

622.276/04
А 64

УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

М.А.Токарев, Э.Р. Ахмерова, А.А. Газизов, И.З. Денисламов

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ
ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА КРУПНЫХ
ОБЪЕКТАХ РАЗРАБОТКИ

Учебное пособие

Уфа 2001

УДК 622.276.344

ББК 33.361

Т 51

Утверждено Редакционно-издательским советом УГНТУ в качестве
учебного пособия

Рецензенты:

Заведующий отделом БашНИПИнефть

д.т.н., действительный член АГН Э.М. Юлбарисов

Прикладная физика Башкирского государственного университета

Токарев М.А., Ахмерова Э.Р., Газизов А.А., Денисламов И.З.

Т 51 Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи
на крупных объектах разработки: Учеб. пособие. - Уфа: Изд-во
УГНТУ, 2001. - 115 с.

ISBN 5 – 7831 – 0232 – 6

Приведены методы повышения нефтеотдачи пластов, механизм их воздействия, область применения. Рассмотрены методы оценки технологической эффективности промысловых испытаний методов. Приведены примеры анализа разработки и оценки текущей и конечной нефтеотдачи уникальных промысловых экспериментов методов повышения нефтеотдачи.

Учебное пособие предназначено для студентов и аспирантов дневной и заочной форм обучения специальностей 090600 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», 090800 «Бурение нефтяных и газовых скважин», 080500 «Геология нефти и газа».

Инв. №
Библиотека УГНТУ

УДК 622.276.344
ББК 33.361

ISBN 5 – 7831 – 0232 – 6

© Уфимский государственный
нефтяной технический
университет, 2001

© Токарев М.А., Ахмерова Э.Р.,
Газизов А.А., Денисламов И.З., 2001

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1. НЕФТЕОТДАЧА ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ И МЕТОДЫ ЕЕ ОЦЕНКИ	5
1.1. Понятие о коэффициентах, характеризующих нефтеотдачу ..	5
1.2. Методы оценки нефтеотдачи	7
1.3. Применение адаптационных геолого- промысловых моделей (АГПМ)	10
1.3.1. Понятие об адаптационных геолого-промысловых моделях	10
1.3.2. Структурная схема создания АГПМ	11
1.3.3. Основные типы АГПМ и задачи решаемые с их помощью	14
1.4. Системно-структурное изучение объекта разработки на раз- ных иерархических уровнях	20
1.5. Условия выбора методов увеличения нефтеотдачи пластов ..	21
1.6. Надежность оценки эффективности МУН	21
2. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ	26
2.1. Оценка результатов Бавлинского эксперимента по разряже- нию сетки скважин	31
2.2. Результаты промышленного эксперимента по оптимизации сетки скважин на Ново-Хазинской площади Арланского месторожде- ния	37
3. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ	44
3.1. Опыт применения ПАВ на Николо-Березовской площади Арланского месторождения	44
3.2. Заводнение растворами полимеров	49
3.2.1. Полимердисперсная система (ПДС) воздействия на пласт	61
3.3. Воздействие осадкогелеобразующими составами	74
3.4. Щелочное заводнение	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	105
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	107
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	109
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	114

ВВЕДЕНИЕ

Методы увеличения нефтеотдачи пластов (МУН) - методы, направленные на повышение эффективности извлечения нефти из недр, позволяющие увеличить базовый (проектный) коэффициент нефтеотдачи месторождения.

В нашей стране заводнение применяется на большинстве разрабатываемых месторождений и является наиболее эффективным и основным методом. При соблюдении критериев применимости коэффициент нефтеотдачи (КНО) достигает 0,6-0,7. В тех случаях, когда заводнение не позволяет достигнуть приемлемого КНО, и возникает необходимость применения новых МУН. В учебном пособии рассматриваются несколько типов МУН, в зависимости от механизма их воздействия на пластовую систему: гидродинамические и физико-химические.

При подготовке данной работы авторы старались использовать новые методические разработки, основанные на применении адаптационных геолого-промысловых моделей (АПМ), полученных непосредственно для объектов, родственных анализируемому. Основные методики оценки нефтеотдачи и результаты применения на крупных месторождениях разработаны и проведены лично авторами.

Целью данной работы является оценка эффективности широкомасштабных экспериментов МУН и исследования причин, повлиявших на результат испытания.

1. НЕФТЕОТДАЧА ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ И МЕТОДЫ ЕЕ ОЦЕНКИ

1.1. Понятие о коэффициентах, характеризующих нефтеотдачу

Коэффициент вытеснения - предельная величина нефтеотдачи, которую можно достичь в лабораторных условиях с помощью данного рабочего агента при длительной промывке образца породы:

$$K_{\text{выт.}} = \frac{V_{\text{выт. н.}}}{V_{\text{п.н.}}}, \quad (1.1)$$

где $K_{\text{выт.}}$ - коэффициент вытеснения, доли единицы;

$V_{\text{выт. н.}}$ - объем нефти, вытесненной рабочим агентом (водой) из образца горной породы, м^3 ;

$V_{\text{п.н.}}$ - первоначальный объем нефти, содержащийся в образце породы, м^3 .

Коэффициент текущей нефтеотдачи - отношение накопленной добычи нефти из пласта на определенную дату к его начальным балансовым запасам:

$$\eta_{\tau} = \frac{Q_{\text{доб. н.}}}{Q_{\text{бал.}}}, \quad (1.2)$$

где η_{τ} - коэффициент текущей нефтеотдачи, доли единицы;

$Q_{\text{доб. н.}}$ - добытое количество нефти из заводненной части пласта на любую дату, тыс.т;

$Q_{\text{бал.}}$ - начальные балансовые запасы нефти в пределах заводненной части пласта, тыс.т.

В промысловой практике вместо коэффициента текущей нефтеотдачи часто используют термин «коэффициент использования запасов», применяемый особенно в тех случаях, когда из-за особенности технологии разработки отбор нефти по участку объекта разработки превышает физически возможный.

Коэффициент использования запасов $K_{\text{и}}$ (процент отбора от начальных балансовых запасов) - относительная величина, показывающая, какая часть нефти извлечена из заводненного объема залежи, не выработанной до предела экономической рентабельности (рис. 1.1).

Конечный коэффициент нефтеотдачи (нефтеизвлечения) характеризует заверченный процесс выработки залежи, определяется как

$$\eta = \frac{Q_{\text{извл.}}}{Q_{\text{бал.}}}, \quad (1.3)$$

где η - конечный коэффициент нефтеотдачи, доли единицы;

$Q_{\text{извл.}}$ - извлекаемые запасы нефти при условии эксплуатации залежи до предела экономической рентабельности, тыс.т;

$Q_{\text{бал.}}$ - начальные балансовые запасы нефти залежи, тыс.т.

Коэффициент нефтеотдачи можно представить как произведение коэффициентов:

$$\eta = K_{\text{выт.}} \cdot \beta_{\text{охв.}} \cdot K_{\text{сет.}} \quad (1.4)$$

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

$\beta_{\text{охв.}}$ -- коэффициент охвата;

$K_{\text{сет.}}$ -- коэффициент сетки.

Коэффициент вытеснения нефти водой для разных пластов изменяется в очень широких пределах. Наименьшие его значения в 54-58 % зафиксированы в полимиктовых гидрофильных коллекторах месторождений Западной Сибири, в слабопроницаемых зонах залежей Самотлорского и других месторождений. В высокопроницаемых полимиктовых коллекторах и в центральных зонах залежей доля вытесняемой водой нефти достигает 70-75 %, а в кварцевых, слабоглинистых коллекторах месторождений Урало-Поволжья вытесняемая часть нефти превышает 80-85 %. В гидрофобных и гидрофобизированных коллекторах коэффициент вытеснения существенно меньше, чем в гидрофильных пластах и в среднем составляет около 60-70% [1].

Коэффициент охвата пласта заводнением $\beta_{\text{охв.}}$ - показатель, изменяющийся во времени и возрастающий в процессе увеличения обводненности продукции. Охват пластов заводнением к моменту прорыва воды в скважины колеблется в очень широких пределах (от 10-15 до 75-85%), в зависимости от слоистой неоднородности пластов и вязкости нефти [2].

Коэффициент сетки $K_{\text{сет.}}$ показывает, какой объем пласта вскрывается при данных геолого-физических условиях и плотности сетки скважин.

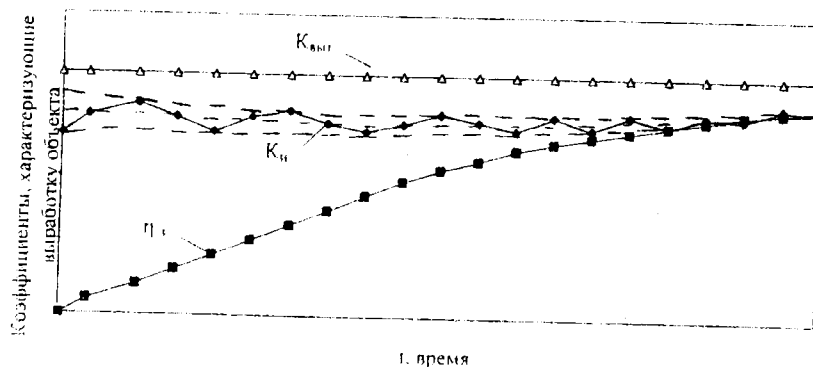


Рис. 1.1. Динамика коэффициентов вытеснения, текущей нефтеотдачи, использования запасов

1.2. Методы оценки нефтеотдачи

Технологическая эффективность МУН определяется основным критерием - приростом конечного КНО за счет реализации метода по сравнению с базовой (проектной) системой разработки объекта. Обычно за базовый вариант принимается вытеснение нефти водой.

Оценка успешности промыслового эксперимента новых МУН может проводиться следующими способами:

- 1) сравнение базовой нефтеотдачи пласта (без применения МУН) с фактической (после проведенного МУН);
- 2) сравнение нефтеотдачи пласта опытных и контрольных участков;
- 3) определение остаточного нефтенасыщения по оценочным скважинам.

1. Сравнение базовой нефтеотдачи (без применения МУН) с фактической (после проведения МУН).

Существует два способа определения базовых показателей: детерминированные методы математического моделирования и статистические методы прогноза.

а) Математическое моделирование.

Расчет базового варианта по математической модели представляется целесообразным в том случае, если объем информации о пласте и степень совершенства методики расчета позволяют определять технологические показатели с точностью, достаточной для сравнения с фактическими показателями применения МУН. В действительности же, ввиду ограниченности размеров опытных участков и числа скважин - источников информации, возможная ошибка в определении нефтеотдачи с применением традиционных видов воздействия, как правило, превышает потенциальный прирост нефтеотдачи за счет таких методов как, например, заводнение с поверхностно-активными веществами (ПАВ) [2].

б) Статистические методы оценки нефтеотдачи.

Определение базовых показателей проводится по зависимости (уравнение регрессии), которая описывает базовую систему разработки.

Данные методы прогноза подразделяются на три группы.

Первые две группы называют характеристиками вытеснения. Они подразделяются на кривые падения (первая группа) и кривые обводнения (вторая группа).

Первая группа - метод кривой средней производительности, заключающийся в построении кривых падения добычи (зависимость добычи нефти от времени эксплуатации) по отдельным скважинам. Данный метод явился основой зависимостей Б.Т. Баишева, И.Г. Пермякова, В.Г. Оганджянца, В.В. Исачева, В.Ф. Усенко, Б.В. Щитова, А. И. Вашуркина, А.В. Копытова, и др. Метод построения кривых падения

добычи применяется при малой (до 30-40%) обводненности продукции скважин.

Вторая группа - методы, в которых использована зависимость одних технологических показателей разработки от других, которые принято называть характеристиками вытеснения.

По определению М.И. Максимова под характеристикой вытеснения нефти водой понимается кривая, отображающая обводнение продукции залежи нефти в процессе ее эксплуатации.

Использование характеристик возможно на поздней стадии разработки участка на режиме обычного заводнения.

Надежность прогноза нефтеотдачи по характеристикам вытеснения в значительной степени зависит от достоверности представления геологического строения объекта разработки, величины запасов, степени и характера выработки их, стабильности системы разработки, порядка и темпа ввода в разработку участков месторождения, перемещения запасов нефти из одних частей залежи в другие, а также от характера и объемов проводившихся мероприятий в предшествующий период [3]. В этом перечне необходимо особо выделить стабильность системы разработки площади, который, по нашему мнению, является в большинстве случаев определяющим фактором ограничения применения характеристик вытеснения.

Экстраполяция построенной по фактическим данным эксплуатации характеристики вытеснения позволяет производить прогнозирование процесса обводнения и нефтеотдачи на непродолжительный, до пяти лет, период.

Основным признаком, определяющим возможность использования конкретной интегральной характеристики вытеснения на прогнозный период, является прямолинейный характер на конечном участке. Этим обстоятельством, по существу, и объясняется многообразие видов интегральных характеристик вытеснения, предложенных различными исследователями, каждая из которых, в зависимости от конкретных условий и особенностей процесса выработки запасов нефти, может оказаться наиболее приемлемой [3]. Надежность результатов расчетов для каждого вида зависимости оценивается по устойчивости дополнительной добычи нефти, вычисленной для разной продолжительности базы сравнения. Из всех зависимостей предпочтение отдается тем из них, которые имеют устойчивые значения дополнительной добычи нефти при изменении продолжительности базы сравнения в интервале 3-4 месяцев и более, по оставшимся зависимостям определяются те из них, которые имеют минимальное среднеквадратичное отклонение восстановленных величин, и берется их среднее значение.

Третья группа - методы, основанные на выявлении закономерностей нефтеотдачи от свойств коллекторов, жидкостей и некоторых

технологических показателей разработки, полученных в результате анализа фактических данных множества месторождений. Полученные статистические модели для разных нефтегазоносных районов страны, можно использовать для прогнозирования процесса обводнения и нефтеотдачи других новых месторождений, геолого-физические свойства и некоторые показатели разработки которых схожи с анализируемыми.

Эти модели основываются на различной геолого-промысловой информации, поэтому при использовании многомерных корреляционных зависимостей необходимо, чтобы геологические и технологические факторы исследуемых залежей соответствовали входным данным статистических моделей. Наиболее точные результаты оценки коэффициентов нефтеотдачи по ним можно получить в случае, когда параметры месторождений близки к их средним величинам, используемым при построении моделей.

Преимущество использования моделей третьей группы заключается в простоте расчетов базовой нефтеотдачи, главным недостатком является лимитированные геолого-физические и технологические условия месторождения.

К этой подгруппе можно отнести модели Кожакина С.В., Гомзикова В.К., Молотовой М.А., Чоловского И.П., Абасова М.Т., Ивановой М.М., Абызбаева И.И., Хитровой Г.А., Токарева М.А., Мухаметшина В.Ш., Крейза, Баклея, Гутри, Гринбергера и других.

2. Сравнение нефтеотдачи опытных и контрольных участков.

Для оценки данным способом выбираются такие выборки объектов контрольных участков, которые наиболее полно соответствуют анализируемым опытным участкам по геолого-физической характеристике пластов и системе разработки. При выборе контрольных участков проводят их идентификацию с опытными объектами.

3. Определение остаточного нефтенасыщения.

Наиболее точные представления об эффективности процессов увеличения нефтеотдачи можно получить при непосредственном контроле за нефтенасыщенностью до начала эксперимента, при его осуществлении и после завершения отбором керна из оценочных скважин и геофизических исследований в скважинах, оборудованных специальной обсадной трубой. Однако эти методы широко не применяются. За рубежом, вопреки соображениям экономической выгоды, комплекс мероприятий по подготовке, реализации и оценке результатов экспериментов включает также бурение дополнительных оценочных скважин.

В УГНТУ разработана специальная конструкция обсадных труб, позволяющая непосредственно в скважине проводить геофизические исследе-

дования и оценивать динамику нефтенасыщенности пласта по данным временных замеров электрометрии [4].

1.3. Применение адаптационных геолого-промысловых моделей (АГПМ)

1.3.1. 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.

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

$$Y_i = a_0 + \sum_{j=1}^{m_1} a_j \cdot x_{ij} + \sum_{k=1}^{m_2} \beta_k \cdot z_k, \quad (1.5)$$

где m_1 - количество детерминированных регрессоров;

m_2 - количество случайных регрессоров;

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

z_k - 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 промыслового 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 [5]:

- 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.

1.3.2. 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.

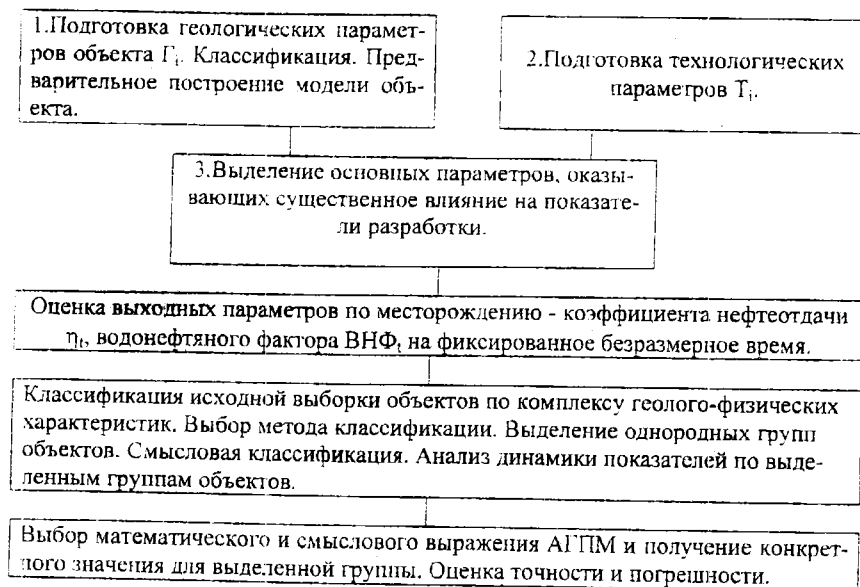


Схема создания АГПМ при помощи программного обеспечения выглядит следующим образом:

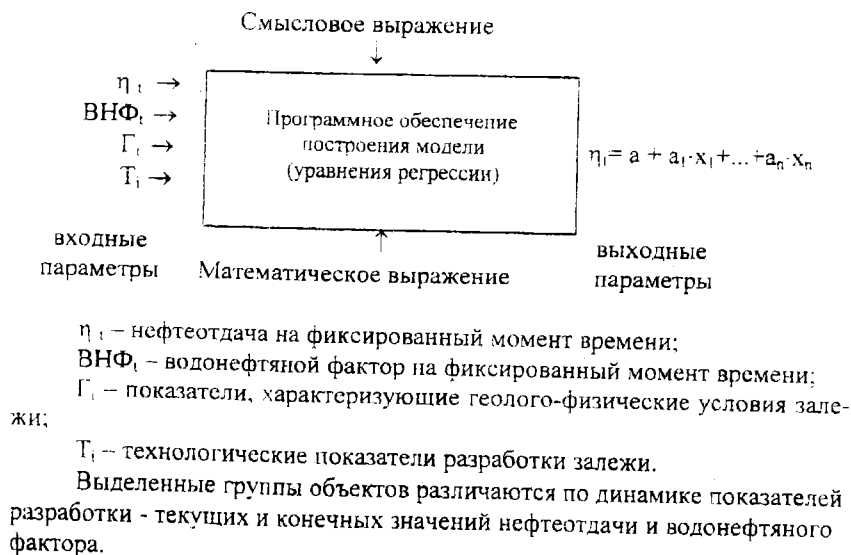


Таблица 1.1

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	P
	Пластовая температура, °C	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 _{Kn}
	Стандартное отклонение нефтенасыщенности, %	σ_{Kn}
	Коэффициент вариации нефтенасыщенности, %	W _{Kn}
	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 _{лс}
	Комплексные показатели неоднородности	K _{исол} , K _{исол}
	Коэффициент гидропроводности, 10 ⁻¹¹ м·м ³ /(Па·с)	kh/μ
4	Относительные запасы нефти в ВНЗ, %	Q _{ВНЗ}
	Относительная площадь ВНЗ, %	S _{ВНЗ}
	(Технологические)	
5	Гемпы 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 _{заб} /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 яснополянского надгоризонта 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.

1.3.3. 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 B или безразмерным временем t :

$$\eta_t = b_0(t) + \sum b_i(t) \cdot \Gamma_i, \quad (1.6)$$

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; ... t , где t - 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

$$\eta_t = b_0(t) + \sum b_i(t) \cdot \Gamma_i + k_t \cdot \eta_{t-1}, \quad (1.7)$$

где k_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:

$$\eta_t = b_0(t) + \sum b_i(t) \cdot \Gamma_i + \sum c_j(t) \cdot T_j, \quad (1.8)$$

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 (1.8) 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 (1.9а), вторая часть - по проценту обводненности продукции объекта B - зависимость (1.9б). Расчет нефтеотдачи по второй части производится при обводненности объекта выше 60 %.

$$\eta_t = b_0(\tau) + \sum b_i(\tau) \cdot \Gamma_i + \sum c_j(\tau) \cdot T_j \quad (1.9a)$$

$$\eta_t = b_0(B) + \sum b_i(B) \cdot \Gamma_i + \sum c_j(B) \cdot T_j. \quad (1.96)$$

Комбинированная 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. Комбинированная модель, которая представляет III модель до обводненности 60 %: зависимость (1.10a), а после 60 % - II вариант: зависимость (1.10б).

$$\eta_t = b_0(t) + \sum b_i(t) \cdot \Gamma_i + \sum c_j(t) \cdot T_j \quad (1.10a)$$

$$\eta_t = b_0(t) + \sum b_i(t) \cdot \Gamma_i + k_t \cdot \eta_{t-1}. \quad (1.10б)$$

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 АЛТМ:

$$\text{1-й тип. ВНФ}(t) = b_0(t) + b_1(t) \cdot \mu_n + b_2(t) \cdot M h_{\text{пр}} + b_3(t) \cdot K_{\text{неод}}; \quad (1.11)$$

$$\text{2-й тип. ВНФ}(t) = b_0(t) + b_1(t) \cdot \mu_n + b_2(t) \cdot M h_{\text{пр}} + b_3(t) \cdot \sigma h_{\text{ф}} + b_4(t) \cdot K_{\text{неод}} + b_5(t) \cdot Q_{\text{ВНЗ}}; \quad (1.12)$$

$$\text{3-й тип. ВНФ}(t) = b_0(t) + b_1(t) \cdot \rho_n + b_2(t) \cdot M h_{\text{ф}} + b_3(t) \cdot \sigma h_{\text{пр}} + b_4(t) \cdot S_{\text{ВНЗ}} + b_5(t) \cdot Q(t); \quad (1.13a)$$

при $t=10, 20, 30, 40, 50, 60$ %,

$$\text{ВНФ}(t) = b_0(t) + b_1(t) \cdot \rho_n + b_2(t) \cdot M h_{\text{ф}} + b_3(t) \cdot \sigma h_{\text{пр}} + b_4(t) \cdot S_{\text{ВНЗ}} + b_5(t) \cdot \text{ВНФ}(t-\delta); \quad (1.13б)$$

при $t=70, 80, 90, 95, 98$ %.

где 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;

$M h_{\text{пр}}$, $M h_{\text{ф}}$ - оценки математических ожиданий толщины соответственно пропластка и пласта, м;

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

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

$Q_{внз}$ - относительные запасы нефти, приуроченные к водонефтяной зоне, определяемые как отношение запасов водонефтяной зоны к запасам залежи в целом, %;

$S_{внз}$ - 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 АГПИМ для прогноза значений нефтеотдачи и ВНФ новых объектов выглядит следующим образом:

1. Подготовка параметров, используемых при моделировании (табл. 1.1).

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 $Z_1 \dots Z_n$.

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

$$X_{\text{норм.}} = \frac{x_i - M_x}{\sigma}, \quad (1.14)$$

где $X_{\text{норм.}}$ - нормированное значение параметра; $\mu_{\text{норм.}}$ $M_{\text{н.норм.}}$

$M_{\text{н.норм.}}$ $S_{\text{внз.норм.}}$

x_i - значение параметра объекта;

M_x - среднее значение параметра;

σ - стандартное отклонение параметров.

Величины M_x и σ определяются по табл. 1.2.

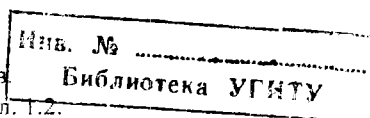


Таблица 1.2

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_d	0.60	6.91	34.00	7.08
A_x , %	0.01	3.50	10.00	2.89
$A+C$, %	27.00	22.50	62.00	13.03
T , °C	18.00	32.50	95.00	14.79
ρ_n , т/м ³	0.67	0.82	0.89	0.04
G , м ³ /м ³	1.25	39.60	154.00	32.00
$K_{пр}$, 10 ⁻¹⁵ мкм ²	16.00	614.00	2560.00	497.00
$M_{пр}$	16.00	20.00	25.00	1.90
σ_n	0.96	2.92	6.50	0.73

Продолжение табл. 1.2

1	2	3	4	5
W_m	6,00	14,60	26,00	3,84
$M_{кн}$	70,00	85,00	96,00	5,26
$\sigma_{кн}$	1,40	5,60	14,10	2,59
$W_{кн}$	2,00	6,60	14,70	5,48
$M_{вхф}$	1,80	49,30	59,00	6,65
$\sigma_{вхф}$	0,23	19,10	15,30	1,53
$W_{вхф}$	13,00	38,70	26,00	19,37
$M_{впр}$	1,00	3,87	26,00	2,64
$\sigma_{впр}$	0,32	2,36	30,40	1,27
$W_{впр}$	32,00	61,00	117,00	17,00
K_p	1,10	2,90	5,60	1,13
K_n	0,30	0,67	0,95	0,52
$K_{мол}$	0,01	5,79	39,00	32,30
kh/μ	0,11	262,00	8880,00	885,00
$Q_{внз}$	3,00	33,70	100,00	44,30
$S_{внз}$	5,00	41,00	100,00	27,01

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

$$Z_i = a_1 \cdot \mu_{0норм} + a_2 \cdot M_{кн.норм.} + a_3 \cdot M_{впр.норм.} + a_4 \cdot S_{внз.норм.}, \quad (1.15)$$

где a_i - коэффициенты (табл. 1.3).

Таблица 1.3

Значения коэффициентов по параметрам $\mu_{0норм.}$, $M_{кн.норм.}$, $M_{впр.норм.}$, $S_{внз.норм.}$ по Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

Главные компоненты	Коэффициенты при параметрах			
	μ_0	$M_{кн}$	$M_{впр}$	$S_{внз}$
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.

$$R_i = \sqrt{\sum_{j=1}^n (Z_j^i - Z_j^0)^2}, \quad (1.16)$$

где R_i - расстояние до объекта от выбранного центра;

Z_j^0 - значение компоненты центра - координаты центра группирования (табл. 1.4);

Z_j^i - значение i -й компоненты объекта;

n - число главных компонент, взятых для идентификации.

Таблица 1.4

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 (рис. 1.2).

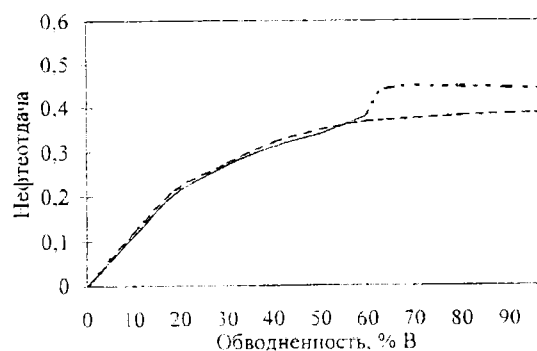


Рис. 1.2. Оценка технологической эффективности МУН

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.

1.4. Системно-структурное изучение объекта разработки на разных иерархических уровнях

При создании АГПМ, оценке видов возможного распределения остаточных запасов нефти на поздней стадии разработки объекта и решении других нефтепромысловых задач необходимо системно- структурное изучение объекта разработки на разных иерархических уровнях.

В табл. 1.5 представлены уровни структурной организации объектов, предложенные академиком Ю.А Косыгиным, профессором Л.Ф. Дементьевым и профессором М.А. Токаревым [6].

Таблица 1.5

Системно-структурное изучение объекта

Структурный уровень, номер п/п			Геологические тела	Виды характеристик и связи	Характер выработки. Распределение остаточных запасов
по Ю.А Косыгину	по Л.Ф. Дементьеву	по М.А. Токареву			
3	5	4	Гидродинамически несвязанные пласты, каждый из которых представляет систему гидродинамически связанных пропластков	$K_p > 1$, $K_n < 1$, $K_{л.с.} = 0$	Остаточные запасы в линзах, полулинзах, тупиковых зонах, промежуточных тонких пластах, порах породы и в виде капиллярно-удержанной, пленочной нефти
		3	Гидродинамически связанные пласты	$K_p > 1$, $K_n < 1$, $K_{л.с.} < 1$	Остаточные запасы в полулинзах, тупиковых зонах, порах породы и в виде капиллярно-удержанной, пленочной нефти
2	3-4	2	Песчаный пропласток	$K_p = 1$, $K_n = 1$, $K_{л.с.} = 1$	Остаточные запасы в порах породы, в тупиковых зонах и в виде капиллярно-удержанной, пленочной нефти
1	1-2	1	Элементарный уровень		Остаточные запасы вида капиллярно-удержанной, пленочной нефти

Примечание: K_p - коэффициент расчлененности, K_n - коэффициент песчаности, $K_{л.с.}$ - коэффициент литологической связанности.

1.5. Условия выбора методов увеличения нефтеотдачи пластов

Все МУН можно подразделить на несколько типов, в зависимости от механизма воздействия: гидродинамические, физико-химические, газовые, микробиологические, термические и волновые - сейсмические

В зависимости от иерархического уровня экспертная оценка применения МУН может выглядеть следующим образом:

4-й уровень - Модификация сетки скважин.

3-й уровень - Гидродинамические методы. Осадко-гелеобразующие технологии, полимерное заводнение. Микробиологические методы.

2-й уровень - Тепловые методы. Закачка CO_2 . Газовые методы. Волновое и сейсмическое воздействия.

1-й уровень - Микробиологические методы. Вытеснение растворами ПАВ, щелочи.

Каждый метод имеет свою область применения для конкретных геолого-промысловых условий. Универсальных методов увеличения нефтеотдачи пластов в настоящее время нет вследствие индивидуальных природных геолого-физических условий залежи нефти.

Предварительный выбор МУН проводится по критериям применимости, которые устанавливались М.Л. Сургучевым, Э.М. Халимовым, А.А. Боксерманом, Н.Л. Раковским, В.С. Мелик-Пашаевым, С.А. Ждановым, Э.М. Юлбарисовым, Р.Х. Алмаевым и др. Первоначальная информация основывается на результатах лабораторных экспериментов, а также обобщения промыслового опыта.

1.6. Надежность оценки эффективности МУН

Надежность оценки эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов зависит от достоверности представления геологического строения объекта, величины балансовых, извлекаемых и остаточных запасов нефти, характера выработки, определения добычи нефти, проведенных мероприятий на данном объекте.

Необходимо обращать особое внимание, чтобы все геолого-физические и промысловые характеристики относились строго к разрабатываемому объекту. При сложном строении объекта часто геологические параметры характеризуют отдельные его элементы – залежи, пласты, а при анализе разработки требуется, чтобы геологические характеристики неоднородности оценивались комплексно по выделенному объекту. При этом важно определить, к какому иерархическому (структурному) уровню относится анализируемый объект.

М.Л. Сургучев отмечает, что по существующим в настоящее время способам определения технологической эффективности, даже при достоверной промысловой информации, можно обеспечить однозначность оцен-

ки результатов применения лишь при реализации их в пласте, полностью выработанном традиционным (базовым) видом воздействия [2].

Такой подход к оценке технологической эффективности МУН занимает длительное время и проблематичен при наложении различных видов МУН, например, при применении гидродинамических (уплотнение сетки скважин) и физико-химических методов.

Далее М.Л. Сургучев пишет, что в общем объеме промышленных испытаний МУН на месторождениях страны физико-химические МУН характеризуются низкой потенциальной эффективностью. Поэтому в большинстве случаев получить достоверную количественную оценку технологической эффективности практически невозможно. Такое положение обусловлено многими причинами, в частности, отсутствием стабильной предыстории разработки объектов или сопоставимых условий сравнения, сменной режимов работы фонда скважин, различными промысловыми мероприятиями, нарушениями технологии реализации процессов, низкой достоверностью источников промысловой информации, недостаточным контролем за разработкой опытных участков [2].

Достоверность оценки эффективности испытания МУН в промысловых условиях особенно важна, т.к. от этого зависит выбор приоритетных направлений развития нефтегазодобывающей промышленности. Решение этой проблемы заключается в улучшении процесса проектирования и реализации промысловых экспериментов, а также в совершенствовании методик оценки эффективности МУН [2].

Возможность количественной оценки фактического технологического эффекта от применения МУН зависит от того, на какой стадии реализации находится промышленный эксперимент. Продолжительность промышленного эксперимента или обводненность добываемой продукции могут рассматриваться как факторы, характеризующие стадию реализации, только в совокупности с другими показателями разработки, так как длительность полного периода испытания определяется гидродинамическими условиями пласта, а обводненность продукции может зависеть от стадии заводнения объекта испытания к началу применения метода. Большая часть промышленных испытаний вследствие ранней стадии реализации не получила окончательной оценки технологической эффективности [2].

Основные руководящие документы по оценке технологической эффективности испытания МУН основываются на применении экстраполяционных методик прогноза на основе кривых вытеснения. В настоящее время существует свыше 30 методик построения кривых вытеснения. Как правило, экстраполяционные методики прогноза нефтеотдачи используются комплексно, определяется эффект по 6-7 методикам, затем выбираются три наиболее близких кривых, а результаты осредняются.

Погрешность оценки эффекта зависит как от той стадии, на которой проводится прогноз, так и от сложности строения анализируемых объектов.

Анализ, проведенный М.А. Токаревым и В.Ш. Мухаметшиным на примере девонских залежей Башкирии, относящихся к первой группе объектов, и месторождений терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК), относящихся ко второй группе объектов и находящихся на поздней стадии разработки, позволил оценить точность основных промыслово-статистических методов, применяемых при прогнозе нефтеотдачи.

Для расчета использовали методы А.В. Копытова, С.Н. Назарова, И.Г. Пермькова, А.М. Пирвердяна, Г.Т. Мовмыги, Г.С. Камбарова. По всем методам прогнозировали текущую и конечную нефтеотдачу на различной стадии разработки и рассчитывали средние отклонения прогнозных значений от фактических. В табл. 1.6 представлены результаты средней погрешности прогноза нефтеотдачи различными методами с 30, 40, 50, 60, 70, 80 %-ной обводненности продукции на 40, 50, 60, 70, 80, 98 %-ную обводненность [4].

Таблица 1.6

Средняя относительная погрешность отклонения (%) прогнозного коэффициента использования запасов от фактического при различной обводненности продукции различными методами

Ме- год	Прогноз с обводненности. %																													
	30					40					50					60					70					80				
	Прогноз на обводненность. %																													
	40	50	60	70	80	98	50	60	70	80	98	60	70	80	98	70	80	98	80	98	98									
Первая группа объектов																														
Копыто- ва	2	5	5	5	6	16	0	2	2	6	24	0	2	4	31	3	2	24	0	15	15									
Назарова	0	0	0	1	0	9	0	0	0	1	3	0	1	2	8	0	1	7	1	4	6									
Пермя- кова	4	4	8	10	19	23	6	9	1	18	24	0	2	5	9	1	3	7	1	5	3									
Пирвер- дяна	0	1	1	2	3	56	1	1	1	9	61	0	1	3	65	0	2	61	1	63	42									
Мовмыги	4	2	3	6	8	21	1	1	4	5	15	0	3	6	16	2	5	15	1	11	8									
Камба- рова	2	4	5	6	7	12	2	3	3	5	17	0	1	2	25	1	3	27	2	15	16									
Первая группа объектов																														
Копыто- ва	10	16	4	27	44	45	4	8	12	29	31	1	5	22	29	3	15	20	8	22	5									
Назарова	4	9	18	28	47	59	0	3	10	28	50	1	18	30	47	1	12	39	10	30	16									
Пермя- кова	28	5	56	53	88	10	15	41	23	40	12	12	43	16	12	9	23	10	12	20	10									
Пирвер- дяна	13	18	26	42	55	50	2	7	16	31	32	5	14	21	29	5	20	31	9	22	9									
Мовмыги	21	30	49	38	42	72	5	12	24	45	58	5	17	36	56	11	33	50	20	37	36									
Камба- рова	18	27	35	43	61	68	2	15	20	40	50	7	16	35	46	7	25	38	14	31	23									

Как видно из табл. 1.6, наименьшей погрешностью прогноза текущей и конечной нефтеотдачи по девонским месторождениям фактически на всех стадиях преобладает метод Назарова. Относительная погрешность прогноза текущей нефтеотдачи не превышает 2-3 % и только в одном случае достигает 5 %. При прогнозе конечной нефтеотдачи этот метод также дает наименьшую погрешность относительно других методов, которая не превышает 10 %, а с ростом обводненности снижается до 5-6 %. Однако с

обводненности 70 % метод Пермякова дает более точные значения, чем метод Назарова. При этом погрешность не превышает 4 %. Остальные методы лишь на отдельных стадиях разработки имеют небольшие погрешности, поэтому, наряду с методами Назарова и Пермякова, успешно можно использовать методы:

Пирвердяна – при прогнозе с 30 до 80 % обводненности погрешность менее 4 %;

Камбарова, Пирвердяна – при прогнозе с 50 до 80 % обводненности погрешность не превышает 4 %;

Копытова, Пирвердяна, Камбарова, Пермякова – при прогнозе с 60 до 80 % обводненности погрешность 4 % и менее;

все методы дают погрешность 4 % при прогнозе с 70 до 80 % обводненности;

Мовмыги - при прогнозе с 80 до 98 % обводненности погрешность 5 %.

Как показывает анализ табл. 1.6, погрешность оценки нефтеотдачи по 2-й группе объектов, характеризующейся высокой неоднородностью и высоковязкой нефтью, значительно выше на той же стадии разработки, что и по 1-й группе, представленной более однородными объектами с малой вязкостью нефти.

Приведенные данные в табл. 1.6 свидетельствуют о том, что при использовании экстраполяционных методов погрешность оценки накапливается с ростом промежутка экстраполяции.

Проведение крупномасштабных экспериментов предполагало наличие опытных и контрольных участков. При данном подходе существовали некоторые трудности оценки успешности.

Во-первых, при сравнении опытных и контрольных участков базовая или потенциальная нефтеотдача этих участков различная, вследствие невозможности полной их идентификации.

Во-вторых, сравнение нефтеотдачи по опытному и контрольному участкам происходит все-таки по фактической нефтеотдаче, а не по потенциальной этих участков.

Применение АГПМ в значительной мере позволяет избежать этих недостатков и получить потенциальную нефтеотдачу по опытному участку за весь период разработки. АГПМ состоит из серии уравнений, позволяющих прогнозировать нефтеотдачу на фиксированные моменты времени, что позволяет сравнивать фактическую и потенциальную нефтеотдачу и выявлять эффективность применения МУН за довольно короткий промежуток времени.

Вследствие того, что АГПМ составляются для родственных групп объектов, характеризующихся собственной динамикой технологических показателей разработки, снижается погрешность в оценке нефтеотдачи.

Промысловый анализ показывает, что при правильном подборе моделей к соответствующим условиям участка чувствительность АГПМ к эффекту МУН близка к 1 % прироста нефтеотдачи.

Следует отметить, что создание АГПМ для групп родственных объектов является достаточно трудоемкой и ювелирной работой, не допускающей использования исходного материала, определенного со значительными погрешностями и по различным методикам, что требует значительных средств и сил.

Оценивая общее состояние вопроса по надежности методов оценки МУН, можно отметить, что в этом направлении продолжают работать ряд научных школ, имеются значительные успехи в методическом обеспечении и можно оценить эффективность применения МУН практически на любой стадии разработки с высокой надежностью.

2. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

При реализации практически всех МУН на первом этапе, так или иначе, оптимизируются гидродинамические условия разработки, основными из которых являются плотность сетки скважин и система заводнения. Важнейшим элементом системы разработки является плотность сетки скважин и ее оптимизация.

Применение высокотехнологичных МУН, таких как тепловые, физико-химические, не будет эффективным, если не была проведена оптимизация плотности сетки скважин.

Несмотря на то, что оптимизацией плотности сетки скважин занимается большое количество научных групп, этот вопрос часто становится дискуссионным.

Рассматривая методические подходы к плотности сетки скважин, на наш взгляд, не совсем корректно классифицировать сетки как редкие, плотные. К этому вопросу лучше подходить с точки зрения оптимальности сетки скважин. Оптимальная плотность сетки – это такая плотность, при которой наблюдается максимальная гидродинамическая связь по объекту разработки.

При разработке Туймазинского нефтяного месторождения впервые в полной мере была учтена теория упругого режима, разработанная профессором В.Н. Щелкачевым. Ее применение, одновременно с детальным изучением геологического строения залежи, проведенным М.А. Ждановым, В.А. Долицким, Т.М. Золотовым, И.Г. Пермяковым и др., позволило определить оптимальную проектную сетку скважин Туймазинского, а затем и окружающих месторождений: Серафимовского, Шкаповского, Константиновского, Бавлинского.

Однако при реализации этих проектов, в силу различных причин, наблюдается достаточно широкая вариация плотности сетки скважин.

Наиболее наглядно оптимальные сетки скважин Туймазинского месторождения проявляются при сопоставлении показателей разработки с показателями месторождений, разбуренных на порядок более плотной сеткой, чем Туймазинское (табл. 2.1).

Анализ многих опубликованных работ по вопросу влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу показывает, что ответ на этот вопрос в значительной мере зависит от геолого-физических условий разработки конкретной залежи.

Причиной данного факта является следующее.

Поскольку по геологическому строению залежи имеют различные параметры и степень геологической неоднородности, то при одной и той же расчетной плотности сетки скважин геологические запасы, приходящиеся на скважину, и условия извлечения нефти будут разные. Для более реального отражения влияния плотности сетки скважин на показатели раз-

работки М.А. Токаревым была предложена и апробирована методика расчета влияния объемных запасов, приходящихся на скважину, на текущую нефтеотдачу.

Таблица 2.1

Основные показатели разработки караган-чокракских залежей Чечено-Ингушетии и девонских залежей Башкирии

Объект разработки	Кнеод	Параметр	Показатели разработки при обводненности продукции, %						
			10	25	50	75	95	98	99,5
Объект 17 Пласт Д _I (Туймазинское)	1,5	КНО _т	0,189	0,3	0,409	0,452	0,56*	0,61*	0,64*
		ВНФ	0,045	0,1	0,240	0,400	1,50*	2,80*	5,10*
		S, га/скв	65	51	36	35	32	32	-
Объект 108 XX пласт караган-чокракских залежей	2,1	КНО _т	0,253	0,301	0,43	0,46	0,54	0,57	0,593
		ВНФ	0,06	0,08	0,22	0,404	1,3	2,14	3,46
		S, га/скв	19,1	9,7	7	6	4	2,8	2,57
Объект 7 Пласт Д _I (Константиновское)	2,3	КНО _т	0,21	0,295	0,401	0,436	0,50*	0,55*	0,58*
		ВНФ	0,035	0,115	0,202	0,416	0,92*	1,75*	4,2**
		S, га/скв	45	34	28	23	22	21	20
Объект 109 XXI пласт караган-чокракских залежей	3,8	КНО _т	0,11	0,139	0,21	0,32	0,4	0,46	0,48
		ВНФ	0,04	0,075	0,32	0,48	1,9	4,35	5,23
		S, га/скв	14,4	7,5	6	4,8	4,5	2,45	2,42

Примечание: *Прогнозные значения текущего коэффициента нефтеотдачи (КНО_т) и ВНФ, полученные статистическими методами до 98 %-ной обводненности продукции.

** Прогнозные значения КНО_т и ВНФ, полученные по аналогии с показателями залежей Чечено-Ингушетии.

На примере пласта Д_I Серафимовского месторождения было показано, что предельные балансовые объемные запасы составляют 300-350 тыс.т. Превышение этого значения приводит к безусловным потерям нефти.

Далее было изучено распределение объемных запасов и их влияние на полноту выработки девонских залежей по 700-м скважинам пластов Д_I (объект 10 разработки) и Д_{II} (объект 14 разработки) (рис.2.1).

Анализ графиков (рис 2.1) показывает, что по всем эксплуатационным рядам и водонефтяным зонам, а также по всем исследуемым залежам четко прослеживается тенденция значительного снижения текущей нефтеотдачи и увеличения обводненности по скважинам, геологические запасы по которым превышают 300-350 тыс.т. Это подтверждается аналогичной зависимостью для залежей терригенного девона.

Обобщенные зависимости влияния объемных запасов, приходящихся на скважину, на текущую нефтеотдачу, построенные для залежей ГТНК (вторая группа объектов) и терригенного девона (первая группа объектов), показывают, что предельные объемные запасы для объектов первой группы выше, чем для объектов второй (рис. 2.2). Эти зависимости по форме

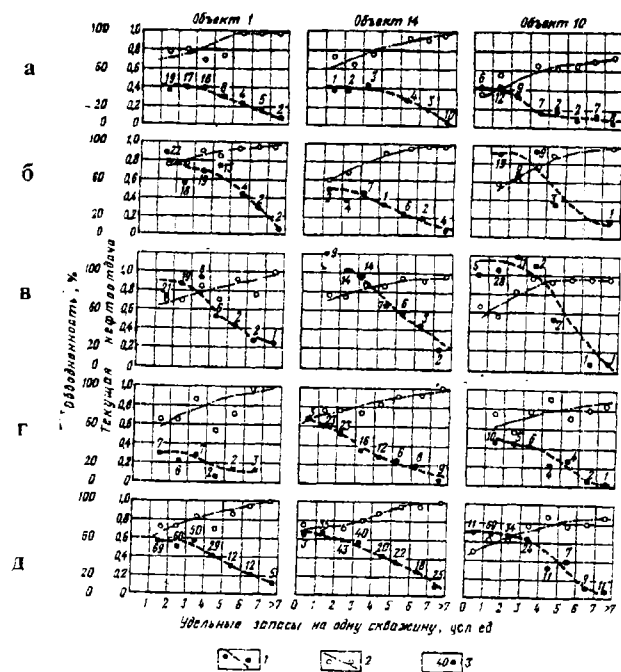


Рис. 2.1. Зависимость текущей нефтеотдачи от запаса, приходящегося на одну скважину (по объектам 1,10,14 первой группы):

а - первые эксплуатационные ряды; б - вторые эксплуатационные ряды; в - внутренние эксплуатационные ряды; г - скважины водонефтяных зон; д - в целом по залежи; 1 - кривая выработки запасов нефти; 2 - кривая обводненности продукции; 3 - число анализируемых скважин

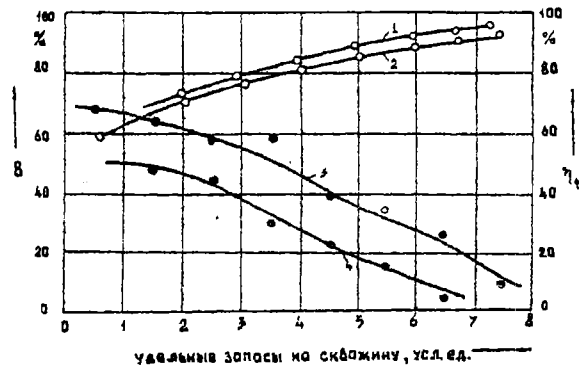


Рис. 2.2. Обобщенная зависимость η_i и B по первой и второй группам объектов от запасов, приходящихся на одну скважину:

1,2 - обводненность продукции соответственно по второй и первой группам объектов;

3, 4 - текущая нефтеотдача соответственно по первой и второй группам объектов.

идентичны для обеих групп залежей и отличаются только абсолютными значениями.

Текущая нефтеотдача по объектам второй группы значительно ниже, чем по объектам первой, несмотря на более высокую обводненность скважин.

Анализируемые залежи обеих групп отличаются по геологической неоднородности, по физико-химическим свойствам нефти. Вязкость девонских нефтей в среднем 2 мПа·с, а по ТТНК – 20 мПа·с.

Если объемные запасы, приходящиеся на скважину, превышают предельные, то снижается нефтеотдача и увеличивается обводненность продукции по любым группам скважин, независимо от того, находятся ли они во внешних, внутренних рядах или в водонефтяной зоне. Максимальная текущая нефтеотдача по девонским залежам наблюдается по скважинам с запасами до 200 тыс.т (рис. 2.2). Исходя из этих величин и зная средние значения расчетных коэффициентов для девонских залежей, можно рассчитать предельную плотность сетки скважин, при которой нефтеотдача будет максимальной.

В табл. 2.2 приведены рассчитанные плотности сетки для обеих групп объектов при различной толщине пласта для предельных объемных запасов на скважину при максимальной текущей нефтеотдаче. Из табл. 2.2 видно, что обычно плотность сетки скважин занижена в зонах увеличенной толщины пласта. Для девонских залежей Башкирии это характерно для внутренних рядов скважин, по которым текущая нефтеотдача резко уменьшается с ростом запасов, приходящихся на скважину.

Таблица 2.2

Расчетная плотность сетки скважин с учетом предельных и оптимальных запасов, приходящихся на скважину

Объект	Расчетная плотность сетки скважин, га/скв					
	При предельных объемных запасах на скважину и толщине пласта, м			При оптимальных объемных запасах на скважину и толщине пласта, м		
	8	15	20	8	15	20
1 ^я группа	28	15,4	11,5	14	7,7	6,8
2 ^я группа	21	11,4	8,3	13	6,86	5
Турн. ярус	14	7	5,2	9	6	4

Примечание: Турн. Ярус – гурнейский ярус

Широкая апробация на примере около 2000 эксплуатационных скважин предложенной М.А. Токаревым методики оценки влияния величины и распределения объемных запасов на текущую нефтеотдачу показала, что с увеличением объемных запасов, приходящихся на скважину, более предельных наблюдается падение текущей нефтеотдачи независимо от расположения скважины на залежи. Аналогичные выводы, с использованием данного методического подхода, были получены В.Ш. Мухаметшиным по карбонатным залежам [7].

Зависимости текущей нефтеотдачи от объемных запасов по первым и вторым группам подобны и отличаются только абсолютными значениями.

Анализ влияния объемных запасов на текущую нефтеотдачу показал, что предельные запасы по первой группе составляют 300-350 тыс.т/скв., по второй – 200-250 тыс.т/скв.; оптимальные запасы соответственно равны 200-250 тыс.т/скв. и 150-100 тыс.т/скв. С ростом геологической неоднородности и вязкости нефти оптимальные объемные запасы, приходящиеся на скважину, снижаются.

2.1. Оценка результатов Бавлинского эксперимента по разряжению сетки скважин

Конечный коэффициент нефтеотдачи является технико-экономическим показателем разработки. При проведении технико-технологических мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи и оптимизацию системы разработки, могут проявляться два совершенно разных подхода.

На объектах со значительной геологической неоднородностью, при наличии линз, тупиковых зон уплотнение сетки скважин позволяет вовлечь основные объемы объекта в активную разработку. При этом достигается оптимизация показателей разработки при максимальном (потенциальном) конечном коэффициенте нефтеотдачи.

Для объектов с хорошей гидродинамической связью, малой неоднородностью, высокой проницаемостью коллектора и низкой вязкостью нефти может осуществляться противоположный подход, связанный с разбуриванием по разряженным сеткам. Достигнутое снижение капитальных и эксплуатационных затрат также позволяет оптимизировать величину конечной нефтеотдачи.

Как отмечает Л.П. Гужновский (1973 г.), до 1936 г. разработка нефтяных месторождений осуществлялась сеткой эксплуатационных скважин плотностью до 10 га/скв. После 1950 г. плотность сетки скважин по основным месторождениям составляла 20 га/скв и выше.

Более редкие сетки (20-25 га/скв) были впервые применены на гигантском Туймазинском месторождении. Разработка велась при законтурном, а затем и внутриконтурном заводнении. При эксплуатации наблюдалось хорошее гидродинамическое взаимодействие скважин.

Ближайшее к Туймазинскому крупное месторождение Татарии – Бавлинское является типичным платформенным, с пластово-сводовыми залежами нефти, разработка которого была начата по принципу Туймазинского.

Дебиты первых опробованных эксплуатационных скважин составляли от 100 до 500 т/сут при перепадах давления 0,1 – 0,2 Мпа.

Проект разработки по отложениям пашийского горизонта ДД Бавлинского месторождения был составлен в 1949 г. В пределах месторождения

выделяются шесть самостоятельных залежей нефти. Основная залежь Бавлинского месторождения характеризуется хорошими коллекторскими свойствами (проницаемость - $0,6 \text{ мкм}^2$, пористость - 21,3 %, нефтенасыщенная толщина - 8 м), низкой степенью прерывистости (коэффициент неоднородности равен 1), насыщенностью маловязкой нефтью - 2,8 мПа·с. Проектный коэффициент извлечения нефти - 0,606, при извлекаемых запасах 67945 тыс.т [8].

Наблюдение за эксплуатацией скважин по пласту Д1 Бавлинского месторождения позволило группе московских ученых под руководством А.П. Крылова предложить существенное разряжение сетки скважин с сохранением проектной добычи из скважин при возможной потере в коэффициенте нефтеотдачи 0,5 пункта.

Было проведено научное обоснование этого положения и в 1958 г. был начат широкомасштабный промышленный эксперимент по разряжению сетки скважин. Удельная плотность сетки на одну добывающую скважину с началом эксперимента увеличилась с 24 до 48 га/скв.

Результаты этого эксперимента в самое ближайшее время были положены в основу составления проектов по новым нефтяным месторождениям, таким как Арланское, Орьебашевское, а затем и при разбуривании крупных сибирских месторождений.

Следует заметить, что пласт Д1 Бавлинского нефтяного месторождения по сравнению со всеми крупными и средними девонскими объектами Волго-Урала является самым однородным, содержащим маловязкую нефть.

За ходом промышленного эксперимента следила группа ученых ГатНИПИнефть под руководством С.А. Султанова. Они отмечают, что до начала промышленного эксперимента из основной залежи было добыто 15 % начальных извлекаемых запасов нефти. Текущая обводненность достигла 4,8 %, а суммарная - 3,3 %. Перед началом эксперимента пласт Д1 эксплуатировался 189 скважинами. Фонтанным способом - 77 % скважин, периодически фонтаном - 5% и механизированным способом - 18 %. Дебит фонтанных скважин изменялся от 30 до 150 м³/сут и в среднем составлял 60 т/сут. Всего было остановлено 77 добывающих скважин (около 45% фонда) с общей добычей около 5000 т/сут. Более 40 скважин, расположенных в основном в водонефтяной зоне, а также малodeбитные скважины работали без изменения режимов эксплуатации.

Для изучения непосредственного влияния остановки скважин на состояние разработки пласта Д1 проанализируем более детально процесс эксплуатации залежи первые 4-5 лет эксперимента.

После перераспределения отбора подавляющее число скважин стало эксплуатироваться с дебитом 100 - 150 т/сут, а по 10 скважинам среднесуточный отбор нефти составил 200-250 т. Таким образом, суточный дебит скважин возрос примерно в два раза.

До начала промышленного эксперимента среднесуточный дебит скважин двух внешних рядов составлял 50 т, а четырех внутренних – 60-65 т.

Увеличение дебита фонтанирующих скважин производилось таким образом, что наибольшая нагрузка приходилась на внутренние ряды. По скважинам внешнего ряда дебит повышался незначительно (менее 40 т в сутки). Увеличение среднесуточного дебита осуществлялось по рядам постепенно. Дебит перераспределялся с таким расчетом, чтобы не создавались языки обводнения к отдельным скважинам внешнего полуряда, первого и на отдельных участках второго ряда. В целом произведенное перераспределение дебита по рядам с основной нагрузкой на скважины центральной части залежи предусматривало обеспечение равномерного стягивания внутреннего контура нефтеносности. В процессе эксперимента дебит скважин внешних рядов повысился до 60-95 т/сут, внутренних до 125-135 т/сут, а периферийной кольцевой полосы – с 25 т/сут до 30 т/сут.

Суммарная добыча нефти каждого эксплуатационного ряда после остановки экспериментальных скважин осталась прежней: периферийная кольцевая полоса и свод продолжали давать до 500-700 т/сут, первый и пятый ряды – по 1200 – 1500 т/сут, а второй, третий и четвертый ряды – по 1800 – 2400 т/сут.

Через три месяца после начала эксперимента по ряду скважин произошло снижение дебита, буферного и пластового давления. Поэтому было проведено частичное перераспределение добычи нефти по действующим скважинам.

Законтурное заводнение было освоено в 1956-1957 гг, закачка воды в пласт осуществлялась через 26 нагнетательных скважин со среднесуточной закачкой около 18 тыс. м³. К началу эксперимента средневзвешенное давление в зоне отбора составляло 14,8 ГПа, в целом по залежи 17,4 МПа.

Через полгода из пласта ДД добывалось 10400 т нефти в сутки, т.е. уменьшение количества эксплуатационных скважин не привело к снижению суточной добычи нефти. [9]

Таким образом, отбор жидкости из пласта ДД в первые шесть экспериментальных лет (1958-1963 гг.) оставался на уровне 1957 г. за счет изменения режимов работы скважин.

Увеличить дебиты нефти и жидкости по пласту ДД Бавлинского месторождения и сохранить плановый отбор удалось в силу особенностей геолого-физической характеристики пласта (низкой неоднородности и вязкости нефти).

Первые оптимистические итоги разряжения сетки скважин были использованы при составлении проекта разработки терригенной толщи нижнего карбона Арланского нефтяного месторождения. Но не было принято во внимание, что геологическая неоднородность и вязкость нефти в 20-25 раз выше, чем по Бавлинскому месторождению.

В процессе эксплуатации скважин по Бавлинскому месторождению для достижения плановой добычи нефти время от времени подключались остановленные скважины.

Исследование, проведенное в 1970-1972 гг. М.А. Ждановым, М.Г. Ованесовым и М.А. Токаревым [10], позволило заметить, что текущая нефтеотдача по Бавлинскому месторождению несколько ниже потенциальной, определяемой с помощью оценочной зависимости $\eta_{\text{тек.}} = f(K_{\text{неод.}})$ на фиксированный момент обводнения продукции, полученной по родственным девонским объектам разработки (рис. 2.3).

Проведенный выше анализ показал, что для девонских объектов разработки предельная величина балансовых запасов на скважину 350 тыс. т. По тем объектам, где балансовые запасы выше, вводится коэффициент запаса $K_{\text{зап.}}$, равный отношению балансовых запасов на скважину к предельным балансовым запасам на скважину (350 тыс. т). Для периода экспериментальной разработки Бавлинского месторождения величина балансовых запасов составляла более 1 млн. т, следовательно, $K_{\text{зап.}}$ равнялся 3. При учете $K_{\text{зап.}}$ в виде произведения $K_{\text{неод.}} \cdot K_{\text{зап.}}$ значения текущей нефтеотдачи попадают на оценочную зависимость, т.е. увеличение запаса на скважину влияет на текущую нефтеотдачу как рост геологической неоднородности (увеличивается объем дренируемых запасов).

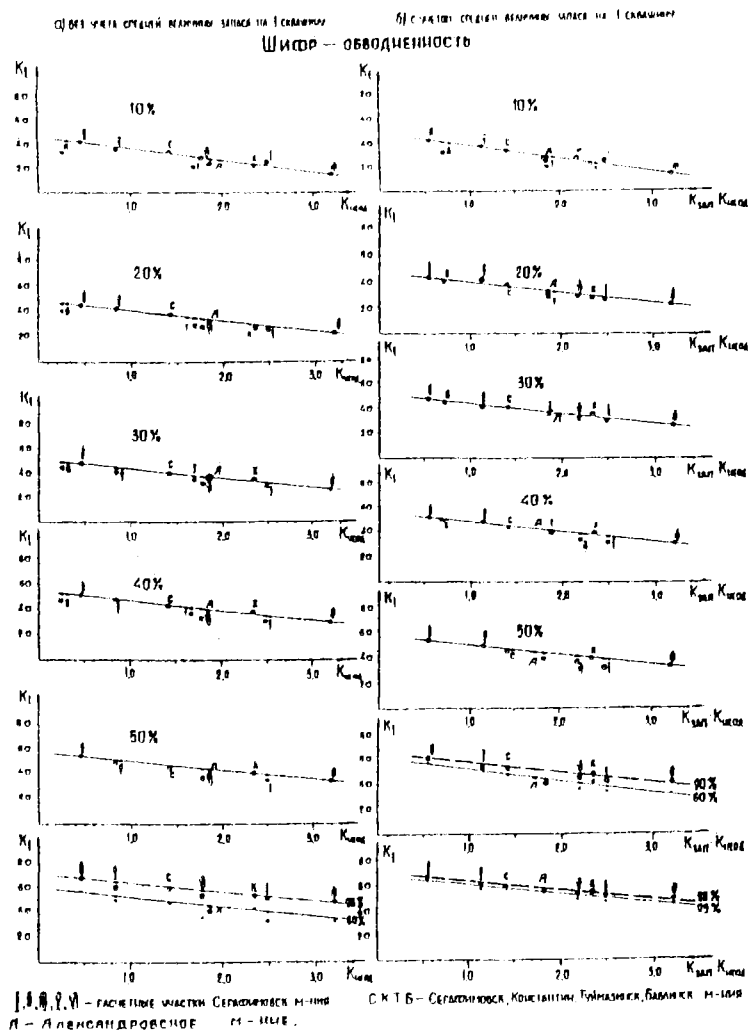
Оценка величины потерь извлекаемой нефти при разряжении сетки скважин определялась как суммарная добыча нефти остановленных на эксперимент скважин и вновь пущенных с момента полного обводнения окружающих добывающих скважин. На первом этапе эксперимента (1958 - 1979 гг.) считалось, что потери не превышают 1 % от балансовых запасов нефти [11].

На Всесоюзном совещании по разработке в Уфе (1982 г.) всеми выступающими было отмечено, что потери от разряжения сетки скважин составили величину, гораздо выше предполагаемой в начале эксперимента.

В данной работе для оценки потерь нефти вследствие разрежения сетки скважин использованы АГПМ для отложений терригенного девона Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, III модель.

Рассмотрим влияние трех возможных вариантов разбурирования пласта Д Бавлинского месторождения на величину текущей и конечной нефтеотдачи.

1. Удельная плотность сетки равна 350 тыс. т, которая обеспечивает балансовые запасы скважины, не превышающие предельной величины. Режим вытеснения нефти водой жесткий, поэтому $q_{\text{зак.}}/q_{\text{отб}} = 1$.
2. Удельная плотность сетки равна 554 тыс.т., при которой плотность сетки скважин равна первоначальной проектной величине $23 \cdot 10^4 \text{ м}^2$.
3. Удельная плотность сетки равна 820 тыс.т, при которой плотность сетки равна $46 \cdot 10^4 \text{ м}^2$. Вариант соответствует эксперименту по разряжению сетки скважины.



(по данным на 1970 г.)

Рис. 2.3. Соотношение коэффициента по использованию запасов K_1 с коэффициентом неоднородности $K_{неод}$

Прогноз нефтеотдачи по трем вариантам проводился при помощи III модели АГПМ вида

$$\eta_t = b_0(t) + \sum b_i(t) \cdot Z_i + \sum c_j(t) \cdot T_j.$$

Параметры, используемые для моделирования, приведены в табл. П 1.1, П 2.1. Значения главных компонент Z_i равны: $Z_1 = -2,113$; $Z_2 = -0,176$; $Z_3 = -0,312$; $Z_4 = -0,204$; $Z_5 = 1,464$.

Полученные результаты сведены в табл. 2.3 и представлены на рис.2.4.

Таблица 2.3

Прогнозная и фактическая нефтеотдача пласта Д1 Бавлинского месторождения

Обводненность продукции, %	Нефтеотдача, %			
	1-й вариант	2-й вариант	3-й вариант	фактически
10	39,9	31,1	20,5	27,7
30	48,2	41,3	33,7	40,8
50	55,4	49,0	42,1	47,2
60	57,4	54,4	51,2	48,7
70	59,3	56,5	53,6	49,8
80	59,8	57,2	54,4	50,6
90	61,0	58,7	56,3	52,4
95	63,0	60,7	58,3	54,2*
98	63,9	61,6	59,2	55,6* (56,4)

Примечание 54,2* и 55,6* - прогноз по методу И.Г. Пермякова.

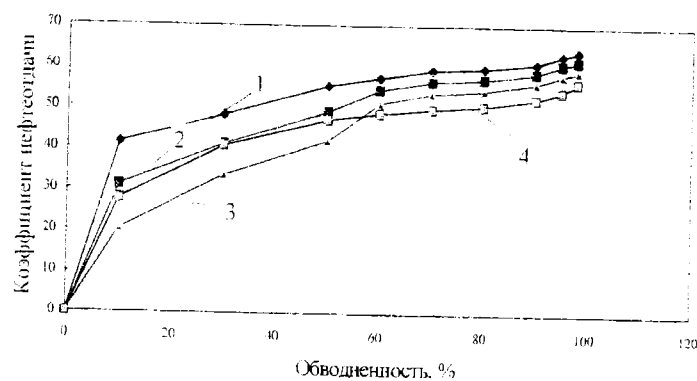


Рис.2.4. Влияние разряжения сетки скважин на нефтеотдачу пласта Д1 Бавлинского месторождения:

1- прогноз при 1-м варианте; 2 - прогноз при 2-м варианте; 3 - прогноз при 3-м варианте; 4 - фактическая нефтеотдача

Несоответствие прогноза конечной нефтеотдачи по 3-му варианту с фактической объясняется потерей нефти в водонефтяной зоне (ВНЗ). В ВНЗ находится 46 % балансовых запасов пласта Д I, которые предполагалось отобрать скважинами чисто нефтяной зоны, миграция нефти на большое расстояние (1-3 км) повлекла потерю нефти [8].

Результаты исследований позволяют сделать следующие выводы.

1. Плотность сетки значительно влияет на нефтеотдачу даже для однородного объекта.

2. Сравнивая фактическую нефтеотдачу с ее прогнозной величиной (табл. 2.3), полученной с помощью АГПМ, видим, что потери нефти за счет разряжения сетки скважин и превышения удельных запасов нефти по первоначальному проекту разработки предельно допустимого значения для девонских объектов составляют соответственно 3,6; 2,4 и 2,3 % по этапам. Проведенная оценка определяет общие потери нефти в размере 8,3 %.

2.2. Результаты промышленного эксперимента по оптимизации сетки скважин на Ново-Хазинской площади Арланского месторождения

Учитывая первые итоги Бавлинского эксперимента и сильное влияние школы А.П. Крылова по вопросу плотности сетки скважин в сторону более редких, Министерство нефтяной промышленности стало широко практиковать ввод новых месторождений с разряженными сетками скважин. Однако опытные нефтяники-производственники понимали, что вопрос требует дальнейшей промысловой проверки.

На выездной сессии Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений (1964 г.) по предложению группы специалистов (Н.С. Ерофеева, Г.П. Ованесова, Г.А. Бабаляна, Н.Ф. Чернова, Э.М. Халимова, М.С. Сайфуллина, К.И. Коваленко) было принято решение о проведении промышленного эксперимента на опытном участке Ново-Хазинской площади Арланского месторождения с целью изучения влияния плотности сетки скважин на показатели разработки и конечную нефтеотдачу.

В 1968 г. на Арланском нефтяном месторождении был начат крупный промышленный эксперимент.

Следует признать, что промысловый эксперимент по выявлению влияния плотности сетки скважин на текущую и конечную нефтеотдачу имеет мировое значение.

При проведении эксперимента условно выделялись две стадии. На первой стадии основной задачей ставилось изучение влияния плотности сетки на уровень добычи жидкости. На второй стадии необходимо было изучить влияние плотности сетки скважин на закономерности обводнения скважин и выработки пластов, на величины и изменение во времени темпа

добычи нефти водонефтяного фактора, текущей и конечной нефтеотдачи [12].

На опытном участке выделялись три поля с опытными сетками скважин — 13, 21, 37 га/скв. Поля были названы соответственно южным, северным и восточным (рис 2.5).

Залежи нефти на экспериментальном участке приурочены к продуктивным пластам ТТНЖ. На участке выделяются четыре песчаных и песчано-алевролитовых пласта: C_{II} , C_V , C_{VII} , C_{VI} . Более 90 % запасов содержится в пластах C_{II} и C_{VI} .

Нефти пластов C_{II} и C_{VI} имеют следующие свойства: вязкость в пластовых условиях 17-18 и 23-25 мПа·с, плотность в пластовых условиях 877-881 и 886-887 кг/м³. Начальное пластовое давление 14,3 МПа.

В начале 1964 г. участок был практически разбурен по проектной сетке и введено заводнение. В 1966 г. на южном поле были дополнительно пробурены 22 добывающие скважины.

В 1973-1975 гг. начали закачку воды через добывающие скважины, расположенные вдоль открытых границ полей, с целью гидродинамической изоляции полей. На южном и северном полях были освоены скважины под очаговое заводнение. Если до начала эксперимента темпы отбора нефти на полях были практически одинаковыми, то после уплотнения сетки скважин на южном поле темп отбора нефти существенно возрос по сравнению с показателями по северному полю.

В последующие годы происходило некоторое снижение добычи жидкости и нефти, т.к. был сокращен объем закачки по полям. Однако темп добычи нефти на южном поле превышал темп добычи на северном поле в 1,5-1,6 раза [13].

Текущая нефтеотдача при обводненности продукции участков 30% составила 9,6 % от балансовых запасов нефти на южном поле, 9 % - на северном поле, а на восточном поле она достигла лишь 1,4 % (рис. 2.6).

В 1973 г. было принято решение об уплотнении сетки скважин на восточном поле. После ввода дополнительных скважин плотность сетки скважин восточного поля стала равна 18, 8 га/скв [12]. Плотность сетки приведена на рис. 2.7.

Оценку текущей и конечной нефтеотдачи, ВНФ по опытным участкам Ново-Хазинской площади с помощью АГПМ провели М.А. Токарев, Е.В. Нургалиева и Э.Р. Ахмерова.

Параметры, используемые для моделирования, приведены в табл. П 1.2 и П 2.2. Значения главных компонент даны в табл. 2.4.

Опытные участки Ново-Хазинской площади по расстоянию в многомерном пространстве ближе всего к объектам второй группы. Прогноз нефтеотдачи и ВНФ проводился при помощи IV модели АГПМ. Полученные результаты сведены в табл. 2.5, 2.6.

Анализ результатов промыслового эксперимента на Ново-Хазинской площади однозначно позволяет решить вопрос о значительном влиянии

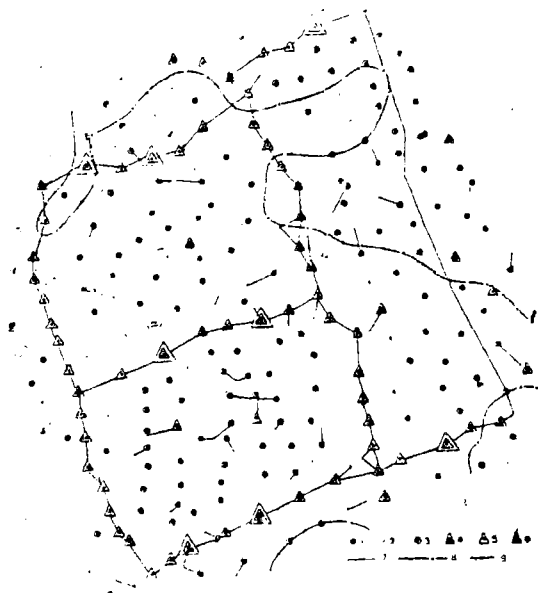


Рис. 2.5. Схема размещения скважин на Ново-Хазинском опытном участке:

1, 2, 3 – эксплуатационные скважины соответственно на верхнюю пачку, нижнюю пачку и совместно на обе пачки; 4, 5, 6 – нагнетательные скважины соответственно на верхнюю пачку, нижнюю пачку и совместно на обе пачки;

7 – границы полей опытного участка;

8 – внутренний контур нефтеносности по пласту C_{VI} ;

9 – отход забоя скважины

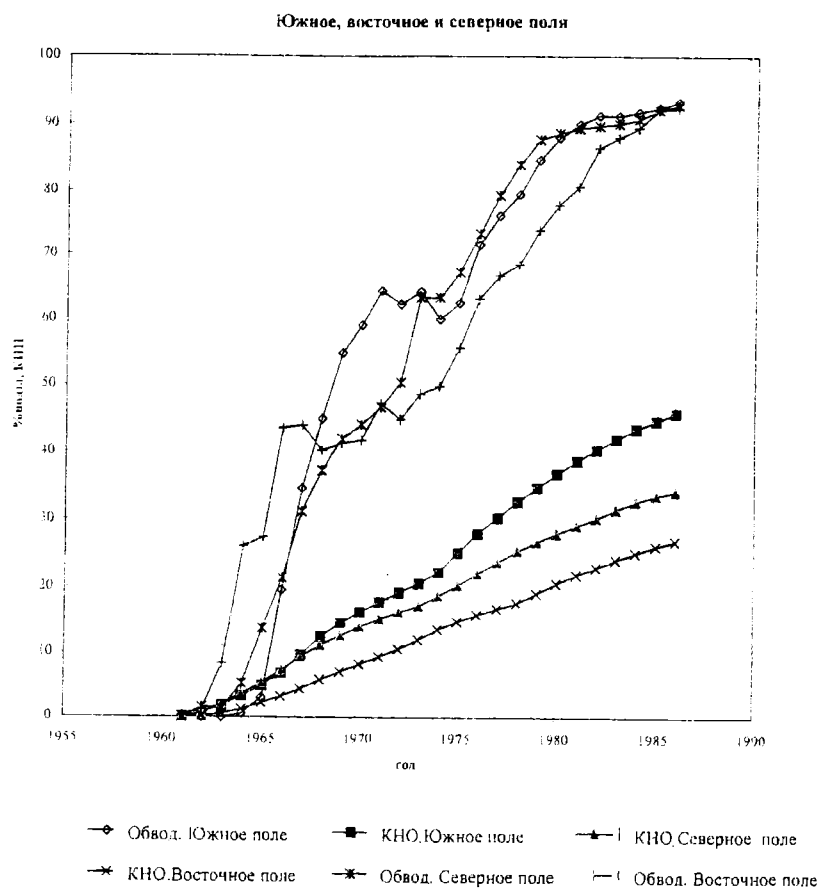


Рис. 2.6. Нефтеотдача и обводненность полей Ново-Хазинской площади

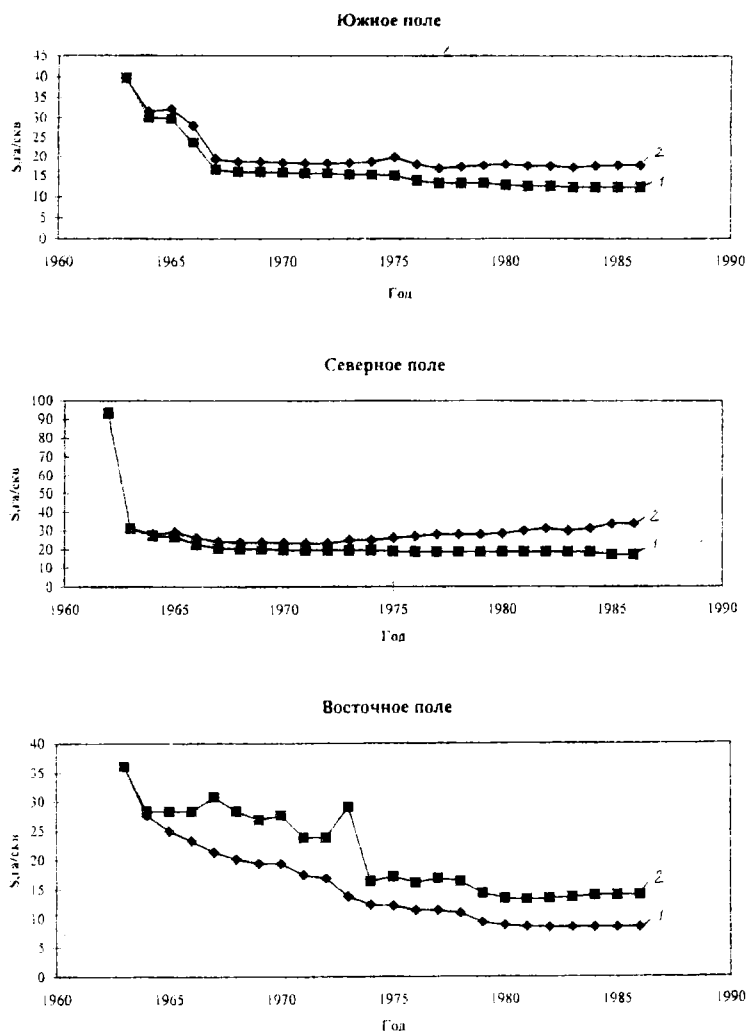


Рис. 2.7. Плотность сетки работавших и работающих скважин полей Ново-Хазинской площади:

- 1 - плотность сетки работавших скважин,
- 2 - плотность сетки работающих скважин

плотности сетки на текущую и конечную нефтеотдачу в условиях неоднородных пластов.

Таблица 2.4

Главные компоненты	Значения главных компонент		
	Опытный участок (поле)		
	северное	южное	восточное
Z_1	1,6918	2,0706	1,9813
Z_2	0,4850	0,2651	0,6150
Z_3	1,8502	1,6216	0,9970
Z_4	-1,3252	-1,2421	-1,2183
Z_5	-0,1961	-0,1636	-0,4350
Z_6	0,4743	0,4154	0,4505

Таблица 2.5

Влияние плотности сетки скважин на коэффициент текущей нефтеотдачи на Ново-Хазинской площади.

Обводненность продукции, %	Текущая нефтеотдача, %					
	северное поле		южное поле		восточное поле	
	прогн.	факт.	прогн.	факт.	прогн.	факт.
10	5,5	4,8	4,8	2,2	3,7	0,7
20	8,8	6,7	8,6	6,3	6,8	1,0
30	9,6	9,8	10,5	8,8	7,2	1,4
40	14,3	10,7	16,4	11,0	11,0	4,0
50	18,5	15,1	21,2	15,0	18,5	11,2
60	23,4	17,9	25,6	16,5	22,3	14,9
70	26,7	21,5	30,0	27,0	26,1	17,7
80	30,1	24,0	35,9	32,7	29,0	20,3
90	36,6	30,8	42,9	37,9	33,1	24,5
95	41,1		46,7		36,4	
98	42,7		49,7		38,1	

Прогнозные значения текущей и конечной нефтеотдачи, полученные с помощью АГПМ, позволяют оценить потенциальную нефтеотдачу опытных участков. Сопоставление потенциальной и фактической нефтеотдачи по опытным полям показывает, что по всем участкам, в том числе и по южному, характеризующимся самой плотной сеткой разбуривания, существует возможность дальнейшего уплотнения сетки с целью увеличения активных запасов и приближения фактической к потенциальной нефтеотдаче. ВНФ в большей мере зависит от геолого-физических характеристик, плотность сетки оказывает незначительное влияние на его динамику, поэтому прогнозные и фактические его значения практически не отличаются.

Таблица 2.6

Прогнозные и фактические значения ВНФ на Ново-Хазинской площади

Обводненность продукции, %	Текущий ВНФ					
	северное поле		южное поле		восточное поле	
	прогн.	факт.	прогн.	факт.	прогн.	факт.
10	0,03	0,02	0,02	0,02	0,03	0,05
20	0,06	0,04	0,06	0,10	0,04	0,07
30	0,20	0,12	0,25	0,12	0,25	0,13
40	0,42	0,19	0,29	0,23	0,33	0,33
50	0,49	0,33	0,43	0,33	0,58	0,57
60	0,57	0,34	0,56	0,48	0,68	0,68
70	0,82	0,62	0,79	0,88	0,88	0,80
80	0,91	0,90	0,99	1,19	1,28	1,13
90	1,68	1,72	1,54	1,90	1,86	1,86
95	3,01	3,43	3,12	3,76	3,05	3,01
98	5,43		5,71		5,97	

Результаты промышленного эксперимента по Ново-Хазинской площади позволили ученым и производителям обоснованно подходить к вопросам проектирования разработки неоднородных объектов с выбором оптимальных плотностей сетки скважин.

3. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Физико-химические методы - это методы, улучшающие заводнение путем снижения межфазного поверхностного натяжения и изменения соотношения подвижностей фаз.

3.1. Опыт применения ПАВ на Николо-Березовской площади Арланского месторождения

Первый наиболее известный и крупный промышленный опыт по закачке поверхностно-активных веществ (ПАВ) проводился на Арланском месторождении, который был начат в 1964 г. на Нагаевском участке.

По оценкам авторов этого промыслового опыта (Бабалян Г.А., Тумасян А.Б. и др.) раствор ПАВ на опытном участке продвигался медленнее, чем на участках, где закачивалась обычная вода. Последнее, по их мнению, явилось свидетельством более полного охвата опытного участка заводнением. Период безводной добычи нефти на опытном участке был значительно выше. Безводная нефтеотдача составила 18 %, в то время как в условиях промышленной сетки скважин безводная нефтеотдача составила 9%. На опытном участке была более высокой текущая нефтеотдача при одинаковой обводненности продукции. Приведенные положительные результаты опытных работ на Нагаевском участке не могли быть объяснены только действием ПАВ, т.к. существенное влияние оказала уплотненная сетка скважин на опытном участке. В связи с этим было принято решение о проведении крупномасштабного эксперимента на Николо-Березовской площади Арланского месторождения.

Эксплуатационный объект площади является многослойным, с высокой степенью геологической неоднородности по разрезу и по площади развития песчано-алевролитовых пластов C_1 , C_{II} , C_{III} , C_{IV} , C_V тульского горизонта визейского яруса нижнего карбона. Испытания проводились в 1967-1984 годах. Процесс был начат практически с начальной стадии разработки, при извлечении около 5 % нефти от балансовых запасов. Предполагалось закачивать в пласт раствор ПАВ типа ОП-10, концентрацией 0,05%, в размере 1,2 от объема пор. С начала опыта в пласт было закачано 7,1 тыс. т или 15,9 млн. m^3 ПАВ, т.е. 0,78 от порового объема участка.

ПАВ способствуют лучшему вытеснению нефти водой, содержащей ПАВ, т.е. увеличивается коэффициент вытеснения. ПАВ типа ОП-10 при массовом содержании 0,05-0,1 % обеспечивают снижение поверхностного натяжения на границе нефти и вытесняющей жидкости от 35-45 до 7-8 $Мн/м$, увеличение угла смачивания от 18 до 27° и уменьшение натяжения смачивания в 8-10 раз [14]. Под действием ПАВ интенсивнее происходит диспергирование нефти в воде и стабилизация образующейся дисперсии. Применение ПАВ способствует отмыву пленочной нефти, гидрофилизации

поверхности горной породы [15]. Кроме того, ПАВ, адсорбируясь на структурообразующих компонентах нефти, ослабляют взаимодействие между ними, что ведет к существенному снижению вязкости нефти [14].

Под действием сил молекулярного притяжения ПАВ выпадают из водного раствора и оседают на твердой поверхности пористой среды. Этот процесс в значительной мере определяется удельной поверхностью и адсорбционной активностью пористой среды. Адсорбция ПАВ зависит от минералогического состава пород, при прочих равных условиях с увеличением карбонатности и глинистости пород адсорбция возрастает [15].

Эффективность воздействия предполагалось оценивать путем сравнения нефтеотдачи опытного и контрольного участков (рис.3.1). В связи с этим задача оценки эффективности сводится к идентификации опытного и контрольного участков по геологической неоднородности и прогнозированию по ним текущей нефтеотдачи.

Анализ геолого-промысловых характеристик опытных и контрольных участков свидетельствует о некоторых отличиях их друг от друга. В основном эти различия касаются распределения балансовых запасов нефти по площади, пластам и интервалам толщин, характеристики пласта и системы разработки участков.

По оценке авторов, контрольный участок отличается в лучшую сторону по геолого-физическим характеристикам от опытного участка, так, например, проницаемость контрольного участка на $0,2 \text{ мкм}^2$ выше опытного; нефтенасыщенная толщина больше на 2,7 м, коэффициент неоднородности ниже на 1,32. Запасы нефти на опытном участке распределены крайне неравномерно по площади и приходятся в основном (73%) на C_{II} и C_{III} пласты, которые зачастую сливаются друг с другом. На контрольном же участке основные запасы сосредоточены в пласте C_{II} (69%), и они равномерно распределены по площади.

Технологические условия разработки участков также имеют отличия. Система заводнения на опытном участке очагово-избирательная, на контрольном - линейная. Депрессия на пласт опытного участка выше на 40 % по сравнению с контрольным. Балансовые запасы, приходящиеся на 1 работающую скважину, составили на 60 % обводненности: 160 тыс.т по опытному участку и 220 тыс.т по контрольному участку.

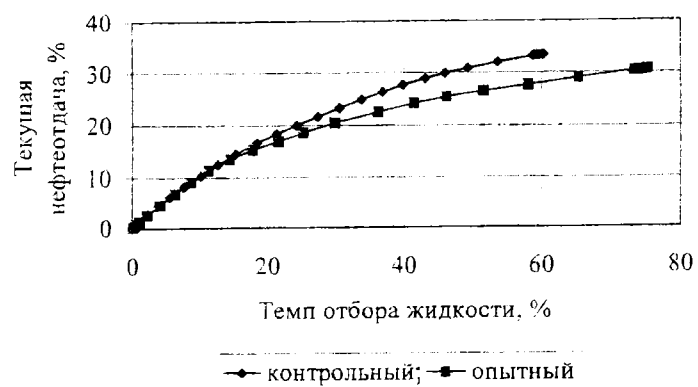
Ввиду значительного различия по геологическим и технологическим характеристикам оценку эффективности воздействия ПАВ нельзя провести простым сравнением показателей разработки опытного и контрольных участков (рис. 3.2).

Более объективные характеристики можно получить из сравнения относительных результатов эффективности с помощью АГПМ.

Для моделирования нефтеизвлечения используем 26 геолого-физических параметров и 2 основных технологических параметра для (1+2) опытного и (1+2) контрольного участков (табл. П 1.3 и П 2.3).

Рис. 3.1. Схема размещения опытных и контрольных участков Николо-Березовской площади Арланского месторождения по заказке ПАВ

Текущая нефтеотдача опытного и контрольного участков



Темп отбора нефти опытного и контрольного участков

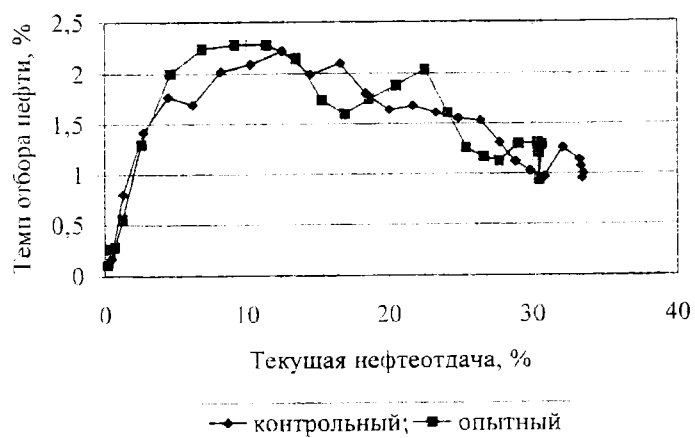


Рис 3.2. Текущая нефтеотдача и темп отбора нефти по участкам

Классификация участков в пространстве главных компонент позволила отнести их ко второй группе объектов. Значения главных компонент сведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Главные компоненты

Главные компоненты	Z_1	Z_2	Z_3	Z_4	Z_5	Z_6
(1+2) опытный участок	2,13	1,85	0,28	0,95	1,50	1,19
(1+2) контрольный участок	2,04	1,07	1,07	0,64	0,12	0,68

Прогноз нефтеотдачи проводился по 5-й модели. Расчетные и фактические значения нефтеотдачи представлены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Нефтеотдача опытного и контрольного участков
Николо-Березовской площади

Обводненность, %	(1+2)опытный участок		(1+2)контрольный участок	
	Фактическая нефтеотдача, %	Прогнозная нефтеотдача, %	Фактическая нефтеотдача, %	Прогнозная нефтеотдача, %
10	5,0	8,7	5,0	7,5
20	10,0	13,2	7,0	11,9
30	12,0	14,5	11,0	14,7
40	14,0	15,4	15,0	16,0
50	15,0	19,4	18,0	20,3
60	16,0	22,0	24,0	24,4
70	22,0	25,0	29,0	27,8
80	26,0	29,3	32,0	31,9
90	32,0	37,1	34,0	39,5
95		41,9		43,7
98		44,2		47,0

Прогноз ВНФ проводился по модели 3-го типа. Результаты сведены в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Значения ВНФ опытного и контрольного участков
Николо-Березовской площади

Обводненность, %	(1+2)опытный участок		(1+2)контрольный участок	
	Фактический ВНФ	Прогнозный ВНФ	Фактический ВНФ	Прогнозный ВНФ
1	2	3	4	5
10	0,10	0,04	0,05	0,05
20	0,20	0,09	0,10	0,09

Продолжение табл. 3.3

1	2	3	4	5
30	0,21	0,26	0,20	0,26
40	0,30	0,35	0,30	0,34
50	0,35	0,46	0,40	0,42
60	0,50	0,87	0,60	0,90
70	0,9	1,12	0,85	1,14
80	1,4	1,51	1,20	1,50
90	2,2	3,11	1,40	3,01
95		3,83		3,74
98		4,46		4,38

По опытному и контрольному участкам наблюдаются расхождения между прогнозной и фактической нефтеотдачей, однако, относительное значение нефтеотдачи (отношение фактической нефтеотдачи к прогнозной) как для опытного, так и для контрольного участков равно 0,86.

Следовательно, отрицательного эффекта от применения ПАВ в данном эксперименте не наблюдается.

Полученные результаты испытания ПАВ на Николю-Березовской площади имеют большое научное значение и в дальнейшем послужили основой для создания современных технологий воздействия на пласт.

3.2. Заводнение растворами полимеров

Применение метода основано на свойстве полимера загущать воду и снижать фазовую проницаемость для воды. При адсорбции полимера в пористой среде при фильтрации полимерного раствора вызывается снижение проницаемости пористых сред по воде даже после полного вытеснения из них раствора полимера. При этом происходит селективное снижение проницаемости пористой среды, в основном, для воды. Это связано с тем, что макромолекулы полимера набухают в воде и увеличиваются в размере с образованием малоподвижной гидратной оболочки. На подвижность же нефти макромолекулы полимера почти не влияют, так как нефть состоит, в основном, из неполярных молекул [16].

Полимерный раствор обладает свойствами неньютоновских жидкостей.

Растворы полимеров проявляют свойства полиэлектролитов. Введение электролитов в полимерные растворы приводит к разрушению структур. Увеличение степени минерализации воды понижает реологические свойства растворов. Это связывается с уменьшением геометрического размера полимерных макромолекул под действием гидратированных ионов солей. Соли, имеющиеся в составе пластовых и закачиваемых вод, снижа-

ют вязкость раствора, т.к. под действием ионов пластовой воды и приложенного напряжения структура растворов полностью разрушается [16,17].

При фильтрации раствора в пористой среде наблюдается адсорбция полимера на породе. Увеличение содержания хлористого натрия, хлористого кальция и других электролитов от 0,5 до 20 % многократно увеличивает адсорбцию полимера на породе. Адсорбция полимера, при концентрации 0,03-0,05 %, может составлять 30-150 г/см³ или 0,15-0,75 кг/м³. Адсорбция зависит и от природы продуктивного пласта. Так, на известняках она значительно выше, чем на кварцевых песчаниках, а в полимиктовых породах в 4-6 раз выше, чем на кварцевом песчанике. Адсорбция породами пласта из минерализованных растворов в несколько раз выше, чем из опресненных вод.

Адсорбция полимеров неоднозначно влияет на поведение пластовых флюидов. Уменьшение адсорбции полимера снижает фактор сопротивления для воды и охват пласта заводнением. При высокой адсорбции фронт полимера значительно отстает от фронта вытеснения нефти водой. Поэтому необходимо определение оптимального диапазона адсорбции, который обеспечит эффективное вытеснение нефти.

Полимерные молекулы в водном растворе под действием различных факторов могут необратимо разрушаться вследствие их деструкции. Деструкция может быть химической, термической, механической или сдвиговой, микробиологической. Химическая деструкция происходит в результате взаимодействия кислорода воздуха с полимерными молекулами. Поэтому в воде для приготовления раствора не должно быть кислорода. Отрицательное воздействие оказывают сероводород, соли железа; при соприкосновении со стальными поверхностями вязкость раствора падает, особенно в присутствии многозарядных ионов солей. Отмечено, что по силе влияния на полимерные растворы ионы солей пластовой воды располагаются в следующей последовательности, зависящей от валентности и радиуса катионов: $Me^{+3} > Me^{+2} > Me^{+1}$; $K^+ > Na^+ > Ca^{++} > Mg^{++}$ [16]. Термическая деструкция происходит при температурах выше 100⁰С. Механическая деструкция обусловлена разрывом макромолекулярных ассоциаций под действием повышенных напряжений (при высоких скоростях движения) при течении растворов в нефтепромысловом оборудовании, призабойной зоне пласта. Микробиологическая деструкция полимерных молекул может происходить под действием азробных бактерий, которые могут развиваться в пласте при закачке их с водой [14].

Удельная эффективность изменяется от 119 до 1580 т/т полимера.

Полимерные растворы обычно применяются в виде оторочек. Оптимальное содержание полимера в растворе составляет от 0,01 до 0,15 %; при этом оптимальный объем оторочек составляет 20-40 % от объема пор пласта. В настоящее время основным направлением является подбор оптимальных композиций реагентов с точки зрения их стабильности и эффективности нефтевытеснения [16].

Неоднородность пласта оказывает существенное влияние на эффективность метода при маловязких нефтях (менее 10 мПа*с), при повышенных вязкостях нефти решающее влияние на нефтеотдачу оказывают реологические характеристики нефти за счет уменьшения вязкостной неустойчивости. Если полимерное заводнение применяют с самого начала разработки, то перед полимерным раствором может образоваться фронт сильно минерализованной связанной воды. Наиболее благоприятные условия применения складываются в конце безводного (начале водного) периода эксплуатации ряда скважин, прилежащего к водонагнетательным.

В карбонатных породах эффективность метода существенно снижается за счет более высокой адсорбции полимера и снижения интенсивности капиллярного замещения нефти в пористых блоках [18].

Один из первых крупных промышленных экспериментов по применению загустителей, или как сейчас говорят, потокоотклоняющей технологии, был проведен на участке Ново-Хазинской площади Арланского месторождения.

При первоначальном анализе ВНИИнефть и УфНИИ промысловой эффективности данной технологии получились явно завышенные результаты.

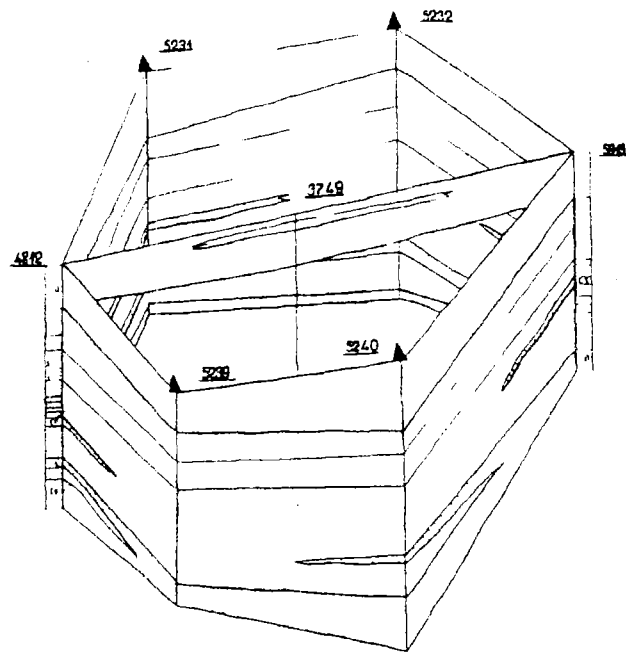
По договору с объединением Башнефть оценка эффективности была проведена коллективом под руководством М.А. Токарева.

На Ново-Хазинской площади выделены центральное (II) опытное и два контрольных - (I) западное и (III) восточное поля.

Для более объективной характеристики геологической неоднородности и анализа разработки опытный участок включен нами в более крупный участок на Ново-Хазинской площади. Северная граница его проходит по скважинам N 5891, 4810, 3762, 3799. Восточная граница ограничивается внешним контуром нефтеносности, западная – берегом реки Белой, южная граница приурочена к линии выклинивания коллекторов и проходит по скважинам N 3677, 3791, 3863, 5171, 5927. Общее число добывающих и нагнетательных скважин на участке 103, а его размеры таковы, что позволяют сравнивать его по геологической неоднородности с любым другим достаточно крупным участком Арланского месторождения.

Геологическое строение опытного участка детально изучалось нами с помощью построения блок-схем диаграммы (рис.3.3). Залежи нефти относятся к терригенной толще нижнего карбона. Коллекторы представлены мелкоглинистыми песчаниками, крупнозернистыми алевролитами, чередующимися с прослоями глинистых пород. На участке выделяются 2 основных пласта: C_{II} и C_{VI} , единичными скважинами вскрыты маломощные пласты C_{IV} , C_V , C_{VI0} . Средняя толщина пластов 2 м.

Пласт C_{II} представлен во всех скважинах собственно опытного участка. В некоторых скважинах пласт делится на 2-3 пропластка. Толщина пласта меняется от 1,2 до 12,2 м. Средняя толщина на западном контрольном поле 6,9, на центральном опытном участке 6,8 м, на восточном кон-



Масштаб: вертикальный 1 : 200
горизонтальный 1 : 10000

Рис. 3.3. Блок-диаграмма геологического строения нижнекаменно-угольных отложений в районе скважин 5231, 5232, 5239, 5240

трольным 4,9 м. Пласт C_{II} является основным эксплуатационным объектом на опытном участке.

Пласт C_{VI} менее выдержан, чем пласт C_{II} . Средняя толщина пласта в западном контрольном поле 5,35 м, на опытном поле 3,4 м и на восточном контрольном поле 1,6 м.

Пористость по пласту C_{II} $\approx 0,22$. Нефтенасыщенность – 0,88. Вязкость нефти по пластам ≈ 19 мПа·с, кроме пласта C_{VI} – 29 мПа·с. Давление пласта 7,4 – 7,6 мПа, газовый фактор 12,3 – 15 м³/т. Начальное пластовое давление 14,1 Мпа, начальная пластовая температура 24⁰С. Начальные балансовые запасы, сосредоточенные в пласте C_{II} по каждому участку, следующие:

- западное контрольное поле 938,3 тыс. т;
- опытное поле 1651,25 тыс. т;
- восточное контрольное поле 630,64 тыс. т.

Средние значения проницаемости по 1, 2, 3 участкам соответственно равны 0,600, 0,600 и 0,400 мкм².

Опытный участок начал разрабатываться в 1961 г. К моменту начала промышленного эксперимента в 1975 г. по участку было пробурено 46 добывающих скважин и работало 6 нагнетательных скважин. Плотность сетки скважин составляла 29,5 га/скв., обводненность продукции – около 30 %. В настоящее время по участку работают 83 добывающих и 20 нагнетательных скважин, текущая плотность сетки скважин 16,4 га/скв., обводненность продукции 79,5 %. Величина объемных запасов, приходящихся на 1 работающую скважину, составляет 206,3 тыс. т. Начиная с 1971 г., соотношение закачки и добычи жидкости близко к 1, однако темп закачки снижался в 1974 - 1975 гг. и составил $\approx 0,78$.

Полимерное заводнение проводилось с апреля 1975 г. 01.01.78 закачено 1100 т 7 %-ного геля технического полиакриламида (ПАА) марки АМФ. Закачка раствора производится только в пласт C_{II} , содержащий нефть вязкостью 18 мПа·с. Средняя обводненность продукции участка на начало эксперимента составляла 36 %, но на севере участка ряд скважин был обводнен на 60 %. Раствор полимера концентрации 0,02 – 0,06 % закачивали попеременно с нагнетанием воды. Проводился гидролиз ПАА едким натром, что повышает эффективность полимерного заводнения. Средний дебит жидкости по каждому из участков (1979 г.) соответственно равен: 1 – 112 ; 2 – 78 ; 3 – 24 м³/сут. Приемистость нагнетаемых скважин 200-300 м³/с при давлении на буфере 90-110 кг/см².

Закачку ПАА начали в 2 скважины на юге (скважины 5239 и 5240).

Как отмечают авторы эксперимента, приемистость нагнетательных скважин не снижалась при переходе к полимерному заводнению. Этому способствовал ряд факторов: высокая проницаемость пласта, высокое давление закачки, попеременная (циклическая) закачка раствора и воды, сравнительно небольшая концентрация ПАА. Спустя год, закачку ПАА начали проводить в скважины 5231 и 5232. Динамика закачки ПАА в каждую на-

нагнетательную скважину и в целом по участку приведена на рис. 3.4. Концентрация ПАА в воде за весь опытный период колебалась в довольно широких пределах, осредненные значения составили от 0,01 до 0,005 до 1979 г., 0,03 – на протяжении 1979 г. и 0,06 – в 1980-1982 гг. Каждый год, как правило, было около 3-х циклов закачки.

Приведем некоторые отличительные моменты оценки применения ПАА на опытном участке Ново-Хазинской площади.

Во-первых, закачка ПАА проводится по пласту C_{II} , тогда как добыча по многим скважинам производится совместно из пластов C_{II} и C_{VI} , а в некоторых случаях из промежуточных.

При этом для оценки эффективности метода добыча нефти делится пропорционально толщине пластов. Существующие методы деления добычи нефти между пластами не гарантируют высокой точности и вряд ли могут применяться при таких тонких экспериментах. Поэтому в дальнейшем при анализе мы не делим добычу между пластами, а берем полную добычу по всему объекту разработки.

Во-вторых, проведена сравнительная оценка геологической неоднородности опытного и контрольных участков, что позволило учесть степень влияния геологической неоднородности на текущие значения нефтеотдачи.

В третьих, при проводимой схеме эксперимента часть закачиваемого раствора уходит за границы опытного участка, поэтому при анализе нами выделялись блоки, центром которых являлись нагнетательные скважины, и далее первый ряд окружающих эксплуатационных скважин, которые испытывали влияние закачки ПАА. Границы этих блоков выходят за границы принятой схемы. Для выделенных блоков были подсчитаны запасы и проведена оценка геологической неоднородности. Оценка эффективности проводилась как по схеме БашНИПИнефть, так и по принятой нами схеме выделения опытных блоков.

При этом оценка эффективности применения ПАА проводилась с помощью всех основных методов, применяемых при оценке эффективности подобных экспериментов.

Из имеющихся многочисленных данных анализа эффективности ПАА сошлемся на работу ВНИИнефти [19]. Текущую нефтеотдачу по двум контрольным полям авторы приводят совместно. Расхождение между текущей нефтеотдачей по опытному и контрольному полям на 1981 год составляет около 12 %, что авторами принимается за эффект от применения раствора ПАА. Величина подобного эффекта не может быть объяснена только закачкой ПАА, в виду того, что на начало закачки ПАА это расхождение составляло около 10 %. При этом авторы не учитывают влияние на текущую нефтеотдачу геологической неоднородности. Рассчитаны коэффициенты, характеризующие геологическую неоднородность. Комплексные показатели неоднородности опытного, западного и восточного участков соответственно равны: 2,45; 2,80; 6,46. Таким образом, контрольные и,

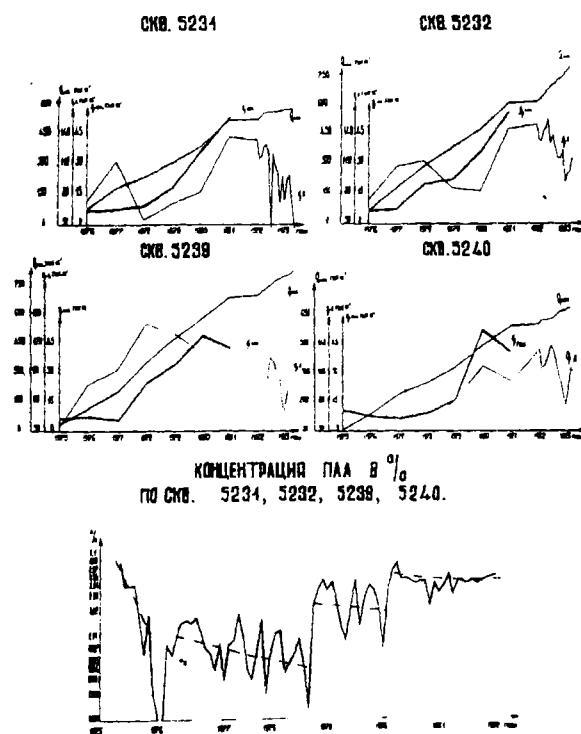


Рис. 3.4. Динамика закачки ПАА

особенно, восточный участки не идентифицированы по геологической неоднородности с опытным.

Исходные данные для оценки комплексного показателя неоднородности приведены в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Исходные данные и значения показателей неоднородности по опытному и контрольным полям

Поле	Н _{эф} , м	Н _{контр} , м	m		K _и		K _{исод}	K _p
			M	W	M	W		
Опытное	12,15	4,85	21,79	12,29	82,22	11,74	2,45	2,53
Западное	11,08	4,28	21,55	11,74	77,00	11,35	2,80	2,82
Восточное	6,39	2,87	21,00	9,66	80,62	12,27	6,46	3,00

Проведенный расчет текущей нефтеотдачи по опытному и контрольным полям с учетом рассчитанных нами запасов приводится в табл. 3.5.

Динамика текущей нефтеотдачи по всем анализируемым полям четко ранжируется по геологической неоднородности. Разница между текущей нефтеотдачей по опытному и контрольным полям в целом с учетом пересчитанных запасов на дату закачки ПАА составляла 5 %. Это обусловлено как различием в геологической неоднородности, так и различной интенсивностью системы разработки, в частности, плотностью сетки скважин. Плотность сетки скважин по опытному, западному и восточному контрольным полям на дату закачки ПАА соответственно составляла: 10,8, 17,6, 11,9 га/скв. Средняя плотность по обоим контрольным полям составляла 14,25 га/скв.

На конец 1982 года разница между текущей нефтеотдачей по опытному участку и контрольным полям в целом составила порядка 9 %. Это может объясняться как влиянием геологической неоднородности и различием в интенсивности системы разработки, так и некоторым влиянием закачки ПАА.

Рассмотрим, какова возможная эффективность применения ПАА. На дату закачки ПАА по опытному полю добыто на 5 % больше, чем по контрольным полям. При обводненности продукции на 80 % по опытному полю добыча составила на 8,5 % больше, чем по контрольным. Учитывая разницу в геологической неоднородности и плотности сетки скважин дополнительное отставание в нефтеотдаче за это время должно составить около 2 %, а возможный эффект от ПАА – 1,5 % от балансовых запасов. На конец 1982 года текущая нефтеотдача по опытному полю на 9,5 % выше, чем по контрольным. Проводя аналогичные рассуждения, получим, что прирост нефтеотдачи по опытному полю составит не более 1 %. Так как этот эффект падает на оба основных пласта C_{II} и C_{VI}, то с учетом запасов пласта C_{VI} эффект от закачки составит не более 2%.

Следует отметить, что за время эксперимента расхождения между текущей нефтеотдачей опытного и западного контрольного полей умень-

Таблица 3.5
Значения текущей нефтеотдачи при различной обводненности продукции для опытного и контрольных участков

Годы	Опытное поле		Западное поле		Восточное поле		Восточное и западное поле в целом	
	В, %	η_t	В, %	η_t	В, %	η_t	В, %	η_t
1970	-	0,002	-	0,011	-	-	-	0,007
1971	-	0,005	-	0,035	21,1	0,002	1,53	0,021
1972	20,3	0,022	-	0,062	31,0	0,016	10,60	0,043
1973	23,9	0,048	-	0,088	29,8	0,028	9,58	0,064
1974	18,1	0,099	31,8	0,124	25,4	0,045	30,30	0,091
1975	37,5	0,145	62,3	0,161	37,2	0,069	56,7	0,123
1976	47,9	0,204	77,5	0,189	51,9	0,100	70,80	0,152
1977	68,1	0,236	79,3	0,221	62,4	0,119	76,1	0,174
1978	78,4	0,262	87,4	0,245	75,2	0,134	85,2	0,199
1979	82,6	0,288	89,0	0,269	84,7	0,145	88,1	0,218
1980	84,6	0,311	90,5	0,284	84,4	0,156	89,1	0,231
1981	87,5	0,332	92,5	0,296	88,5	0,165	91,2	0,242
1982	86,0	0,356	87,4	0,319	89,2	0,176	87,9	0,260

шились. Уменьшение это связано с уплотнением сетки скважин по западному контрольному полю и на конец 1982 года плотность сетки по ним стала примерно одинакова. Уплотнение сетки скважин привело к уменьшению обводненности продукции по западному контрольному полю. Таким образом, интенсивность системы разработки по опытному и западному контрольному полям выровнялась только к 1982 году.

За время закачки ПАА расхождение между опытным и восточным контрольным полями увеличилось, так как плотность сетки скважин по ним близка, то этот факт можно объяснить резким различием по геологической неоднородности.

Зависимость текущей нефтеотдачи от обводненности продукции в условиях небольших участков с открытыми границами и продолжающимся уплотнением сетки скважин является не стабильной из-за возможного уменьшения обводненности за счет бурения уплотняющих скважин. Поэтому нами дополнительно изучена текущая нефтеотдача от безразмерного времени (табл. 3.6). Закачка ПАА по опытному участку осуществлялась на момент $\tau=0,3$. К этому времени разница между текущей нефтеотдачей по опытному и контрольным полям составила 4,3 %. На момент времени $\tau=0,6$ (предельное безразмерное время восточного контрольного участка) эта разница составляла 6,6 %. Учитывая разницу в геологической неоднородности и интенсивности разработки рассматриваемых полей, эффект от закачки ПАА будет составлять примерно 1,3 %.

При оценке эффективности закачки ПАА, помимо построения и анализа интегральных характеристик вытеснения, была применена оценка прогноза ВНФ по методике зависимости водонефтяного фактора времени τ [20]. При построении зависимости ВНФ = $f(\tau)$ в полулогарифмических координатах зависимость трансформируется в прямую линию, позволяющую прогнозировать ВНФ.

В табл. 3.7 приведены фактические и прогнозные значения ВНФ по блокам окружения нагнетательных скважин. Эти данные показывают, что по блокам скважин 5231 и 5239 наблюдается небольшое уменьшение ВНФ после закачки ПАА. По скважине 5232, наоборот, наблюдается некоторое увеличение водонефтяного фактора.

Все это позволяет сделать вывод о некотором положительном влиянии закачки ПАА на динамику водонефтяного фактора.

Проведенный анализ позволил сделать следующий вывод.

1. Проведена оценка геологической неоднородности рассматриваемых объектов, позволяющая количественно выявить степень неоднородности.
2. Выявлено, что возможный технологический эффект от закачки ПАА может составлять 1,5-2 % от балансовых запасов.
3. Изучение динамики фактических и прогнозных значений водонефтяных факторов позволяет считать наличие небольшого технологического эффекта от применения ПАА.

Таблица 3.6
Динамика текущей нефтеотдачи η , в зависимости от безразмерного времени τ по опытным полям участка с закачкой ПАА

Поле	Текущая нефтеотдача η , в зависимости от безразмерного времени τ											
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
Опытное	0,08	0,147	0,199	0,232	0,254	0,274	0,291	0,307	0,320	0,332	0,346	0,360
Западное	0,095	0,146	0,175	0,197	0,217	0,231	0,244	0,253	0,262	0,272	0,283	0,292
Восточное	0,065	0,113	0,140	0,153	0,165	0,175	-	-	-	-	-	-
Западное и Восточное в целом	0,085	0,128	0,156	0,180	0,195	0,208	-	-	-	-	-	-
Примечание. Закачка ПАА по опытному полю начата при $\tau=0,3$												

Таблица 3.7

Фактическая и расчетная динамика водонефтяного фактора в зависимости от безразмерного времени t по блокам опытного участка

Блоки ограждения насосных скважин	Расчетные и фактические значения водонефтяного фактора в зависимости от безразмерного времени t													
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4
Р-н скв. 5231	—	—	—	—	2,0*	2,4*	2,75*	3,0*	3,5*	3,7*	4,0*	4,2*	4,6*	4,9*
Р-н скв. 5232	—	—	—	—	—	2,25*	2,5*	2,6*	2,85*	3,0*	3,15*	3,35*	3,5*	—
Р-н скв. 5239	—	—	0,76*	1,25*	1,43*	1,78*	2,3*	2,7*	3,0*	—	—	—	—	—
Р-н скв. 5240	—	0,27*	0,37*	0,45*	0,53*	0,59*	0,65*	0,73*	—	—	—	—	—	—
	0,165	0,32	0,5	0,76	0,98	1,24	1,5	1,7	—	—	—	—	—	—

* Расчетное (прогнозное) значение ВнФ по данным до закачки ПАА

Следует отметить, что специалистами АНК «Башнефть» эти результаты были приняты с оптимизмом, а дальнейшее развитие методов в этом направлении перспективным.

3.2.1. Полимердисперсная система (ПДС) воздействия на пласт

Признание нефтяниками производственной эффективности применения загустителей, в частности, рассмотренного выше применения ПАА, позволило начать более широкое внедрение этого метода и разработку его модификаций. Сотрудниками Союзнефтепромхим под руководством А.Ш. Газизова была предложена новая модификация - воздействие полимердисперсными системами.

Воздействие на пласт основано на снижении проницаемости обводненного пласта за счет образования устойчивой к размыву массы под флокулирующим действием ПАА. Основными компонентами этой системы являются ионогенные полимеры и дисперсные частицы глины. При определенной концентрации полимера и глины в глинистой суспензии создаются условия для полного связывания полимера (флокуляции) и получения устойчивых глинополимерных комплексов с новыми физическими свойствами. Глинополимерные комплексы образуются за счет адсорбции молекул полимера с активными группами одновременно на нескольких взвешенных частицах, в результате размер частиц достигает 10 - 200 мкм. Оптимальная доза полимера, обеспечивающая образование наиболее крупных хлопьев и седиментацию глинистых частиц, обратно пропорциональна квадрату радиуса частиц [21, 22].

При закачке ПДС в пласт движущийся впереди суспензии полимерный раствор модифицирует поверхность породы вследствие адсорбции и механического удержания макромолекул полимера, снижая тем самым концентрацию раствора. Частицы глины и породы пласта, поступающие в виде суспензии, вступают во взаимодействие с макромолекулами полимера, адсорбированными на породе и находящимися во взвешенном состоянии. При этом, с одной стороны, ограничивается проникновение частиц глины в мелкие поры, а с другой - происходит прочное удержание дисперсных частиц во взвешенном состоянии, способствующем флокуляции. Наличие свободных сегментов макромолекул после первичной адсорбции обеспечивает прочную связь дисперсных частиц образующихся полимердисперсных агрегатов с поверхностью пород, создавая тем самым объемную, устойчивую в динамическом потоке массу. В результате образования ПДС в высокопроницаемом обводненном пропластке происходит уменьшение подвижности жидкости, и закачиваемая вода вынуждена двигаться по менее проницаемым прослоям, более эффективно вытесняя остаточную нефть. По лабораторным исследованиям подвижность воды после обработки ПДС снижается в 2-4 раза по сравнению с закачкой только раствора

полимера или глинистой суспензии, остаточный фактор сопротивления увеличивается с повышением коэффициента проницаемости породы.

Технология позволяет получить дополнительную добычу нефти за счет перераспределения фильтрационных потоков и снизить обводненность продукции, причем возможно многократное применение на высокообводненных участках залежи.

Эффективность применения ПДС зависит от степени неоднородности разреза и литологического состава пород. При развитой неоднородности пласта по площади залегания данная композиция становится малоэффективной, вследствие недостаточной глубины проникновения в пласт - вода, обгибая оторочку ПДС, продолжает фильтроваться по высокопроницаемым участкам. Глубина проникновения композиции в пласт во многом зависит от устойчивости дисперсной системы и распределения частиц по размерам. Если в композиции содержится большое число крупных частиц, размеры которых значительно превышают размеры пор в породе, то такая композиция должна преодолеть большое механическое сопротивление со стороны породы, что значительно снизит проникающую способность. С другой стороны, недостаточная устойчивость композиции (т.е. высокая скорость оседания частиц) также уменьшит ее эффективность, поскольку линейная скорость движения жидкости невелика, и композиция разрушится, не проникнув в пласт на достаточно большую глубину [23].

Оптимальными параметрами технологии ПДС для терригенных коллекторов (РД 39-5765678254-88Р) являются:

- концентрация ПАА 0,05-0,08 %;
- концентрация глинистой суспензии 3-6 %;
- удельный объем закачки ПДС 220 м³/м.

Растворы NaOH, ПАА, полиглицерина (ПГ) и ЛПЭ-11 увеличивают стабильность дисперсии, а растворы ВПК- 402 и полиаминосulfона (ПАС) разрушают ее. Композиции ЛПЭ-11(0,5 %)+NaOH(0,5 %)+бентонит и ЛПЭ-11(0,5 %)+ NaOH(0,5 %)+ ПГ(0,5 %)+бентонит показали высокую устойчивость и большое содержание мелких частиц. Видимо относительную седиментационную устойчивость и реологические свойства рассмотренных дисперсных систем, содержащих только низкомолекулярные компоненты, можно объяснить структурной составляющей расклинивающего давления, в частности, адсорбированные полярные молекулы систем ЛПЭ-11 и ПГ на поверхности глинистых частиц препятствуют коагуляции бентонита и приводят к появлению структурно-механических свойств [23].

При коэффициенте расщепленности, равном 2-3, технологическая эффективность достигает 3935 т дополнительной нефти на 1 скважино-обработку. Средняя продолжительность эффективности различных модификаций ПДС по Гатарию составляет от 12 до 60 месяцев [24].

Полимердисперсные системы испытывались на девонской залежи Шкаповского месторождения, угленосной толщи Игровского, Четырманского, Воядинского, Югомаш-Максимовского месторождений Башкирии и

на Ромашкинском месторождении Татарии. За 1985-1992 гг. проведены за-
качки ПДС на 478 скважинах, в т.ч. на Ромашкинском месторождении - на
318 скважинах. Дополнительная добыча нефти составила 947 тыс.т, в т.ч.
на Ромашкинском месторождении - 772 тыс.т.

Одним из интереснейших примеров применения ПДС является про-
мысловый эксперимент на залежи № 8 НГДУ «Альметьевнефть» Рома-
шкинского месторождения. Опытнo-промышленные работы проводились по
технологии А.Ш. Газизова. Наблюдения за экспериментом и оценка его
эффективности на протяжении пятнадцати лет в разное время проводилась
М.А. Токаревым, В.М. Шаховкиным, Е.Н. Шевкуновым, И.З. Денисламо-
вым, А.А. Газизовым и Э.Р. Ахмеровою.

Оценим эффективность на примере закачки ПДС в залежь № 8 Ро-
машкинского месторождения.

Опытный участок расположен в пределах блока № 1 залежи № 8
Ромашкинского месторождения и приурочен к терригенной толще ниж-
него карбона. Объектом разработки являются пласты $C_{1вв1}^2$
 $C_{1вв1}^3$ бобриковского горизонта яснополянского надгоризонта (рис. 3.5).
Участок расположен в северо-западной части залежи N 8 и ограничен с
востока обширной зоной выклинивания, а с запада - внешним контуром
нефтеносности (рис. 3.6).

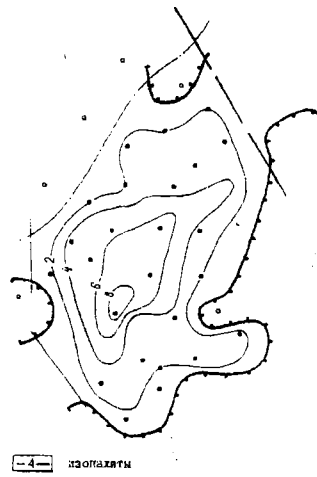
Литологически породы пластов $C_{1вв1}^2$ и $C_{1вв1}^3$ близки между со-
бой. Пласт $C_{1вв1}^2$ - нижний - более чем на 66 % сложен песчаниками, а в
пласте $C_{1вв1}^3$ преобладают алевролиты. Песчаники бобриковского гори-
зонта, в основном, мелкозернистые, а среднезернистые песчаники встре-
чаются в виде редких прослоев в пласте $C_{1вв1}^2$ и обладают высокими кол-
латорскими свойствами. Алевролиты в продуктивных пластах по филь-
рационным свойствам близки к песчаникам. Относительно высокая прони-
цаемость при небольшой пористости объясняется наличием "дренажных"
пористых каналов, связанных между собой.

Пласты $C_{1вв1}^2$ и $C_{1вв1}^3$ в 3-х скважинах из 22 литологически свя-
заны между собой, а в остальных случаях разделены глинистым пропласт-
ком толщиной до 1 м, который служит дополнительным репером.

Отметим, что объектом эксплуатации и наших исследований явля-
ется геологическое тело, представляющее собой два гидродинамически
связанных пласта. Площадь нефтеносности участка равна 527 га. На участ-
ке расположено 22 добывающие скважины, в среднем на скважину прихо-
дится 24 га нефтеносной площади.

Анализ поверхностных проб, отобранных сотрудниками НГДУ
"Альметьевнефть", показывает, что нефти относятся к высокосмолистым,

а)



б)

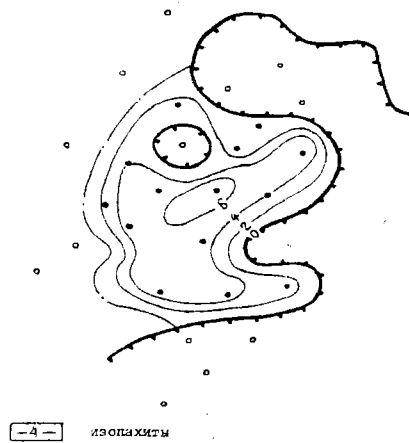


Рис. 3.5. Опытный участок залежи № 8 Ромашкинского месторождения.
Карта эффективной нефтенасыщенной толщины пласта: а) - $C_1vv_1^3$ (Б-2);
б) - $C_1vv_1^2$ (Б-1)

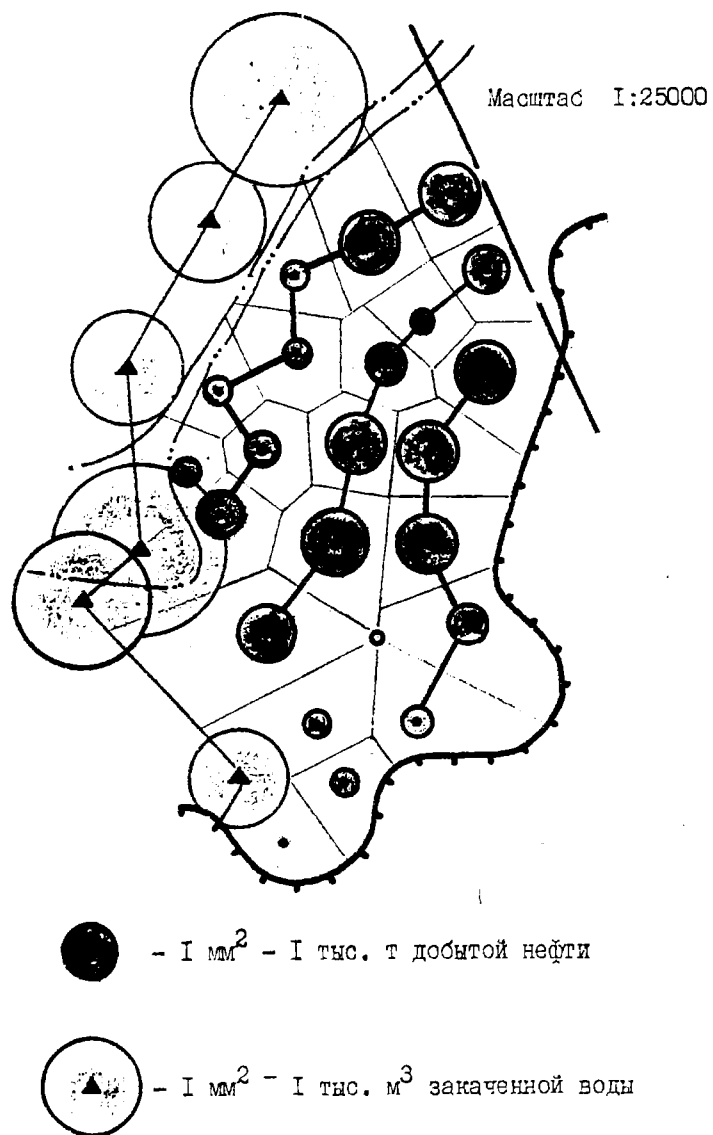


Рис. 3.6. Карта накопленных отборов нефти и закачки воды по скважинам опытного участка на дату 01.01.1990

тяжелым. Вязкость нефти в пластовых условиях определена по скважине № 17430 и равна 27,0 мПа·с.

Эксплуатация опытного участка началась в 1975 г. с 4-х добывающих скважин, через 5 лет участок разрабатывается 22-мя скважинами. плотность сетки скважин равна 24,0 га/скв. Условно на каждую скважину приходится от 30 до 540 тыс.т балансовых запасов нефти, а в среднем - 145 тыс.т. Заводнение участка по обычной технологии начато в 1977 г. одной скважиной, а с 1980 г. закачку воды ведут 6 нагнетательных скважин. Максимальный годовой отбор нефти достигнут в 1980 г. (143,7 тыс.т), что составляет 4,5 % от балансовых запасов.

Практика разработки залежей Волго-Уральской НГП, приуроченных к терригенным отложениям нижнего карбона, показывает, что годовой отбор пластовой жидкости из залежей возрастает из года в год длительное время до 90 % и более обводненности продукции. После 1982 г. происходит снижение годового отбора пластовой жидкости с 257 до 55 тыс. м³. Это является особенностью эксплуатации опытного участка. Другой особенностью является одностороннее вытеснение нефти водой.

Годовая закачка воды в продуктивные пласты также уменьшалась, компенсация снизилась с 2,1 (1981 г.) до 0,4 (2000 г.).

В начальный период велась закачка пластовой воды повышенной вязкости $\mu_v = 1,75$ мПа·с. Образовавшуюся оторочку пластовой воды равномерно продвигали пресной водой по всей длине залежи. Поверхностные анализы жидкости скважин участка свидетельствуют о том, что образовался устойчивый фронт вытеснения нефти водой, характерный для поршневого вытеснения. Средняя обводненность скважин первого ряда на 1989 г. составила 64,7 %, второго – 24,7 %, третьего ряда-всего 10,6 %. На настоящее время (2000 г.) обводненность скважин второго ряда достигла величины 50,1% , третьего ряда – 16,5 %. Обводненность первого ряда снизилась до 47,8 % за счет остановки высокообводненных скважин.

Некоторым подтверждением поршневого вытеснения являются результаты исследования контрольной скважины № 17429, на которой проводился впервые в мире эксперимент по оценке динамики нефтенасыщенности с помощью низкочастотной электрометрии в обсаженной скважине, оборудованной ОМПП (обсадными металлопластовыми трубами конструкции УНИ). Проведенный комплекс исследований 10 БКЗ на протяжении шести лет показал отсутствие подъема ВНК в этой зоне.

Совместный анализ геофизических и промысловых данных подтверждает поршневой характер вытеснения.

С февраля по июль 1986 г. в пласты опытного участка через нагнетательные скважины № 13443, 17470 и 27061 закачивали полимердисперсные системы.

На дату 01.01.2000 из опытного участка добыто больше миллиона тонн нефти - 1356,9 тыс.т, что составляет 39,5 % от балансовых запасов. Распределение накопленных отборов нефти по скважинам участка относи-

тельно нефтеносной площади изображено на рис. 3.6. Хорошо видно, что основная доля отборов (67 %) приходится на третью часть скважин (№ 5751, 15274, 16301, 16302, 17425, 17428, 17430, 17478). Две из них - 17424, 17478 находятся в первом ряду добывающих скважин, три - N 5751, 16301, 16302 - в третьем ряду скважин.

С 1982 г. рост текущего коэффициента нефтеотдачи происходит при снижении обводненности продукции. В период с 1982 по 1990 г. обводненность продукции опытного участка находится в пределах 60 %. В дальнейшем произошло снижение обводненности добываемой продукции до 39,5 % (2000 г.). По участку наблюдается низкое значение водонефтяного фактора, на 2000 г. ВНФ составил 0,4 (рис. 3.7).

Само по себе – это редкое явление в практике разработки залежей с высоковязкой нефтью. Такой эффект достигнут за счет комплексного воздействия на пласт.

Определим эффект традиционными методами. Построение характеристик вытеснения для опытного участка залежи № 8 Ромашкинского месторождения показывает, что до комплексного воздействия на продуктивные пласты участка (1983 г.), можно выделить участок, близкий к прямолинейной зависимости, (рис. 3.8).

В табл. 3.8 приведены результаты обработки характеристик вытеснения – прогнозные извлекаемые запасы нефти при обводненности продукции залежи на 99 % ($Q_{изв}$), коэффициент корреляции (r) и конечная нефтеотдача.

За базовый интервал взят период с 1980 по 1983 г., при соответствующих значениях обводненности добываемой продукции 34,8 и 58,8 %. Вследствие того, что прогноз извлекаемых запасов нефти проводится при обводненности продукции ниже 60 %, расчетное значение извлекаемых запасов нефти не является точным.

Таблица 3.8

Прогноз извлекаемых запасов опытного участка

Метод	1980-1983		Конечная нефтеотдача
	$Q_{изв}$, тыс. т	r	
Г.С. Камбарова	1009,4	0,9914	27,1
С.Н. Назарова	1042,4	0,9935	28,1

Определим эффективность с помощью многомерных статистических моделей.

Определим местоположение объекта исследования в пространстве главных компонент относительно месторождений Волго-Уральской НГП.

По уравнениям главных компонент рассчитаем значения z_1 - z_6 для опытного участка: $z_1 = 4,27$, $z_2 = -2,17$, $z_3 = -11,11$, $z_4 = -0,47$, $z_5 = -0,96$, $z_6 = 0,50$. Найдем расстояния от опытного участка до пяти центров группирования R_1 - R_5 :

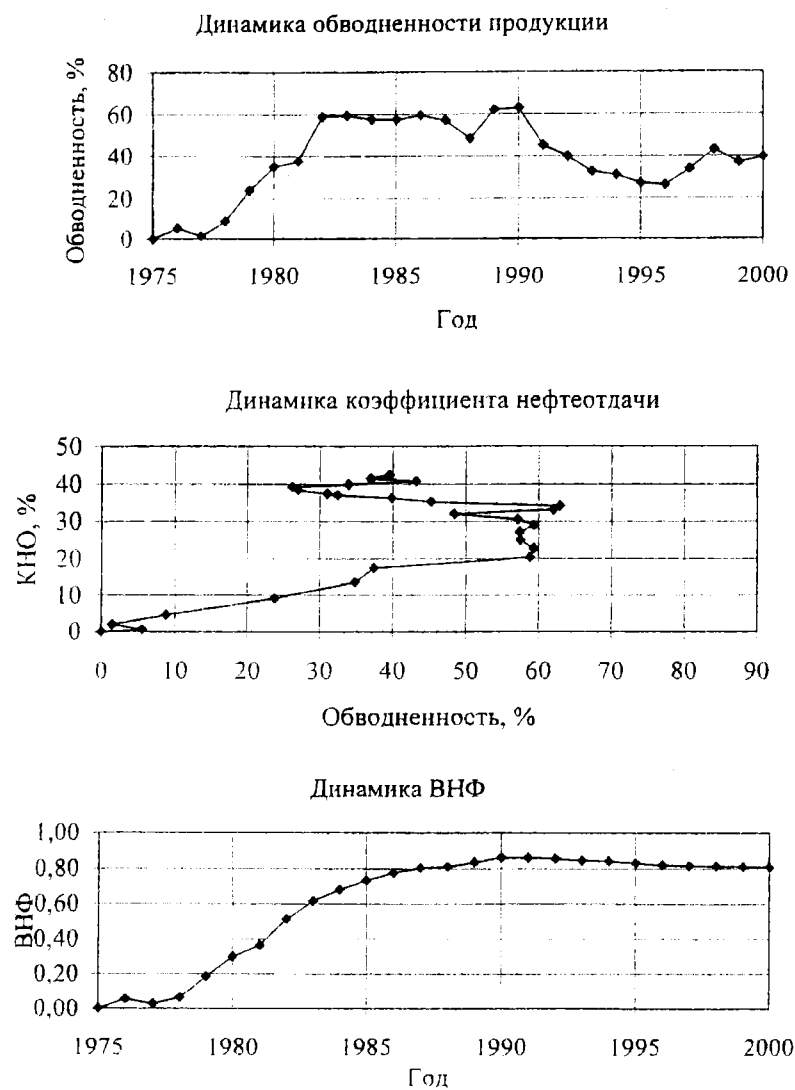
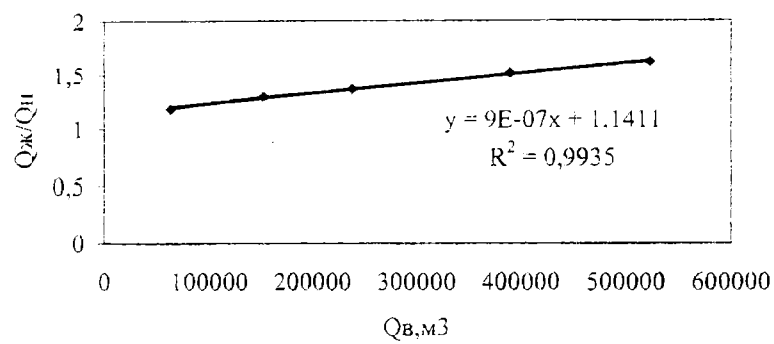


Рис. 3.7. Динамика обводненности продукции, текущего коэффициента нефтеотдачи, водонефтяного фактора опытного участка Ромашкинского месторождения, залежь № 8

Метод С.Н. Назарова



Метод Г.С. Камбарова

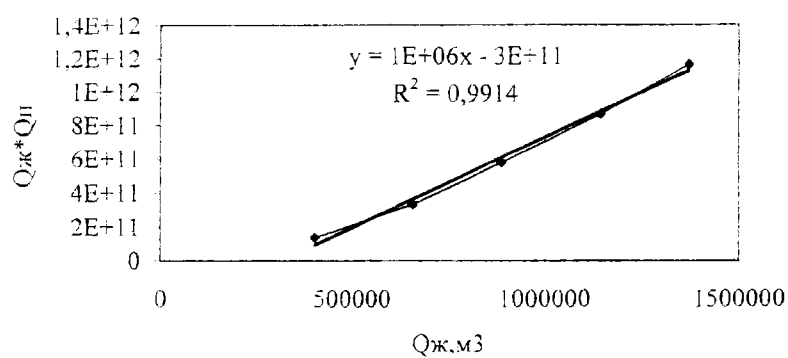


Рис. 3.8. Характеристики вытеснения по опытному участку Ромашкинского месторождения, залежь № 8

R_1	R_2	R_3	R_4	R_5
8,10	2,49	5,04	5,72	7,07

Минимальное из этих расстояний показывает, что опытный участок залежи № 8 по своим исходным данным принадлежит второй группе объектов.

На фиксированные значения обводненности продукции найдем базовую нефтеотдачу по многомерным статистическим зависимостям. Геологические и технологические признаки опытного участка, необходимые для моделирования, приведены в приложении, табл. П 1.4 и П 2.4.

Рассчитанные прогнозные значения нефтеотдачи опытного участка залежи № 8 совместно с фактическими даны в табл. 3.9.

Таблица 3.9

Фактическая и прогнозная нефтеотдача

Нефтеотдача	Обводненность продукции, %								
	20	30	40	50	60	70	80	90	98
Фактическая	8,0	12,0	17,5 42,4	19,0 35,0	20,5 33,0	-	-	-	-
Прогнозная	6,5	12,0	17,2	17,6	22,3	30,6	43,8	47,0	51,7

Для наглядности полученные результаты (табл. 3.9) изображены графически на рис. 3.9. До 1982 года наблюдается совпадение фактической нефтеотдачи с прогнозной по моделям. Расхождение в значениях η не превышает 1,5 % в ту или иную сторону. С 1983 г. начинается равномерное уменьшение годового отбора жидкости из скважин опытного участка, вследствие закачки загущенной воды, а с 1986 г. воздействие на пласты $C_{\text{вв}}^2$ и $C_{\text{вв}}^3$ дополняется закачкой полимердисперсных систем. Сделаем попытку оценить возможную конечную нефтеотдачу с учетом проведенных методов повышения нефтеотдачи пласта. Построим график текущего коэффициента нефтеотдачи в координатах τ (отношение накопленной добычи жидкости к балансовым запасам), рис. 3.10. Проведем экстраполяцию конечного прямолинейного участка зависимости. Далее определим по полученному уравнению значение нефтеотдачи, равное 54,6 % при $\tau=1$.

Таким образом, эффект комплексного воздействия заключается в следующих положениях:

1. В течение последнего ряда лет наблюдается снижение обводненности продукции и ВНФ опытного участка.

2. Текущий коэффициент нефтеотдачи при 60% обводненности по сравнению с прогнозным повысился на 10 %.

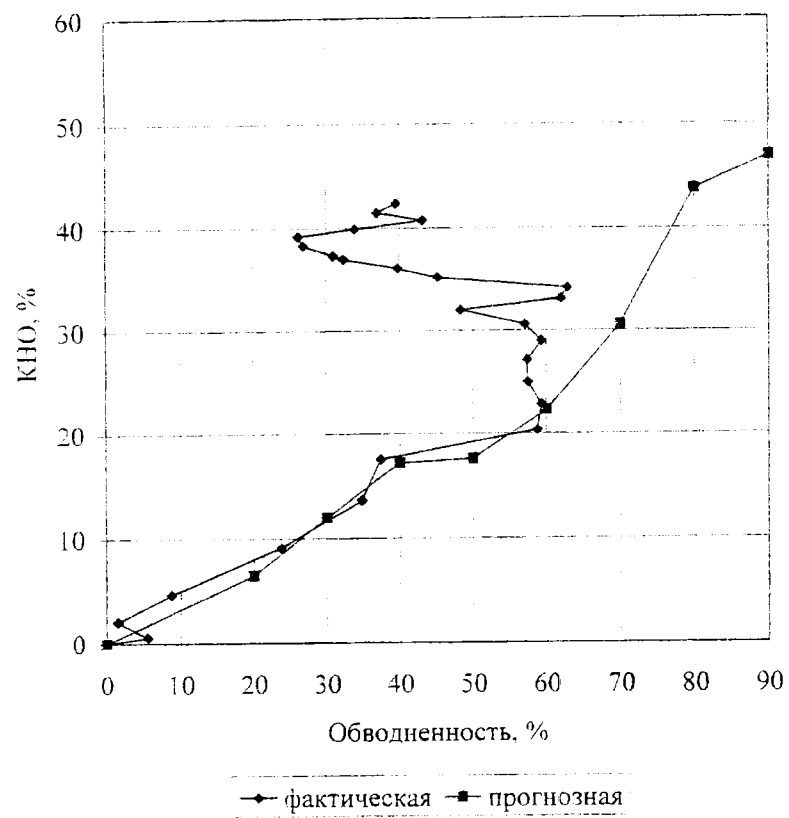


Рис. 3.9. Прогнозная и фактическая нефтеотдача опытного участка Ромашкинского месторождения, залежь № 8

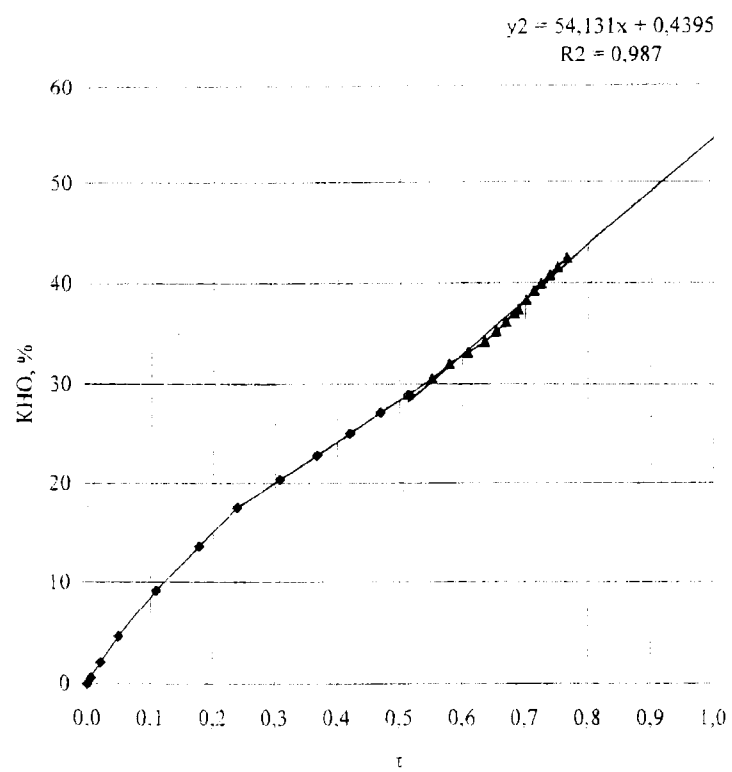


Рис. 3.10. Динамика коэффициента нефтеотдачи в координате τ

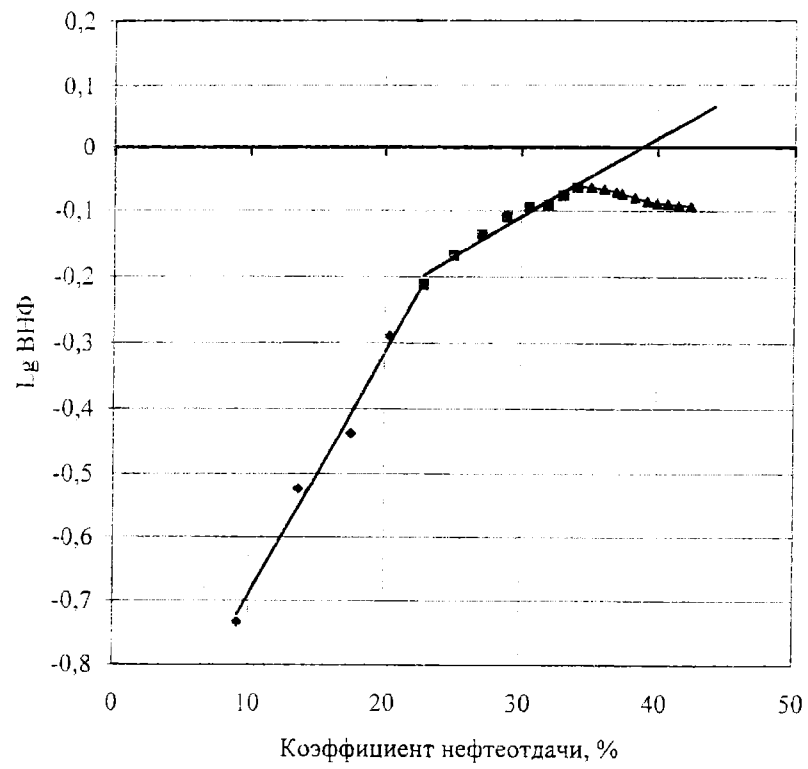


Рис. 3.11. Зависимость водонефтяного фактора от текущей нефтеотдачи, опытный участок Ромашкинского месторождения, залежь № 8

При достижении $\tau=1$ значение нефтеотдачи может составить 54,6 %. Следовательно, прирост нефтеотдачи в результате комплексного воздействия может быть около 3 %.

Основной эффект эксперимента, на наш взгляд, заключается в ограничении объема попутно добываемой воды. Прогнозная величина накопленного водонефтяного фактора (ВНФ) по залежам второй группы в среднем равна 4-6. Проведенный прогноз ВНФ в 1990 г. предполагал прогнозное значение по опытному участку, равное 1,5 ($LgВНФ=0,18$), однако последние промысловые наблюдения свидетельствуют о тенденции снижения ВНФ (рис. 3.11).

3.3. Воздействие осадкогелеобразующими составами

Дальнейшее развитие потокотклоняющих технологий привело к созданию различных осадкогелеобразующих составов. В настоящее время известно несколько десятков разнообразных композиций химических реагентов, применяемых с целью осадкообразования в водной фазе, в пластовых условиях. В основном они состоят из пары реагентов, последовательно закачиваемых в пласт, где после их смешения выпадает осадок. Осадкообразование может происходить за счет взаимодействия между реагентами и компонентами воды, нефти, породы. Например, для карбонатосодержащего пласта закачивается сульфат алюминия (сернистый глинозем) $Al_2(SO_4)_3 \cdot nH_2O$ или алюмохлорид $AlCl_3$ [21].

Регулирование процесса осадкообразования в пластовых условиях является достаточно сложной задачей, варьировать можно лишь объемами и скоростью закачивания растворов. С целью предотвращения выпадения осадка в призабойной зоне пласта применяются различные технологии закачки реагентов. Эффективна чередующаяся закачка оторочек раствора осадкообразующих щелочных соединений и раствора соли двухвалентного металла, разделенных оторочкой пресной (умягченной) воды для предотвращения преждевременного их смешивания. Регулирование гелеобразования возможно изменением кислотности среды при использовании алюмохлорида, т.к. золи гидроксида алюминия обладают амфотерными свойствами.

Существуют композиции, в которых осадок образуется не сразу, а с течением времени или под воздействием пластовой температуры, что позволяет смешивать реагенты до закачки.

Осадкогелеобразующие технологии направлены на повышение охвата слабопроницаемых зон пропластков и линз воздействием путем перераспределения потоков нагнетаемой в пласт воды промытой зоны при помощи увеличения ее фильтрационного сопротивления, т.е. снижения проницаемости.

Основными факторами, определяющими выбор реагента для получения водоизолирующих материалов в пласте, являются химический состав и свойства пластовых вод, нефти; минералогический состав пород и их обменные свойства; химическая активность закачиваемого реагента относительно компонентов продуктивного пласта [16].

Выбор щелочных реагентов обусловлен содержанием в сточной воде катионов Ca^{+2} и Mg^{+2} . В результате реакции образуются осадки CaSiO_3 , MgSiO_3 , Ca(OH)_2 , Mg(OH)_2 . Осадок CaSiO_3 по природе является коллоидным и способен снизить проницаемость до 10 и более раз, а осадки гидроокисей кальция и магния снижают проницаемость лишь в полтора - два раза. В зависимости от геолого-физических условий месторождений варианты метода могут отличаться используемыми реагентами и их соотношением. Так, для проведения осадкообразования для условий Башкирии на месторождениях девона с нефтями малой вязкости целесообразно применение растворов с повышенным содержанием гидроокиси натрия, а на месторождениях нижнего карбона - с высоким содержанием силиката натрия [16].

Осадкообразующая система на основе силиката натрия отличается тем, что при взаимодействии силиката натрия с солями щелочноземельных металлов наряду с выпадением осадков гидроокисей кальция и магния происходит образование и выпадение, вследствие снижения pH среды, студенистого кремнезема. Система на основе силиката натрия после контакта с минерализованной водой представляет собой объемную гелеобразную массу, которая в отличие от осадков щелочной системы более медленно оседает под действием сил тяжести и приводит к снижению проницаемости почти в 4 раза. Вместе с тем, закачивание щелочной оторочки по сравнению с силикатной способствует более значительному уменьшению остаточной нефтенасыщенности породы. Поэтому для обеспечения нефтеснижающих свойств и степени снижения относительной проницаемости породы целесообразно в условиях минерализованных вод, повышенной вязкости нефти и умеренной температуре пластов использовать смесь щелочных и силикатных растворов. Силикат способствует "связыванию" отдельных частиц гидроокиси и их укрупнению.

В качестве силиката щелочного металла может использоваться ортосиликат, метасиликат и пентогидрат натрия и калия, которые при взаимодействии с хлоридом кальция образуют гелеобразный осадок. Растворы этих силикатов при концентрации их в растворе около 1 % имеют значение pH, близкое к 13 [21]. Для внутрипластового образования необходимо взаимодействие силикатов щелочного металла с солью двухвалентного металла и едкого натра или кальцинированной соли с поливалентными металлами.

В последнее время широкое применение находят полупродукты и отходы химических производств: щелочные стоки, отходы производства капролактана, состоящие из карбоната и сульфата натрия, шламлингин,

кремнефторводородистая кислота, аммоний кремнефторводородистый, аммиачная вода метилцеллюлозы, лигносульфонаты, отходы производства мыловаренных заводов, сернистый глинозем, алюмохлорид, отработанная серная кислота, нефелин, дистиллерная жидкость и т.д.

Рассмотрим на примере Андреевского месторождения эффективность проведенных методов воздействия в 1996 – 1999 гг.

Месторождение представляет собой брахиантиклинальную структуру почти меридионального простирания, оконтуренную изогипсой 1180 м. Размеры поднятия по второй изогипсе 10х4 км, амплитуда 18 м, состоит из двух поднятий: Андреевское 9,5х5,5, амплитуда 18 м, Базитаминское (скв. № 21) 2,7х1,5, амплитуда 8 м. Залежи пластового сводового типа.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к центральной части Бирской седловины.

Промышленные скопления нефти установлены в песчаниках терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК). Пласты залегают на глубине 1320-1400 м. Представлены песчаниками и песчанистыми алевролитами. Все они характеризуются небольшой мощностью и литологической невыдержанностью.

В продуктивной части разреза выделен один эксплуатационный объект, включающий пласты CV, CVI₀, CVI₁, CVI₂.

Основными пластами являются CV и CVI₀¹, содержащие 38,1 и 28,8 % от общих балансовых запасов нефти соответственно.

Пласт CV. Площадь развития песчаников образует обширную зону, вытянутую с севера на юг. В большинстве скважин песчаники представлены одним слоем, толщина которого изменяется от 0,6 до 4,0 м. Преобладают толщины 2,0 – 2,4 м. Коэффициент расчлененности равен 1,13, коэффициент песчаности – 0,95. Пористость составляет 23 %, проницаемость – 0,736 мкм².

Пласт CVI₀¹. Данный пласт на большей части площади месторождения представлен песчаниками. Коэффициент распространения коллекторов равен 0,85. Коэффициент расчлененности пласта равен 1,09, а коэффициент песчаности – 0,95.

Песчаники пласта обладают хорошими коллекторскими свойствами, средняя проницаемость их составляет 0,468 мкм².

Средние геолого-физические параметры ТТНК следующие: нефтенасыщенная толщина 3,2 м, пористость 23 %, начальная нефтенасыщенность 83 %, проницаемость 0,57 мкм², коэффициент песчаности 0,39, коэффициент расчлененности 4,6.

Нефти Андреевского месторождения вязкие – вязкость в пластовых условиях составляет 18,6 – 28,8 мПа·с. Плотность пластовой нефти находится в пределах 878 – 902 кг/м³.

Пластовые воды месторождения относятся к хлоридно-кальциевому типу, общая минерализация 775-923 мг/экв на 100 г, плотность 1,18 г/см³.

По Андреевскому месторождению начальные балансовые и извлекаемые запасы ТТНК составляют соответственно 19282 и 6941 тыс.т, около 15 % из которых сосредоточено в водоокеанской зоне.

Проектный конечный коэффициент нефтеотдачи равен 36 % при плотности сетки по контуру нефтеносности $9,4 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв.}$

Андреевское нефтяное месторождение введено в разработку в 1969 г.

До 1975 г. эксплуатация велась без поддержания пластового давления, на упруго-водонапорном режиме. В 1975 г. введена система поддержания пластового давления – очагово-избирательное заводнение. На месторождении выделен двадцать один очаг.

Оценим геологическую неоднородность очагов при помощи комплексного показателя. Результаты статистической обработки данных и полученное значение комплексного показателя неоднородности сведем в табл. 3.10.

Как видим (табл. 3.10), наибольшей неоднородностью характеризуются очаги № 21, 14, 11, 19, 20, 18, 2, 7, 1, 10, 12, 9, 4, 13, 16, 6, Кнеод которых находится в пределах от 18,5 до 3,4.

Таблица 3.10

Результаты расчетов по очагам

Номер очага	M(hэф)	M(hnp)	W _m	Ws _n	K неод
1	3,82	2,12	11,75	4,33	6,28
2	3,4	2,03	11,75	4,33	7,38
3	3,48	2,24	19,08	0,81	1,99
4	3,70	2,22	9,25	3,64	4,10
5	4,32	3,05	10,09	2,72	2,08
6	6,10	1,86	8,47	4,59	3,43
7	2,94	2,41	11,75	4,33	7,18
8	8,50	2,13	8,48	4,75	2,23
9	6,49	1,82	12,45	3,89	4,11
10	3,41	2,78	11,75	4,33	5,37
11	3,73	2,04	12,88	6,15	10,40
12	4,20	2,13	10,99	3,84	4,72
13	4,52	2,26	10,07	3,81	3,75
14	2,90	1,53	10,92	5,44	13,42
15	4,60	1,69	10,12	2,05	2,76
16	5,87	1,96	10,47	4,03	3,68
17	5,46	2,25	17,71	1,07	1,54
18	4,85	1,94	11,84	6,07	7,64
19	4,60	1,45	9,42	6,05	8,56
20	3,13	1,99	11,75	4,33	8,17
21	2,71	1,93	16,00	6,05	18,50

Более однородными по геологическому строению являются очаги № 17, 3, 5, 8, 15, Кнеод которых составляет от 1,54 до 2,8.

Далее оценим коэффициент продуктивности очагов по имеющейся информации гидродинамических исследований скважин. Параметры сведены в табл. 3.11.

Таблица 3.11

Коэффициент продуктивности по очагам

Ном. оч.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Кн	0,44	0,83	0,12	0,58	0,70	0,44	0,57	0,24	0,26	0,59	0,38	1,37	1,05	0,16	1,12	0,98	0,17	0,36	0,55	7,12	0,86

Примечание: Ном оч. - номер очага; Кн – коэффициент продуктивности по нефти. т/(сут·МПа).

Условно очаги разобьем на две группы. К первой отнесем очаги, продуктивность по нефти которых Кн. находится в пределах от 7,12 до 0,55 т/(сут·МПа); ко второй – очаги, с коэффициентом продуктивности 0,44-0,12 т/(сут·МПа).

Очаги № 2, 4, 7, 9, 10, 13, 16, 19, 20, 21 характеризуются высокой геологической неоднородностью и продуктивностью по нефти.

Очаги № 1, 6, 9, 11, 12, 14, 18 являются неоднородными и относятся ко второй группе по продуктивности.

Очаги № 5, 15, однородны по геологическому строению и обладают высокой продуктивностью.

Очаги № 3, 8, 17 представлены как однородные и характеризуются низким значением коэффициента продуктивности.

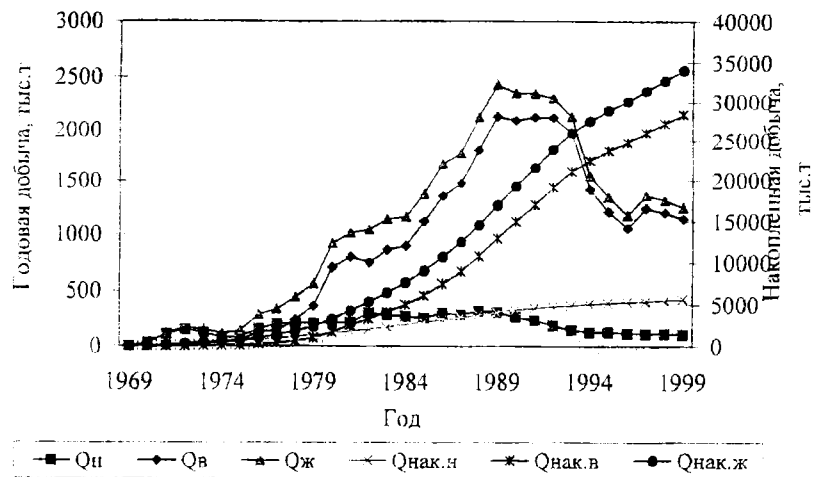
Андреевское месторождение вступило в заключительную стадию разработки, характеризующуюся высокой обводненностью добываемой продукции, падающей добычей нефти и продолжительным, по сравнению с другими стадиями, сроком разработки. Технологические показатели разработки приведены на рис 3.12 и 3.13.

Текущий коэффициент нефтеотдачи составил 29,3 % на 01.12. 99 (проектный КНО 36,6%). Накопленная добыча нефти достигла 5656,8 тыс.т, или 81 % от начальных извлекаемых запасов.

На месторождении плотность сетки работающих скважин на 1999 г. составляла $13 \cdot 10^4$ м²/скв. Следует отметить, что эксплуатация Андреевского месторождения на первой и второй стадиях разработки велась достаточно «редкой» сеткой, плотность составляла (40-50) $\cdot 10^4$ м²/скв.

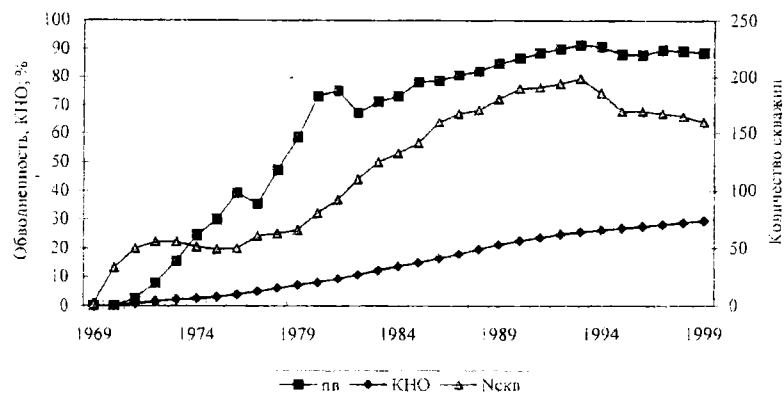
Эффективность разработки месторождения во многом определяется соответствием значения балансовых запасов, приходящихся на скважину, оптимальным величинам.

Андреевское месторождение относится ко второй группе объектов. Средние балансовые запасы, приходящиеся на работавшую скважину при обводненности от 0 до 60 %, находились в пределах 350-250 тыс.т. Текущий коэффициент нефтеотдачи на 60 % обводненности (1979 г.) составил всего 7 %, т. е. было отобрано около 19 % от начальных извлекаемых запасов. Причиной низкой величины нефтеотдачи явилось несоответствие ве-



Примечание: Q_n – годовая добыча нефти; Q_v – годовая добыча воды; $Q_{ж}$ – годовая добыча жидкости; $Q_{нак.н}$ – накопленная добыча нефти; $Q_{нак.в}$ – накопленная добыча воды; $Q_{нак.ж}$ – накопленная добыча жидкости

Рис. 3.12. Динамика добычи нефти, воды, жидкости Андреевского месторождения



Примечание: пв – обводненность продукции скважины; КНО – текущий коэффициент нефтеотдачи; Нскв – количество работающих скважин

Рис. 3.13. Динамика КНО, обводненности, количества скважин Андреевского месторождения

личины балансовых запасов на скважину оптимальному значению. В последующие годы происходило интенсивное уплотнение сетки скважин и на 1999 г. величина балансовых запасов на скважину составила 77 тыс.т.

Рассчитаем технологические показатели работы очагов на 01.01.2000 г. и сведем их в табл. 3.12.

Очаги № 5, 11, 13, 8 характеризуются высокой обводненностью - от 99 до 97 %.

Обводненность добываемой продукции по месторождению равна 88,7 %, максимальная в 91,5 % зафиксирована на 1993 г. Снижение обводненности добываемой продукции было достигнуто за счет остановки высокообводненных скважин и различных геолого-технических мероприятий.

С целью обоснования целесообразности проведения различных методов воздействия необходимо оценить остаточные запасы нефти на рассматриваемых участках.

Определим количество остаточных извлекаемых запасов нефти по очагам.

Таблица 3.12

Технологические показатели работы очагов месторождения

Номер очага	Накопленная добыча, т			Накопленная закачка во- ды, т	% воды	К
	нефти	воды	жидкости			
1	150680	569248	719928	806390	88	1,1
2	163983	258391	422374	715970	89	1,7
3	154740	178375	333115	161450	85	0,5
4	87190	2008316	2095506	2076509	95	1,0
5	383744	3358261	3742005	2085185	99	0,6
6	303017	2029355	2332372	2370344	94	1,0
7	144210	687296	831506	1027012	86	1,2
8	192144	601828	793972	1568190	97	2,0
9	241983	832734	1074717	1603696	92	1,5
10	370899	1192224	1563123	1288428	89	0,8
11	128806	617409	746215	788932	98	1,1
12	405060	1146460	1551520	2781493	96	1,8
13	435289	3021839	3457128	4880235	97	1,4
14	103353	385613	488966	731049	92	1,5
15	98227	22266	120493	591632	98	4,9
16	186825	736486	923311	3313183	94	3,6
17	123973	1228817	1352790	1693364	71	1,3
18	285111	978694	1263805	1629112	89	1,3
19	402015	2167786	2569801	1691550	93	0,7
20	108130	207611	315741	688367	22	2,2
21	234432	906421	1140819	811092	88	0,7

Примечание: К - отношение накопленной закачки воды к накопленной добычи жидкости.

Обводненность месторождения составляет более 80 %, следовательно, извлекаемые запасы нефти можно найти при помощи построения характеристик вытеснения.

Обработку промысловых данных проведем на основе методов Г.С. Камбарова, А.М. Пирвердяна, Д.К. Гайсина.

Результаты обработки данных по трем методам (величины извлекаемых и остаточных запасов по очагам на 01.01.2000 г.) представлены в табл. 3.13.

Выработка извлекаемых запасов очагов № 11, 18, 12, 8, 13, 5, 15 составила от 87 до 71 %. Процент отбора извлекаемых запасов очагов № 2, 1, 7, 21, 17, 6, 16, 10, 19, 14, 4, 9, 3, 20 менее 70 %. Очаги № 9, 4, 14, 19 характеризуются низкой выработкой извлекаемых запасов: 34,6; 46,1; 46,9; 48,7 % при обводненности 92, 95, 92 и 93 % соответственно.

Таблица 3.13

Извлекаемые и остаточные запасы по очагам месторождения

Номер очага	Обводненность продукции, %	Извлекаемые запасы, т	Остаточные извлекаемые запасы, т	% отбора от извлекаемых запасов
1	88,0	207460	65496	68,43
2	89,0	210447	65262	68,99
3	85,0	178547	116855	34,55
4	95,0	124020	65792	46,95
5	99,0	390308	109761	71,88
6	94,0	451273	198899	55,92
7	86,0	241560	99088	58,98
8	97,0	236620	56285	76,21
9	92,0	332033	178850	46,13
10	88,0	647660	292943	54,77
11	98,0	110390	14906	86,50
12	96,0	474840	91550	80,72
13	97,0	522310	125864	75,90
14	92,0	192467	98759	48,69
15	98,0	137727	39500	71,32
16	94,0	239230	105547	55,88
17	71,0	166298	71500	57,01
18	89,0	336430	55907	83,38
19	93,4	670000	308926	53,89
20	22,0	289656	202865	29,96
21	88,0	381869	157301	58,81

Оценим эффективность проведенных методов воздействия на Андреевском месторождении (закачка полимеров «Гивпан», силикатно-щелочного раствора (СЩР) и его модификации - щелочно-полимерного раствора, алюмохлорида, композиции на основе жидкого стекла с наполнителями «КОГОР»). Перечисленные методы относятся к группе осадкогелеобразующих технологий (ОГОТ).

Обычно ОГОВ применяются при высокой обводненности добываемой продукции и геологической неоднородности объектов. Данные условия характерны для Андреевского месторождения. С 1996 г. на месторождении было начато внедрение осадкогелеобразующих технологий.

Технология, номер нагнетательной скважины, очага и дата проведения воздействия приведены в табл. 3.14.

Оценим эффективность примененных методов воздействия. Обработку исходных данных проведем при помощи промыслово-статистического метода.

Таблица 3.14

Виды проведенных воздействий на Андреевском месторождении

Номер очага	Номер нагнетательной скважины	Дата обработки	Закачка реагента
4	1152	30.07.98	ЩПВ
5	1942	01.07.98	ЩПВ
5	1942	13.11.97	Алюмохлорид
5	1938	12.11.97	Алюмохлорид
6	1936	29.07.98	ЩПВ
9	47м	06.11.96	КОГОР
9	47м	31.10.97	КОГОР
9	1899	27.06.98	ЩПВ
10	1849	25.06.98	ЩПВ
10	1861	25.06.98	ЩПВ
13	1123	08.07.97	Гивсан
13	1123	14.10.98	КОГОР
13	1885	09.11.96	КОГОР
13	1885	28.11.97	КОГОР
13	1885	15.10.98	КОГОР+ Алюмохлорид
16	1120	22.08.97	Гивсан
16	1907	22.08.97	Гивсан
17	1118	08.07.97	Гивсан
18	1858	23.10.97	КОГОР
19	1111	05.10.99	СЩР
19	1980	14.11.97	Алюмохлорид

Примечание: ЩПВ – щелочно-полимерное воздействие

Данный способ анализа эффективности заключается в определении базового среднесуточного дебита нефти, воды до воздействия и сравнения их с последующими (фактическими) среднесуточными дебитами. Воздействие считается успешным, если после его проведения произошло увеличение среднесуточных дебитов нефти и снижение среднесуточных дебитов воды. При выравнивании фактических показателей с базовыми считается, что действие технологии прекратилось.

Результаты расчетов сведен в табл. 3.15.

Выделим 4 группы проявления эффекта осадкогелеобразующих технологий. Первая группа (очаги № 4, 6, 9, 10, 13, 18) определена как наиболее успешная, применение ОГОВ дало увеличение добычи нефти и сниже-

ние объема попутнодобываемой воды. По второй группе (очаги № 9, 16, 19) получена дополнительная нефть, но наблюдалось и некоторое увеличение добычи воды. По третьей группе (очаги № 9, 13, 17) произошло снижение добычи воды, но не было получено дополнительной добычи нефти. Четвертая группа (очаг № 5) характеризуется отсутствием положительного результата.

Следует отметить, что выделить конкретную технологию как наиболее или наименее эффективную на данном месторождении не представляется возможным.

Таблица 3.15

Эффективность проведенных методов воздействия

Номер очага	Номер нагнетательной скважины	Дата обработки	Вид обработки	$\Delta q_{\text{нефти}}$, т	$\Delta q_{\text{воды}}$, т
1-я группа					
10	1849, 1861	06.98	ЩПВ	2908,5	-29159,2
13	1885	11.97	КОГОР	1329,1	-11488,9
6	1936	07.98	ЩПВ	256,3	-1454,2
13	1123	07.97	Гивпан	225,7	-11240,2
9	47м	10.97	КОГОР	169,1	-404,2
18	1858	10.97	КОГОР	148,1	-10938,6
4	1152	07.98	ЩПВ	15,6	-3025,4
2-я группа					
19	1980	11.97	Алюмохлорид	1811,5	-
19	1111	10.99	СЩР	604,9	-
9	1899	06.98	ЩПВ	64,7	-
16	1120, 1907	08.97	Гивпан	26,2	-
3-я группа					
13	1123, 1885	10.98	КОГОР	-	-36411,5
13	1885	11.96	КОГОР	-	-15709,5
9	47м	11.96	КОГОР	-	-12295,4
17	1118	08.07.97	Гивпан	-	-892,6
4-я группа					
5	1942	07.98	ЩПВ	-	-
5	1942, 194	11.97	Алюмохлорид	-	-

Примечание: $\Delta q_{\text{нефти}}$ - дополнительная добыча нефти за счет применения ОГОВ, $\Delta q_{\text{воды}}$ - снижение добычи воды.

Это говорит о том, что эффективность ОГОВ во многом зависит от геологического строения очага (участка) и технологических показателей.

Анализ геологической неоднородности опытных участков показывает, что четвертая группа представлена наиболее однородным по геологическому строению очагом, обводненность добываемой продукции очага № 5 составляет 99 %. Следовательно, на очагах № 3, 5, 8, 11, 14, 15, 17, 20 проведение ОГОВ скорее всего не будет целесообразным.

Проведенный анализ применения ОГОВ на Андреевском месторождении позволил выделить четыре группы проявления эффекта и дать рекомендации по дальнейшему внедрению осадко-гелеобразующих технологий

на данном месторождении на основе классификации очагов по геологической неоднородности и продуктивности, оценки извлекаемых запасов нефти, процента выработки, обводненности продукции очагов.

3.4. Щелочное заводнение

Метод щелочного заводнения нефтяных пластов основан на взаимодействии щелочей с пластовыми нефтью и породой. Практически все природные нефти содержат в своем составе активные компоненты - органические кислоты, но количество и состав их различны. При контакте щелочи с нефтью происходит ее взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются поверхностно-активные вещества, снижающие межфазное натяжение на границе раздела фаз нефть-раствор щелочи и увеличивающие смачиваемость породы водой. Эффективность щелочного заводнения зависит от активности пластовой нефти [27]. Лабораторные исследования показали, что степень снижения межфазного натяжения возрастает с увеличением количества органических кислот в нефти и может составлять 0,001 мН/м и менее в узком диапазоне концентраций щелочи в растворе. При контакте щелочных растворов с нефтями, особо активно взаимодействующими с щелочью из-за низкого межфазного натяжения, образуются мелкодисперсные эмульсии типа "нефть в воде" и с малоактивными нефтями типа "вода в нефти". Нефти, активно воздействующие с щелочью, не образуют стойких эмульсий с щелочными растворами, и с повышением содержания воды в них вязкость возрастает, эмульсии с активными нефтями при увеличении в них содержания воды резко уменьшают свою вязкость [14]. Положительное влияние оказывает присутствие в воде хлористого натрия, способствующего снижению концентрации щелочи в растворе для получения минимального межфазного натяжения.

Наличие щелочи в пластовой воде смещает в благоприятную сторону кривые фазовых проницаемостей при совместной фильтрации нефти и воды. Относительная проницаемость пласта для активной нефти существенно улучшается, особенно при насыщенности водой (раствором) более 70 %, когда обычная нефть становится неподвижной.

При щелочном заводнении относительная проницаемость для нефти еще больше, чем для воды, и сохраняет подвижность до насыщения пласта водой до 90 ... 95 %.

Наличие глинистого цемента в породе пласта снижает активность агента за счет ионного обмена между ними. Смачиваемость породы коллектора определяет характер распределения в нем остаточной нефти. В преимущественно гидрофильных коллекторах остаточная нефть удерживается в сужениях крупных пор, где гидродинамические градиенты давления ниже капиллярных сил. В связи с этим большинство пластов имеет промежуточную смачиваемость, и нефть в них частично остается в виде капель

на поверхности породы. При вытеснении щелочной водой характер смачиваемости породы меняется с гидрофобного на гидрофильный [14].

Условия эффективного применения метода щелочного заводнения весьма различны и во многом зависят от физико-химических свойств пород пластов и насыщающих их флюидов.

Для вытеснения высокоактивных нефтей можно рекомендовать раствор каустической соды. Этот реагент позволяет увеличить коэффициенты охвата и вытеснения. Метод применим на любой стадии разработки, но наилучшие результаты получаются на ранней стадии.

Применение раствора каустической соды с поваренной солью рекомендуется применять для объектов со сверхактивной нефтью. Наличие в растворе хлористого натрия ведет к существенному снижению минимальной концентрации каустической соды, необходимой для понижения межфазного натяжения на границе фаз "нефть - раствор каустической соды".

На процесс взаимодействия нефти с раствором щелочи большое влияние оказывают ионы Са, Mg, Fe. Хлористый кальций существенно повышает межфазное натяжение на границе нефть-раствор щелочи, при его взаимодействии с силикатом натрия образуется устойчивая эмульсия и выделяется осадок силиката кальция CaSiO_3 , снижающие проницаемость промытой части пласта. Поэтому могут возникнуть отложения неорганических солей - карбонатов, сульфатов кальция и магния в призабойной зоне пласта. Хлористый натрий оказывает положительное влияние и способствует снижению концентрации щелочи в растворе. Значительные потери активности щелочного раствора возможны и при высоком содержании в пластовых водах двуокиси углерода. В результате реакции образуется водный раствор кальцинированной соды Na_2CO_3 , которая является менее активной щелочью, чем едкий натр, однако она может хорошо умягчать жесткие пластовые воды.

В карбонатных коллекторах изменение смачиваемости зависит от наличия в нефти азотосодержащих компонентов, которые, адсорбируясь, гидрофилизуют их. С увеличением содержания глин в породе пласта снижается активность агента за счет ионного обмена между ними, происходит набухание глин [14, 21].

Для приготовления щелочных растворов могут использоваться: едкий натр (каустическая сода) NaOH , углекислый натрий (кальцинированная сода) Na_2CO_3 , гидрат окиси аммония (аммиак) NH_4OH , силикат натрия (растворимое стекло) Na_2SiO_3 . Наиболее активные из них первый и последний. Вытеснение нефти раствором каустической соды с силикатом натрия следует рекомендовать для объектов с малоактивной нефтью. В данном случае происходит увеличение степени эмульгирования нефти на фронте вытеснения [14].

Щелочные растворы закачивают в виде оторочек размером 0,1-0,25 объема пор с концентрацией 0,05-0,5 %. При значительной адсорбции щелочи возможна ступенчатая оторочка раствора с убывающей концентраци-

ей. Повышение концентрации щелочи до 2-4 % в гидрофобизированных коллекторах улучшает смачиваемость породы и в пластах с высокой минерализацией пластовых вод [24]. Опыты по изменению смачиваемости показывают, что 1 %-ный раствор щелочи повышает гидрофильность терригенных пород и не меняет смачиваемость в известняках [21].

Испытания проводились на месторождениях Шаимского района Западной Сибири, на месторождениях Пермской области (Шагиртско-Гожанское, Падунское, Опаликинское, Березовское), месторождениях Башкирии (Арланское, Манчаровское, Серафимовское).

Лабораторными исследованиями сотрудников "ПермНИПИнефть" была обоснована возможность и необходимость организации щелочного заводнения продуктивных пластов Яснополянского надгоризонта Шагиртско-Гожанского месторождения. К примеру, прирост коэффициента вытеснения повышался от 12,6 до 14,7 % с увеличением объема прокачки раствора щелочи от 10 до 25 % объема пор модели пласта по сравнению с вытеснением пресной водой.

По рекомендации ВНИИнефть для ПермНИПИнефть кафедра РНГМ УНИ в лице Токарева М.А., Денисламова И.З., Смирнова В.Б. провела оценку эффективности щелочного заводнения по ТТНК Шагиртско-Гожанского месторождения.

Опытно-промышленная закачка щелочи в соответствии с технологической схемой была начата на опытном участке N 1 в августе и прекращена по технологическим причинам в октябре 1978 года. В июне следующего года щелочное заводнение на участке было продолжено, и общее количество поступившего в пласт реагента составило 137 т в пересчете на 100 %-ную концентрацию. Последующая закачка раствора щелочи была организована с 1963 года по январь 1987 года - еще 19 месяцев. На этот раз в пласты ввели 944 т едкого натра. За этот период показатели разработки 1-го опытного участка резко улучшились: значительно возросла текущая добыча нефти, уменьшилась обводненность продукции в 1984 году на 7,8 %, в 1985 году - еще на 5,6 %.

Щелочное заводнение большего масштаба начато в августе 1983 года на опытном участке N 3. Общая длительность процесса с перерывами по технологическим причинам составила 41 месяц. За это время в пласты опытного участка закачено 6406 т раствора NaOH при средней ее концентрации в 0,21 %. Улучшилась характеристика эксплуатации участка: текущая добыча нефти возросла в 1,9 раза, обводненность продукции понизилась в 1984 году на 10,1 %, 1985 году - на 7,6 % по сравнению с 1983 годом.

Столь успешные результаты опытно-промышленных работ позволили вести щелочное заводнение еще на двух участках Шагиртско-Гожанского месторождения - на втором контрольном с мая 1987 года и на четвертом опытном с августа 1987 года. Эффект закачки реагента проявил-

ся уже в следующем году. Обводненность продукции снизилось на 2-м контрольном с 89,0 до 83,2 %, на 4-м опытно – с 88,2 до 84,3 %.

В продуктивном разрезе яснополянского надгоризонта Шагиртско-Гожанского нефтяного месторождения в пределах опытного участка выделяются четыре пласта: I (Тл-2а), П (Тл-2б) - тульского горизонта и III (Бб-1), IУ (Бб-2) - бобриковского горизонта.

Пласт IУ (Бб₂) хорошо выдержан по площади и отмечается на всех четырех опытных участках. Пласт представлен песчаниками, реже алевролитами. В пределах границ опытного участка № I пласт почти полностью замещен плотными породами и перфорацией не вскрыт (схема расположения месторождения с участками щелочного заводнения приведена на рис. 3.14). На остальных участках пласт распространен по всей площади и содержит 72 % запасов. От выше расположенного пласта III пласт хорошо изолирован плотной глинистой перемычкой, мощность которой изменяется от 1,6 до 11,3 м.

Пласт III (Бб₁) хорошо выдержан по площади и отмечается на всех четырех опытных участках. Пласт, представленный плотными песчаниками и алевролитами, в пределах опытных участков № П, Ш, IУ так же, как и по всей площади месторождения, имеет незначительное распространение. В области опытного участка № I пласт имеет большую (до 8,4 м) мощность, где его запасы достигают 46 %.

Пласт П (Тл 2-б) хорошо выдержан по площади и отмечается на всех четырех опытных участках. Пласт представлен алевролитами, реже песчаниками. Основные запасы пласта (до 50 %) сосредоточены в пределах опытного участка № I.

Пласт I (Тл 2-а), представленный песчаниками и алевролитами, развит только в юго-восточной части площади. Коллекторские свойства пласта в пределах опытного участка и по месторождению в целом низкие.

Пласты сложены песчаниками и песчано-алевролитовыми породами, цемент, в основном, глинистый.

Для проведения анализа разработки выделено десять участков Шагиртско - Гожанского месторождения. За объект анализа приняты 4 опытных участка, выделенные "ПермНИПИнефть", а также выделенные нами на основе карт изобар относительно гидродинамически изолированные участки "Западный Гожан", "Центральный Гожан", "Восточный Гожан". Кроме всего рассматривалось Гожанское месторождение в целом.

Обоснование границ между тремя выделенными блоками Гожанского месторождения сделано на базе карт изобар за все годы эксплуатации залежи, причем учитывалось наличие нагнетательных скважин и линий минимальных градиентов давления по картам изобар, что позволяет надеяться на отсутствие значительных перетоков между блоками.

На участке Западный Гожан нами рассматривался участок «Неонол», выделенный сотрудниками ПермНИПИнефть для опытно-промышленной закачки ПАВ.

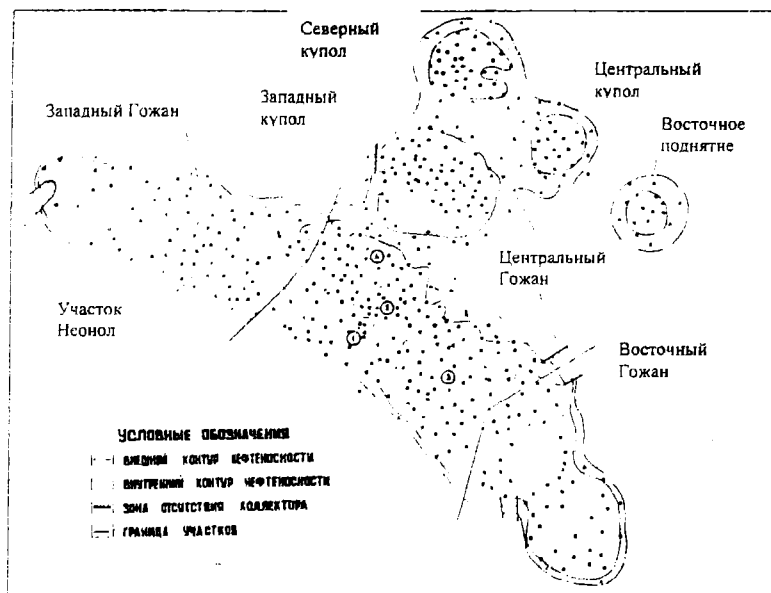


Рис. 3.14. Схема расположения участков Шагиртско-Гожанского месторождения

Все опытные участки по закачке щелочи приходятся на Центральный Гожан, следовательно, весь Центральный Гожан можно считать опытным участком по щелочному заводнению. Кроме этого, анализировалось Восточное Шагиртское поднятие, преимуществом которого перед остальными объектами исследования является то, что оно имеет замкнутые гидродинамические границы и достоверные балансовые запасы нефти.

Наличие 10 выделенных участков, характеризующихся близкими геолого-физическими условиями, позволит провести более объективное сравнение показателей разработки по опытным и контрольному участкам и повысит надежность оценки эффекта применения щелочного заводнения на Гожанском месторождении.

В табл. 3.16 приведены результаты статистической обработки геофизических данных по скважинам Шагиртско-Гожанского месторождения. Данные таблицы свидетельствуют о достаточно равномерном распределении величины пористости коллектора по площади месторождения (изменяется от 17,8 до 20,3 %). Большой разброс наблюдается по нефтенасыщенности продуктивных пород - от 86,9 до 92,8 %.

Значительно отличаются рассматриваемые участки по нефтенасыщенной толщине H и толщине пропластков $h_{пр}$. Максимальные значения H имеют третий и четвертый опытные участки - соответственно 12,7 и 12,3 м. В среднем по Центральному Гожану нефтенасыщенная толщина пласта равна 11,2 м, в то время как по Западному, Восточному Гожану величина H соответственно равна 8,2 и 6,2 м. Так же сильно меняется от участка к участку и средняя толщина пропластков. Наибольшая величина этого параметра на первом опытном участке - 3,1 м и наименьшая - на Западном и Восточном Гожане - соответственно 1,8 и 1,6 м.

Интересен тот факт, что вариация нефтенасыщенности $W_{Кн}$ 1-го опытного участка равна 3,1 %, что значительно ниже подобных показателей на других участках. Центральный Гожан имеет коллекторские и толщинные характеристики, намного превышающие показатели по соседним участкам - Западному и Восточному Гожану. Этим подтверждается общеизвестное положение об ухудшении коллекторских и фильтрационных свойств пласта на крыльях залежи по сравнению со сводовой ее частью.

Для количественной оценки геологической неоднородности участков Шагиртско-Гожанского месторождения рассчитаны коэффициенты: $K_{п}$ - песчанистость пласта; K_p - расчлененность пласта и $K_{сод}$ - комплексный показатель геологической неоднородности.

Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что чем лучше коллекторские свойства продуктивного пласта, тем выше его нефтеотдача. Коллекторские свойства пласта характеризуем пористостью, нефтенасыщенностью, толщиной пропластков и нефтенасыщенной толщиной пласта. Однако расчеты [4] выявили, что вариации первых двух пара-

Таблица 3.16
Изменчивость коллекторских и толщинных свойств пластов по исследуемым участкам Шагиртско-Гожанского месторождения

	Объект	Кол-во расч-х скв.	Пористость, %			Нефтенасыщенность, %			Нефтенасыщенная толщина пласта			Толщина пропластков	
			m	σ_m	W_m	σ_{K_n}	W_{K_n}	H	σ_n	W_n	h_{np}	$\sigma_{h_{np}}$	Wh_{np}
1	1-й опытный участок	8	19,9	3,9	19,8	2,9	3,1	10,3	4,0	39,0	3,1	2,4	79,6
2	2-й контрольный участок	15	20,3	3,0	14,9	8,9	10,0	10,2	3,1	30,2	2,7	2,7	98,5
3	3-й опытный участок	37	17,8	3,0	17,1	8,2	9,5	12,7	5,4	42,7	2,2	2,2	97,2
4	4-й опытный участок	32	19,1	3,5	18,3	5,4	5,8	12,3	3,7	29,9	2,7	2,7	100,5
5	Западный Гожан	66	18,8	3,1	16,5	6,6	7,4	8,2	3,6	43,9	1,8	1,3	75,3
6	Центральный Гожан	153	18,4	3,3	18,2	8,2	9,2	11,2	4,8	42,6	2,3	2,2	95,4
7	Восточный Гожан	48	19,7	3,3	16,6	6,9	7,7	6,2	2,6	41,8	1,6	1,4	83,5
8	Гожанское месторождение	267	18,4	3,3	18,1	7,8	8,7	9,6	4,7	48,7	2,1	1,9	92,6
9	Участок «Неонол»	12	19,7	3,0	15,0	7,4	8,1	8,3	1,5	18,7	1,9	1,8	97,8
10	Восточное Шагиртское поднятие	11	20,1	3,6	17,8	6,0	6,4	10,6	2,0	19,0	2,2	2,3	103,0

Примечание: В расчетах использовались данные только по нефтенасыщенным пропласткам

метров - W_m и W_{K_n} - больше влияют на нефтеотдачу, чем сами параметры - m и K_n . Дальнейшие исследования в течение ряда лет показали следующее:

- 1) комплексный коэффициент неоднородности $K_{\text{цел}}$ является одним из самых информативных параметров, влияющих на нефтеотдачу [4];
- 2) для всех анализируемых месторождений Волго-Уральской НГП подтверждена обратная связь между нефтеотдачей и $K_{\text{цел}}$.

Описанные выше показатели геологической неоднородности пласта рассчитаны по всем участкам с учетом того, что продуктивные пласты Тл 2-а, Тл 2-б, ББ1, ББ2 яснополянского горизонта разрабатываются единой сеткой скважин и представляют единый объект разработки (приведены в табл. 3.17).

Расчеты позволяют сказать следующее - наиболее неоднородны по строению и коллекторским свойствам пласты Западного и Восточного Гожана, в то время как Центральный Гожан сравнительно однороден, особенно 1-й опытный участок (рис. 3.15).

Таблица 3.17

Специальные коэффициенты геологической неоднородности

	Объект	K_p	K_n	$K_{\text{цел}}$
1	1-й опытный участок	3,6	0,38	1,95
2	2-й контрольный участок	3,7	0,28	5,35
3	3-й опытный участок	6,0	0,32	5,69
4	4-й опытный участок	4,9	0,33	3,25
5	Западный Гожан	4,8	0,23	8,39
6	Центральный Гожан	4,9	0,29	6,59
7	Восточный Гожан	4,2	0,20	12,53
8	Гожанское месторождение	4,8	0,26	7,93
9	Участок "Неонол"	4,5	0,26	7,81
10	Восточное Шагиртское поднятие	5,0	0,29	4,90

Средняя проницаемость коллектора по участкам тоже принята одинаковой и равной $1,18 \text{ мкм}^2$. Исключение составляет 1-й опытный участок с проницаемостью в $0,77 \text{ мкм}^2$.

Гожанское месторождение содержит незначительные запасы нефти в водонефтяной зоне (ВНЗ). По данным протокола ГКЗ № 10144 от 11.03.1987, где утверждены запасы Шагиртско-Гожанского месторождения, относительная площадь водонефтяной зоны ($S_{\text{ВНЗ}}$, %) колеблется от 7,9 до 10,3 % для Западного, Центрального, Восточного Гожана, а также всего Гожанского месторождения. Относительные запасы нефти водонефтяной зоны ($Q_{\text{ВНЗ}}$, %) для этих четырех объектов приняты одинаковыми - 7,7 %. Четыре опытных участка и участок "Неонол" находятся в чисто нефтяной зоне продуктивных пластов, следовательно, для этих объектов $S_{\text{ВНЗ}} = 0 \%$, $Q_{\text{ВНЗ}} = 0 \%$.

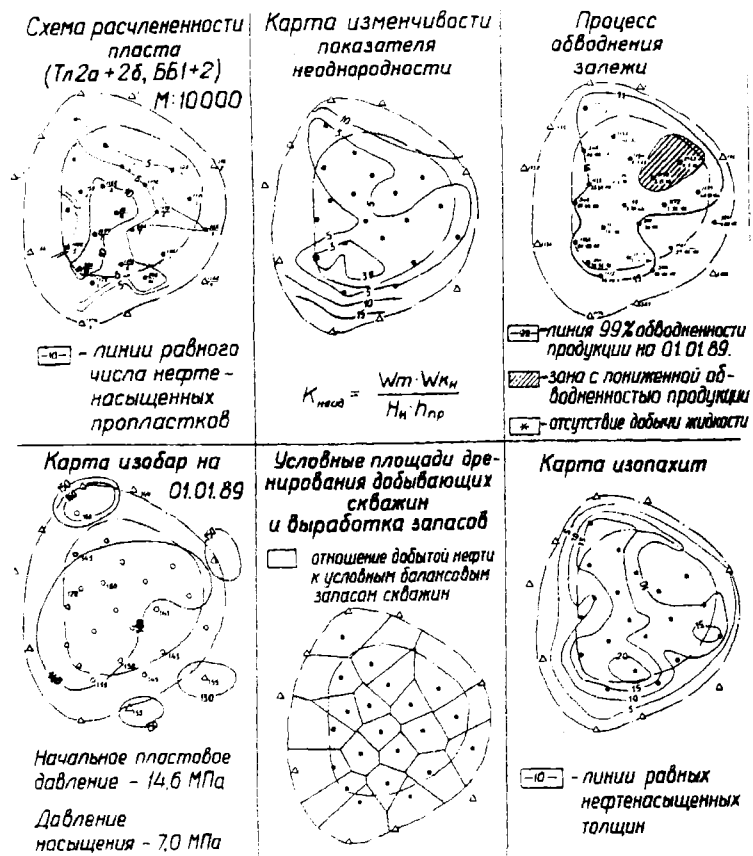


Рис. 3.15. Влияние неоднородности пластов на процесс разработки Центрального Шагиртского купола

Изучим динамику нефтеотдачи и водонефтяного фактора исследуемых объектов.

Составим сводную таблицу показателей разработки и балансовых запасов (табл. 3.18).

Таблица 3.18

Сводные показатели по исследуемым участкам Шагиртско-Гожанского месторождения на 01.01.89

	Объект	Балансовые запасы, тыс. т	Текущие значения		
			обводненности продукции, %	нефтеотдачи, %	водонефтяного фактора, т/т
1	1-й опытный участок	388	95,7	63,4	5,11
2	2-й контрольный участок	928	83,2	36,7	5,44
3	3-й опытный участок	5483	78,6	52,5	2,18
4	4-й опытный участок	5114	84,3	31,4	2,72
5	Западный Гожан	11173	72,4	7,5	1,23
6	Центральный Гожан	24118	-	-	-
7	Восточный Гожан	7345	77,2	9,7	1,88
8	Гожанское месторождение	41128	83,2	20,2	2,57
9	Участок «Неонол»	1870	79,4	18,5	1,43
10	Восточное Шагиртское поднятие	1761	72,8	18,3	1,35

Сведения табл. 3.18 свидетельствуют о том, что четыре опытных участка Центрального Гожана находятся на более поздней стадии разработки, нежели Западный и Восточный Гожан. Действительно, обводненность продукции опытных участков колеблется от 78,6 до 92,7 %, а по Западному и Восточному Гожану соответственно равна 72,4 и 77,2 %. Более всего промыты водой продуктивные пласты 1-го опытного и 2-го контрольного участков: ВНФ равен соответственно 5,11 и 5,44. По Западному Гожану величина водонефтяного фактора наименьшая из всей выборки объектов - 1,23. Наибольшая текущая нефтеотдача достигнута по 1-му и 3-му опытным участкам: соответственно 63,4 и 52,5 %. Именно на этих участках с 1983 года производят закачку раствора щелочи NaOH в продуктивные пласты яснополянского горизонта.

С другой стороны, если первый опытный участок является объектом с хорошими коллекторскими свойствами и сравнительно однородным геологическим строением, то иная картина наблюдается для 3-го опытного участка. Этот район месторождения характеризуется наименьшей пористостью коллектора - 17,8 %, наименьшей нефтенасыщенностью - 86,9 %,

наибольшей расчлененностью пласта – $K_p=6$ и сравнительно высокой геологической неоднородностью – $K_{геол}=5,69$. Высокое значение текущей нефтеотдачи пластов третьего опытного участка возможно по причинам занижения балансовых запасов участка, притока нефти через открытые границы из соседних зон месторождения и, конечно, вполне допустимо, что весь положительный эффект определен щелочным заводнением.

Методика проведения промыслового эксперимента предполагала наличие идентичности 1-го опытного и 2-го контрольного участков как по геолого-физическим, так и по технологическим условиям их разработки. Последнее было обеспечено, к примеру, плотность сетки скважин по 1-му и 2-му участкам соответственно равна 4,9 и 5,8 га на добывающую скважину. Сохранена такая же пропорция по удельным балансовым запасам нефти на одну добывающую скважину: $Q_{уд}=67$ тыс.т/скв. для 1-го участка и 71,4 тыс.т/скв. - для второго контрольного. Однако после полного разбуривания участков выявилось значительное расхождение участков в их геолого-физической характеристике. Это делает невозможным, по нашему мнению, прямое сравнение показателей разработки 1-го и 2-го участков при установлении величины эффекта проведения щелочного заводнения на 1-м опытном участке.

Во многих случаях промысловые эксперименты по применению новых методов повышения нефтеотдачи проводятся на участках с условно замкнутыми (рядами нагнетательных скважин) или незамкнутыми границами, а закачка водных растворов химических реагентов проводится в очаговых нагнетательных скважинах. В этом случае оценка геолого-промысловой эффективности от проводимого воздействия на пласт еще более затруднена. В этом случае при оценке текущей нефтеотдачи и выявлении эффективности метода повышения нефтеотдачи может быть несколько подходов. Один из подходов предусматривает оценку запасов нефти в пределах опытного участка и учет количества перетекшей на этот участок нефти с целью более точной оценки и конечной нефтеотдачи. В работе [26] на примере одного из опытных участков реализован данный методический подход с помощью уравнения материального баланса притока жидкости по участку. Границы опытного участка берутся по линии минимальных градиентов давлений, что по сути уже значительно уменьшает ошибку при определении текущей нефтеотдачи за счет перетоков нефти с соседних участков.

В большинстве случаев авторы методик оценки эффективности МУН [27, 28, 29] рекомендуют сравнивать величину фактической нефтеотдачи, полученной при применении новых МУН, с величиной нефтеотдачи, которая была бы достигнута по этому же участку при применении базового метода разработки. Как правило, за базовый метод принимается разработка с вытеснением нефти водой. В некоторых случаях применение этого методического подхода с применением традиционных методов расчета будет эффективно, в первую очередь, тогда, когда МУН начинают применяться

после значительного времени разработки участка базовым методом. В этом случае проводится экстраполяция технологических показателей на некоторый период, и расхождение между экстраполированным и фактическим значением технологического показателя дает величину эффекта от применения МУН.

Как совершенно правильно отмечают авторы [28], предлагаемый метод основан на статистических закономерностях и является наиболее достоверным при оценке эффективности для краткосрочных методов разработки с применением МУН. Величина технологического эффекта в этом случае может определяться снижением текущего водонефтяного фактора [28], разницей между накопленной добычей нефти с применения МУН и без применения [30].

Во всех этих методах основой является экстраполяция промысловых данных по базовому способу разработки. Однако закон, по которому следует экстраполировать данные, как правило, во времени меняется, а погрешность оценки значительно возрастает, особенно на заключительной стадии разработки.

Если метод повышения нефтеотдачи по участку начинает применяться с самого начала разработки, технологические показатели разработки с помощью базового метода рекомендуется брать из технологической схемы разработки [30]. В этом случае возможная ошибка в оценке технологического эффекта от МУН может быть еще больше. На наш взгляд, при оценке технологического эффекта от МУН по участкам с условно замкнутыми границами должна быть использована схема, представленная в табл. 3.19.

Рассмотрение табл. 3.19 позволяет сделать вывод, что рабочая схема оценки эффективности МУН в общем-то очень проста. Однако это кажущаяся простота, так как реализация каждого блока схемы требует применения особого методического подхода.

Таблица 3.19

Схема оценки эффективности методов повышения нефтеотдачи по участкам с незамкнутыми границами

1. Выделение границ опытных участков по комплексу геологических, технологических и гидродинамических данных.
2. Подсчет запасов нефти по опытному участку, оценка геологической неоднородности.
3. Анализ показателей разработки с оценкой текущей и конечной нефтеотдачи анализируемого и группы родственных объектов.
4. Оценка эффективности методов повышения нефтеотдачи по участкам, разрабатывавшимся базовым методом на первом этапе.
5. Сопоставление показателей разработки опытного участка с показателями участков сравнения, разрабатываемых базовым методом.

6. Окончательные выводы об эффективности метода повышения нефтеотдачи по данным опытного участка и участков сравнения.

Рассмотрим некоторые из этих методических приемов, используемых в работе при реализации табл. 3.19.

При решении вопросов второго блока все объекты разработки характеризуются специальными показателями геологической неоднородности, позволяющими ранжировать анализируемые объекты.

При реализации третьего блока проводится сравнение показателей разработки анализируемого объекта и группы родственных объектов. Причем, группа родственных объектов выделяется по комплексу геолого-физических параметров, а их классификация и взаимное расположение в многомерном пространстве геолого-физических параметров производится с помощью факторного анализа по методу главных компонент.

Реализация четвертого блока для уменьшения погрешности в прогнозе нефтеотдачи при разработке по базовому методу связана не с экстраполяционными методами, а с более совершенным подходом – использованием адапционных геолого-промысловых моделей. В отличие от экстраполяционных методов адапционные геолого-промысловые модели позволяют проводить прогноз нефтеотдачи с учетом изменяющегося в безразмерном времени влияния геологических и технологических параметров.

При реализации пятого и шестого блоков и окончательном выводе об эффективности МУН в данном случае щелочного заводнения, необходимо провести сопоставление всех полученных результатов с выбором наиболее вероятных количественных или качественных оценок.

Реализация всех блоков схемы 3.19 позволяет надеяться на объективность оценки по эффективности МУН.

Геолого-физические характеристики приведены в табл. П 1.5.

Проведем классификацию опытного участка в пространстве главных компонент. Значения главных компонент сведены в табл. 3.20.

Таблица 3.20

Значение шести главных компонент $Z_1 \dots Z_6$ по участкам

	Объект	Главные компоненты					
		Z_1	Z_2	Z_3	Z_4	Z_5	Z_6
1	Первый опытный участок	1,40	1,63	2,46	1,41	-1,85	-0,13
2	Второй контрольный участок	2,50	0,95	1,59	-1,09	-0,78	-0,08
3	Третий опытный участок	3,03	-0,48	2,12	-1,76	-1,60	-0,36
4	Четвертый опытный участок	1,73	0,93	2,08	-0,25	-1,93	-0,32
5	Западный Гожан	3,12	0,71	1,88	-0,29	-0,65	-0,54
6	Центральный Гожан	2,88	-0,10	1,94	-1,01	-1,67	-0,35
7	Восточный Гожан	3,36	0,78	1,81	-0,46	-1,67	-0,96
8	Гожанское месторождение	3,07	0,05	1,87	-0,77	-1,02	-0,35
9	Участок «Неонол»	2,63	1,23	1,39	-0,62	-0,43	-0,60
10	Восточное Шагиртское поднятие	5,04	5,14	3,83	-0,57	-2,34	-0,82

Рассматриваемые опытные участки по проведенной классификации наиболее близки к объектам второй группы залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, характеризующимся высокой степенью геологической неоднородности, насыщенным высоковязкими асфальтосмолистыми нефтями. Для прогноза нефтеотдачи по этой группе объектов взяты адаптационные геолого-промысловые модели по пятому варианту. Модель учитывает геологические и технологические показатели до 60 % обводненности продукции, а после 60 % представляет собой рекуррентную зависимость. Учитывая то, что геологическая характеристика для объектов второй группы довольно-таки сложная, а фактические геолого-физические характеристики находятся в сильной взаимосвязи между собой, что значительно ухудшает результаты регрессионного анализа, для расчетов взята адаптационная модель, в которой геолого-физическая характеристика учитывается с помощью фиктивных параметров, которыми являются главные компоненты. Основным преимуществом этой модели является то, что главные компоненты взаимонезависимы, что улучшает статистические характеристики при расчетах. Применяемые модели действительны при определенных пределах изменения геолого-физических и технологических параметров. Одним из основных групп параметров, влияющих на нефтеотдачу, являются физико-химические свойства пластовых флюидов. При этом действительна следующая закономерность: чем ближе фактические значения параметров к средним значениям этих параметров для данной модели, тем точнее проводимый прогноз.

Для выбранной модели среднее значение вязкости пластовой нефти равно 18 мПа·с, стандартное отклонение $\sigma_{\mu_n} = 8,8$ мПа·с. Для анализируемой Шагиртско-Гожанской группы объектов $\mu_n = 38$ мПа·с, и значения физико-химических свойств находятся на границе допустимых для данной модели свойств. Нефти Шагиртско-Гожанского месторождения относятся к тяжелым и даже несколько выходят за допустимые границы этих моделей. В такой ситуации целесообразно создание новой модели со средним значением $\mu_n = 30 \dots 35$ мПа·с, однако разработка такой модели требует большое количество сил и средств и далеко выходит за рамки данной работы.

При оценке эффекта щелочного заводнения с использованием данной модели следует оперировать не абсолютными, а относительными значениями нефтеотдачи. Рассмотрим пример оценки эффективности воздействия на пласт в случае более близких значений вязкости пластовой нефти средним значениям для расчетной геолого-промысловой модели.

По всем 10 анализируемым объектам Шагиртско-Гожанского месторождения с помощью АГПМ сделан прогноз текущей нефтеотдачи при различной обводненности продукции. Результаты расчетов в сопоставлении с фактическими данными сведены в табл. 3.21. В силу выше-названной причины высокой вязкости пластовой нефти изучаемых объектов и использования АГПМ на пределе допустимого получают зна-

Таблица 3.21
Фактические (числитель) и прогнозные (знаменатель) величины нефтеотдачи площадей Шагиртско-Гожанского месторождения

	Смиски	Нефтеотдача (%) при абсолютности продукции (%)										1988 г.	
		20	30	40	60	70	80	90	95	98	факт		
1	Первый опытный участок	13,2 16,8	14,6 17,9	16,0 21,1	22,6 32,7	26,8 36,6	31,0 40,8	35,3 46,9	— 51,6	— 54,8	— —	63,4	—
2	Второй контрольный участок	1,0 9,8	1,5 13,9	2,0 22,0	4,5 33,9	14,8 38,9	24,8 44,1	— 49,0	— 52,0	— 53,4	— —	36,7	—
3	Третий опытный участок	9,3 62	12,0 9,4	14,8 18,7	21,5 29,8	26,0 35,3	37,1 39,8	— 45,2	— 48,1	— 51,0	— —	52,5	—
4	Четвертый опытный участок	9,8 10,8	11,0 13,7	12,0 20,3	14,6 31,7	19,9 36,1	24,5 40,5	— 46,7	— 49,9	— 53,4	— —	31,4	—
5	Западный Гожан	2,0 10,5	3,0 12,0	3,9 17,9	5,0 27,5	6,2 32,4	— 36,9	— 43,6	— 47,3	— 48,9	— —	7,5	—
6	Центральный Гожан	3,4 1,4	4,5 3,0	5,5 5,7	9,7 29,1	13,0 34,1	20,2 38,6	— 44,6	— 47,8	— 50,7	— —	26,5	—
7	Восточный Гожан	3,0 0,2	4,3 8,6	5,0 14,8	6,3 24,8	6,8 29,7	— 34,0	— 41,2	— 45,0	— 46,8	— —	9,7	—
8	Гожанское месторождение	3,0 1,0	3,6 4,6	4,2 8,2	8,8 29,8	11,5 34,2	16,0 38,8	19,0 45,0	— 48,1	— 50,6	— —	20,2	—
9	Участок «Неоном»	7,1 9,9	7,8 13,3	9,9 19,4	14,9 28,2	17,0 32,8	— 37,5	— 43,7	— 47,4	— 49,1	— —	18,5	—
10	Восточный Шагиртский кушан	4,0 7,7	4,9 9,8	5,0 11,9	10,5 16,3	17,0 23,2	— 26,7	— 36,7	— 42,6	— —	— —	18,3	—

чительные расхождения между прогнозными и фактическими кривыми вытеснения.

Фактические кривые вытеснения имеют специфическую форму: за несколько первых лет разработки (3 ... 4 года) обводненность продукции залежей достигает 80 %, затем наблюдается рост нефтеотдачи при практически постоянной обводненности объектов (рис. 3.16; 3.17; 3.18). Рост нефтеотдачи при неизменной высокой обводненности объясняется увеличением охвата пластов заводнением и вовлечением больших объемов нефтенасыщенных пластов в разработку. Расхождения между фактом и прогнозом в какой-то мере определяются различной динамикой разбуривания участков. В одно и то же время разработки величина удельных балансовых запасов на скважину $Q_{уд}$ колеблется от 400 до 65 тыс. т /скв. Резкое различие по плотности сетки скважин анализируемых участков наряду с геолого-физической характеристикой определяет большое расхождение в базовых значениях нефтеотдачи участков. Несмотря на то, что характер вытеснения нефти по всем опытным и контрольному участкам одинаков, расхождение между фактическими и прогнозными значениями нефтеотдачи имеет различный характер. По 1-му и 3-му опытному участкам при обводнении соответственно 90 и 80 % фактическая нефтеотдача превышает прогнозное значение. По 2-му контрольному участку текущая нефтеотдача при обводненности 90 % ниже прогнозной базовой нефтеотдачи. Учитывая, что интенсивность разработки 1-го участка выше, чем 2-го контрольного, а интенсивность разработки 3-го опытного ниже, чем 2-го контрольного, можно однозначно сказать, что наблюдается положительный эффект от применения щелочного заводнения на опытных участках.

Наряду с большим влиянием вязкости нефти на расхождение фактических и прогнозных величин нефтеотдачи значительное влияние оказывает погрешность определения балансовых запасов нефти, перетоки пластовых флюидов (участки имеют незамкнутые границы), а незначительные размеры участков усиливают влияние этих факторов. Повышенная вязкость нефти в какой-то мере уменьшает вероятность перетоков больших объемов нефти между участками. Значительные размеры 3-го опытного участка определяют большую сходимость базовой и фактической нефтеотдачи до начала закачки щелочи.

Чтобы полностью избавиться от возможности неправильной оценки эффективности щелочного заводнения, была проведена интегральная оценка величины эффекта. При этом считаем, что эффект от щелочного заводнения должен сказаться на показателях разработки центральной части Гожанского месторождения, так как все опытные и контрольные участки являются составными частями Центрального Гожана.

Оценку технологического эффекта от применения новых методов повышения нефтеотдачи пластов можно произвести и по водонефтяному фактору (ВНФ). При этом снижение ВНФ или уменьшение отклонения от базового прогнозного показывает наличие эффекта. По анализируемым

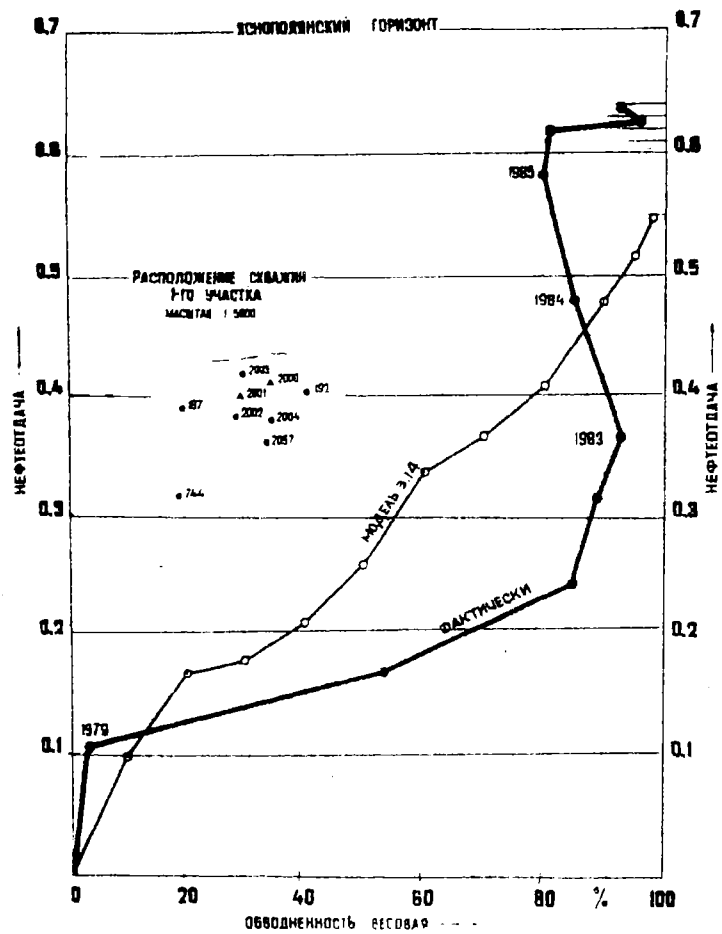


Рис. 3.16. Прогноз нефтеотдачи 1-го опытного участка Гожанского месторождения

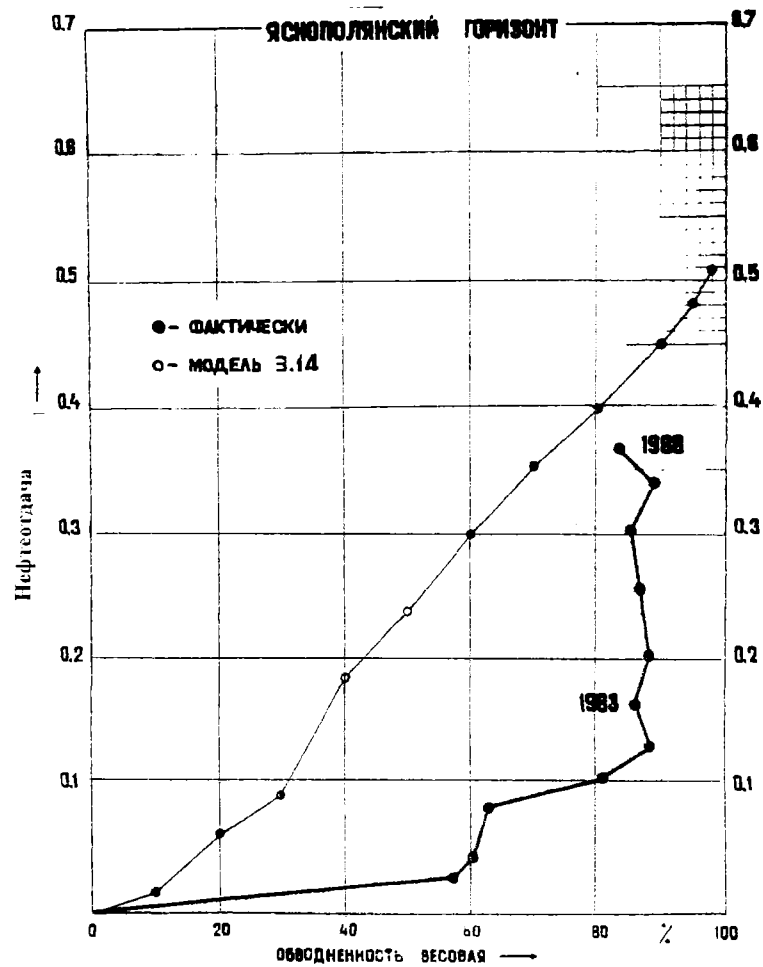


Рис. 3.17. Прогноз нефтеотдачи 2-го контрольного участка Гожанского месторождения

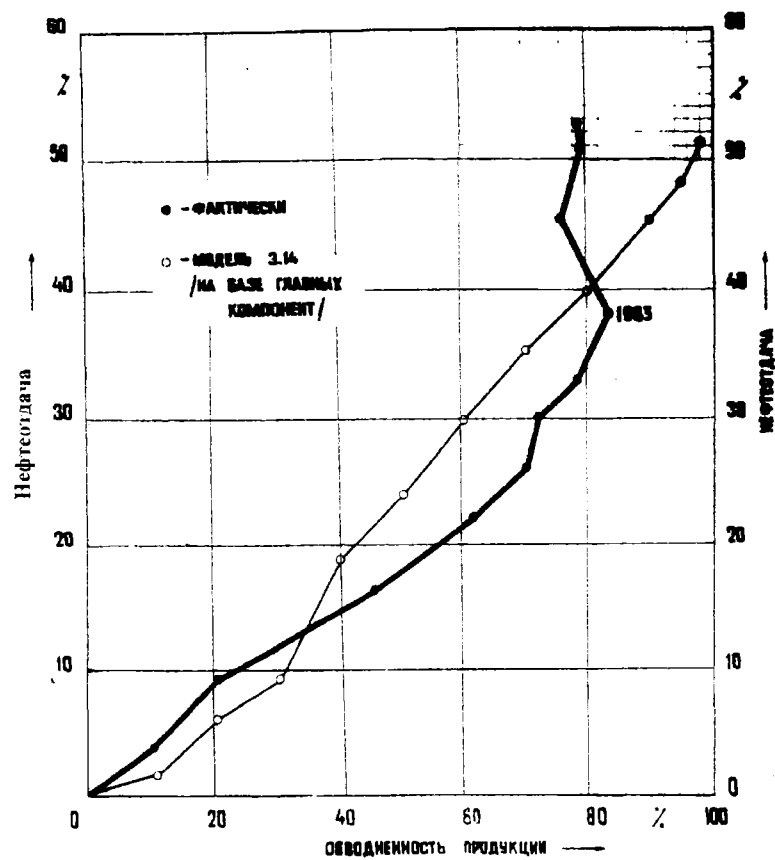


Рис. 3.18. Прогноз нефтеотдачи 3-го опытного участка Гожанского месторождения

Таблица 3.22
Фактические (числитель) и прогнозные (знаменатель) величины водолефтного фактора по площадям Шатирско-Гожанского месторождения

	Объект	Нефтеотдача (%) при общедельности продукции (%)										1988 г.
		20	30	40	60	70	80	90	95	98	факт	
1	Первый опытный участок	0,12 0,10	0,20 0,32	0,28 0,40	0,88 0,82	1,32 1,12	1,75 1,48	3,50 1,68	4,90 —	— —	5,11 —	
2	Второй контрольный участок	0,34 0,10	0,51 0,31	0,68 0,40	1,17 0,79	2,16 1,10	3,23 1,44	— 1,49	— —	— —	5,44 —	
3	Третий опытный участок	0,20 0,11	0,31 0,33	0,41 0,42	0,74 0,95	1,00 1,26	1,67 1,66	— 2,30	— 2,54	— 2,63	2,18 —	
4	Четвертый опытный участок	0,09 0,10	0,16 0,33	0,23 0,40	0,44 0,84	0,91 1,15	1,42 1,49	— 1,64	— —	— —	2,72 —	
5	Западный Гожан	0,30 0,11	0,34 0,31	0,43 0,40	0,72 0,91	0,94 1,23	— 1,78	— 3,28	— 4,16	— 4,88	1,23 —	
6	Центральный Гожан	0,20 0,11	0,30 0,32	0,39 0,39	0,87 0,85	1,08 1,16	1,92 1,63	— 2,58	— 3,20	— 3,71	— —	
7	Восточный Гожан	0,11 0,11	0,17 0,30	0,26 0,39	0,75 0,89	1,40 1,20	— 1,75	— 3,25	— 4,09	— 4,79	1,88 —	
8	Гожанское месторождение	0,18 0,11	0,27 0,31	0,36 0,39	0,87 0,85	1,20 1,17	1,93 1,67	— 2,79	— 3,47	— 4,02	2,57 —	
9	Участок «Неолю»	0,13 0,10	0,20 0,31	0,30 0,41	0,55 0,908	0,68 1,22	— 1,65	— 2,39	— 2,58	— 2,62	1,43 —	
10	Восточное Шатирское поднятие	0,15 0,11	0,23 0,29	0,33 0,33	0,75 0,60	1,24 0,91	— 1,55	— 3,28	— 4,94	— 6,98	1,35 —	

участкам Шагиртско-Гожанского месторождения с помощью адаптационной модели произведен прогноз базовых величин ВНФ. Результаты расчетов совместно с фактической динамикой ВНФ по участкам даны в табл. 3.22. По Гожанскому месторождению в целом наблюдается практически полное совпадение фактического и прогнозного водонефтяного фактора. По опытным участкам после начала щелочного заводнения наблюдается отклонение фактических значений ВНФ от прогнозных. Фактический водонефтяной фактор несколько смещается в сторону уменьшения обводнения, а так как прогнозируемому значению ВНФ соответствует определенное прогнозируемое значение нефтеотдачи, то выше рассмотренное явление подтверждает, что при щелочном заводнении фиксированное по водонефтяному фактору значение текущей нефтеотдачи достигается при меньшей обводненности продукции, что подтверждает наличие технологического эффекта реализации щелочного заводнения на опытных участках Шагиртско-Гожанского месторождения.

Проведенный анализ эффективности крупного промыслового эксперимента по применению щелочного воздействия позволяет заключить следующее.

1. С помощью адаптационных геолого-промысловых моделей произведен прогноз текущих и конечных значений нефтеотдачи и водонефтяного фактора по всем анализируемым участкам Шагиртско-Гожанского месторождения.

2. Изучение динамики фактических и прогнозных значений нефтеотдачи ВНФ позволяет выявить наличие технологического эффекта от щелочного заводнения в опытных участках месторождения.

3. Анализ нефтеотдачи по первому, третьему и четвертому опытным участкам, отмечая технологический эффект по всем участкам, позволяет считать, что наиболее надежные данные по величине эффекта щелочного заводнения отмечаются по третьему опытному участку. Проведенные исследования позволяют считать, что применение щелочного заводнения эффективно при различной интенсивности разработки. Величина прироста степени выработки балансовых запасов за счет щелочного заводнения равна 5 ... 6 %.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассмотрена эффективность проведения крупных опытно-промысловых работ по повышению нефтеотдачи. Практически каждый из рассмотренных примеров является знаковым экспериментом не только в российском, но и в мировом опыте повышения нефтеотдачи. Независимо от текущих результатов испытания их значение на практику разработки трудно переоценить.

При оценке эффективности проведения экспериментов использовался весь накопленный опыт, а также новые разработки авторов работы.

В качестве методов оценки текущей и конечной нефтеотдачи применялись как широко ангажированные кривые вытеснения различных авторов, так и получившая признание методика авторов с использованием АГПМ (адаптационных геолого-промысловых моделей).

Анализ внедрения гелеобразующих технологий был проведен при помощи новой методики, основанной на комплексной оценке распределения продуктивности и геологической неоднородности, позволяющей «априори» выделить перспективные и нецелесообразные для данного воздействия участки по предполагаемой величине эффекта.

По результатам оценки эффективности рассматриваемых методов повышения нефтеотдачи пласта получены следующие выводы.

1. Крупный промысловый Бавлинский (по разряжению сетки скважин) и Ново-Хазинский (по оценке выработанности пластов при различной плотности сетки) эксперименты позволили более однозначно перейти к вопросу выбора «оптимальных» сеток скважин.

Потери нефти на Бавлинском месторождении за счет разряжения сетки скважин и превышения удельных запасов нефти по первоначальному проекту разработки предельно допустимого значения для девонских объектов составляют 8,3 %.

Анализ результатов промыслового эксперимента на Ново-Хазинской площади выявил значительное влияние плотности сетки на текущую и конечную нефтеотдачу в условиях неоднородных пластов.

Прогнозные значения текущей и конечной нефтеотдачи, полученные с помощью АГПМ, позволили оценить потенциальную нефтеотдачу опытных участков. Сопоставление потенциальной и фактической нефтеотдачи по опытным полям показывает, что по всем участкам, в том числе и по южному, характеризующимся самой плотной сеткой разбуривания, существует возможность дальнейшего уплотнения сетки с целью увеличения активных запасов и приближения фактической к потенциальной нефтеотдаче. Водонефтяной фактор в большей мере зависит от геолого-физических характеристик, плотность сетки оказывает незначительное влияние на его динамику, поэтому прогнозные и фактические его значения практически не отличаются.

2. Результаты испытания ПАВ на Николо-Березовской площади имеют большое научное значение и в дальнейшем послужили основой для создания современных технологий воздействия на пласт. Отметим, что отрицательного эффекта от применения ПАВ в эксперименте на Николо-Березовской площади Арланского месторождения не наблюдается.

3. Анализ эффективности применения полимерных систем воздействия на пласт на примере Ново-Хазинской площади Арланского месторождения и опытного участка Ромашкинского месторождения позволил считать перспективным и успешным в различной мере в зависимости от геолого-промысловых условий разработки залежи.

Выявлено, что возможный технологический эффект от закачки полиакриламида на Ново-Хазинской площади может составлять 1,5-2 % от балансовых запасов.

4. Проведенное воздействие полимердисперсными системами на залежи № 8 Ромашкинского месторождения позволило повысить конечную нефтеотдачу минимум на 3 %. Важный эффект эксперимента, на наш взгляд, заключается в ограничении объема попутно добываемой воды.

5. Эффективность различных осадкогелеобразующих составов (ОГОТ), примененных на Андреевском месторождении, во многом зависит от геологического строения очага (участка) и технологических показателей. Применение ОГОТ позволяет существенно снизить объемы попутно добываемой воды.

6. Проведенные исследования результатов щелочного заводнения на Шагиртско-Гожанском нефтяном месторождении позволяют считать, что применение щелочного заводнения эффективно при различной интенсивности разработки участков. Величина прироста степени выработки балансовых запасов за счет щелочного заводнения равна 5 ... 6 %.

Анализ результатов опытно-промышленных работ показал перспективность применения гидродинамических, физико-химических (закачка растворов полимеров, ПДС, осадко-гелеобразующих составов, щелочей) методов повышения нефтеотдачи пластов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. - М.: Недра, 1992. - 270 с.
2. Методы извлечения остаточной нефти /М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин и др. - М.: Недра, 1991. - 347 с.
3. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов. РД 39-0147035-209-87. - М.: Изд-во стандартов, 1987. - 51 с.
4. Токарев М.А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. - М.: Недра, 1990. - 267 с.
5. Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ: В 2-х кн. - М.: Финансы и статистика, 1986. - 366 с.
6. Золоева Г.М. Оценка неоднородности и прогноз нефтеизвлечения по ГИС. - М.: Недра, 1995. - 211 с.
7. Мухаметшин В.Ш. Моделирование процесса разработки низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах: Учеб. пособие. - Уфа: Изд-во Уфим. нефт. института, 1991. - 130 с.
8. Геологическое строение и разработка Бавлинского нефтяного месторождения/ Р.Х. Муслимов, Р.Г. Абдулмизитов, А.И. Иванов и др. - М.: ВНИИОЭНГ, 1996. - 440 с.
9. Хаммадеев Ф.М., Султанов С.А., Полуян И.Г. Экспериментальная разработка Бавлинского месторождения. - Казань: Татарское книжное издательство, 1975. - 110 с.
10. Оценка нефтеотдачи по промысловым данным / М.А. Токарев, М.Г. Ованесов, М.А. Жданов, А.М. Пирвердян и др.//ТНТО - М.: ВНИИОЭНГ, 1972. - 92 с.
11. Токарев М.А., Денисламов И.З. О результатах Бавлинского эксперимента//Физикохимия и разработка нефтегазовых месторождений: Межвуз. науч.- тем. сб. - Уфа: Изд. Уфим. нефт. ин-та, 1989. - С. 43-49
12. Оптимизация плотности сетки скважин/ В.Ф. Усенко, Е.И. Шрейбер, Э.М. Халимов и др. - Уфа: Башкиргоиздат, 1976. - 160 с.
13. Чеботарев В.В., Каримов М.Ш. Комплексная оценка нефтеотдачи неоднородных пластов при анализе разработки нефтяных месторождений: Учеб. пособие. - Уфа: Изд. Уфим. нефт. ин-та, 1987. - 89 с.
14. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. - М.: Недра, 1985. - 308 с.
15. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ/ Г.А. Бабалян, Б.И. Леви, А.Б. Тумасян, Э.М. Халимов - М.: Недра, 1983. - 216 с.
16. Сафонов Е.Н., Алмаев Р.Х. Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Башкортостана. - Уфа: РИЦ АНК "Башнефть", 1997. - 247 с.

17. Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник рабочего. - М.: Недра, 1986. - 240 с.
18. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов /М.Л. Сургучев, В.И. Колганов, А.В. Гавура и др. - М.: Недра, 1987. - 230 с.
19. Изучение эффективности различных методов повышения нефтегазоотдачи (в том числе комбинированных) в месторождениях с осложненными физико-геологическими характеристиками / Отчет о НИР, ВНИИ-нефть. - № 402/372. - М., 1981.
20. Мионов Т.П., Орлов В.С. Нефтеотдача неоднородных пластов при заводнении. - М.: Недра, 1977. - 312 с.
21. Ленченкова Л.Е., Кабиров М.М., Персиянцев М.Н. Повышение нефтеотдачи неоднородных пластов: Учеб. пособие. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. - 255 с.
22. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. - 285 с.
23. Зайнетдинов Т.И., Телин А.Г., Шишлов Л.М. Композиции глинистых дисперсных систем для регулирования проницаемости пластов на поздней стадии разработки // Нефтяное хозяйство. - 1996. - № 2. - С. 29-31
24. Галеев Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья: Монография - М.: КУБК-а, 1997. - 352 с.
25. Назаров С.Н., Акрамов Б.Ш., Сипачев Н.В. К оценке извлекаемых запасов нефти по интегральным кривым отбора нефти и воды // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1972. - № 5. - С. 20-22.
25. Камбаров Г.С., Алмамедов Д.Г., Махмудова Т.Ю. К определению начального извлекаемого запаса нефтяного месторождения // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1973. - № 2. - С. 18-20.
26. Булыгин Д.В., Васянин Г.И., Старцев В.А. Оценка точности подсчета запасов и коэффициентов нефтеотдачи в пределах опытных участков // Нефтепромысловое дело. - 1981. - № 4. - С. 8 - 9.
27. Раковский Н.А., Кашавцев В.Е. Определение охвата залежи воздействием методов повышения нефтеотдачи // Геология нефти и газа. - 1981. - № 7. - С. 47 - 49
28. Маслянец Ю.В., Кашавцев В.Е., Бученков Л.Н. К оценке технологической эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов // Тр. ВНИИнефть, 1980. - Вып. 71. - С. 34 - 37.
29. Саттаров М.М., Кутлуяров В.С. Расчет дополнительной добычи нефти при внедрении новых методов разработки // Тр. ВНИИнефть, 1980. - Вып. 71. - С. 38 - 45
30. Жданов С.А., Горбунов А.Т., Бученков А.И. Определение эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов // Тр. ВНИИнефть, 1980. - Вып. 71. - С. 27 - 33

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Таблица П 1.1

Параметры, используемые при моделировании процесса извлечения
Бавлинского нефтяного месторождения

Группа показателей	Показатели	Обозначение	Значение
	(Геолого-физические)		
1	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	μ_n	2,8
	Относительная вязкость	$\mu_{\text{от}}$	1,5
	Содержание асфальтенов, %	A	5,0
	Содержание асфальтенов и смол, %	A + C	26,9
	Содержание парафинов, %	П	15,1
	Пластовая температура, °C	T	28
	Плотность пластовой нефти, т/м³	ρ_n	0,78
	Пластовый газовый фактор, м³/т	G	63,9
2	Давление насыщения, МПа	P_n	8,1
	Температура насыщения нефти парафином, °C	T_n	35
	Объемный коэффициент	v	1,143
	Коэффициент проницаемости, 10^{-15} мкм²	$K_{\text{пр}}$	600
	Математическое ожидание пористости, %	M_m	22,0
	Стандартное отклонение пористости, %	σ_m	3,4
	Коэффициент вариации пористости, %	W_m	15,6
	Математическое ожидание нефтенасыщенности, %	M_{K_n}	92,0
	Стандартное отклонение нефтенасыщенности, %	σ_{K_n}	4,3
	Коэффициент вариации нефтенасыщенности, %	W_{K_n}	4,7
	Математическое ожидание эффективной толщины пласта, м	$M_{h_{\text{эф}}}$	11,6
	Стандартное отклонение эффективной толщины пласта, м	$\sigma_{h_{\text{эф}}}$	5,5
	Коэффициент вариации эффективной толщины пласта, %	$W_{h_{\text{эф}}}$	47,0
	Математическое ожидание толщины пропластков, м	$M_{l_{\text{пр}}}$	6,1
	Стандартное отклонение толщины пропластка, м	$\sigma_{l_{\text{пр}}}$	4,4
3	Коэффициент вариации толщины пропластков, %	$W_{l_{\text{пр}}}$	72,1
	Коэффициент расчлененности	K_p	2,5
	Коэффициент песчанности	K_n	0,8
	Комплексные показатели неоднородности	$K_{\text{неод.}}$ $K'_{\text{неод.}}$	1
	Коэффициент гидропроводности, 10^{-11} м·м²/(Па·с)	kh/μ	250
4	Относительные запасы нефти в ВНЗ, %	$Q_{\text{ВНЗ}}$	46
	Относительная площадь ВНЗ, %	$S_{\text{ВНЗ}}$	60

Таблица П 1.2

Параметры, используемые при моделировании процесса извлечения
Ново-Хазинского опытного участка Арланского нефтяного месторождения

Группа показателей	Показатели	Обозначение	Среднее поле	Южное поле	Восточное поле
	(Геолого-физические)				
1	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	μ_n	24,5	24,0	24,5
	Относительная вязкость	μ_0	14,8	14,5	14,8
	Содержание асфальтенов, %	A	7,69	7,68	7,69
	Содержание асфальтенов и смол, %	A+C	23,4	23,4	23,4
	Содержание парафинов, %	P	3,5	3,5	3,5
	Пластовая температура, °C	T	24	24	24
	Плотность пластовой нефти, т/м ³	ρ_n	0,88	0,88	0,88
2	Пластовый газовый фактор, м ³ /м ³	G	14,9	14,9	14,9
	Давление насыщения, МПа	P_n	7,6	7,6	7,6
	Объемный коэффициент	v	1,037	1,037	1,037
	Коэффициент проницаемости, 10 ⁻¹⁵ мкм ²	$K_{пр}$	1107	1041	849
	Математическое ожидание пористости, %	M_m	20,8	20,8	21,2
	Стандартное отклонение пористости, %	σ_m	2,7	2,7	2,7
	Коэффициент вариации пористости, %	W_m	13,0	13,0	12,7
	Математическое ожидание нефтенасыщенности, %	M_{Kn}	85,0	82,0	82,3
	Стандартное отклонение нефтенасыщенности, %	σ_{Kn}	8,7	7,7	8,4
	Коэффициент вариации нефтенасыщенности, %	W_{Kn}	10,2	9,4	10,2
	Математическое ожидание эффективной толщины пласта, м	$M_{hэф}$	15,3	13,2	10,8
	Стандартное отклонение эффективной толщины пласта, м	$\sigma_{hэф}$	4,5	3,1	4,5
	Коэффициент вариации эффективной толщины пласта, %	$W_{hэф}$	29,4	23,5	41,7
	Математическое ожидание толщины пропластков, м	$M_{hпо}$	4,4	3,6	3,1
	Стандартное отклонение толщины пропластка, м	$\sigma_{hпр}$	3,1	2,7	2,7
	Коэффициент вариации толщины пропластков, %	$W_{hпр}$	70,5	75,0	87,1
3	Коэффициент расчлененности	K_p	3,9	4,2	3,8
	Коэффициент песчанистости	K_n	0,35	0,31	0,28
	Комплексные показатели неоднородности	$K_{неод}$	2,0	2,5	4,0
	Коэффициент гидропроводности, 10 ⁻¹¹ м·м ² /(Па·с)	kh/μ	78,2	55,8	39,9
4	Относительные запасы нефти в ВНЗ, %	$Q_{ВНЗ}$	4,8	0,7	23,9
	Относительная площадь ВНЗ, %	$S_{ВНЗ}$	7,4	2,9	42,0

Таблица П 1.3

Параметры, используемые при моделировании процесса извлечения
Николо-Березовской площади Арланского нефтяного месторождения

Группа показателей	Показатели	Обозначение	Опытный участок	Контрольный участок
	(Геолого-физические)			
1	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	μ_n	21,90	20,80
	Относительная вязкость	μ_r	16,80	16,00
	Содержание асфальтенов, %	A	7,60	7,60
	Содержание асфальтенов и смол, %	A+C	23,20	23,20
	Содержание парафинов, %	P	3,50	3,50
	Пластовая температура, °C	T	24,00	24,00
	Плотность пластовой нефти, т/м ³	ρ_n	0,884	0,884
	Пластовый газовый фактор, м ³ /м ³	G	15,30	15,30
2	Коэффициент проницаемости, 10 ⁻¹³ мкм ²	$K_{пр}$	692	902
	Математическое ожидание пористости, %	M_m	19,10	19,90
	Стандартное отклонение пористости, %	σ_m	2,41	3,10
	Коэффициент вариации пористости, %	W_m	12,60	15,60
	Математическое ожидание нефтенасыщенности, %	M_{Kn}	82,90	82,70
	Стандартное отклонение нефтенасыщенности, %	σ_{Kn}	4,71	5,40
	Коэффициент вариации нефтенасыщенности, %	W_{Kn}	5,68	6,50
	Математическое ожидание эффективной толщины пласта, м	$M_{hэф}$	4,43	7,21
	Стандартное отклонение эффективной толщины пласта, м	$\sigma_{hэф}$	2,27	3,60
	Коэффициент вариации эффективной толщины пласта, %	$W_{hэф}$	51,20	48,50
	Математическое ожидание толщины пропластков, м	$M_{hпр}$	2,25	2,40
	Стандартное отклонение толщины пропластка, м	$\sigma_{hпр}$	1,24	1,54
	Коэффициент вариации толщины пропластков, %	$W_{hпр}$	95,10	64,20
3	Коэффициент расчлененности	K_p	2,03	3,11
	Коэффициент песчанистости	K_n	0,43	0,41
	Комплексные показатели неоднородности	$K_{нод}$	7,19	5,88
	Коэффициент гидропроводности, 10 ⁻¹¹ м·м ² /(Па·с)	kh/μ	138,9	139,9
4	Относительные запасы нефти в ВНЗ, %	$Q_{ВНЗ}$	1,3	1,0
	Относительная площадь ВНЗ, %	$S_{ВНЗ}$	7,8	7,1

Таблица П 1.4

Параметры, используемые при моделировании процесса извлечения
8^й залежи Ромашкинского нефтяного месторождения

Группа показателей	Показатели	Обозначение	Значение
	(Геолого- физические)		
1	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	μ_n	27
	Относительная вязкость	μ_0	16,88
	Содержание асфальтенов, %	A	5
	Содержание асфальтенов и смол, %	A+C	26,2
	Содержание парафинов, %	П	2,3
	Пластовая температура, °C	T	25
	Плотность пластовой нефти, т/м ³	ρ_n	0,878
	Пластовый газовый фактор, м ³ /т	G	18,9
2	Давление насыщения, МПа	P _n	5,2
	Коэффициент проницаемости, 10 ⁻¹⁵ мкм ²	K _{пр}	1600
	Математическое ожидание пористости, %	M _m	22,6
	Стандартное отклонение пористости, %	σ_m	4,77
	Коэффициент вариации пористости, %	W _m	21,09
	Математическое ожидание нефтенасыщенности, %	M _{кн}	80,9
	Стандартное отклонение нефтенасыщенности, %	$\sigma_{кн}$	6,3102
	Коэффициент вариации нефтенасыщенности, %	W _{кн}	7,8
	Математическое ожидание эффективной толщины пласта, м	M _{эф}	5,4
	Стандартное отклонение эффективной толщины пласта, м	$\sigma_{эф}$	3,36
	Коэффициент вариации эффективной толщины пласта, %	W _{эф}	62,2
	Математическое ожидание толщины пропластков, м	M _{нпр}	3,2
	Стандартное отклонение толщины пропластка, м	$\sigma_{нпр}$	0,99
	Коэффициент вариации толщины пропластков, %	W _{нпр}	30,9
3	Коэффициент расчлененности	K _p	1,6
	Коэффициент песчанистости	K _п	0,64
	Комплексные показатели неоднородности	K _{неод}	9,6
	Коэффициент гидропроводности, 10 ⁻¹¹ м·м ² /(Па·с)	K _{гид}	32
4	Относительные запасы нефти в ВНЗ, %	Q _{ВНЗ}	3
	Относительная площадь ВНЗ, %	S _{ВНЗ}	2

Таблица П 1.5
 Параметры, используемые при моделировании процесса извлечения
 опытного участка № 3 Шагиртско-Гожанского нефтяного месторождения

Группа показателей	Показатели	Обозначение	Значение
(Геолого- физические)			
1	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	μ_n	38
	Относительная вязкость	μ_0	25,3
	Содержание асфальтенов, %	A	4
	Содержание асфальтенов и смол, %	A+C	26
	Пластовая температура, °C	T	28
	Плотность пластовой нефти, т/м ³	ρ_n	0,885
	Пластовый газовый фактор, м ³ /т	G	17
2	Давление насыщения, МПа	P_n	8,1
	Объемный коэффициент	v	1,042
	Коэффициент проницаемости, 10 ⁻¹⁵ мкм ²	K_{np}	1180
	Математическое ожидание пористости, %	M_m	17,8
	Стандартное отклонение пористости, %	σ_m	3,04
	Коэффициент вариации пористости, %	W_m	17,1
	Математическое ожидание нефтенасыщенности, %	M_{Kn}	87,0
	Стандартное отклонение нефтенасыщенности, %	σ_{Kn}	8,27
	Коэффициент вариации нефтенасыщенности, %	W_{Kn}	9,5
	Математическое ожидание эффективной толщины пласта, м	$M_{hэф}$	12,7
	Стандартное отклонение эффективной толщины пласта, м	$\sigma_{hэф}$	5,42
	Коэффициент вариации эффективной толщины пласта, %	$W_{hэф}$	42,7
	Математическое ожидание толщины пропластков, м	$M_{hпр}$	2,23
3	Коэффициент вариации толщины пропластков, %	$W_{hпр}$	97,2
	Коэффициент расчлененности	K_p	6,0
	Коэффициент песчанистости	K_n	0,32
	Комплексные показатели неоднородности	$K_{геол.}$	5,69
		$K'_{геол.}$	
4	Коэффициент гидропроводности, 10 ⁻¹¹ м·м ² /(Па·с)	kh/μ	39
	Относительные запасы нефти в ВНЗ, %	$Q_{ВНЗ}$	0
	Относительная площадь ВНЗ, %	$S_{ВНЗ}$	0

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Таблица П 2.1

Технологические показатели Бавлинского месторождения при фиксированной обводненности продукции

Обводненность, %	Моделируемый вариант разработки					
	1		2		3	
	$Q_{\text{нп}}^{\text{пр}}, \text{тыс.т.}$	$q_{\text{зак}}/q_{\text{отб}}$	$Q_{\text{нп}}^{\text{пр}}, \text{тыс.т.}$	$q_{\text{зак}}/q_{\text{отб}}$	$Q_{\text{нп}}^{\text{пр}}, \text{тыс.т.}$	$q_{\text{зак}}/q_{\text{отб}}$
10	350	1,00	554	1,03	820	1,03
20	350	1,00	502	1,02	715	1,02
30	350	1,00	474	1,01	662	1,01
40	350	1,00	464	1,01	640	1,01
50	350	1,00	460	1,00	632	1,00
60	350	1,00	440	1,20	600	1,20

Таблица П 2.2

Технологические показатели Ново-Хазинской площади Арланского нефтяного месторождения при фиксированной обводненности продукции

Обводненность, %	$q_{\text{зак}}/q_{\text{отб}}$			Q' (запасы нефти на скв., с учетом всех прибывающих, тыс.т/скв.)		
	северное	южное	восточное	северное	южное	восточное
10	0,68	1,24	0,37	530	379	600
20	2,10	1,67	1,90	460	325	567
30	3,29	1,93	3,16	395	285	453
40	2,72	1,68	3,47	393	282	348
50	3,78	1,36	2,80	375	280	228
60	3,20	1,34	2,70	362	274	197

Таблица П 2.3

Технологические показатели Николо-Березовской площади Арланского нефтяного месторождения при фиксированной обводненности продукции

Обводненность, %	$q_{\text{зак}}/q_{\text{отб}}$		Q' (запасы нефти на скв., с учетом всех прибывающих, тыс.т/скв.)	
	опытный участок (1+2)	контрольный участок (1+2)	опытный участок (1+2)	контрольный участок (1+2)
10	1,89	1,35	277,32	298,21
20	1,35	1,31	255,57	279,86
30	1,25	1,25	220,92	249,19
40	1,13	1,21	181,03	211,52
50	1,05	1,20	179,79	209,52
60	0,97	1,17	178,55	206,72

Таблица П 2.4

Технологические показатели 8-й залежи Ромашкинского месторождения
при
фиксированной обводненности продукции

Обводненность, %	$Q_{\text{пл}}^{\text{пр}}$ усл	$Q_{\text{жж}}/Q_{\text{пл}}$
10	180	1,9
20	160	1,8
30	150	1,7
40	145	2,1
50	145	1,8
60	145	0,9

Учебное издание

Токарев Михаил Андреевич, Ахмерова Эльвира Рафисовна,
Газизов Айдар Алмазович, Денисламов Ильдар Зафирович

Анализ эффективности применения методов
повышения нефтеотдачи на крупных объектах разработки

Редактор А.А. Синилова

Изд. лиц. ЛР № 020267 от 22.11.96
Подписано в печать 15.05.01. Бумага офсетная № 2. Формат 60х84
1/16. Гарнитура «Таймс». Печать офсетная. Усл. – печ. л. 7,3. Уч. –
изд. л. 6,5.

Тираж 200 экз. Заказ 87

Издательство Уфимского государственного нефтяного технического
университета

Типография Уфимского государственного нефтяного технического
университета

Адрес издательства и типографии:
450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1