

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

2017 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ
НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКОГО АНАЛИЗА
ОСОБЕННОСТЕЙ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

03.04.02 Физика

Магистерская программа «Техническая физика в нефтегазовых технологиях»

Выполнила работу
Студентка 2 курса
очной
формы обучения



Кондратьева
Анастасия
Васильевна

Научный руководитель
д.ф.-м.н., профессор



Федоров
Константин
Михайлович

Рецензент
Заместитель генерального
директора ЗАО «ТИНГ»



Завьялов
Антон
Сергеевич

г. Тюмень, 2017

СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИЯ.....	3
ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. Современные методы изучения структуры остаточных запасов нефти	6
1.1. Виды и структура остаточных запасов нефти	6
1.2. Исходная информация для оценки структуры остаточных запасов	12
1.3. Определение нефтенасыщенности вблизи скважин и профилей притока/поглощения жидкости.....	13
1.4. Статистические методы обработки геофизической информации	17
2. Построение 2D-модели распределения остаточных запасов нефти.....	23
2.1. Опыт решения проблем поиска остаточных запасов нефти	23
2.2. Состояние изученности объекта исследования. Геолого-физическая характеристика объекта.....	25
2.3. Методы анализа кривых обводнения и падения добычи по фактическим промысловым данным	28
2.4. Определение текущей нефтенасыщенности по методу В.М. Ревенко.....	33
2.5. Построение 2D-модели распределения остаточных запасов: карты выработки и плотности подвижных запасов.....	37
3. Построение 3D-модели распределения остаточных запасов нефти.....	43
3.1. Анализ геофизических параметров по результатам ГИС в добывающих скважинах.....	43
3.1.1. Анализ изменчивости свойств по площади.....	43
3.1.2. Анализ изменчивости свойств по разрезу	49
3.2. Анализ геофизических параметров по результатам ПГИ в нагнетательных скважинах.....	53
3.3. Рекомендации по проведению геолого-технических мероприятий.....	60
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	63
СПИСОК ИСТОЧНИКОВ.....	65

АННОТАЦИЯ

Данная работа посвящена проблеме поиска локализации остаточных запасов углеводородов и участков залежи с невыработанными запасами. **Целью** данной работы является построение модели остаточных запасов углеводородов на основе комплексного геолого-физического анализа особенностей залежи месторождения X. По результатам геофизических и промыслово-геофизических исследований скважин при анализе неоднородности геофизических свойств коллектора по площади и разрезу было установлено неравномерное распределение остаточных запасов по продуктивным пластам и наличие двух разнопродуктивных пачек. Построено предположение об опережающей выработке запасов в верхней пачке и обоснован вывод о наличии зон высокой концентрации остаточных запасов нефти в нижней пачке.

В первой главе описываются причины образования остаточной нефти в пласте и способы получения исходной информации для изучения структуры остаточных запасов нефти. Предлагается использовать методы математической статистики при анализе изменчивости геофизических параметров пласта.

Вторая глава посвящена определению текущей нефтенасыщенности залежи на основании анализа фактических промысловых данных и характеристик вытеснения с целью построения 2D-модели распределения остаточных запасов нефти.

В третьей главе по результатам геофизических и промыслово-геофизических исследований скважин выделены две пачки, существенно отличающиеся по своим свойствам. Построена 3D-модель распределения остаточных запасов нефти, определены зоны локализации остаточных запасов в нижней пачке и рекомендованы геолого-технические мероприятия для их доизвлечения.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время значительная часть нефтяных месторождений России находится на завершающей стадии разработки, что характеризуется качественным изменением структуры запасов углеводородов, значительным темпом падения добычи нефти, ростом обводненности добываемой продукции. Перед предприятиями нефтегазового комплекса встает серьезная задача рациональной разработки нефтяных месторождений и поддержания высокого уровня добычи углеводородов на третьей и четвертой стадиях. Несмотря на высокую обводненность, залежи характеризуются наличием невыработанных запасов по площади и разрезу. Поэтому выявление мест локализации и распределения остаточных запасов в слабодренлируемых и застойных зонах с целью разработки эффективных технологий для их последующего доизвлечения является актуальной физической и производственной задачей.

Для повышения эффективности внедряемых мероприятий необходим комплексный подход и всесторонний анализ структуры остаточных запасов. Применение комплексного подхода дает возможность установить не только физические причины зацементации или удерживания нефти в пористой среде, но и оценить распределение текущей нефтенасыщенности по площади и разрезу залежи, установить зоны локализации остаточных запасов, спрогнозировать технологическую эффективность буровых работ, выделить наиболее перспективные участки.

В данной работе предлагается методика построения модели распределения остаточных запасов и текущего состояния выработки запасов на основе анализа геолого-физических характеристик залежи.

Целью данной работы является построение модели остаточных запасов углеводородов на основе комплексного геолого-физического анализа особенностей залежи месторождения X.

Для достижения данной цели поставлены следующие **задачи**:

- 1) рассмотреть современные методы изучения структуры остаточных запасов углеводородов;
- 2) изучить особенности рассматриваемого месторождения X, его геолого-физические характеристики;
- 3) построить 2D-модель распределения остаточных запасов нефти на основе расчета текущей нефтенасыщенности в пласте;
- 4) построить 3D-модель распределения остаточных запасов нефти на основе анализа изменчивости свойств по площади и разрезу.

1. Современные методы изучения структуры остаточных запасов нефти

1.1. Виды и структура остаточных запасов нефти

На поздних стадиях разработки месторождений в коллекторах наблюдаются зоны с остаточными подвижными запасами нефти. Извлечение таких запасов способствует достижению проектных показателей разработки. На Рис.1.1 представлен физический механизм образования остаточных запасов, обращаясь к особенностям модели порового пространства.

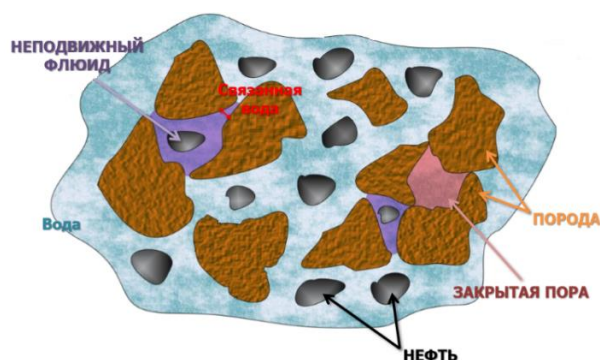


Рис.1.1 Модель порового пространства

В работах [4], [42]-[44] выделяют два основных вида остаточной нефти (ОН) – остаточная нефть макроуровня и микроуровня и следующие причины ее образования:

1) **Капиллярно-защемленная и пленочная нефть** относится к ОН микроуровня и формируется в промытых участках разрабатываемых пластов. Это скопления нефти, образованные ее адсорбцией на поверхности пористой среды; нефть, блокированная в тупиковых порах; а также капиллярно-защемленная нефть, выраженная в форме глобул и ганглий, как показано на Рис. 1.2.

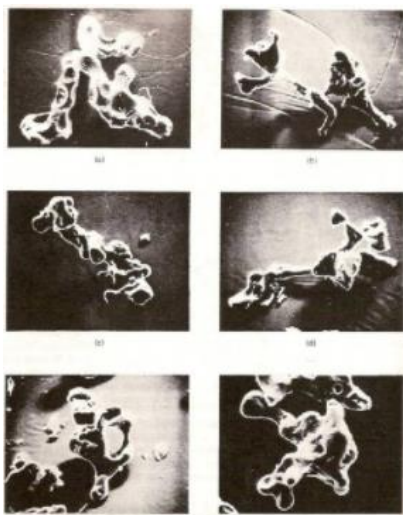


Рис.1.2 Эксперименты по растворению породы и визуализации ганглий,
Chatzis et.al. 1983

Остаточная нефть данного типа образуется преимущественно в гидрофильных породах и принимает форму ганглий в утолщениях пор, блокированных капиллярными силами [4].

Существует несколько основных капиллярных эффектов, происходящих в пористых средах: смачиваемость (свойство флюида преимущественно обволакивать поверхность пустот среды, через которую осуществляется фильтрация) характеризует действия молекулярно-поверхностных сил на границе нефть-вода-твердое тело; образование мениска на границе двух жидких фаз в капилляре; скатывание капли одной жидкости по шершавой пластинке и др. Указанные эффекты приводят к защемлению капель жидкости в капилляре.

Поровое пространство является неоднородным: широкие поры соединены узкими поровыми каналами. Большое значение для каналов, размеры которых не превосходят сотых долей миллиметра, имеет капиллярное давление. По мере вытеснения нефти водой (Рис. 1.3. а) наступает момент, когда в узких поровых каналах остается вода, а капли нефти запираются в широких частях пор, как представлено на Рис. 1.3. б.

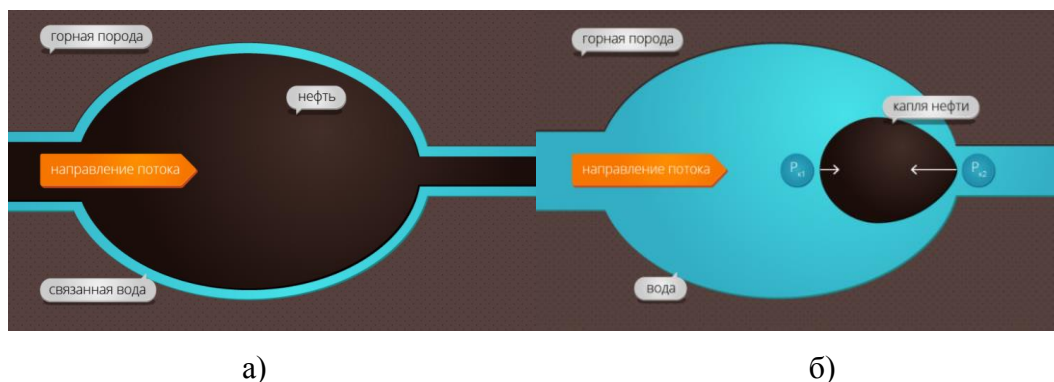


Рис.1.3 Вытеснение нефти водой: а) до заводнения; б) после заводнения

Рассмотрим более подробно известный эффект запираания каплей жидкости в капилляре переменного сечения, открытый Джаменом в 19 веке.

Процесс вытеснения нефти в порах зависит от соотношения капиллярного и гидродинамического перепада давлений. При малых градиентах гидродинамического давления процесс вытеснения контролируется капиллярными силами. При этом происходит опережающее вытеснение из пор малого диаметра. Это приводит к внедрению смачивающей фазы в микропоры и защемлению несмачивающей фазы в макропорах. Капиллярное или Лапласовское давление обратно пропорционально значению радиуса кривизны поверхности раздела фаз (нефти и воды). Разность капиллярного давления с противоположных сторон капли может превышать перепад давления, создаваемый действием гидродинамических сил. В результате чего капиллярные силы защемляют каплю, не позволяя ей пройти через поровый канал (см. Рис.1.4). Для извлечения капли остаточной нефти в данном случае необходимо преодолеть капиллярное давление, создав высокий перепад давления, что невозможно добиться при традиционном оборудовании скважин при заводнении пласта.

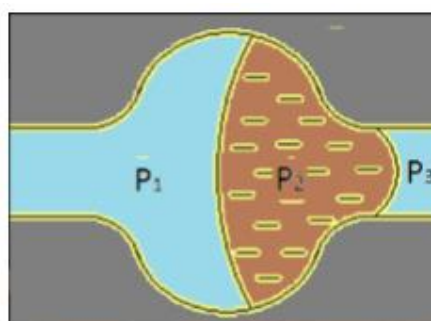


Рис.1.4 Эффект запираания каплей жидкости в капилляре переменного сечения

Таким образом, эффект заземления капель в порах определяется неравенством давления Лапласа на двух границах капли:

$$P_1 - P_2 = \frac{2\sigma\cos\theta_1}{r_1} \quad P_3 - P_2 = \frac{2\sigma\cos\theta_2}{r_2} \quad (1)$$

$$P_3 - P_1 = 2\sigma\left(\frac{\cos\theta_2}{r_2} - \frac{\cos\theta_1}{r_1}\right) \quad (2)$$

При этом запирающий градиент давления, при котором жидкость в виде капель застревает в порах, определяется как:

$$gradP \ll \frac{p_3 - p_1}{l} \quad (3)$$

где l – размер капли.

Для анализа соотношения гидродинамических и капиллярных сил используют безразмерное капиллярное число:

$$N_c = \frac{k|gradP|\cos\theta}{\sigma} \quad (4)$$

Вышеописанное характерно для гидрофильных пластов, где порода смачивается водой. В гидрофобных пластах наблюдается обратный процесс: нефть обволакивает зерна породы, а вода скапливается в широких порах, а нефть запирается на выходе из тонкой шейки поры в ее утолщение.

2) Остаточная нефть макроуровня, сформированная при разработке неоднородных пластов, **сосредоточенная в низкопроницаемых участках**. Так, неоднородность пласта по проницаемости приводит к быстрой обводненности высокопроницаемых пропластков. При этом в низкопроницаемых, застойных зонах и непромытых участках остаются запасы неизвлеченной нефти (см. Рис.1.5).

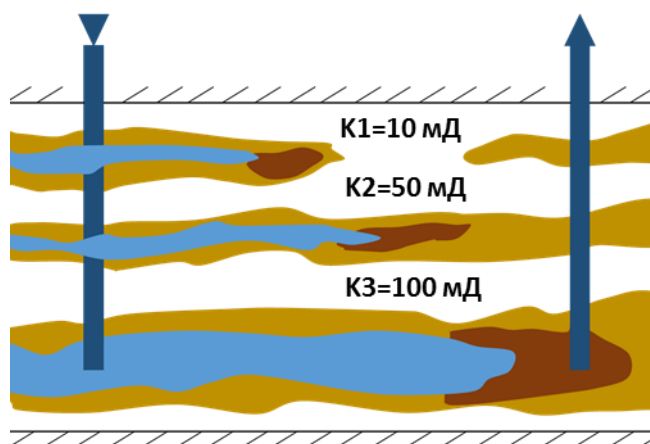


Рис.1.5 Анизотропия пласта по проницаемости

При отсутствии трещиноватости скорость обводненности в пласте определяется направлением проводящих поровых каналов (проницаемостью), т.к. их ориентация в различных направлениях разная. В таком случае имеет место фактор анизотропии. При этом интерес представляет оценка латеральной анизотропии проницаемости. При ее изучении на основе анализа трассерных исследований или по взаимовлиянию скважин друг на друга строят лепестковую диаграмму скорости фильтрации и проницаемости, определяют направление потоков фильтрации в пласте, как показано на Рис.1.6.

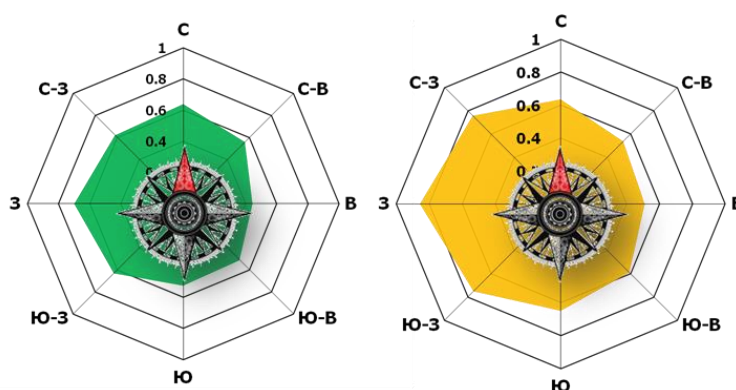


Рис.1.6 Лепестковые диаграммы скорости фильтрации и проницаемости

3) Остаточная нефть макроуровня, сформированная **в недренируемых и слабодренируемых зонах пласта**. Это связано с наличием участков, не вовлеченных в процесс разработки в виду особенностей строения залежи, размещения плотности сетки и т.п. Важнейшим параметром при выборе

наилучшего варианта системы разработки является коэффициент охвата, который позволяет оценить степень вовлечения объема залежи в процесс дренирования. При этом различают несколько видов коэффициента охвата: *коэффициент охвата разработкой* $K_{\text{охв.р.}}$ – отношение эффективного объема залежи $V_{\text{охв.р.}}$, вовлеченного в процесс дренирования, к общему объему залежи $V_{\text{общ.}}$.

$$K_{\text{охв.р.}} = \frac{V_{\text{охв.р.}}}{V_{\text{общ.}}} \quad (5)$$

Коэффициент охвата вытеснением $K_{\text{охв.выт.}}$ определяется [25] как отношение нефтенасыщенного объема продуктивного пласта, охваченного процессом вытеснения $V_{\text{охв.выт.}}$, ко всему нефтенасыщенному объему этого пласта $V_{\text{общ.}}$. Характеризует степень заводнения дренируемого объема пласта вытесняющим агентом:

$$K_{\text{охв.выт.}} = \frac{V_{\text{охв.выт.}}}{V_{\text{общ.}}} \quad (6)$$

Коэффициент охвата вытеснением входит в формулу для расчета коэффициента извлечения нефти (КИН):

$$\text{КИН} = K_{\text{выт.}} \times K_{\text{охв.выт.}} \times K_{\text{зав.}} \quad (7)$$

где $K_{\text{выт.}}$ – коэффициент вытеснения нефти;

$K_{\text{зав.}}$ – коэффициент заводнения.

При этом различают коэффициент охвата вытеснением по площади и разрезу, который зависит от нескольких факторов: физических свойств и геологической неоднородности коллектора; параметров системы разработки (плотность сетки и расположение скважин); способов эксплуатации скважин и др. Существует несколько способов определения коэффициента охвата вытеснением: на основе

построения и анализа карт; построение вероятно-статистической модели с использованием геолого-статистических разрезов; с помощью эмпирических формул; на основе промысловой геофизики; с применением трехмерных гидродинамических моделей и др.

1.2. Исходная информация для оценки структуры остаточных запасов

Существуют различные методы получения исходной информации для изучения структуры остаточных запасов нефти. Выявление зон концентрации запасов возможно путем проведения геофизических и промыслово-геофизических методов исследования скважин; анализа геолого-промысловой информации: замеры режимов работы скважины, оценка динамики обводненности и т.д.; по данным гидродинамического моделирования; с применением вероятностных подходов к анализу выработки запасов и др. Все они так или иначе сводятся к определению состояния текущей нефтенасыщенности.

Основным источником информации о начальном распределении нефти и воды в залежи являются *геофизические исследования* в необсаженных скважинах на этапе разведки и при вводе залежи в разработку. Для оценки текущих запасов применяют *промыслово-геофизические исследования скважин*, которые позволяют определить изменение во времени следующих параметров: нефте- водо- газонасыщенность, толщину работающего пласта, положения водонефтяного и газонефтяного контактов, интервалы обводнения, состав жидкости в стволе скважины, установить профили притока и поглощения и др.

Геолого-промысловый анализ является комплексной задачей при осуществлении контроля за разработкой нефтяных месторождений [12]. Контроль за разработкой нефтяного месторождения реализуется на протяжении всего периода его эксплуатации. Это позволяет уточнять проектную систему разработки на различных стадиях эксплуатации месторождения; планировать оптимальные геолого-технические мероприятия для реализованной системы разработки;

уточнять энергетическое состояние залежи, осуществляя замеры пластового и забойного давлений; проводить мониторинг режимов работы скважины и ее технического состояния; контролировать изменчивость степени выработки запасов и др. Систематические исследования содержат измерения дебитов, газового фактора, пластовых и забойных давлений, выявление работающих и неработающих пропластков, интервалов притока воды и степени обводненности.

Обработка всей накопленной геолого-геофизической и промысловой информации осуществляется с помощью построения *геологической и гидродинамической 3D-моделей*, описывающих систему многофазной фильтрации на основе законов гидродинамики, является также действенным способом оценки локализации остаточных запасов. Однако недостаточность объема и качества информации делает процесс создания модели трудоемким и недостаточно достоверным.

Поэтому все чаще получает распространение применение методов статистического анализа с построением *вероятностных карт* локализации остаточных запасов.

1.3. Определение нефтенасыщенности вблизи скважин и профилей притока/поглощения жидкости

Основная цель рассматриваемых исследований заключается в получении исходных данных для подсчета текущих запасов нефти и газа, проектирования разработки и дальнейшей эксплуатации объектов с целью уточнения параметров пласта и оптимизации режимов работы скважин и др. Рассмотрим основные методы исследований скважин, отвечающих на поставленные вопросы [6].

Различают геофизические методы исследования разрезов скважин (ГИС) – каротаж, предназначенный для изучения пород, примыкающих к стволу скважины. Основным принцип этих методов заключается в сканировании разреза в скважине различными физическими полями. В отдельную группу выделяются методы

скважинной геофизики проводимые в процессе разработки – промышленно-геофизические исследования скважин (ПГИС), служащие для контроля за техническим состоянием скважины и процессами разработки – для изучения межскважинного пространства. Эти методы имеют сходные принципы работы.

Эффективным способом исследования скважин для определения нефте- и водонасыщенности в добывающих скважинах является метод электрокаротажа – метод кажущегося сопротивления (КС), основанный на изучении показателей сопротивления пород.

Измерение удельного электрического сопротивления породы производится при помощи зонда, спускаемого в скважину на каротажном кабеле [28]. Схема записи диаграммы КС на каротажном кабеле представлена на Рис.1.9.

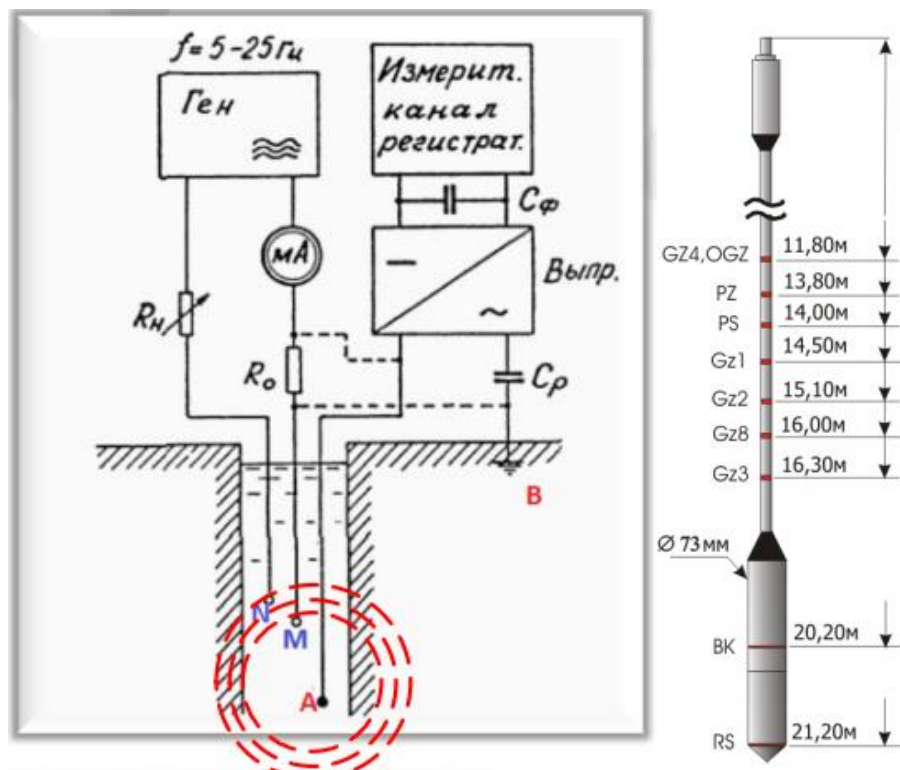


Рис.1.9 Схема записи диаграммы КС на каротажном кабеле

Зонд состоит из четырех электродов (А, М, N, В), один из которых (В) находится на поверхности. При этом различают последовательные и обращенные потенциал- и градиент-зонды, где сближены электроды разного (питающий и приемный) и одинакового назначения соответственно, как показано на Рис.1.10.



Рис.1.10 Типы зондов КС

Величина кажущегося удельного электрического сопротивления, определяющая форму кривой КС, зависит в первую очередь от водонасыщенности породы и концентрации в ней солей. Т.е. кажущееся сопротивление определяется ионной проводимостью воды. Коэффициент нефтенасыщенности при отсутствии газа равен единице за минусом водонасыщенности, таким образом, в добывающих скважинах определяется по зависимости удельного электрического сопротивления.

К методам оценки «приток-состав» относят методы промыслово-геофизических исследований, предназначенные для определения работающих пластов скважины и позволяющие оценить коэффициент охвата вытеснением. Приток/отток жидкости определяется механическими или термокондуктивными расходомерами.

В *механических расходомерах* используются преобразователи скорости потока жидкости. Чувствительным элементом служит турбина, вращающаяся набегающим потоком флюида. При этом скорость вращения преобразуется в электрический сигнал. Таким образом измеряются средние и высокие расходы жидкости.

Пакер, изображенный на Рис.1.11, служит для перекрытия сечения скважины и для направления потока жидкости через измерительную камеру, в которую помещена турбина.

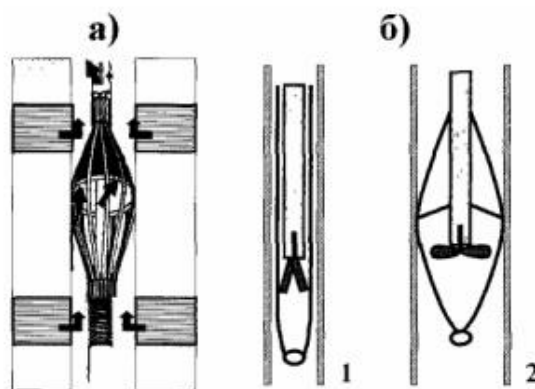


Рис.1.11 Устройство механических расходомеров:
а – с раскрывающимся пакером; б – с раскрывающейся вертушкой
(1 -в НКТ, 2 – в колонне)

Термокондуктивные расходомеры определяют количество тепла, отдаваемого телом, которое помещено в поток жидкости или газа. По количеству отдаваемого тепла судят о скорости потока, которая связана с расходом жидкости. Таким телом служит спираль, которая и является датчиком расходомера: набегающий поток жидкости охлаждает спираль и изменяет ее сопротивление. Таким образом замеряются низкие расходы жидкости.

На Рис.1.12 изображен аппаратный комплекс для проведения исследований в действующих скважинах.

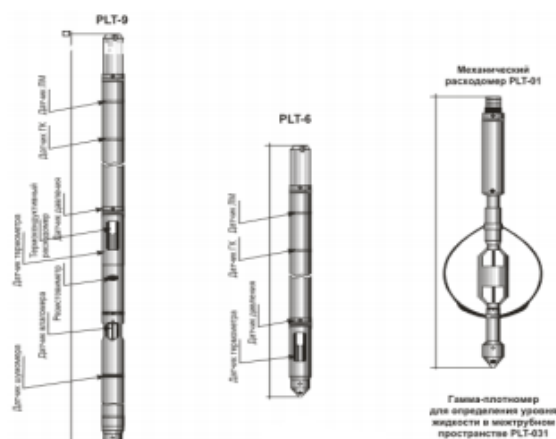


Рис.1.12 Аппаратный комплекс PLT6/9 для проведения ПГИ

Прибор перемещают в скважине периодически с определенным шагом (около 1 м) от точки к точке. В каждой точке измеряется суммарный расход. По данным измерения строят диаграмму интенсивности (расходо- или дебитограмму)

или преимущественно профиль поглощения (притока) жидкости, что позволяет определить работающие интервалы, их долевое участие в общем расходе (дебите) жидкости, охват разработкой по толщине пласта (отношение работающей толщины пласта к нефтенасыщенной и перфорированной), эффективность проводимых в скважине работ по воздействию на призабойную зону пласта. При наличии измерения забойного давления можно определить коэффициент продуктивности (приемистости) каждого интервала или в случае исследований при нескольких режимах работы скважины — построить для них индикаторные линии.

1.4. Статистические методы обработки геофизической информации

В настоящее время для проектирования, анализа и контроля разработки нефтяных месторождений все чаще используются методы математической статистики и теории вероятностей. Они позволяют систематизировать и обрабатывать большой объем фактических данных, прогнозировать количественные показатели и тенденции изменения различных параметров пласта. Изменение многих физических свойств пласта носит характер случайности, поэтому для обработки геофизических данных используется аппарат математической статистики и теории вероятности, в частности, в вопросах оценки геологической неоднородности. Идея применения методов математической статистики в вопросах разработки неоднородных залежей принадлежит М.М. Саттарову и Ю.П. Борисову.

Изучение геологической неоднородности пластов является актуальной задачей и привлекает внимание большого числа исследователей. Изучением неоднородности нефтеносных пластов занимались многие исследователи [15].

Для анализа распределения свойств пласта рассматривают послойную неоднородность, зональную (площадную) и пространственную (объемную) неоднородность – изменение физических свойств в объеме залежи.

Основная задача применения статистических методов – определение статистических показателей и закона распределения геофизического параметра в пласте. Рассмотрим несколько методов, основанных на статистической обработке исходных геофизических данных для оценки степени неоднородности пласта. Особенность обработки исходных данных рассматриваемого параметра заключается в построении статистического ряда, графическим изображением которого служит гистограмма.

Известно, что статистическим рядом называется таблица, в которой записаны интервалы исследуемого признака и соответствующее число случаев в них – частота. Под частотой понимается количество появлений данного события. На основании построенного ряда определяются статистические показатели: математическое ожидание $M\{x\}$, дисперсия $v\{x\}$ и стандартное отклонение $\sigma\{x\}$, коэффициент вариации $V\{x\}$, энтропия как мера степени неопределенности системы $H\{x\}$ и закон распределения $F\{x\}$:

$$M\{x\} = \int_{-\infty}^{\infty} xf(x)dx \quad (8)$$

$$v\{x\} = \int_{-\infty}^{\infty} [1 - M\{\bar{x}\}]^2 f(x)dx \quad (9)$$

$$\sigma\{x\} = \sqrt{v\{x\}} \quad (10)$$

$$V\{x\} = \frac{\sigma\{x\}}{M\{x\}} \quad (11)$$

$$H\{x\} = - \sum_{k=1}^H P_k \lg P_k \quad (12)$$

$$F\{x\} = \int_{x_{min}}^x f(x)dx \quad (13)$$

где x – рассматриваемый параметр;

$f(x)$ – плотность его распределения;

P_k – вероятность k -го интервала.

Подробнее об оценке неоднородности пласта различными статистическими коэффициентами можно ознакомиться в работах [1], [7], [11], [12], [36].

Законом распределения случайной величины называется всякое соотношение, устанавливающее связь между возможными значениями случайной величины и соответствующими вероятностями [15]. Наиболее часто используются такие законы распределения, как нормальный, логнормальный, Максвелла, видоизмененный Максвелла, Пирсона и т.д. Их примеры изображены на Рис.1.16.

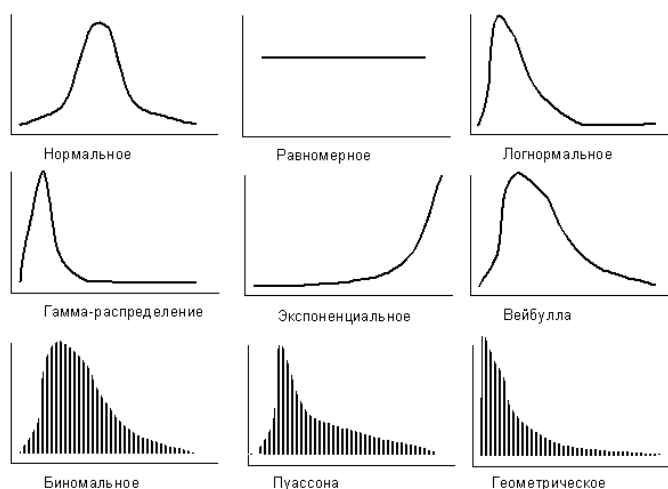


Рис.1.16 Примеры графического изображения законов распределения

Детальный анализ изменчивости параметров авторами работы [16] показал, что распределение параметров, характеризующих свойства пласта, носит ассиметричный характер. В частности, процесс обводнения и распределения проницаемости описывается функциями распределения М. М. Саттарова – видоизмененный закон Максвелла. Это связано с тем, что коэффициент проницаемости носит случайный, вероятностный характер, а, значит, может быть описан различными функциями распределения.

Для качественной оценки изменчивости свойств пласта и определения функции распределения случайных величин необходимо иметь достаточную выборку исходных данных, накапливаемых в ходе разведочных работ и разработки залежи. Однако не всегда имеется достаточное количество накопленных данных о свойствах пласта. В таком случае возникает вопрос минимального количества

скважин, необходимого для формирования представительного распределения исходных данных. Построение гистограмм фактических значений параметров позволяет применять полученные функции распределения в гидродинамических моделях при прогнозировании технологических показателей тенденций разработки месторождений и межскважинной неопределенности.

Для построения прогнозов также используются математические методы, процесс которых можно представить в виде двух основных задач: построение модели исследуемого явления и оценка ее параметров; получение интервальной оценки прогноза по базовым данным построенной модели. Важнейшей задачей такого анализа является выявление основной тенденции поведения системы – тренда. Данная тема широко раскрыта авторами [17].

Решение задачи по определению местоположения остаточных запасов нефти связывается с анализом тренда структурной поверхности пласта. Математический аппарат, применяемый для оценки геологических тел, отличающихся по свойствам, представлен методом скользящей средней. В данной работе применяется модифицированный методом скользящего окна.

Цель данного метода – на основе анализа изменчивости геофизических параметров по разрезу определить границу контрастных свойств различных интервалов пород для дальнейшей оценки локализации остаточных запасов в них. Метод скользящего окна заключается в следующем: для каждой скважины строится геолого-статистический разрез рассматриваемого параметра и определяется граница изменчивости свойств. Рассмотрим алгоритм на примере такого свойства пласта, как проводимость (Kh , мД·м).

На основании результатов интерпретации ГИС строится геолого-статистический разрез пласта (ГСП) – осредненный по всем скважинам график зависимости анализируемого параметра от приведенной глубины залегания продуктивного пласта, как показано на Рис.1.17.

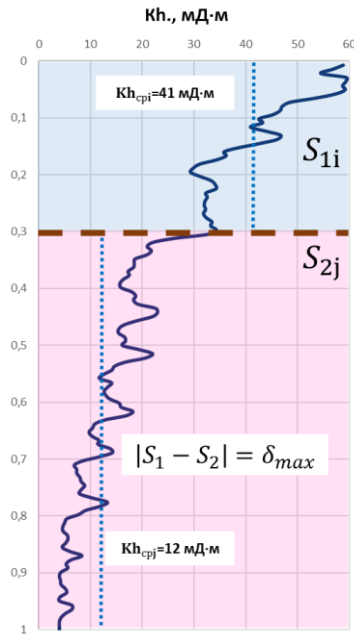


Рис.1.17 Определение границы контрастных свойств

Выбирается промежуточная линия k и определяется площадь верхнего участка S_{1i} разреза до выбранной границы (14). Аналогично находится площадь нижнего участка от выбранной границы k до последнего прослоя N (15). Далее определяется абсолютное значение разности площадей δ_{ij} (16). Данная процедура определения δ_{ij} реализуется для каждого k от 1 до $N-1$. По полученным результатам выбирается граница контрастных свойств при максимальном абсолютном значении разности площадей δ_{max} (17).

$$S_{1i} = \int_0^k |Kh_i - Kh_{срi}| di \quad (14)$$

$$S_{2j} = \int_k^N |Kh_j - Kh_{срj}| dj \quad (15)$$

$$|S_{1i} - S_{2j}| = \delta_{ij} \quad (16)$$

$$|S_{1i} - S_{2j}| = \delta_{max} \quad (17)$$

где i – номер прослоя до выбранной границы k ;

j – номер прослоя от выбранной границы k до $N-1$;

N – число прослоев.

Данный способ позволяет выделить отдельные геологические объекты, которые характеризуются схожестью представленных в них геофизических свойств – пачки.

Дальнейшее построение модели распределения остаточных запасов нефти будет осуществляться на примере объекта исследования месторождения X.

2. Построение 2D-модели распределения остаточных запасов нефти

2.1. Опыт решения проблем поиска остаточных запасов нефти

Решению проблемы локализации остаточных запасов нефти посвящены труды многих ученых. Рассмотрим краткий обзор различных способов изучения структуры остаточных запасов нефти.

В работе [24] описываются два подхода к определению зон с остаточной нефтью, используемых в ОАО «ТомскНИПИнефть». Один из них позволяет определить зону локализации остаточных запасов нефти с помощью цифровой модели месторождения и построения набора карт, однако данный способ существенно зависит от качества адаптированной модели. Второй подход использует математический аппарат для оценки геофизических параметров рассматриваемых скважин. Для упрощения ручного поскважинного анализа предлагается применить теорию нечетких множеств.

Авторами [45] упоминается использование статистических моделей, построение деревьев решений, применение элементов искусственного интеллекта и факторного анализа для определения остаточных запасов, однако описываются преимущества использования полномасштабных секторных геологических и гидродинамических 3D-моделей.

По мнению [6] определение невырабатываемых зон концентрации запасов возможно путем проведения промыслово-геофизических исследований, по данным гидродинамического моделирования, а также картам остаточных нефтенасыщенных толщин. Бачин С.И. провел анализ возможностей и ограничений различных методов промысловой геофизики по контролю за выработкой запасов нефти. Промыслово-геофизические исследования скважин в совокупности с гидродинамическими исследованиями скважин хоть и позволяют описать текущее состояние разработки месторождения, но охватить исследованиями весь фонд не представляется возможным. Для устранения

выявленных недостатков автором была разработана методика оценки распределения локализации остаточных запасов нефти на поздних стадиях разработки месторождения, основанная на расчете карт распределения текущей нефтенасыщенности в пласте и сопоставлении их с картами недренируемых запасов (патент РФ №2087687).

Автор [14] обращает внимание на существенное влияние геологической неоднородности на процесс выработки запасов нефти особенно на многопластовых, сильно расчлененных объектах. Поэтому целью диссертации Вороновой Е.В. была разработка научно обоснованной методики оценки распределения и величины плотности остаточных запасов на нефтяных месторождениях в условиях поздней стадии их эксплуатации с учетом горно-геологических условий неоднородных, преимущественно терригенных пластов.

При анализе различных методов подсчета анализа остаточных запасов упоминаются несколько известных подходов их оценки. Все они основаны на определении коэффициента текущей нефтенасыщенности. Приводятся в пример следующие методики: методика Сазонова Б.Ф. в работе [39], позволяющая рассчитать коэффициент охвата заводнением; методика Баклея-Левверетта, детально рассмотренная далее, определяющая остаточную водонасыщенность; методика, предложенная в [31] Е.В. Лозиным (БашНИПИнефть), оценки выработки запасов по толщине продуктивного пласта и др.

Шубин А.С. в [48] также отмечает влияние оценки результатов проведенных геолого-промысловых исследований на выводы о распределении остаточных запасов нефти. Предложенный им комплексный подход заключается в изучении литолого-фациальной неоднородности и структурного фонда, влияния особенностей геометрии песчаных тел на распределение локализованных запасов по площади и разрезу пласта. Разработанным инструментом автор называет построение карты локальной составляющей, который апробирован для определения местоположения остаточных запасов объекта БВ₈ Аганского месторождения.

На примере межсолевого объекта разработки Осташковичского месторождения автором [8] выполнена комплексная оценка локализации остаточных запасов на основе геологического строения, геолого-промыслового анализа, трехмерного геологического моделирования и анализа разработки месторождения. Построенные карты эффективных нефтенасыщенных толщин выработанной, разрабатываемой и неразрабатываемой зон объекта позволяют оценить распределение остаточных запасов нефти по площади и рекомендовать мероприятия для интенсификации добычи.

Большое внимание оценке структуры остаточных запасов уделяют сотрудники Тюменского института нефти и газа. В работах [10], [26], [40]-[41], [47] для решения поставленной задачи учитываются знание геологических особенностей продуктивных залежей, неоднородность геолого-физических параметров по площади и разрезу, современные методы геолого-промыслового анализа, к которым относится структурный анализ или морфометрические исследования, основанный на количественной оценке поверхностей разного уровня выравнивания и построении карт локальной составляющей по кровле пласта (карт деформаций земной поверхности), а также методы промыслово-геофизических исследований скважин с помощью изучения профилей притока или приемистости, что вновь доказывает значимость геолого-промыслового анализа.

2.2. Состояние изученности объекта исследования. Геолого-физическая характеристика объекта

Анализ выработки запасов был проведен на примере объекта разработки месторождения X. Первым шагом при построении модели распределения остаточных запасов является определение состояния изученности объекта исследования и его геолого-физических характеристик. Фонд скважин насчитывает 61 добывающую и 20 нагнетательных скважин. К настоящему времени объект исследования в достаточной степени не изучен различными видами исследований.

Количественное распределение выполненных исследований по видам наглядно представлено в Табл. 2.1.

Таблица 2.1

Состояние изученности объекта исследования

Параметр	Ед.изм	Результат исследования
Керн		
Вынос керна	скв.	4
	м	74,2
	%	66,8
Специальные исследования керна		
ОФП	скв./опр.	1/5
Коэффициент ост.нефтенасыщенности	скв./опр.	1/23
Капилляриметрия	скв./опр.	-
Стандартные исследования керна		
Коэффициент пористости	скв./опр.	4/405
Коэффициент остаточной воды	скв./опр.	4/193
Исследования физико-химических свойств нефти		
Глубинные	скв./проб.	6/6
Устьевые	скв./проб.	3/5
Замеры пластового давления		
Добывающие скважины	скв./иссл.	64/165
Нагнетательные скважины	скв./иссл.	17/27
Трассерные исследования	скв./иссл.	-
Изученность ПГИ		
Добывающе скважины	скв./иссл.	-
Нагнетательные скважины	скв./иссл.	17/30

Физико-химические свойства пластовых флюидов изучены хорошо. В общей сложности отобрано 6 глубинных проб нефти из 6 скважин и 5 поверхностных проб из 3 скважин.

Гидродинамические исследования скважин на месторождении проведены не были, что не позволяет решать в достаточном объеме задачи по контролю и регулированию разработки. Однако осуществлены замеры пластового давления манометром. С целью повышения достоверности информации рекомендуется провести комплекс гидродинамических исследований скважин.

На месторождении проведен небольшой объем работ по промыслово-геофизическим исследованиям (Рис. 2.1), направленный на определение профилей приемистости в нагнетательных скважинах. В целом проведенный комплекс работ

не позволяет обеспечить контроль за разработкой продуктивного пласта. Промыслово-геофизические исследования были проведены только в нагнетательных скважинах.

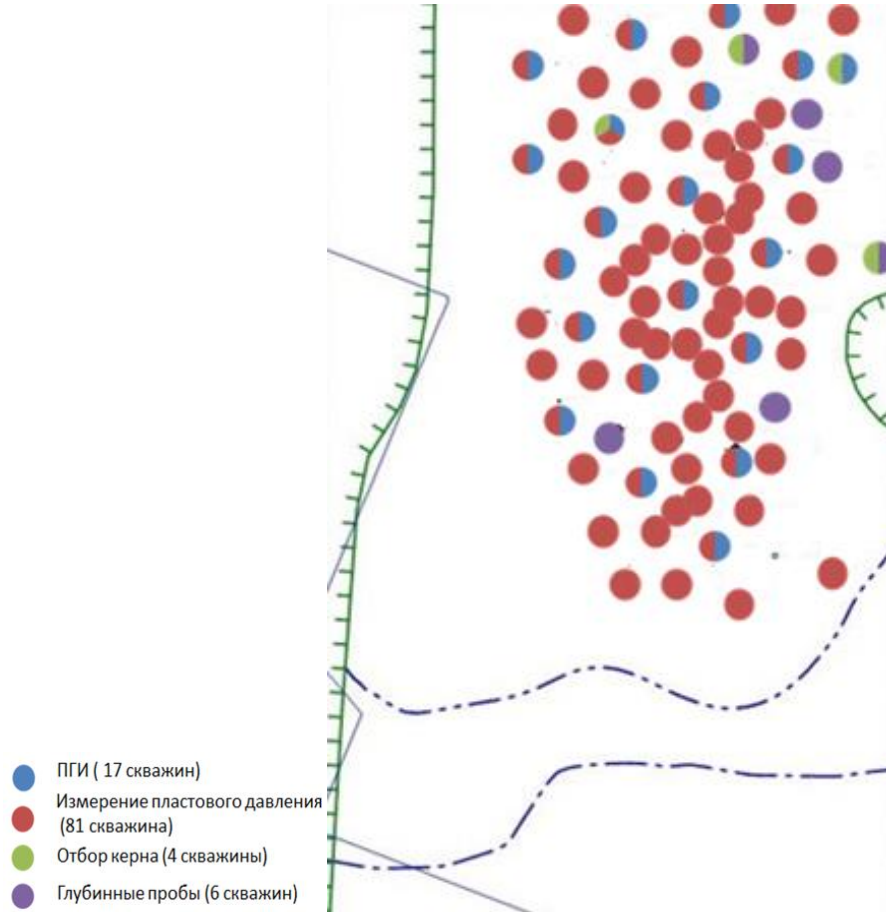


Рис. 2.1 Карта изученности объекта исследования

На данном этапе сектор рассматриваемого объекта нуждается в дополнительных исследованиях. Изученные геологические особенности пласта не могут полномасштабно отобразить изменчивости основных геолого-геофизических характеристик в секторе. Во всех скважинах месторождения был проведен стандартный комплекс ГИС, но из-за отсутствия керновых данных невозможно качественно построить корреляционные связи.

Для хорошей связи петрофизических характеристик с геологическими особенностями необходимы дополнительные скважины с большим выносом керна. На керне из новых скважин рекомендуется провести стандартные исследования и специальные исследования, которые позволят более детально изучить

изменчивость свойств по разрезу и по площади. Геолого-физическая характеристика объекта исследования приведена в Табл.2.2.

Таблица 2.2

Геолого-физическая характеристика объекта исследования

Показатели	Ед.изм	Значение показателя
Тип залежи		пластово-сводовая
Тип коллектора		теригенный
Глубина залегания (а.о)	м	-2408,1
Общая толщина	м	33,3
Нефтенасыщенная толщина	м	7,9
Пористость	%	18,5
Проницаемость	мД	160,0
Нефтенасыщенность	д.ед	0,40
Песчанистость	д.ед.	0,52
Расчлененность	ед.	4,40
Температура	°С	81
Начальное пластовое давление	МПа	23,8
Вязкость нефти в пласт. условиях	сПз	0,81
Плотность нефти в поверхн. условиях	т/м ³	0,833
Давление насыщения	МПа	8,3
Газосодержание	м ³ /т	83,0
Коэффициент вытеснения	д.ед.	0,634

2.3. Методы анализа кривых обводнения и падения добычи по фактическим промысловым данным

Для прогнозирования уровня добычи и характеристики степени обводненности особое внимание уделяется относительным фазовым проницаемостям. Их оценка позволяет определить текущее состояние водо- и нефтенасыщенности. В общем случае абсолютная проницаемость – свойство пористой среды пропускать через себя жидкость или газ [32]. В пласте могут сосуществовать различные фазы: нефть в жидком состоянии, вода, газ. Фазовая проницаемость – свойство пористой среды пропускать через себя один флюид в присутствии другой фазы. Тогда относительная фазовая проницаемость k_{ri} –

отношение фазовой проницаемости k_i к абсолютной K при определенном насыщении S_i :

$$k_{ro}(S_o) = \frac{k_o(S_o)}{K} \quad (18)$$

$$k_{rw}(S_w) = \frac{k_w(S_w)}{K} \quad (19)$$

$$k_{rg}(S_g) = \frac{k_g(S_g)}{K} \quad (20)$$

где индексы o , w , g определяют нефть, воду и газ.

При анализе течения флюида важным вопросом является оценка остаточных водо- и нефтенасыщенности – критические точки ОФП. Так, при вытеснении одного флюида другим невозможно добиться нулевого значения насыщенности вытесняемого флюида. Поток флюида прекращается при так называемой *остаточной* насыщенности, когда вытесняемый флюид не образует непрерывной связи. При достижении *критической* величины насыщенности флюидом, начинается процесс его фильтрации.

Для определения характера распределения насыщенности по пласту используют функцию Баклея-Левретта. Ее физический смысл – доля воды в двухфазном потоке, и зависит она от текущей водонасыщенности:

$$F = \frac{k_{rw}}{k_{rw} + \frac{\mu_w}{\mu_o} k_o} \quad (21)$$

На Рис.2.2. приведен график ОФП и функции Баклея-Левретта для рассматриваемого объекта месторождения X с указанием критических точек. На рисунке обозначены следующие параметры: k_{orw} – относительная проницаемость нефти при остаточной водонасыщенности; k_{rwr_o} – относительная проницаемость воды при остаточной нефтенасыщенности; S_{wL} – остаточная (неснижаемая) водонасыщенность; S_{wCr} – критическая (последняя, при которой

$k_{rw} = 0$) водонасыщенность; S_{owCr} – остаточная нефтенасыщенность при вытеснении водой.

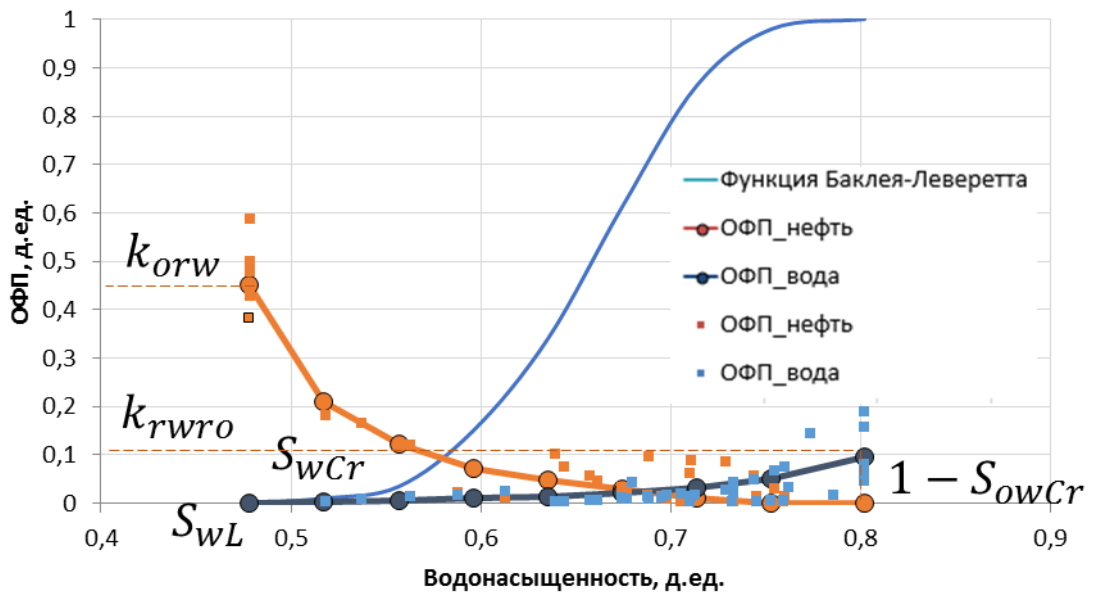


Рис.2.2 Относительные фазовые проницаемости и функция Баклея-Левретта, построенные для объекта исследования месторождения X

Для анализа процесса вытеснения нефти водой недостаточно только кривых фазовых проницаемостей. Чтобы определить, насколько быстро и какую долю нефти вытеснит вода, используют характеристики вытеснения.

Характеристики вытеснения – это зависимости, связывающие добычу нефти, воды, жидкости. На данный момент известно более 70 характеристик вытеснения [22], [33], [37]. Разделяют кривые обводнения и падения добычи. Для их анализа используют эмпирические данные – промысловые показатели работы скважины в процессе разработки: дебит, добыча, накопленная добыча нефти, воды, жидкости. Характеристики вытеснения позволяют решать задачи определения подвижных и извлекаемых запасов нефти при достижении обводненности жидкости 98%.

Кривые обводнения – зависимости между накопленной добычей жидкости и обводненностью продукции, которые позволяют оценить извлекаемые запасы при сложившейся системе разработки и описывают процесс обводнения скважины.

К достоинствам данного метода относятся: использование минимума исходной геолого-физической информации; определение извлекаемых запасов без предварительной оценки начальных геологических запасов и простота применения данного метода прогнозирования. Однако существует ряд ограничений, связанный с достижением минимальной обводненности не менее 30-40%. Существует несколько основных методик оценок данных зависимостей, полученных авторами при анализе эмпирических данных для различных месторождений, представленных в Табл. 2.3 [3], [5], [23].

Таблица 2.3

Характеристики вытеснения по кривым обводнения

№	Название характеристики вытеснения	Характеристика вытеснения
1	Камбаров (1974)	$Q_H = A - B/Q_{Ж}$
2	Назаров-Сипачев (1972)	$\frac{Q_{Ж}}{Q_H} = A + B \cdot Q_B$
3	Пирвердян (1970)	$Q_H = A + B/\sqrt{Q_{Ж}}$
4	Сазонов (1973)	$Q_H = A + B \cdot \ln Q_{Ж}$
5	Гайсин-Тимашов (1985)	$\frac{Q_B}{Q_H} = A + B \cdot Q_{Ж}$
6	Гайсин (1986)	$\frac{Q_H}{Q_{Ж}} = A + B \cdot Q_H$
7	Абызбаев (1981)	$\ln Q_H = A + B \cdot \ln Q_{Ж}$
8	Островский-Джапаров (1981)	$\frac{1}{Q_{Ж}} = A + \frac{B}{Q_H}$
9	Сипачев-Посевич (1980)	$\frac{Q_{Ж}}{Q_H} = A + B \cdot Q_{Ж}$

где $Q_{Ж}$, Q_H , Q_B – накопленные отборы пластовых флюидов;

A и B – эмпирические коэффициенты, определяемые в результате статистической обработки фактических данных.

Кривые падения добычи (дебита) описывают зависимости накопленной добычи нефти от времени, а также зависимости между текущими отборами нефти и характеризуют динамику изменения добычи нефти во времени. При этом можно выделить три основных тренда снижения добычи: экспоненциальный,

гиперболический и гармонический. Основные способы построения кривых падения представлены в Табл. 2.4.

Таблица 2.4

Характеристики вытеснения по кривым падения добычи

№	Название характеристики вытеснения	Характеристика вытеснения
1	Камбаров-Копытов (1970)	$Q_H = A - B \cdot t^{-1}$
2	Пирвердян (1970)	$Q_H = A - B \cdot t^{-\frac{1}{2}}$
3	Сазонов (1973)	$Q_H = A + B \cdot \ln t$
4	Сипачев-Посевич-Кубагушев (1987)	$\frac{t}{Q_H} = A + B \cdot t$
5	Метод постоянного дебита нефти	$Q_H = A + B \cdot t$

Анализ зависимости накопленной добычи нефти от времени для объекта исследования месторождения X проведен по нескольким методикам характеристик вытеснения времени, графический результат которого представлен на Рис.2.3.

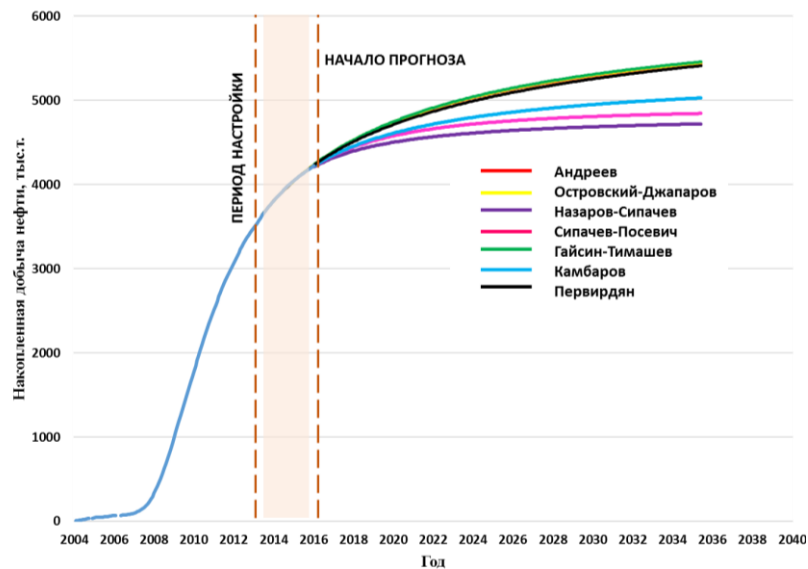


Рис.2.3. Прогнозный расчет характеристик вытеснения по фактическим промысловым данным

2.4. Определение текущей нефтенасыщенности по методу В.М. Ревенко

Для оценки остаточных запасов нефти необходимо оценить текущую нефтенасыщенность в пропластках, подверженных выработке. Для восстановления картины текущего состояния нефтенасыщенности и вытеснения нефти водой в пласте используется метод анализа характеристик вытеснения, предложенный в диссертации В.М. Ревенко [38]. Анализ кривых фазовых проницаемостей показывает, что доля нефти в потоке описывается степенной функцией подвижной нефтенасыщенности. Поэтому в общем виде текущая нефтенасыщенность представляет собой степенную зависимость:

$$Z = k \cdot f_{\text{н}}^D \quad (22)$$

где Z – текущая нефтенасыщенность;

$f_{\text{н}}$ – доля нефти в потоке;

k и D – параметры, в общем случае определяющиеся на основании исследований керна.

Распределение насыщенности находится по теории Баклея-Левверетта. Решение Баклея-Левверетта дает связь между величиной насыщенности и объемом прокачанной жидкости. Распределение насыщенности фазами описывается следующим уравнением:

$$q(t)f'_{\text{н}}(S) \frac{\partial S}{\partial l} + mF(l) \frac{\partial S}{\partial t} = 0, \quad (23)$$

где $q(t)$ – расход жидкости;

S – водонасыщенность; m – пористость;

$F(l)$ – площадь поперечного сечения керна;

l – длина керна;

t – время. При этом текущий объем пор V и объем прокачанной жидкости Q выражаются как:

$$V = \int_0^l mF(l)dl \quad (24)$$

$$Q = \int_0^t q(t)dt \quad (25)$$

Подставив (24)-(25) в (23) и используя известные способы решения дифференциальных уравнений в частных производных, после всех преобразований получим решение уравнения (23) в виде:

$$S(V, Q) = c_1 \left(\frac{V}{Q}\right)^D + c_2 \quad (26)$$

где c_1 , c_2 и D – константы.

Параметр D может быть определен в том случае, если динамика обводнения скважин носит степенной характер. Для установления его значения, а также значений констант c_1 , c_2 , были использованы результаты исследований, обоснованные в диссертации [38]. На основе основных уравнений подземной гидромеханики в работах [35] Ревенко В.М. и Праведникова Н.К. получено решение для распределения текущей насыщенности фазами при вытеснении нефти водой в трубке тока произвольной формы.

При подстановке граничных условий на входе и выходе трубки авторами было получено:

$$S(V, Q) = 1 - S_{\text{он}} - \left(\frac{C\mu_o V}{Q}\right)^D \quad (27)$$

Наряду с водонасыщенностью $S(V, Q)$ вводится понятие насыщенности подвижной нефтью $Z(V, Q)$, которое определяет насыщенность элементарного объема потенциально вытесняемой нефтью. Тогда (24) преобразуется в:

$$Z(V, Q) = 1 - S_{\text{он}} - S \quad (28)$$

Для величины насыщенности подвижной нефтью $Z(V, Q)$ получено:

$$Z(V, Q) = \left(\frac{C \mu_o V}{Q} \right)^D \quad (29)$$

где μ_o – относительная вязкость жидкости;

C – константа, определяемая экспериментально.

Ревенко В.М. установлено, что параметр D может быть определен характеристиками вытеснения логарифма доли нефти от логарифма накопленной жидкости. В таком случае степенной характер динамики обводнения скважин преобразуется в линейную зависимость – прямую, тангенс угла наклона которой определяет скорость обводнения. Автором отмечается, что логарифмическая зависимость характеристик вытеснения согласуется с промысловыми данными. На этом факте построено предположение, что в неоднородном пласте распределение насыщенности подвижной нефтью Z удовлетворяет формуле (26), а степенной показатель D характеризует влияние на процесс вытеснения различных факторов: неоднородность по проницаемости пористости, нефтенасыщенности и т.п.

Для каждой скважины объекта исследования месторождения X был проведен анализ динамики обводнения и построены характеристики вытеснения Ревенко В.М. Результат показал их линейную зависимость на участке обводнения скважины после прорыва воды как показано на Рис. 2.4 на примере одной из скважин исследуемого месторождения.

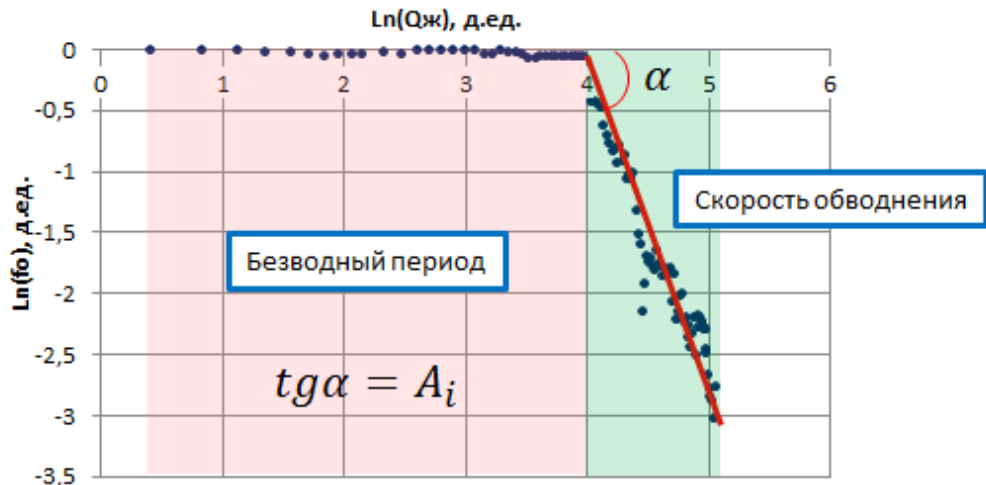


Рис.2.4 Характеристики вытеснения в логарифмических координатах на примере скважины №5815

Этот подход позволяет использовать решение уравнения Баклея-Левверетта для определения неизвестных параметров.

Методика определения доли текущей подвижной нефти дополнена Бриллиантом Л.С. в работе [9] и, таким образом, сводится к следующим этапам:

1. Построение зависимости логарифма доли нефти в потоке от логарифма накопленной добычи жидкости по фактическим промысловым данным для каждой скважины.
2. Определение доли нефти в потоке f_n :

$$f_{ni} = 1 - \frac{Q_B}{Q_n + Q_B} \quad (30)$$

3. Определение параметра A_i – скорости обводнения для i -ой скважины. Параметр определяется как тангенс угла наклона прямой на участке роста обводнения:

$$A_i = \frac{\ln f_{o1} - \ln f_{o2}}{\ln Q_{ж1} - \ln Q_{ж2}}, \quad (31)$$

где f_{o1}, f_{o2} – доли нефти в потоке в момент времени t_1 и t_2 ;

$Q_{ж1}, Q_{ж2}$ – накопленная жидкость в момент времени t_1 и t_2 .

4. Определение коэффициента заводнения, который характеризует долю

добытой за безводный период нефти D_i :

$$D_i = \frac{A_i}{A_i + 1} \quad (32)$$

5. Определение параметра C как:

$$C_i = \frac{A_i}{A_i + 1} b^{\frac{A_i+1}{A_i}} \quad (33)$$

где b – коэффициент вытеснения.

6. Определение доли подвижной нефти в i -ой скважине:

$$Z_i = b f_{ни}^{D_i} \quad (34)$$

Данные расчеты были осуществлены для 61 скважины добывающего фонда данного объекта. Таким образом были получены значения текущей нефтенасыщенности в каждой скважине. Данный метод доказывает практическое использование динамики обводнения скважин при прогнозировании нефтеотдачи пластов.

2.5. Построение 2D-модели распределения остаточных запасов: карты выработки и плотности подвижных запасов

На предыдущем этапе были получены значения доли подвижной нефти в каждой скважине Z_i . Для построения 2D-модели остаточных запасов необходимо оценить распределение коэффициента выработки по площади рассматриваемого месторождения X . Для того чтобы от величины текущей нефтенасыщенности залежи в околоскважинной зоне перейти к нефтенасыщенности всего пласта, необходимо обосновать методы экстраполяции насыщенности при построении карт залежи. Подробно данная методика представлена Бриллиантом Л.С. в работе [9]. Он показал, что предложенный способ расчета коэффициента

нефтенасыщенности по площади дает удовлетворительную сходимость со значениями, полученными в ходе моделирования вытеснения нефти водой. Расчет текущей нефтенасыщенности по площади в упрощенном виде может быть осуществлен следующим образом:

1. Проведем расчет на примере пары скважин «добывающая»-«нагнетательная», соединенных воображаемой осью X в направлении добывающей скважины. Пусть l_i – текущее расстояние от скважины; Z_x – текущая доля подвижной нефти на расстоянии l_i от скважины вдоль оси x ; L – расстояние между скважинами, как показано на Рис. 2.5.

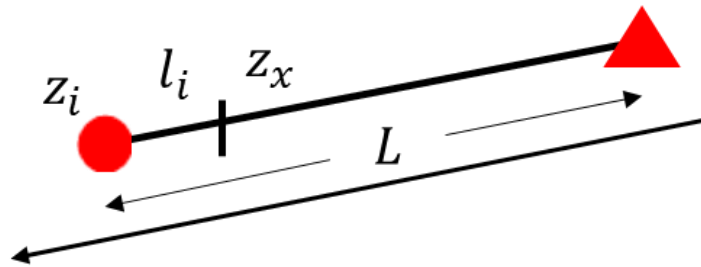


Рис. 2.5 Экстраполяция значений текущей нефтенасыщенности

Тогда расчет значений текущей доли подвижной нефти между скважинами производится по представленной нелинейной зависимости:

$$Z_x = Z_i \left(\frac{l_i}{L} \right)^A \quad (35)$$

Данная процедура выполняется для каждой пары скважин.

2. На последнем этапе осуществляется переход от доли подвижной нефти к искомому коэффициенту текущей нефтенасыщенности с учетом остаточной нефтенасыщенности $Z_{\text{ост}}$:

$$Z_{\text{тек}} = Z_x + Z_{\text{ост}} \quad (36)$$

Таким образом строится результирующая карта текущей нефтенасыщенности $K_{нт}$ залежи, представленная на Рис. 2.6.

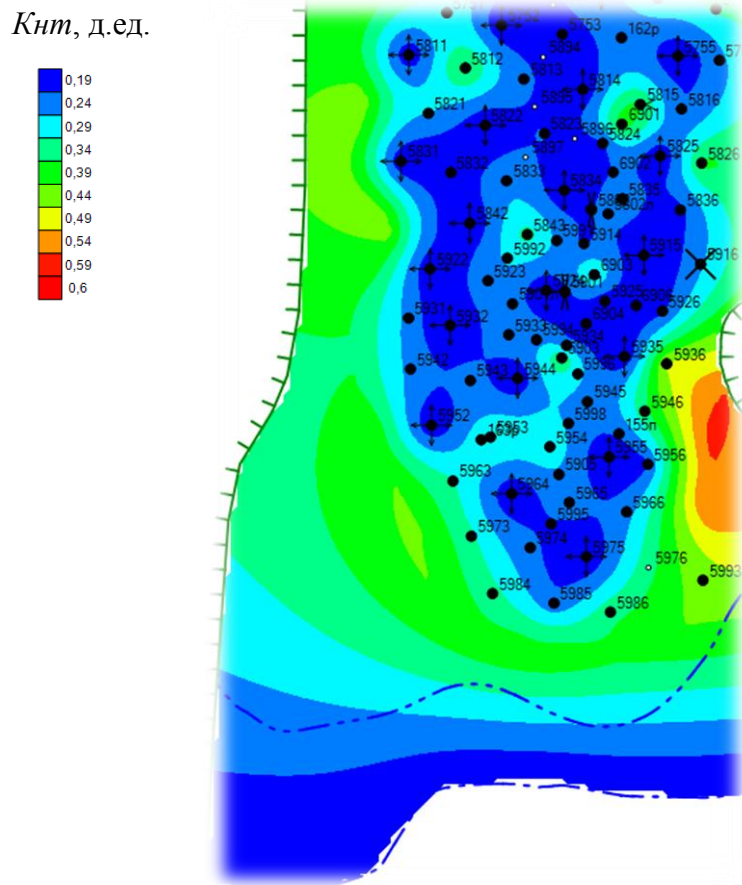


Рис. 2.6 Карта текущей нефтенасыщенности

Для оценки распределения выработки запасов по площади построена карта выработки с использованием соотношения для определения коэффициента выработки:

$$K_{\text{выр}} = 1 - \frac{(K_{нт} - K_{но})}{(K_{нн} - K_{но})} \quad (37)$$

где $K_{нн}$ – карта начальной нефтенасыщенности, полученная по результатам анализа ГИС;

$K_{но}$ – остаточная нефтенасыщенность, равная 0,19 д.ед.;

$K_{нт}$ – карта текущей нефтенасыщенности.

Квыр, д.ед.

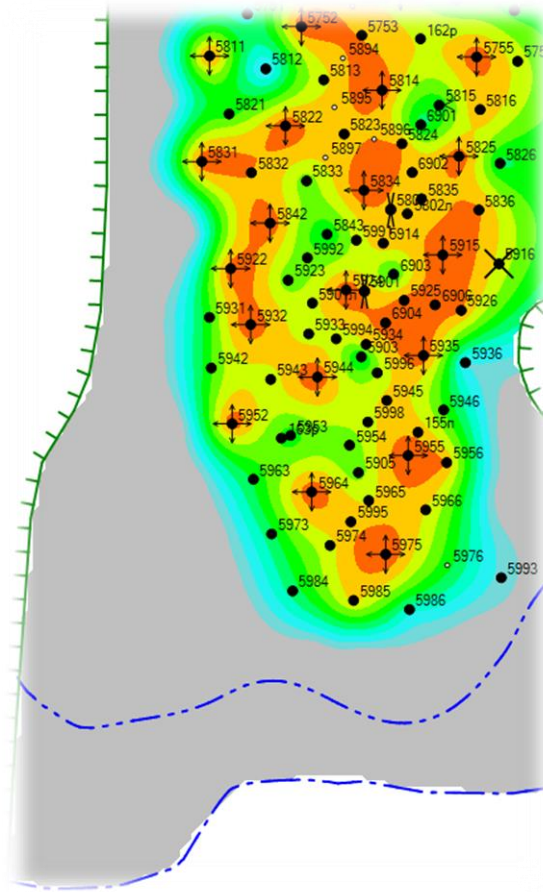


Рис. 2.7 Карта выработки запасов

Используя карту выработки запасов, можно построить распределение текущих подвижных запасов в дренируемом объеме и их плотности.

Подвижными запасами нефти называют долю геологических запасов, которые возможно извлечь при 100% значении охвата:

$$Q_{\text{подв}} = Q_{\text{геол}} \cdot K_{\text{выт}} \quad (38)$$

Плотность запасов нефти отражает величину запасов на единицу площади (тыс.т./Га) и позволяет определить перспективные зоны для планирования мероприятий. Карта начальных подвижных запасов представлена на Рис. 2.8.

Плотность
начальных
подвижных запасов,
тыс.т./Га

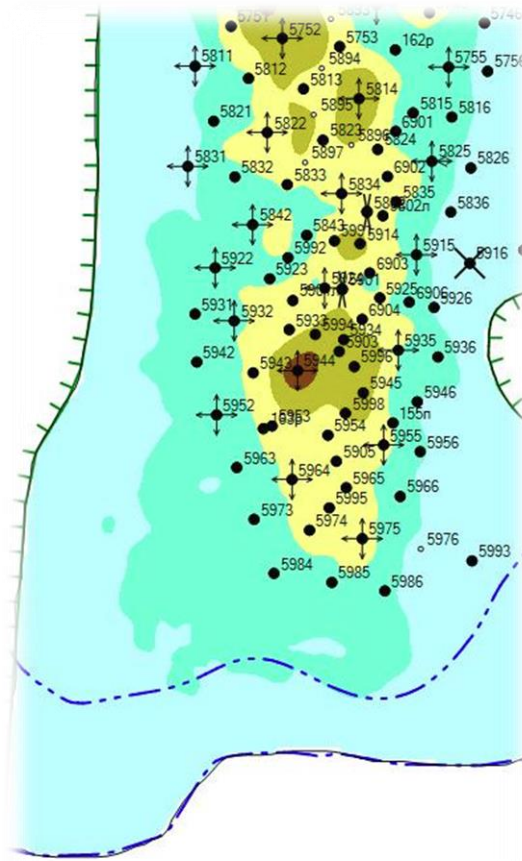
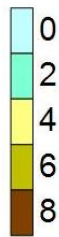


Рис. 2.8 Карта плотности начальных подвижных запасов

На основе данных о начальной плотности подвижных запасов и степени выработки определено текущее распределение запасов нефти в дренируемом объеме:

$$Q_{\text{подв.тек}} = Q_{\text{подв.нач}} - Q_{\text{подв.нач}} \cdot K_{\text{выр}} \quad (39)$$

Аналогично построена карта плотности текущих подвижных запасов в дренируемом объеме, представленная на Рис. 2.9.

Плотность текущих подвижных запасов,
тыс.т./Га

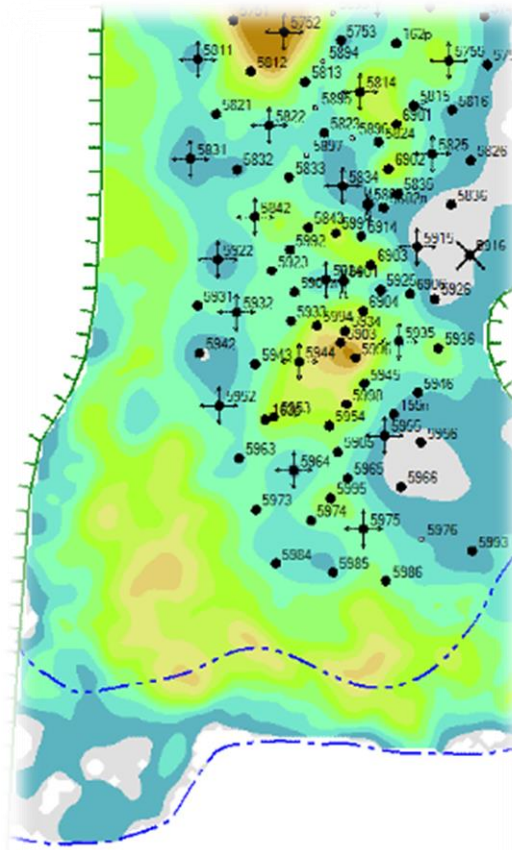
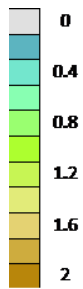


Рис. 2.9 Карта плотности текущих подвижных запасов
в дренируемом объеме

Представленная методика позволяет построить 2D-модель распределения остаточных запасов нефти в пласте. В результате анализа полученных карт выработки и текущих подвижных запасов установлена неравномерность локализации остаточных запасов по площади, выделены участки с высокой и низкой плотностью текущих подвижных запасов. Это позволяет сделать выводы о необходимости проведения дополнительных мероприятий с целью поддержания темпов добычи углеводородов на данном месторождении X. В следующей главе будет подробно рассмотрен анализ результатов геофизических и промысловых исследований скважин с целью определения локализации остаточных запасов по разрезу.

3. Построение 3D-модели распределения остаточных запасов нефти

3.1. Анализ геофизических параметров по результатам ГИС в добывающих скважинах

3.1.1. Анализ изменчивости свойств по площади

Результаты геофизических исследований скважин изображаются в виде каротажных диаграмм – кривых изменения геофизических параметров пласта вдоль скважины и позволяют оценить фильтрационно-емкостные свойства коллектора и его насыщение нефтью и газом. На основе анализа результатов интерпретации ГИС можно изучить неоднородность распространения характеристик пласта. В [12] предлагают использовать различные способы для оценки неоднородности пласта: графический и аналитический. Графический подход основан на отображении параметров в виде карт, профилей и схем. Этот способ дает возможность наглядно оценить степень неоднородность залежи, выделив характерные зоны изменчивости свойств. Аналитический метод позволяет количественно оценить неоднородность и построен на аналитических зависимостях, описывающих характер неоднородности. В данном случае оцениваются расчетные коэффициент распространения и замещения пласта-коллектора по площади и объему, коэффициент слияния, расчлененности и песчаности.

В данном параграфе будут рассмотрены особенности изменчивости свойств по разрезу на основании анализа результатов геофизических исследований добывающих скважин и построенных карт распределения основных характеристик пласта. Для рассматриваемого объекта месторождения X исследовались следующие виды неоднородности пласта: песчаность, проницаемость, коэффициент пористости, коэффициент начальной нефтенасыщенности, и нефтенасыщенные толщины. Для количественной оценки перечисленных видов неоднородности пласта применялись статистические методы анализа исходных данных.

1. Коэффициент песчаности ($K_{песч}$):

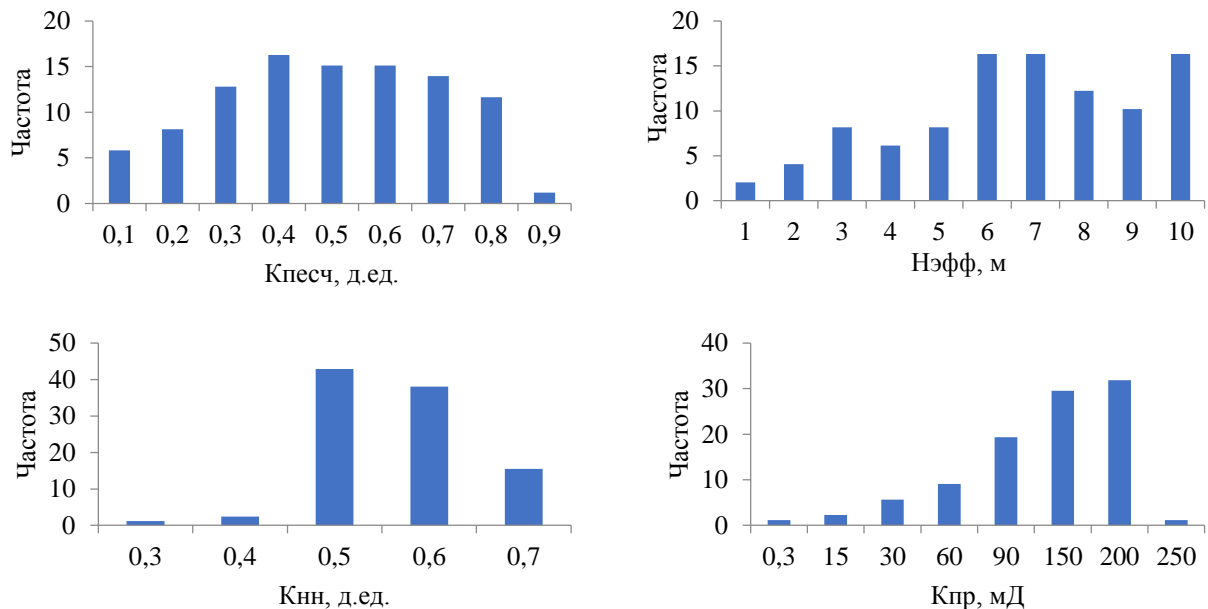
Коэффициент песчаности характеризует отношение суммарной мощности песчаных пластов к общей мощности разреза в скважине. Измеряется в долях единиц. Среднее значение $K_{песч}$ по всем скважинам, вскрывшим продуктивный пласт, характеризует долю проницаемого коллектора в целом по объему пласта [12]:

$$K_{песч} = \frac{h_{эфф}}{h_{общ}} \quad (40)$$

где $h_{эфф}$ — эффективная мощность (толщина) пласта в скважине (м);

$h_{общ}$ - общая мощность пласта в скважине (м), определяющая сумму толщин всех пород, слагающих продуктивный пласт от кровли до подошвы.

Неоднородность изменчивости параметра оценивается с помощью статистического анализа распределения характеристик коллектора по площади. Гистограммы распределения значений вышеуказанных свойств приведены на Рис. 3.1.



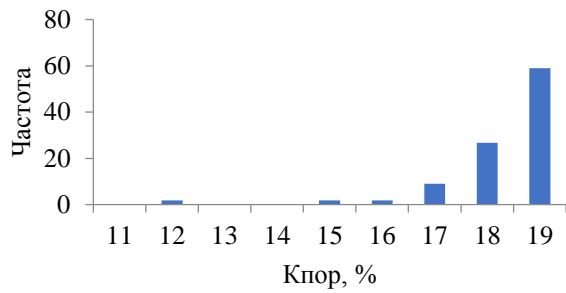


Рис. 3.1 Гистограммы распределения геофизических параметров по площади

Для наглядности по данным ГИС построена карта песчаности, изображенная Рис.3.2.

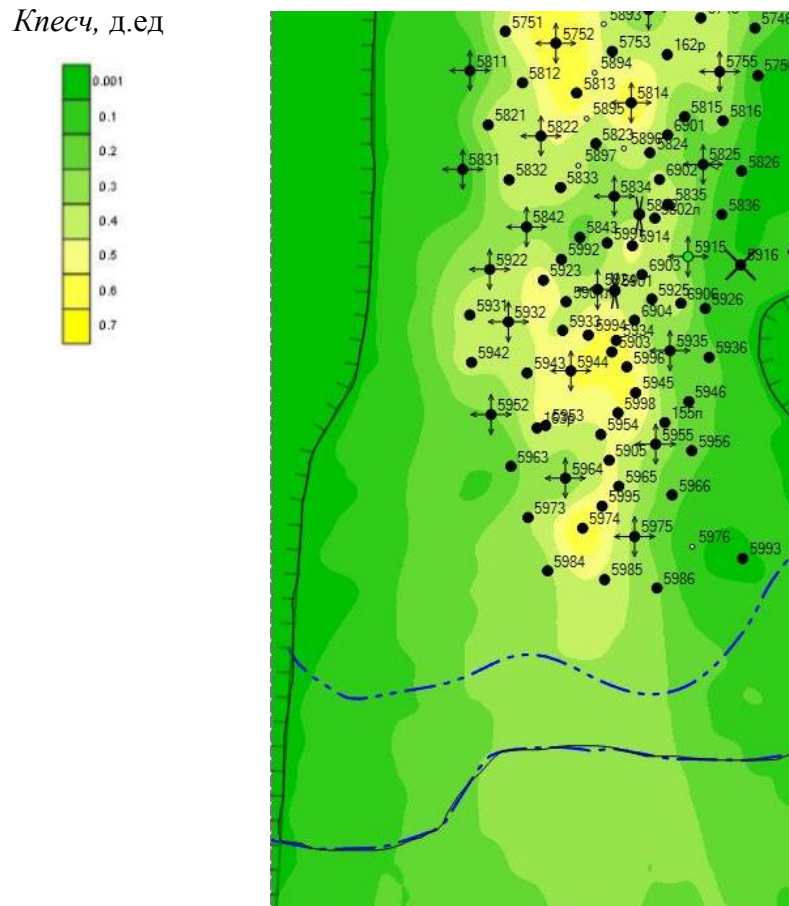


Рис.3.2 Карта песчаности объекта исследования

Совокупный анализ частоты распределения значения коэффициента песчаности и карты залежи позволил выделить характерные зоны неоднородности, значительно отличающиеся по свойствам и значению *Кпесч*.

Отмечается, что самые высокие значения коэффициент песчаности принимает в центре сектора и на севере.

2. *Эффективные нефтенасыщенные толщины ($H_{эфф}$)* – суммарная толщина нефтенасыщенных прослоев, обладающих эффективной пористостью. Измеряется в метрах. Аналогично построены гистограмма распределения значений $H_{эфф}$ (Рис.3.1) и карта эффективных нефтенасыщенных толщин, отражающие неоднородность распределения свойств (Рис.3.3).

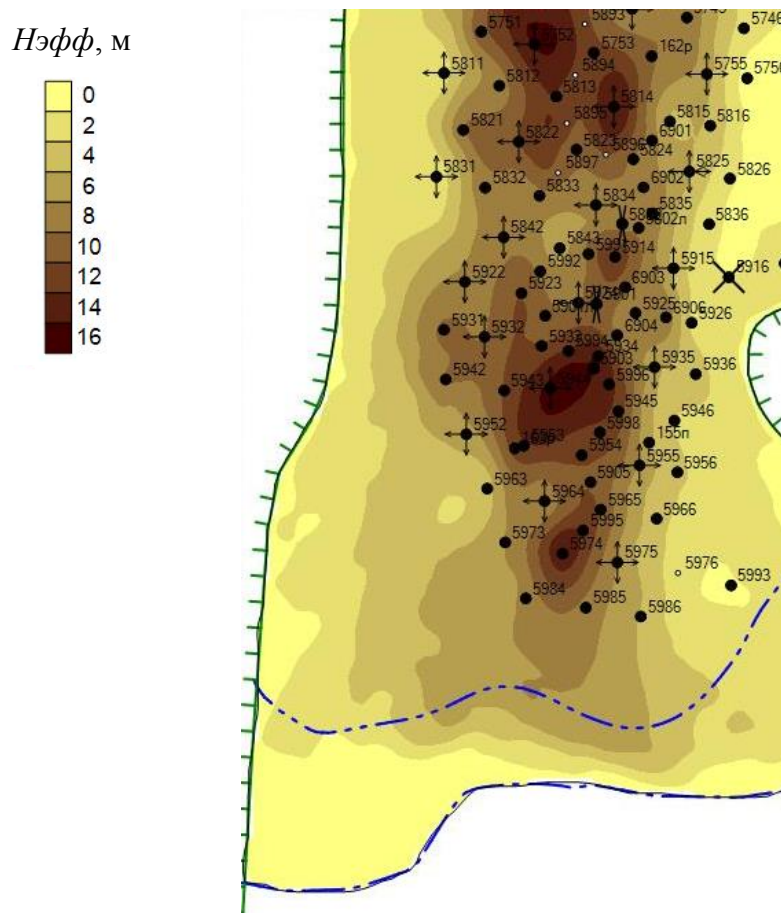


Рис.3.3 Карта эффективных нефтенасыщенных толщин объекта исследования

В распределении зон эффективных нефтенасыщенных толщин также прослеживается закономерность: зоны с максимальными нефтенасыщенными толщинами располагаются в центре сектора и на севере, что соответствует хорошо разбуренному участку.

3. *Коэффициент начальной нефтенасыщенности ($K_{нн}$)* – отношение объема пор, занятых нефтью, к общему объему пор породы. Является одним из

основных параметров при подсчете запасов нефти. Измеряется в долях единиц или процентах. В результате анализа гистограммы распределения значений K_{nn} (Рис.3.1) определено среднее значение коэффициента начальной нефтенасыщенности, которое изменяется в диапазоне 0,5 – 0,7 д.ед. Построенная по данным ГИС карта изменчивости параметра по площади (Рис.3.4) отражает зональную неоднородность: восточная часть залежи обладает наиболее высокими значениями K_{nn} .

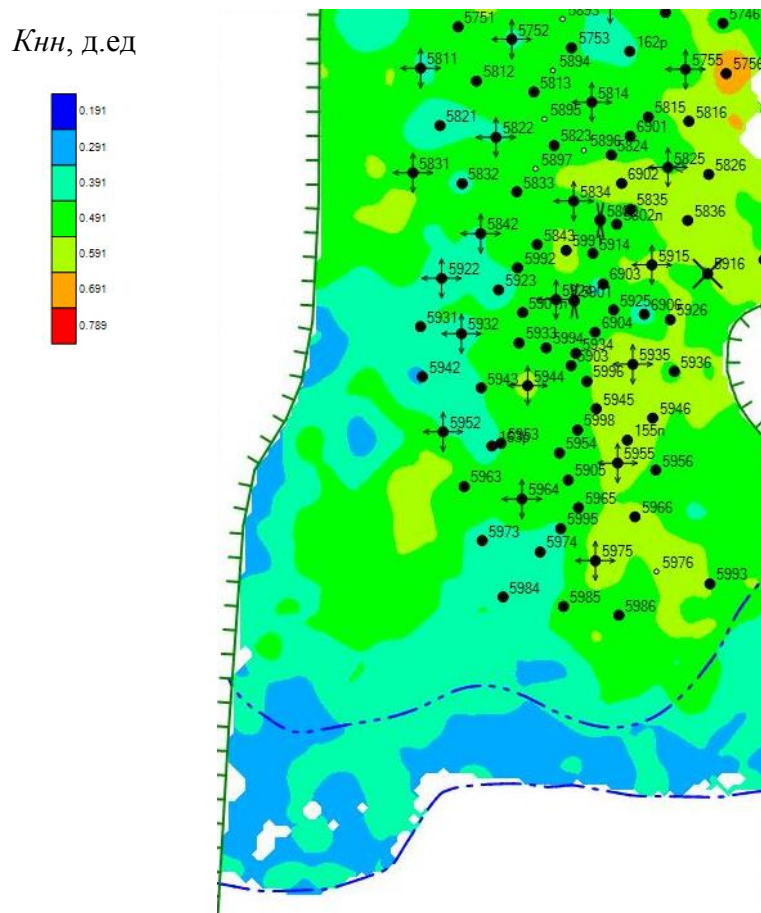


Рис.3.4 Карта начальной нефтенасыщенности объекта исследования

4. *Проницаемость* ($K_{пр}$), как уже отмечалось ранее – физическое свойство горной породы пропускать через себя жидкость и газ под воздействием перепада давления [12].

$$K_{пр} = \frac{Q\mu L}{F\Delta p} \quad (41)$$

где Q – расход жидкости в единицу времени ($\text{м}^3/\text{с}$);

μ – динамическая вязкость жидкости ($\text{Па}\cdot\text{с}$);

L – длина образца породы (м);

F – площадь сечения (м^2);

Δp – градиент давления (Па).

Данный фильтрационно-емкостной параметр является мерой фильтрационной проводимости. Измеряется в Дарси (м^2). В распределении параметра по площади наблюдается неоднородность, однако она не имеет зональных особенностей.

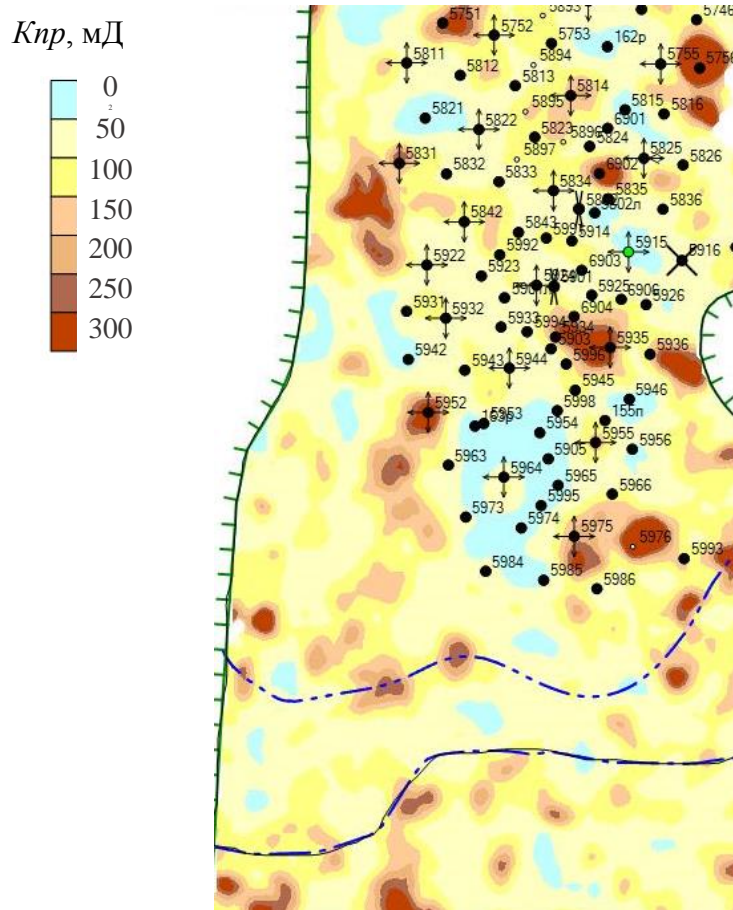


Рис.3.5 Карта проницаемости объекта исследования

5. Коэффициент пористости ($K_{пор}$) отражает отношение объема пор к объему твердой фазы. Является количественной мерой порового пространства и измеряется в долях единиц или процентах. Различают несколько видов пористости: общая, открытая, эффективная, закрытая и средневзвешенная [28].

В распределении значений рассматриваемого параметра (Рис.3.1, Рис.3.6) особенностей также не наблюдается. Среднее значение $K_{пор}$ равно 0,18 д.ед.

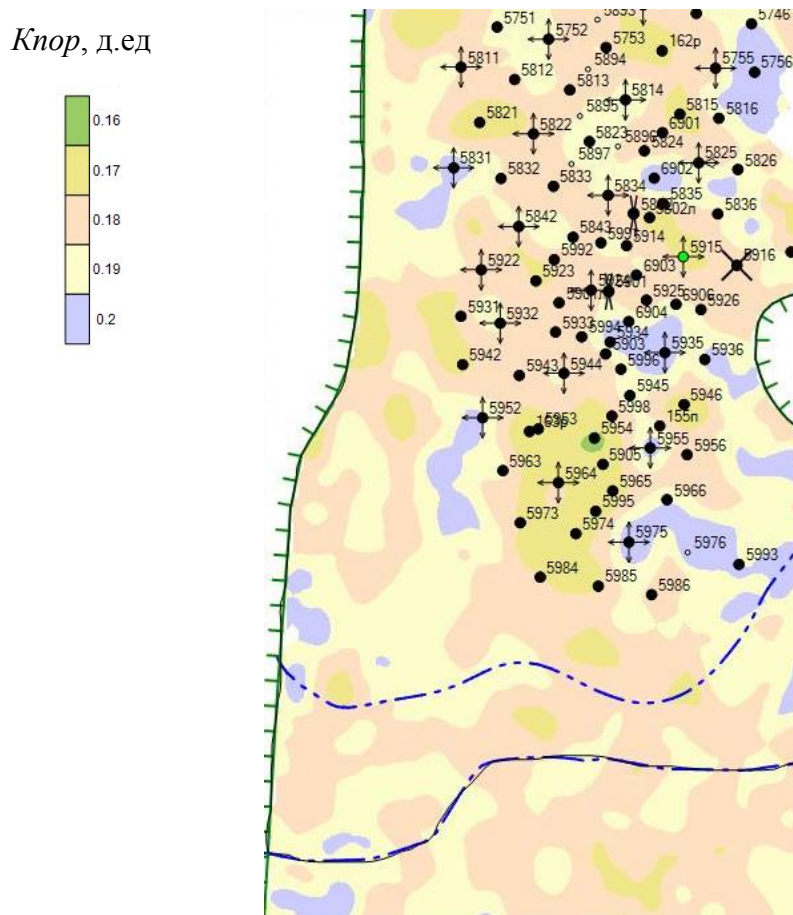


Рис.3.6 Карта пористости объекта исследования

Таким образом, в результате статистической обработки значений геологических параметров и фильтрационно-емкостных свойств для добывающих скважин построены гистограммы и карты зональной неоднородности распределения свойств по площади. Выделяются характерные зоны, заметно отличающиеся по своим свойствам. Однако для определения локализации остаточных запасов недостаточно изучить изменение геофизических параметров по площади. Основной интерес представляет изменение свойств по разрезу.

3.1.2. Анализ изменчивости свойств по разрезу

Характерным показателем неоднородности разреза служит *коэффициент расчлененности*. Он рассчитывается как отношение числа пропластков-

коллекторов в разрезе каждой скважины. Неоднородность данного параметра демонстрирует геологический разрез объекта исследования, построенный в направлении простирания залежи с севера на юг (Рис.3.7).

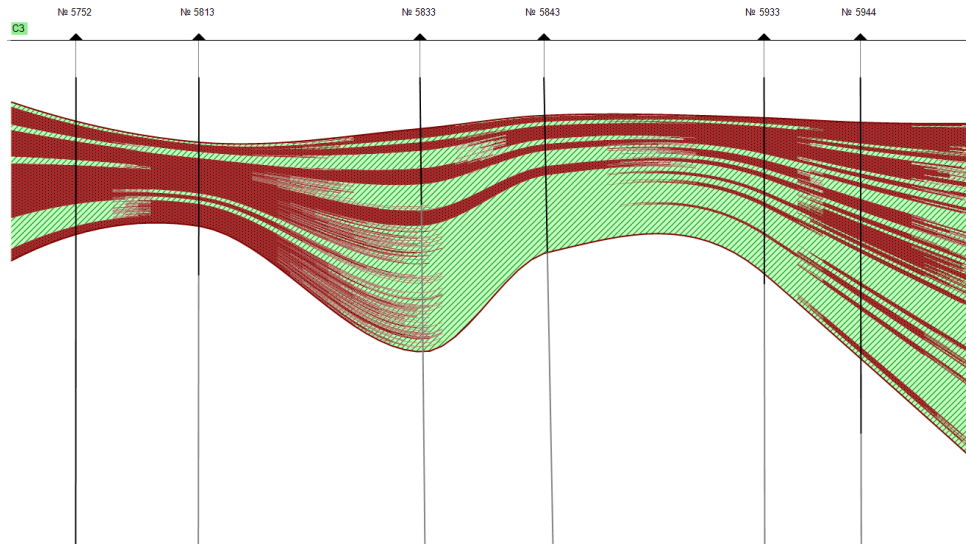


Рис. 3.7 Геологический разрез объекта исследования

Для анализа выработки запасов по разрезу и поиска локализации остаточных запасов в данном параграфе изучено изменение геофизических свойств по вертикали, полученных также на основании анализа результатов геофизических исследований добывающих скважин. Для этого построен геолого-статистический разрез каждого параметра.

Геолого-статистический разрез (ГСР) – осредненный график зависимости анализируемого параметра от глубины залегания продуктивного пласта, построенный по данным скважин. Результаты полученных ГСР по таким параметрам, как проводимость Kh , $K_{песч}$, $K_{нн}$ и начальные подвижные запасы ($НПЗ$), представлены на Рис.3.8.

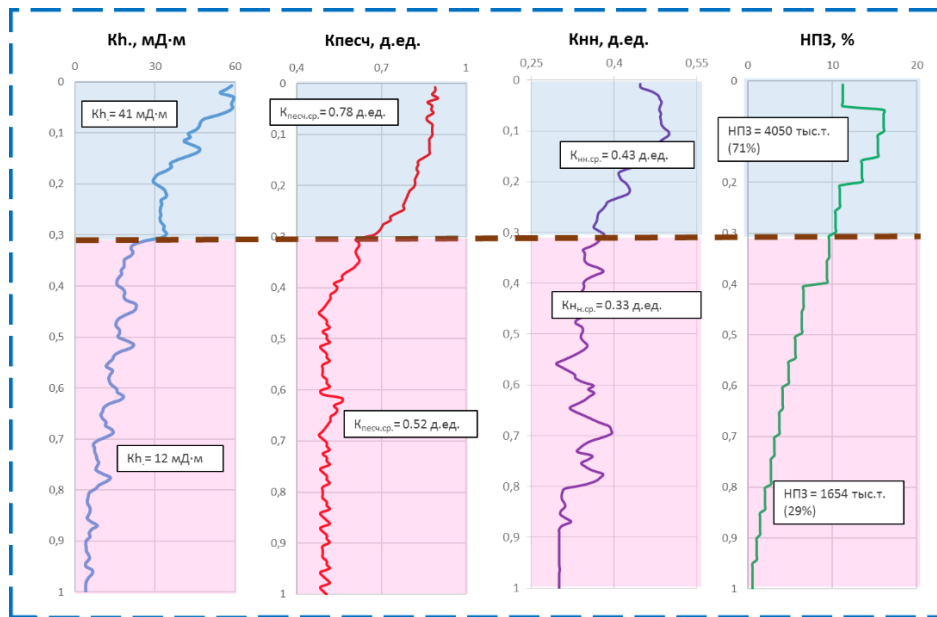


Рис.3.8 Геолого-статистический разрез параметров: проводимости, песчаности, начальной нефтенасыщенности, начальных подвижных запасов

При анализе ГСР каждого параметра был применен метод скользящего окна, который на основе анализа изменения свойств по разрезу позволил выделить границу контрастных свойств, как описано ранее. По данной методике были обработаны весь фонд скважин рассматриваемой залежи (81 скважина). Анализ полученных распределений позволяет выделить два геологических тела – пачки, заметно отличающихся по коллекторским свойствам. Характеристика параметров неоднородности по пачкам и в целом представлена в Таблице 3.1.

Таблица 3.1

Характеристики изменчивости свойств для верхней и нижней пачек

Показатели	Ед.изм	В целом	Верхняя пачка	Нижняя пачка
Начальные геологические запасы (НГЗ)	тыс.т.	8 998	6 081	2 917
Начальные подвижные запасы (НПЗ)	тыс.т.	5 755	4 018	1 737
Н (толщина)	м	33,3	17,3	16,0
Нэфф (эфф. толщина)	м	7,9	3,7	3,3
Кпесч	д.ед.	0,65	0,78	0,52
Кпр	мД	160,0	208,0	80,0
Кпор	д.ед.	0,19	0,19	0,18
Кнн	д.ед.	0,52	0,56	0,47
Kh	мД·м	26,5	41,0	12,0

Детальный анализ фильтрационно-емкостных свойств коллекторов верхней и нижней пачек показал значительные различия характеристик пластов, что обуславливает особенности механизма выработки запасов из разнопродуктивных частей разреза скважин [41]. Неоднородность свойств по разрезу будет определять характер процесса выработки запасов. Существенное отличие параметров выделенных пачек может приводить к опережающей выработке запасов в верхней пачке и обводнению по ее интервалам. При этом запасы нефти, приуроченные к подошвенной части, при совместном вскрытии будут слабо вовлекаться в разработку. Это приведет к концентрации остаточных запасов в подошвенной части разреза.

Таким образом, при анализе исходных данных, полученных по результатам геофизических исследований скважин, установлено:

- 1) наличие двух геологических тел – верхней и нижней пачек, отличающихся основными фильтрационными характеристиками пласта: средней проницаемостью (208,0 мД и 80 мД соответственно) и проводимостью (41,0 и 12,0 мД·м);
- 2) высокопроницаемое геологическое тело расположено сверху, низкопроницаемое – снизу; они являются гидродинамически связанными;
- 3) количественная изменчивость геолого-физических свойств по разрезу влияет на неравномерность выработки запасов. Существенное отличие проницаемости выделенных пачек позволяет построить гипотезу об интенсивной выработке запасов в верхней пачке. Неоднородность проводимости по разрезу дает основание полагать об опережающей выработке запасов из верхней пачки. За счет опережающей выработки так называемых «активных» запасов возрастает доля трудноизвлекаемых.

3.2. Анализ геофизических параметров по результатам ПГИ в нагнетательных скважинах

Для подтверждения гипотезы о неравномерной выработке запасов были проанализированы данные промысловых геофизических исследований (ПГИ) нагнетательных скважин. Карта охвата ПГИС представлена на Рис.3.9.

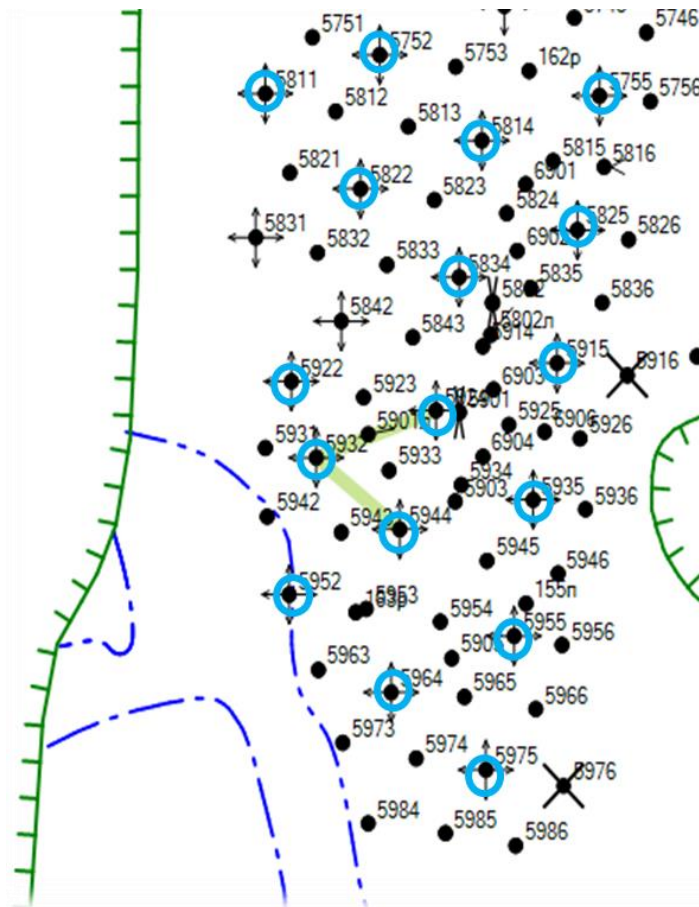


Рис.3.9 Карта охвата промыслово-геофизическими исследованиями

Реализованный в 17 нагнетательных скважинах метод потокометрии позволил получить значения скорости потока (расхода) жидкости по стволу скважины. По его результатам построены профили приемистости жидкости по интервалам работающего пласта. Профилем притока или приемистости принято называть графическое изображение зависимости количества жидкости или газа, поступающих из единицы толщины (или в нее), от глубины залегания [27].

Его интерпретация позволяет контролировать величину потока вдоль перфорированного участка в стволе скважины и выявить интервалы обводнения пласта. Главная задача анализа профиля расхода жидкости по скважинам – это определение характера подключения вскрытых перфорацией пропластков в работу по разрезу пластов [41]. Для каждой скважины вдоль ее разреза построен дифференциальный профиль расхода жидкости ($\text{м}^3/\text{сут}$), как показано на Рис.3.10.

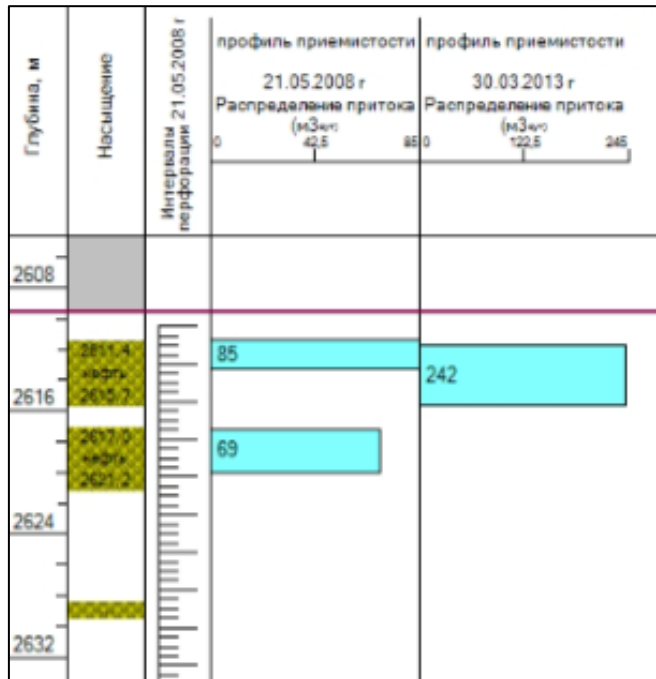


Рис. 3.10 Определение профиля приемистости скв. №5834

Соотношение работающих толщин, определенных по расходомерии, и эффективных толщин, определенных по результатам геофизических исследований скважин в процессе разведки месторождения и бурения новых скважин, позволяет рассчитать значение коэффициента охвата ($K_{охв}$) залежи разработкой по результатам ПГИ.

Анализ результатов ПГИС позволяет оценить интенсивность выработки каждой пачки и статистическую составляющую коэффициента охвата, как аналога коэффициента работающих толщин ($K_{РТ}$). Коэффициент работающих (действующих) толщин показывает долю работающей толщины во вскрытой перфорацией эффективной нефтенасыщенной толщине и отражает коэффициент

охвата пласта дренированием [41]. Из Рис.3.11 наглядно видно, что работающей толщиной называется перфорированная толщина, расход которой по результатам потокометрии не равен 0 нулю.

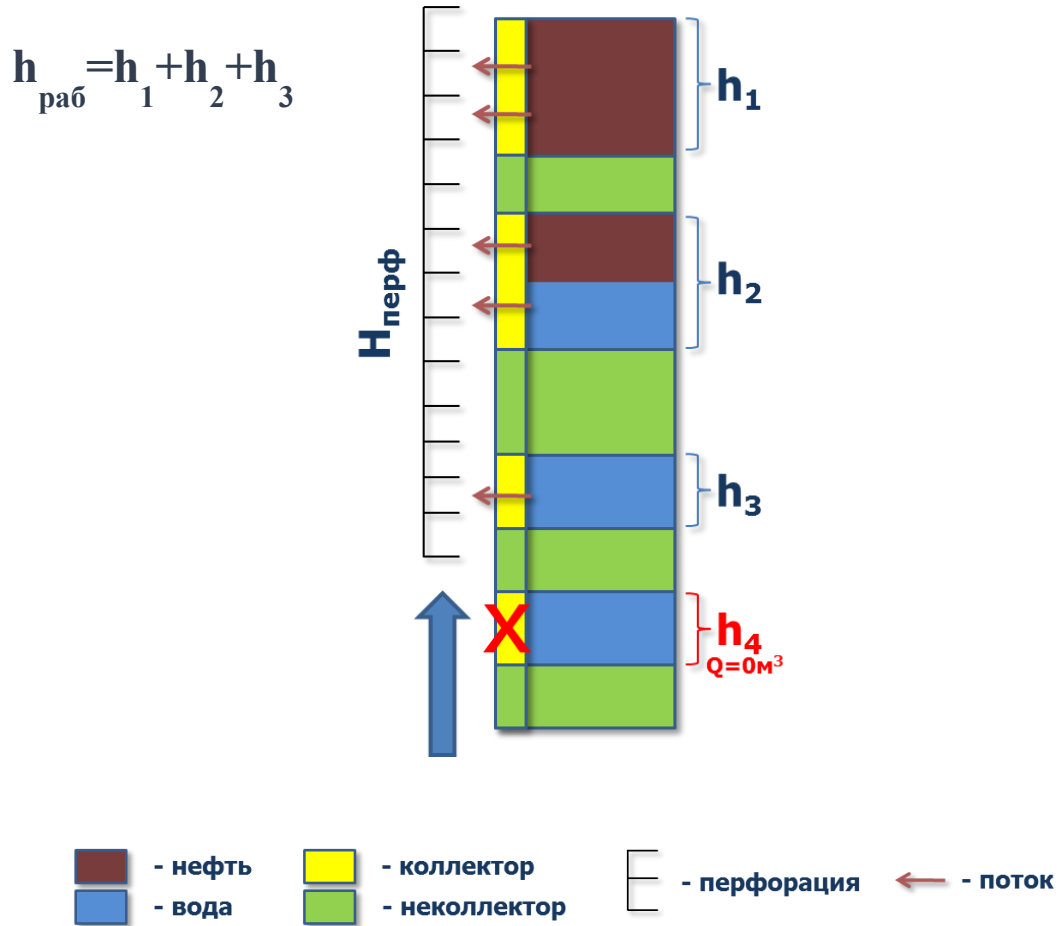


Рис.3.11 Определение работающих толщин

При этом коэффициент охвата по ПГИ отражает долю работающих толщин пропластков, охваченных фильтрацией. При расчете коэффициента охвата по пласту берется отношение работающей толщины к эффективной толщине пласта:

$$K_{\text{охв}} = H_{\text{раб}}/H_{\text{эфф}} \quad (42)$$

Тогда методика расчета $K_{\text{охв}}$ в нагнетательных скважинах сводится к следующему:

- 1) анализируется каротажная диаграмма каждой скважины, полученная по результатам потокометрии (Рис.3.12);
- 2) определяется работающая толщина как сумма всех работающих толщин, вскрытых перфорацией:

$$H_{\text{раб.}} = \Sigma H_{\text{раб.}i} \quad (43)$$

- 3) определяется эффективная толщина как сумма всех перфорированных толщин:

$$H_{\text{эфф.}} = \Sigma H_{\text{эфф.}i} \quad (43)$$

- 4) по формуле (39) определяется Кохв.

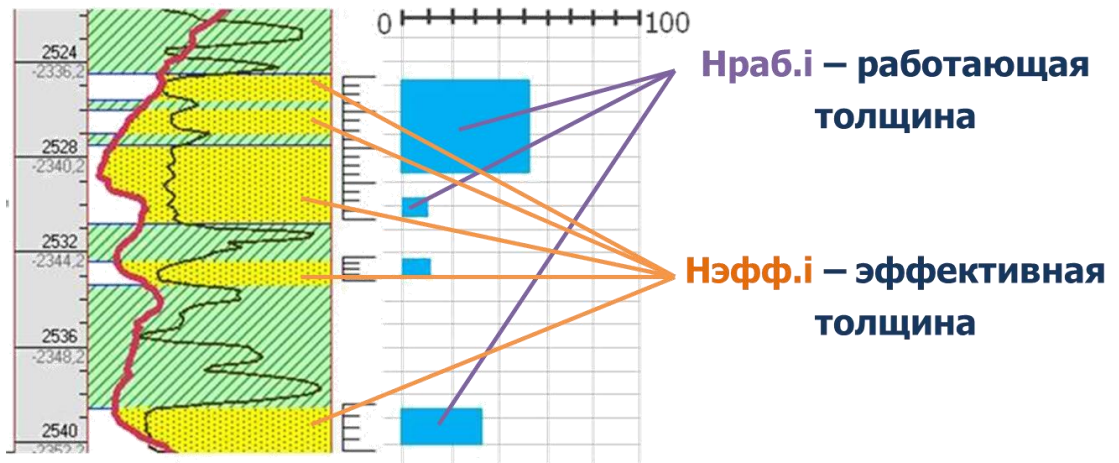


Рис.3.12 Определение *Кохв* по результатам ПГИС

Таким образом были получены значения коэффициента охвата для 17 скважин, в которых были проведены ПГИ.

В условиях отсутствия достаточного охвата фонда исследованиями ПГИ используют вероятностно-статистический метод оценки коэффициента охвата, предложенный А.Н. Юрьевым и В.М. Ревенко [26], [47], [49]-[50]. В упрощенном виде методика выглядит следующим образом.

На первом этапе данного метода формируется выборка значений толщин пропластков h_i для i -скважин, в которых проведены ПГИ.

Расчет вероятности подключения пропластков

h_i	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6
N_i	2	4	5	1	8	5	6
N_{ri}	1	3	1	1	2	3	4
P_{ri}	0,50	0,75	0,20	1	0,25	0,60	0,66

Затем для каждой h_i определяется общее количество N_i и количество работающих пропластков N_{ri} , имеющих такое значение толщины. Далее производится расчет вероятности подключения пропластков P_{ri} для каждого значения толщины: индивидуально каждому пропластку присваивается вероятность подключения его в работу согласно толщине, распределение которой получено по рассмотренной ранее выборке:

$$P_{ri} = N_{ri}/N_i \quad (44)$$

Затем осуществляется перенос полученного распределения вероятности подключения пропластков для скважин, в которых ПГИ не проводились. И на последнем шаге рассчитывается $K_{охв}$ в скважинах без ПГИ путем осреднения вероятностей подключения, взвешанных по толщине пропластков:

$$K_{охв} = \Sigma (P_j h_j) / \Sigma h_j \quad (45)$$

По данной методике для рассматриваемой залежи можно рассчитать $K_{охв}$ в добывающих скважинах, где отсутствуют ПГИС. С подробным алгоритмом реализации геолого-статистического метода А.Н. Юрьева и В.М. Ревенко можно ознакомиться в работах [49]-[50].

Таким образом, по данным промыслово-геофизических исследований в нагнетательных скважинах коэффициент охвата воздействием по объекту

составил 0,42 д.ед. Расчет *Кохв* в нагнетательных скважинах показал, что запасы нефти верхней и нижней пачек вовлекаются в работу неравномерно. Так, большей степенью охвата характеризуется верхняя пачка – 0,51 д.ед.; меньшей степенью нижняя пачка – 0,18 д.ед. Результаты расчета *Кохв* по ПГИС представлены в Таблице 3.3.

Таблица 3.3

Результаты расчета *Кохв* по ПГИС

Кохв по ПГИ		
№	Верхняя пачка	Нижняя пачка
5752	0,22	-
5811	0,83	-
5755	0,27	-
5814	0,22	0,14
5822	0,16	0,09
5825	0,63	-
5834	0,35	0,35
5915	0,24	-
5924	0,40	0,06
5932	0,50	-
5944	0,55	0,33
5935	0,25	0,33
5955	0,43	-
5952	0,73	-
5964	0,38	0,02
5975	0,67	-
5922	0,27	0,18
Ср. зн-я	0,51	0,18

Как видно из Рис.3.13, в работу подключены лишь высокопроницаемые пропластки верхней пачки, в то время как нижняя пачка не вырабатывается. Как отмечалось ранее, коллектор верхней пачки имеет лучшие фильтрационно-емкостные свойства по сравнению с нижней пачкой.

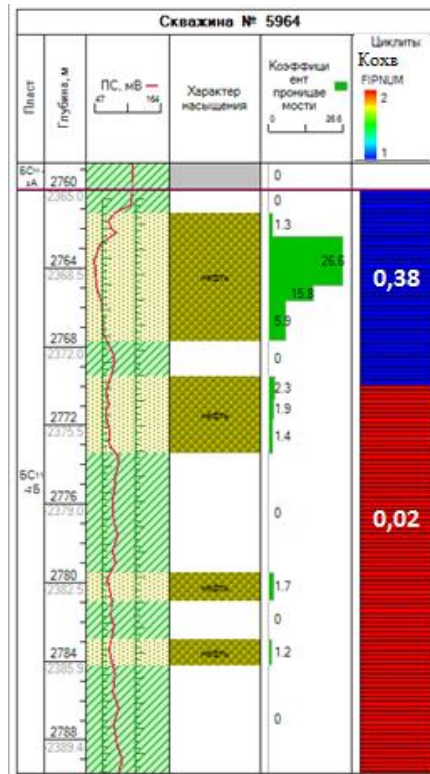


Рис.3.13 Определение профиля притока скв. №5964

В результате проведенного выше промыслового анализа, основанного на методах потокометрии – замеров расхода жидкости в стволе скважины и гипотезы о неравномерной выработке запасов, построенной в предыдущем параграфе по результатам анализа геолого-статистических разрезов и изменчивости свойств по площади, можно сделать следующие выводы о 3D-модели распределения остаточных запасов нефти рассматриваемой залежи:

- 1) выработка запасов нефти рассматриваемой залежи по разрезу и по площади происходит неравномерно, что соответствует неоднородности распределения геофизических характеристик пласта;
- 2) опережающая выработка запасов характера для верхней пачки;
- 3) остаточные запасы нефти локализованы в подошвенной части пласта, характеризующейся худшими фильтрационно-емкостными свойствами;
- 4) необходима отдельная эксплуатация разнопродуктивных пачек: эффективный отбор локализованных запасов возможен при вскрытии в новых точках отбора только подошвенной части.

Данные выводы необходимо учитывать при планировании тех или иных геолого-технических мероприятий.

3.3. Рекомендации по проведению геолого-технических мероприятий

Геолого-технические мероприятия (ГТМ) – это работы, проводимые на скважинах с целью регулирования разработки месторождений и поддержания целевых уровней добычи нефти.

Существует множество различных ГТМ, проводимых в скважинах как на ранних, так и на поздних стадиях разработки. К ним относятся гидравлический разрыв пласта (ГРП), соляно-кислотная обработка (СКО), уплотняющее бурение, бурение (зарезка) боковых стволов, перевод на вышележащий или нижележащий горизонт, ремонтно-изоляционные работы, выравнивание профиля приемистости и др. [3], [19]-[20], [34].

Основной проблемой при выборе того или иного мероприятия является поиск участка залежи с достаточным количеством запасов [34]. Это объясняется тем, что некоторые участки месторождения могут не подходить для проведения каких-либо ГТМ в виду низких остаточных запасов и проводимости (Kh). Поэтому качественное определение зон локализации остаточных подвижных запасов позволяет повысить эффективность геолого-технических мероприятий, направленных на доизвлечение оставшейся нефти.

Обоснованная ранее гипотеза указывает на необходимость увеличения дебитов из застойных зон с высокой концентрацией остаточных запасов в них. Очевидно, что совместная отработка разнопродуктивных пачек рассматриваемого месторождения неэффективна. Поэтому для извлечения остаточных запасов рекомендуется проводить адресные мероприятия преимущественно на нижнюю пачку для поддержания плановых темпов отбора нефти. С целью выделения эффективных участков месторождения, наиболее перспективных для проведения ГТМ, была построена карта текущей плотности подвижных запасов для нижней

пачки (Рис.3.13). Она была получена в результате распределения текущих запасов по разрезу, взвешенных на проводимость (Kh) как основной параметр, характеризующий связь геологии и ПГИ. Перспективная зона выделена зеленой границей, где сосредоточена максимальная плотность запасов (886,3 тыс.т./Га).

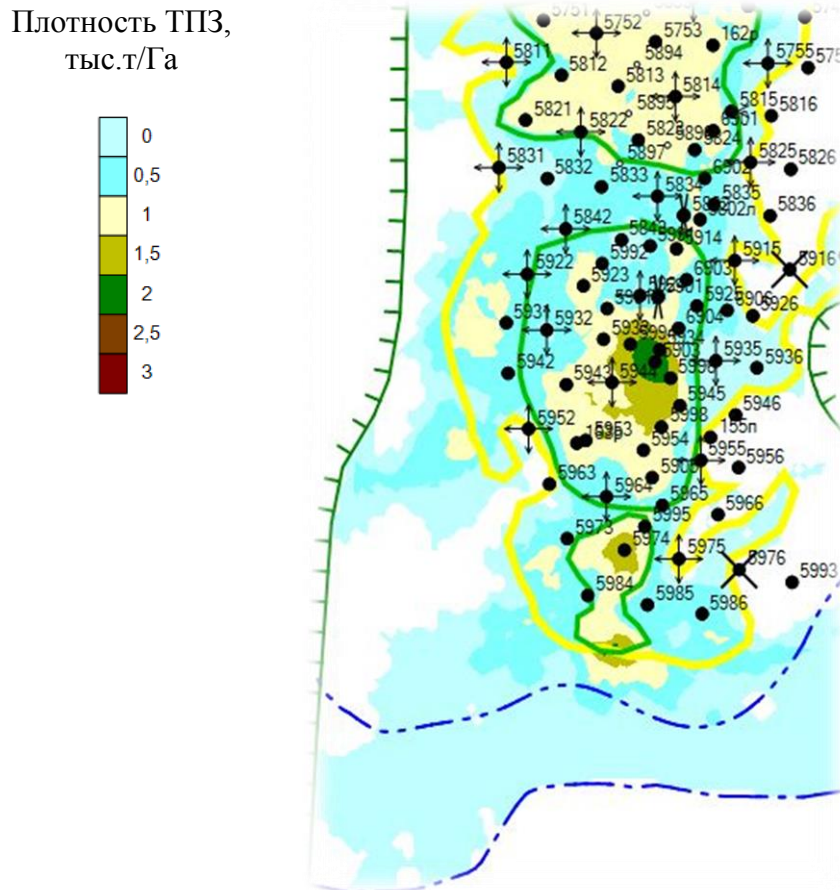


Рис.3.13 Карта текущей плотности подвижных запасов нижней пачки.
Перспективные зоны для проведения ГТМ

Для поддержания высокого уровня добычи углеводородов на поздней стадии данного месторождения могут быть рекомендованы следующие мероприятия на нижнюю пачку пласта:

1) *Уплотнение сетки* сопровождается адресным бурением новых уплотняющих скважин. При бурении дополнительных скважин механизм увеличения дебита нефти осуществляется за счет увеличения доли вскрытого продуктивного пласта залежи, повышения $K_{охв}$, выработки целиков в зонах

выклинивания и т.п. Уплотнение сетки рекомендовано в зонах с наибольшей плотностью текущих запасов.

2) *Бурение боковых стволов (БС)* – многоствольные разветвления из уже существующих скважин снижают стоимость строительства горизонтальных скважин и улучшают условия вскрытия пласта. Бурение боковых стволов позволяет отбирать углеводороды из коллекторов, ранее не охваченных разработкой. Одним из преимуществ БС является улучшение условий вскрытия многопластовых месторождений [13]. Бурение БС рекомендуется осуществлять в зонах с сильным напором «нижней» воды. Стволы в таком случае располагают ближе к кровле продуктивного интервала, поэтому подъем воды осуществляется не в виде конуса, а в виде треугольной призмы. Для такого процесса необходимо вытеснить гораздо больше нефти, т.е. увеличение дебита осуществляется даже за счет изменения геометрических размеров потока воды.

3) Для выделенных зон без подстилающей воды рекомендуется проводить *гидравлический разрыв пласта* – увеличение проницаемости призабойной зоны путем закачки жидкости в пласт с большой скоростью под большим давлением и, как следствие, распространение трещины в породе пласта. При этом плоскость трещины всегда направлена перпендикулярно направлению минимального напряжения в пласте. Для ее закрепления в сформировавшуюся трещину закачивают зернистый материал – проппант, который предотвращает ее схлапывание.

4) *Выравнивание профиля приемистости* – изоляция высокопроницаемых пропластков закачкой изолирующего агента, проникающего в пропласток с наиболее высокой степенью поглощения. Это приводит к увеличению *Кохв* воздействием при изменении направления фильтрационных потоков закачиваемого агента и позволяет получить дополнительную добычу из ранее не дренируемых участков залежи.

С учетом вышеизложенного реализовывать программу мероприятий по довыработке запасов рекомендуется начинать именно с перспективной зоны.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы предложена и апробирована для практического применения методология комплексного подхода к оценке текущей выработки запасов на основе геолого-физического анализа для решения задач о локализации остаточных запасов нефти. Расчеты проведены на примере объекта исследования месторождения X.

1. На основе использования методов анализа кривых падения добычи и характеристик вытеснения В.М. Ревенко выполнена количественная оценка текущей нефтенасыщенности залежи по скважинам, построена карта выработки запасов – 2D-модель распределения остаточных запасов.

2. При анализе геофизической информации по добывающим скважинам установлено неравномерное распределение свойств по площади и разрезу, наличие высоко- и низкопроницаемых пачек, существенно отличающихся по своим фильтрационно-емкостным характеристикам.

3. Построена гипотеза об опережающей выработке запасов в верхней пачке и проведена локализация зон концентрации остаточных запасов в нижней пачке.

4. На основе анализа результатов ПГИ в нагнетательных скважинах произведен расчет коэффициента охвата, значение которого существенно отличается для верхней и нижней пачек, что подтверждает ранее высказанное предположение о неравномерной выработке запасов.

5. Построена 3D-модель распределения остаточных запасов нефти для верхней и нижней пачек, включающая результаты обработки геофизических и промысловых данных, анализ построенных карт и геолого-статистических разрезов распределения параметров по площади и разрезу, расчетного коэффициента охвата.

6. С учетом полученных результатов выделены перспективные участки концентрации текущих подвижных запасов и рекомендована программа геолого-технических мероприятий для поддержания высокого уровня добычи углеводородов на месторождении X. Предлагается применить меры по увеличению

эффективности выработки запасов из нижней пачки.

Таким образом, исследование структуры остаточных запасов как на качественном, так и на количественном уровне, методами геолого-промыслового анализа может являться эффективной альтернативой или дополнением геолого-гидродинамическому моделированию.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Агекян Т.Л. Теория вероятностей для астрономов и физиков / Т.Л. Агекян // М.: Главная редакция физико-математической литературы издательства «Наука», 1974. – 264 с.
2. Альмухаметов М.А. Новый подход к планированию геолого-технических мероприятий на нефтяных месторождениях / М.А. Альмухаметов, А.А. Артомонов, М.А. Виноходов // Георесурсы. –2010, №1 (33). – с. 39-41.
3. Анурьев М.К. К прогнозированию темпов снижения добычи нефти по данным истории разработки нефтяных залежей /М.К. Анурьев, Т.М. Гуляева, А.В. Лекомцева, Д.В. Чернышев // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. –2013, №6. – с. 93-100.
4. Ахметова З.Р. Структуризация остаточной нефтенасыщенности для обоснования технологии доизвлечения нефти: диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук: 25.00.17 / Ахметова Зиля Рашитовна. – Москва. 2016. 153 с.
5. Баранов В.Е. Разработка коллектора: Учебное пособие / В.Е. Баранов, М.Р. Камартдинов, Т.Г. Кузьмин, С.Х. Куреленков, П.В. Молодых // Томский политехн. ун-т, 2007. – 168 с.
6. Бачин С.И. Доразработка остаточных запасов нефти высокообводненных месторождений с неоднородными коллекторами: диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук: 25.00.17 / Бачин Сергей Иванович. – Уфа. 2008. 128 с.
7. Бородин А. Н. Элементарный курс теории вероятностей и математической статистики. Серия «Учебники для вузов. Специальная литература» / А.Н. Бородин //СПб.: Издательство «Лань», 1999. – 224 с.
8. Брайчук Р.Н. Особенности распределения остаточных запасов нефти в карбонатных коллекторах межсолевых отложений Припятского прогиба (на примере Осташковичского месторождения): диссертация на соискание ученой

степени канд. минер. наук: 25.00.12 / Брайчук Руслан Николаевич. – Москва. 2011. 145 с.

9. Бриллиант Л.С. Повышение эффективности геолого-технологических мероприятий по оптимизации плотности сетки скважин интенсификации системы заводнения на Самотлорском месторождении: диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук: 05.15.06 / Бриллиант Леонид Самуилович. – Тюмень. 1990. 184 с.

10. Бриллиант Л.С. Развитие аналитического аппарата в рамках методики локализации остаточных запасов нефти (применение метода вейвлет-разложения) / Л.С. Бриллиант, М.А. Антипин, О.Ю. Мясоедова // Сборник Тюменского института нефти и газа: Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений. – 2012. – №3. – С. 91-97.

11. Булинский А. В. Теория случайных процессов / А.В. Булинский, А.Н. Ширяев // М.: ФИЗМАТЛИТ, 2005. – 408 с.

12. Быков Н.Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н.Е. Быков, М.И. Максимова, А.Я. Фурсов // М.: Недра, 1981. – 525 с.

13. Воробьева Л.В. Основы нефтегазового дела: Учебное пособие / Л.В. Воробьева, А.Ю. Гальвас, Т.Г. Кузьмин, П.В. Шевелев // Томский политехн. ун-т, 2006. – 128 с.

14. Воронова Е.В. Разработка методики оценки распределения остаточных запасов на нефтяных месторождениях в условиях поздней стадии их эксплуатации: диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук: 25.00.17 / Воронова Евгения Владимировна. – Уфа. 2007. 168 с.

15. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки / А.А. Газизов // М.: ООО «Недра-Бизнесцентр, 2002. – 639 с.

16. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного пласта / Ш.К. Гиматудинов // М.: Недра, 1971. – 312 с.

17. Грешилов А.А. Математические методы построения прогнозов / А.А. Грешилов, А.А. Стакун, В.А. Стакун // М.: Радио и связь, 1997. – 112 с.

18. Дарлинг Т. Практические аспекты геофизических исследований скважин / Т. Дарлинг // М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 400 с.
19. Деева Т.А. Физика пласта: Учебное пособие / Т.А. Деева // Томский политехн. ун-т, 2006. – 128 с.
20. Деева Т.А. Формирование и планирование ГТМ / Т.А. Деева, Камартдинов М.Р., Т.Е. Кулагина, П.В. Молодых // Томский политехн. ун-т, 2006. – 128 с.
21. Знаменский В.В. Геофизические методы разведки и исследования скважин: Учебник для техникумов / В.В. Знаменский, М.С. Жданов, Л.П. Петров // М.: Недра, 1981, – 320 с.
22. Казаков А.А. Прогнозирование показателей разработки месторождений по характеристикам вытеснения нефти водой / А.А. Казаков // РНТС Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1976. – С. 5-7.
23. Камартдинов М.Р. Современный анализ данных по добыче: Учебное пособие / М.Р. Камартдинов, Шевелев П.В. // Томский политехн. ун-т, 2006. – 175 с.
24. Кашапов А. Применение теории нечетких множеств для поиска скважин-кандидатов на проведение гидравлического разрыва пласта на примере Вахского нефтяного месторождения / А. Кашапов // Сборник докладов Седьмой региональной научно-технической конференции молодых специалистов ОАО «ТомскНИПИнефть». – Томск: ТМЛ-Пресс. – 2014. – С. 48-53.
25. Кашик А.С. Расчет текущего коэффициента охвата вытеснением при геолого-гидродинамическом моделировании / А.С. Кашик, С.В. Костюченко // Материалы Международного технологического симпозиума «Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтеотдачи», Москва, 2006.
26. Кибирев А.В. Применение результатов ПГИ для воспроизведения структуры остаточных запасов в гидродинамической модели (на примере Трехозерного месторождения) / А.В. Кибирев, А.А. Клочков, А.Г. Выдрин //

Сборник Тюменского института нефти и газа: Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений. – 2013. – №4. – С. 104-113.

27. Косарев В.Е. Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений / В.Е. Косарев // Казань: Изд-во Казан. гос. ун-та, 2009. – 145 с.

28. Косков В.Н. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС / В.Н. Косков, Б.В. Косков // Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 317 с.

29. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин: Учебное пособие для вузов / М.Г. Латышова // М.: Недра, 1966. – 219 с.

30. Лифантьев А.В. Учет неоднородности пластов по проницаемости при компьютерном проектировании разработки нефтяных месторождений: диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук: 25.00.17 / Лифантьев Алексей Владимирович. – Бутульма. 2014. 118 с.

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

32. Меркулов В.П. Современные комплексные геофизические и гидродинамические исследования скважин / В.П. Меркулов, Т.Е. Кулагина // Томский политехн. ун-т, 2006. – 152 с.

33. Мирзаджанзаде А.Х. Этюды о моделировании сложных систем нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность / А.Х. Мирзаджанзаде, Р.Н. Бахтизин, М.М. / Уфа^ Изд-во «Гилем», 1999. – 462 с.

34. Писарев М.О. Методы интенсификации и повышения нефтеотдачи / М.О. Писарев // Томский политехн. ун-т, 2006. – 121 с.

35. Праведников Н.К. Расчет распределения насыщенности фазами в пористой среде при вытеснении нефти водой / Н.К. Праведников, В.М. Ревенко // Тюмень: СибНИИИП, 1975.

36. Пытьев Ю. П. Курс теории вероятностей и математической статистики для физиков: Учеб. пособие / Ю.П. Пытьев, И.А. Шишмарев // М.: Изд-во Моск. ун-та, 1983. – 256 с.

37. Пьянков В.Н. Алгоритмы идентификации параметров модели Баклея - Леверетта в задачах прогноза добычи нефти // Нефтяное хозяйство. –1997, №10. – с. 62-65.
38. Ревенко В.М. Применение метода фильтрационных параметров и сопротивлений при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири: диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук: 05.15.06 / Ревенко Владимир Михайлович. – Тюмень. 1974. 120 с.
39. Сазонов Б.Ф. Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме / Б.Ф. Сазонов // М.: Недра, 1973. – 283 с.
40. Скрылев С.А. К оценке структуры текущих запасов нефти пласта ЮК₁₀ Талинской площади / С.А. Скрылев // Сборник Тюменского института нефти и газа: Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений. – 2010. – №1. – С. 141-147.
41. Смирнов Д.С. Исследование структуры остаточных запасов пласта АВ₁ Советского месторождения по результатам промыслово-геофизических исследований / Д.С. Смирнов, Е.В. Ефремова, Т.В. Майер, А.И. Фомин // Сборник Тюменского института нефти и газа: Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений. – 2011. – №2. – С. 133-144.
42. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев // М.: Недра, 1985.
43. Сургучев М. Л. Методы извлечения остаточной нефти / М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин // М.: Недра, 1991. – 347 с.
44. Сургучев М.Л. Факторы, влияющие на состояние остаточной нефти в заводненных пластах / М.Л. Сургучев, Э.М. Симкин // Нефтяное хозяйство. – 1988. – №9. – С. 31 – 36.
45. Сыртланов В. О методах автоматизации оптимизации заводнения и подбора скважин-кандидатов для ГТМ / Н. Межнова Н., Е. Ковалева, Ю. Головацкий, А. Жиров, О. Петрашов, Ю. Куреленкова // SPE-176730-RU. –

Материалы Российской нефтегазовой технической конференции SPE. – Москва. – 2015.

46. Федоров К.М. Подземная гидромеханика: Учебно-методический комплекс для студентов физического факультета направления «Физика» / К.М. Федоров // Тюмень: ОАО «Тюменский дом печати», 2007. – 112 с.

47. Шарафутдинов Э.Р. Расчет коэффициента охвата по промысловым данным на примере объекта БВ₁₀⁰ Черногорского месторождения / Э.Р. Шарафутдинов, А.С. Русанов // Сборник Тюменского института нефти и газа: Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений. – 2012. – №3. – С. 81-88.

48. Шубин А.С. Разработка и исследование технологии извлечения остаточных запасов нефти высокопродуктивных залежей: диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук: 25.00.17 / Шубин Александр Сергеевич. – Тюмень. 2011. 128 с.

49. Юрьев А.Н. Особенности реализации методики определения коэффициента охвата процессом вытеснения при проектировании разработки / А.Н. Юрьев, В.М. Ревенко // В сб.: Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень: СибНИИНП. – 1988. – С. 125-133.

50. Юрьев А.Н. Расчет коэффициента охвата процессом вытеснения в системе скважин / А.Н. Юрьев // В сб.: Проблемы ускорения научно-технического прогресса в области разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень: СибНИИНП. – 1987. – С. 84-92.