

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное агентство по образованию
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
«Удмуртский государственный университет»

В. А. Савельев, М. А. Токарев, А. С. Чинаров

**ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ МЕТОДЫ
ПРОГНОЗА НЕФТЕОТДАЧИ**

Учебное пособие

Ижевск
Издательский дом «Удмуртский университет»
2008

УДК 622.276.344

ББК 33.361

С 16

*Печатается по решению Ученого совета нефтяного факультета УдГУ
в качестве учебного пособия (протокол от №)*

Рецензенты: доктор технических наук Валентин Иванович Кудинов;
кандидат технических наук Сергей Юрьевич Борхович.

Савельев В. А., Токарев М. А., Чинаров А. С.

С16 Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи:
Учеб. пособие / В. А. Савельев, М. А. Токарев, А. С. Чинаров.– Ижевск:
Издательский дом «Удмуртский университет», 2008.– 147 с.

Рассмотрены различные методы оценки и прогноза нефтеотдачи, проанализированы условия их применимости к характерным группам месторождений нефти и газа. Выделены группы объектов, различающиеся по динамике показателей разработки. Показана роль означенных методов в структуре составления проектной документации, их значимость и актуальность.

Учебное пособие предназначено для студентов дневной, вечерней и заочной форм обучения специальностям «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а также для аспирантов и специалистов, занимающихся вопросами анализа и проектирования разработки нефтяных месторождений.

УДК 622.276.344

ББК 33.361

© Савельев В. А., Токарев М. А., Чинаров А. С.,
2008

© ГОУВПО «УдГУ», 2008

СОДЕРЖАНИЕ	С.
Основные обозначения	5
Введение	5
1. Понятие о коэффициентах, характеризующих нефтеотдачу	10
2. Методы определения нефтеотдачи	13
2.1. Методы аналогий	13
2.2. Лабораторно-статистические методы оценки нефтеотдачи	13
2.3. Промышленно-статистические методы оценки нефтеотдачи	17
2.4. Методы промысловой геофизики	19
3. Оценка нефтеотдачи с помощью методов промысловой геофизики	20
3.1. Оценка конечной и текущей нефтеотдачи по данным оценочных скважин	20
3.1.1. Определение текущей нефтеотдачи в конкретной точке пласта по данным бурения оценочных скважин	20
3.1.2. Геолого-промысловая интерпретация результатов исследования оценочных скважин на примере пластов ДІ и ДІІ	22
3.1.3. Определение нефтеотдачи по данным оценочных скважин	32
3.2. Оценка текущей и конечной нефтеотдачи в скважинах оборудованных специальными обсадными колоннами (СПХ)	34
3.3. Метод оценки нефтенасыщенных пластов оборудованных стеклопластиковыми хвостовиками (СПХ)	43
3.4. Обработка информации при исследовании в специальных скважинах оборудованных СПХ с дискретными проводящими элементами конструкции УНИ-УГНТУ	50
4. Классификация и возможности промышленно-статистических методик прогноза нефтеотдачи	56
4.1. 1-ая группа промышленно-статистических методов прогноза показателей разработки (кривые вытеснения по типу метода Назарова С.Н, Сипачева Н.В.)	56
4.2. 2-ая группа промышленно-статистических методов прогноза	74

показателей разработки (кривые вытеснения по типу метода Максимова М.И.)	
4.3. 3-я группа промыслово-статистических методов прогноза показателей разработки (кривые вытеснения по типу метода Пирвердяна А.М.)	82
4.4. 4-ая группа промыслово-статистических методов прогноза показателей разработки (кривые вытеснения по типу метода Говоровой – Рябининой)	103
4.5. 5-я группа промыслово-статистических методов прогноза показателей разработки (кривые вытеснения по типу метода Абызбаева Н.И.)	107
4.6. Применение промыслово-статистических методов прогноза нефтеотдачи	112
5. Адаптационные геолого-промысловые модели (АГПМ)	122
5.1. Понятие об адаптационных геолого-промысловых моделях	122
5.2. Структурная схема создания АГПМ	124
5.3. Основные типы АГПМ и задачи, решаемые с их помощью	128
Заключение	137
Список литературы	140

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- $\eta_{тек}$ – текущий коэффициент нефтеотдачи;
- $\eta_{кон}$ – конечный коэффициент нефтеотдачи;
- η_{max} – максимально возможное значение коэффициента нефтеотдачи при бесконечной фильтрации;
- K_u – коэффициент использования запасов;
- $t_{кон}$ – время окончания разработки месторождения;
- $K_{выт.}$ – коэффициент вытеснения;
- $K_{сет.}$ – коэффициент охвата пласта сеткой скважин;
- $K_{охв.}$ – коэффициент охвата пласта заводнением;
- $K_{пр.}$ – проницаемость коллектора;
- $V_{зап. бал}$ – балансовые запасы нефти;
- $V_{зап. пром}$ – промышленные запасы нефти;
- $V_{н. извл}$ – извлекаемые запасы нефти;
- $ВНФ$ – водонефтяной фактор;
- $V_{жс}$ – накопленная добыча жидкости;
- V_n – накопленная добыча нефти;
- V_v – накопленная добыча воды;
- $f_{н.пред}$ – предельное значение нефтесодержания продукции;
- $f_{в.пред}$ – предельное значение обводненности продукции;
- $V_{н.извл. max}$ – максимально-извлекаемые запасы нефти при бесконечной фильтрации;
- $V_{н.извл. (f_{н.пред.})}$ – извлекаемые запасы нефти на заданное нефтесодержание;
- $V_{н.извл. (f_{в.пред.})}$ – извлекаемые запасы нефти на заданную обводненность продукции скважин;
- $V_{н.извл. (ВНФ_{пред.})}$ – извлекаемые запасы нефти на заданный ВНФ;
- $V_{жс.пред.}$ – накопленная добыча жидкости на заданные граничные условия;
- $V_{в.пред.}$ – накопленная добыча воды на заданные граничные условия.

ВВЕДЕНИЕ

При разработке нефтяных месторождений современными гидродинамическими методами с использованием теории упругого режима и с применением различных систем заводнения, постоянной является проблема оценки текущих и конечных показателей разработки, таких как нефтеотдача, водонефтяной фактор.

Все крупнейшие нефтяные организации бывшего СССР и России занимались данной проблемой, на первых этапах разработки крупных нефтяных месторождений, оценку нефтеотдачи проводили с помощью лабораторно-промысловых методов [1, 28, 31, 32, 33, 35, 41, 46, 47, 51, 52, 60, 65]. Данные методики и в настоящее время широко используется при проектировании разработки нефтяных месторождений.

Применявшиеся при проектировании разработки крупных нефтяных месторождений гидродинамические методы прогноза нефтеотдачи давали хорошие результаты при обводненности продукции до 50%. Дальше прогнозные и фактические показатели значительно расходились. В виду этого, проводились разработки других методов прогноза.

Развитие промыслово-геофизических методов оценки нефтенасыщенности пластов в 60 – 70-е годы прошлого века позволило решить ряд задач по определению текущей нефтеотдачи [2, 4, 6, 14, 43, 50, 60, 62, 63]. Большие надежды возлагались на применение методов радиометрии, в частности на импульсный нейтрон-нейтронный каротаж на тепловых нейтронах (ИННКт). Однако ввиду известных ограничений применение ИННКт позволяет оценить нефтенасыщенность только на качественном уровне.

В данной работе показана возможность применения комплекса геофизических методов позволяющих провести оценку текущей нефтенасыщенности и нефтеотдачи продуктивных пластов.

При этом в настоящее время возможны следующие методики.

Проведение комплекса геофизических исследований в оценочных скважинах. Данная методика широко апробирована на туймазинском нефтяном месторождении [60].

Проведение высокочастотной электрометрии индукционным каротажем (ИК) в скважинах продуктивные пласты в которых перекрыты стеклопластиковыми хвостовиками (СПХ) [6, 14, 37, 43, 50, 60, 63]. Данная методика широко применяется на Арланском и Ромашкинском нефтяных месторождениях.

Применение комплекса методов электрометрии включающее боковое электрическое зондирование (БЭЗ), боковой каротаж БК, индукционный каротаж (ИК) в скважинах продуктивный пласт в которых перекрыт электронепроводящей обсадной колонной с дискретной проводимостью. [38, 60, 62, 63] Метод разработан в УНИ – УГНТУ Шаховкиным В.Ш., Шевкуновым Е.Н., Токаревым М.А. Методика апробирована и внедрена на Ромашкинском, Самотлорском и Арланском нефтяных месторождениях.

С появлением обобщающих работ по анализу разработки нефтяных месторождений, стали разрабатываться промыслово-статистические методы прогноза текущей и конечной нефтеотдачи, первыми методами в данном направлении можно считать методы М.И. Максимова, А.М. Пирвердяна, И.Г. Пермякова, С.Н. Назарова [30, 44, 48, 49].

Применение промыслово-статистических методов, обладающих большой экспрессностью расчетов и требующих минимального количества исходной информации, позволило значительно ускорить проведение подобных расчетов. В дальнейшем, количество промыслово-статистических методов применяемых на практике стало стремительно возрастать. В настоящее время применяется около 50 различных модификаций промыслово-статистических методов. Большинство из этих методов включено в ряд руководящих документов, в том числе в РД 153-39 1-004-96 (Минтопэнерго, ОАО НК Роснефть, ВНИИНефть, 1996), МУ-01-

001-01 (ОАО НК Лукойл, 2001), и другие нормативные документы [31, 32, 33, 52].

Однако количество методических работ по оценке надежности применения промыслово-статистических методов незначительно, и они в значительной степени разрознены. В то же время практически на ранней стадии применения промыслово-статистических методов в обобщающей работе Жданова М.А., Ованесова М.Б., Токарева М.А. «Комплексный учет геологической неоднородности и прогноза конечного коэффициента нефтеотдачи» 1974 года [17] наряду с промыслово-статистическими методами приведены первые адаптационные геолого-промысловые модели представленные в графоаналитическом виде. Уже по этим несовершенным моделям удалось показать отставание текущей нефтеотдачи по Бавлинскому месторождению D_1 , где проводился знаменитый эксперимент по разряжению сетки скважин от потенциальной (возможной) [40, 55, 56].

Адаптационные геолого-промысловые модели в отличие от промыслово-статистических методов (кривых вытеснения) содержат геологические, технологические данные по прогнозируемому объекту. Наиболее полно Адаптационные геолого-промысловые модели М.А. Токарева приведены в работе [60].

В отличие от промыслово-статистических методов прогноз показателей разработки производится за достаточно короткий промежуток времени, поэтому экстраполяционная ошибка не накапливается.

Следует отметить, что создание АГПМ Токарева М.А. (адаптационные геолого-промысловые модели) требует значительных затрат времени и необходимость промысловой информации, часть которой может иметь конфиденциальный характер.

Поэтому при оперативной оценке текущей и конечной нефтеотдачи в настоящее время в значительной мере применяются промыслово-статистические методы.

В настоящее время при проектировании разработки нефтяных месторождений с применением постоянно действующих моделей, гидродинамические модели разработки адаптируются по промышленным данным основой которых является добыча из каждой скважины.

Обладая значительной наглядностью постоянно действующие модели (ПДМ) достаточно трудоемки, а получаемые данные постоянно нуждаются в адаптации.

При обзоре методов прогноза нефтеотдачи не стоит сбрасывать со счета и методы прогноза, которые проводятся графическим путем. Начиная с 70-х годов различные научные организации разрабатывали методы оценки текущей и конечной нефтенасыщенности и нефтеотдачи с использованием оценочных скважин и скважин продуктивные пластов которых перекрыты специальными обсадными колоннами, позволяющими проводить временные замеры методами электрометрии в обсаженной скважине. Имеющийся на данное время материал по анализу оценочных скважин и по анализу методов электрометрии в обсаженной колонне, позволяет считать, что применение этих методов приемлемо для прогноза текущей нефтеотдачи.

1. ПОНЯТИЕ О КОЭФФИЦИЕНТАХ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХ НЕФТЕОТДАЧУ

О коэффициентах характеризующих нефтеотдачу сказано очень много. При этом различными авторами используется одинаковая терминология, но в понятия вкладывается различный смысл, поэтому следует определить понятия, которыми мы будем оперировать в данной работе.

Как известно общая задача разработки нефтяных месторождений состоит в создании максимально рациональной системы разработки, то есть такой системы, которая обеспечивает получение заданной добычи нефти во времени с минимально допустимыми экономическими затратами, при условии достижения максимально возможной нефтеотдачи. Иначе, можно сказать, что ставится задача оптимизации процесса разработки исходя из минимизации вложений и максимизации добычи.

Нефтеотдача – это отношение добытого из пласта количества нефти к моменту времени t к балансовым запасам нефти.

$$\eta(t) = \frac{\int_0^t q_n(t) dt}{V_{\text{зан. бал.}}} \quad (1.1)$$

Необходимо конкретизировать терминологию, применяемую к понятию «нефтеотдача».

1. Коэффициент вытеснения $K_{\text{выт}}$ – предельная величина нефтеотдачи, которую можно достичь в лабораторных условиях с помощью данного рабочего агента при длительной промывке образца породы.

2. Текущий коэффициент нефтеотдачи $\eta_{\text{тек}}$ характеризует процесс извлечения нефти из залежи во времени. Текущий коэффициент

нефтеотдачи $\eta_{тек}$ – это относительная величина, показывающая, какая часть объема нефти от балансовых запасов нефти извлечена из залежи, не выработанной до предела экономической рентабельности эксплуатации. $\eta_{тек}(t)$ возможно определить выражением (1.1) на заданное время t .

3. Конечный коэффициент нефтеотдачи $\eta_{кон.}$ характеризует заверченный процесс выработки залежи. Эта величина, показывающая, какой объем нефти от начальных геологических запасов извлекается или может быть извлечен при условии эксплуатации залежи до предела экономической рентабельности. Определяется также выражением (1.1) но только при $t = t_{кон}$ (где $t_{кон}$ – время окончания разработки месторождения). Иногда конечный коэффициент нефтеотдачи называют «проектным». Под проектным коэффициентом нефтеотдачи понимают отношение определенных проектом разработки извлекаемых запасов к балансовым запасам. Тогда проектный коэффициент нефтеотдачи находят из выражения

$$\eta_{пр.} = V_{зап.бал.} / V_{зап.пром.} \quad (1.2)$$

4. Первичный коэффициент нефтеотдачи η_1 понимается как отношение количества нефти, которое может быть извлечено или уже добыто без применения мероприятий по воздействию на пласт, к балансовым запасам. Здесь также различают текущую и конечную нефтеотдачи.

5. Вторичный коэффициент нефтеотдачи η_2 понимается как отношение количества нефти, которое может быть извлечено или уже добыто только за счет мероприятий по воздействию на пласт, к балансовым запасам.

6. Коэффициент использования запасов K_u определяется по истощенным или близким к истощению пластам как отношение объема

извлеченной нефти (и небольших остаточных запасов которые будут извлечены) к объему нефтесодержащих пор пласта

$$K_u = V_{н.извл.} / V_{пор} \cdot \quad (1.3)$$

Коэффициент использования запасов K_u имеет большое практическое значение при оценке рентабельности разработки истощенных пластов, так как дает представление о количествах остаточной нефти в пласте, за исключением нефти добытой скважинами, и с учетом первоначального насыщения нефтью порового пространства (т.е. коэффициента насыщения). Коэффициент использования запасов K_u равен произведению коэффициента нефтеотдачи пласта на коэффициент нефтенасыщения

$$K_u = \eta_{кон.} \cdot S_n \cdot \quad (1.4)$$

В промысловой практике вместо коэффициента использования запасов применяют равнозначный и более точный термин «процент отбора от геологических запасов».

2. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Все основные методы определения нефтеотдачи можно сгруппировать по следующим типам:

1. Методы аналогий;
2. Лабораторно-статистические методы оценки нефтеотдачи;
3. Промыслово-статистические методы оценки нефтеотдачи;
4. Адаптационные геолого-промысловые модели (АГПМ);
5. Постоянно действующие модели (ПДМ);
6. Геофизические методы оценки нефтеотдачи по данным оценочных скважин.

2.1. Методы аналогий

Сущность данной разновидности методов сводится к экстраполяции условий работы залежи до конечного давления P_k . При этом сначала на основании фактических данных и соответствующего уравнения определяются начальные балансовые запасы нефти, а затем извлекаемые запасы – по параметрам, определяемым для P_k . Использование аналогии основано на предположении о том, что изучаемая залежь, похожая по своим геолого-физическим и технологическим параметрам на другую, практически истощенную. Методически поиск аналогий реализуется с помощью применения методов идентификации объектов разработки таких как: метод главных компонент, дискриминантного анализа, искусственных нейронных сетей. При соответствии условий разработки залежь должна будет характеризоваться аналогичной нефтеотдачей [12, 15, 16, 59, 60].

2.2. Лабораторно-статистические методы оценки нефтеотдачи

Во ВНИИ разработана методика определения коэффициента нефтеотдачи пласта с водонапорным режимом, по которой он определяется из выражения

$$\eta = 1 - \lambda, \quad (2.1)$$

где λ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности, представляющий отношение остаточных запасов к начальным.

В свою очередь, коэффициент остаточной нефтенасыщенности λ складывается из потерь нефти при многократной промывке образца λ_{min} , из потерь обусловленных неполнотой вытеснения $\lambda_{выт}$, и потерь нефти, возникающих в неоднородном пласте при образовании целиков нефти $\lambda_{геол.}$. Определение потерь производится по таблицам и расчетным формулам, в которых учитываются относительная проницаемость коллектора, соотношение вязкости воды и нефти, конечное содержание воды в продукции, а также учитываются средние величины мощности и пористости продуктивного пласта и расстояния между эксплуатационными рядами.

Расчет по этой методике возможно вести на этапе проектирования разработки нефтяных месторождений. В дальнейшем, по мере уточнения геологического строения месторождений, необходимо вносить коррективы и производить пересчет при помощи других методов.

В несколько измененном виде (с применением схематизации продуктивного пласта) существует методика З.К. Рябининой. Приводимые в этой методике формулы позволяют рассчитать конечный коэффициент нефтеотдачи $\eta_{кон}$ как без переноса, так и с переносом фронта нагнетания.

В УфНИИ [54] получил распространение расчетный метод определения нефтеотдачи основанный на зависимости

$$\eta_{кон} = K_{выт.} \cdot K_{сет.} \cdot K_{охв.}, \quad (2.2)$$

где $K_{выт.}$ – коэффициент вытеснения;

$K_{сет.}$ – коэффициент охвата пласта сеткой скважин;

$K_{охв.}$ – коэффициент охвата пласта заводнением.

Коэффициент вытеснения $K_{выт.}$ определяется в лабораторных условиях на образцах породы нефтяных пластов. Следовательно, коэффициент вытеснения характеризуется статистическим распределением на основе множества опытных определений коэффициента вытеснения по керну, так же как и коэффициент проницаемости по керну.

Коэффициент вытеснения определяется на небольших образцах породы нефтяных пластов в лабораторных условиях при достаточно большой прокачке вытесняющего агента (в идеале – бесконечной прокачки вытесняющего агента). Этот коэффициент является результатом влияния микронеоднородности пористой среды (сети поровых каналов, тупиковых поровых каналов и др.) на вытеснение нефти из порового пространства и действия капиллярных сил на контакт нефти и вытесняющего агента. Капиллярные силы создают большие градиенты капиллярного давления, в результате чего проявляется эффект капиллярного запираания, т.е. обычных эксплуатационных перепадов давления не достаточно для того, чтобы вытеснить нефть из некоторых пор – капилляров, в результате в породе образуется множество дополнительных капиллярно-тупиковых поровых каналов заполненных невытесненной нефтью.

Коэффициент вытеснения $K_{выт.}$ в целом для месторождения или площади берется из зависимости

$$K_{выт.} = f(K_{пр.}), \quad (2.3)$$

где $K_{пр.}$ – проницаемость коллектора.

Для пластов терригенного девона республики Башкортостан эта зависимость получена в УфНИИ В.М. Березиным после многочисленных исследований на кернах.

Коэффициент охвата пласта заводнением $K_{охв.}$ вводится для учета различия в скоростях вытеснения по прослоям с разной проницаемостью и

представляет собой отношение объема, из которого вытеснена нефть, ко всему объему пласта, первоначально насыщенного нефтью.

Методика расчета М.М. Саттарова учитывает распределение проницаемости по пласту, объем непроницаемых пород, и конечный процент воды в добываемой продукции при отключении эксплуатационных рядов скважин.

С увеличением вязкости нефти и неоднородности пласта, а также с уменьшением доли воды в добываемой продукции при отключении ряда, коэффициент охвата резко снижается.

Этот коэффициент учитывает, что из-за послойной неоднородности по проницаемости нефтяных пластов и геометрической неравномерности вытеснения нефти в пределах слоев значительную часть подвижных запасов нефти скважины отбирают в период обводнения, также коэффициент охвата пласта заводнением учитывает, что скважины приходится выключать из эксплуатации при достижении предельной экономически допустимой обводненности отбираемой жидкости.

Коэффициент охвата пласта сеткой скважин $K_{сет}$ или, как его называли раньше, коэффициент потерь, определяется при тщательном анализе геологического строения месторождения при помощи геологических профилей и карт распространения отдельных песчаных прослоев или рассчитывается на основе методов теории вероятности с учетом фактических геолого-промысловых данных. Впервые коэффициент охвата пласта сеткой скважин был подсчитан во ВНИИ в 1956 г. Корнилаевым В.Н. для Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения при различных плотностях размещения скважин.

Коэффициент охвата пласта сеткой скважин K_c определялся по геологическим профилям по методике, предложенной А.П. Крыловым [26]. В дальнейшем изучением охвата пласта сеткой скважин занимались И.Г. Пермяков, Е.А. Андреев, М.М. Саттаров, И.А. Кузилов и другие исследователи.

Весьма обоснованной можно считать методику УфНИИ, разработанную под руководством М.М. Саттарова. Расчеты, проведенные по этой методике, показывают, что степень охвата реального пласта сеткой скважин значительно меняется при изменении плотности сетки скважин и может оказывать существенное влияние на конечную нефтеотдачу.

Коэффициент сетки скважин возможно определить по формуле

$$K_{сет} = e^{-\alpha S}, \quad (2.4)$$

где $\alpha = \frac{\omega^2}{d^2}$;

ω – доля неколлектора по площади распространения обособленных нефтяных слоев и пластов;

d – шаг хаотической изменчивости коллекторских свойств (эффективной толщины) нефтяных пластов, км;

S – нефтяная площадь на одну скважину проектной сетки, км².

2.3. Промыслово-статистические методы оценки нефтеотдачи

В процессе разработки и эксплуатации нефтяных месторождений остро стоит вопрос о качественной и количественной оценке производительности и эффективности применяющихся методов. В силу неповторимости технологических и геолого-физических условий, в силу неповторимости производственных и природных факторов, оказывающих влияние на эффективность проведенных мероприятий, а также в силу сочетаний различных факторов для каждого конкретного случая, оценка эффективности воздействия на месторождение, пласт, призабойную зону пласта обладает достаточной степенью сложности.

В данной сложившейся ситуации возник вопрос о применении методов математической статистики для решения ряда задач связанных с оценкой эффективности проводимых мероприятий направленных на повышение нефтеотдачи. Возникновение данной проблемы связано с тем,

что применение классических приемов из состава математического аппарата, применительно к таким сложным объектам, как объекты разработки, не дает возможности описать происходящие в недрах процессы. Построение математических моделей и их описание не дает возможности наиболее полно и адекватно охарактеризовать требуемые процессы, и тем более давать какие либо прогнозы на будущее. Таким образом, развитие методов применяемых для осуществления оценки эффективности и прогноза показателей разработки пошло по пути применения методов математической статистики. Более 40 промыслово-статистических методов прогноза показателей разработки на основе экстраполяции промысловых данных предложено на данный момент различными авторами. Предложенные методы описываются кривыми вытеснения – различными зависимостями между величинами отборов нефти, воды и жидкости [31, 32, 33, 52].

Характеристики вытеснения подразделяются на две большие группы: кривые обводнения и кривые падения. Кривые обводнения – это зависимости между накопленными отборами нефти, воды и (или) жидкости или зависимости между накопленными отборами и обводненностью продукции. Кривые обводнения характеризуют процесс обводнения скважин, участка, месторождения и зависимости от накопленной добычи жидкости. Кривые падения – это зависимости между текущей и накопленной добычей нефти от фактора времени, а также зависимости между текущей и накопленной добычей нефти. Кривые падения характеризуют изменение добычи нефти во времени. Старейшими промыслово-статистическими методами являются методы М.И. Максимова, И.Г. Пермякова, А.М. Пирвердяна. Промыслово-статистические методы обладают достаточно высокими погрешностями при определении на ранних стадиях, но они весьма широко используются в различных исследованиях, и рекомендованы в различных руководящих документах (РД) в силу их простоты и экспрессности.

В силу того, что характеристики вытеснения характеризуют процессы, протекающие на месторождении со статистической точки зрения, и, следовательно, в силу своих свойств, данные методы позволяют осуществлять определение прогнозных значений показателей разработки, таких как:

1. Прогноз предельных значений накопленной добычи нефти, когда, водонефтяной фактор стремится к бесконечно большому значению. Иными словами, возможно определить максимально возможные извлекаемые запасы нефти $V_{н.извл.}^{max}$;

2. Задаваясь значением балансовых запасов, возможно осуществить нахождение максимально возможного значения коэффициента нефтеизвлечения η_{max} ;

3. Прогноз текущих значений накопленной добычи нефти, воды, жидкости, водонефтяного фактора, задаваясь значением обводненности продукции. Так задаваясь значением обводненности добываемой жидкости $f_v = 98\%$, мы получим прогнозное значение реально возможных извлекаемых запасов нефти $V_{н.извл.}$.

4. Задаваясь значением балансовых запасов, возможно осуществить нахождение прогнозного значения реально достижимого коэффициента нефтеизвлечения $\eta_{тек}$ (КИН).

2.4. Методы промысловой геофизики

Исследование контрольных скважин позволяет выявить характер выработки залежей, но не позволяет оценить остаточную нефтенасыщенность пласта, т.е. оценить эффективность реализованной системы разработки. В некоторой степени эту задачу решают путем бурения оценочных и исследования уплотняющих пласт скважин [5]. Однако данную задачу возможно решить с применением геофизических методов в скважинах специальной конструкции, позволяющих проводить исследования по определению нефтенасыщенности интервалов пласта.

3. ОЦЕНКА НЕФТЕОТДАЧИ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДОВ ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ

3.1. Оценка конечной и текущей нефтеотдачи по данным оценочных скважин

3.1.1. Определение текущей нефтеотдачи в конкретной точке пласта по данным бурения оценочных скважин

Геофизические исследования оценочных скважин, вскрывших частично или полностью промытый пласт, позволяют определить его текущую нефтеотдачу с использованием зависимости

$$\eta_m = \frac{k_{нн} - k_{но}}{k_{нн}} \quad (3.1)$$

где η_m - текущая нефтеотдача;

$k_{нн}$ - нефтенасыщенность начальная;

$k_{но}$ - нефтенасыщенность текущая.

Сейчас накоплен довольно большой опыт, как геофизических исследований оценочных скважин, так и их геологической интерпретации.

Некоторые авторы называют величину, полученную по формуле (3.1), коэффициентом вытеснения, однако сами условия замера $k_{нн}$ и $k_{но}$ макроэлектрическими методами, дающими интегральные характеристики этих значений и их значительный разброс, связанный с геологофизической характеристикой пласта и условиями разработки ($k_{но}$ от 20 до 65 %), заставляют считать эту величину текущим коэффициентом нефтеотдачи. Коэффициент вытеснения может быть определен аналогично по данным микроэлектрических методов.

При оценке $k_{нн}$ и $k_{но}$ находят удельное электрическое сопротивление пластов по данным БКЗ с учетом показаний индукционного метода.

При бурении оценочных скважин, как правило, вскрывается пласт со сниженной относительно первоначальной нефтенасыщенностью, что затрудняет определение $k_{\text{нн}}$. Начальная нефтенасыщенность может снижаться еще до подхода фронта обводнения и объясняется это фильтрацией остаточной воды из зон локальной неоднородности с относительно более низкой проницаемостью, где количество остаточной превышает количество фазово-неподвижной воды.

Для нахождения начальной нефтенасыщенности в этом случае следует использовать петрофизические зависимости, например, зависимость $k_{\text{нн}}$ от относительной глинистости.

Для оценки начальной нефтенасыщенности $k_{\text{нн}}$ для условий девонских залежей Башкирии была получена петрофизическая зависимость с коэффициентом корреляции 0,76. Уравнение регрессии имеет вид

$$k_{\text{нн}} = 92,26 - 21,4c'_{\text{гл}} \quad (3.2)$$

где $c'_{\text{гл}}$ - относительная глинистость.

Из анализа уравнения регрессии видно, что в интервале изменения относительной глинистости песчаника от 0 до 0,5 нефтенасыщенность изменяется от 92 до 81 %. По надежности полученных результатов этот способ превосходит способ экстраполяции данных по ранее пробуренным соседним скважинам ввиду сильной изменчивости коллекторских свойств пласта по площади. Полученную зависимость используют для определения начальной нефтенасыщенности продуктивного пласта по скважинам, пробуренным после ввода месторождений в разработку, и оценки степени выработки пласта на участке расположения таких скважин. Зависимость $k_{\text{нн}}=f(c'_{\text{гл}})$ была использована также для получения начальной нефтенасыщенности пласта ДІ по отдельным площадям и по месторождению в целом. К преимуществам определения $k_{\text{нн}}$ по относительной глинистости можно отнести тот факт, что учитываются все

значения $k_{\text{нн}}$, в том числе и по тонким пропласткам, по которым затруднены определения $k_{\text{нн}}$ по электрометрии.

При определении $k_{\text{но}}$ наибольшие затруднения возникают в связи с обводнением пласта опресненной водой и трудностью определения $\rho_{\text{в}}$. Для определения $\rho_{\text{в}}$ можно рекомендовать отбор пробы из пласта опробывателем на кабеле или построение карт изоум удельного сопротивления пластовой воды по данным минерализации воды по окружающим эксплуатационным скважинам.

3.1.2. Геолого-промысловая интерпретация результатов исследования оценочных скважин на примере пластов ДІ и ДІІ

На первом объекте разработки, эксплуатирующемся с 1949 г. на поздней стадии пробурено 50 скважин. Часть этих скважин бурили для уплотнения существующей сетки, а часть - как оценочные для изучения характера выработки. По рассмотренной ранее методике по всем этим скважинам была изучена текущая нефтеотдача промытого пласта.

Для достаточно толстых пластов с переходной зоной, помимо удельных сопротивлений нефтенасыщенной, не выработанной и обводненной $\rho_{\text{пп}}$ частей пласта, было найдено также сопротивление в средней части переходной зоны с применением палеток ВНИИГеофизики БКЗ-ПЗ. Последнее в большинстве случаев оказалось близким к среднему между сопротивлениями для нефтенасыщенной и промытой зон пласта, что свидетельствует о линейном изменении удельного сопротивления в переходной зоне. Отсюда можно определить нефтенасыщенность в любой точке переходной зоны. Обработка данных позволила оценить среднюю остаточную нефтенасыщенность, снижение первоначальной нефтенасыщенности выше ВНК и выделить на залежах зоны с различной степенью выработки. При разработке залежи снижение первоначальной нефтенасыщенности наблюдается не только в промытой зоне, но и в зоне пласта выше ВНК.

На рисунке 3.1 приведены примеры изменения нефтенасыщенности по толщине пласта ДІ Серафимовского месторождения.

При изучении изменения нефтеводонасыщенности в процессе разработки отмечаются три характерных случая.

1. В пересечении пласта данной скважиной до начала разработки отмечался водонефтяной контакт. Оценочная скважина фиксирует положения начального ВНК, промытый пласт, переходную зону и оставшуюся нефтенасыщенную часть пласта (скв. 603).

2. В точке встречи со скважиной пласт не имел начального ВНК. Оценочная скважина отмечает промытую часть пласта, переходную зону и нефтенасыщенную часть пласта (скв. 806, 661, 573, 820, 524).

3. В точке встречи со скважиной пласт не имел начального ВНК и в нем еще не фиксируется текущий ВНК (скв. 793, 767, 796, 807 и др.).

Однако, несмотря на различное положение пласта относительно начального и текущего ВНК, во многих случаях нефтенасыщенность части пласта выше переходной зоны снижена относительно первоначальной нефтенасыщенности на 8-12 %. Одна из причин снижения первоначальной нефтенасыщенности - наличие в пласте в начальной стадии фазово-подвижной воды, а также капиллярной пропитки, которая опережает продвижение воды.

Снижение первоначальной нефтенасыщенности определяют как разность между первоначальной и текущей нефтенасыщенностями, установленными в оценочной скважине. Первоначальную нефтенасыщенность определяли при помощи зависимости $k_{нн}=f(c'_{гл})$ по изложенной методике.

Снижение первоначальной нефтенасыщенности выше ВНК необходимо учитывать при оценке текущей нефтеотдачи заводненного пласта балансовым методом.

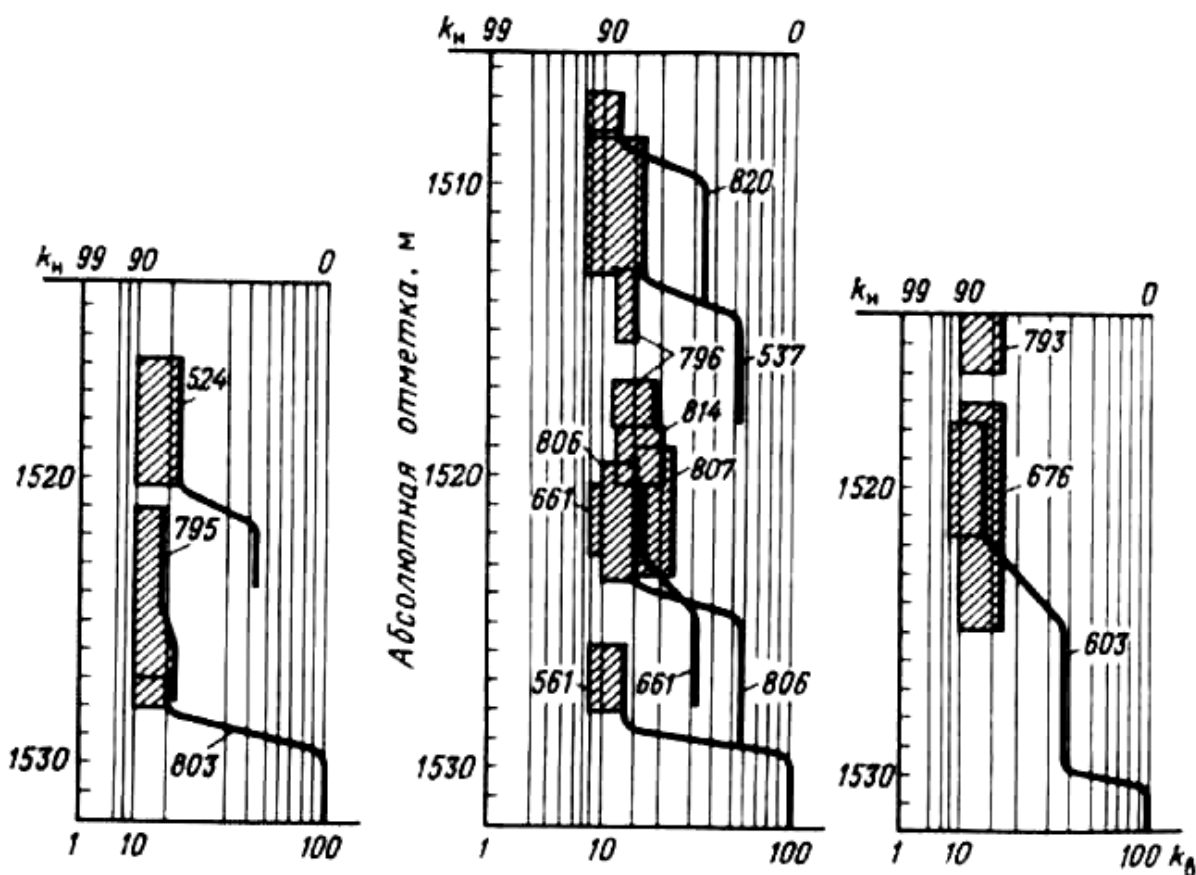


Рисунок 3.1 – Характер изменения нефтеводонасыщенности в процессе разработки по данным исследования оценочных скважин (цифры при кривых обозначают номер скважины; заштрихованная площадь - снижение нефтенасыщенности до начала обводнения)

На остаточную нефтенасыщенность пласта влияют как геолого-физические, так и технологические факторы. Анализ данных таблицы 3.1 показывает, что текущая нефтенасыщенность промытого пласта в застойных зонах при прочих равных условиях зависит от скорости подъема ВНК. Так при высоких скоростях подъема ВНК остаточная нефтенасыщенность оказывается значительно меньшей. Это, по-видимому, связано с большими отборами жидкости и поэтому с лучшей выработкой участков, где фиксируется более быстрое продвижение ВНК.

Средневзвешенное значение коэффициента текущей нефтеотдачи промытого пласта по анализируемым участкам для нефтяной зоны составило $43 \pm 3 \%$, для водонефтяной зоны - $29 \pm 3,5 \%$.

Таблица 3.1 – Связь остаточной нефтенасыщенности с геолого-физическими и технологическими параметрами

Номер скважины	Интервал промытого пласта, м	$c'_{гп}$	$k_{но}$	Примечание
603	1876,0-1881,0	0,001	65	Скважины, находящиеся в зоне малых скоростей подъема ВНК, ниже 0,3 м/год
608	1783,0-1787,0	0,150	67	
612	1661,6-1664,0	0,153	72	
661	1748,0-1750,8	–	68	
663	1812,0-1815,2	0,006	75	
664	1845,0-1848,6	0,012	70	
808	1771,6-1774,4	0,090	66	
820	1740,8-1747,2	0,010	66	
417	1783,2-1786,0	–	56	
524	1782,2-1784,4	0,140	58	
537	1768,0-1773,2	0,024	52	
559	1856,6-1861,6	0,053	42	
665	1698,0-1700,4	0,017	47	
672	1777,0-1782,0	–	50	
678	1754,8-1758,8	0,068	44	
790	1700,0-1712,0	0,140	40	
793	1771,1-1772,8	0,140	60	
794	1768,4-1770,0	0,026	56	
796	1852,0-1885,0	0,165	55	

По полученным данным построена схематическая карта выработки продуктивного пласта Д1 объекта 1 разработки (рисунок 3.2). На карте выделены зоны высокой нефтеотдачи ($\eta_T > 30\%$), застойные ($\eta_T < 30\%$) и зоны снижения первоначальной нефтенасыщенности (η_T до 8 %).

К зоне высокой нефтеотдачи относится первый эксплуатационный ряд скважин. К застойным зонам относятся почти все скважины в водонефтяной зоне и некоторые скважины, расположенные на осевой линии месторождения, соединяющей точки минимальных пластовых давлений, характеризующиеся низкими скоростями фильтрации (скв. 810, 820).

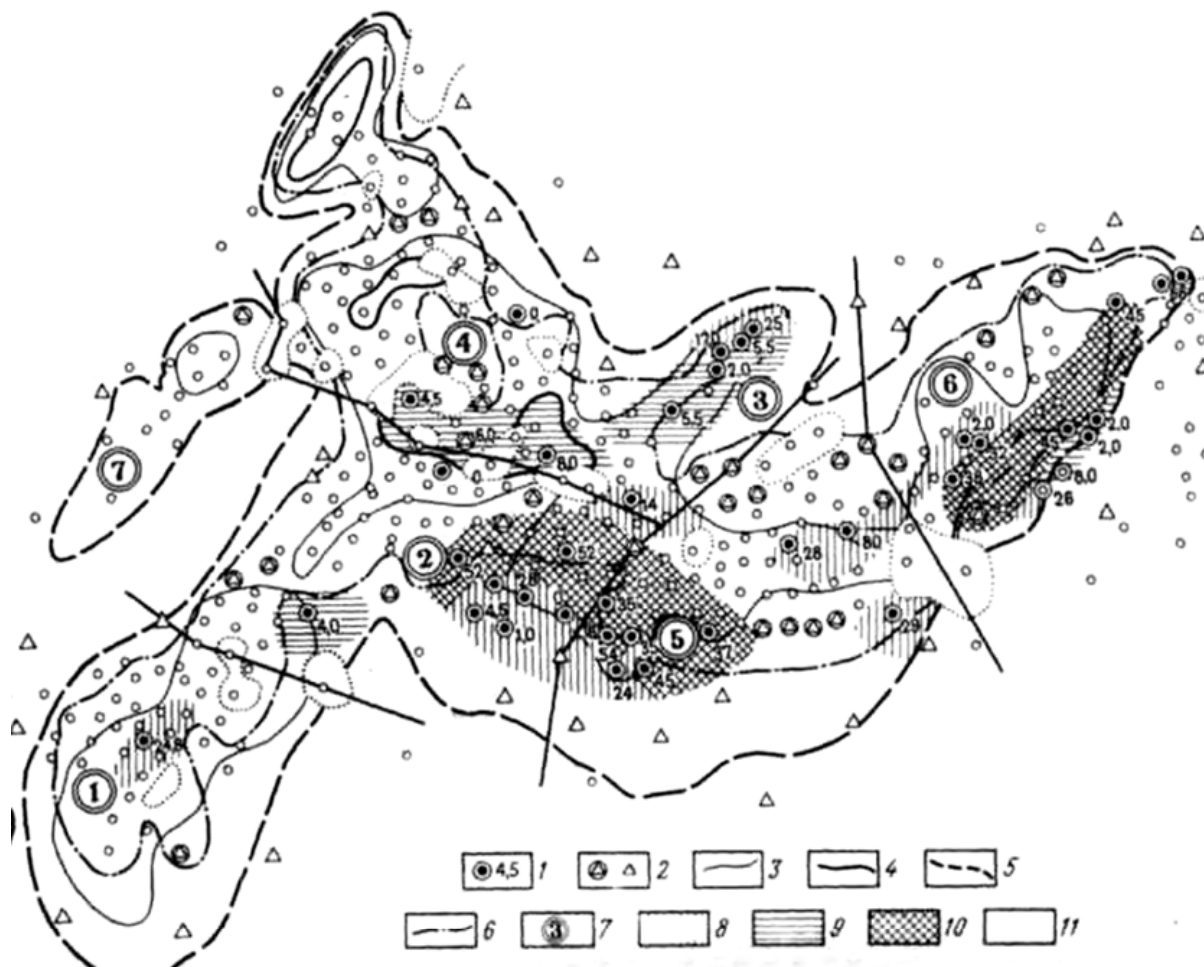


Рисунок 3.2 – Схематическая карта выработки продуктивного пласта ДІ Серафимовского месторождения по данным оценочных скважин.

1 – контрольная скважина и коэффициент текущей нефтеотдачи, %; 2 – скважины нагнетательные действующие бывшие под закачкой; 3 – внешний текущий контур нефтеносности; 4 – внутренний текущий контур нефтеносности; 5 – внешний начальный контур нефтеносности; 6 – внутренний начальный контур нефтеносности; 7 – номер расчетного участка; 8 – застойная зона; 9 – зона снижения первоначальной нефтенасыщенности; 10 – зона высокой нефтеотдачи; 11 – зона отсутствия коллектора

В застойных зонах средняя скорость подъема ВНК меньше 0,3 м/год, в зонах высокой нефтеотдачи - около 0,6 м/год.

В зону снижения нефтенасыщенности попали скважины, находящиеся даже во внутреннем контуре нефтеносности. Указанное явление, причины которого рассмотрены ранее, может влиять на завышение текущего коэффициента нефтеотдачи по балансовому методу, так как текущее положение ВНК отбивается ниже зоны снижения первоначальной нефтенасыщенности и нефть, добытая за счет этого, относится к нижнему интервалу пласта.

Почти во всех оценочных скважинах Серафимовского месторождения отмечается прослойно-вертикальный подъем ВНК, за исключением скв. 806, где произошел прорыв воды по средней части пласта.

Толщина переходной зоны (ПЗ) в процессе разработки пласта достигает 5 м в малоглинистых однородных пластах, с повышением глинистости толщина ПЗ снижается до 1,5-2 м, тогда как до начала разработки толщина переходной зоны в глинистых песчаниках была больше, чем в однородных.

Анализ распределения зон относительно высокой нефтеотдачи и застойных зон показывает, что наибольшая зона высокой нефтеотдачи приурочена к наиболее однородным участкам 2-му, 5-му и 6-му, а застойные зоны - к наиболее неоднородным 1-му и 3-му участкам. Для ликвидации отставания в выработке запасов по третьему участку внедрено внутриконтурное заводнение, позволившее стабилизировать дебиты нефти по участку.

При изучении характера и степени выработки пластов ДІ и ДІІ по 6-му расчетному участку отмечено отставание выработки. Исходя из геолого-физической характеристики участка конечная нефтеотдача по нему должна быть не менее 0,58 от геологических запасов, однако прогноз конечной нефтеотдачи, сделанный по промысловым данным оценил эту

величину соответственно в 0,53 и 0,46. Причиной отклонения прогнозной нефтеотдачи от физически возможной служит превышение запаса нефти на скважину по сравнению с предельно-допустимой величиной для данных геолого-физических условий и неэффективность системы заводнения.

Совместный анализ остаточной нефтенасыщенности по оценочным скважинам, распределения объемных запасов, приходящихся на одну скважину, и использование моделей, представляющих зависимость текущей нефтеотдачи от геологических и технологических параметров, позволили оценить степень и причины отклонения фактической текущей нефтеотдачи от физически возможной.

Одна из задач, решенных при исследовании оценочных скважин, -это оценка соответствия текущей нефтенасыщенности пласта, определенной различными методами, фактической.

Текущую нефтенасыщенность пластов определяли как по геофизическим, так и по промысловым данным. Расчеты выполняли для участка пласта с одной оценочной скважиной и для участка залежи, разрабатываемого эксплуатационными скважинами, расположенными вокруг оценочной скважины.

Методика определения текущей нефтенасыщенности пласта по материалам его опробования (эксплуатации) основана на использовании уравнения, отображающего тождество кривых дебит - накопленная добыча и относительная проницаемость для нефти - водонасыщенность породы.

$$\frac{q_n \mu_n}{q_v \mu_v} = \frac{k_n^3}{k_v^3} = a e^{-0,2\eta_m} \quad (3.3)$$

где q_n - добыча нефти приведенная к пластовым условиям;

q_v - добыча воды приведенная к пластовым условиям;

μ_n - вязкость нефти в пластовых условиях;

μ_v - вязкость воды в пластовых условиях;

k'_n - коэффициент относительной проницаемости для нефти;

k'_n - коэффициент относительной проницаемости для воды;

a - коэффициент пропорциональности;

η_T - текущая нефтеотдача или накопленная добыча нефти с начала эксплуатации.

С использованием зависимости (3.3) по данным эксплуатации оценочной скважины отдельно или совместно с окружающими эксплуатационными определяют текущую нефтеотдачу, а затем и нефтенасыщенность.

В таблице 3.2 приведена нефтенасыщенность пластов, найденная по данным длительного испытания оценочных скважин. Приняв эту величину за базовую, так как она в конечном счете определяет эффективность бурения уплотняющих скважин, найдены отклонения от этих значений текущей нефтенасыщенности, полученных по данным эксплуатации скважин, окружающих оценочную, и по геофизическим данным по оценочной скважине.

Из таблицы видно, что получен большой разброс значений текущей нефтенасыщенности, найденной по данным различных методов. Текущая нефтенасыщенность, определенная по геофизическим данным в оценочных скважинах, в среднем на 28% выше, чем по данным опробования оценочных скважин. Причем погрешность для пластов с текущей нефтенасыщенностью ниже 50% составляет 40,9%, а для пластов с текущей нефтенасыщенностью выше 50% - 7,03%.

Таким образом, значения k'_n определенные по БЭЗ, оказываются завышенными для пластов с невысокой нефтенасыщенностью, что может быть связано с завышением удельного сопротивления пластов вследствие опреснения пластовых вод фильтратом бурового раствора в радиусе исследования зондами БЭЗ.

Таблица 3.2 – Текущее значение остаточной нефтенасыщенности по оценочным скважинам

Номер оценочной скважины	Пласт	Интервал перфорации пласта, м	Текущая нефтенасыщенность по данным испытания оценочных скважин, %	Отклонение текущей нефтенасыщенности от данных по испытанию оценочных скважин, %	
				по эксплуатационным скважинам окружающую оценочную	по геофизическим данным оценочных скважин
2001	ДІ	1612,4-1631,8	33,6	+23,0	+99,0
2003	ДІ	1604,0-1606,2	38,7	+24,8	+83,4
2004	ДІ	1630,0-1633,6	42,6	-	+66,0
2005	ДІ	1596,8-1598,0	-	-	-
		1599,8-1601,0	63,6	-234,0	+ 17,9
		1601,8-1602,8	-	-	-
		1611,0-1612,8	23,5	-	+36,0
2006	ДІ	1591,2-1595,2	74,2	-	+17,2
2007	ДІ	1586,2-1587,0	55,0	+ 10,5	+9,1
		1587,6-1589,6	58,4	-	-21,0
2007	ДІ	1590,8-1594,4	24,5	-	-18,0
2008	ДІ	1589,0-1595,6	35,4	+46,7	-52,5
2010	ДІ	1587,6-1592,2	68,5	-	-8,02
2011	ДІ	1642,4-1644,4	43,7	+9,1	+91,0
2012	ДІ	1591,0-1596,4	30,3	-	+61,0
2013	ДІІ	1654,2-1659,6	56,7	+7,05	+ 19,9
2014	ДІ	1773,0-1778,8	82,0	-38,6	+3,6
2016	ДІІ	1665,4-1669,6	44,5	-1,0	+52,0
2017	ДІІ	1653,2-1655,6	61,0	-	+ 1,6
2018	ДІ	1600,0-1604,8	42,8	-	- 1,8
2019	ДІІ	1671,8-1686,8	37,3	+9,9	+15,2
2020	ДІІ	1655,2-1658,0	29,2	+89,0	+88,0
2021	ДІ	1649,6-1658,0	33,9	+28,3	+17,8
2022	ДІ	1636,4-1639,0	22,0	-	+36,3

Однако, проведенные исследования оценочных скважин при вытеснении нефти пластовой водой (в нагнетательные скважины также закачивали пластовую воду) показали, что и в этом случае обводненность продукции после ее освоения оказывается выше, чем расчетная исходя из водонефтенасыщенности пласта.

На наш взгляд это объясняется неоднородностью распределения нефтеводонасыщенности в реальном неоднородном пласте со сниженной относительно первоначальной нефтенасыщенностью и наличием пропластков с высокой фазовой проницаемостью для воды. По этой же причине часто не удается освоить скважины, вскрывшие пласты с довольно высокой нефтенасыщенностью.

Значения текущей нефтенасыщенности, определенные по данным эксплуатации скважин, окружающих оценочную, в среднем на 14 % выше, чем по данным опробования оценочных скважин. Причем текущая нефтенасыщенность по оценочным скважинам, находящимся среди высокообводненных эксплуатационных скважин с нефтенасыщенностью < 50%, на 11,3% выше, чем по окружающим скважинам. Это отклонение увеличивается по зонам с высокой геологической неоднородностью, а также по зонам с низкими градиентами давления.

Таким образом, низкая текущая нефтенасыщенность, установленная по данным эксплуатации группы скважин, не гарантирует того, что пласт между ними выработан.

Нефтенасыщенность, определенная по керну, в интервале значений от 80 до 45% существенно занижена вследствие дополнительной промывки керна при бурении. При этом она имеет тенденцию стабилизироваться на уровне 30%. В пределах значений нефтенасыщенности 45-30% наблюдается тенденция к снижению этого параметра.

Нефтенасыщенность 15% следует считать физически возможным пределом остаточной нефтенасыщенности пласта при условии разработки его по системе, обеспечивающей значительно большие градиенты давления по сравнению с существующими. При этом достижение высокой нефтеотдачи будет сопровождаться значительным ростом водонефтяного фактора.

Следует считать необходимым при определении текущей нефтенасыщенности пласта на поздней стадии выработки сопоставление и

анализ этой величины по геофизическим данным, по данным, полученным в результате длительного опробывания с детальным анализом промысловой характеристики в районе оценочной скважины.

Результаты бурения оценочных скважин показали наличие значительных остаточных запасов, особенно в верхней пачке пласта ДІ. Достижение проектной нефтеотдачи по Туймазинскому месторождению будет возможно при уплотнении сетки скважин и довыработки в основном верхней пачки пласта ДІ. Без бурения уплотняющих скважин потери нефтеотдачи составляют 1-2% от геологических запасов. За счет превышения предельных запасов по 40% скважин потери в нефтеотдаче могут составить до 4 пунктов.

3.1.3. Определение нефтеотдачи по данным оценочных скважин

Массовые определения остаточной нефтенасыщенности в оценочных скважинах позволяют оценить среднюю нефтеотдачу промытого пласта. Остаточная нефтенасыщенность промытого пласта зависит от его литологической характеристики и особенно технологии разработки.

Следовательно, для оценки текущей нефтеотдачи объекта разработки в целом по данным оценочных скважин нужно иметь зависимость остаточной нефтенасыщенности от геолого-физических параметров пласта и знать распределение этих параметров. Для решения этой задачи по текущей нефтеотдаче, определенной по данным оценочных скважин, вскрывших промытые пласты, при помощи регрессионного анализа была получена зависимость

$$\eta = -0,0107 + 0,076 h_{\text{пр}} + 0,402 \text{ м}, \quad (3.4)$$

где η - нефтеотдача промытого пласта, определенная по геофизическим данным для песчаного пропластка;

$h_{\text{пр}}$ - толщина песчаного пропластка, для которого определяли η ;

m - коэффициент пористости песчаного пропластка.

В выборку, включившую 123 пластопересечения, вошли данные по пластам ДІ и ДІІ объектов разработки Башкортостана.

Множественный коэффициент корреляции зависимости (3.4) $R=0,72$. Уравнение действительно при $h_{пр} = 1 - 8$ м, $m = 0,16 - 0,24$. С использованием зависимости (3.2), можно для каждого пластопересечения найти прогнозную нефтеотдачу.

Для уравнения (3.2) при определении прогнозной нефтеотдачи для объекта в целом можно применить следующий прием.

Находим η_i для каждого пластопересечения толщиной h_i , при соответствующих ему осредненных значениях m . Конечную нефтеотдачу определяем по зависимости

$$\eta = \sum \eta_i \omega_i \delta_i \quad (3.5)$$

где η_i - нефтеотдача пластопересечения i -й толщины;

ω_i - частота встречи пластопересечения i -й толщины;

δ_i - вес i -й толщины пластопересечения по отношению к средней толщине.

Расчет для одного из участков пласта ДІ Александровской площади Туймазинского месторождения, проведенный по описанной методике с использованием данных таблицы 3.3 показал, что прогнозная нефтеотдача по нему составит 0,53, что близко соответствует прогнозной нефтеотдаче, определенной по промысловым данным.

С использованием приведенного подхода по данным исследования оценочных скважин можно определить не только нефтеотдачу заводненного объема, но и нефтеотдачу объекта в целом, что позволит более обоснованно проводить мероприятия по регулированию разработки на более ранней стадии.

Таблица 3.3 – Исходные данные для оценки нефтеотдачи объекта по данным исследования оценочных скважин

Толщина пропластка $h_{пр}, \text{ м}$	Значения параметров при фиксированной толщине пропластка			
	η_i	m	ω_i	δ_i
1	0,13	0,16	0,20	0,25
2	0,20	0,17	0,20	0,50
3	0,30	0,18	0,18	0,75
4	0,36	0,19	0,07	1,00
5	0,45	0,20	0,04	1,25
6	0,53	0,21	0,04	1,50
7	0,62	0,23	0,03	1,75
8	0,70	0,24	0,25	2,00

3.2. Оценка текущей и конечной нефтеотдачи в скважинах оборудованных специальными обсадными колоннами (СПХ)

Результаты исследований контрольных и оценочных скважин, убедительно показывают эффективность применения электрокаротажа для контроля за текущей нефтеотдачей.

Электрические методы исследования скважин дают большую информацию, чем радиоактивные. При обводнении пласта опресненными водами нижний предел минерализации, при котором возможна однозначная интерпретация данных электрокаротажа, составляет <5 г/л против 20-25 г/л для радиоактивного каротажа.

При радиоактивных методах исследования наибольшая геолого-промысловая эффективность наблюдается при временных замерах. Временные замеры при помощи электрокаротажа в одной и той же скважине дают несравненно большую информацию.

В 1950-1952 гг. на Туймазинском месторождении было пробурено несколько скважин, интервал продуктивных горизонтов которых был зацементирован и разбурен долотом меньшего диаметра. Результаты повторных БКЗ в скв. 634, пробуренной в приконтурной зоне, показали,

что в пласте наблюдается подъем ВНК с одновременным понижением нефтенасыщенности по всей толщине пласта выше ВНК.

Однако невозможно длительное существование контрольных скважин с креплением стенок только цементной коркой. Из этого следует, что эффективность контроля за текущей нефтеотдачей значительно возрастает при проведении временных замеров в скважинах, оборудованных обсадными колоннами специальной конструкции, не препятствующими проведению электрокаротажа.

Управление процессом разработки нефтяных месторождений на поздней стадии требует качественно новой информации о динамике насыщенности продуктивных пластов.

В течение последних десятилетий учеными России В.Л. Комаровым, С.А. Султановым, Р.Х. Муслимовым, В.М. Шаховкиным, В.Г. Дворецким и др. разрабатывалась проблема контроля разработки с помощью применения высокоинформативных методов электрометрии в скважинах, продуктивный пласт в которых перекрыт специальными обсадными трубами [6, 45, 50, 55, 62, 62].

Ввиду значительного расширения информативности исследования подобных скважин их можно считать «интеллектуальными» скважинами. В настоящее время предложены и практически испытаны несколько конструкций специальных обсадных колонн.

В Башкортостане наибольшее количество «интеллектуальных» скважин проведено на Арланском месторождении. В настоящее время в работе на Арланском месторождении находится 18 специальных скважин, оборудованных электронепроводящими обсадными стеклопластиковыми колоннами, позволяющими проводить временные замеры с помощью высокочастотной электрометрии – индукционного ИК, и одна скважина №6939, оборудованная стеклопластиковой обсадной колонной с дискретной проводимостью конструкции УНИ-УГНТУ, позволяющая

проводить как высокочастотную электрометрию ИК так и низкочастотную электрометрию БКЗ, БК.

Ввиду того, что при исследовании динамики насыщенности пласта имеется несколько неизвестных параметров, связанных с величиной текущей насыщенности пласта, то возможность применения нескольких методов электрометрии позволяет оценить эти параметры.

Необходимость внедрения новых методов контроля динамики нефтенасыщенности пласта обусловлено тем, что эффективность применения методов радиометрии достигла своего предела. Глубинность исследований с помощью ИННК, ИНГК не превышает 30 см (Б.М.Орлинский. 1977 г. [46]). Оценка насыщенности даже при обводнении пластовыми водами проводится на качественном уровне. При обводнении опресненными водами с минерализацией < 100 г/л интерпретация методов радиометрии практически невозможна

Более того, в целом ряде скважин заведомо водонасыщенные коллектора начинают с течением времени характеризоваться нейтронными параметрами, аналогично нефтенасыщенным коллекторам.

Разумеется, это не связано с вытеснением в них нефти. Связано это с замещением в них минерализованных пластовых вод опресненными нагнетаемыми водами (рисунок 3.3 – скв. №7161 – Арланская).

В 1990 и в 1992 гг. данные ИНГК коррелируются с ИК. Но в 1995 году заведомо водоненасыщенный пласт в интервале 1388,8-1398 м., отмечаются нейтронными параметрами, характерными для нефтенасыщения, что свидетельствует о замещении пластовых вод опресненными закачиваемыми. Аналогичное явление отмечается в скважинах № 10248, 10251, 10256.

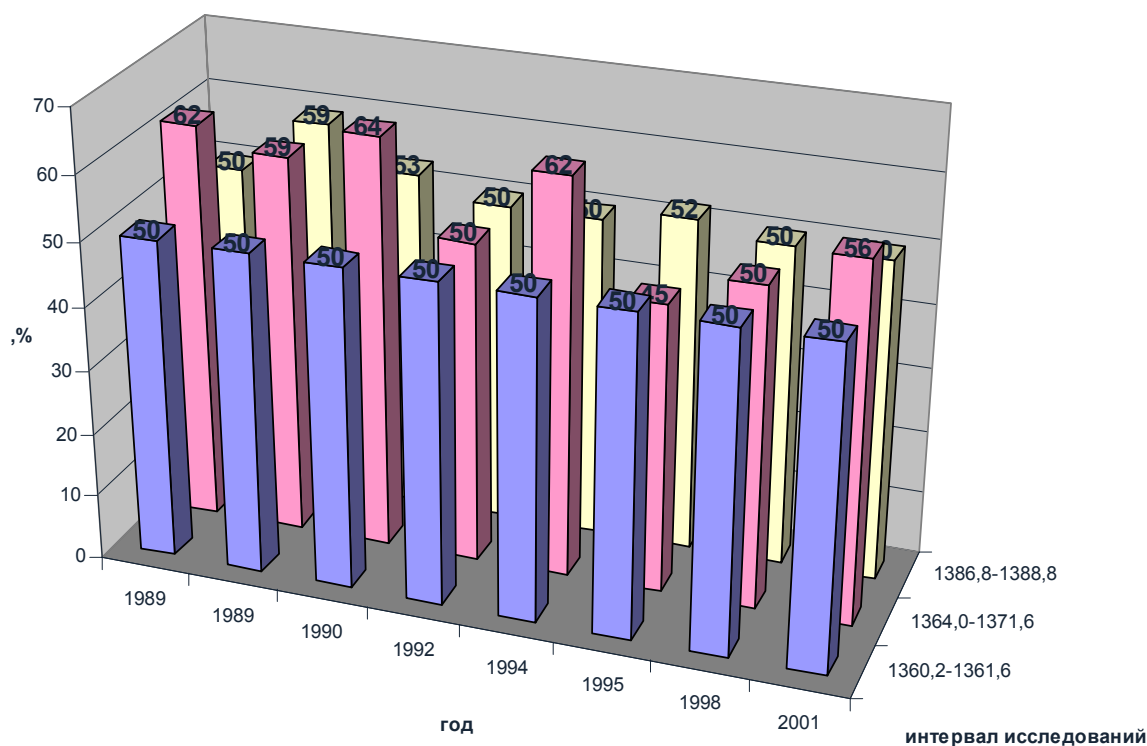


Рисунок 3.3 – Динамика изменения нефтенасыщенности продуктивных интервалов по годам скважины №7161 Арланской площади. Продуктивные пласты остаточны нефтенасыщенны.

При наличии специальных обсадных труб глубинность временных замеров ИК составляет не менее 1 метра, глубинность исследований с помощью БКЗ не менее толщины пласта при количественной оценке насыщенности и не менее длин зондов.

Контрольные скважины на Арланском месторождении, оборудованные специальными обсадными колоннами, позволяют исследовать продуктивные пласты, приуроченные к терригенной толще нижнего карбона ТТНК, турнейским, башкирским и верейским отложениям.

По специальным скважинам проведено до 10 временных замеров ИК, в скважине № 6939 проведено 5 полных комплексов БКЗ-БК. Комплексная интерпретация временных замеров электрометрии совместно с

промысловыми данными по окружающим скважинам позволяет более обоснованно управлять процессом разработки и планировать проведение геолого-технических мероприятий по совершенствованию разработки.

Как известно, с 1961 года на Арланском месторождении применяются гидродинамические способы извлечения нефти. При этом в первые 10-15 лет применялась пресная вода, потом пресная и сточная и последние 15-20 лет сточная вода.

Из-за многократного превышения вязкости нефти над вязкостью воды на месторождении в первую очередь в нефтенасыщенных коллекторах произошло замещение пластовых вод, имеющих минерализацию до 280 г/л, закачиваемыми, имеющих низкую минерализацию. Сопротивление нефтенасыщенных и водонасыщенных коллекторов решающим образом зависит от минерализации связанной и свободной воды. Через 20-25 лет эксплуатации Арланского месторождения из-за замещения пластовых вод закачиваемыми сопротивление их возросло или осталось без изменения.

Следовательно, R_n перестает соответствовать k_n , зависимость которых $R_n=f(k_n)$ была определена учеными БашНИПИнефть на то время, когда и нефтенасыщенные и водонасыщенные коллектора были насыщены пластовой водой одинаковой минерализации. Это обстоятельство приводило к завышению запасов нефти при пересчете по данным ГИС. Применение СПХ позволяет учесть эту ошибку по увеличению сопротивления водоносных пластов, в которых по различным причинам также произошло замещение пластовых вод опресненными закачиваемыми.

ИК, как и любой метод ГИС, имеет свои границы применения, важнейшими из которых являются:

- а) сопротивление скважинной жидкости не менее 0,4 Ом/м
- б) толщины пласта не менее 2 м
- в) пористость пласта более 12 %

г) минерализация пластовых вод более 15 г/л

Но даже при стечении самых неблагоприятных условий ИК через СПХ позволяет проследить динамику разработки объектов на качественном уровне.

Глубинность исследований ИК порядка 1 м., что в два с лишним раза превышает глубинность исследований нейтронными методами. Но в целом ряде случаев этого бывает недостаточно. Примерами могут служить скв. №№ 2154, 2959 (Рисунки 3.5 – 3.7). В скважине №2154 за два с небольшим года эксплуатации отмечается подъем ВНК на пять с лишним метров, а в скважине №2959 за три с небольшим года эксплуатации отмечается подъем ВНК на 7,4 м.

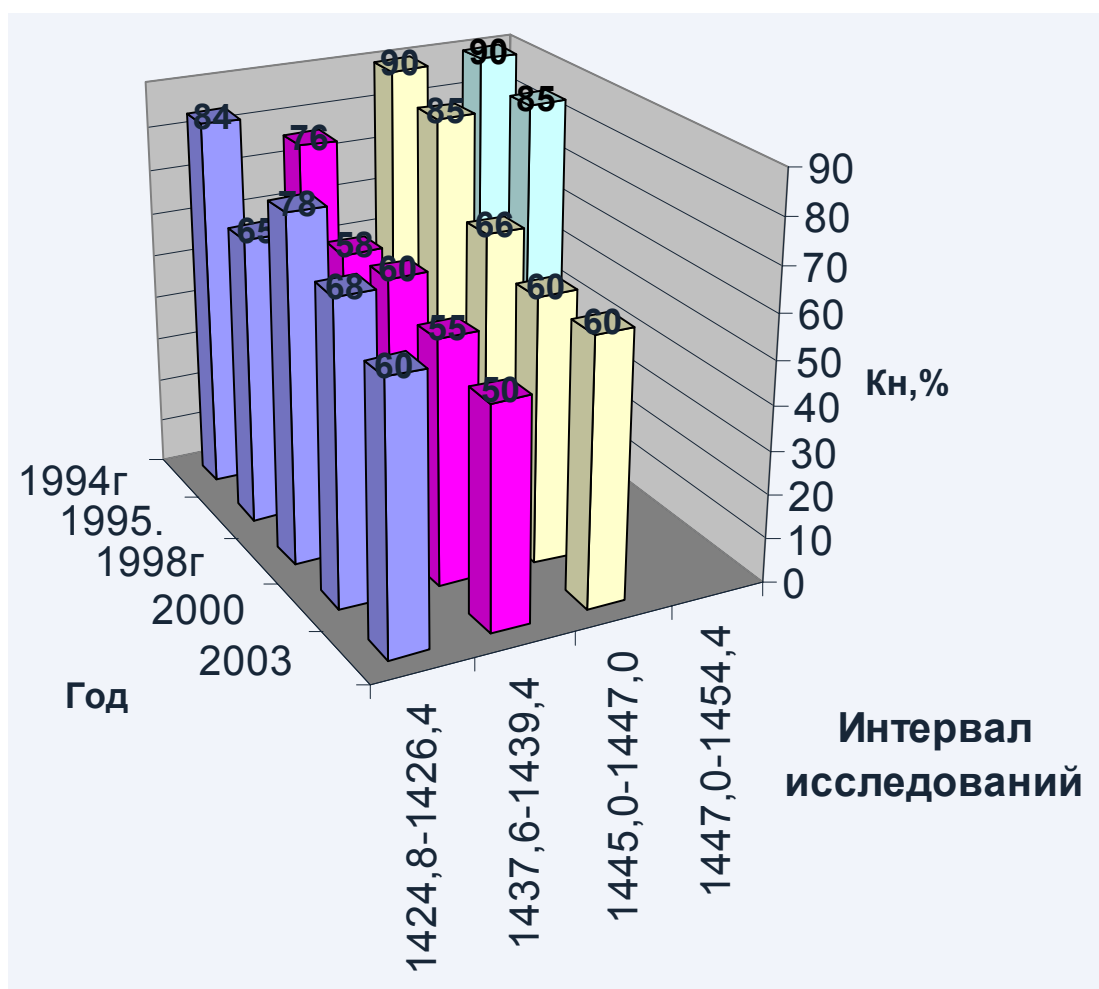


Рисунок 3.4 – Динамика изменения нефтенасыщенности продуктивных интервалов по годам скважины №2959 Арланской площади. Продуктивные пласты остаточны нефтенасыщенны.

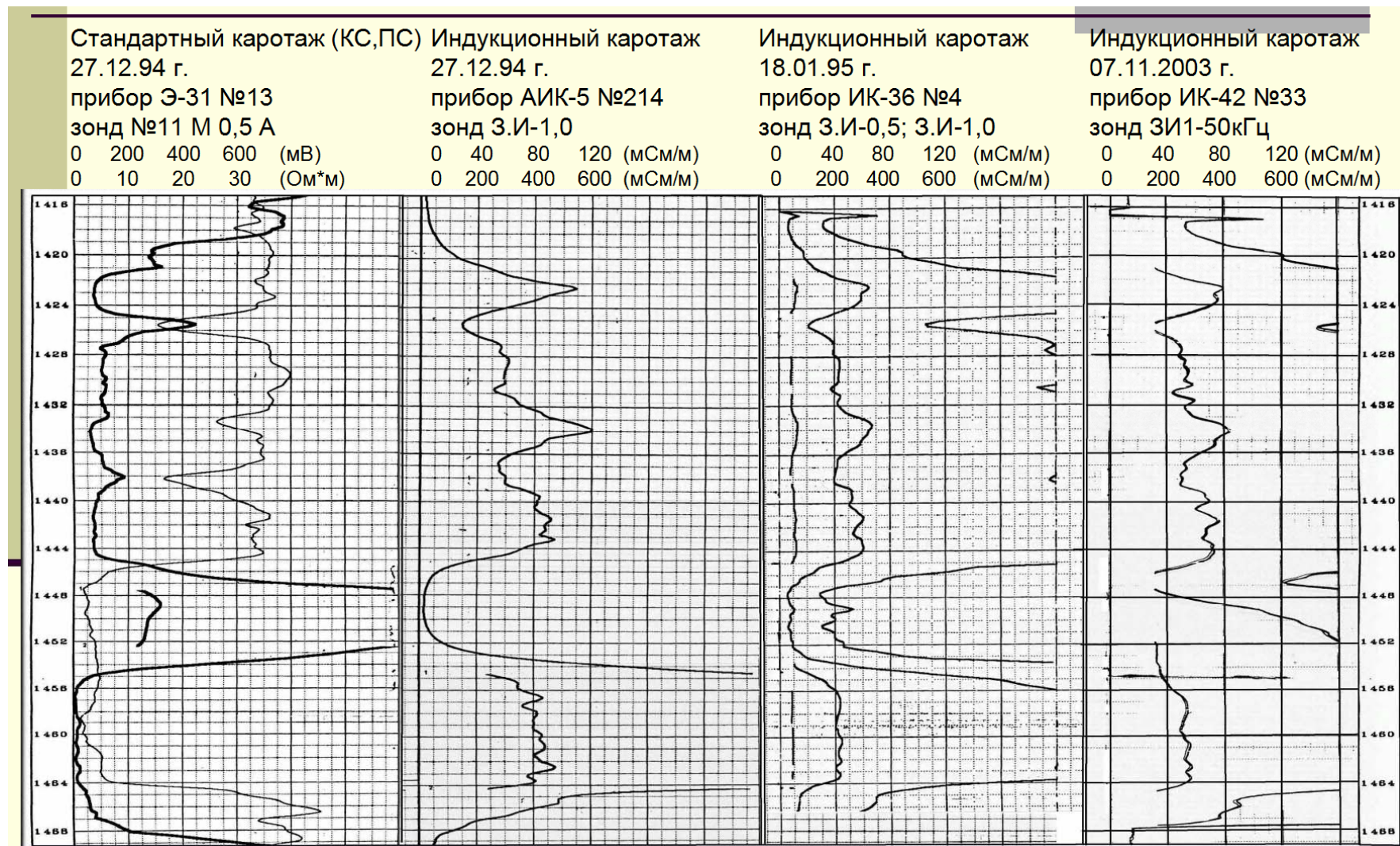


Рисунок 3.5 – Динамика временных замеров ИК продуктивных интервалов по годам скважины №2959 Арланской площади оборудованной СПХ

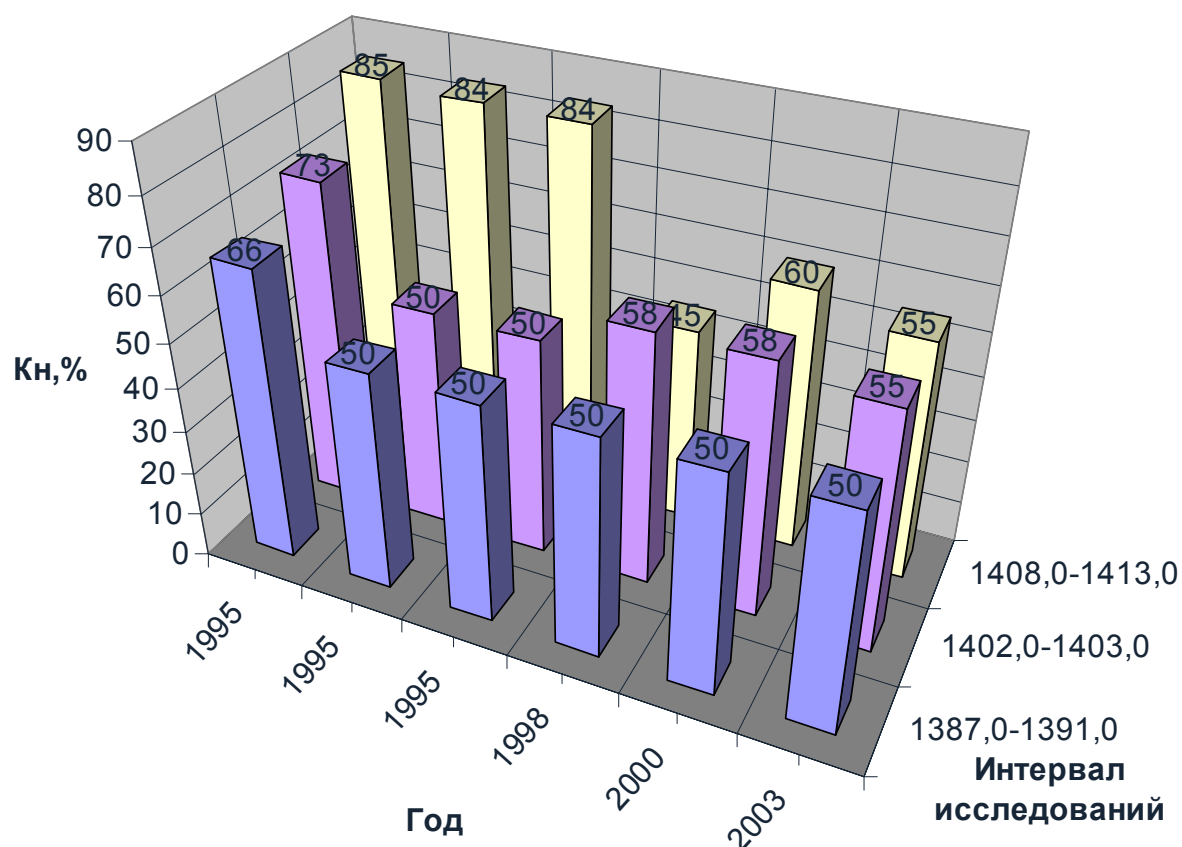


Рисунок 3.6 – Динамика изменения нефтенасыщенности продуктивных интервалов по годам скважины №2154 Арланской площади. Продуктивные пласты остаточно нефтенасыщенны.

Такая скорость подъема ВНК скорее всего связана не с истощением запасов, а с образованием «конуса», и размеры этого «конуса» больше глубинности исследований ИК. В данном случае более информативным был бы низкочастотный метод, который применим в скважинах, обсаженных колонной конструкцией УНИ – УГНТУ, и в комплексе зондов которого есть зонд с глубиной исследований до 8м.

Анализ временных исследований ИК по восемнадцати скважинам за более чем 10 лет позволяет сделать вывод, что истощение какого-либо объекта в какой-либо скважине не может быть признаком истощения его по площади на том или ином участке.

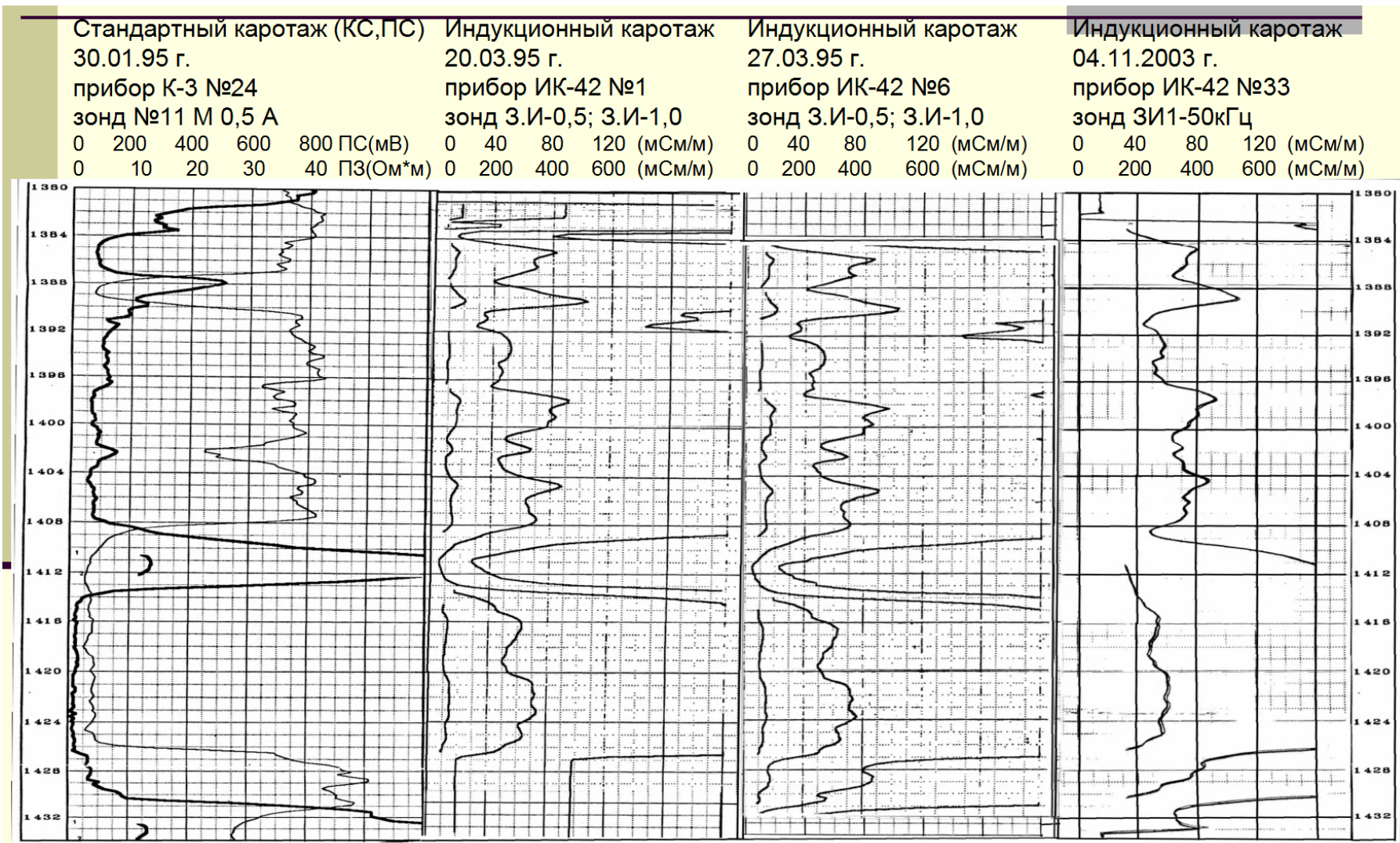


Рисунок 3.7 – Динамика временных замеров ИК продуктивных интервалов по годам скважины №2154 Арланской площади оборудованной СПХ

Из-за сложности геологического строения между скважинами всегда остаются зоны с трудноизвлекаемыми запасами, т. е. застойные и тупиковые зоны, имеющие худшие коллекторские свойства. Эти зоны сохраняют внутрипластовое давление и в разработке не участвуют.

Часть пласта с хорошими ФЕС многократно промывается закачиваемыми водами и имеет какое-то геостатическое давление. Если по каким-либо причинам геостатическое давление становится меньше внутрипластового, то застойные и тупиковые зоны становятся зоной питания истощенной части пласта. При этом возрастает. Такое явление мы наблюдаем в скважине № 10248 и др.

По-видимому, на данном этапе разработки, когда трудноизвлекаемые запасы составляют достаточно большую долю от извлекаемых запасов (до 70%), процесс этот должен быть регулируемым, т.е. процесс закачки воды должен быть регулируемым. Время при остановке закачки можно контролировать по возрастанию k_n истощенных эксплуатируемых объектов в скважинах с СПХ или обсаженных трубами конструкции УНИ – УГНТУ.

Были выявлены объекты, незатронутые разработкой и сохраняющие первоначальный k_n . (например, в скв. №295а, 831 и др.) В этом случае можно сделать вывод о площадном распространении этих объектов на том или ином участке, где расположены скважины с СПХ, в отличии от ситуации, когда объект истощен и когда мы не можем говорить о площадном истощении пласта.

3.3 Метод оценки нефтенасыщенных пластов оборудованных стеклопластиковыми хвостовиками (СПХ)

В последние годы для контроля процесса выработки залежей на месторождениях Башкортостана и Татарстана широко внедряется технология геофизических исследований скважин со стеклопластиковыми хвостовиками (СПХ), позволяющая проведение временных замеров при

помощи бесконтактных высокочастотных методов электрометрии индукционного каротажа (ИК).

К моменту бурения скважин с СПХ на Арланском месторождении почти в течение 40 лет применялись гидродинамические способы извлечения нефти. Первые 10-15 лет в нагнетательные скважины закачивалась пресная вода, потом пресная и сточная, а последние 10-15 лет в основном сточная

В связи с этим минерализация пластового флюида меняется по разрезу, по площади и во времени. Так как вязкость воды многократно меньше вязкости нефти, то в первую очередь при гидродинамическом методе извлечения нефти в нефтенасыщенных пластах происходит замещение свободной и связанной пластовой (минерализацией до 300 г/л) воды, закачиваемыми опресненными водами

При этом возрастает сопротивление продуктивных пластов $\rho_{пр}$ и значения параметра насыщения P_n и коэффициента нефтенасыщенности k_n через много лет эксплуатации нефтяной залежи, что приводит к завышению запасов нефти при их пересчете по данным геофизических исследований скважин (ГИС).

Действительно, при разведочном бурении были определены количественные соотношения $P_n = \rho_n / \rho_{вп}$ между параметром насыщения P_n сопротивлением нефтенасыщенного ρ_n и полностью водонасыщенного $\rho_{вп}$ пластов, а также построены зависимости $P_n = f(k_n)$. Возрастание ρ_n за счет опреснения и приводит к завышенным значениям коэффициентов текущей и остаточной нефтенасыщенности при их количественной оценке по параметру насыщения.

Применение СПХ на Арланском месторождении позволило проследить и учесть влияние опреснения на показания электрических методов ГИС.

В разрезах скважин Николо-Березовской и Арланской площадей заведомо водонасыщенные песчаники по разным причинам были

опреснены. При этом их сопротивление возросло с 0,6 Ом*м до 1,6 Ом*м при среднем значении 1,2 Ом*м. Кроме того, в преобладающем количестве случаев (более 20) сопротивление полностью водонасыщенной породы $\rho_{вп}$ равно именно 1,2 Ом*м. Минерализация пластовой воды в нефтяных и водоносных пластах стала практически одинаковой. Данное обстоятельство позволило для оценки действительных значений коэффициентов нефтенасыщенности, воспользоваться петрофизическими связями между параметром насыщения и коэффициентом нефтенасыщенности $P_n = f(k_n)$, построенными по керновым данным и апробированными при подсчете запасов нефти.

Электрические методы исследования скважин являются самыми надежными при определении текущей и остаточной нефтенасыщенности. Однако следует отметить, что сопротивление скважинной жидкости должно быть не меньше 0,4 Ом, что редко наблюдается в скважинах, в которых было проведено вторичное вскрытие и в стволе скважины происходит гравитационное перераспределение флюида.

Кроме того, при исследовании перфорированных интервалов на показания электрокаротажа оказывают влияние следующие факторы:

- соотношение пластового и забойного давлений;
- как проводился подъем насосного оборудования (с «доливом» или без «долива»);
- промывалась скважина перед исследованиями или нет.

При неудачном стечении обстоятельств, перечисленных выше, индукционный каротаж в пределах своей глубинности исследований будет фиксировать параметры зоны проникновения, не отражающие их истинные значения в пласте.

Кроме того, толщины исследуемых объектов должны быть не менее 2 метров, а коэффициент пористости более 12%.

Но даже при самых неблагоприятных условиях метод ИК эффективнее ядерно-магнитного и кислородно-углеродного каротажа,

глубинность исследования которых составляет несколько сантиметров, а также различных модификаций импульсных нейтронных методов, глубинность исследований которых не превышает в среднем 30-40 сантиметров.

Глубинность исследований ИК порядка 1 м, и он позволяет даже при неблагоприятных условиях прослеживать параметры пласта на качественном уровне, а временные замеры позволяют проследить динамику выработки перфорированных и неперфорированных объектов.

Следует также отметить, что импульсные нейтронные методы очень чувствительны к опреснению коллекторов и практически при минерализации менее 100 г/л (плотность $\rho = 1,05 - 1,07 \text{ г/см}^3$) не пригодны к использованию по назначению. Также следует отметить, что методика исследований и интерпретации нейтронных методов разработаны для стальной колонны, а не СПХ.

Минимальная погрешность при определении начальной нефтенасыщенности наблюдается при использовании именно индукционных методов исследований скважин, а при определении текущей и остаточной нефтенасыщенности по объективным причинам погрешность составляет 5-6 %.

При неблагоприятных условиях ($\rho_{\text{скв}} < 0,4 \text{ Ом*м}$, $h < 2 \text{ м}$) ошибка в определении текущей нефтенасыщенности составляет 18-20 % и количественная оценка коэффициента нефтенасыщенности методом ИК теряет смысл.

В целом ряде скважин Николо-Березовской и Арланской площадей по данным периодических исследований методом ИК отмечается неестественно быстрый подъем ВНК, который составляет в среднем 5-7,5 м за 3-4 года.

В качестве примера приведем результаты промыслово-геофизических исследований методом ИК, проведенных в период с

04.09.1991 г. по 14.08.2004 г. в скважине 295а, расположенной на Николо-Березовской площади Арланского месторождения [37].

Скважина 295а закончена бурением в сентябре 1991 года и исследована стандартным комплексом ГИС 04.09.1991г. На дату бурения верхняя часть пласта, представленная слабоглинистыми песчаниками в интервале 1229,0-1230,5 м, характеризуется как слабонефтенасыщенная, нижележащие уплотненные алевролитоглинистые песчаники в интервале 1248,4-1261,0 м как нефтенасыщенные, а в интервале 1261,0-1265,0 м как водонасыщенные.

СПХ спущен в интервал 1221,0-1292,0 м. Начальное положение ВНК отмечается на глубине 1261 м. Данные об исследовании скважины методом ИК приведены в таблице.

При обработке временных замеров ИК через СПХ исключены интервалы, которые не являются коллекторами, или по своим фильтрационно-емкостным свойствам не могут быть объектами разработки в данной скважине.

По результатам периодических замеров ИК выше 1244 м отмечается опреснение выделенных коллекторов. Вторичное вскрытие произведено на глубинах 1248,4-1258,5 м.

По результатам измерений ИК (Рисунки 3.8, 3.9) (12.10.1992 г.) за первый год эксплуатации скважины отмечается подъем ВНК на 4 м с глубины 1261 м до 1257 м, возможно, это связано с образованием «конуса» за счет подтягивания вод из водонасыщенной части пласта.

В последующие годы вплоть до 14.08.2004 г. ни нефтенасыщенность перфорированного пласта (1248,4-1261,0 м), ни ВНК не изменились, то есть скважина в разработке не участвует.

В данном случае временные замеры ИК не позволяют выяснить причины быстрого подъема ВНК, а также причины неучастия пласта (1248,4 - 1261,0 м) в разработке.

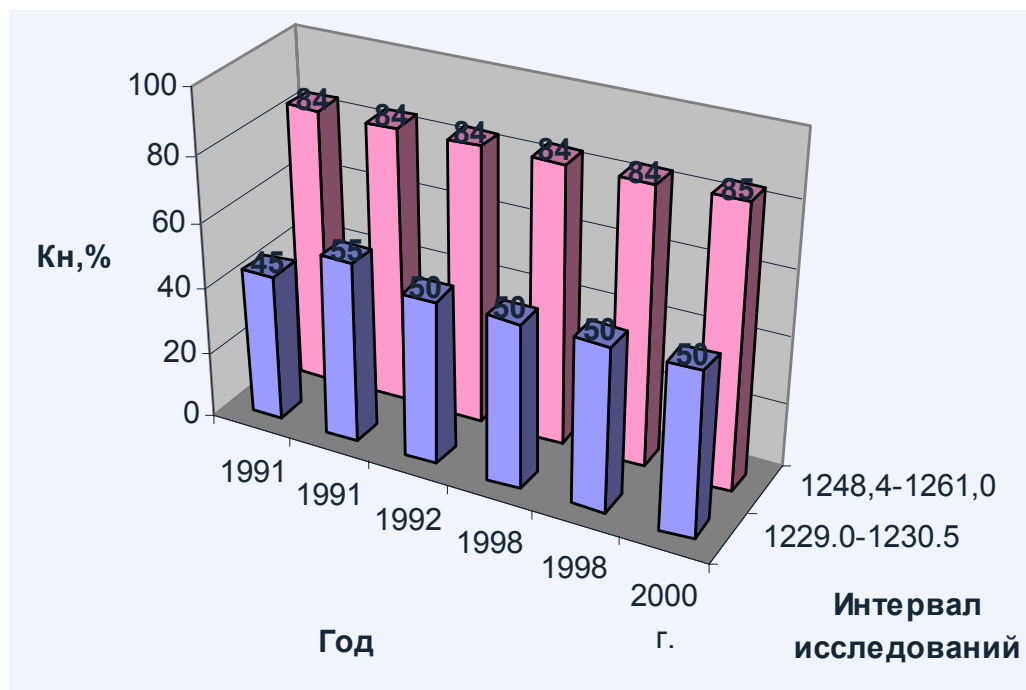


Рисунок 3.8 – Динамика изменения нефтенасыщенности продуктивных интервалов по годам скважины №295а Арланской площади. Продуктивные пласты промышленно нефтенасыщенны

Таблица 3.4 – Оценка нефтенасыщенности по данным ИК в скважине 295а Николо-Березовской площади

Дата	Интервалы, м	Электропроводимость а, мСим/см	Кажущ. сопротивление ρ_k , Ом*м	Сопротивление пласта ρ_p , Ом*м	Коэфф. нефтенасыщ. k_n , %
04.09.1992	1229,0-1230,5	350	1,9	1,6	45
	1248,4-1261,0	12	70	58,0	84
	1261,0-1265,0	900	0,6	-	-
07.09.1991	1229,0-1230,5	210	4	3,3	50
	1248,4-1261,0	12	70	58	84
	1261,0-1265,0	1000	0,6	-	-
12.10.1992	1229,0-1230,5	260	3,5	2,5	50
	1248,4-1257,0	12	70	58	84
	1257,0-1265,0	1600	0,6	-	-
09.07.1996	1229,0-1230,5	260	3,5	2,5	50
	1248,4-1257,0	12	70	58	84
	1257,0-1265,0	750	1,0	-	-
19.07.1998	1229,0-1230,5	260	3,5	2,5	50
	1248,4-1257,0	12	70	58	84
	1257,0-1265,0	650	1,3	-	-
14.08.2004	1229,0-1230,5	300	3	2,5	50
	1248,4-1257,0	20	50	41,7	85
	1257,0-1265,0	770	1,2	-	-

Стандартный каротаж (КС,ПС)
 04.09.91 г.
 прибор КЭ №12
 зонд №11 М 0,5 А
 0 20 40 60 (мВ)
 0 10 20 30 (Ом*М)

Индукционный каротаж
 04.09.91 г.
 прибор АИК-М 40
 зонд З.И-1,0
 0 40 80 120 (мСм/м)
 0 200 400 600 (мСм/м)

Индукционный каротаж
 07.09.91 г.
 прибор ИК-42 №1
 зонд З.И-0,5
 0 40 80 120 (мСм/м)
 0 200 400 600 (мСм/м)

Индукционный каротаж
 14.07.2000 г.
 прибор ИК-42 №11
 зонд ЗИ 1,0
 0 40 80 120 (мСм/м)
 0 200 400 600 (мСм/м)

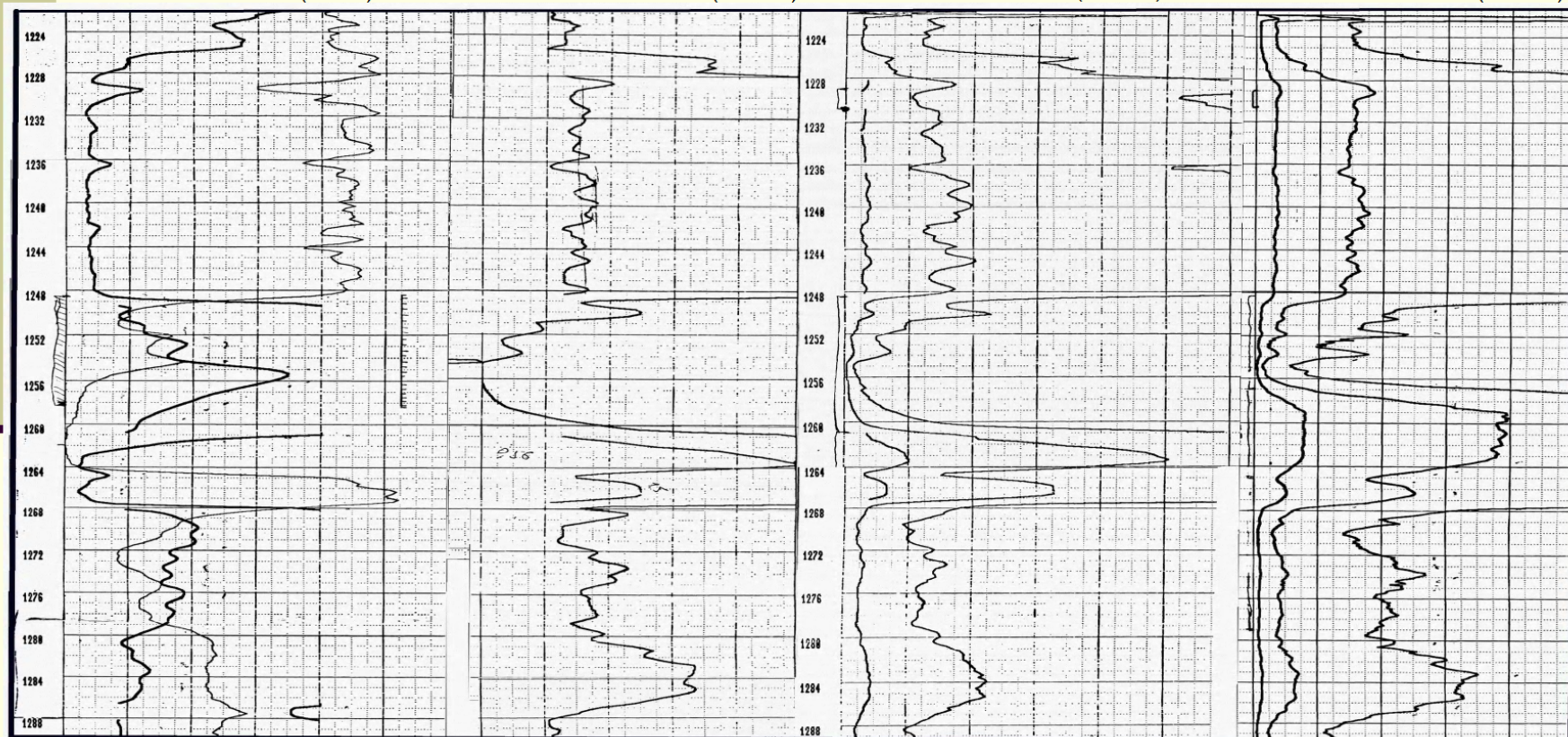


Рисунок 3.9 – Динамика временных замеров ИК продуктивных интервалов по годам скважины №295а Арланской площади оборудованной СПХ

Однозначно ответить на эти вопросы позволило бы применение электрических методов с большей глубиной исследований, то есть бокового электрического зондирования. Но в стеклопластиковых колоннах низкочастотные методы электрометрии не применимы.

В таких случаях необходима стеклопластиковая колонна с дискретными проводящими элементами (конструкция УНИ - УГНТУ), которая позволяет кроме высокочастотных применять и низкочастотные методы электрометрии скважин с глубиной исследований до 8 м.

3.4 Обработка информации при исследовании в специальных скважинах оборудованных СПХ с дискретными проводящими элементами конструкции УНИ-УГНТУ

При эксплуатации нефтяных месторождений особый интерес для регулирования процесса разработки и проектирования мероприятий по его совершенствованию представляет информация о выработке запасов нефти.

Одним из методов увеличения объемов геофизической информации при разработке нефтяных объектов, особенно на поздней стадии, является применение различных модификаций электрометрии в обсаженных скважинах со специальной конструкцией обсадных колонн [38, 60, 62, 63].

Крепление скважины стеклопластиковыми трубами с дискретными проводящими элементами конструкции УНИ-УГНТУ позволяет оценивать текущую нефтенасыщенность пласта методами как низкочастотной, так и высокочастотной электрометрии.

Колонна данной конструкции испытана в скважине 6939 Николо-Березовской площади Арланского месторождения. Скважина 6939 закончена бурением 31.05.93 г. и исследована стандартным комплексом геофизических методов исследования скважин (ГИС) 01.06.93г. Данные ГИС сведены в таблицу 3.5. В интервале 1277-1305 м скважина обсажена специальной колонной конструкции УНИ-УГНТУ.

Таблица 3.5 – Геолого-геофизическая характеристика выявленных пластов-коллекторов скв. 6939 пл. Николо-Березовская

Интервал, м	Литология	Тип коллектора	Общая мощность	Удельное сопротивление по методам, Ом			Пористость по методам m, %			Глинистость с _{гл} , %
				БК	ИК	принятое	ГК	АК	принятое	
1281,2-1283,4	песчаник	поровый	2,2	12,0	4,5	4,5	17,0	17,0-21,0	17,0	15,0
1287,0-1289,6	песчаник	поровый	2,6	9,0	4,7	4,7	20,0	22,0	20,0	8,7
1289,6-1294,2	песчаник	поровый	4,6	3,5-8,0	1,9-2,3	2,1	23,5	22,0-24,0	23,5	2,7
1294,2-1296,0	песчаник	поровый	1,8	7-9,5,0	3,9	3,9	25,5	26,5	25,5	1,0
1296,0-1300,4	песчаник	поровый	4,4	1,7-7,0	1,1	1,1	25,5	26,5	25,5	1,0
1304,0-1304,6	песчано-алевролитовая порода	поровый	0,6	8,5	2,6	2,6	13,0	11,5	13,0	27,0
1306,0-1307,6	песчаник уплотн.	поровый	1,6	10,0	2,2	2,2	20,0	15,0-17,0	20,0	2,7
1315,4-1317,0	песчаник	поровый	1,6	8,0	2,6	2,6	16,5	19,0	16,5	15,5
1317,0-1326,0	песчаник	поровый	9,0	1,2-4,0	0,45-12,0	4,0	13,0-23,5	11,5-26,0	13,0	27-2,7

К моменту первого вскрытия коллектора, находящиеся выше водонефтяного контакта (ВНК), промыты закачиваемыми водами.

Некоторые отклонения кажущихся сопротивлений ρ_k от средних значений связаны не с насыщением, а с гидрофобностью, то есть наличием в едином пласте в интервале 1287-1300 м углистости, а в кровле этого пласта (1287,0-1288,5 м) находятся углисто-битумные сланцы.

Алевриты в интервале 1283,8 -1285,0 м имеют более высокие по сравнению с промытым нижележащим песчаником сопротивление из-за известковистости его, глинистости и уплотнения.

Песчаник, залегающий ниже ВНК и заведомо водонасыщенный пластовыми водами, по кровле покрытый битумными сланцами (1313,0-1326,0 м) также из-за глинистости и гидрофобности по данным бокового каротажа (БК) и индукционного каротажа (ИК) участками отмечается сопротивлениями, отличающимися от сопротивления вмещающих пород $\rho_{вп}$ в сторону увеличения.

Подсчет параметров производился с учетом того, что в коллекторах, находящихся выше ВНК и промытых к моменту первичного вскрытия, в первую очередь, произошло замещение пластовых вод закачиваемыми, минерализация которых всегда меньше минерализации пластовых вод, что наряду с другими факторами (гидрофобность, глинистость, известковость и т.д.) приводит к увеличению сопротивления пласта $\rho_{п}$ независимо от коэффициента нефтенасыщенности k_n

В 1993 году кроме исследований в открытом стволе после первичного вскрытия скважина трижды исследовалась полным комплексом ГИС, т.е. боковое каротажное зондирование (БКЗ), боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК) и стандартный каротаж 04.06.1993 г. сразу после спуска колонны конструкции УНИ-УГНТУ и тампонажных работ; 07.06.1993 г. - БКЗ, БК, ИК и стандартный каротаж и 06.08.1993 г. - БКЗ, БК, ИК и стандартный каротаж.

Такая частота исследований была необходима из-за исключительной новизны методики, связанной с применением обсадной колонны УНИ-УГНТУ, когда впервые на Арланском месторождении появилась возможность проследить с помощью низкочастотных электрических методов с большой глубиной исследований (БКЗ) за сопротивлением горных пород.

По результатам исследований можно сделать следующие выводы:

1. Зонды А1 М0.1N; А2М0.5N; N0.5М2А; А4М0.5N, а также ИК повторяют результаты исследований в открытом стволе.

2. Обработка показаний зонда А0.4М0.1N требует специального подхода, а именно, для исключения влияния обсадной колонны специальной конструкции УНИ-УГНТУ и цементного камня за колонной в интервале исследования выбирается реперный пласт, который не имеет проникновения. Таким пластом в данном случае являются глины в интервале 1300-1304 м. Путем механического совмещения показаний этого зонда с показаниями в открытом стволе убирается искажающее влияние колонны и цементного камня.

3. Боковой каротаж также подвержен влиянию обсадной колонны. В данном случае отмечается аппаратная погрешность, то есть вне интервала специальной обсадной колонны прибор показывает сопротивление, которое в металле практически равно нулю.

Для исключения влияния специальной обсадной колонны и аппаратных погрешностей также как и с зондом А0.4М0.1N механически совмещаем показания БК в реперном горизонте в открытом стволе (глины в интервале 1300-1304 м сопротивлением 3 Ом) с показаниями в колонне и, таким образом, исключаем нежелательные искажения.

Подобная эталонировка разрезом не требуется для других зондов и методов.

Нужно отметить, что невозможно обеспечить одинаковое сопротивление скважинной жидкости при исследовании в открытом стволе и в

колонне и, тем не менее, полученные результаты были вполне информативными для качественной и количественной интерпретации. К сожалению, в 1996 году был записан только боковой каротаж, а в 1997 году только индукционный, и в последние годы исследования не проводились. Нужно отметить, что толщины пластов позволяют проводить исследования не только четырехметровым зондом (А4М0.5N), но и семиметровым (А7М0.5N), глубинность исследования которого составляет 7 метров.

Результаты исследований различными электрическими методами в открытом стволе и, для сравнения, через обсадную колонну сведены в таблицу 3.6.

Значения коэффициентов нефтенасыщенности K_n после первичного вскрытия были остаточными. Такими они и остались к 1997 году.

В скважине вторичное вскрытие не проводилось, и в интервале исследований сопротивление скважинной жидкости $\rho_{скв}$ составляет примерно 1 Ом и отмечается повышающее проникновение. Эти два фактора являются благоприятными для проведения БКЗ и ИК. Но искажаются данные БК. Чаще всего скважина бывает заполнена минерализованной водой, особенно если проводилось вторичное вскрытие. В этом случае методы ИК неэффективны, но данные БК наиболее информативны. БКЗ из-за большой глубинности исследований (до 7 метров) информативно в любом случае.

Таблица 3.6 – Оценка текущей нефтенасыщенности по данным электрокаротажа в обсаженной скв. 6939, пл. Николо-Березовская Арланского месторождения

Интервал исследований	01.06.1993 г. в открытом стволе				04.06.1993 г. через колонну УНИ-УГНТУ				06.08.1993 г. через колонну УНИ-УГНТУ				10.12.1997 г. через колонну УНИ-УГНТУ			
	ρ, Ом по методам			К, %	ρ, Ом по методам			К, %	ρ, Ом по методам			К, %	ρ, Ом по методам			К, %
	БКЗ	БК	ИК		БКЗ	БК	ИК		БКЗ	БК	ИК		БКЗ	БК	ИК	
1281,2-1183,4	2,8	12	4,5	45	2,8	6	4	56	3	3	4	56	-	-	3	50
1287,0-1289,6	4	9	4,7	54	4	4,6	3	50	4	3	5	60	-	-	5	60
1289,6-1294,2	2	4,3	2-2,3	40	2,5	5	2,5	48	3	3,5	2,5	48	-	-	1,8	40
1294,2-1298,0	2,4	8,2	4	50	2,8	3,5	5	60	3	3,5	3	50	-	-	3	50
1298,0-1300,4	1	2,8	1-2,6	вода	1,2	3	1,2	вода	1,2	2,5	1,2	вода	-	-	1	вода

4. КЛАССИФИКАЦИЯ И ВОЗМОЖНОСТИ ПРОМЫСЛОВО-СТАТИСТИЧЕСКИХ МЕТОДИК ПРОГНОЗА НЕФТЕОТДАЧИ

4.1. 1-ая группа промыслово-статистических методов прогноза показателей разработки (кривые вытеснения по типу метода Назарова С.Н, Сипачева Н.В.(1972)).

Одна из существующих групп методов принадлежит к группе зависимостей характеризующих связь водонефтяного фактора (ВНФ) с накопленными отборами пластовых флюидов ($V_n, V_v, V_{жс}$) [9, 39, 44,].

Различные авторы показывают, что на определенных этапах развития фильтрационного процесса вызываемого (индуцированного) на объектах разработки, существует возможность описания и прогнозирования дальнейшего развития фильтрационного процесса с помощью представленных моделей.

Данные модели, относящиеся к рассматриваемой группе методов (характеристик вытеснения) представлены в виде основных характеристик вытеснения, заявленных авторами, и в виде характеристик несколько преобразованных и заявленных другими авторами, которые считают, что в их модификации данные характеристики более адекватны (Таблицы 4.1, 4.2).

Представленные модификации можно разделить на два класса.

Во-первых, это эквивалентные характеристики, при определении с помощью которых параметрических коэффициентов a и b , результаты полностью совпадают.

Во-вторых, характеристики, преобразованные из исходных, но в таком виде, что в результате определения параметрических коэффициентов a и b при помощи метода наименьших квадратов могут быть получены несколько различные значения. Такие характеристики могут учитывать некоторые нюансы при описании связи исходных параметров, которые

выявляются в результате аппроксимации и могут снижать ошибки определения прогнозных значений.

Таблица 4.1. – Основные характеристики вытеснения в 1-ой группе и их аналоги

Основные характеристики вытеснения	Год	Авторы	Аналоги	Год	Авторы
$\frac{V_{жс}}{V_n} = aV_в + b$	1972	Назаров С.Н. Сипачев Н.В.	$\frac{V_в}{V_n} = aV_в + b$	-	-
$\frac{V_в}{V_n} = aV_n + b$	1972	Французский нефтяной институт	$\frac{V_{жс}}{V_n} = aV_n + b$	-	-
$\frac{V_{жс}}{V_n} = aV_{жс} + b$	1980	Сипачев Н.В. Посевич	$\frac{V_в}{V_n} = aV_{жс} + b$	1985	Гайсин Д.К. Тимашев Э.М.

При помощи модифицированных характеристик вытеснения параметрические коэффициенты a и b определяются в различных координатах и соответственно результаты аппроксимации различны для одних и тех же данных, но все остальные вычисления производятся одинаково.

Методы, данной группы основаны на наличии тесной связи между накопленными отборами нефти, воды и жидкости, выявленной на основе анализа интегральных кривых отборов по ряду залежей.

Методы Назарова С.Н., Сипачева Н.В. (1972) и Сипачева, Посевича (1980) описывают прямую зависимость роста водонефтяного фактора (ВНФ) от роста добычи воды с ростом обводненности добываемой продукции. Чем выше накопленный водонефтяной фактор и стабильнее и равномернее ведется разработка изучаемого объекта, тем актуальнее применение данных методов.

Методы представленные модификациями более раннего метода Сипачева – Посевича (1980) возможно привести к виду основного метода простыми алгебраическими преобразованиями коэффициентов a и b (таблица 4.2).

Таблица 4.2. – Связь основного метода Сипачева – Посевича и его модификаций через коэффициенты a и b

	Характеристики вытеснения	Год	Авторы	Преобразование коэффициентов	
				a	b
Основной метод	$\frac{V_{жс}}{V_n} = aV_{жс} + b$	1980	Сипачев Н.В. Посевич	a	b
Модификации	$\frac{1}{V_{жс}} = a' \frac{1}{V_n} + b'$	1981	Островский Джапаров	$a = -\frac{b'}{a'}$	$b = \frac{1}{a'}$
	$\frac{V_e}{V_n} = a'V_{жс} + b'$	1985	Гайсин Д.К. Тимашев Э.М.	$a = a'$	$b = b'+1$
	$\frac{V_n}{V_{жс}} = a'V_n + b'$	1986	Гайсин Д.К.	$a = -\frac{a'}{b'}$	$b = \frac{1}{b'}$

Соответственно можно сделать выводы о применимости данных методов на объектах с определенными режимами работы. Так при интенсивном заводнении или активном притоке подошвенных вод, т.е. при активном водонапорном режиме работы объекта, данные методы показывают хорошие результаты.

Однако на объектах с малоактивными водами, когда объект работает на истощение пластовой энергии или при поддержании режима вытеснения близкого к поршневому, когда уровень обводненности сдерживается на низких значениях, например при активных краевых водах и малой толщине пласта данные методы показывают неадекватные результаты.

То же относится и к объектам, на которых активно проводятся работы по снижению обводненности продукции скважин, поскольку данные методы очень чувствительны к всякого рода коррекциям режима работы объекта.

При определении параметров в условиях снижения водо-нефтяного фактора результаты определения приводят к ошибочным результатам.

Метод Французского нефтяного института (1972) несколько выделяется из данной группы, поскольку заложенная в него модель отличается по характеру развития от двух рассмотренных методов. В данной модели предположена зависимость водонефтяного фактора, линеаризирующегося на определенном этапе развития фильтрационной динамики присущей исследуемому объекту и одновременно стабилизации темпов снижения добычи нефти, что свойственно объектам с высокой долей содержания воды в добываемой продукции на поздней стадии. Однако эти две тенденции не родственны друг другу по развитию и, соответственно, этот метод показывает результаты несколько другого характера, т.е. описывает другие связи заданных величин, соответственно данный метод отличен по чувствительности к изменениям в системе разработки от двух предыдущих (Рисунок 4.1).

Метод Французского нефтяного института (1972) не асимптотичен в силу квадратичности характера извлечения нефти в данном методе, т.е. при помощи данного метода нет возможности определить максимально извлекаемые запасы нефти при бесконечной фильтрации, в отличие от двух других методов входящих в эту группу, для которых данная операция легко осуществима (Таблица 4.3).

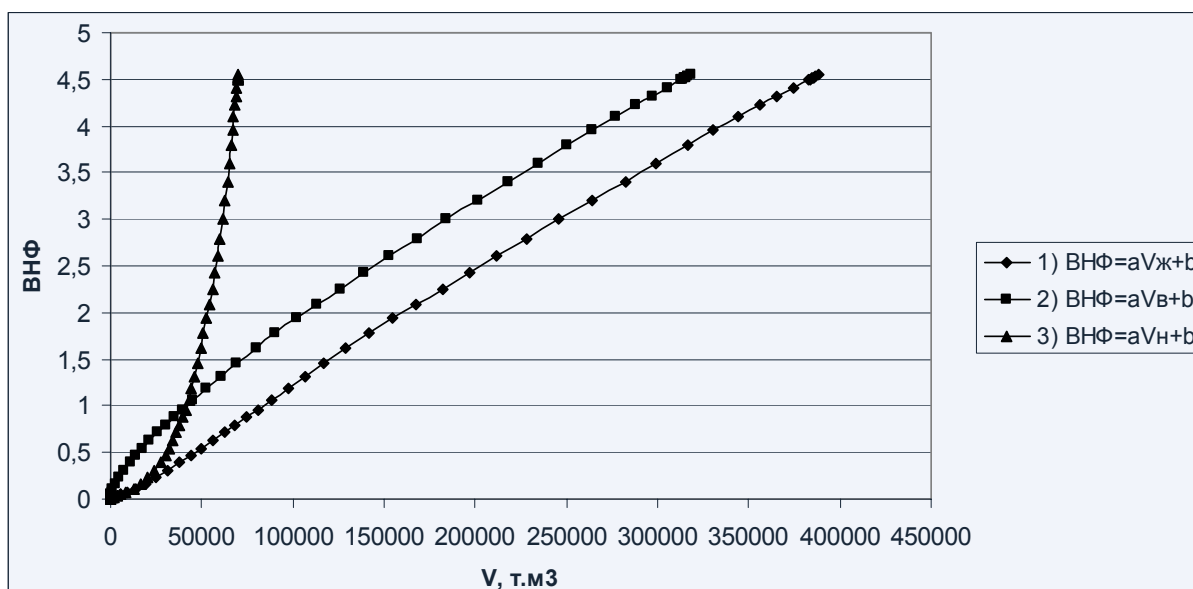


Рисунок 4.1. – Сравнение динамики развития вытеснения пластовых жидкостей (бобриковский горизонт, месторождение чекмагушевской группы) при помощи методов входящих в рассматриваемую группу. 1) метод Гайсина Д.К., Тимашева Э.М. (1985), 2) аналог метода Назарова С.Н., Сипачева Н.В. (1972), 3) метод Французского нефтяного института (1972).

Авторами методов 1-ой группы предложены зависимости выявляющие связи следующего вида

$$(ВНФ) = f(V_{\text{в}}),$$

$$(ВНФ) = f(V_{\text{жс}}),$$

$$(ВНФ) = f(V_{\text{н}}),$$

где $V_{\text{жс}}$ – накопленная добыча жидкости в пластовых условиях;

$V_{\text{н}}$ – накопленная добыча нефти в пластовых условиях;

$V_{\text{в}}$ – накопленная добыча воды в пластовых условиях.

В соответствии с линеаризацией функции зависимости строятся в координатах:

$$Y = V_{\text{жс}} / V_{\text{н}}, X = V_{\text{в}} \text{ – метод Назарова С.Н., Сипачева Н.В. (1972),}$$

$$Y = V_{\text{жс}} / V_{\text{н}}, X = V_{\text{жс}} \text{ – метод Сипачева Н.В., Посевича (1980),}$$

$Y = V_g / V_n$, $X = V_n$ – метод Французского нефтяного института (1972) (аналог).

По построенным зависимостям определяются интервалы, по которым необходимо определить эмпирические коэффициенты

a – угловой коэффициент аппроксимирующей прямой,

b – коэффициент определяющий пересечение аппроксимирующей прямой с осью Y .

Необходимо учесть, что полученные зависимости стремятся к линейному виду на конечном участке, следовательно, для определения коэффициентов, которые бы наиболее полно отражали представленные зависимости, выбираются значения лежащие именно на конечном участке.

Для выбранных значений при помощи метода наименьших квадратов определяются коэффициенты линейной аппроксимации a , b .

Рассмотрим *метод Назарова С.Н., Сипачева Н.В. (1972)*

$$\frac{V_{жс}}{V_n} = aV_g + b. \quad (4.1)$$

Из уравнения (4.1) определим зависимость накопленной добычи жидкости от накопленной добычи нефти $V_{жс} = f(V_n)$

$$\frac{V_g}{V_n} + 1 = aV_g + b, \quad (4.2)$$

$$V_n = \frac{V_g}{aV_g + b - 1} = \frac{V_{жс} - V_n}{aV_{жс} - aV_n + b - 1}, \quad (4.3)$$

$$aV_{жс}V_n - aV_n^2 + bV_n - V_{жс} = 0, \quad (4.4)$$

$$V_{\text{жс}} = \frac{bV_n - aV_n^2}{1 - aV_n}. \quad (4.5)$$

Дифференцируя уравнение (4.5) по времени получим

$$\frac{dV_{\text{жс}}}{dt} = \frac{d}{dt} \left(\frac{bV_n - aV_n^2}{1 - aV_n} \right) = \frac{d}{dV_n} \left(\frac{bV_n - aV_n^2}{1 - aV_n} \right) \frac{dV_n}{dt}, \quad (4.6)$$

$$\frac{dV_{\text{жс}}}{dt} = \frac{a^2V_n^2 - 2aV_n + b}{(1 - aV_n)^2} \frac{dV_n}{dt}. \quad (4.7)$$

Так как $\frac{dV_n}{dV_{\text{жс}}} = f_n$, то возможно определить активные запасы нефти в пластовых условиях задавшись предельным значением нефтесодержания f_n

$$1 = \frac{(1 - aV_n)^2 + b - 1}{(1 - aV_n)^2} f_n, \quad (4.8)$$

$$(1 - aV_n)^2(1 - f_n) = bf_n - f_n, \quad (4.9)$$

$$1 - aV_n = \sqrt{\frac{bf_n - f_n}{1 - f_n}}, \quad (4.10)$$

тогда, преобразовав, активные извлекаемые запасы нефти для заданного значения нефтенасыщенности f_n будут определяться из выражения

$$V_{\text{н.извл.}}(f_{\text{н.пред.}}) = \frac{1}{a} \left(1 - \sqrt{\frac{bf_n - f_n}{1 - f_n}} \right). \quad (4.11)$$

Активные извлекаемые запасы нефти для заданного предельного значения обводненности f_v будут определяться из выражения

$$V_{н.извл.}(f_{в.пред.}) = \frac{1}{a} \left(1 - \sqrt{\frac{(b-1)(1-f_v)}{f_v}} \right), \quad (4.12)$$

где a , b – коэффициенты линейной аппроксимации, определяемые методом наименьших квадратов коэффициентов.

Прогнозную накопленную добычу жидкости, которая соответствует значению $V_n(f_{н.пред.})$ или $V_n(f_{в.пред.})$, можно определить как

$$V_{жс} = \frac{bV_n - aV_n^2}{1 - aV_n}. \quad (4.13)$$

Прогнозную накопленную добычу воды, которая соответствует значению $V_n(f_{н.пред.})$ или $V_n(f_{в.пред.})$, можно определить как

$$V_{в.} = \frac{(b-1)V_n}{1 - aV_n}. \quad (4.14)$$

Рассмотрим *метод Французского нефтяного института (1972)*

$$\frac{V_v}{V_n} = aV_n + b'. \quad (4.15)$$

Преобразуем (3.15) в эквивалентную форму при $b' = b + 1$

$$\frac{V_{жс}}{V_n} = aV_n + b. \quad (4.16)$$

Из уравнения (4.16) определим зависимость накопленной добычи жидкости от накопленной добычи нефти $V_{жс} = f(V_n)$

$$V_{жс} = aV_n^2 + bV_n. \quad (4.17)$$

Дифференцируя уравнение (4.17) по времени получим

$$\frac{dV_{жс}}{dt} = \frac{d}{dt}(aV_n^2 + bV_n) = \frac{d}{dV_n}(aV_n^2 + bV_n) \frac{dV_n}{dt}, \quad (4.18)$$

$$\frac{dV_{жс}}{dt} = (2aV_n + b) \frac{dV_n}{dt}. \quad (4.19)$$

Так как $\frac{dV_n}{dV_{жс}} = f_n$, то возможно определить активные запасы нефти в пластовых условиях задавшись предельным значением нефтесодержания f_n

$$1 = (2aV_n + b)f_n. \quad (4.20)$$

Активные извлекаемые запасы нефти для заданного предельного значения нефтенасыщенности f_n будут определяться из выражения

$$V_{н.извл.}(f_{н.пред.}) = \frac{1}{2af_n} - \frac{b}{2a}. \quad (4.21)$$

Активные извлекаемые запасы нефти для заданного предельного значения обводненности $f_в$ будут определяться из выражения

$$V_{н.извл.}(f_{в.пред.}) = \frac{1}{2a(1-f_в)} - \frac{b}{2a}. \quad (4.22)$$

где a , b – коэффициенты линейной аппроксимации, определяемые методом наименьших квадратов коэффициентов.

Прогнозную накопленную добычу жидкости, которая соответствует значению $V_n(f_{н.пред.})$ или $V_n(f_{в.пред.})$, можно определить как

$$V_{жс} = aV_n^2 + bV_n. \quad (4.23)$$

Прогнозную накопленную добычу воды, которая соответствует значению $V_n(f_{н.пред})$ или $V_n(f_{в.пред})$, можно определить как

$$V_в = aV_n^2 + (b-1)V_n. \quad (4.24)$$

Рассмотрим метод *Сипачева Н.В., Посевича (1980)*

$$\frac{V_{жс}}{V_n} = aV_{жс} + b. \quad (4.25)$$

Из уравнения (4.25) определим зависимость накопленной добычи жидкости от накопленной добычи нефти $V_{жс} = f(V_n)$

$$V_{жс} = \frac{bV_n}{1 - aV_n}. \quad (4.26)$$

Дифференцируя уравнение (4.26) по времени получим

$$\frac{dV_{жс}}{dt} = \frac{d}{dt} \left(\frac{bV_n}{1 - aV_n} \right) = \frac{d}{dV_n} \left(\frac{bV_n}{1 - aV_n} \right) \frac{dV_n}{dt} \quad (4.27)$$

$$\frac{dV_{жс}}{dt} = \left(\frac{b}{(1 - aV_n)^2} \right) \frac{dV_n}{dt}. \quad (4.28)$$

Так как $\frac{dV_n}{dV_{жс}} = f_n$, то возможно определить активные запасы нефти в пластовых условиях задавшись предельным значением нефтесодержания f_n

$$1 = \left(\frac{b}{(1 - aV_n)^2} \right) f_n. \quad (4.29)$$

Активные извлекаемые запасы нефти для заданного предельного значения нефтенасыщенности f_n будут определяться из выражения

$$V_{n.извл.}(f_{n.пред.}) = \frac{1}{a} - \sqrt{\frac{b}{a^2} f_{n.пред.}}. \quad (4.30)$$

Активные извлекаемые запасы нефти для заданного предельного значения обводненности f_v будут определяться из выражения

$$V_{n.извл.}(f_{v.пред.}) = \frac{1}{a} - \sqrt{\frac{b}{a^2} (1 - f_{v.пред.})}, \quad (4.31)$$

где a , b – коэффициенты линейной аппроксимации, определяемые методом наименьших квадратов коэффициентов.

Прогнозную накопленную добычу жидкости, которая соответствует значению $V_n(f_{n.пред.})$ или $V_n(f_{v.пред.})$, можно определить как

$$V_{ж} = \frac{bV_n}{1 - aV_n} \quad (4.32)$$

Прогнозную накопленную добычу воды, которая соответствует значению $V_n(f_{n.пред.})$ или $V_n(f_{v.пред.})$, можно определить как

$$V_v = \frac{bV_n}{1 - aV_n} - V_n \quad (4.33)$$

При помощи данных методов существует возможность определить максимально извлекаемые запасы нефти при бесконечной фильтрации

$V_{н.извл.маx}$ (Таблица 4.3), также существует возможность нахождения извлекаемых запасов нефти на заданное нефтесодержание $V_{н.извл.}(f_{н.пред.})$ или обводненность продукции скважин $V_{н.извл.}(f_{в.пред.})$, обычно принимаемых 0,02 – 0,05 (доли ед.) и 0,95 – 0,98 (доли ед.) соответственно (Таблица 4.3).

При помощи данных моделей существует возможность определения извлекаемых запасов нефти, задаваясь значением водонефтяного фактора ВНФ.

При определении значений извлекаемых запасов нефти на заданную обводненность продукции или значение водонефтяного фактора возможно определение прогнозных отборов воды и жидкости (Таблица 4.3).

Таблица 4.3. – Выражения, позволяющие получить основные характеристики при помощи промыслово-статистических методов 1-ой группы

Характеристика	Метод Французского нефтяного института (аналог) (1972)	Метод Назарова С.Н. Сипачева Н.В. (1972)	Метод Сипачева Н.В. Посевича (1980)
Метод	$\frac{V_{жс}}{V_n} = aV_n + b$	$\frac{V_{жс}}{V_n} = aV_{вс} + b$	$\frac{V_{жс}}{V_n} = aV_{жс} + b$
$V_{н.извл.маx} =$	не определяется	$\frac{1}{a}$	$\frac{1}{a}$
$V_{н.извл.}(ВНФ_{пред.}) =$	$\frac{ВНФ - a + 1}{b}$	$\frac{ВНФ - b + 1}{ВНФа}$	$\frac{ВНФ - a + 1}{(ВНФ + 1)b}$
$V_{н.извл.}(f_{н.пред.}) =$	$\frac{1}{2af_n} - \frac{b}{2a}$	$\frac{1}{a} \left(1 - \sqrt{\frac{bf_n - f_n}{1 - f_n}} \right)$	$\frac{1}{a} - \sqrt{\frac{b}{a^2} f_{н.пред.}}$
$V_{н.извл.}(f_{в.пред.}) =$	$\frac{1}{2a(1 - f_n)} - \frac{b}{2a}$	$\frac{1}{a} \left(1 - \sqrt{\frac{(b-1)(1 - f_{в.})}{f_{в.}}} \right)$	$\frac{1}{a} - \sqrt{\frac{b}{a^2} (1 - f_{в.пред.})}$
$V_{жс.пред.} =$	$aV_n^2 + bV_n$	$\frac{bV_n - aV_n^2}{1 - aV_n}$	$\frac{bV_n}{1 - aV_n}$
$V_{в.пред.} =$	$aV_n^2 + (b-1)V_n$	$\frac{(b-1)V_n}{1 - aV_n}$	$\frac{bV_n}{1 - aV_n} - V_n$

Пример применения метода 1-ой группы.

Приведем пример определения основных показателей разработки с использованием методов первой группы. За используемый метод возьмем метод Назарова С.Н., Сипачева Н.В. (1972)

$$\frac{V_{жс}}{V_n} = aV_b + b.$$

Исходные данные для расчета представлены в таблице 4.4.

1. Вычисляются значения координат метода, в нашем случае координата «х» точки будет определяться как значение « V_b », координата «у» точки будет определяться как отношение « $\frac{V_{жс}}{V_n}$ ». Результат расчета представлен в таблице 4.4.

2. По вычисленным координатам строится зависимость, для нашего случая представленная на рисунке 4.2.

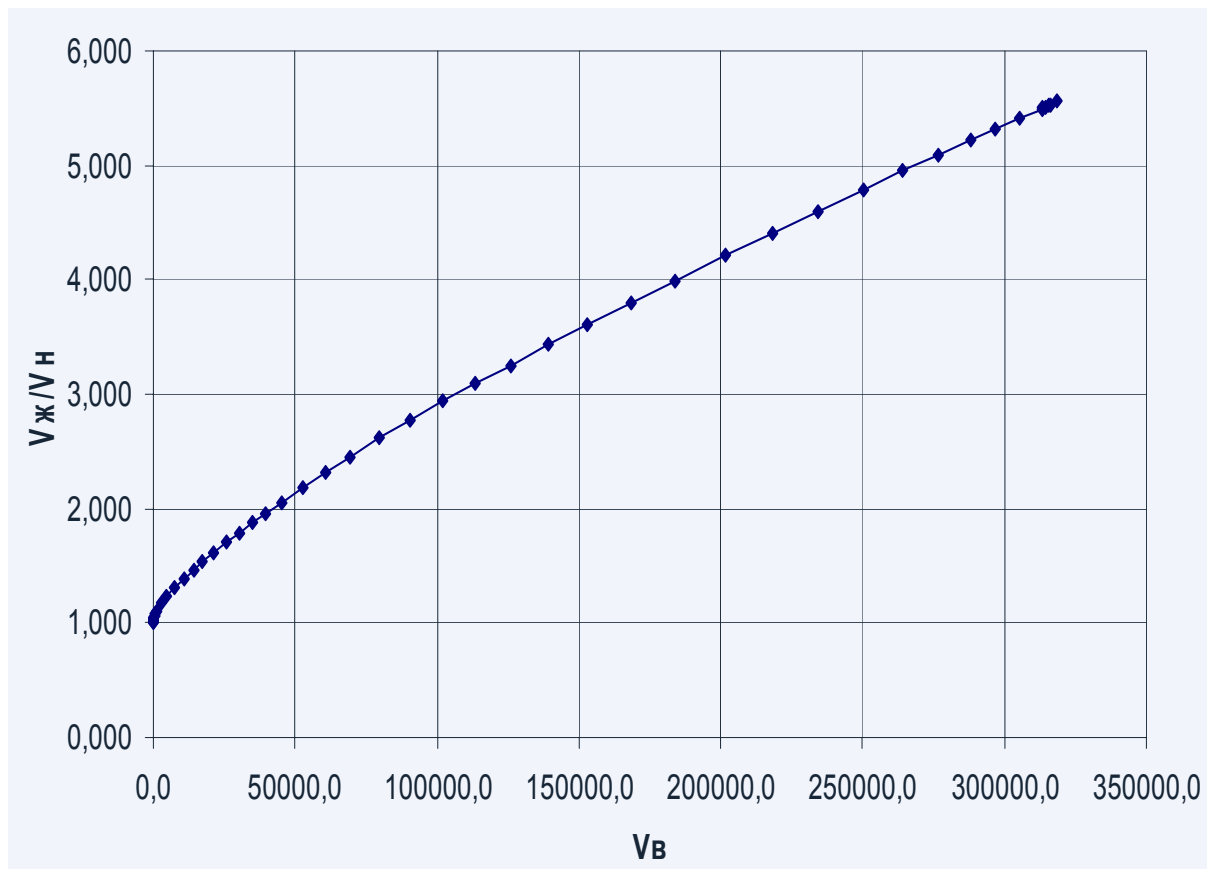


Рисунок 4.2 – Зависимость для определения коэффициентов по методу Назарова С.Н., Сипачева Н.В. (1972)

Таблица 4.4. – Исходные и расчетные данные. Динамика добычи с начала разработки.

Год разработки	Накопленная добыча нефти, V_n , тыс. м ³	Накопленная добыча воды, V_b , тыс. м ³	Время эксплуатации, t, годы	ВНФ (Q_b/Q_n)	Обводненность, В% (q_b/q_j)	Параметры для построения	
						$x = V_b$	$y = \frac{V_{жс}}{V_n}$
1	2	3	4	5	6	7	8
1957	42,8	0,2	1	0,00	0,00	0,2	1,005
1958	220,4	2,2	2	0,01	0,01	2,2	1,010
1959	554,0	10,0	3	0,02	0,02	10,0	1,018
1960	1096,3	25,3	4	0,02	0,03	25,3	1,023
1961	2041,7	53,6	5	0,03	0,03	53,6	1,026
1962	3581,2	145,6	6	0,04	0,06	145,6	1,041
1963	5621,3	330,5	7	0,06	0,08	330,5	1,059
1964	8573,9	649,4	8	0,08	0,10	649,4	1,076
1965	12437,2	1369,6	9	0,11	0,16	1369,6	1,110
1966	16447,1	2759,6	10	0,17	0,26	2759,6	1,168
1967	20266,9	4704,5	11	0,23	0,34	4704,5	1,232
1968	23941,8	7385,1	12	0,31	0,42	7385,1	1,308
1969	27328,3	10720,8	13	0,39	0,50	10720,8	1,392
1970	30122,2	14150,1	14	0,47	0,55	14150,1	1,470
1971	32414,0	17382,7	15	0,54	0,59	17382,7	1,536
1972	34466,6	21401,2	16	0,62	0,66	21401,2	1,621
1973	36343,5	25823,4	17	0,71	0,70	25823,4	1,711
1974	38097,9	30198,8	18	0,79	0,71	30198,8	1,793
1975	39732,8	34673,6	19	0,87	0,73	34673,6	1,873
1976	41286,1	39431,2	20	0,96	0,75	39431,2	1,955
1977	42842,0	45330,5	21	1,06	0,79	45330,5	2,058
1978	44446,8	52785,2	22	1,19	0,82	52785,2	2,188
1979	46102,4	60892,6	23	1,32	0,83	60892,6	2,321

Продолжение таблицы 4.4.

1	2	3	4	5	6	7	8
1980	47701,7	69110,4	24	1,45	0,84	69110,4	2,449
1981	49346,1	79677,2	25	1,61	0,87	79677,2	2,615
1982	50988,5	90424,2	26	1,77	0,87	90424,2	2,773
1983	52632,0	101829,2	27	1,93	0,87	101829,2	2,935
1984	54253,5	113162,2	28	2,09	0,87	113162,2	3,086
1985	55848,8	125905,5	29	2,25	0,89	125905,5	3,254
1986	57388,4	139339,9	30	2,43	0,90	139339,9	3,428
1987	58770,1	153201,8	31	2,61	0,91	153201,8	3,607
1988	60132,6	168126,4	32	2,80	0,92	168126,4	3,796
1989	61467,0	184150,5	33	3,00	0,92	184150,5	3,996
1990	62781,4	201430,6	34	3,21	0,93	201430,6	4,208
1991	63997,4	218072,5	35	3,41	0,93	218072,5	4,408
1992	65098,4	234219,6	36	3,60	0,94	234219,6	4,598
1993	66063,5	250184,5	37	3,79	0,94	250184,5	4,787
1994	66848,8	263933,7	38	3,95	0,95	263933,7	4,948
1995	67599,4	276926,9	39	4,10	0,95	276926,9	5,097
1996	68249,0	287917,1	40	4,22	0,94	287917,1	5,219
1997	68780,3	296961,7	41	4,32	0,94	296961,7	5,318
1998	69281,1	305447,9	42	4,41	0,94	305447,9	5,409
1999	69681,7	313060,9	43	4,49	0,95	313060,9	5,493
2000	69719,7	313585,7	44	4,50	0,93	313585,7	5,498
2001	69767,5	314533,9	45	4,51	0,95	314533,9	5,508
2002	69814,0	315406,2	46	4,52	0,95	315406,2	5,518
2003	69866,9	316409,7	47	4,53	0,95	316409,7	5,529
2004	69973,0	318678,0	48	4,55	0,96	318678,0	5,554

3. На построенной зависимости конечный участок кривой характеризуется стремлением к линейному виду. Поэтому конечный участок зависимости возможно линейно аппроксимировать, т.е. определить уравнение линейной зависимости между «x» и «y», а именно определить коэффициенты «a» и «b» зависимости $y=ax+b$. Аппроксимацию необходимо выполнять методом наименьших квадратов по формулам 4.113, 4.114. Другая возможность определения заключается в применении встроенной функции программы «Excel» из пакета «Microsoft office».

Для этого необходимо построить в программе график зависимости (рисунок 4.2), для интервала точек конечного участка (выделены на рисунке) (рисунок 4.3). Для выделенного интервала необходимо построить линию линейного тренда и задать определение в качестве параметров для нее уравнения и значения достоверности аппроксимации (корреляции).

В данном примере значения коэффициентов будут следующими: $a=0,0000117$; $b=1,8491354$, при достоверности аппроксимации $R^2=0,9995$.

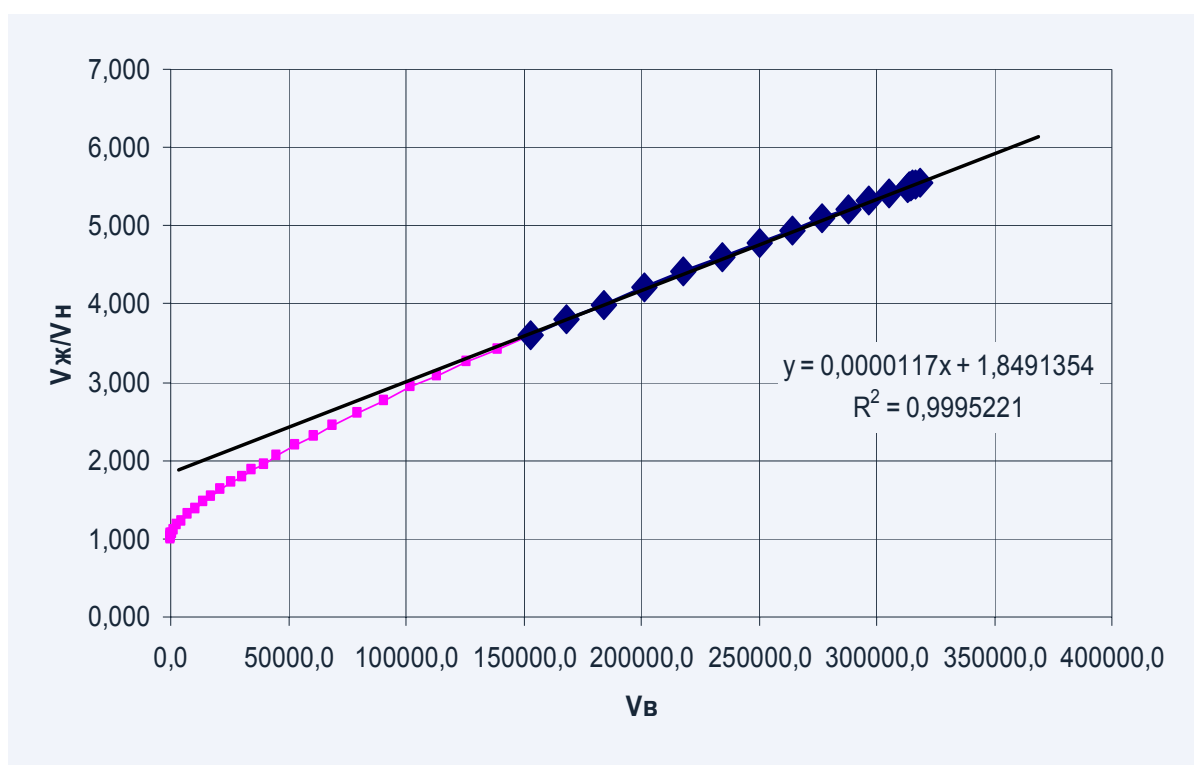


Рисунок 4.3 – Определения коэффициентов «a» и «b» по методу Назарова С.Н., Сипачева Н.В. (1972)

4. С применением выражений из таблицы 4.3 для метода Назарова С.Н., Сипачева Н.В. (1972) необходимо рассчитать значения искомым параметров (таблица 4.5).

В данном случае при бесконечной промывке пласта значения максимально возможных извлекаемых запасов будут равны 85470,1 тыс. м³ нефти.

При условии ограничения добычи до обводненности $f_b = 98\%$, извлекаемые запасы сократятся на величину

$$85470,1 - 74218,7 = 11251,4 \text{ тыс. м}^3$$

и составят 74218,7 тыс. м³.

Значение предельной обводненности продукции можно принять и другое, например 0,95; 0,99 (95%; 99%).

При рассчитанных объемах добычи нефти, в условиях ограничения по обводненности, добыча жидкости составит 553120,6 тыс. м³ а добыча воды 478901,9 тыс. м³. При этом будет достигнуто значение водонефтяного фактора 6,45 ед.

Остаточные запасы на 2005 год составят разность между извлекаемыми запасами на заданную предельную обводненность и фактически отобранными объемами нефти (из таблиц 4.4 и 4.5).

$$74218,7 - 69973,0 = 4245,7 \text{ тыс. м}^3 .$$

При применении данного метода возможно определить также добычу нефти, воды и жидкости задаваясь другим критерием ограничения срока разработки – значением водонефтяного фактора.

По всем двухпараметрическим методам данной и нижеследующих групп, за исключением метода Казакова А.А. имеющего некоторые нюансы в применении, расчет по определению основных параметров проводится аналогично с представленным, в пределах возможности соответствующих методов.

Таблица 4.5. – Определение параметров для текущего примера по методу Назарова С.Н., Сипачева Н.В. (1972)

$$\frac{V_{жс}}{V_n} = aV_в + b$$

Параметр	Выражение	Расчетная формула	Значение, тыс. м ³
$V_{н.извл. \max} =$	$\frac{1}{a}$	$\frac{1}{0,0000117}$	85470,1
$V_{н.извл. (f_{н.пред.})} =$	$\frac{1}{a} \left(1 - \sqrt{\frac{bf_n - f_n}{1 - f_n}} \right)$	$\frac{1}{0,0000117} \left(1 - \sqrt{\frac{1,8491354 * 0.02 - 0.02}{1 - 0.02}} \right)$	74218,7
$V_{н.извл. (f_{в.пред.})} =$	$\frac{1}{a} \left(1 - \sqrt{\frac{(b-1)(1-f_в)}{f_в}} \right)$	$\frac{1}{0,0000117} \left(1 - \sqrt{\frac{(1,8491354 - 1)(1 - 0.98)}{0.98}} \right)$	74218,7
$V_{жс.пред.} =$	$\frac{bV_n - aV_n^2}{1 - aV_n}$	$\frac{1,8491354 * 74218,7 - 0,0000117 * 74218,7^2}{1 - 0,0000117 * 74218,7}$	553120,6
$V_{в.пред.} =$	$\frac{(b-1)V_n}{1 - aV_n}$	$\frac{(1,8491354 - 1)74218,7}{1 - 0,0000117 * 74218,7}$	478901,9
$V_{н.извл. (BH\Phi_{пред.})} =$	$\frac{BH\Phi - b + 1}{BH\Phi a}$	$\frac{6.45 - 1,8491354 + 1}{6.45 * 0,0000117}$	74218,0

4.2. 2-ая группа промыслово-статистических методов прогноза показателей разработки (кривые вытеснения по типу метода Максимова М.И.(1959))

Данная группа методов хорошо описывает большинство исследуемых объектов. Методы Максимова М.И. (1959) [30] и Сазонова Б.Ф. (1972) [53] очень слабо, по сравнению с другими методами, особенно методами 1-ой группы, подвержены влиянию на результаты прогноза различного рода коррекций и изменений в системе разработки. Рассматриваемые в этом разделе методы, возможно применять на более ранних стадиях разработки месторождений, при достижении значений отборов нефти от извлекаемых запасов 0,4 – 0,5.

Однако существуют объекты, описание которых с помощью данных моделей не вполне адекватно. Это относится к объектам находящимся на поздней стадии разработки при активном проведении работ по коррекции работы месторождения, например по изоляции водопритокков, бурении боковых стволов, внедрении методов увеличения нефтеотдачи. Также это касается месторождений при характерном изменении режима работы на поздних стадиях разработки месторождения.

На рисунке 4.4 показано сравнение методов Максимова М.И. (1959) и Сазонова Б.Ф. (1973) на примере построения кривых вытеснения для бобриковского горизонта одного из месторождений чекмагушевской группы.

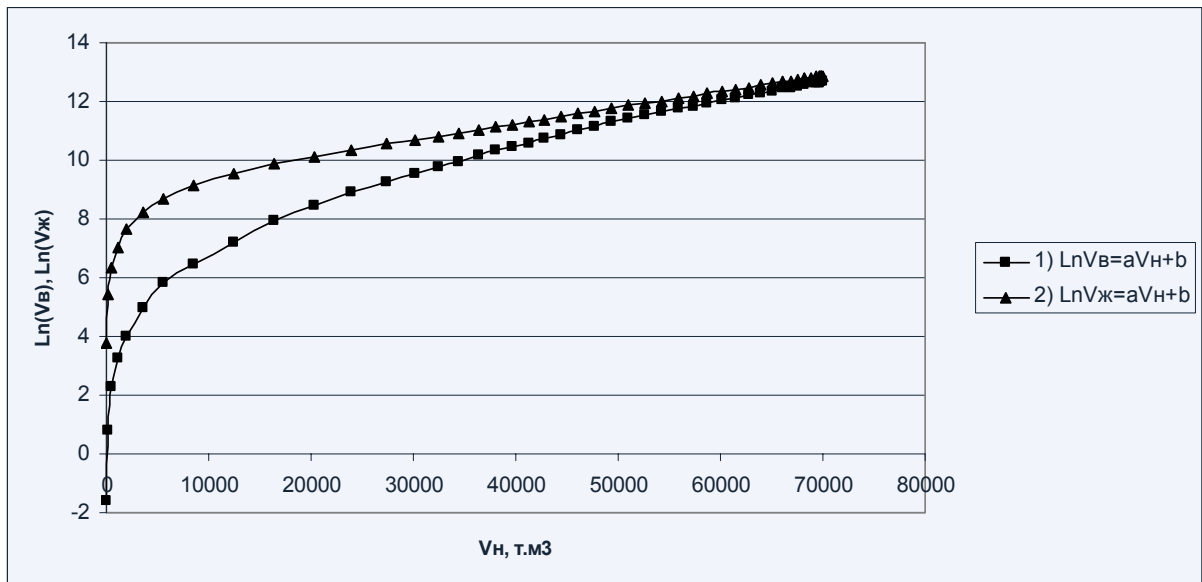


Рисунок 4.4. – Сравнение динамики развития вытеснения пластовых жидкостей (бобриковский горизонт, месторождение чекмагушевской группы) при помощи методов входящих во 2-ую группу. 1) Метод Максимова М.И. (1959), 2) Метод Сазонова Б.Ф. (1973).

Метод Максимова М.И. (1959).

М.И. Максимовым, путем изучения процесса вытеснения нефти водой из модели пласта, представляющего собой трубу, заполненную песком, была установлена эмпирическая зависимость накопленной добычи воды от накопленной добычи нефти. На основании анализа установленной зависимости М.И. Максимовым был предложен метод, основанный на наличии тесной связи между накопленной добычей нефти и воды, особенно четко проявляющейся в конечной стадии разработки нефтяных залежей. По данному методу зависимость $V_g = f(V_n)$ описывается уравнением показательной функции вида

$$V_g = \beta \alpha^{V_n}, \quad (4.35)$$

где V_g – накопленная добыча воды в пластовых условиях;

V_n – накопленная добыча нефти в пластовых условиях;

α, β – эмпирические коэффициенты.

Данное уравнение зависимости $V_e = f(V_n)$ при переходе к линейному виду представляется зависимостью

$$\ln V_e = aV_n + b, \quad (4.36)$$

где $a = \ln \alpha, b = \ln \beta$ – эмпирические коэффициенты.

В соответствии с данным методом строится зависимость в полулогарифмических координатах $Y = \ln V_e, X = V_n$. Построенная зависимость представляет собой, на конечном участке, прямую, характеризующуюся угловым коэффициентом $a = \ln \alpha$ и отрезком, отсекаемым на оси ординат (oY) – $b = \ln \beta$.

По построенной зависимости определяется линейный участок, по которому необходимо определить эмпирические коэффициенты a, b . Необходимо учесть, что полученная зависимость стремится к линейному виду на конечном участке кривой, следовательно, для определения коэффициентов, которые бы наиболее полно отражали зависимость $V_e = f(V_n)$, выбираются значения лежащие именно на конечном участке.

Для выбранных значений при помощи метода наименьших квадратов определяются коэффициенты линейной аппроксимации a, b .

Автором метода утверждается, что на прямолинейность конечного участка данной характеристики вытеснения не оказывает существенного влияния ни применение на исследуемых объектах форсированного отбора жидкости, ни осуществление закачки воды в пласт. Следовательно, данный метод позволяет осуществлять прогнозы дальнейшей добычи пластовых жидкостей из нефтяных пластов в условиях вытеснения нефти водой.

Рассмотрим *Метод Максимова М.И. (1959)* и его возможности более подробно.

Приведем уравнение (4.35) к виду

$$V_{\text{эс}} = V_n + \beta \alpha^{V_n}. \quad (4.37)$$

Дифференцируя по времени получим

$$\frac{dV_{\text{эс}}}{dt} = \frac{dV_n}{dt} + \frac{d(\beta \alpha^{V_n})}{dV_n} \frac{dV_n}{dt}, \quad (4.38)$$

$$\frac{dV_{\text{эс}}}{dt} = (1 + \beta \alpha^{V_n} \ln \alpha) \frac{dV_n}{dt}. \quad (4.39)$$

Так как $\frac{dV_n}{dV_{\text{эс}}} = f_n$, то возможно определить активные запасы нефти в пластовых условиях задавшись предельным значением нефтесодержания f_n

$$1 = f_n + f_n \alpha^{V_n} \beta \ln \alpha, \quad (4.40)$$

$$\ln \left(\frac{1 - f_n}{f_n \beta \ln \alpha} \right) = \ln(\alpha^{V_n}), \quad (4.41)$$

$$V_n = \frac{1}{\ln \alpha} \ln \left(\frac{1 - f_n}{f_n \beta \ln \alpha} \right). \quad (4.42)$$

Тогда, активные извлекаемые запасы нефти для заданного значения f_n будут определяться из выражения

$$V_{n.\text{извл.}}(f_{n.\text{пред.}}) = \frac{1}{a} \ln \left(\frac{1 - f_n}{f_n a e^b} \right). \quad (4.43)$$

Активные извлекаемые запасы нефти для заданного предельного значения обводненности f_6 будут определяться из выражения

$$V_{н.извл.}(f_{в.пред.}) = \frac{1}{a} \ln \left(\frac{f_{в.}}{(1-f_{в.})ae^b} \right), \quad (4.44)$$

где a, b – коэффициенты линейной аппроксимации, определяемые методом наименьших квадратов коэффициентов.

Прогнозную накопленную добычу воды, которая соответствует значению $V_{н.}(f_{н.пред.})$ или $V_{н.}(f_{в.пред.})$, можно определить как

$$V_{в.} = e^{aV_{н.}+b}. \quad (4.45)$$

Прогнозную накопленную добычу жидкости, которая соответствует значению $V_{н.}(f_{н.пред.})$ или $V_{н.}(f_{в.пред.})$, можно определить как

$$V_{жс.} = V_{н.} + e^{aV_{н.}+b}. \quad (4.46)$$

Метод Сазонова Б.Ф. (1973).

Метод, предложенный Б.Ф. Сазоновым, основан на предположении наличия тесной связи между накопленной добычей нефти и жидкости особенно четко проявляющейся в конечной стадии разработки нефтяных залежей. По данному методу зависимость $V_{в.} = f(V_{н.})$ описывается уравнением показательной функции вида

$$V_{жс.} = \beta \alpha^{V_{н.}}, \quad (4.47)$$

где $V_{жс.}$ – накопленная добыча жидкости в пластовых условиях;

$V_{н.}$ – накопленная добыча нефти в пластовых условиях;

α, β – эмпирические коэффициенты.

Данное уравнение зависимости $V_{в.} = f(V_{н.})$ при переходе к линейному виду представлено зависимостью

$$\ln V_{\text{жс}} = aV_n + b, \quad (4.48)$$

где $a = \ln \alpha$, $b = \ln \beta$ – эмпирические коэффициенты.

Строится зависимость в полулогарифмических координатах $Y = \ln V_{\text{жс}}$, $X = V_n$. По построенной зависимости определяется интервал, по которому необходимо определить эмпирические коэффициенты a , b .

Полученная зависимость стремится к линейному виду на конечном участке, и для определения аппроксимационных коэффициентов, выбираются значения лежащие на конечном участке.

Для выбранных значений при помощи метода наименьших квадратов определяются коэффициенты линейной аппроксимации a , b .

Дифференцируя уравнение (4.47) по времени получим

$$\frac{dV_{\text{жс}}}{dt} = \frac{d(\beta\alpha^{V_n})}{dt} = \frac{d(\beta\alpha^{V_n})}{dV_n} \frac{dV_n}{dt}, \quad (4.49)$$

$$\frac{dV_{\text{жс}}}{dt} = \beta\alpha^{V_n} \ln \alpha \frac{dV_n}{dt}. \quad (4.50)$$

Так как $\frac{dV_n}{dV_{\text{жс}}} = f_n$, то возможно определить активные запасы нефти в пластовых условиях задавшись предельным значением нефтесодержания f_n

$$1 = f_n \alpha^{V_n} \beta \ln \alpha, \quad (4.51)$$

$$\ln \left(\frac{1}{f_n \beta \ln \alpha} \right) = \ln(\alpha^{V_n}), \quad (4.52)$$

$$V_n = \frac{1}{\ln \alpha} \ln \left(\frac{1}{f_n \beta \ln \alpha} \right). \quad (4.53)$$

Тогда, активные извлекаемые запасы нефти для заданного значения f_n будут определяться из выражения

$$V_{н.извл.}(f_{н.пред.}) = \frac{1}{a} \ln\left(\frac{1}{f_n a e^b}\right) \quad (4.54)$$

Активные извлекаемые запасы нефти для заданного предельного значения обводненности f_v будут определяться из выражения

$$V_{н.извл.}(f_{в.пред.}) = \frac{1}{a} \ln\left(\frac{1}{(1-f_v) a e^b}\right) \quad (4.55)$$

где a, b – коэффициенты линейной аппроксимации, определяемые методом наименьших квадратов коэффициентов.

Прогнозную накопленную добычу жидкости, которая соответствует значению $V_n(f_{н.пред.})$ или $V_n(f_{в.пред.})$, можно определить как

$$V_{жс} = e^{aV_n + b} \quad (4.56)$$

Прогнозную накопленную добычу воды, которая соответствует значению $V_n(f_{н.пред.})$ или $V_n(f_{в.пред.})$, можно определить как

$$V_{в.} = e^{aV_n + b} - V_n \quad (4.57)$$

Методы Максимова М.И. (1959) и Сазонова Б.Ф. (1972) являются родственными методами. В силу этого области их применения практически совпадают, однако в ряде случаев метод Сазонова Б.Ф. (1972) менее подвержен влиянию изменений в системе разработки рассматриваемых объектов.

Методы Максимова М.И. (1959) и Сазонова Б.Ф. (1972) не асимптотичны, т.е. данные кривые вытеснения не имеют свойства асимптотического приближения к прямой характеризующей максимально возможные извлекаемые запасы нефти.

Соответственно, при помощи данных методов нет возможности определить максимально извлекаемые запасы нефти при бесконечно долгой фильтрации, однако существует возможность нахождения извлекаемых запасов нефти на заданное нефтесодержание $V_{н.извл.}(f_{н.пред.})$ или обводненность продукции скважин $V_{н.извл.}(f_{в.пред.})$, обычно принимаемых 0,02 – 0,05 (доли ед.) и 0,95 – 0,98 (доли ед.) соответственно (Таблица 4.6).

Таблица 4.6. – Выражения, позволяющие получить основные характеристики при помощи промыслово-статистических методов 2-ой группы

Характеристика	Метод Максимова М.И. (1959)	Метод Сазонова Б.Ф. (1973)
Модель	$V_g = \beta \alpha^{V_n}$	$V_{жс} = \beta \alpha^{V_n}$
Метод	$\ln V_g = aV_n + b$	$\ln V_{жс} = aV_n + b$
$V_{н.извл. \max} =$	не определяется	не определяется
$V_{н.извл.}(f_{н.пред.}) =$	$\frac{1}{a} \ln \left(\frac{1 - f_n}{f_n a e^b} \right)$	$\frac{1}{a} \ln \left(\frac{1}{f_n a e^b} \right)$
$V_{н.извл.}(f_{в.пред.}) =$	$\frac{1}{a} \ln \left(\frac{f_g}{(1 - f_g) a e^b} \right)$	$\frac{1}{a} \ln \left(\frac{1}{(1 - f_g) a e^b} \right)$
$V_{жс.пред.} =$	$e^{aV_n + b}$	$e^{aV_n + b}$
$V_{в.пред.} =$	$V_n + e^{aV_n + b}$	$e^{aV_n + b} - V_n$

При определении значений извлекаемых запасов нефти на заданную обводненность продукции скважин возможно определение прогнозных отборов воды и жидкости.

При помощи данных моделей в явном виде не существует возможности определения извлекаемых запасов нефти задаваясь значением водонефтяного фактора (ВНФ).

4.3. 3-я группа промыслово-статистических методов прогноза показателей разработки (кривые вытеснения по типу метода Пирвердяна А.М. (1970))

Ряд авторов показывает, что при определенной степени допущений, между динамикой накопленных отборов нефти V_n и динамикой накопленных отборов жидкости $V_{жс}$ имеет место степенная зависимость вида $V_n = f(V_{жс}^{-n})$. Такое предположение положено в основу целого ряда характеристик вытеснения, основные из которых представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7. – Основные и модифицированные характеристики вытеснения 3-й группы

Основные характеристики вытеснения	Год	Автор	Модифицированные характеристики вытеснения
$V_n = a + \frac{b}{\sqrt{V_{жс}}}$ или $V_n = a + bV_{жс}^{-1/2}$	1970	Пирвердян А.М.	$V_n \sqrt{V_{жс}} = a\sqrt{V_{жс}} + b$
$V_n = a + \frac{b}{V_{жс}}$ или $V_n = a + bV_{жс}^{-1}$	1974	Камбаров Г.С.	$V_n V_{жс} = aV_{жс} + b$
$V_n = a + bV_{жс}$	-	Метод постоянного нефте-содержания	-
$V_n = a + \frac{b}{V_{жс}^\lambda}$ или $V_n = a + bV_{жс}^{-\lambda}$	1976	Казаков А.А.	$V_n V_{жс}^\lambda = aV_{жс}^\lambda + b$

Метод Пирвердяна А.М. (1970).

В результате проведенных исследований автором [49] была получена формула, выявляющая связь накопленной добычи нефти V_n и накопленной добычи жидкости $V_{жс}$ следующего вида

$$V_n = b h m l_2 \left(1 - s_{o.n.} - s_{св.в.} - \frac{2}{3} \sqrt{\frac{\mu_0 m b h l_2}{150 V_{жс}}} \right), \quad (4.58),$$

где b – ширина залежи;

h – толщина залежи;

l_2 – расстояние от начального контура нефтеносности до эксплуатационной галереи;

$s_{o.n.}$ – насыщенность пор породы остаточной нефтью;

$s_{св.в.}$ – насыщенность пор породы связанной водой;

m – пористость;

μ_0 – соотношение вязкостей нефти и воды.

Данная зависимость при приведении к более простому виду может быть выражена как

$$V_n = a + \frac{b}{\sqrt{V_{жс}}}, \quad (4.59)$$

где $V_{жс}$ – накопленная добыча жидкости в пластовых условиях;

V_n – накопленная добыча нефти в пластовых условиях;

a, b – приведенные эмпирические коэффициенты.

По мнению автора метода, данная зависимость не применима для описания полого-залегающего пласта с большой площадью водонефтяного контакта (ВНК).

При выводе расчетных формул автором метода принято допущение о прямой пропорциональности суммарного расхода жидкости пропластка и его проницаемости.

Вывод уравнения (4.58) предложенный А.М. Пирвердяном, основан на проведении расчетов с использованием аппроксимации Ю.П. Борисова функции Баклея – Леверетта. Данная аппроксимация адекватна только для кривых фазовых проницаемостей Д.А. Эфроса. Таким образом, в силу принятых допущений и ограничений зависимость (4.58) является частным случаем.

Уравнение зависимости $V_n = f(V_{жс})$ возможно использовать в двух модификациях, это основное выражение, предложенной А.М. Пирвердяном (4.59), и выражение преобразованное к линейному виду. При переходе к линейному виду может быть представлено зависимостью

$$V_n \sqrt{V_{жс}} = a \sqrt{V_{жс}} + b. \quad (4.60)$$

Основная и модифицированная кривые вытеснения характеризуют одну и ту же зависимость, однако при осуществлении аппроксимации данных выражений могут быть получены различные результаты. Это объясняется тем, что операция аппроксимации выявляет не столько прямые закономерности, сколько статистические, таким образом, для данных выражений (4.59) и (4.60) значения коэффициентов a и b будут различаться, также будут различны значения коэффициентов корреляции (Таблица 4.8).

Осуществление расчетов по данным методикам производится следующим образом: Строится зависимость в координатах $Y=V_n$, $X=\frac{1}{\sqrt{V_{жс}}}$, для основного метода, и в координатах $Y=V_n \sqrt{V_{жс}}$, $X=\sqrt{V_{жс}}$ для модифицированного метода. По построенной зависимости определяется участок кривой, по которому необходимо определить эмпирические коэффициенты a , b .

Таблица 4.8. – Сравнение параметров определенных при помощи основного и модифицированного (линеаризированного) методов Пирвердяна А.М. (1970).

Определение параметров по динамике вытеснения (бобриковский горизонт, месторождение чекмагушевской группы) на одном временном интервале.

Значение параметра	Основной метод $V_n = a + \frac{b}{\sqrt{V_{ж}}}$	Модифицированный метод $V_n \sqrt{V_{ж}} = a \sqrt{V_{ж}} + b$
$a = V_{n.извл. \max}$, тыс.м ³	99127	99678
b	-18413763	-18705722
R^2	0,99636	0,99951
$V_{n.извл.} (f_{в.пред.} = 0,98)$, тыс.м ³	75279	75578
$V_{ж.пред.} (f_{в.пред.} = 0,98)$, тыс.м ³	596195	602480
$V_{в.пред.} (f_{в.пред.} = 0,98)$, тыс.м ³	520915	526901
Относительная ошибка определения извлекаемых запасов (при $f_{в}=0,98$ доли ед.), %	1,6	1,2

Полученная зависимость стремится к линейному виду на конечном участке, и для определения коэффициентов, которые бы наиболее полно отражали зависимость, выбираются значения лежащие именно на конечном участке.

Для выбранных значений по уравнению (4.59) или (4.60) при помощи метода наименьших квадратов определяются коэффициенты линейной аппроксимации a, b .

Рассмотрим модель вытеснения Пирвердяна А.М. (1970) более подробно.

Приведем уравнение (4.59) к виду

$$V_{ж} = \left(\frac{b}{V_n - a} \right)^2. \quad (4.61)$$

Дифференцируя по времени получим

$$\frac{dV_{жс}}{dt} = \frac{d\left(\left(\frac{b}{V_n - a}\right)^2\right)}{dt} = \frac{d}{dV_n}\left(\left(\frac{b}{V_n - a}\right)^2\right) \frac{dV_n}{dt}, \quad (4.62)$$

$$\frac{dV_{жс}}{dt} = \frac{d}{dV_n}\left(b^2(V_n - a)^{-2}\right) \frac{dV_n}{dt} = \frac{d}{du}\left(b^2u^{-2}\right) \frac{du}{dV_n} \frac{dV_n}{dt}, \quad (4.63)$$

где $u = V_n - a$.

Тогда

$$\frac{dV_{жс}}{dt} = (-2b^2u^{-3}) \frac{dV_n}{dt} = -2b^2(V_n - a)^{-3} \frac{dV_n}{dt}, \quad (4.64)$$

$$\frac{dV_{жс}}{dt} = \frac{-2b^2}{(V_n - a)^3} \frac{dV_n}{dt}. \quad (4.65)$$

Так как $\frac{dV_n}{dV_{жс}} = f_n$, то возможно определить активные запасы нефти в пластовых условиях задавшись предельным значением нефтесодержания f_n

$$1 = \frac{-2b^2 f_n}{(V_n - a)^3}. \quad (4.66)$$

Тогда, активные извлекаемые запасы нефти для заданного значения f_n будут определяться из выражения

$$V_n = a - \sqrt[3]{2(-b)^2 f_n}. \quad (4.67)$$

Активные извлекаемые запасы нефти для заданного предельного значения обводненности $f_в$ будут определяться из выражения

$$V_n = a - \sqrt[3]{2(-b)^2(1-f_в)}, \quad (4.68)$$

где a, b – коэффициенты линейной аппроксимации, определяемые методом наименьших квадратов.

Для рассматриваемых моделей Пирвердяна А.М. (1970), максимально возможные извлекаемые запасы нефти при бесконечной промывке пласта, характеризует величина a , это следует из выражения (4.67), при стремлении нефтесодержания $f_n \rightarrow 0$, значение $V_{н.извл.} \rightarrow a$, тогда

$$V_{н.извл. \max} = a. \quad (4.69)$$

Прогнозную накопленную добычу жидкости, которая соответствует значению V_n , можно определить как

$$V_{жс} = \left(\frac{b}{V_n - a} \right)^2. \quad (4.70)$$

Прогнозную накопленную добычу воды, которая соответствует значению V_n , можно определить как

$$V_в = \left(\frac{b}{V_n - a} \right)^2 - V_n. \quad (4.71)$$

Метод Камбарова Г.С. (1974).

Данный метод, предложен Г.С. Камбаровым [22] и является методом подобным методу Пирвердяна А.М. (1970), однако для данного метода в

основу положена не обратно-квадратичная зависимость, а более упрощенная обратная зависимость, между V_n и $V_{жс}$. Проведенные Автором метода исследования выявили наличие связи между накопленной добычей нефти и накопленной добычей жидкости следующего вида

$$V_n = a + \frac{b}{V_{жс}}, \quad (4.72)$$

где $V_{жс}$ – накопленная добыча жидкости в пластовых условиях;
 V_n – накопленная добыча нефти в пластовых условиях;
 a, b – эмпирические коэффициенты.

Уравнение зависимости $V_n = f(V_{жс})$ также возможно использовать в двух модификациях, это основное выражение, предложенное Г.С. Камбаровым (1974) (4.72), и выражение, преобразованное к линейному виду. При переходе к линейному виду может быть представлено зависимостью

$$V_n V_{жс} = a V_{жс} + b. \quad (4.73)$$

Также как и для метода Пирвердяна А.М. (1970) основная и модифицированная (линеаризированная) кривые вытеснения характеризуют одну и ту же зависимость, но различаются по результатам проведения операции аппроксимации кривых вытеснения (Таблица 4.9).

Таблица 4.9. – Сравнение параметров определенных при помощи основного и модифицированного (линеаризированного) методов Камбарова Г.С. (1974). Определение параметров по динамике вытеснения (бобриковский горизонт, месторождение чекмагушевской группы) на одном временном интервале

Значение параметра	Основной метод	Модифицированный метод
	$V_n = a + \frac{b}{V_{жс}}$	$V_n V_{жс} = a V_{жс} + b$

$a = V_{н.извл.макс}$, ТЫС.М ³	80620	81720
b	-4437298627	-4744790090
R^2	0,98417	0,99929
$V_{н.извл.}(f_{в.пред.} = 0,98)$, ТЫС.М ³	71199	71978
$V_{ж.пред.}(f_{в.пред.} = 0,98)$, ТЫС.М ³	471025	487072
$V_{в.пред.}(f_{в.пред.} = 0,98)$, ТЫС.М ³	399825	415093
Относительная ошибка определения извлекаемых запасов (при $f_v=0,98$ доли ед.), %	6,9	5,9

Осуществление расчетов по методике Камбарова Г.С. (1974) производится следующим образом. Строится зависимость в координатах $Y=V_n$, $X=\frac{1}{V_{ж}}$, для основного метода, и в координатах $Y=V_n V_{ж}$, $X=V_{ж}$ для модифицированного метода. По построенной зависимости определяется участок кривой, по которому необходимо определить эмпирические коэффициенты a , b .

Для выбранных значений по уравнениям (4.72), (4.73) при помощи метода наименьших квадратов определяются коэффициенты линейной аппроксимации a , b .

Рассмотрим модель вытеснения Камбарова Г.С. (1974) более подробно.

Приведем уравнение (4.73) к виду

$$V_{ж} = \frac{b}{V_n - a} \quad (4.74)$$

Дифференцируя по времени получим

$$\frac{dV_{\text{эс}}}{dt} = \frac{d}{dt} \left(\frac{b}{V_n - a} \right) = \frac{d}{dV_n} \left(\frac{b}{V_n - a} \right) \frac{dV_n}{dt}, \quad (4.75)$$

$$\frac{dV_{\text{эс}}}{dt} = \frac{d}{dV_n} \left(b(V_n - a)^{-1} \right) \frac{dV_n}{dt} = \frac{d}{du} (bu^{-1}) \frac{du}{dV_n} \frac{dV_n}{dt}, \quad (4.76)$$

где $u = V_n - a$.

Тогда,

$$\frac{dV_{\text{эс}}}{dt} = (-bu^{-2}) \frac{dV_n}{dt} = -b(V_n - a)^{-2} \frac{dV_n}{dt}, \quad (4.77)$$

$$\frac{dV_{\text{эс}}}{dt} = \frac{-b}{(V_n - a)^2} \frac{dV_n}{dt}. \quad (4.78)$$

Так как $\frac{dV_n}{dV_{\text{эс}}} = f_n$, то возможно определить активные запасы нефти в пластовых условиях задавшись предельным значением нефтесодержания f_n

$$1 = \frac{-bf_n}{(V_n - a)^2}. \quad (4.79)$$

Тогда, активные извлекаемые запасы нефти для заданного значения f_n будут определяться из выражения

$$V_n = a - \sqrt{-bf_n}. \quad (4.80)$$

Активные извлекаемые запасы нефти для заданного предельного значения обводненности f_g будут определяться из выражения

$$V_n = a - \sqrt{bf_g - b}, \quad (4.81)$$

где a, b – коэффициенты линейной аппроксимации, определяемые методом наименьших квадратов.

Для рассматриваемых моделей Камбарова Г.С. (1974), максимально возможные извлекаемые запасы нефти при бесконечной промывке пласта, характеризует величина a , это следует из выражения (4.23), при стремлении нефтесодержания $f_n \rightarrow 0$, значение $V_{n.извл.} \rightarrow a$, тогда

$$V_{n.извл.max} = a. \quad (4.82)$$

Прогнозную накопленную добычу жидкости, которая соответствует значению V_n , можно определить как

$$V_{жс} = \frac{b}{V_n - a}. \quad (4.83)$$

Прогнозную накопленную добычу воды, которая соответствует значению V_n , можно определить как

$$V_в = \frac{b}{V_n - a} - V_n. \quad (4.84)$$

Метод постоянного нефтесодержания.

Метод постоянного нефтесодержания представляет собой зависимость вида

$$V_n = a + bV_{жс} \quad (4.85)$$

Метод также является подобным методу Пирвердяна А.М. (1970). Однако в данном случае устанавливается линейная зависимость между накопленными отборами нефти и воды V_n и $V_{жс}$. Таким образом модель

предусматривает степенную зависимость вида $V_n = f(V_{ж}^1)$ вместо $V_n = f(V_{ж}^{-0,5})$ как у модели Пирвердяна А.М. или $V_n = f(V_{ж}^{-1})$ как у модели Камбарова Г.С.

Данный метод описывает случай, когда при разработке объекта не наблюдается роста добычи воды и падения добычи нефти, и соответственно добываемая жидкость характеризуется постоянным значением обводненности (нефтесодержания).

Такая тенденция свойственна объектам на заключительной стадии разработки, когда обводненность продукции достигает 95 – 98%, дальнейший рост обводненности связан с длительной эксплуатацией, резкому росту водонефтяного фактора и, как правило, эксплуатация объекта экономически не оправданна.

Некоторые авторы показывают, что для прогноза показателей нефтяных месторождений при заводнении, содержащих нефти повышенной вязкости ($\mu_0 > 5$) предложенная зависимость приемлема с большой степенью надежности.

Данный метод позволяет осуществлять прогноз добычи нефти исходя из заданных проектных значений добычи жидкости на поздней стадии.

Угловой коэффициент b показывает значение постоянного нефтесодержания при прогнозе добычи нефти $f_n = b$.

Возможности данного метода существенно ограничены, и не позволяют определить ни максимально извлекаемые запасы нефти, ни прогнозную добычу нефти на заданную обводненность.

Однако, существует модификация метода постоянного нефтесодержания предложенная Казаковым А.А.

На основе проведенного анализа, автором модифицированного метода установлено, что спустя несколько лет с начала разработки предложенная им зависимость становится линейной.

Казаков А.А. предложил зависимость $V_{в.остат.} = f(V_{ж.остат.})$ представленную в виде

$$\frac{V_{\text{в}}}{V_{\text{н.извл.}} - V_{\text{н}}} = a \frac{V_{\text{ж}}}{V_{\text{н.извл.}} - V_{\text{н}}} + b. \quad (4.86)$$

Преобразовав зависимость, получим следующее

$$V_{\text{в}} = aV_{\text{ж}} + b(V_{\text{н.извл.}} - V_{\text{н}}). \quad (4.87)$$

Для данного выражения, при стремлении $V_{\text{н}} \rightarrow V_{\text{н.извл.}}$, $a \rightarrow \frac{V_{\text{в}}}{V_{\text{ж}}}$.

Таким образом, данный метод позволяет определить отношение накопленного количества воды к накопленному количеству жидкости (водо-жидкостный фактор ВЖФ), или посредством некоторых преобразований, значение конечного водонефтяного фактора (ВНФ) равно

$$\frac{V_{\text{в}}}{V_{\text{н}}} = \frac{a}{1-a} \quad (4.88)$$

Расчеты показали, что начало возможного прогнозирования для месторождений с высоковязкими нефтями наступает значительно раньше, чем для месторождений с нефтями маловязкими. Для месторождений с маловязкими нефтями ($\mu_0 < 5$), данная зависимость не вполне адекватна и часто нарушается, что приводит к снижению точности метода.

Метод Казакова А.А. (1976).

Группа методов на основе степенной модели типа зависимости Пирвердяна А.М. (1970) была обобщена и усовершенствована А.А. Казаковым в 1976 году [21].

Казаков А.А. обобщил представленный тип моделей применительно к любым видам кривых фазовых проницаемостей при условии выполнимости функциональной зависимости Баклея – Леверетта, в отличие, например, от

модели Пирвердяна А.М., которая применима лишь для кривых фазовых проницаемостей Д.А. Эфроса.

Из совместного решения уравнения Баклея – Леверетта и уравнения неразрывности получена функция насыщенности вида

$$Z(l) = \left(\frac{C\mu_0 mb'hl}{V_{ж}(t)} \right)^\lambda \quad (4.89)$$

где C, λ – зависящие от кривых фазовых проницаемостей постоянные коэффициенты.

На основании анализа 13 кривых фазовых проницаемостей было установлено, что аппроксимация функции нефтенасыщенности вида (4.89) допустима.

При рассмотрении прямолинейного однородного пласта допустим распределение насыщенности по пласту в виде (4.89).

По аналогии с выводом для метода Пирвердяна А.М. получим для данного случая модель Казакова А.А. (1976) вида

$$V_n = a + bV_{ж}^{-\lambda} \quad (4.90)$$

Для выражения (3.90) зависимости для коэффициентов следующие.

Начальные извлекаемые запасы

$$a = b' h m l_z (1 - s_{o.n.} - s_{св.в.}) \quad (4.91)$$

угловой коэффициент

$$b = \frac{C^\lambda \mu_0^\lambda (b' h m l_z)}{\lambda - 1} \quad (4.92)$$

где b' – ширина залежи;
 h – толщина залежи;
 l_2 – расстояние от начального контура нефтеносности до эксплуатационной галереи;
 $s_{o.n.}$ – насыщенность пор породы остаточной нефтью;
 $s_{св.в.}$ – насыщенность пор породы связанной водой;
 m – пористость;
 μ_0 – соотношение вязкостей нефти и воды.

Поскольку полученное выражение (4.90) характеризуется тремя коэффициентами, то для определения степенного коэффициента λ необходимы дополнительные вычисления.

Уравнение зависимости $V_n = f(V_{эс})$ (4.90) также как модели Пирвердяна А.М. и Камбарова Г.С. возможно использовать в двух модификациях, это основное выражение, предложенное А.А. Казаковым (1976) (4.90), и выражение, преобразованное к линейному виду. При переходе к линейному виду может быть представлено зависимостью

$$V_n V_{эс}^{1/\lambda} = a V_{эс}^{1/\lambda} + b. \quad (4.93)$$

Также как и для метода Пирвердяна А.М. (1970) основная и модифицированная (линеризированная) кривые вытеснения характеризуют одну и ту же зависимость, но различаются по результатам проведения операции аппроксимации кривых вытеснения (Таблица 4.10).

Как видно из сравнения таблиц 4.6, 4.7, 4.8, минимальная ошибка определения извлекаемых запасов на заданную обводненность продукции скважин принадлежит расчету по модифицированному методу Пирвердяна А.М. (1970). Максимальная ошибка для расчета показателей данного объекта принадлежит основному методу Камбарова Г.С. (1974).

Можно сказать, что в данном случае играет роль тот факт, что на конечном этапе разработки рассматриваемого объекта динамика роста

обводненности продукции нестабильна. Следовательно, определение значения степенного коэффициента λ не достаточно точно. Для данного объекта для достижения добычи нефти на уровне утвержденных извлекаемых запасов значение λ должно быть больше двух ($\lambda > 2$), поскольку даже метод Пирвердяна занижает значение извлекаемых запасов.

Модель Казакова А.А. (1976) показывает более точные результаты в случае стабильного роста обводненности продукции, когда можно с достаточной степенью уверенности определить значение степенного коэффициента λ .

Рассмотрим модель вытеснения Казакова А.А. (1976) более подробно.

Приведем дифференцирование уравнения (4.90) с учетом того, что

$$\frac{dV_n}{dV_{жс}} = f_n \text{ – нефтесодержание добываемой продукции}$$

$$\frac{dV_n}{dt} = \frac{d}{dt} (a + bV_{жс}^{-\lambda}) = \frac{d}{dV_{жс}} (a + bV_{жс}^{-\lambda}) \frac{dV_{жс}}{dt} . \quad (4.94)$$

Таблица 4.10. – Сравнение параметров определенных при помощи основного и модифицированного (линеаризированного) методов Казакова А.А. (1976). Определение параметров по динамике вытеснения (бобриковский горизонт, месторождение чекмагушевской группы) на одном временном интервале ($\lambda=1,27$)

Значение параметра	Основной метод $V_n = a + bV_{жс}^{-\lambda}$	Модифицированный метод $V_n V_{жс}^{1/\lambda} = aV_{жс}^{1/\lambda} + b$
$a = V_{н.извл. \max}$, ТЫС.М ³	85596	86470
b	-408732900	425736621
R^2	0,99041	0,99935
$V_{н.извл.} (f_{в.пред.} = 0,98)$, ТЫС.М ³	72560	73133

$V_{ж.пред.} (f_{в.пред.} = 0,98), \text{ тыс.м}^3$	513220	525057
$V_{в.пред.} (f_{в.пред.} = 0,98), \text{ тыс.м}^3$	440659	451924
Относительная ошибка определения извлекаемых запасов (при $f_{в.}=0,98$ доли ед.), %	5,2	4,4

Тогда,

$$f_n = -abV_{ж}^{-(\lambda+1)}. \quad (4.95)$$

Логарифмируя обе части уравнения получим

$$\ln f_n = \ln(-ab) - (\lambda + 1)\ln V_{ж}. \quad (4.96)$$

Тогда получим характеристику вытеснения вида

$$\ln f_n = a' \ln V_{ж} + b'. \quad (4.97)$$

Вспомогательная характеристика вытеснения, построенная в координатах $Y = \ln f_n$, $X = \ln V_{ж}$ представляет прямую линию и позволяет определить числовое значение степенного коэффициента λ равного, исходя из выражения (4.96)

$$\lambda = -a' + 1 \quad (4.98)$$

Теперь, зная степенной коэффициент λ , возможно построить основную характеристику вытеснения (3.90).

Определим дифференциальные возможности прогноза модели Казакова А.А.

Приведем уравнение (3.30) к виду

$$V_{\text{жс}} = \left(\frac{b}{V_n - a} \right)^\lambda. \quad (3.99)$$

Дифференцируя по времени получим

$$\frac{dV_{\text{жс}}}{dt} = \frac{d}{dt} \left(\left(\frac{b}{V_n - a} \right)^\lambda \right) = \frac{d}{dV_n} \left(\left(\frac{b}{V_n - a} \right)^\lambda \right) \frac{dV_n}{dt}, \quad (4.100)$$

$$\frac{dV_{\text{жс}}}{dt} = \frac{d}{dV_n} \left(b^\lambda (V_n - a)^{-\lambda} \right) \frac{dV_n}{dt} = \frac{d}{du} \left(b^\lambda u^{-\lambda} \right) \frac{du}{dV_n} \frac{dV_n}{dt}, \quad (4.101)$$

где $u = V_n - a$.

Тогда

$$\frac{dV_{\text{жс}}}{dt} = \left(-\lambda b^\lambda u^{-\lambda-1} \right) \frac{dV_n}{dt} = -\lambda b^\lambda (V_n - a)^{-\lambda-1} \frac{dV_n}{dt}, \quad (4.102)$$

$$\frac{dV_{жс}}{dt} = \frac{-\lambda b^\lambda}{(V_n - a)^{\lambda+1}} \frac{dV_n}{dt}. \quad (4.103)$$

Так как $\frac{dV_n}{dV_{жс}} = f_n$, то возможно определить активные запасы нефти в пластовых условиях задавшись предельным значением нефтесодержания f_n

$$1 = \frac{-\lambda b^\lambda f_n}{(V_n - a)^{\lambda+1}}. \quad (4.104)$$

Тогда, активные извлекаемые запасы нефти для заданного значения f_n будут определяться из выражения

$$V_n = a - \sqrt[\lambda+1]{\lambda(-b)^\lambda f_n}. \quad (4.105)$$

Активные извлекаемые запасы нефти для заданного предельного значения обводненности $f_в$ будут определяться из выражения

$$V_n = a - \sqrt[\lambda+1]{\lambda(-b)^\lambda (1 - f_в)}. \quad (4.106)$$

где a, b – коэффициенты линейной аппроксимации, определяемые методом наименьших квадратов.

Для рассматриваемых моделей Казакова А.А. (1976), максимально возможные извлекаемые запасы нефти при бесконечной промывке пласта, характеризует величина a , это следует из выражения (4.105), при стремлении нефтесодержания $f_n \rightarrow 0$, значение $V_{н.извл.} \rightarrow a$, тогда

$$V_{н.извл. \max} = a. \quad (4.107)$$

Прогнозную накопленную добычу жидкости, которая соответствует значению V_n , можно определить как

$$V_{жс} = \left(\frac{b}{V_n - a} \right)^\lambda. \quad (4.108)$$

Прогнозную накопленную добычу воды, которая соответствует значению V_n , можно определить как

$$V_в = \left(\frac{b}{V_n - a} \right)^\lambda - V_n. \quad (4.109)$$

Методы, принадлежащие к рассматриваемой группе, как уже выяснилось, являются родственными методами. Области их применения практически совпадают, однако для адекватного прогноза требуется стабильный и равномерный рост обводненности добываемой продукции анализируемого объекта. Данные методы обладают низкой чувствительностью к изменениям в системе разработки по сравнению с методами относящимися к другим группам, однако ошибки прогноза несколько выше чем, например, у методов Максимова М.И. (1959) и Сазонова Б.Ф. (1972), и область применения начинается на более поздней стадии разработки.

Рассматриваемые методы асимптотичны, т.е. данные кривые вытеснения имеют свойство асимптотического приближения к значению, характеризующему максимально возможно извлекаемые запасы нефти, за исключением метода постоянного нефтесодержания.

Соответственно, при помощи данных методов существует возможность определить максимально извлекаемые запасы нефти при бесконечной фильтрации, также существует возможность нахождения

извлекаемых запасов нефти на заданное нефтесодержание $V_{н.извл.}(f_{н.пред.})$ или обводненность продукции скважин $V_{н.извл.}(f_{в.пред.})$ (Таблица 4.11).

При определении значений извлекаемых запасов нефти на заданную обводненность продукции скважин возможно определение прогнозных отборов воды и жидкости (см. таблицу 4.11).

При помощи данных моделей в явном виде не существует возможности определения извлекаемых запасов нефти, задаваясь значением водонефтяного фактора ВНФ, исключение составляет метод Камбарова Г.С. (1974).

Следует думать, что методы относящиеся к данной группе показывают зависимость значения степенного коэффициента от относительной вязкости пластовых жидкостей μ_0 . Чем выше значение μ_0 , тем ниже значение степенного коэффициента λ . Соответственно, можно сделать выводы о применимости методов для объектов с различными по вязкости типами нефтей.

Для пластов с высоковязкой нефтью подходит метод постоянного нефтесодержания, для пластов содержащих нефти средней вязкости подходит метод Камбарова Г.С. (1974), для пластов с маловязкими нефтями более пригоден метод Пирвердяна А.М. (1970). И для различных типов пластов возможно применение обобщающего метода Казакова А.А. (1976).

Таблица 4.11. – Выражения, позволяющие получить основные характеристики при помощи промыслово-статистических методов 3-й группы

Характеристика	Метод Пирвердяна А.М. (1970)	Метод Камбарова (1974)	Метод постоянного нефтесодержания	Метод Казакова А.А. (1976)
Метод	$V_n = a + bV_{жс}^{-1/2}$	$V_n = a + bV_{жс}^{-1}$	$V_n = a + bV_{жс}$	$V_n = a + bV_{жс}^{-\lambda}$
Вспомогательная кривая вытеснения	-	-	-	$\ln f_n = a' \ln V_{жс} + b$
$V_{н.извл. \max} =$	a	a	не опред.	a
$\lambda =$	1/2	1	-1	λ
$V_{н.извл.} (f_{н.пред.}) =$	$a - \sqrt[3]{2(-b)^2 f_n}$	$a - \sqrt{-bf_n}$	не опред.	$a - \sqrt[\lambda]{\lambda(-b)^\lambda f_n}$
$V_{н.извл.} (f_{в.пред.}) =$	$a - \sqrt[3]{2(-b)^2 (1-f_в)}$	$a - \sqrt{bf_в - b}$	не опред.	$a - \sqrt[\lambda]{\lambda(-b)^\lambda (1-f_в)}$
$V_{жс.пред.} =$	$\left(\frac{b}{V_n - a}\right)^2$	$\frac{b}{V_n - a}$	не опред.	$\left(\frac{b}{V_n - a}\right)^\lambda$
$V_{в.пред.} =$	$\left(\frac{b}{V_n - a}\right)^2 - V_n$	$\frac{b}{V_n - a} - V_n$	не опред.	$\left(\frac{b}{V_n - a}\right)^\lambda - V_n$

4.4. 4-ая группа промыслово-статистических методов прогноза показателей разработки (кривые вытеснения по типу метода Говоровой – Рябининой (1957))

Метод Говоровой – Рябининой (1957) представляет собой определение прогнозных показателей разработки при построении кривых вытеснения в билогарифмических координатах $Y = \ln V_в$, $X = \ln V_n$, т.е. метод представлен зависимостью вида

$$\ln V_g = a \ln V_n + b. \quad (4.110)$$

Предполагается, что данная зависимость, при построении в заданных билогарифмических координатах приобретает линейный характер при достижении определенной стадии разработки.

Такое свойство рассматриваемой характеристики вытеснения позволяет проводить линейную экстраполяцию с последующим определением показателей разработки на будущее.

Путем ряда преобразований рассматриваемую зависимость (4.110) возможно привести к модифицированным видам, представленным в таблице 4.12. Там же представлены преобразования для перевода коэффициентов при модифицированных методах в выражения для основного метода.

В силу того, что вся группа методов сводится к одной модели вида

$$V_n = \alpha V_g^{-\beta}, \quad (4.110)$$

то ниже приводится решение для основного метода, справедливого и для остальных, но с учетом преобразования коэффициентов a и b .

Модифицированные и основная зависимости имеют в основе одну модель вытеснения, но в виду различий в построении аппроксимируются с различной степенью точности. Поэтому все рассматриваемые зависимости имеют право на существование и применимы.

Рассмотрим *метод Говоровой Г.Л. – Рябининой З.К. (1957)*.

Из уравнения (4.110) определим зависимость накопленной добычи воды от накопленной добычи нефти $V_g = f(V_n)$

$$V_g = e^{a \ln V_n + b}, \quad (4.111)$$

$$V_g = e^b e^{\ln V_n^a} = e^b V_n^a. \quad (4.112)$$

Таблица 4.12. – Кривые вытеснения, в основу которых положена модель, характеризующая связь накопленных отборов нефти и воды вида $V_n = \alpha V_g^{-\beta}$.

Авторы метода	Характеристика метода	Выражение	преобразование коэффициентов	
			a	b
Говорова Г.Л. – Рябинина З.К. (1957)	Основной метод	$\ln V_g = a \ln V_n + b$	a	b
Сазонов Б.Ф. (1957) Маслянецев (1980) Булыгин (1983)	Модифицированные методы	$\ln \left(\frac{V_g}{V_n} \right) = a' \ln V_n + b'$	$a = a' + 1$	$b = b'$
-		$\ln \left(\frac{V_g}{V_n} \right) = a' \ln V_g + b'$	$a = \frac{1}{1 - a'}$	$b = \frac{b'}{1 - a'}$

Дифференцируя уравнение (4.112) по времени получим

$$\frac{dV_g}{dt} = \frac{d}{dt} (e^b V_n^a) = \frac{d}{dV_n} (e^b V_n^a) \frac{dV_n}{dt}, \quad (4.113)$$

$$\frac{dV_g}{dV_n} = a e^b V_n^{(a-1)}. \quad (4.114)$$

Так как $\frac{dV_g}{dV_n} = \frac{1 - f_n}{f_n}$, то возможно определить активные запасы нефти

в пластовых условиях задавшись предельным значением нефтесодержания f_n

$$\frac{1-f_n}{f_n} = ae^b V_n^{(a-1)}. \quad (4.115)$$

Тогда, преобразовав, активные извлекаемые запасы нефти для заданного значения нефтенасыщенности f_n будут определяться из выражения

$$V_{н.извл.}(f_{н.пред.}) = \left(\frac{1-f_n}{ae^b f_n} \right)^{\frac{1}{a-1}}. \quad (4.116)$$

Активные извлекаемые запасы нефти для заданного предельного значения обводненности f_v будут определяться из выражения

$$V_{н.извл.}(f_{в.пред.}) = \left(\frac{f_v}{ae^b(1-f_v)} \right)^{\frac{1}{a-1}}, \quad (4.117)$$

где a, b – коэффициенты линейной аппроксимации, определяемые методом наименьших квадратов коэффициентов.

Прогнозную накопленную добычу жидкости, которая соответствует значению $V_n(f_{н.пред.})$ или $V_n(f_{в.пред.})$, можно определить как

$$V_{жс} = e^b V_n^a + V_n. \quad (4.118)$$

Прогнозную накопленную добычу воды, которая соответствует значению $V_n(f_{н.пред.})$ или $V_n(f_{в.пред.})$, можно определить как

$$V_v = e^b V_n^a. \quad (4.119)$$

Таблица 4.13. – Выражения, позволяющие получить основные характеристики при помощи промыслово-статистических методов 4-й группы

Характеристика	Метод Говоровой Г.Л. Рябининой З.К. (1957)	Метод Сазонова Б.Ф. (1957) Маслянцева (1980) Булыгина (1983)	Возможный метод
Метод	$\ln V_{\epsilon} = a \ln V_n + b$	$\ln \left(\frac{V_{\epsilon}}{V_n} \right) = a \ln V_n + b$	$\ln \left(\frac{V_{\epsilon}}{V_n} \right) = a \ln V_{\epsilon} + b$
$V_{н.извл. \max} =$	-	-	-
$V_{н.извл.} (BH\Phi_{пред.}) =$	$\left(\frac{BH\Phi}{e^b} \right)^{\frac{1}{a-1}}$	$\left(\frac{BH\Phi}{e^b} \right)^{\frac{1}{a}}$	$\left(\frac{BH\Phi}{\frac{b}{e^{1-a}}} \right)^{\frac{a}{1-a}}$
$V_{н.извл.} (f_{н.пред.}) =$	$\left(\frac{1-f_n}{ae^b f_n} \right)^{\frac{1}{a-1}}$	$\left(\frac{1-f_n}{(a+1)e^b f_n} \right)^{\frac{1}{a}}$	$\left(\frac{(1-a)(1-f_n)}{e^{\frac{b}{1-a}} f_n} \right)^{(1-a)}$
$V_{н.извл.} (f_{в.пред.}) =$	$\left(\frac{f_{\epsilon}}{ae^b (1-f_{\epsilon})} \right)^{\frac{1}{a-1}}$	$\left(\frac{f_{\epsilon}}{(a+1)e^b (1-f_{\epsilon})} \right)^{\frac{1}{a}}$	$\left(\frac{(1-a)f_{\epsilon}}{e^{\frac{b}{1-a}} (1-f_{\epsilon})} \right)^{(1-a)}$
$V_{ж.пред.} =$	$e^b V_n^a + V_n$	$e^b V_n^{a+1} + V_n$	$e^{\frac{b}{1-a}} V_n^{1-a} + V_n$
$V_{в.пред.} =$	$e^b V_n^a$	$e^b V_n^{a+1}$	$e^{\frac{b}{1-a}} V_n^{1-a}$

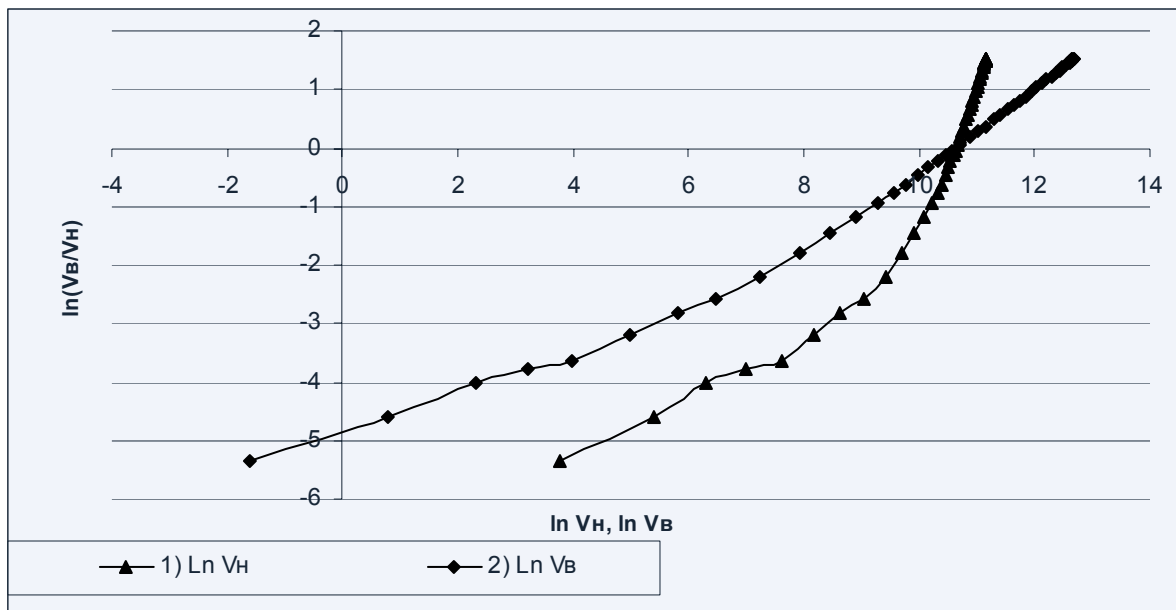


Рисунок 4.5. – Сравнение динамики развития вытеснения пластовых жидкостей (бобриковский горизонт, месторождение чекмагушевской группы) при помощи методов входящих в 4-ю группу. В основу положена модель вытеснения вида $V_n = \alpha V_e^{-\beta}$. Зависимости вида: 1) $\ln(V_e / V_n) = f(\ln V_n)$, 2) $\ln(V_e / V_n) = f(\ln V_e)$

4.5. 5-я группа промыслово-статистических методов прогноза показателей разработки (кривые вытеснения по типу метода Абызбаева Н.И. (1981))

Метод Абызбаева Н.И. (1981) представляет собой определение прогнозных показателей разработки при построении кривых вытеснения в билогарифмических координатах $Y = \ln V_{жс}$, $X = \ln V_n$, т.е. метод представлен зависимостью вида

$$\ln V_{жс} = a \ln V_n + b \quad (4.120)$$

Данная группа методов родственна группе по типу метода Говоровой Г.Л. – Рябининой З.К. (1957).

Следовательно, все что справедливо и применимо к предыдущей группе, применимо и к данной группе методов.

Различие заключается в виде модели положенной в основу данных кривых вытеснения.

Так если в основу метода Говоровой Г.Л. – Рябининой З.К. (1957) положена зависимость вида

$$V_n = \alpha V_6^{-\beta}, \quad (4.121)$$

то в основе данной группы методов лежит зависимость вида

$$V_n = \alpha V_{жс}^{-\beta}, \quad (4.122)$$

т.е. степенная зависимость, показывающая функциональную связь между накопленными отборами нефти и накопленными отборами жидкости.

Методы, относящиеся к данной группе, а также выражения для преобразования коэффициентов, представлены в таблице 4.14.

Таблица 4.14. – Кривые вытеснения, в основу которых положена модель, характеризующая связь накопленных отборов нефти и жидкости вида

$$V_n = \alpha V_{жс}^{-\beta}$$

Авторы	Характеристика метода	Выражение	Преобразование коэффициентов	
			a	b
Абызбаев Н.И. (1981)	Основной метод	$\ln V_{жс} = a \ln V_n + b$	a	b
-	Модифицированные методы	$\ln \left(\frac{V_{жс}}{V_n} \right) = a \ln V_n + b$	$a = a' + 1$	$b = b'$
-		$\ln \left(\frac{V_{жс}}{V_n} \right) = a \ln V_{жс} + b$	$a = \frac{1}{1 - a'}$	$b = \frac{b'}{1 - a'}$

Рассмотрим метод Абызбаева Н.И. (1981).

Из уравнения (4.120) определим зависимость накопленной добычи воды от накопленной добычи нефти $V_{жс} = f(V_n)$

$$V_{жс} = e^{a \ln V_n + b}, \quad (4.123)$$

$$V_{жс} = e^b e^{\ln V_n^a} = e^b V_n^a. \quad (4.124)$$

Дифференцируя уравнение (4.124) по времени получим

$$\frac{dV_{жс}}{dt} = \frac{d}{dt} (e^b V_n^a) = \frac{d}{dV_n} (e^b V_n^a) \frac{dV_n}{dt}, \quad (4.125)$$

$$\frac{dV_{жс}}{dV_n} = a e^b V_n^{(a-1)}. \quad (4.126)$$

Так как $\frac{dV_n}{dV_{жс}} = f_n$, то возможно определить активные запасы нефти в пластовых условиях задавшись предельным значением нефтесодержания f_n

$$\frac{1}{f_n} = a e^b V_n^{(a-1)}. \quad (4.127)$$

Тогда, преобразовав, активные извлекаемые запасы нефти для заданного значения нефтенасыщенности f_n будут определяться из выражения

$$V_{н.извл.} (f_{н.пред.}) = \left(\frac{1}{a e^b f_n} \right)^{\frac{1}{a-1}}. \quad (4.128)$$

Активные извлекаемые запасы нефти для заданного предельного значения обводненности f_v будут определяться из выражения

$$V_{н.извл.}(f_{в.пред.}) = \left(\frac{1}{ae^b(1-f_s)} \right)^{\frac{1}{a-1}}, \quad (4.129)$$

где a, b – коэффициенты линейной аппроксимации, определяемые методом наименьших квадратов коэффициентов.

Прогнозную накопленную добычу жидкости, которая соответствует значению $V_{н.}(f_{н.пред.})$ или $V_{н.}(f_{в.пред.})$, можно определить как

$$V_{жс} = e^b V_n^a. \quad (4.130)$$

Таблица 4.15. – Выражения, позволяющие получить основные характеристики при помощи промыслово-статистических методов 5-й группы

Характеристика	Метод Абызбаева Н.И. (1981)	Возможный метод	Возможный метод
метод	$\ln V_{жс} = a \ln V_n + b$	$\ln \left(\frac{V_{жс}}{V_n} \right) = a \ln V_n + b$	$\ln \left(\frac{V_{жс}}{V_n} \right) = a \ln V_{жс} + b$
$V_{н.извл. \max} =$	-	-	-
$V_{н.извл.}(BH\Phi_{пред.}) =$	$\left(\frac{BH\Phi + 1}{e^b} \right)^{\frac{1}{a-1}}$	$\left(\frac{BH\Phi + 1}{e^b} \right)^{\frac{1}{a}}$	$\left(\frac{BH\Phi + 1}{e^{\frac{b}{1-a}}} \right)^{\frac{a}{1-a}}$
$V_{н.извл.}(f_{н.пред.}) =$	$\left(\frac{1}{ae^b f_n} \right)^{\frac{1}{a-1}}$	$\left(\frac{1}{(a+1)e^b f_n} \right)^{\frac{1}{a}}$	$\left(\frac{(1-a)}{e^{\frac{b}{1-a}} f_n} \right)^{(1-a)}$
$V_{н.извл.}(f_{в.пред.}) =$	$\left(\frac{1}{ae^b(1-f_s)} \right)^{\frac{1}{a-1}}$	$\left(\frac{1}{(a+1)e^b(1-f_s)} \right)^{\frac{1}{a}}$	$\left(\frac{1-a}{e^{\frac{b}{1-a}}(1-f_s)} \right)^{(1-a)}$
$V_{жс.пред.} =$	$e^b V_n^a$	$e^b V_n^{a+1}$	$e^{\frac{b}{1-a}} V_n^{\frac{1}{1-a}}$
$V_{в.пред.} =$	$e^b V_n^a - V_n$	$e^b V_n^{a+1} - V_n$	$e^{\frac{b}{1-a}} V_n^{\frac{1}{1-a}} - V_n$

Прогнозную накопленную добычу воды, которая соответствует значению $V_n(f_{n.пред})$ или $V_n(f_{в.пред})$, можно определить как

$$V_{в.} = e^b V_n^a - V_n. \quad (4.131)$$

На рисунке 4.6 показано сравнение динамики модифицированных кривых вытеснения отнесенных соответственно к группе Говоровой Г.Л. – Рябиной З.К. (1957) и Абызбаева Н.И. (1981). На рисунке 4.7 показано сравнение основных кривых Говоровой Г.Л. – Рябиной З.К. (1957) и Абызбаева Н.И. (1981).

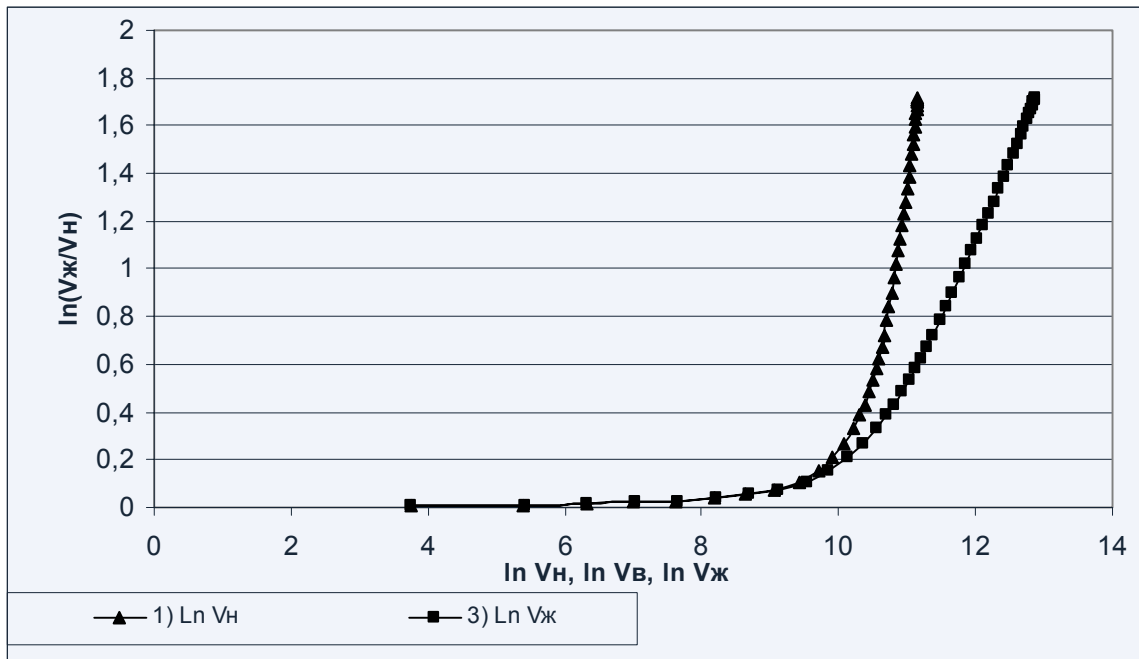


Рисунок 4.6. – Сравнение динамики развития вытеснения пластовых жидкостей (бобриковский горизонт, месторождение чекмагушевской группы) при помощи методов входящих в группу, с положенной в основу моделью вытеснения вида $V_n = \alpha V_{жс}^{-\beta}$. Зависимости вида: 1) $\ln(V_{жс} / V_n) = f(\ln V_n)$, 2) $\ln(V_{жс} / V_n) = f(\ln V_{жс})$.

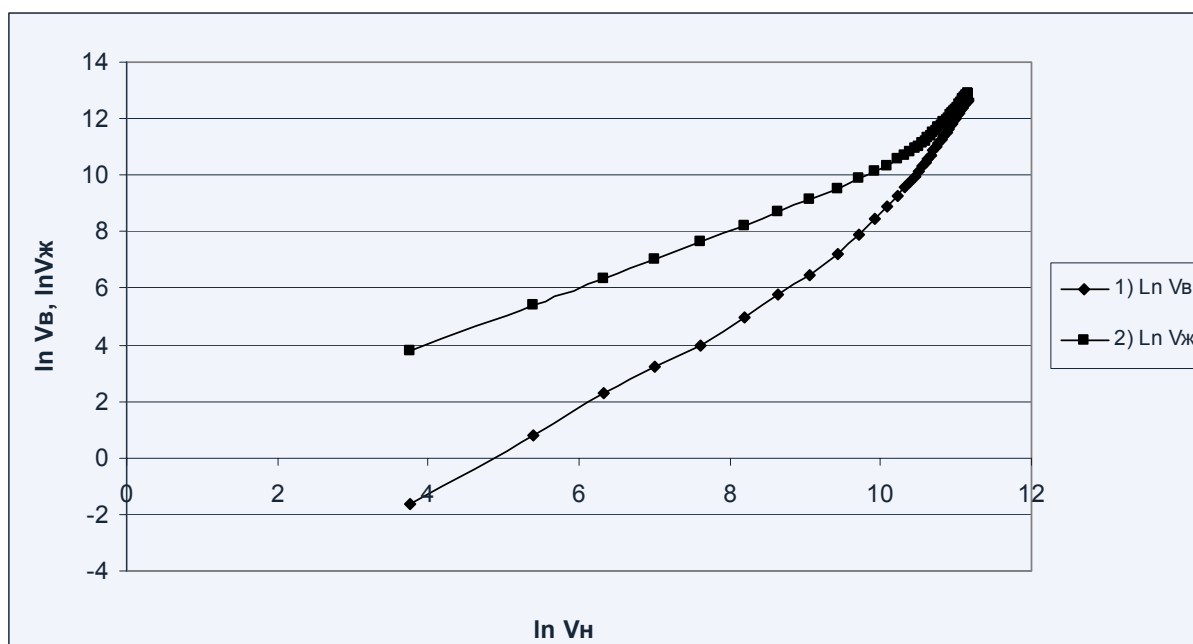


Рисунок 4.7. – Сравнение динамики развития вытеснения пластовых жидкостей (бобриковский горизонт, месторождение чекмагушевской группы) при помощи следующих методов: 1) метод Говоровой Г.Л. – Рябининой З.К. (1957), 2) метод Абызбаева Н.И. (1981).

4.6. Применение промыслово-статистических методов прогноза нефтеотдачи

В основу широко применяемых методов прогноза нефтеотдачи положены зависимости называемые кривыми вытеснения. Данные зависимости, при всем своем многообразии, выводятся из ограниченного числа моделей представляющих собой выражения связи динамики накопленных отборов нефти с динамиками накопленных отборов воды и жидкости. Основные виды таких выражений представлены в таблице 4.16.

Определение прогнозных показателей разработки с применением всех вышеперечисленных методов базируется на нахождении коэффициентов линейного уравнения построенного по конечным значениям имеющейся зависимости.

Таблица 4.16. – Основные виды зависимостей положенные в основу моделей большинства применяемых кривых вытеснения

Модель $V_n = f(V_{ж})$	Автор	Модель $V_n = f(V_г)$	Автор	Тип зависимости
$V_n = \log_a \frac{V_{ж}}{b}$	Сазонов Б.Ф. (1973)	$V_n = \log_a \frac{V_г}{b}$	Максимов М.И. (1959)	Логарифмическая
$V_n = aV_{ж}^{-0,5} + b$	Пирвердян А.М. (1970)	$V_n = aV_г^{-0,5} + b$	Возможная	Степенная
$V_n = aV_{ж}^{-1} + b$	Камбаров Г.С. (1974)	$V_n = aV_г^{-1} + b$	Возможная	Степенная
$V_n = aV_{ж}^{-\lambda} + b$	Казаков А.А. (1976)	$V_n = aV_г^{-\lambda} + b$	Возможная	Степенная
$V_n = aV_{ж}^{-b}$	Абызбаев Н.И. (1981)	$V_n = aV_г^{-b}$	Говорова Г.Л. – Рябинина З.К. (1957)	Степенная
$V_n = \frac{V_{ж}}{aV_{ж} + b}$	Сипачев Н.В. – Посевич (1980)	$V_n = \frac{V_г}{aV_г + b}$	Назаров С.Н. – Сипачев Н.В. (1972)	Гиперболическая

Координаты построения определяются исходя из выбранного метода.

Пример построения зависимости с использованием метода Б.В. Сазонова представлен на рисунке 4.8.

$$y = a_i x + b_i, \quad (4.132)$$

где y – значение величины откладываемой по оси ординат, выраженное в соответствующей координате рассматриваемого промысло-статистического метода ($\ln V_{ж}$).

x – значение величины откладываемой по оси абсцисс, выраженное в соответствующей координате рассматриваемого промысло-статистического метода (V_n).

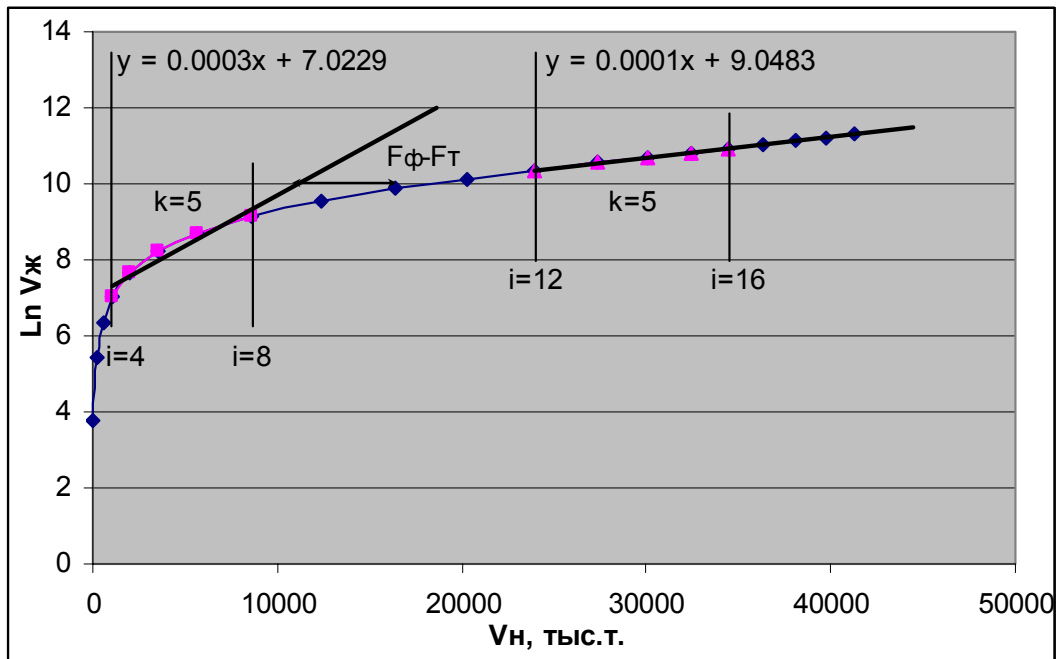


Рисунок 4.8. – Пример графического определения параметров a , b с использованием метода Сазонова на ранней и на поздней стадии. Интервал аппроксимации $k=5$.

a_i , b_i – коэффициенты определяемые по методу наименьших квадратов из следующих выражений.

$$a_i = \frac{n \left(\sum_i^{i+k} x_i y_i \right) - \left(\sum_i^{i+k} x_i \right) \left(\sum_i^{i+k} y_i \right)}{n \left(\sum_i^{i+k} (x_i^2) \right) - \left(\sum_i^{i+k} x_i \right)^2}, \quad (4.133)$$

$$b_i = \frac{\left(\sum_i^{i+k} y_i \right) \left(\sum_i^{i+k} (x_i^2) \right) - \left(\sum_i^{i+k} x_i \right) \left(\sum_i^{i+k} x_i y_i \right)}{n \left(\sum_i^{i+k} (x_i^2) \right) - \left(\sum_i^{i+k} x_i \right)^2}, \quad (4.134)$$

где k – размер интервала аппроксимации.

При помощи полученных значений коэффициентов a_i , b_i , в соответствии с рассматриваемым методом определяется величина теоретического прогнозного значения накопленной добычи нефти V_{mi} .

Все промыслово-статистические методы прогноза нефтеотдачи представленные кривыми вытеснения могут быть применимы к определенным условиям.

Условия применимости методов прогноза для каждой из моделей своеобразны и уникальны, поскольку в основе моделей лежат различные математические законы, выявляющие связи между используемыми параметрами.

Главное условие применимости кривых вытеснения – это максимально полное соответствие модели реально существующему фактическому распределению тех же параметров.

Это можно проиллюстрировать на следующем примере.

На рисунке 4.9 представлено фактическое распределение динамики добычи нефти из бобриковского горизонта одного из месторождений чекмагушевской группы. За интервал, с которого определяются параметры a и b , взят интервал значений включающих последние семь лет разработки объекта.

Для значений накопленных отборов воды и жидкости с использованием параметров a и b , по каждому из методов были определены значения накопленной добычи нефти в ретроспективе, т.е. те значения, которые могут быть получены в соответствии с моделью.

Естественно, при определении возникает отклонение расчетных значений от фактических, однако для одних методов (кривых вытеснения) они больше, для других меньше.

Как видно на представленной диаграмме (см. рисунок 4.7), минимальными отклонениями от фактических значений для данного случая характеризуется метод Сазонова, максимальными отклонениями

характеризуются в сторону завышения значений – метод Абызбаева, в сторону занижения значений – методы Казакова, Камбарова.

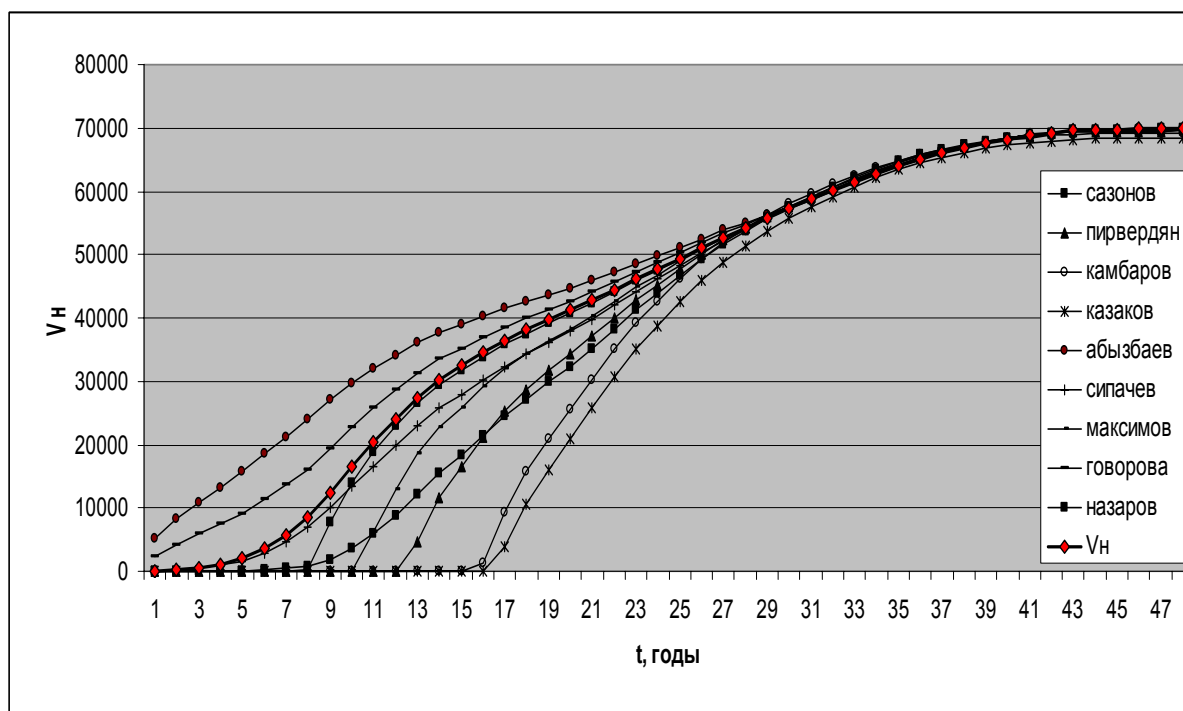


Рисунок 4.9. – Сравнение прогнозной и фактической динамики добычи нефти месторождения (бобриковский горизонт, месторождение чекмагушевской группы) для различных моделей

Следует отметить, что для каждого объекта исследований подобное распределение будет индивидуальным, соответственно условия применимости различных методов находятся в различных областях и имеют разную точность определения искомым прогнозных параметров.

Для правильного определения прогнозных значений важное значение имеет то, с какого интервала аппроксимации k можно делать прогноз для получения коэффициентов a и b с минимальными погрешностями, т.е. $\min(\Delta X_i^j) = f_{кр}(k)$, и в то же время, чтобы размер интервала был представителен.

На рисунке 4.10 представлено изменение относительной ошибки $\Delta V_n / V_{\text{факт}}$ методов прогноза в зависимости от того, с интервала какого размера берется определение коэффициентов. По диаграмме хорошо

видно, что при осуществлении прогноза с интервала 4 года, ошибка прогноза на 1, 5, 10 лет с любой точки кривой минимальна.

За базовый интервал можно брать время, на которое выполняется краткосрочное проектирование разработки месторождения, тогда вероятность изменения системы разработки сводится к минимуму, а основная тенденция развития динамики промысловых показателей становится более предсказуема.

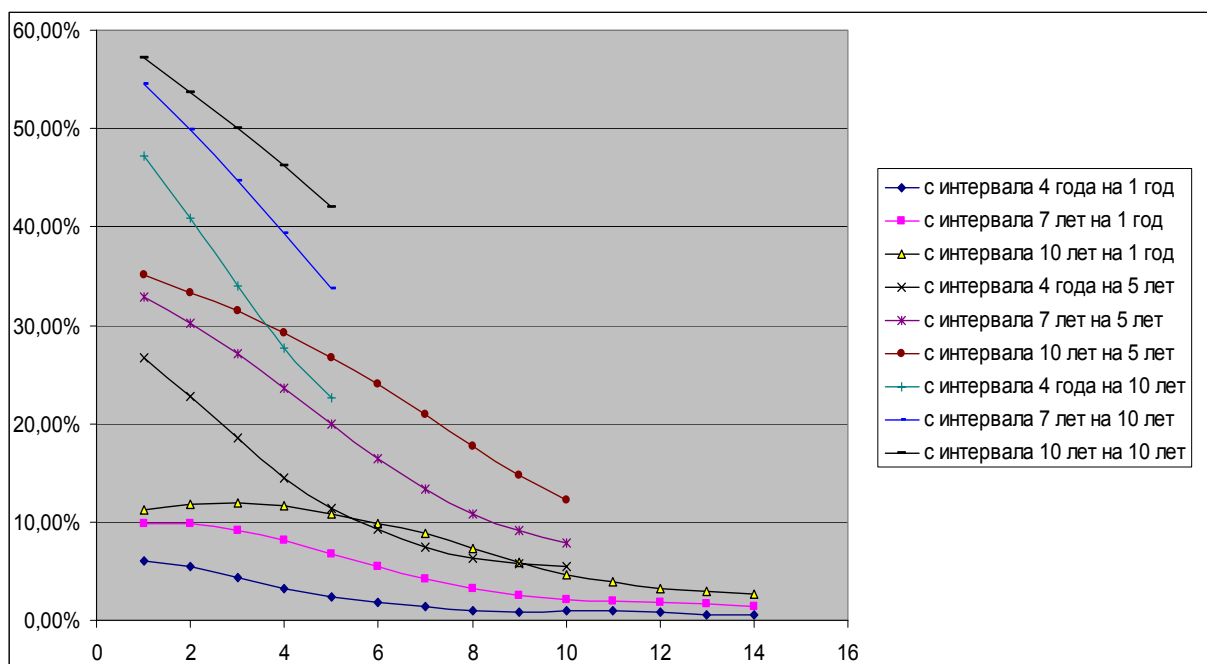


Рисунок 4.10. – Относительная ошибка метода Камбарова применительно к Бавлинскому месторождению для прогноза на 1, 5, 10 лет с различных стадий разработки при выбранных интервалах аппроксимации в 4, 7, 10 лет

На основании анализа данных можно сказать, что погрешности определения практически всех двухпараметрических методов складываются из двух основных частей.

Первая, основная, часть погрешности анализируемых методов обусловлена приближением практической дискретной зависимости к зависимости выбранной для определения оси или осей, в координатах которых строится модель.

Данную погрешность можно назвать интегральной или тенденционной, поскольку она обусловлена характерными свойствами месторождения – распределениями пористости, проницаемости, физико-химическими свойствами породы, слагающими продуктивные горизонты, геолого-физической неоднородностью, физико-химическими свойствами флюидов насыщающих объект разработки.

Можно сказать, что базовая модель развития месторождения должна описываться фундаментальным законом, в совокупности учитывающим все параметры объекта, так как статистически все малые процессы в совокупности при огромном числе параметров имеют общую направленность развития. Скорее всего, для крупных объектов разработки эта зависимость близка по свойствам к зависимости вида

$$y = ae^{\frac{b}{x}+c} + d, \quad (4.135)$$

или может быть близка к сумме таких зависимостей в силу аддитивности основных свойств, поскольку многие процессы насыщения для условий и микро и макро мира весьма близко описываются этой зависимостью.

Таким образом, на значение интегральной погрешности оказывает влияние несоответствие реального базового распределения и распределения моделируемого и лежащего в основе рассматриваемого метода.

Можно сказать, что суть промыслово-статистических методов прогноза заключается в конвертации промысловых данных, для того чтобы в преобразованном виде получить возможность линейно аппроксимировать полученную зависимость максимально полно, и затем наиболее вероятно экстраполировать полученную зависимость для осуществления прогноза.

Тенденционное отклонение от теоретически возможного преобразованного линейного распределения и будет определяться

несоответствием фактической динамики и модели, и соответственно будет представлять интегральную ошибку определения.

Вторая часть погрешности складывается из внешних воздействий на объект посредством изменения или коррекции системы разработки, воздействий, связанных с применением запланированных мероприятий, оказывающих влияние на стационарность разработки, уплотнение сетки скважин, уменьшение-увеличение темпов отбора, вызванных экономическими соображениями, перевода добывающих скважин в нагнетательные, активизация применения ГТМ и другие воздействия, осуществляемые на определенных промежутках времени, а не в течении всего времени разработки, и эффект от применения которых угасает со временем достаточно быстро.

Данную погрешность можно назвать дифференциальной или локальной погрешностью. Она обусловлена появлением экстремумов на исследуемых зависимостях как следствий осуществления ГТМ, применения МУН на исследуемом объекте. Каждый экстремум характеризуется двумя параметрами, а именно, продолжительностью действия и амплитудой воздействия на объект и систему разработки.

Так же дифференциальная погрешность характеризуется частотой появления экстремальных участков на исследуемой зависимости. Эта погрешность целиком и полностью является продуктом деятельности человека и зависит от его активности при эксплуатации месторождения.

Однако следует отметить, что данная погрешность возрастает эпизодически и имеет тенденцию к быстрому убыванию во времени, т.к. по прошествии определенного времени влияние воздействия, оказанного на объект или систему разработки, экспоненциально уменьшается (рисунок 4.11). Такой эффект можно назвать эффектом старения воздействия.

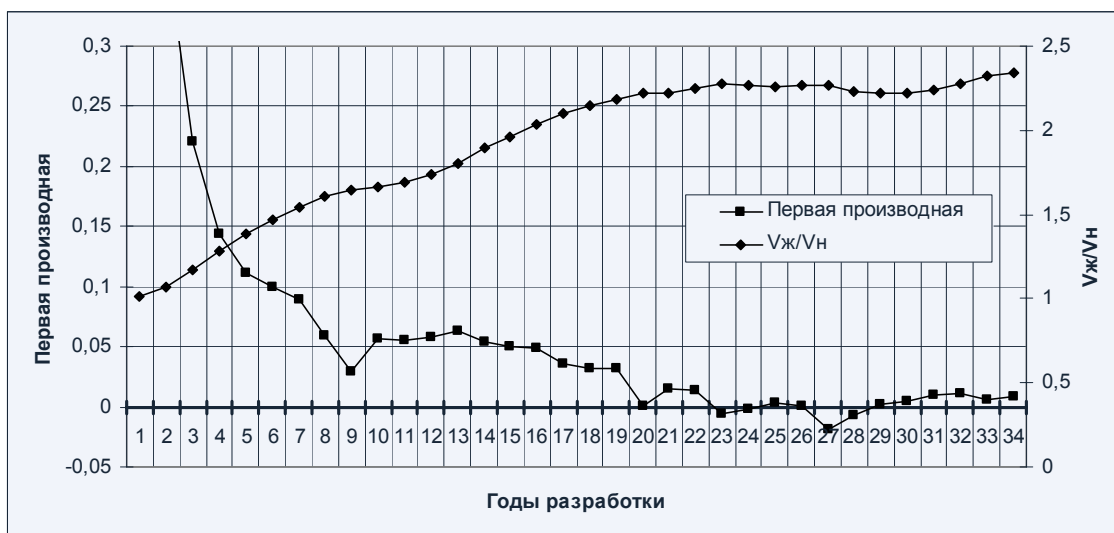


Рисунок 4.11. – Экстремальные участки на зависимости построенной по методу Назарова, применительно к Саитовскому месторождению

Следует отметить, что различные промыслово-статистические методы оказываются в разной мере чувствительны к эпизодическим воздействиям, т.е. размеры дифференциальных погрешностей могут быть выражены в широких пределах для разных методов прогноза (рисунок 4.12). Видно, что наименее чувствителен из представленных методов – метод Копытова А.В. [25], наиболее чувствителен метод Назарова С.Н.



Рисунок 4.12. – Чувствительность различных методов применяемых для анализа процесса разработки Саитовского месторождения

Следует отметить, что различная чувствительность методов к воздействиям показана для одной фактической динамики разработки, следовательно, одни методы хорошо применять при оценке ГТМ, другие будут показывать хорошие результаты при определении конечных «стратегических» параметров.

5. АДАПТАЦИОННЫЕ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ МОДЕЛИ (АГПМ)

5.1. Понятие об адаптационных геолого-промысловых моделях

Для получения АГПМ используются данные по нескольким десяткам объектам, находящимся в поздней стадии разработки.

Обычно при построении моделей используется регрессионный анализ [17, 59, 60].

Применение регрессионного анализа предполагает, что существует зависимость некоторой величины Y , которая называется откликом, от множества других величин x_1, x_2, \dots, x_m , которые называют регрессорами.

При построении регрессионных моделей для коэффициента нефтеотдачи обычно часть регрессоров можно рассматривать как случайные величины и поэтому целесообразно обсуждать смешанную модель, так как остальные регрессоры являются обычными переменными ошибками, измерениями которых можно пренебречь. Тогда результаты наблюдений можно записать в виде.

$$Y_i = a_0 + \sum_{j=1}^{m_1} a_j \cdot x_{ij} + \sum_{k=1}^{m_2} \beta_k \cdot z_{ik}, \quad (5.1)$$

где m_1 - количество детерминированных регрессоров;

m_2 - количество случайных регрессоров;

x_{ij} - значение j -го регрессора в i -м опыте;

z_{ik} - реализация случайной величины z_k в i -м опыте;

a_0, a_j, β_k - постоянные коэффициенты.

Коэффициенты a_j и β_k находят методом наименьших квадратов.

Для того, чтобы геолого-статистические модели были надежны, проводят классификацию объектов, и в рабочую выборку включают только объекты, близкие по комплексу геолого-физическим параметрам.

В отличие от непосредственного промышленного эксперимента АГПМ получаются на основе так называемых «пассивных экспериментов». При проектировании разработки в силу субъективных, временных, экономических и других причин даже для сходных в геологическом плане объектов закладываются определенные различия в технологии разработки. Реализация этих технологических отличий при эксплуатации приводит к некоторым изменениям выходных показателей разработки, что и позволяет создать АГПМ.

Надежность геолого-статистических моделей характеризуется величиной коэффициента детерминации D ($D=r^2$). Величина D определяет долю объясненной дисперсии (изменчивости) параметров.

Точность и надежность оценок по уравнениям регрессии зависят от следующих условий:

- равноизменчивость целевого признака;
- нормальное распределение отклонений эмпирических данных от линии регрессии;
- однородность выборки, т.е. принадлежность выборочных данных одной генеральной совокупности;
- независимость наблюдений.

Применение метода главных компонент позволяет провести классификацию объектов и выделить однородные классы групп; определить признаки, которые вносят наибольший вклад в главные компоненты.

При создании геолого-статистических моделей можно заменить геолого-физические показатели главными компонентами. Целесообразно включать в модели не более шести главных компонент, что позволит полностью избавиться от влияния взаимозависимости показателей.

5.2. Структурная схема создания АГПМ

Для того, чтобы тот или иной объект разработки включить в анализируемую выборку, необходимо провести по нему анализ текущего состояния разработки. Анализ должен включать оценку точности подсчета запасов, определение комплекса геолого-физических и технологических параметров и оценку показателей разработки на фиксированные моменты времени.

Выбор наиболее информативных и независимых геолого-физических параметров проводится по графам значимых связей, на основе парной корреляции.

Основные геолого-физические и технологические показатели, используемые при создании АГПМ можно сгруппировать следующим образом:

- 1 - показатели, характеризующие физико-химические свойства насыщенных флюидов;
- 2 - показатели, характеризующие изменчивость коллекторских и толщинных свойств пласта;
- 3 - показатели, характеризующие специальные коэффициенты и комплексные показатели неоднородности;
- 4 - показатели, характеризующие строение водонефтяной зоны;
- 5 - показатели, характеризующие технологию разработки.

Первые четыре пункта – геолого-физические параметры объекта, пятый пункт - технологические показатели разработки.

В результате классификации залежей нефти при помощи факторного анализа, а именно метода главных компонент по Волго-Уральской нефтегазоносной провинции выделены три группы объектов.

Структурная схема создания АГПМ выглядит следующим образом (рисунок 5.1).



Рисунок 5.2. – Структурная схема создания АГПМ

Схема создания АГПМ при помощи программного обеспечения выглядит следующим образом (рисунок 5.2).



Рисунок 5.2. – Схема создания АГПМ при помощи программного обеспечения

где η_t – нефтеотдача на фиксированный момент времени;

$ВНФ_t$ – водонефтяной фактор на фиксированный момент времени;

Γ_i – показатели, характеризующие геолого-физические условия залежи;

T_i – технологические показатели разработки залежи.

Выделенные группы объектов различаются по динамике показателей разработки - текущих и конечных значений нефтеотдачи и водонефтяного фактора.

В таблице 5.1 представлены основные показатели, рекомендуемые для моделирования процесса нефтеизвлечения.

Таблица 5.1. – Основные показатели, рекомендуемые для моделирования процесса нефтеизвлечения

Группа показателей	Показатели	Обозначение
(Геолого- физические)		
1	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	μ_n
	Относительная вязкость	μ_0
	Содержание асфальтенов	A
	Содержание асфальтенов и смол	A+C
	Содержание парафинов	П
	Пластовая температура, °С	T
	Плотность пластовой нефти, т/м ³	ρ_n
	Пластовый газовый фактор, м ³ / м ³	G
2	Коэффициент проницаемости, мкм ²	$K_{пр}$
	Математическое ожидание пористости, %	M_m
	Стандартное отклонение пористости, %	σ_m
	Коэффициент вариации пористости, %	W_m
	Математическое ожидание нефтенасыщенности, %	$M_{КН}$
	Стандартное отклонение нефтенасыщенности, %	$\sigma_{КН}$
	Коэффициент вариации нефтенасыщенности, %	$W_{КН}$
	Математическое ожидание эффективной толщины пласта, м	$M_{hэф}$
	Стандартное отклонение эффективной толщины пласта, м	$\sigma_{hэф}$
	Коэффициент вариации эффективной толщины пласта, %	$W_{hэф}$
	Математическое ожидание толщины пропластков, м	$M_{hпр}$
	Стандартное отклонение толщины пропластка, м	$\sigma_{hпр}$
	Коэффициент вариации толщины пропластков, %	$W_{hпр}$
3	Коэффициент расчлененности	K_p
	Коэффициент песчанистости	$K_{п}$
	Коэффициент литологической связанности	$K_{л.с.}$
	Комплексные показатели неоднородности	$K_{неод}, K'_{неод.}$
	Коэффициент гидропроводности, 10 ⁻¹¹ м·м ² /(Па·с)	kh/μ
4	Относительные запасы нефти в ВНЗ, %	$Q_{ВНЗ}$
	Относительная площадь ВНЗ, %	$S_{ВНЗ}$
(Технологические)		
5	Темпы отбора жидкости, %	$T_{ж}$
	Текущая плотность сетки скважин, га/скв	S
	Плотность сетки скважин с учетом всех работавших, га/скв.	S'
	Текущие запасы нефти на скважину, тыс.т/скв.	Q
	Запасы нефти на скважину с учетом всех работавших, тыс.т/скв.	Q'
	Соотношение закачки и отборов жидкости	$q_{зак}/q_{отб}$

1-я группа характеризуется как относительно однородные объекты с маловязкой нефтью.

В эту группу входят в основном девонские залежи Башкирии и некоторые залежи с маловязкой нефтью Куйбышевской области.

2-я группа - относительно неоднородные объекты с высоковязкой нефтью.

Эта группа представлена залежами ТТНК месторождений Башкирии, некоторыми залежами нефти Куйбышевской и Пермской областей.

3-я группа - объекты с относительно неоднородным строением и маловязкими нефтями

В эту группу входят площади Ромашкинского месторождения и объекты Прикамской группы месторождений.

Для каждой из выделенных групп объектов составляется своя серия адаптационных геолого-промысловых моделей.

5.3. Основные типы АГПМ и задачи, решаемые с их помощью

В зависимости от надежности геолого-промысловых данных и от геолого-физических условий разработки могут быть рекомендованы следующие варианты геолого- статистических моделей, применимые для всех групп объектов разработки.

Оценка разработки залежи может проводиться по двум интегральным показателям - коэффициенту нефтеотдачи и водонефтяному фактору (ВНФ).

Рассмотрим пять типов моделей для прогноза нефтеотдачи.

I модель. Представляет собой набор линейных зависимостей текущей нефтеотдачи от геолого-физических показателей на последовательные фиксированные моменты времени, определяемые обводненностью продукции объекта разработки V или безразмерным временем τ .

$$\eta_t = b_0(t) + \sum b_i(t) \cdot \Gamma_i, \quad (5.2)$$

где η_t – текущая нефтеотдача на фиксированный момент времени;

$b_0(t)$ – значение свободного члена линейного уравнения на фиксированный момент времени;

$b_i(t)$ – значение коэффициента при i -м геолого-физическом параметре на время t ;

Γ_i – i -й геологический параметр.

Величина t – фиксированный момент времени при 10, 20, 30, ... 90, 95, 98 % обводненности продукции объекта разработки, или при 0,1; 0,2; 0,3; ... 1,5; 2,0; ... τ , где τ - безразмерное время.

Использование модели позволяет оценить по объекту текущую и конечную нефтеотдачу на любом этапе разработки при условии близости основных технологических показателей разработки рассматриваемого объекта и объектов, использованных для создания модели.

Модели можно использовать для объектов, выходящих из разведки. Подобные модели применяют для оценки конечной нефтеотдачи и прогнозирования всего процесса нефтеизвлечения.

II модель. Представляет набор зависимостей текущей нефтеотдачи от геолого-физических показателей и предыдущей нефтеотдачи на последовательные моменты времени

$$\eta_t = b_0(t) + \sum b_i(t) \cdot \Gamma_i + \kappa_t \cdot \eta_{t-1}, \quad (5.3)$$

где κ_t - коэффициент при значении предыдущей нефтеотдачи на фиксированный момент времени;

η_{t-1} - текущая нефтеотдача на предыдущий момент времени.

Включение в модель предыдущей нефтеотдачи значительно улучшает статистические характеристики получаемых геолого-статистических зависимостей благодаря сильной корреляционной связи

последующей нефтеотдачи с предыдущей. Включение предыдущей нефтеотдачи рационально для объектов, находящихся в конце второй стадии разработки, при обводненности продукции 50 - 60%. Преимущество данной модели заключается в корректировке текущей нефтеотдачи при помощи геолого-физических показателей.

Надежность прогноза по данной модели в значительной мере зависит от погрешности оценки исходных балансовых запасов по объекту. Совместное использование II модели с моделями других вариантов по взаимному расположению прогнозных кривых позволяет оценить достоверность подсчета запасов, а также вероятный отток или приток нефти по анализируемому объекту.

III модель. Представляет набор зависимостей текущей нефтеотдачи от геолого-физических и технологических показателей

$$\eta_t = b_0(t) + \sum b_i(t) \cdot \Gamma_i + \sum c_j(t) \cdot T_j, \quad (5.4)$$

где $c_j(t)$ - значение коэффициента при j -м технологическом параметре на время t ;

T_j - значение j -го технологического параметра на время t .

Использование зависимости (4.4) позволяет прогнозировать текущую нефтеотдачу при определенном изменении технологических показателей, ее можно применять для оценки эффективности МУН.

IV модель. Комбинированная модель, представляющая III модель. Первая часть модели рассчитывается на фиксированное значение безразмерного времени τ - зависимость (5.5), вторая часть - по проценту обводненности продукции объекта $V\%$ - зависимость (5.6). Расчет нефтеотдачи по второй части производится при обводненности объекта выше 60%.

$$\eta_t = b_0(\tau) + \sum b_i(\tau) \cdot \Gamma_i + \sum c_j(\tau) \cdot T_j, \quad (5.5)$$

$$\eta_t = b_0(B) + \sum b_i(B) \cdot \Gamma_i + \sum c_j(B) \cdot T_j . \quad (5.6)$$

Комбинируемая модель применяется для залежей со сложными геолого-физическими условиями, которые характеризуются неустойчивостью процесса обводнения в начальных (I, II) стадиях разработки и стабильностью обводнения на поздней стадии разработки.

V модель. Комбинируемая модель, которая представляет III модель до обводненности 60 %: зависимость (5.7), а после 60% - II вариант: зависимость (5.8).

$$\eta_t = b_0(t) + \sum b_i(t) \cdot \Gamma_i + \sum c_j(t) \cdot T_j , \quad (5.7)$$

$$\eta_t = b_0(t) + \sum b_i(t) \cdot \Gamma_i + \kappa_t \cdot \eta_{t-1} . \quad (5.8)$$

Преимущества подобной модели заключаются в простоте ее создания, позволяющей включать до обводненности 60% значительное число объектов с учетом геолого-физических и технологических показателей, а после (практически после полной реализации системы разработки) от технологических показателей можно отказаться, заменив их предыдущей нефтеотдачей.

Рассмотрим прогноз ВНФ при помощи трех типов АГПМ:

1-й тип.

$$\text{ВНФ}(t) = b_0(t) + b_1(t) \cdot \mu_n + b_2(t) \cdot \bar{M} h_{\text{пр}} + b_3(t) \cdot K_{\text{неод}} . \quad (5.9)$$

2-й тип.

$$\text{ВНФ}(t) = b_0(t) + b_1(t) \cdot \mu_n + b_2(t) \cdot \bar{M} h_{\text{пр}} + b_3(t) \cdot \sigma h_{\text{эф}} + b_4(t) \cdot K_{\text{неод}} + b_5(t) \cdot Q_{\text{ВНЗ}} . \quad (5.10)$$

3-й тип.

$$\text{ВНФ}(t) = b_0(t) + b_1(t) \cdot \rho_n + b_2(t) \cdot \bar{M} h_{\text{эф}} + b_3(t) \cdot \sigma h_{\text{пр}} + b_4(t) \cdot S_{\text{ВНЗ}} + b_5(t) \cdot Q'(t) , \quad (5.11)$$

при $t = 10, 20, 30, 40, 50, 60\%$,

$$\text{ВНФ}(t) = b_0(t) + b_1(t) \cdot \rho_n + b_2(t) \cdot \bar{M} h_{\text{эф}} + b_3(t) \cdot \sigma h_{\text{пр}} + b_4(t) \cdot S_{\text{ВНЗ}} + b_5(t) \cdot \text{ВНФ}(t-\delta), (5.12)$$

при $t = 70, 80, 90, 95, 98\%$.

В моделях следующие условные обозначения:

$\text{ВНФ}(t)$ – текущий водонефтяной фактор на фиксированный момент времени;

$b_i(t)$ – коэффициенты;

μ_n – вязкость пластовой нефти, мПа·с;

ρ_n – плотность пластовой нефти, кг/м³;

$\bar{M} h_{\text{пр}}$, $\bar{M} h_{\text{эф}}$ – оценки математических ожиданий толщины соответственно пропластка и пласта, м;

$K_{\text{неод}}$ – комплексный показатель неоднородности;

$\sigma h_{\text{пр}}$, $\sigma h_{\text{эф}}$ – оценка дисперсии толщины соответственно пропластка и пласта, м;

$Q_{\text{ВНЗ}}$ – относительные запасы нефти, приуроченные к водонефтяной зоне, определяемые как отношение запасов водонефтяной зоны к запасам залежи в целом, %;

$S_{\text{ВНЗ}}$ – относительная площадь водонефтяной зоны, определяемая как отношение площади водонефтяной зоны к площади залежи в целом, %;

$Q'(t)$ – средняя величина геологических запасов в тыс.т., приходящаяся на одну скважину в момент t ;

t – момент времени, выраженный через обводненность продукции, %.

Схема применения АГПМ для прогноза значений нефтеотдачи и ВНФ новых объектов выглядит следующим образом.

1. Подготовка параметров, используемых при моделировании (таблица 5.1).

2. Подготовка в виде таблицы технологических показателей разработки во времени (возможно в том случае, если объект находился некоторое время в эксплуатации).

3.Нахождение значений главных компонент $Z_1...Z_6$.

Величины главных компонент определяются по уравнению полинома первой степени, а значения самих параметров берутся нормированными. Нормированное значение параметра определяется из выражения

$$X_{\text{норм.}} = \frac{x_i - M_x}{\sigma}, \quad (5.13)$$

где $X_{\text{норм.}}$ – нормированное значение параметра: $\mu_{0\text{норм.}}$, $\bar{M}_{\text{кн.норм.}}$, $\bar{M}_{\text{hпр.норм.}}$, $S_{\text{ВНЗ норм.}}$;

x_i – значение параметра объекта;

M_x – среднее значение параметра;

σ – стандартное отклонение параметров.

Величины M_x и σ определяются по таблице 5.2.

После определения нормированных значения параметров находятся значения главных компонент $Z_1...Z_4$:

$$Z_i = a_i \cdot \mu_{0\text{норм.}} + a_i \cdot \bar{M}_{\text{кн.норм.}} + a_i \cdot \bar{M}_{\text{hпр.норм.}} + a_i \cdot S_{\text{ВНЗ норм.}}, \quad (5.14)$$

где a_i – коэффициенты (таблица 5.3).

Таблица 5.2. – Пределы изменения физико-химических параметров анализируемых объектов

Параметр	Числовое значение параметров			
	минимальное	среднее	максимальное	стандартное отклонение
1	2	3	4	5
μ_n , МПа·с	0,50	9,79	42,00	10,64
μ_0	0,60	6,91	34,00	7,08
A, %	0,01	3,50	10,00	2,89
A+C, %	27,00	22,50	62,00	13,03

Продолжение таблицы 5.2.

1	2	3	4	5
$T, ^\circ\text{C}$	18,00	32,50	95,00	14,79
$\rho_{\text{H}}, \text{T/M}^3$	0,67	0,82	0,89	0,04
$G, \text{M}^3/\text{M}^3$	1,25	39,60	154,00	32,00
$K_{\text{np}}, 10^{-15} \text{MKM}^2$	16,00	614,00	2560,00	497,00
M_{m}	16,00	20,00	25,00	1,90
σ_{m}	0,96	2,92	6,50	0,73
W_{m}	6,00	14,60	26,00	3,84
M_{KH}	70,00	85,00	96,00	5,26
σ_{KH}	1,40	5,60	14,10	2,59
W_{KH}	2,00	6,60	14,70	3,48
$M_{\text{h}\phi}$	1,80	49,30	59,00	6,65
$\sigma_{\text{h}\phi}$	0,23	19,10	15,30	1,53
$W_{\text{h}\phi}$	13,00	38,70	26,00	19,37
M_{hnp}	1,00	3,87	26,00	2,64
σ_{hnp}	0,32	2,36	30,40	1,27
W_{hnp}	32,00	61,00	117,00	17,00
K_{p}	1,10	2,90	5,60	1,13
$K_{\text{п}}$	0,30	0,67	0,95	0,52
$K_{\text{неод.}}$	0,01	5,79	39,00	32,30
kh/μ	0,11	262,00	8880,00	885,00
Q_{BH3}	3,00	33,70	100,00	44,30
S_{BH3}	5,00	41,00	100,00	27,01

Таблица 5.3. – Значения коэффициентов по параметрам $\mu_{0норм}$, $\bar{M}_{Кн.норм}$, $\bar{M}h_{пр.норм}$, $S_{ВНЗ норм}$ по Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

Главные компоненты	Коэффициенты при параметрах			
	μ_0	$\bar{M}_{Кн}$	$\bar{M}h_{пр}$	$S_{ВНЗ}$
Z_1	0,51	-0,46	-0,59	-0,43
Z_2	0,60	0,77	0,07	-0,20
Z_3	0,27	0,05	-0,43	0,86
Z_4	0,55	-0,44	0,68	0,19

4. Идентификация объекта (нахождение к какой группе принадлежит рассматриваемый объект) путем определения евклидова расстояния R_i до центральных объектов.

$$R_i = \sqrt{\sum_{j=1}^n (Z_j^i - Z_j^0)^2}, \quad (5.15)$$

где R_i - расстояние до объекта от выбранного центра;

Z_j^0 - значение компоненты центра - координаты центра группирования (таблица 5.4);

Z_j^i - значение i -й компоненты объекта;

n – число главных компонент, взятых для идентификации.

Таблица 5.4. – Координаты центров группирования

Главные компоненты	1-я группа. Серафимовское месторождение, пласт Д ₁	2-я группа. Орьбашевское месторождение, пласт С ₁	3-я группа. Южно- Ромашкинская площадь, пласт Д ₁
Z ₁	-1,82	2,52	1,36
Z ₂	0,20	0,11	-3,28
Z ₃	-1,04	-0,05	0,78
Z ₄	0,84	-0,39	-3,76
Z ₅	0,97	0,20	-0,61
Z ₆	1,10	0,86	-0,51

5. Выбор модели АГПМ для прогноза коэффициента нефтеотдачи и ВНФ.

6. Расчет коэффициента нефтеотдачи и ВНФ на фиксированные моменты времени при помощи известных коэффициентов для определенной группы объектов и выбранной модели (рисунок 5.2).

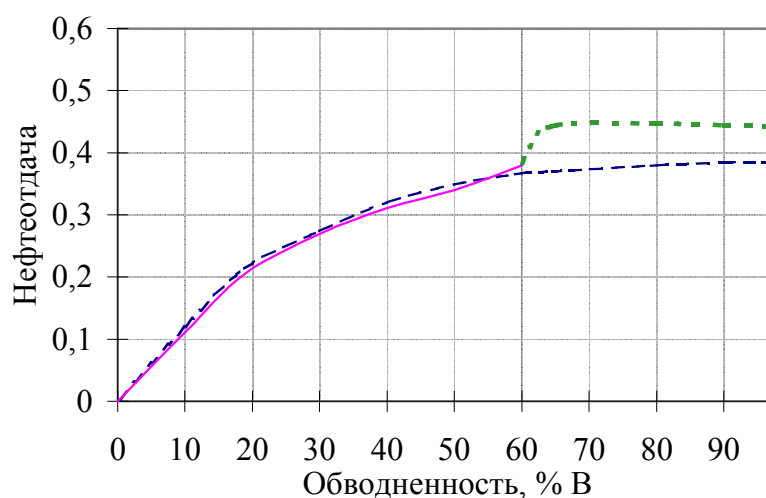


Рисунок 5.2. – Оценка технологической эффективности МУН

Следует отметить, что предложенная схема создания и использования АГПМ впервые предложена и создана М.А. Токаревым и развивается школой его учеников. Данная схема или ее элементы в настоящее время используются широким кругом научных работников.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассмотрено большое количество методов оценки нефтеотдачи по промысловым данным. Рассматриваемые методы в настоящее время имеют различные сферы применения.

Наибольшее внимание уделено анализу, классификации и оценке погрешностей промыслово-статистических методов прогноза и оценки нефтеотдачи. Дан анализ практически всех применяющихся статистических методов.

Несмотря на то, что эти методы широко применяются и рекомендованы в руководящих документах для оценки текущей и конечной нефтеотдачи, подробного анализа применимости данных методов для различных стадий разработки ранее не проводилось.

В работе показано, что промыслово-статистические методы имеют различные области применимости в зависимости от динамики основных технологических показателей разработки, а также стабильности их изменения во времени.

В процессе проведенного анализа применяемые промыслово-статистические методы выделены в пять обособленных групп. Показаны базовые зависимости между накопленными отборами нефти и накопленными отборами воды и жидкости положенные в основу большинства разработанных и применяемых моделей.

Применяемые модели в конкретных условиях, как правило, дают конечные результаты расчетов, несколько отличающиеся друг от друга, а в ряде случаев и отрицательные результаты.

Примером может служить метод Назарова – Сипачева, который показывает неадекватные результаты в случае снижения водонефтяного фактора в процессе разработки месторождения.

Поэтому при проведении расчетов всегда следует критически относиться к полученным результатам и всегда для анализа разработки

объекта и определения прогнозных значений пользоваться несколькими методами, входящими в разные группы. А в ряде случаев, для получения более точного результата проводить комплексный анализ с применением большинства методов, в основу которых положены различные математические модели.

Использование промыслово-статистических методов представляет собой достаточно простую задачу, поэтому их использование, по сравнению с другими методами, наиболее адекватно при проведении оперативных подсчетов прогнозных параметров.

Не стоит забывать, что прогноз с применением кривых вытеснения не учитывает большого количества важных промысловых показателей характеризующих разработку и эксплуатацию месторождения, особенно это относится к динамике изменения пластового давления и работе отдельных скважин.

В связи с этим наиболее адекватные результаты промыслово-статистические методы дают на крупных месторождениях с большим количеством скважин. Изменение режима работы скважины, ее временное отключение или консервация для сравнительно крупных месторождений мало сказывается на общей динамике добычи. На мелких и неоднородных объектах подобные процедуры приводят к заметному изменению в динамике добычи, что сказывается на точности определения прогнозных параметров.

Рассматриваемые в работе адаптационные геолого-промысловые модели позволяют проводить экспресс прогноз проектных показателей разработки объекта.

При этом могут быть решены следующие задачи: осуществление прогноза текущих и конечных показателей разработки объекта исследования; изучение влияния изменения элементов технологии разработки на динамику технологических показателей с проведением предварительной оптимизации.

Показана применимость методов электрометрии для оценки текущей нефтеотдачи при использовании специальных обсадных колонн.

Таким образом, в данной небольшой работе с различной степенью детальности показаны практически все методы оценки текущей и конечной нефтеотдачи. Практически все рассмотренные методы имеют отечественное происхождение. Несмотря на то, что по всем рассматриваемым методам имеются значительное количество публикаций, некоторые из них остаются практически малоизвестными для широкого круга нефтяников. Приведенная в работе библиография позволит желающим познакомиться с этими методами более подробно.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Амелин И.Д., Сургучев М.Л., Давыдов А.В. Прогнозирование разработки нефтяных залежей на поздней стадии. – М.: Недра. – 1994.
2. Булгаков Р.Б., Шеленин А.М. и др. Обобщение материалов геофизических исследований и совершенствование методики интерпретации результатов геофизических измерений. Отчет ПО «Башнефтегеофизика», т.2.-130 с.
3. Булыгин В.Я., Булыгин Д.В. Имитация разработки залежей нефти. – М: Недра. – 1990.
4. Бурков В.Г. Исследование интерпретационной возможности электромагнитного каротажа в пластах с зоной проникновения. Новосибирск, Академгородок, ИГ и ГСОАН СССР, 1983 г.
5. Бурков В.Г. Электромагнитные методы исследования скважин. Уфа, УГНТУ, 1998, 205 с.
6. Дворкин В.И. Геофизический мониторинг разработки нефтяных пластов, обсаженных стеклопластиковыми трубами. Уфа, ГУП «Уфимский полиграфкомбинат», 2001. –200 с.
7. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996.
8. Гайсин Д.К. Метод прогноза технологических показателей и нефтеотдачи пластов по промысловым данным в поздней стадии разработки // Труды / Башнипинефть.-1986.-вып 74.
9. Гайсин Д.К., Тимашев Э.М. Оценка извлекаемых запасов в условиях вытеснения нефти водой в поздней стадии разработки. // Труды / Башнипинефть.-1985. - вып.73.
10. Гомзиков В.К. Оценка конечной нефтеотдачи залежей Азербайджана // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1978. №2.
11. Гомзиков В.К., Молотова Н.А. О влиянии литологии пород на нефтеотдачу пластов. // Нефтепромысловое дело. – 1979. №10.

12. Гомзиков В.К., Молотова Н.А., Румянцева А.Л. Исследование влияния основных геологических и технологических факторов на конечную нефтеотдачу пластов при водонапорном режиме // Труды ВНИИ. - 1976. - Вып. 58.
13. Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1985.
14. Дворецкий В.Г., Дворкин В.И., Ахметов К.Р. Определение остаточной нефтенасыщенности пластов по данным индукционного каротажа в скважинах специальной конструкции. //Нефтяное хозяйство. – 1992. № 1, с.25-27.
15. Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1983.
16. Дементьев Л.Ф. Статистические методы обработки и анализа промыслово-геологических данных. – М.:Недра, 1966.
17. Жданов М.А., Ованесов М.Г., Токарев М.А. Комплексный учет геологической неоднородности и прогноза конечного коэффициента нефтеотдачи // Геология нефти и газа. - 1974. - № 3.
18. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. – М.: Недра, 1976.
19. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. -2-е изд. – М.: Недра. 1992.
20. Изучение особенностей заводнения терригенных пластов, нефтенасыщенных вязкой нефтью. /В.Г.Дворецкий, В.И.Дворкин, Р.Х.Муслимов, А.Т.Панарин //Нефтяное хозяйство. –1993. -№ 7. –с.26-27.
21. Казаков А.А. Прогнозирование показателей разработки месторождений по характеристикам вытеснения нефти водой // Нефтепромысловое дело. - 1976. - №8.

22. Камбаров Г.С., Алмамедов Д.Г., Махмудова Т.Ю. К определению начального извлекаемого запаса нефтяного месторождения // Азербайджанское нефтяное хозяйство.-1975. №3.
23. Каналин В.Г. Краткий обзор развития методики выделения эксплуатационных объектов // Труды Тюменск. индустриальн. ин-та, - Тюмень, 1975. -Вып.3.
24. Каналин В.Г., Вагин С.Б., Токарев М.А. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология. – М.: Недра, 1997.
25. Копытов А.В. Определение извлекаемых запасов нефти и газа в карбонатных коллекторах при разработке их на истощение // Нефтяное хозяйство. - 1970. - №12.
26. Крылов А.П. О темпах разработки нефтяных месторождений // Экономика и организация промышленного производства. - 1980. - №1.
27. Лозин Е.В. и др. Применение технологии исследования скважин стеклопластиковыми хвостовиками на Арланском месторождении. Журнал «Нефтяное хозяйство». -2000. № 1.
28. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 638 с.
29. Максимов М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1965.
30. Максимов М.И. Метод подсчета извлекаемых запасов нефти в конечной стадии эксплуатации нефтяных пластов в условиях вытеснения нефти водой // Геология нефти и газа. - 1959. - №3.
31. Методические указания ОАО «Лукойл». Методика оценки технологической эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов.МУ-01-001-01. – М.:ОАО «Лукойл», 2001.
32. Методическое руководство по определению нефтеотдачи пластов по геолого-промысловым данным и пересчету запасов нефти по длительно разрабатываемым залежам. – М.:Недра. - 1964.

33. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи. РД-153-391-004-96. – М.: Роснефть, 1999.
34. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов Р.Н., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. – Уфа: Гилем, 1999. – 463 с.
35. Миронов Т.П., Орлов В.С. Нефтеотдача неоднородных пластов при заводнении. – М.: Недра, 1997.
36. Миронов Т.П., Орлов В.С. Оценка нефтеотдачи пластов по данным промысловых исследований. // Нефтепромысловое дело. 1971. №9.
37. Мифтахова Г.М., Князев В.И., Осипов А.М., Чинаров А.С. Методические аспекты оценки нефтенасыщенных пластов, оборудованных стеклопластиковыми хвостовиками. Проблемы разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Сб. науч. тр. – Уфа, УГНТУ, 2004. С. 431 – 436.
38. Мифтахова Г.М., Князев В.И., Осипов А.М., Чинаров А.С. Методические основы обработки информации при исследовании в специальных скважинах. Наука, технология, производство. Статьи и тезисы докладов межвузовской научно-технической конференции – Уфа, УГНТУ, 2005. С. 204 – 208.
39. Мовмыга Г.Т., Найденов В.М. К вопросу о подсчете потенциально возможных извлекаемых запасов нефти сильно обводненных залежей. // Геология нефти и газа. - 1968. - №9.
40. Муслимов Р.Х., Николаев В.А., Султанов С.А., Полуян И.Г. Предварительные результаты Бавлинского эксперимента // Нефтяное хозяйство. - 1981. - №7.
41. Муслимов Р.Х. Планирование дополнительной добычи и оценка нефтеотдачи пластов. – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 1999.
42. Муслимов Р.Х., Абдулмазнтов Р.Г. Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии. – Казань: Таткнигоиздат, 1989.

43. Муслимов Р.Х., Токарев М.А., Шаховкин В.Б. и др. Промышленный эксперимент по контролю за нефтеотдачей с помощью электрометрии в специальной обсадной колонне // Нефтегазовая геология и геофизика № 9, 1980, -с.29-31.
44. Назаров С.Н., Сипачев Н.В. Методика прогнозирования технологических показателей на поздней стадии разработки нефтяных залежей // Нефть и газ. - 1972. - №10.
45. Определение параметров выработки продуктивных коллекторов и оперативная оценка эффективности методов повышения нефтеотдачи в пластовых условиях. Дворкин В.И., Дворецкий В.Г., Панарин А.Т., Муслимов Р.Х. // Науч.техн.вест. «Каратажник». –1996. -№ 25, с.50-56.
46. Орлинский Б.М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. –М.: Недра, 1977. –239 с.
47. Оценка нефтеотдачи по промысловым данным. Тематические научно - технические обзоры./ под ред. Чоловского И.П. – М.: ВНИИОЭНГ, 1972. – 92 с.
48. Пермяков И.Г. Экспресс-метод расчета технологических показателей разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра. 1975.
49. Пирвердян А.М., Никитин П.И., Листенгартен Л.Б., Данелян М.Г. К вопросу о прогнозе добычи нефти и попутной воды при разработке слоисто-неоднородных коллекторов // Азербайджанское нефтяное хозяйство.-1970.- №11.
50. Проведение электрокаротажа в обсаженной скважине на Самотлорском месторождении. /М.А.Токарев, В.У.Литваков, Е.Н.Шевкунов и др. –Проблема нефти и газа. Вып.59, изд.ЗапСибНИПИ, 1983.
51. Прогнозирование нефтеотдачи на стадии разведки месторождений / ВНИГНИ; Сост.: Мартос В.Н., Куренков А.И.. – М.: Недра, 1989. – 232 с.

52. РД 39-9-1069-84. Методическое руководство по определению начальных извлекаемых запасов нефти в залежах, находящихся в поздней стадии разработки (при водонапорном режиме) – М.:Недра. 1983.
53. Сазонов Б.Ф. Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме. – М.: Недра. 1973.
54. Саттаров М.М., Андреев Е.А., Ключарев В.С., Панова Р.К., Тимашев Э.М. Проектирование разработки крупных нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1969. – 240 с.
55. Султанов С.А. и др. Оценка нефтеотдачи пласта Д1 Бавлинского нефтяного месторождения // Татарская нефть. - 1961. - № 8.
56. Султанов С.А., Вахитов Г.Г. Опыт разработки Бавлинского нефтяного месторождения. – Казань: Таткнигоиздат. 1961.
57. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985.
58. Ткаченко И.А., Меркулова Л.И., Гинзбург А.А. Прогнозирование показателей разработки нефтяных месторождений по характеристикам обводнения // Нефтяное хозяйство. - 1976. - №6.
59. Токарев М.А. Использование геолого-статистических моделей для контроля текущей нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. - 1983. - № 11.
60. Токарев М.А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. М.: Недра, 1990. –267 с.: ил.
61. Токарев М.А., Чинаров А.С., Вагизов А.М., Ситдикова Д.Ф. Сравнительная оценка надежности способов контроля за эффективностью методов повышения нефтеотдачи и пути их совершенствования. Научно-технический журнал «Интервал», №8 (55), 2003, с. 55-58.
62. Токарев М.А., Шаховкин В.М. и др. Отчет о научно-исследовательской работе по договору АТ.2-96/99 «Создание систем контроля на поздней стадии разработки нефтяного месторождения путем

строительства скважин, оборудованных трубами конструкции УГНТУ», Уфа, 2000, 115 с.

63. Токарев М.А., Шаховкин В.М. и др. Отчет о научно-исследовательской работе по договору 6.2.65/01 с Волго-Камским отделением РАЕН «Анализ результатов внедрения (испытания) на месторождениях России конструкций специальных обсадных колонн (стеклопластиковые и конструкции УГНТУ) и методики временных замеров с помощью электрометрии для уточнения областей и перспектив их применения на месторождениях Татарстана». Уфа: 2001, 164 стр., 51рис., 39 табл.

64. Хисамов Р.С. Анализ эффективности форсированного отбора жидкости на Абдрахмановской площади Ромашкинского нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. 1993. - № 7.

65. Чоловский И.П. Геолого-промысловый анализ при разработке нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1977.

66. Щелкачев В.Н. Влияние на нефтеотдачу плотности сетки скважин и их размещения // Нефтяное хозяйство. - 1974. - № 6.

Савельев Виктор Алексеевич
Токарев Михаил Андреевич
Чинаров Александр Сергеевич

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ МЕТОДЫ
ПРОГНОЗА НЕФТЕОТДАЧИ
Учебное пособие

Компьютерная верстка И. Н. Штина

Напечатано в авторской редакции с оригинал-макета заказчика

Подписано в печать 24.12.07. Формат 60 x 84 1

16

Плоская печать _____ . Усл. печ. л. _____ . Уч.-изд. л. _____ .

Тираж 100. Заказ _____ .