

Исследуем решения, зависящие от $\xi = x - Vt$, системы уравнений (2.3.5). Определим зависимость $\xi(m)$ с точностью до аддитивной постоянной из второго уравнения системы:

$$\frac{V}{\gamma} = \int \frac{dm}{(m_0 - m_{ст})(c(m) - c_*)} = \xi + \text{const},$$
(2.3.7)

Источник [5, с. 74].

Интегрируя полученное выражение, получим:

$$m_{\max} = m_0 - \frac{c_*(1 - c_{ст})(m_0 - m_{ст})}{c_{ст}(1 - c_*)}, c(m) > c_*,$$
(2.3.7)

Источник [6, с. 74].

При $c_* > 0$ значение пористости может меняться от $m_{ст}$ до $m_{\max} < m_0$ и для построения решения, которое соединяет начальное и конечное состояния, вводится сильный разрыв, движущийся перед гладкой структурой фронта, с меняющимися пористостью и концентрацией [6].

Модель, учитывающая пороговые свойства суффозионных процессов, имеет следующий вид:

$$\frac{\partial m}{\partial t} = f_2,$$

$$f_2(m, c) = \begin{cases} \gamma(m - \mu_1)(\mu_2 - m) & \mu_1 < m < \mu_2 \\ 0 & \mu_1 > m > \mu_2' \end{cases}$$
(2.3.8)

где γ – коэффициент суффозии;

μ_1, μ_2 – некоторые пороговые значения пористости.

Источник [6, с. 75].

Система (2.3.8) была получена без учета кольтационных процессов и обобщением модели (2.3.2):

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \begin{cases} \gamma_1(m_0 - m)(|\text{grad } P| - G) - \gamma_2 cm, & |\text{grad } P| > G \\ -\gamma_2 cm, & |\text{grad } P| \leq G \end{cases}, \quad (2.3.9)$$

где G – некоторое значение градиента давления, при котором начинается суффозия.

Источник [6, с. 75].

Основные особенности модели суффозии изучаются при рассмотрении фронта промывки, движущийся со скоростью $V = \text{const}$ от области чистого скелета m_0 и $c = 0$ в область, поры которого заняты твердыми несжимаемыми частицами суспензии $m_{\text{ст}} < m_0$ и $c_{\text{ст}}$. Так как скорость фильтрации, величина постоянная, то градиент давления определяется локальным значением пористости из закона Дарси [5]. В момент падения значения пористости до некоторого порогового значения, начинаются суффозионные процессы. Таким образом, чем больше пористость, тем скорость движения взвеси мала, тем самым, поток не срывает частицу со скелета. Однако, стоит отметить, что при малой пористости частицы, которые уносятся со скелета, будут мгновенно оседать из-за «тесноты», что способствуют падению интенсивности суффозионных процессов [6].

Пусть $m_{\text{ст}} = \mu_1$, $m_0 > \mu_2$ и выполнены соотношения вида (2.3.5). По аналогии с кольтацией, структура фронта промывки задается гладкой функцией и имеет следующее соотношение:

$$-\frac{V}{\gamma(\mu_2 - \mu_1)} (\ln(m - \mu_1) - \ln(\mu_2 - m)) = \xi + \text{const}, \quad (2.3.10)$$

Источник [6, с. 75].

Постепенный отрыв потоком части частиц, осевших и удерживаемых на поровом скелете поверхностными силами, описывает уравнение (2.3.9). Другие частицы могут оставаться в порах, не оказывая влияния на процесс вымывания частиц первого типа. При снижении скорости потока, частицы, удерживающиеся на скелете, начинают вымываться из пор, тем самым, изменение пористости происходит скачкообразно [6].

3. Решение задачи о вытеснении двух несмешивающихся флюидов с учетом процессов кольтматации и суффозии

3.1. Формулировка задачи о вытеснении двух несмешивающихся флюидов с учетом процессов кольтматации и суффозии

Пусть в горизонтальный образец, пористость и проницаемость которого меняется благодаря кольтматационным и суффозионным процессам, закачивается вода с твердыми частицами. Воду, нефть и твердые частицы, закачиваемые вместе с водой в пористый образец, считаем несжимаемыми. Давления двух фаз уравновешены между собой в силу пренебрежения капиллярными силами.

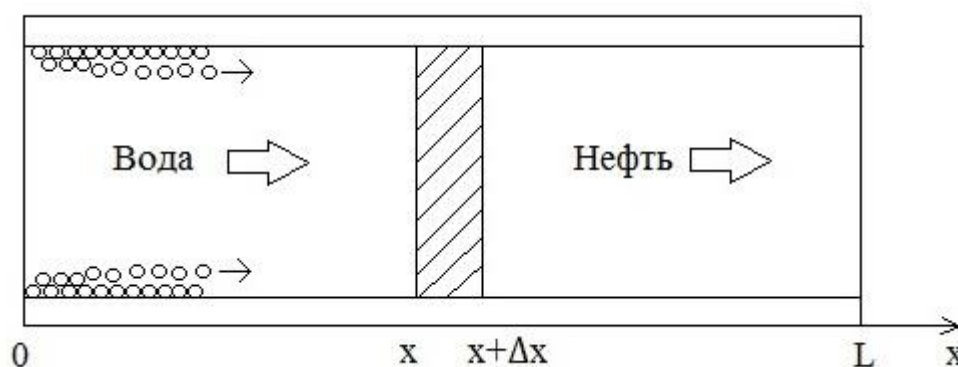


Рис.3.1.1. Схема вытеснения нефти водой с учетом кольтматационных и суффозионных процессов.

В изначально заполненный нефтью образец через $x = 0$ закачивается вода с примесью. В процессе вытеснения возникает зона совместного течения воды, а также засорение породы твердыми частицами суспензии.

Считая скорость фильтрации постоянной величиной $w(t) > 0$, запишем систему уравнений, которая включает в себя изменение водонасыщенности и пористости:

$$m \frac{\partial S}{\partial t} + w(t)f'(S) \frac{\partial S}{\partial x} = 0,$$

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \begin{cases} -\gamma_2(m - m_{\text{CT}})(c - c_*) + \gamma_1(m_0 - m)(|\text{grad } P| - G) - \gamma_2 cm & (3.1.1) \\ -\gamma_2 cm - \gamma_1(m - m_{\text{CT}})(c - c_*) \\ \gamma_1(m_0 - m)(|\text{grad } P| - G) - \gamma_2 cm \end{cases},$$

где γ_1 – коэффициент суффозии;

γ_2 – коэффициент кольматации;

P – давление;

S – водонасыщенность;

c – концентрация;

m – пористость;

$w(t)$ – скорость фильтрации;

c_* , G – некоторые предельные значения кольматации и суффозии соответственно;

$f(S)$ – относительная функция расхода или функция Бакли-Левверетта.

Второе уравнение системы, описывает пороговые эффекты кольматационных и суффозионных процессов. В случае когда $|\text{grad } P| > G$ и $c \geq c_*$, то учитываются как процесс кольматации, так и суффозионные процессы. В случае, когда $|\text{grad } P| < G$ и $c \geq c_*$, то рассматриваются кольматационные эффекты. Если $|\text{grad } P| < G$ и $c < c_*$, то рассматривается процесс суффозии. Начальные и граничные условия представлены в (2.2.8).

3.2. Решение задачи Бакли-Левверетта методом контрольного объема

Метод контрольного объема, является численным методом интегрирования систем дифференциальных уравнений в частных производных. Пусть $S(x, t)$ и $f(x, t)$ имеют непрерывные частные производные до границы Γ произвольной области D на плоскости (x, t) . Проинтегрировав по области D , которая лежит в $t \geq 0$, выражение (2.2.6) получим:

$$\iint_D \left(m \frac{\partial S}{\partial t} + w(t) \frac{\partial f}{\partial x} \right) dx dt = \oint_{\Gamma} m S dx - w(t) f dt, \quad (3.2.1)$$

Источник [7, с. 128].

Используя теорему о среднем и метод Эйлера для частных производных, найдем значения для каждого слагаемого интеграла (3.2.1) для контура Γ_x и получим разностную схему, последовательно определяющее значение насыщенности на времени $t = 1, 2, \dots, n, n+1$.

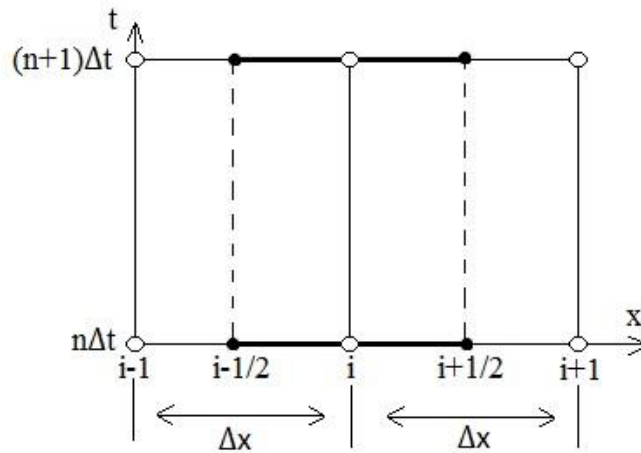


Рис.3.2.1. Вид элементарного контура Γ_x в области (x, t) .

$$\begin{aligned} \frac{\partial S}{\partial t} &= \frac{S_i^{n+1} - S_i^n}{\Delta t}, \\ \frac{\partial f}{\partial x} &= \frac{f_{i-1/2}^n - f_{i+1/2}^n}{\Delta x}, \end{aligned} \quad (3.2.2)$$

$$\int_a^b \varphi(x) dx = (b - a) \varphi(\xi), \quad a \leq \xi \leq b,$$

$$\oint_{\Gamma_x} m S dx - w f dt = \int_{(i-1/2)\Delta x}^{(i+1/2)\Delta x} dx \int_{n\Delta t}^{(n+1)\Delta t} m \frac{\partial S}{\partial t} dt + \int_{n\Delta t}^{(n+1)\Delta t} dt \int_{(i-1/2)\Delta x}^{(i+1/2)\Delta x} w \frac{\partial f}{\partial x} dx,$$

Таким образом, полученный дискретный аналог будет иметь вид (3.2.3).

Для определения $f_{i+1/2}^n, f_{i-1/2}^n$ через значения переменных в узлах сетки вводятся следующие допущения [7]:

- 1) Водонасыщенность S постоянная внутри каждого элемента и имеет значение, соответствующее конкретному узлу, который лежит внутри данного элемента;
- 2) Функция $f(S)$ принимает значение, которое имеет жидкость выше по течению со стороны элемента.

$$S_i^{n+1} = S_i^n - \frac{w\Delta t}{m\Delta x} (f_{i+1/2}^n - f_{i-1/2}^n), \quad (3.2.3)$$

Источник [6, с. 130].

Данный метод нахождения $f_{i+1/2}^n, f_{i-1/2}^n$ называется схемой, ориентированной "против потока" и в зависимости от скорости фильтрации могут иметь вид:

$$\begin{aligned} f_{i-1/2} &= f_{i-1} & w > 0, \\ f_{i+1/2} &= f_i \\ f_{i-1/2} &= f_i & w < 0, \\ f_{i+1/2} &= f_{i+1} \end{aligned} \quad (3.2.4)$$

Источник [7, с. 130].

С учетом условия $w > 0$ (3.2.4), уравнение (3.2.3) будет иметь вид:

$$S_i^{n+1} = S_i^n - \frac{w\Delta t}{m\Delta x} (f_i^n - f_{i-1}^n), \quad (3.2.5)$$

Источник [7, с. 131].

Для определения сходимости схемы, обезразмерим полученное уравнение

$$S_i^{n+1} = S_i^n + \frac{\Delta\tau}{\Delta\xi} (f_{i-1}^n - f_i^n), \tau = \frac{wt}{mL}, \xi = \frac{x}{L}, \quad (3.2.6)$$

где τ – безразмерное время;

ξ – безразмерная координата;

L – общая длина участка.

Источник [7, с. 131].

Для исследования аппроксимации дифференциального оператора разложим функции S по τ , f по ξ в ряд Тейлора:

$$S_i^{n+1} = S_i^n + \Delta\tau \left(\frac{\partial S}{\partial \tau} \right)_i^n + \frac{\Delta\tau^2}{2} \left(\frac{\partial^2 S}{\partial \tau^2} \right)_i^n + O(\Delta\tau)^3, \quad (3.2.7)$$

$$f_i^{n+1} = f_i^n - \Delta\xi \left(\frac{\partial f}{\partial \xi} \right)_i^n + \frac{\Delta\xi^2}{2} \left(\frac{\partial^2 f}{\partial \xi^2} \right)_i^n + O(\Delta\xi)^3, \quad (3.2.8)$$

Источник [7, с. 131].

Отсюда получим:

$$\frac{S_i^{n+1} - S_i^n}{\Delta\tau} - \frac{\partial S}{\partial \tau} = \frac{\Delta\tau}{2} \left(\frac{\partial^2 S}{\partial \tau^2} \right)_i^n + O(\Delta\tau)^2, \quad (3.2.9)$$

$$\frac{f_i^{n+1} - f_i^n}{\Delta\xi} + \frac{\partial f}{\partial \xi} = \frac{\Delta\xi}{2} \left(\frac{\partial^2 f}{\partial \xi^2} \right)_i^n + O(\Delta\xi)^2, \quad (3.2.10)$$

Тогда аппроксимационная ошибка будет иметь вид:

$$\frac{\partial S}{\partial \tau} + \frac{\partial f}{\partial \xi} = \frac{\Delta\xi}{2} \frac{\partial}{\partial \xi} \left[\left(1 + \frac{\Delta\tau}{\Delta\xi} f' \right) \frac{\partial f}{\partial \xi} \right], \quad (3.2.11)$$

Источник [7, с. 131].

Для нахождения устойчивости разностной схемы необходимо выполнение условия максимума.

Условие устойчивости (3.2.6) имеет следующий:

$$\Delta\tau \leq \frac{\Delta\xi}{\max_{S_i} f'}, \quad (3.2.11)$$

Источник [7, с. 132].

Используя формулу конечных приращений из уравнения (3.2.6) получаем:

$$\left[\begin{array}{l} \frac{f(S_{i-1}^n) - f(S_i^n)}{S_{i-1}^n - S_i^n} = f'(\tilde{S}), \\ S_i^{n+1} = \frac{\Delta\tau}{\Delta\xi} f'(\tilde{S}) S_{i-1}^n + S_i^n \left[1 - \frac{\Delta\tau}{\Delta\xi} f'(\tilde{S}) \right], \end{array} \right. \quad (3.2.12)$$

Источник [6, с. 132].

При $\Delta\tau \leq \Delta\xi / \max_{S_i} f''(\tilde{S})$ справедлива оценка [6]:

$$S_i^{n+1} \leq \frac{\Delta\tau}{\Delta\xi} f'(\tilde{S}) \max_i S_{i-1}^n + \left[1 - \frac{\Delta\tau}{\Delta\xi} f'(\tilde{S}) \right] \max_i S_i^n \leq \max_i S_i^n, \quad (3.2.13)$$

Источник [7, с. 132].

Неравенство (3.2.13) справедливо для всех i $\|S^{n+1}\| \leq \|S^n\| \leq \dots \leq \|S^0\|$ и схема является устойчивой [6].

Для дискретизации второго уравнения системы (3.1.1) также воспользуемся методом Эйлера, а также допустим, что концентрация изменяется по линейному закону:

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \frac{m_i^{n+1} - m_i^n}{\Delta t}, c_i^{n+1} = S_i^{n+1} c_i^n, \quad (3.2.14)$$

Таким образом, полученный дискретный аналог решения задачи о вытеснении двух несмешивающихся флюидов с учетом процессов кольматации и суффозии имеет следующий вид:

$$\begin{aligned}
 S_i^{n+1} &= S_i^n - \frac{w\Delta t}{m_i^n \Delta x} (f_i^n - f_{i-1}^n), \\
 c_i^{n+1} &= S_i^{n+1} c_i^n, \\
 m_i^{n+1} &= \\
 &= \begin{cases} m_i^n - (\gamma_2(m_i^n - m_{\text{CT}})(c_i^n - c_*) + \gamma_1(m_0 - m_i^n)(|\text{grad } P| - G) - \gamma_2 c_i^n m_i^n) \Delta t \\ m_i^n - (\gamma_2 c_i^n m_i^n - \gamma_1(m_i^n - m_{\text{CT}})(c_i^n - c_*)) \Delta t \\ m_i^n - \gamma_2 c_i^n m_i^n \Delta t. \end{cases}
 \end{aligned} \tag{3.2.15}$$

3.3. Анализ полученных результатов

График распределения фронта насыщенности с учетом процессов вымывания частиц в различные моменты времени представлены на рис. 3.3.1.

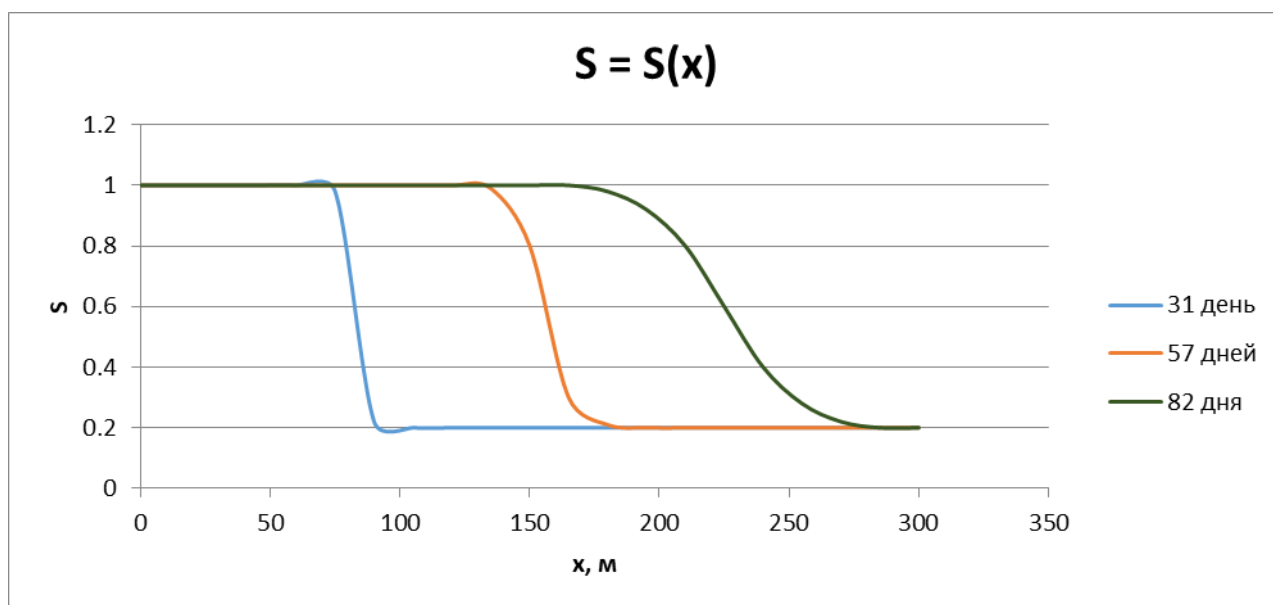


Рис. 3.3.1. Распределение фронта насыщенности в различные периоды времени.

Из графика видно, что профиль вытеснения с течением времени продвигается вдоль пласта, при этом скорость продвижения фронта составляет 300 метров за 82 дня. Форма профиля, с течением времени, "размывается" и стремится к линейной монотонной зависимости. Поведение изменения фронта можно объяснить численной диффузией, ростом числа математических операций, даже при соблюдении условия устойчивости решения. С физической точки зрения, отклонение формы профиля от теоретических значений объясняются различием в подвижностях фаз.

Зависимость пористости от времени представлена на рис. 3.3.2. Из графика видно, что с ростом концентрации растворенного вещества с процессом адсорбции, с течением времени, начинает конкурировать процесс суффозии рассматриваемого вещества, то есть происходит процесс смыва, осевших на пористый скелет, частиц.

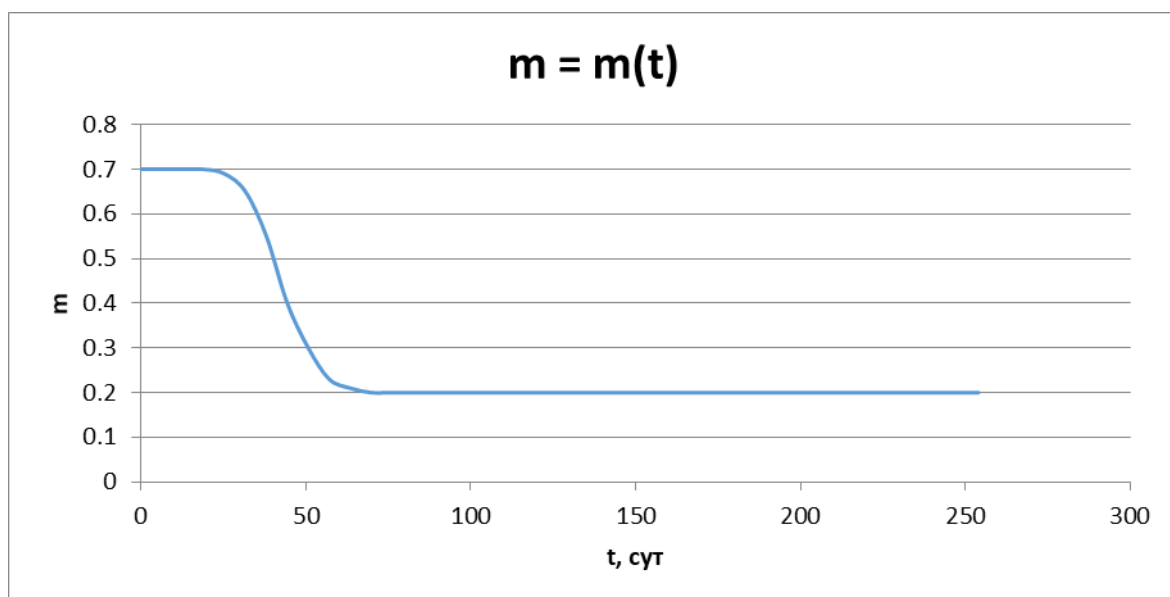


Рис. 3.3.2. Изменение значения пористости.

В теории, в определенный момент времени оба противоположных процесса приводят к уравниванию скоростей абсорбции и суффозии данного вещества. Таким образом, кривая изменения пористости должна выйти на стационарный участок, при постоянном градиенте давления. В силу ограниченности вычислительного времени, данный участок кривой не моделировался.

Полученные данные не противоречат результатам предсказанным теорией и ряду экспериментальных данных, приведенных в работе Леонтьева [6].

Движение фронта вымывания твердых частиц суспензии в различные моменты времени приведено на рис. 3.3.3. Из графика видно, что фронт вымывания частиц суспензии с течением времени стремится к линейно монотонной зависимости.

С течением времени профиль вымывания движется вдоль пласта, при этом скорость данного профиля составляет 300 метров за 82 дня.

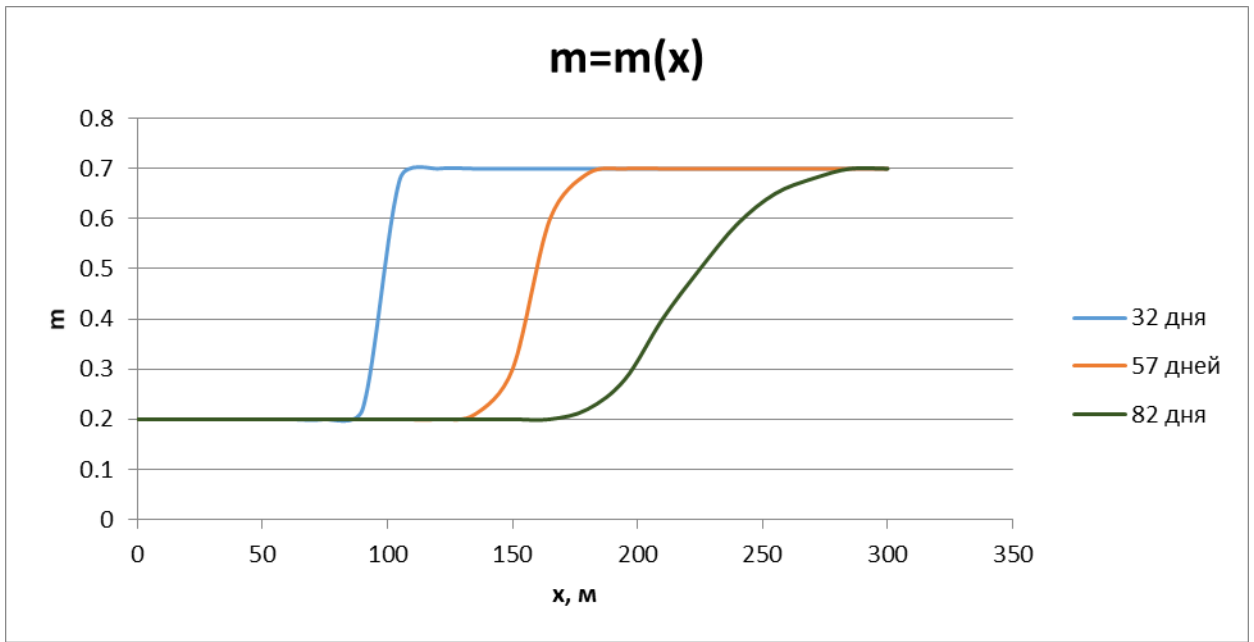


Рис. 3.3.3. Распределение фронта вымывания частиц в различные периоды времени.

4. Моделирование оптимальных технологических параметров водогазового воздействия

Вытеснение нефти газом способствует снижению капиллярных сил, удерживая гангли остаточной нефти. Однако, применение только газа способствует резкому увеличению подвижности вытесняющей фазы за счет вязкости газа, тем самым возникает неустойчивый режим вытеснения и приводит к потере контроля за процессом. При совместном использовании воды и газа подвижности фаз уменьшаются, позволяя контролировать устойчивость фронта вытеснения. Такой контроль достигается за счет изменения соотношения воды и газа. Для построения фазовых проницаемостей системы нефть-газ-вода в основном используются модели Стоуна [2, 3]. Данная модель основана на том, что в каждом поровом канале в данное время могут существовать только две подвижные фазы. На рис. 4.1 представлен вид фазовых проницаемостей

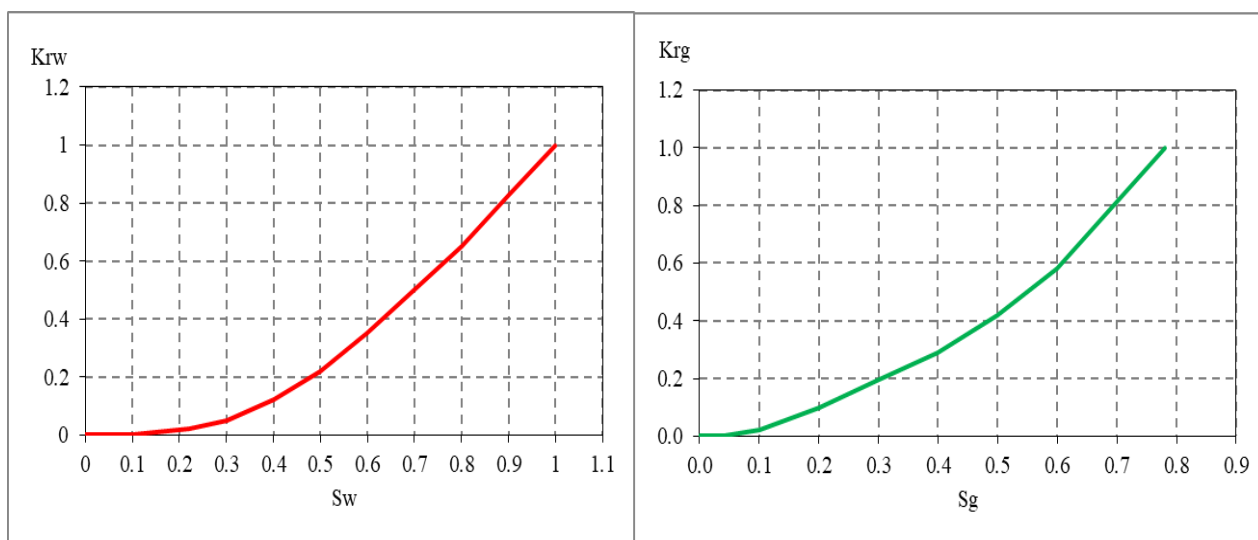


Рис. 4.1. Фазовые проницаемости воды и газа в гидрофильной пористой среде.

Вода в контакте с газом и нефтью в гидрофильной пористой среде является смачивающей фазой, газ в взаимодействии с водой и нефтью является несмачивающей фазой.

5. Результаты моделирования простой модели пласта

Математическое моделирование процесса исследуется с помощью гидросимулятора Eclipse. Исследования проводились на модели, состоящей из 50x50x2 ячеек с параметрами, приведенные в таблице 5.1. При моделировании использовалась полностью неявная схема. Рассматривалась рядная система разработки.

Таблица 5.1. Характеристики модели

Параметр	Значения
Длина пласта	500 м
Ширина пласта	500 м
Мощность пласта	22 м
Коэффициент пористости породы	0,12
Абсолютная проницаемость пласта по оси X	48 мД
Абсолютная проницаемость пласта по оси Y	24 мД
Начальное пластовое давление	400 бар
Вязкость нефти	5 сП
Вязкость воды	1 сП
Вязкость газа	0,024 сП
Плотность нефти в поверхностных условиях	794,389 кг/м ³
Плотность воды в поверхностных условиях	1000 кг/м ³
Плотность газа в поверхностных условиях	1,1242 кг/м ³
Давление на добывающей скважине	183 бар
Расход на нагнетательной скважине	20 м ³ /сут

В качестве данных для относительных фазовых проницаемостей использовались кривые, представленные на рисунке 4.1. Фазовая проницаемость по нефти рассчитывается в Eclipse по методу Стоуна, с использованием данных по проницаемостям для процессов газ-нефть и вода-нефть, представленные на рис. 5.1.

Параметры газа, используемые при моделировании, были приняты равными показателям метана. При моделировании водогазового воздействия рассматривался несмешивающийся режим.

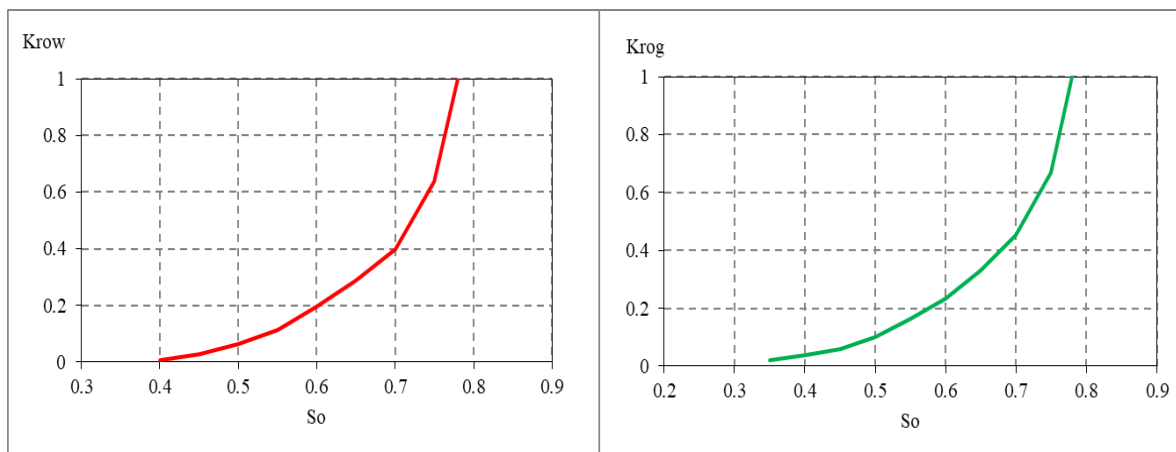


Рис. 5.1. Типовые фазовые проницаемости нефти при двухфазной фильтрации с водой (слева), газом (справа).

Расчеты проводились для семи значений объемных соотношений газ – вода, закачиваемых в пласт. Распределение насыщенностей на момент времени, соответствующему закачке 0,3 поровых объема для рядной системы в случае $K_x > K_y$ анизотропии пласта для 60%, 90% и 75% содержания газа, приведены на рис. 5.2.

Распределение насыщенностей на момент времени, соответствующий закачке 0,3 поровых объема для рядной системы в случае $K_x > K_y$ анизотропии пласта для 50%, 10% и 100% содержания газа, приведено на рис. 5.3.

Распределение насыщенностей на момент времени, соответствующему закачке 0,3 поровых объема для рядной системы в случае $K_x > K_y$ анизотропии пласта для воды, приведено на рис. 5.4.

Из рисунка видно, что вытеснение нефти происходит в виде двух выраженных фронтов, газ, которому соответствует желтый цвет насыщенности и вода – синий цвет.

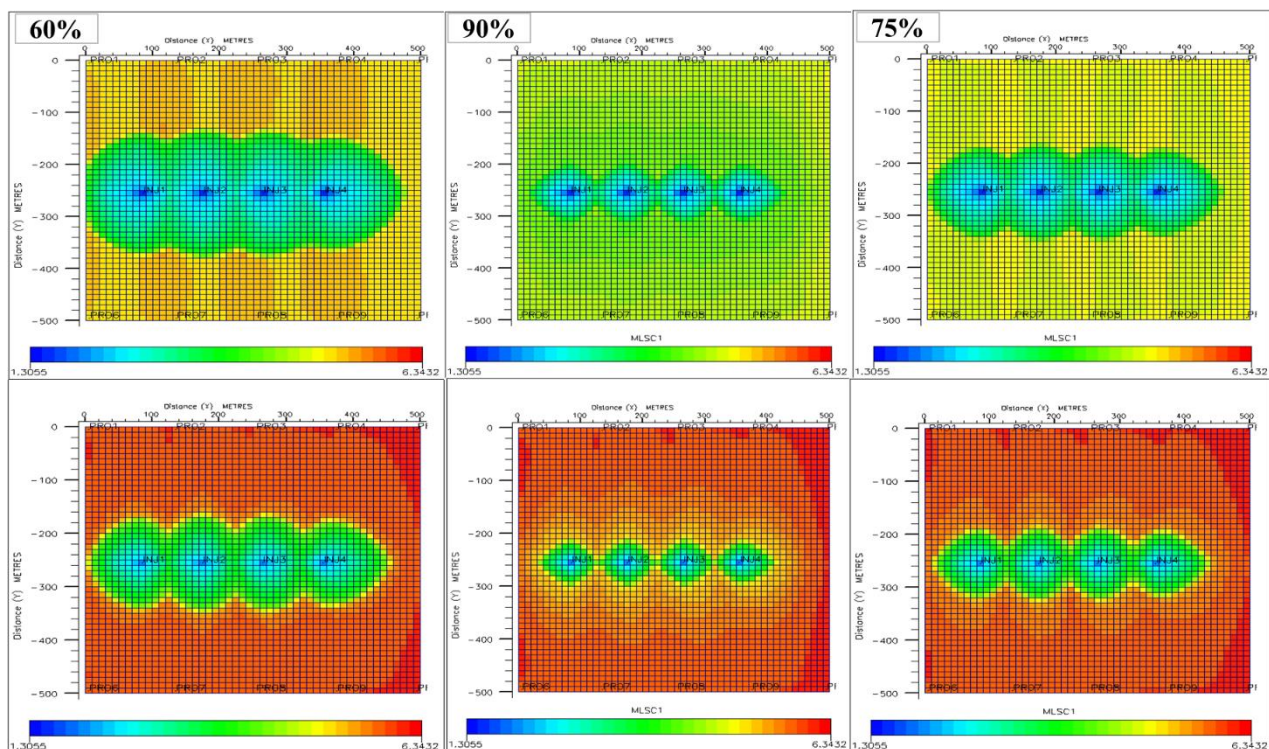


Рис. 5.2. Распределение нефтенасыщенности для значений соотношения закачиваемых газа и воды слева направо 60%, 90%, 75%; верхний ряд – вид сверху, нижний ряд – снизу.

Наиболее эффективным является режим, в котором оба фронта близки к друг другу или совпадают. Как видно из рис. 5.3. соотношение газа и воды, равное 0,1, является наиболее эффективным.

По полученным результатам моделирования, были выведены зависимости коэффициента извлечения нефти (КИН) от порового объема закачки.

Значения объема закачки ограничены 1,5 поровыми объемами. Результаты зависимости коэффициента извлечения нефти от порового объема для семи объемных соотношений газ-вода, представлены на рис. 5.5.

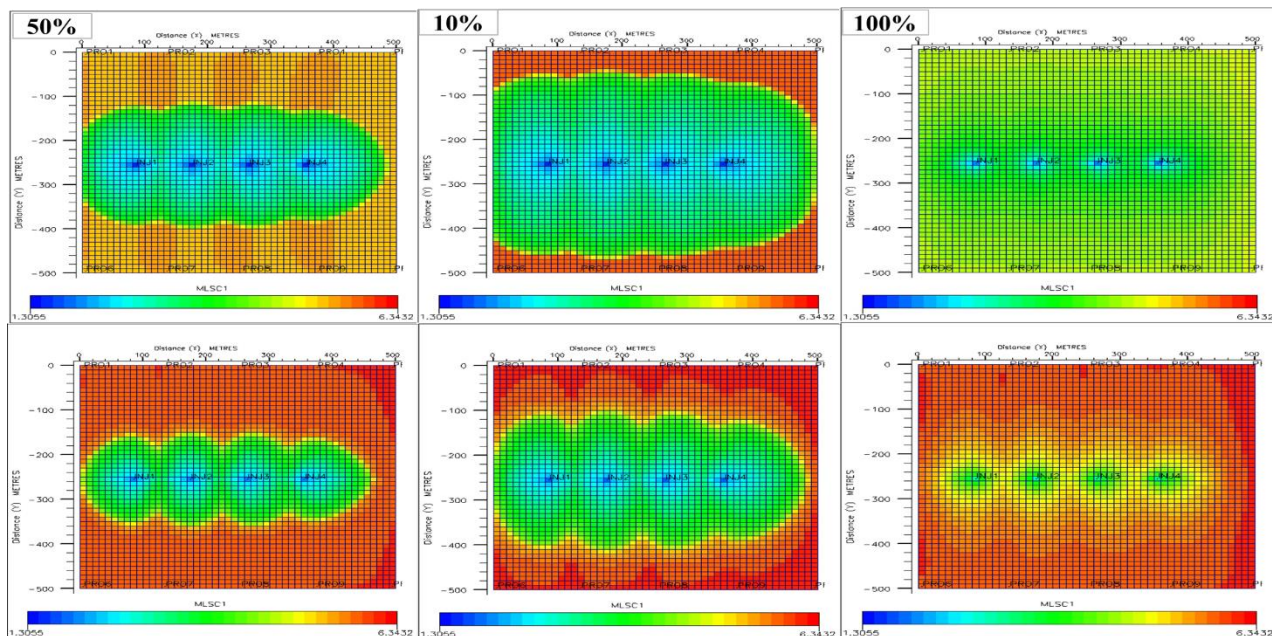


Рис. 5.3. Распределение нефтенасыщенности для значений соотношения закачиваемых газа и воды слева направо 50%, 10%, 100%; верхний ряд – вид сверху, нижний ряд – снизу.

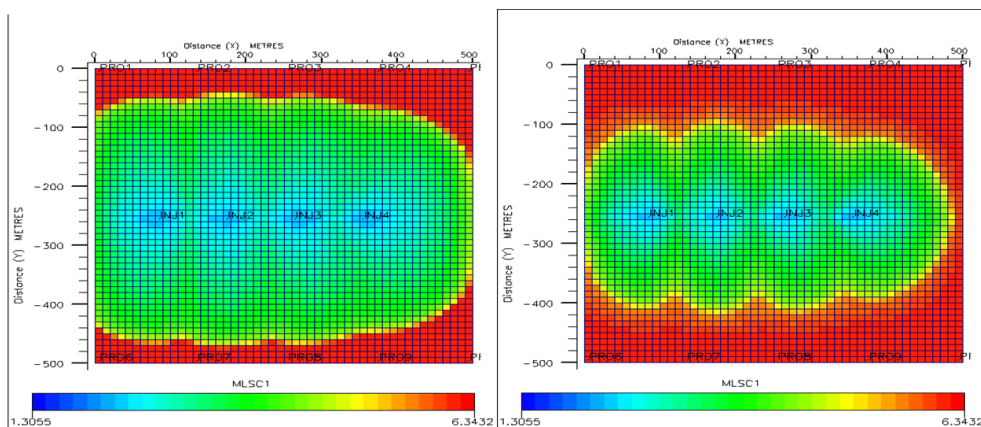


Рис. 5.4. Распределение нефтенасыщенности вид сверху (слева) и снизу (справа) для значений закачивания воды 100%.

Из рис. 5.5. видно, что в случае закачки только газа прорыв вытесняющего реагента к добывающим скважинам осуществляется быстрее всего.

Так же при закачке только воды ее прорыв к добывающей скважине происходит значительно позже, чем по газу, но быстрее, чем для эффективного соотношения воды и газа. Из пяти приведенных вариантов на рисунке 5.5. водогазового воздействия, которые соответствуют различному соотношению объемов закачки воды и газа, наибольшую эффективность показывает 10% содержание газа.

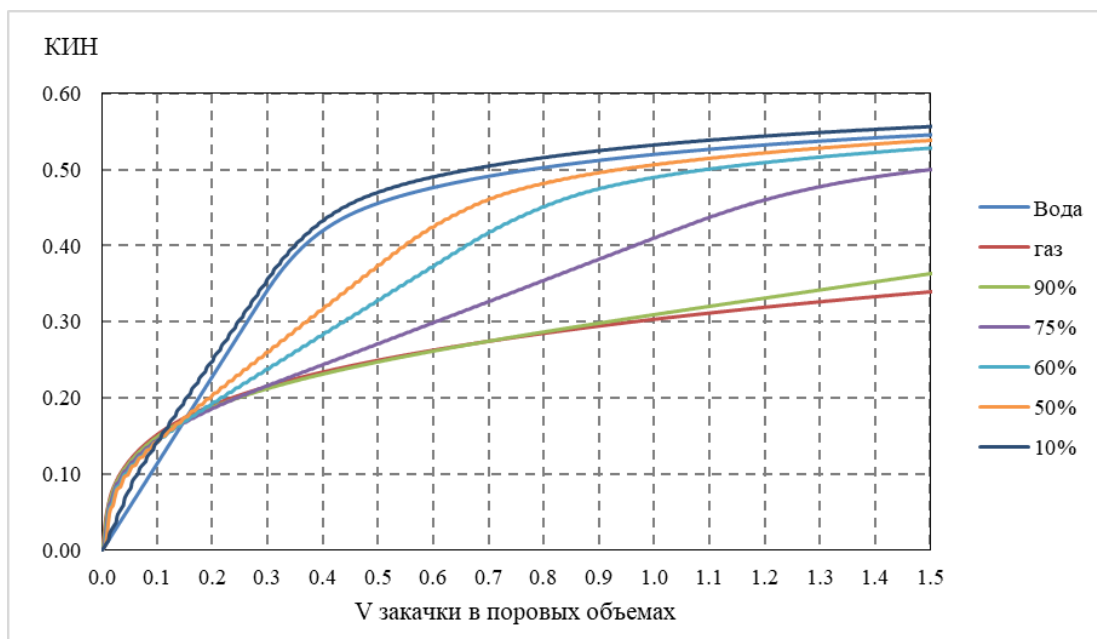


Рис. 5.5. Зависимость коэффициента извлечения нефти от объема закачки реагентов, выраженного в поровых объемах.

Для анализа эффективности водогазового воздействия при $K_y > K_x$ анизотропии рассматривалась следующая модель. Геометрия пласта выбрана аналогичной предыдущей, так же разбита на два пропластка, но абсолютная проницаемость по X была меньше проницаемости по оси Y в два раза. Остальные параметры приведены в таблице 5.1.

Расчеты также проводились для семи значений объемных соотношений системы газ – вода. Распределение насыщенностей на момент времени, соответствующий закачке 0,3 поровых объема для рядной системы в случае $K_y > K_x$ анизотропии пласта для 60%, 90% и 75% содержания газа, приведены на рис. 5.6.

Распределение насыщенностей на момент времени, соответствующий закачке 0,3 поровых объема для рядной системы в случае $K_y > K_x$ анизотропии пласта для 50%, 10% и 100% содержания газа, приведены на рис. 5.7.

Распределение насыщенностей на момент времени, соответствующему закачке 0,3 поровых объема для рядной системы в случае $K_y > K_x$ анизотропии пласта для воды, приведено на рис. 5.8.

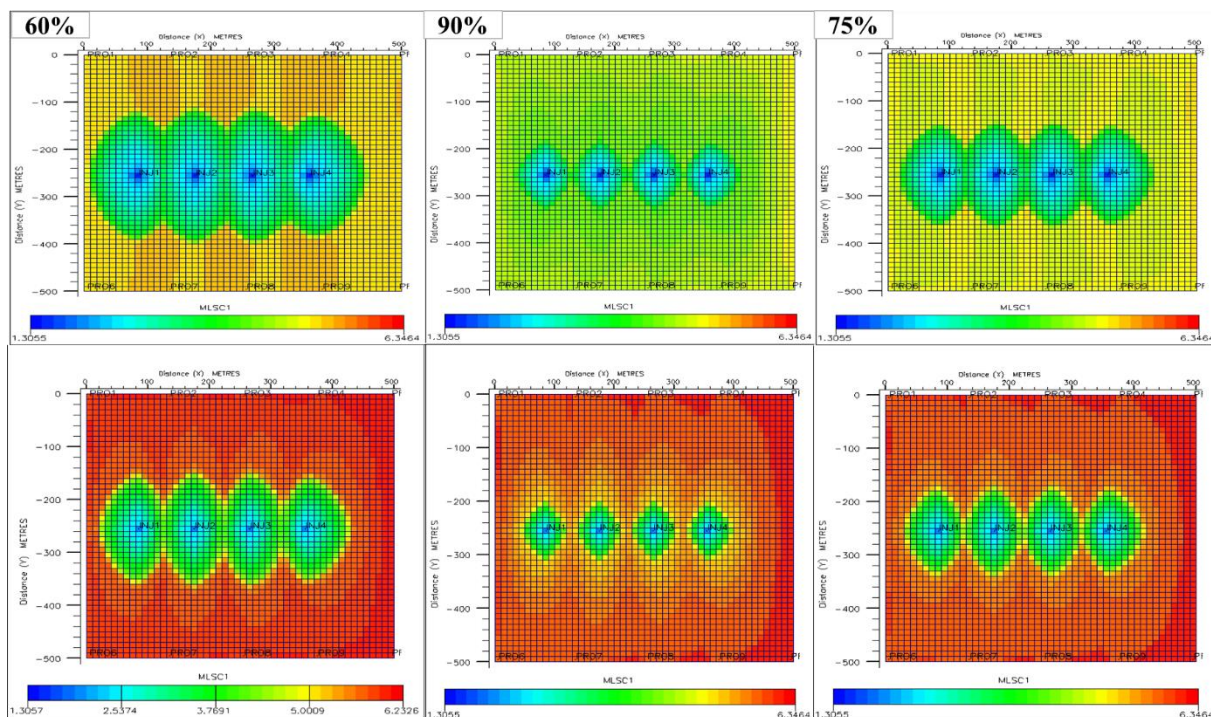


Рис. 5.6. Распределение нефтенасыщенности для значений соотношения закачиваемых газа и воды слева направо 60%, 90%, 75%; верхний ряд – вид сверху, нижний ряд – снизу.

Результаты зависимости коэффициента извлечения нефти от порового объема для семи объемных соотношений газ-вода при вертикальной анизотропии, представлены на рис. 5.9.

Как и в случае с $K_x > K_y$ анизотропией газ прорывается к добывающим скважинам быстрее, чем вода.

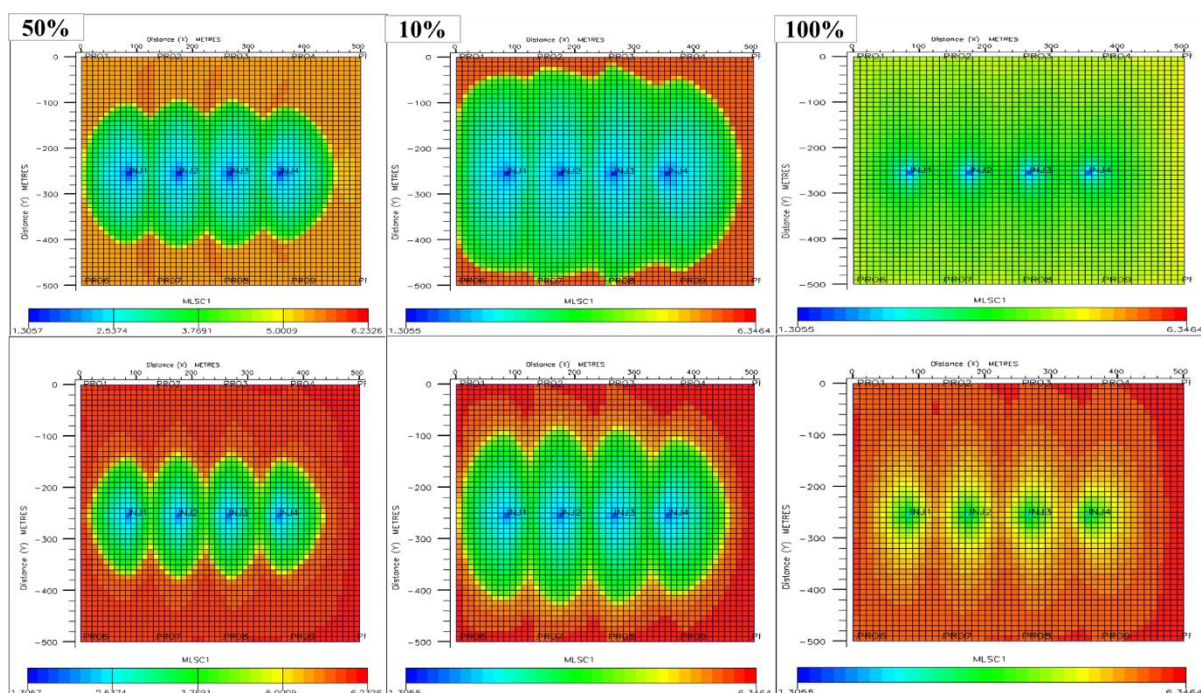


Рис. 5.7. Распределение нефтенасыщенности для значений соотношения закачиваемых газа и воды слева направо 50%, 10%, 100%; верхний ряд – вид сверху, нижний ряд – снизу.

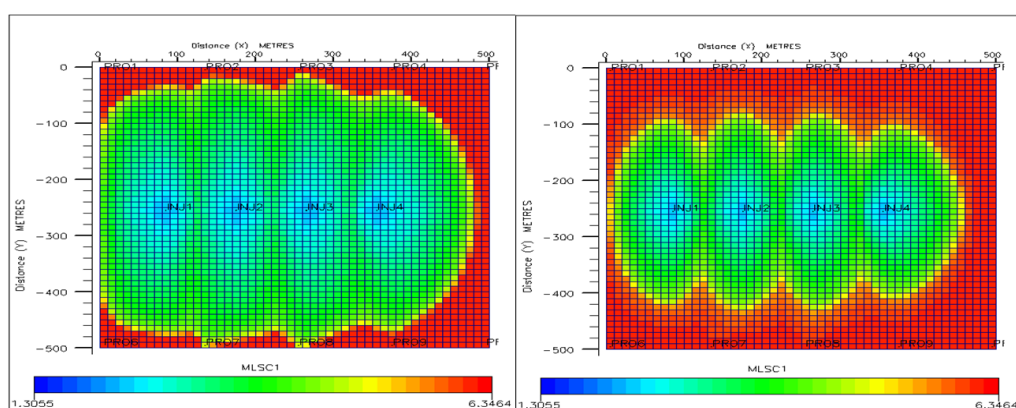


Рис. 5.8. Распределение нефтенасыщенности вид сверху (слева) и снизу (справа) для значения закачки воды при $K_y > K_x$ анизотропии.

Значения объема закачки ограничены 1,5 поровыми объемами.

Из пяти приведенных на рис. 5.9 вариантов водогазового воздействия, соответствующих различному объемному соотношению закачки воды и газа, наибольшую эффективность показывает, как и в случае с $K_x > K_y$ анизотропией, 10% содержание газа.

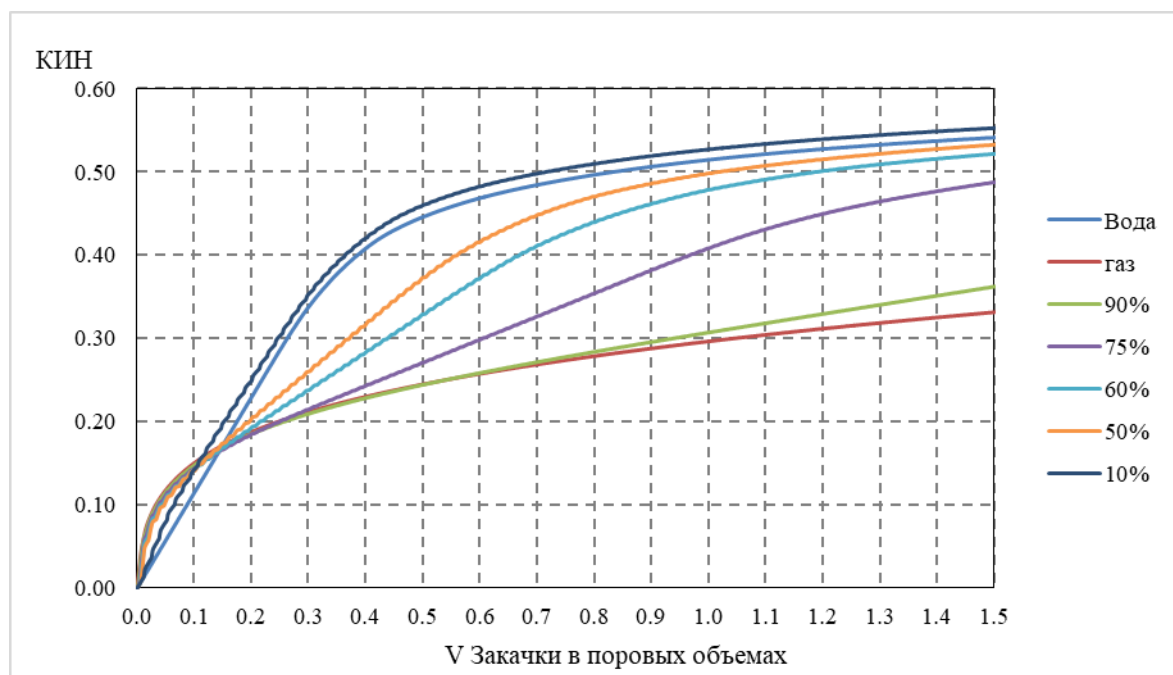


Рис. 5.9. Зависимость коэффициента извлечения нефти от объема закачки реагентов, выраженного в поровых объемах при $K_y > K_x$ анизотропии.

Сравнение двух вариантов при соотношении воды и газа 10% представлено на рис. 5.10.

Из рисунка видно, что в случаях $K_x > K_y$ и $K_y > K_x$ анизотропии наблюдается незначительная разница коэффициентов извлечения нефти.

Таким образом, вне зависимости от размещения рядной системы разработки коэффициент извлечения нефти будет меняться с незначительной разницей в 0,01 или вовсе меняться не будет.

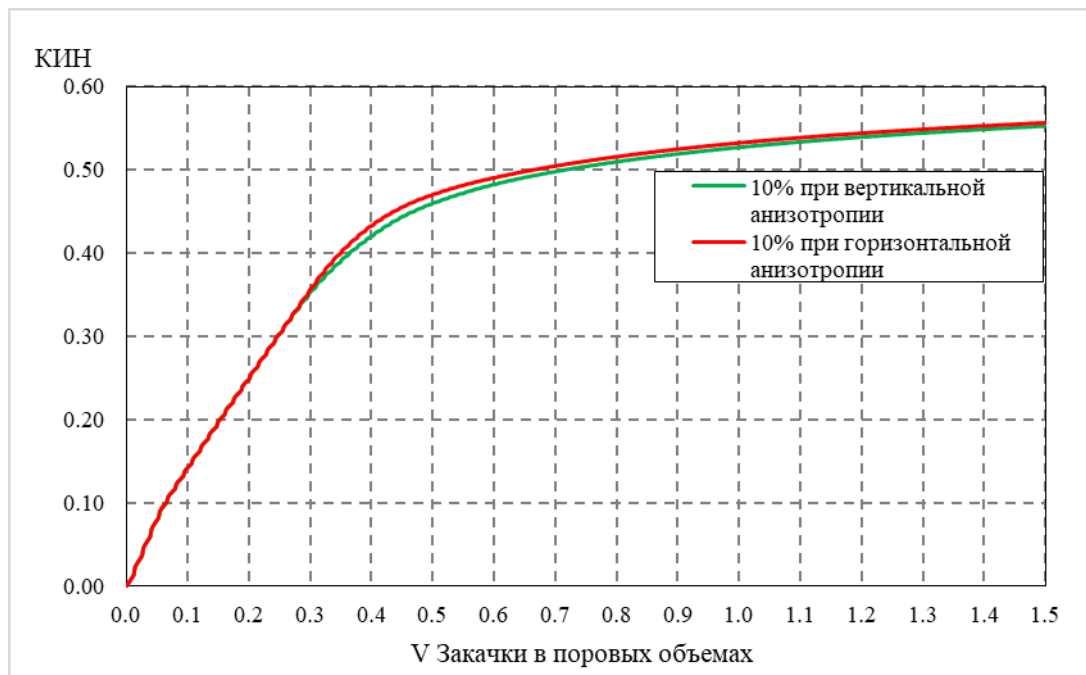


Рис. 5.10. Сравнение КИН при $K_x > K_y$ и $K_y > K_x$ анизотропии.

Для анализа эффективности водогазового воздействия при $K_x > K_y$ анизотропии для площадной (пятиточечной) системы разработки рассматривалась следующая модель. Основные параметры модели приведены в таблице 5.1.

Расчеты проводились для шести значений объемных соотношений системы газ – вода. Распределение насыщенностей на момент времени, соответствующий закачке 0,1 поровых объема для площадной системы в случае $K_x > K_y$ анизотропии пласта для 0%, 50% и 60% содержания газа, приведены на рис. 5.11.

Распределение насыщенностей на момент времени, соответствующий закачке 0,1 поровых объема для $K_x > K_y$ анизотропии пласта для 50%, 10% и 100% содержания газа, приведены на рис. 5.12.

Из рисунков видно, что вытеснение нефти происходит также в виде двух выраженных фронтов, газ (желтый цвет насыщенности) и вода (синий цвет насыщенности).

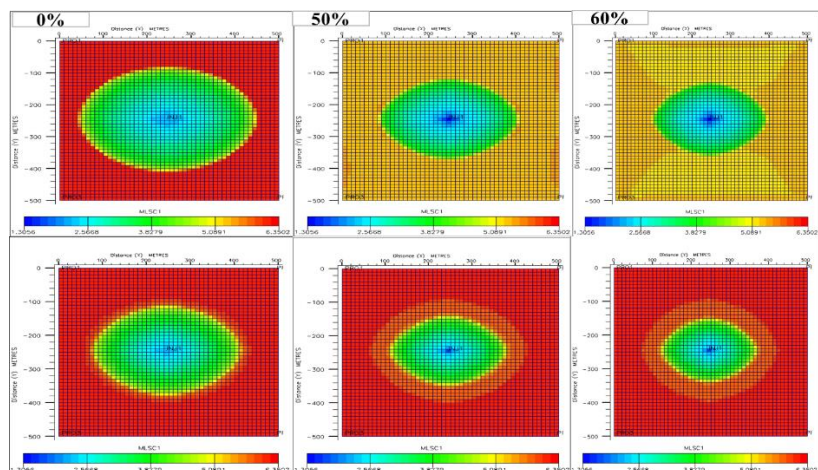


Рис. 5.11. Распределение нефтенасыщенности для значений соотношения закачиваемых газа и воды слева направо 0%, 50%, 60%; верхний ряд – вид сверху, нижний ряд – снизу.

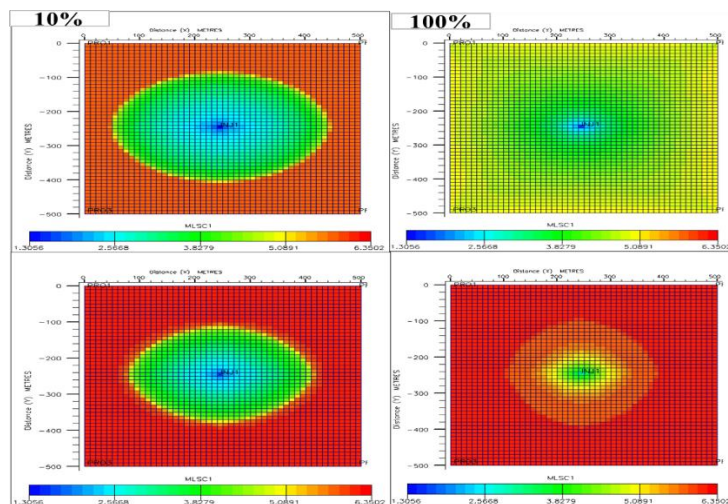


Рис. 5.12. Распределение нефтенасыщенности для значений соотношения закачиваемых газа и воды слева направо 10%, 100%; верхний ряд – вид сверху, нижний ряд – снизу.

Значения объема закачки ограничены 0,3 поровыми объемами. Результаты зависимости коэффициента извлечения нефти от порового объема для шести объемных соотношений газ-вода, представлены на рис. 5.13.

Из четырех приведенных на рис. 5.13. вариантов водогазового воздействия, которые соответствуют различному соотношению объемов

закачки воды и газа, наибольшую эффективность показывает 10% содержание газа.

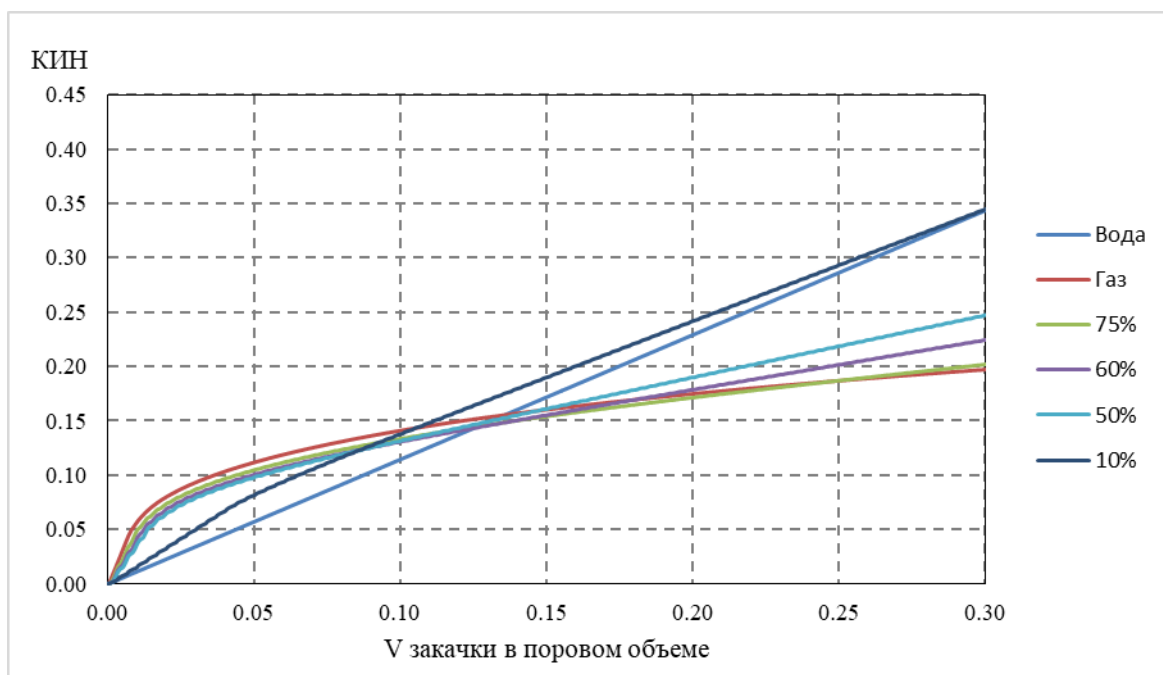


Рис. 5.13. Зависимость коэффициента извлечения нефти от объема закачки реагентов, выраженного в поровых объемах с пятиточечной системой разработки при горизонтальной анизотропии.

Для анализа эффективности водогазового воздействия при вертикальной анизотропии для площадной (пятиточечной) системы разработки рассматривалась следующая модель. Основные параметры модели приведены в таблице 5.1.

Расчеты проводились для шести значений объемных соотношений системы газ – вода. Распределение насыщенностей на момент времени, соответствующему закачке 0,1 поровых объема для площадной системы в случае $K_y > K_x$ анизотропии пласта для 0%, 10% и 50% содержания газа, приведены на рис. 5.14.

Распределение насыщенностей на момент времени, соответствующий закачке 0,1 поровых объема для $K_y > K_x$ анизотропии пласта для 50%, 60% и 100% содержания газа, приведено на рис. 5.15.

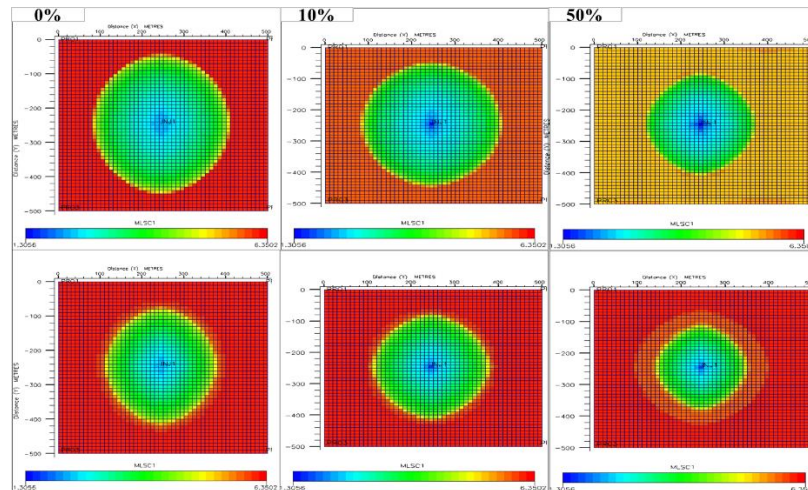


Рис. 5.14. Распределение нефтенасыщенности для значений соотношения закачиваемых газа и воды слева направо 0%, 10%, 50%; верхний ряд – вид сверху, нижний ряд – снизу.

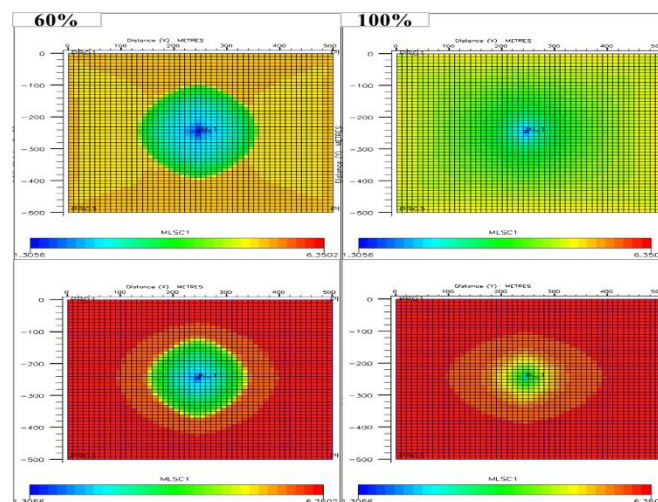


Рис. 5.15. Распределение нефтенасыщенности для значений соотношения закачиваемых газа и воды слева направо 60%, 100%; верхний ряд – вид сверху, нижний ряд – снизу.

Значения объема закачки ограничены 0,3 поровыми объемами. Зависимости коэффициента извлечения нефти от порового объема для шести объемных соотношений газ-вода, представлены на рис. 5.16.

Из четырех приведенных на рис. 5.16. вариантов водогазового воздействия, которые соответствуют различному соотношению объемов

закачки воды и газа, наибольшую эффективность показывает 10% содержание газа, как и в случае с $K_x > K_y$ анизотропии.

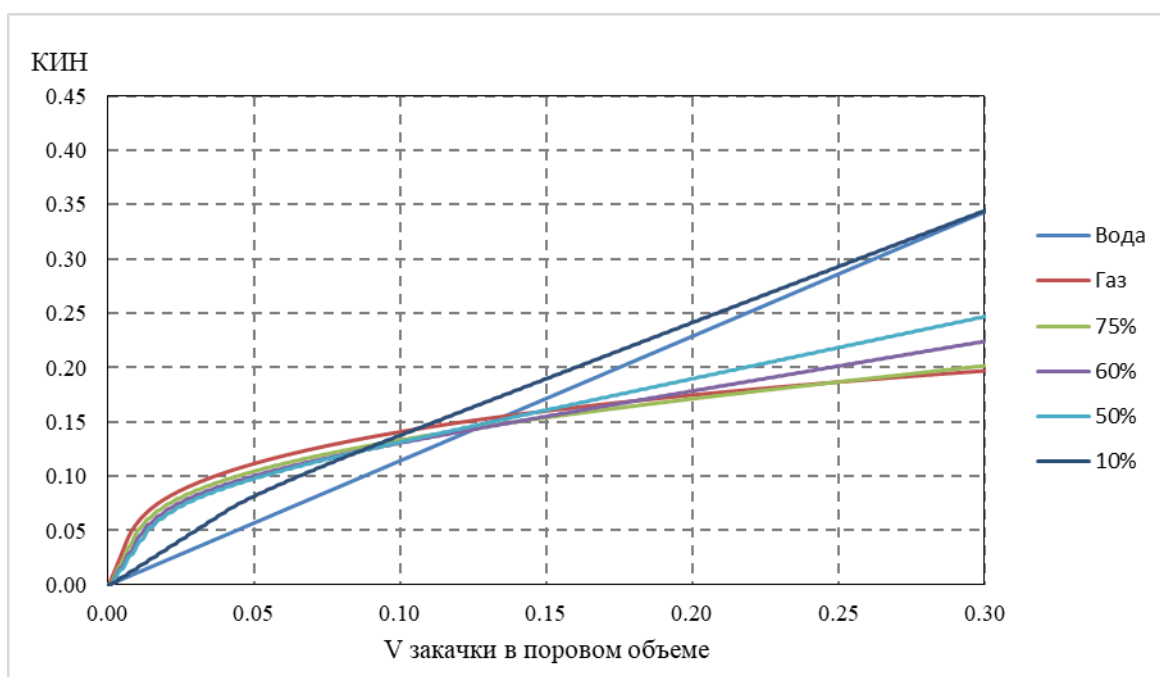


Рис. 5.16. Зависимость коэффициента извлечения нефти от объема закачки реагентов, выраженного в поровых объемах с пятиточечной системой разработки при $K_y > K_x$ анизотропии.

Сравнение двух вариантов при соотношении воды и газа 10% представлено на рис. 5.17.

Из графика видно, что вне зависимости от $K_x > K_y$ или $K_y > K_x$ анизотропии коэффициенты извлечения нефти не отличаются друг от друга.

Рассмотрим случай, когда добывающие скважины размещены в виде ромба. Основные свойства модели остаются неизменными. Распределение насыщенностей на момент времени, соответствующий закачке 0,1 поровых объема для горизонтальной анизотропии пласта для 0%, 10% и 50% содержания газа, приведены на рис. 5.18.

Распределение насыщенностей на момент времени, соответствующий закачке 0,1 поровых объема для горизонтальной анизотропии пласта для 60% и 100% содержания газа, приведено на рис. 5.19.

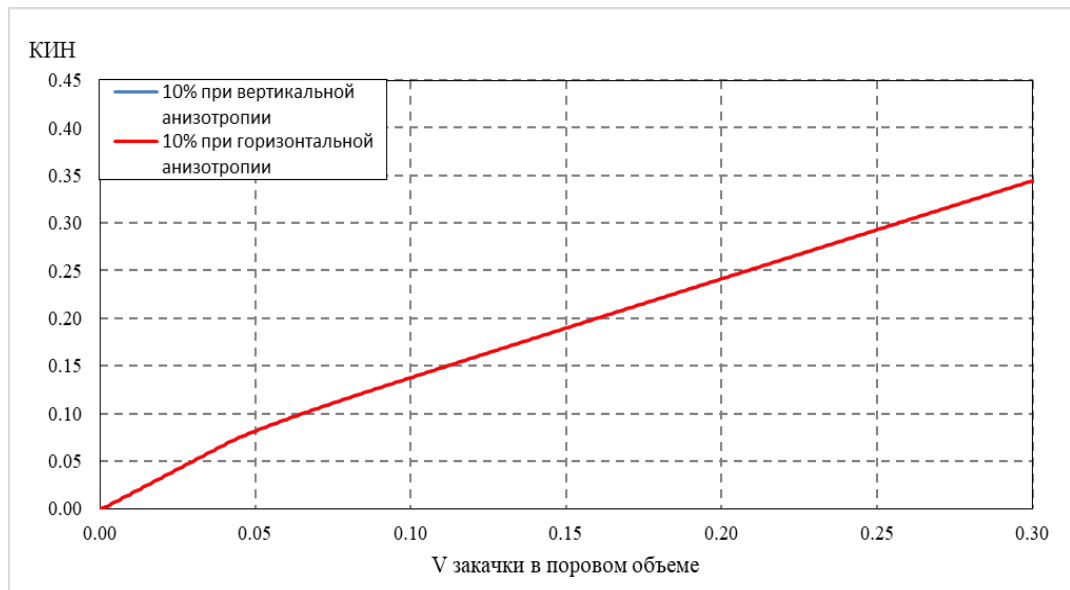


Рис. 5.17. Сравнение КИН при $K_x > K_y$ и $K_y > K_x$ анизотропии в случае пятиточечной системы разработки.

Значения объема закачки также ограничены 0,3 поровыми объемами. Зависимости коэффициента извлечения нефти от порового объема для шести объемных соотношений газ-вода, представлена на рис. 5.20.

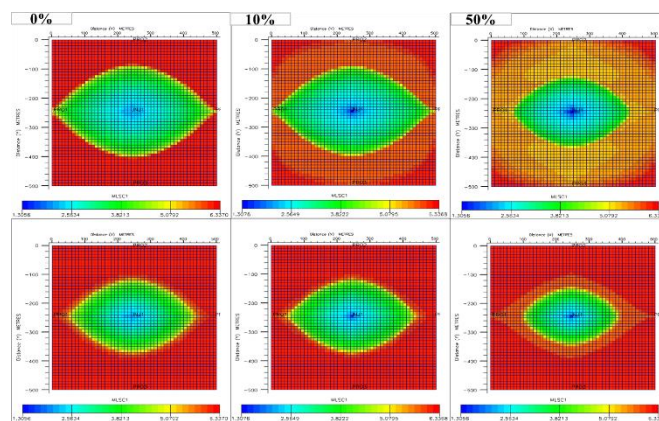


Рис. 5.18. Распределение нефтенасыщенности для значений соотношения закачиваемых газа и воды слева направо 0%, 10%, 50%; верхний ряд – вид сверху, нижний ряд – снизу.

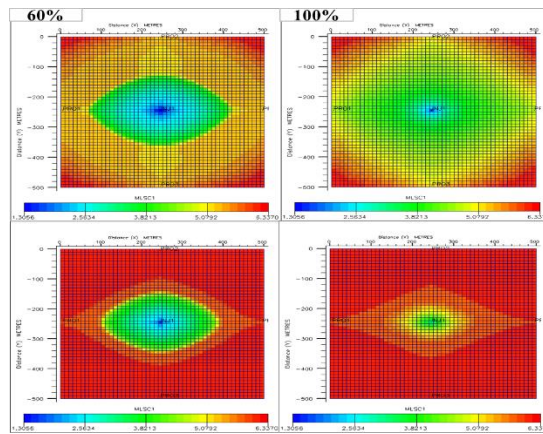


Рисунок 5.19. Распределение нефтенасыщенности для значений соотношения закачиваемых газа и воды слева направо 60%, 100%; верхний ряд – вид сверху, нижний ряд – снизу.

Из четырех приведенных на рис. 5.20 вариантов водогазового воздействия, которые соответствуют различному соотношению объемов закачки воды и газа, наибольшую эффективность показывает 0% содержание газа, однако при этом КИН значительно ниже двух предыдущих вариантов с пятиточечной компоновкой скважин.

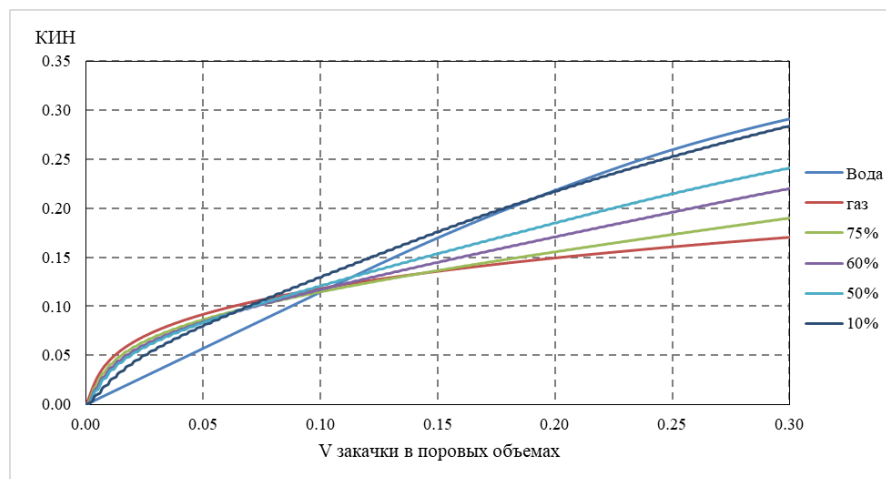


Рисунок 5.20. Зависимость коэффициента извлечения нефти от объема закачки реагентов, выраженного в поровых объемах с пятиточечной системой разработки при горизонтальной анизотропии.

Сравнение двух вариантов при соотношениях закачиваемого газа и воды 10% представлен на рис. 5.21.

Из рисунка видно, что в случае квадратного размещения скважин коэффициент извлечения нефти значительно выше, чем у варианта с размещением скважин в виде ромба

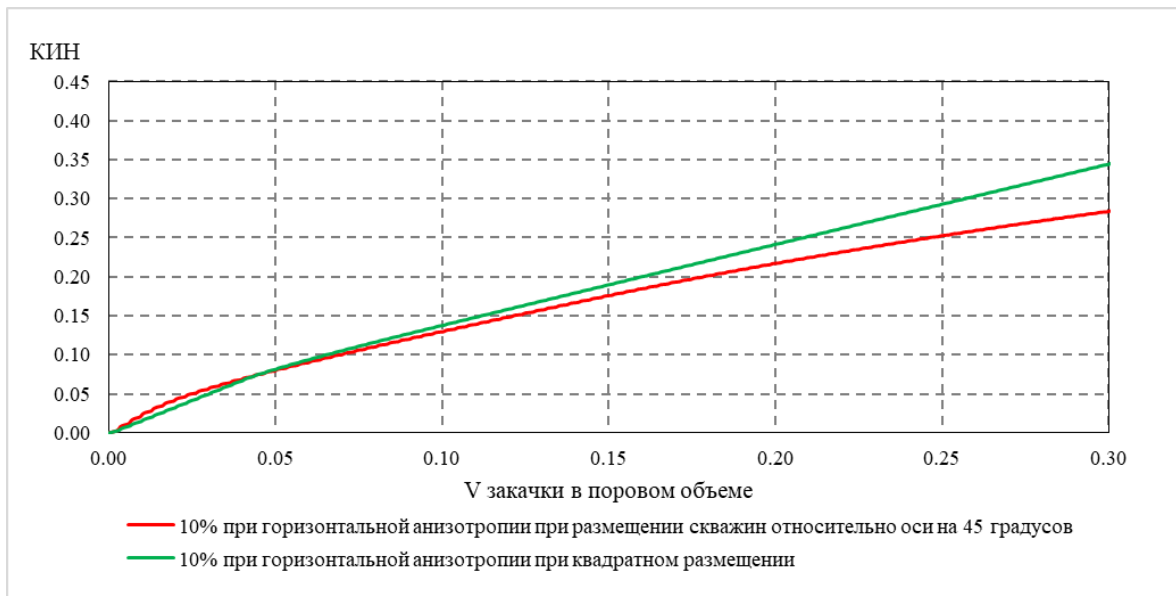


Рисунок 5.21. Сравнение двух вариантов размещения скважин при площадной системе разработки

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы было выполнено две задачи. Рассмотрено поведение фронта вытеснения закачиваемого газа и воды на примере простой модели с рядной и площадной компоновкой скважин. Объемное соотношение фаз, которые вытесняют нефть, существенно влияют на механизм и эффективность данного процесса. Процесс водогазового воздействия наиболее эффективен в случаях, когда фронты насыщенности газа и воды совпадают. Также стоит отметить, что вне зависимости от расположения скважин для рядной системы коэффициент извлечения нефти изменяется не существенно. Сравнение двух вариантов латеральной анизотропии в случае рядной системы разработки показал, что лучше всего расставлять скважины вдоль распространения фронта. Также был проведен сравнительный анализ двух вариантов расположения скважин для площадной (пятиточечной) системы разработки месторождения.

Была рассмотрена задача о вытеснение двух несмешивающихся между собой фаз при кольматационных и суффозионных процессах и получены графики распространения фронта вытеснения. Так же были получены графики изменения пористости при процессах оседания и вымывания частиц.

Данные задачи были решены и в дальнейшем планируется рассмотрение поведения фронта насыщения при водогазовом воздействии на пласт с учетом кольматационных и суффозионных процессов.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Christensen J. R., Stenly E. H., Skauge A. Review of WAG Field Experience. SPE REE, 2001, v.4, #2.
2. Ulenberg K., Hoier L. Miscible Gas injection in Fractured Reservoir. SPE/DOE IOR Symposium, Tulsa, 2002, SPE paper 75136.
3. H. L. Stone «Probability Model for Estimating Three—phase Relative Permeability», J. Pet. Tech. 1970. – pp. 1–2, 14–18.
4. Berge L. I., Stonsen J. A., Crapez B., Quale E. A. SAWG Infectivity Behavior Based on Siri Field Data. SPE/DOE IOR Symposium, Tulsa, 2002, SPE paper 75126.
5. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. М.: «Недра», 1993, 416 с.: ил.
6. Леонтьев Н.Е. О структуре фронта пористости при движении суспензии в пористой среде. Вестник Московского университета. Серия 1, математика, механика, 2006 № 5.
7. Максимов М.М., Рыбицкая Л.П. Математическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений. М.: «Недра», 1976, 264 с.
8. Демахин С.А., Демахин А.Г. Селективные методы изоляции водопритока в нефтяные скважины. Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2003, 164 с.: ил.
9. Басниев К.С., Власов А.М., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидравлика. М.: «Недра», 1986, 303 с.
10. Захаров В.П., Исмагилов Т.А., Телин А.Г., Силин М.А. Нефтепромысловая химия регулирование фильтрационных потоков водоизолирующими технологиями при разработке нефтяных месторождений. Москва: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина 2010, 225 с.: ил.

11. Hornandez C., Alvarez C., Saman A., De-Jongh A., Audemard N. Monitoring WAG Pilot at VLEField, Maracaibo Lake by Perfluorocarbon and Fluorine Benzoic Acids Tracers. SPE/DOE IOR Symposium, Tulsa, 2002, SPE paper 75259.

12. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра 1986, 382 с.