МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ "РОСНЕФТЬ"

РОССИЙСКИЙ МЕЖОТРАСЛЕВОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС "НЕФТЕОТДАЧА"

ВСЕРОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ИМЕНИ АКАДЕМИКА А.П.КРЫЛОВА (ВНИИНЕФТЬ)

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО

ПО ОЦЕНКЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

РД - 153-39.1-004-96 Срок введения 01.03.94 г.

gost.e-ecolog.ru

Москва, 1996 г.

МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ "РОСНЕФТЬ"
РОССИЙСКИЙ МЕЖОТРАСЛЕВОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС
"НЕФТЕОТДАЧА"
ВСЕРОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
имени академика А.П.КРЫЛОВА (ВНИИнефть)

СОГЛАСОВАНО:
Первый Вице-Президент
ГП "Роснефть"
" " 1994 г.

УТВЕРЖДЕНО:
Первый заместитель
Министра топлива и
энергетики РФ
А.В.Фомин
1994 г.

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО

ПО ОЦЕНКЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

РД-153-39.1-004-96 Срок введения 1.03.94 г.

Настоящий документ разработан:

Головной организацией РМНТК "Нефтеотдача"
Всероссийским нефтегазовым научно-
исследовательским институтом (ВНИИнефть),
НПО "Термнефть", СибНИИНП, НПО "Нефтеотдача",
БашНИПИнефть, ТатНИПИнефть

Генеральный директор РМНТК
"Нефтеотдача", директор ВНИИнефть В.П.Филиппов

Москва - 1993 г.

Составители руководства:

От ВНИИнефть –

Ханов С.А., Горбунов А.Т., Шовкринский Г.Ю., Аметов И.М. Бученков Л.Н., Тарасов А.Г., Копанев С.В., Зинкин Е.А., Малинов И.О., Сафронов В.И., Казаков А.А., Исайчев В.В., Константинов С.В., Борисов А.Ю. Баишев Б.Т., Подлапкин В.И., Вороновский В.Р., Лиманов А.П.

От ПО Татнефть – Муслимов Р.Х.

От НПО "Терминефть" – Ишханов В.Г., Хайрутдинов З.И., Зубов Н.В.

От СибНИИНП – Батурин Ю.Е., Гусев С.В.

От НИИнефтеотдача – Леви Б.И.

От БашНИПИнефть – Лозин Е.В.

От ТатНИПИнефть – Дияшев Р.Н., Глумов И.Ф., Ибатуллин Р.Р., Подымов Е.Д.

О Г Л А В Л Е Н И Е

Стр.

Введение..... 5

1. Назначение и область применения методики..... 6

2. Классификация методов увеличения нефтеотдачи пластов... 6

3. Основные принципы определения эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи..... 7

4. Необходимые условия для расчета технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи..... 9

5. Определение дополнительной добычи нефти за счет повышения нефтеотдачи пластов..... 10

6. Определение текущей дополнительной добычи нефти за счет интенсификации отбора жидкости из пласта..... 15

7. Определение снижения объема попутно добываемой воды.... 16

8. Особенности определения технологической эффективности гидравлического разрыва пласта..... 16

9. Особенности определения эффективности использования горизонтальных скважин..... 17

Литература..... 20

Приложение 1. Характеристики вытеснения для заводненных месторождений..... 21

Приложение 2. Программа расчета эффективности методов увеличения нефтеотдачи по характеристикам вытеснения с использованием персональной ЭВМ..... 34

Приложение 3. Программа расчета эффективности методов увеличения нефтеотдачи по зависимостям падения среднесуточного дебита во времени с использованием персональной ЭВМ..... 39

Приложение 4. Примеры расчета технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи..... 41

П.4.1. Пример расчета технологической эффективности по характеристикам вытеснения..... 41

П.4.2. Пример расчета технологической эффективности по зависимостям падения среднесуточного дебита нефти во времени... 48

П.4.3. Пример расчета технологической эффективности по характеристикам вытеснения с использованием программ расчета на персональной ЭВМ..... 52

П.4.4. Пример расчета технологической эффективности по зависимостям падения среднесуточного дебита нефти во времени с использованием программ расчета на персональной ЭВМ..... 58

П.4.5. Пример расчета технологической эффективности применения гидроразрыва пласта..... 60

П.4.6. Пример расчета технологической эффективности применения горизонтальных скважин..... 65

П.4.7. Пример определения добычи нефти за счет применения метода увеличения нефтеотдачи с использованием технологической схемы..... 73

Приложение 5. Прогнозирование дополнительной добычи нефти по нормативам на известный объем закачанного агента..... 76

Приложение 6. Выбор характеристики вытеснения для прогнозирования добычи с использованием критерия Тейла и оценка прироста добычи нефти 78

Приложение 7. Определение эффективности процессов увеличения нефтеотдачи пластов с помощью метода материального баланса..... 84

ВВЕДЕНИЕ

Методика предназначена для упорядочения расчетов по оценке технологической эффективности применения новых методов увеличения нефтеотдачи пластов и содержит основные положения расчетов и способы их проведения.

Методика основана на теоретических исследованиях, а также практическом опыте институтов, производственных и научно-производственных объединений отрасли в определении эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях страны.

В разработке методики участвовали ВНИИ, НПО "Союзтермнефть", НИИнефтеотдача, СибНИИНП, БашНИПИ, ТатНИПИ, кроме того методика была уточнена специально созданной группой ведущих специалистов отрасли. Изложенные в ней основные положения и методы расчета в течение многих лет были аппробированы при оценке эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи на десятках объектов страны с различными геолого-физическими условиями пластов при разных технологиях воздействия.

1. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИКИ

1.1. Целью настоящего Методического Руководства является установление единых принципов и методов определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН).

1.2. Необходимые экономические показатели определяются на основе полученных данных о технологической эффективности в соответствие с РД 39-01/05-0001-89 "Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса в нефтяной промышленности".

1.3. Методика составлена на основе обобщения теоретических и промысловых исследований, выполненных в научно-исследовательских и производственных организациях страны, а также результатов работ, выполненных за рубежом. В "Методике" учтены основные положения выполненных ранее методических руководств по проектированию и применению различных методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН), республиканских и региональных РД по определению эффективности этих методов [1-6].

1.4. Методическое Руководство иллюстрируется примерами определения дополнительной добычи нефти от применения МУН для конкретных объектов (Приложение 4).

1.5. На основании оценки технологической эффективности применения МУН определяются его технико-экономические показатели в соответствие с действующими методиками и нормативными документами.

2. КЛАССИФИКАЦИЯ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

2.1. В соответствие с принятой в настоящее время классификацией современные методы увеличения нефтеотдачи пластов подразделяются на 5 групп: тепловые, газовые, химические, физические и гидродинамические. Иногда вторая, третья и четвертая группы методов объединяются общим названием "физико-химические" методы.

2.2. К группе тепловых методов относятся:

- паротепловое воздействие на пласт;
- внутрипластовое горение;
- вытеснение нефти горячей водой;
- пароциклические обработки скважин.

2.3. К группе газовых методов относятся:

- воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ВНФЛУ);
- воздействие на пласт двуокисью углерода;
- воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

2.4. К группе химических методов относятся:

- вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные системы);
- вытеснение нефти растворами полимеров и другими загущающими агентами (метилцеллюлоза, полимерно-дисперсные системы, сернокислый алюминий и др.);
- вытеснение нефти щелочными растворами (в том числе растворов тринатрийфосфата, дистиллярной жидкостью и пр.);
- вытеснение нефти кислотами;
- вытеснение нефти композициями химических реагентов (в том числе мицеллярные растворы и др.);
- системное воздействие на призабойные зоны скважин.
- микробиологическое воздействие;

2.5. К группе физических методов относятся:

- электромагнитное воздействие;
- волновое воздействие на пласт;
- гидроразрыв пласта;
- горизонтальные скважины.

2.5. К группе гидродинамических методов относятся:

- вовлечение в разработку недренируемых запасов;
- барьерное заводнение на газонефтяных залежах;
- нестационарное (циклическое) заводнение;
- форсированный отбор жидкости;
- ступенчато-термальное заводнение.

3. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МУН

3.1. Эффективность МУН определяется путем сравнения фактических результатов с вариантом базового метода разработки объекта, которым является метод разработки до применения МУН.

Вариант базового метода разработки обосновывается в технологической схеме. Обычно режим истощения пластовой энергии является базовым вариантом для объектов, разрабатываемых тепловыми методами и, в ряде случаев, при закачке в пласт углеводородного

газа. Для объектов, разрабатываемых химическими, физическими и газовыми методами базовым вариантом обычно является процесс заводнения.

3.2. При определении эффективности применения МУН на стадии текущей разработки объекта за базовый вариант принимается тот метод, который применялся на этом объекте до начала применения анализируемого МУН.

3.3. Следует воздерживаться от определения количественного эффекта от применения МУН по данным эксплуатации единичных скважин опытного участка (месторождения), поскольку динамика их показателей может меняться в результате геолого-технологических работ, а не применения метода. Кроме того, при определении технологической эффективности метода по отдельным скважинам не учитывается их интерференция.

3.4. Технологическая эффективность применения МУН характеризуется:

- дополнительной добычей нефти за счет повышения нефтеотдачи пласта, т.е. добычей с дополнительно приращенных извлекаемых запасов нефти;

- текущей дополнительной добычей нефти за счет интенсификации отбора жидкости из пласта;

- сокращением объема попутно добываемой воды.

3.5. Если применение МУН требует дополнительного уплотнения (разрежения) сетки скважин, то эффективность применения метода оценивается по сравнению с базовым вариантом, предусматривающим менее (более) плотную, рациональную систему размещения скважин.

3.6. В процессе разработки месторождений как при базовом методе, так и с применением МУН, может осуществляться комплекс дополнительных мероприятий по повышению эффективности работы скважин и пластов (единичные обработки призабойных зон, изменение давления нагнетания и отбора, бурение дополнительных скважин и т.д.), которые являются составной частью процесса разработки объекта. Поэтому разделять эффективность от их применения и применения МУН не следует.

3.7. В случае, если разработка месторождения (объекта) базовым методом завершена и после этого было начато применение МУН, то вся последующая добыча относится за счет МУН.

4. НЕОБХОДИМЫЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

4.1. Обязательным условием определения эффективности применения МУН является наличие технологической схемы разработки соответствующего объекта методом увеличения нефтеотдачи, технологической схемы или программы проведения опытно-промышленных работ.

4.2. При применении метода должны реализовываться все основные положения технологической схемы, полностью выполняться программы промысловых исследований пластов и скважин, а также программы необходимых дополнительных научно-исследовательских работ.

Рекомендуемый комплекс промысловых исследований приводится в таблице 1.

Таблица 1.

Рекомендуемый комплекс промысловых исследований и их периодичность по скважинам анализируемого участка

NN	Вид исследования	Периодичность
1	2	3
	По добывающим скважинам	
1	Замер дебита жидкости	1 раз в неделю
2	Определение обводненности добываемой продукции	1 раз в неделю
3	Замер пластового давления	1 раз в квартал
4	Замер забойного давления	1 раз в квартал
5	Снятие индикаторных линий (не менее 4-х точек)	1 раз в квартал
6	Снятие кривых восстановления давления	до и после мероприятия
7	Проведение гидропрослушивания	до и после мероприятия
8	Снятие профиля притока	до и после мероприятия
	По нагнетательным скважинам	
1	Замер приемистости скважин	1 раз в неделю
2	Замер устьевого давления	ежедневно
3	Снятие индикаторных линий	до и после мероприятия
4	Снятие кривых падения давления	до и после мероприятия
5	Снятие профилей приемистости	до и после мероприятия
6	Снятие температурных профилей	до и после мероприятия

Исследования проводятся по всем скважинам участка или опорным скважинам, которые должны отражать характеристику пласта и движение жидкости в нем.

Для реализации комплекса исследований все скважины должны быть оснащены исправной устьевой арматурой и необходимыми измерительными приборами.

4.3. Контроль за использованием методики определения эффективности применения МУН осуществляется РМНТК "Нефтеотдача". В отдельных случаях РМНТК "Нефтеотдача" может составляться специальная инструкция по определению эффективности для конкретного объекта.

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ЗА СЧЕТ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

5.1. Дополнительная добыча нефти за счет повышения нефтеотдачи обеспечивается дополнительно приращенными извлекаемыми запасами нефти и определяется путем вычитания количества нефти, которое могло бы быть добыто на объекте при базовом режиме разработки из объема фактически добытой нефти за анализируемый период.

5.2. Эффективность применения МУН может определяться в условиях:

- применения МУН после определенного периода эксплуатации объекта разработки на базовом режиме;

- применения МУН с начала разработки нефтепромыслового объекта (т.е. в условиях отсутствия фактических промысловых данных по применению базового варианта разработки объекта).

5.3. При применении МУН после определенного периода эксплуатации объекта на базовом режиме разработки и наличии фактических промысловых данных по этому периоду, определение дополнительной добычи нефти осуществляется в следующей последовательности:

- анализ и математическая обработка фактических промысловых данных разработки объекта базовым методом;

- экстраполяция результатов на период применения МУН;

- сопоставление фактических промысловых результатов применения МУН с экстраполированными показателями базового метода разработки.

5.4. Для обработки фактических промысловых данных и экстраполяции полученных результатов могут использоваться

характеристики вытеснения (при применении заводнения), зависимости падения дебита нефти во времени (при естественном режиме разработки) или адекватные математические модели фильтрации, настраиваемые по данным истории разработки. Допускается также определение эффективности процессов увеличения нефтеотдачи осуществлять с использованием метода материального баланса (Приложение 7).

5.4.1. Под характеристиками вытеснения понимаются различные *зависимости между величинами отборов нефти, воды или жидкости.* В настоящее время известно несколько десятков различных видов характеристик вытеснения. Описание большинства из них приводится в Приложении 1.

Анализ возможности и точности использования существующих характеристик вытеснения показал, что для случая, когда базовым режимом разработки является заводнение для экстраполяции фактических данных могут рекомендоваться следующие наиболее распространенные характеристики вытеснения:

$$Q_н = A - B/Q_ж \quad (1)$$

$$Q_ж * Q_н = A + B*Q_ж \quad (2)$$

$$Q_н = A + B/\sqrt{Q_ж} \quad (3)$$

$$Q_н = A + B*q_н/q_в \quad (4)$$

$$Q_н = A + B*\ln Q_ж \quad (5)$$

$$Q_н = A + B*\ln Q_в \quad (6)$$

$$Q_н = A + B*\ln(q_в/q_н) \quad (7)$$

$$(Q_ж/Q_н)^2 = A + B*(Q_ж)^2 \quad (8)$$

где $Q_н$; $Q_в$; $Q_ж$ – накопленная добыча соответственно нефти, воды, жидкости; $q_н$, $q_в$ – текущие дебиты соответственно нефти и воды; A, B – коэффициенты уравнений, определяемые в результате статистической обработки фактических данных.

Характеристика вытеснения (5) может использоваться при *обводненности добываемой продукции более 20-30%, остальные при ее* величине более 50-60%.

На рис.1 изображена схема использования одной из рекомендуемых характеристик вытеснения "Накопленная добыча нефти – логарифм накопленной добычи жидкости". Отрезок NM соответствует динамике накопленной фактической добыче нефти, отрезок RN фактической добыче нефти при базовом режиме разработки, отрезок NS – возможной прогнозной добыче нефти при базовом режиме разработки, отрезок MQ – дополнительной добыче нефти за счет повышения нефтеотдачи пласта.

Определение дополнительной добычи нефти за счет применения МУН

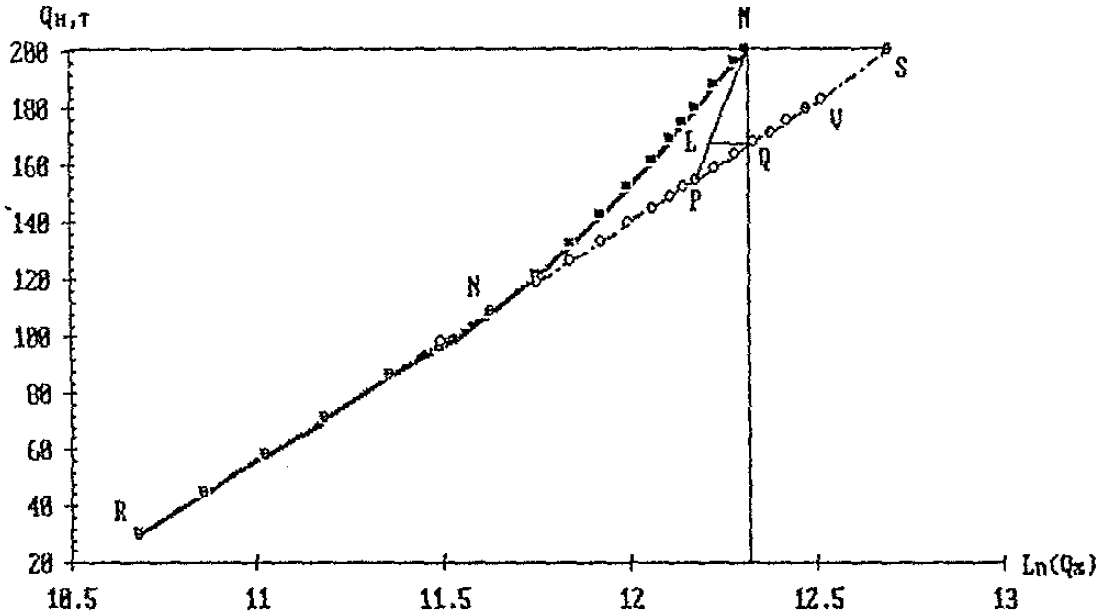


Рис. 1

Более подробное описание использования данной характеристики вытеснения и других приведено в Приложениях. Кроме того, в Приложении 2 приведено описание программы расчета эффективности МУН по характеристикам вытеснения с использованием персональной ЭВМ.

В случае, когда базовым методом является режим истощения пластовой энергии, обработку фактических промысловых данных за период до начала применения МУН и расчет прогнозной добычи на режим истощения необходимо проводить на основе зависимостей для падения среднего дебита одной действующей скважины по нефти (суммарная добыча скважин за какой-либо период, деленная на суммарное количество суток, отработанных всеми скважинами за этот период).

Целесообразность проведения расчетов на основе среднесуточного дебита одной действующей скважины связана с возможным существенным изменением числа действующих добывающих скважин за анализируемый период времени, например, в результате интенсивного разбуривания залежей высоко-вязких нефтей в начальный период применения тепловых методов, а также необходимостью учета непостоянства коэффициента эксплуатации скважин.

Рекомендуется использовать следующие зависимости падения дебита нефти во времени

$$q_н = A*e^{-Kt}, \quad t = 0, 1, 2, \ldots \qquad (9)$$

$$q_н = 1/(A + Kt), \quad t = 0, 1, 2, \ldots \qquad (10)$$

$$q_н = t/(A + Kt), \quad t = 0, 1, 2, \ldots \qquad (11)$$

$$q_н = A - \alpha*\ln Kt, \quad t = 0, 1, 2, \ldots \qquad (12)$$

$$q_н = A*e^{-K\ln t}, \quad t = 0, 1, 2, \ldots \qquad (13)$$

где $q_н$ – дебит одной действующей скважины;

t – время;

A, K, α – коэффициенты аппроксимации.

Общая добыча нефти, которая имела бы место на режиме истощения пластовой энергии за какой-либо период времени без применения МУН, определяется из выражения:

$$Q_н = \sum_{i=1}^{n} q_{нi}*N_i*\Delta t_i*K_i, \qquad (14)$$

где $Q_н$ – общая добыча нефти;

N_i – количество действующих скважин в i-том интервале времени,

Δt_i – календарное количество суток в i-том интервале времени;

n – количество интервалов времени;

K_i - коэффициент эксплуатации скважин в i-том интервале времени.

В Приложении 3 приведено описание программы расчета эффективности МУН по зависимостям падения среднесуточного дебита во времени с использованием персональной ЭВМ.

5.4.3. Обработка фактических промысловых данных и экстраполяция полученных результатов с помощью адекватной математической модели фильтрации производится в следующей последовательности:

- проводится серия расчетов для достижения удовлетворительного согласования расчетных и имеющихся фактических данных;

- с использованием адаптированной модели производится прогноз базового варианта на период применения МУН.

5.5. Для повышения точности определения объема дополнительной добычи нефти за счет применения МУН рекомендуется в расчетах последовательно использовать несколько различных характеристик вытеснения (при заводнении) или зависимостей падения дебита нефти во времени (при естественном режиме эксплуатации), но не менее 5-6.

В случае, если имеет место значительный разброс в численных значениях результатов, а обычные статистические показатели не позволяют однозначно выбрать одну характеристику вытеснения, выделяется 3-4 наиболее близких по численным значениям результатов или производится отбраковка данных по статистическим показателям (например, как это описано в Приложении 2). По выбранным таким образом данным (не менее 3-х) определяется среднеарифметическая величина дополнительной добычи нефти, которая и принимается в качестве расчетной. Для более точного выбора характеристики вытеснения для прогнозирования добычи рекомендуется также использовать критерий Тейла ((Приложение 6).

5.6. При применении МУН с начала разработки нефтепромыслового объекта и при отсутствии или недостаточном количестве фактических данных о применении базового варианта разработки определение дополнительной добычи нефти осуществляется с помощью технологической схемы.

5.6.1. Если разработка месторождения (участка) с применением МУН осуществляется в полном соответствии с технологической схемой (темпы разбуривания, темпы закачки реагента в пласт и т.д.) дополнительная добыча нефти определяется непосредственно по технологической схеме.

5.6.2. В случае, если при реализации технологической схемы имеются отклонения от принятых в ней темпов разбуривания месторождения (участка), темпов закачки реагента в пласт и др., то необходимо осуществить соответствующую корректировку технологической схемы, которая заключается в расчетах соответствующих дополнительных вариантов: базового и с применением МУН. В отдельных случаях может использоваться приближенная методика расчета дополнительной добычи с помощью имеющихся в технологической схеме вариантов. Эта методика расчета основана на предположении, что фактическое и рассчитанное в технологической схеме соотношение накопленной добычи нефти в базовом варианте и в варианте с применением МУН совпадают при одинаковых объемах закачанного в пласт реагента, т.е.

$$Q^{\Phi}_{б}/Q^{\Phi}_{м} = Q^{P}_{б}/Q^{P}_{м} \quad \text{при} \quad Q^{\Phi}_{р} = Q^{P}_{р} \qquad (15)$$

где: $Q^{\Phi}_{м}$, $Q^{\Phi}_{б}$, $Q^{\Phi}_{р}$ - фактические накопленные величины количества добычи нефти при реализации МУН и при базовом методе разработки и количества закачанного в пласт реагента;

$Q^{P}_{м}$, $Q^{P}_{б}$, $Q^{P}_{р}$ - рассчитанные в технологической схеме накопленные величины количества добычи нефти при реализации МУН и при базовом методе разработки и количества закачанного в пласт реагента. Расчет дополнительной добычи нефти в этом случае производится в следующей последовательности:

1)*по данным технологической схемы строится зависимость*

$$Q^{P}_{б}/Q^{P}_{м} = f(Q^{P}_{р}) \qquad (16).$$

2) при значении $Q^{P}_{р}$, равном фактическому количеству закачанного в пласт реагента, на анализируемую дату, определяется величина $Q^{P}_{б}/Q^{P}_{м}$

3) определяется накопленная добыча нефти при базовом режиме

$$Q^{\Phi}_{б} = Q^{\Phi}_{м} * (Q^{P}_{б}/Q^{P}_{м}) \qquad (17)$$

4) определяется дополнительная добыча нефти за счет МУН

$$\Delta Q = Q^{\Phi}_{м} - Q^{\Phi}_{б} \qquad (18)$$

Пример использования данной приближенной методики приводится в Приложении П.4.7.

6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕКУЩЕЙ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ЗА СЧЕТ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ОТБОРА ЖИДКОСТИ ИЗ ПЛАСТА

6.1. Добыча нефти за счет интенсификации притока определяется для случая, когда базовым методом разработки является заводнение нефтяных пластов.

6.2. Определение добычи нефти за счет интенсификации производится по характеристикам вытеснения при условии задания прогнозных темпов отбора жидкости. В этом случае по прогнозному темпу отбора жидкости определяется местоположение точки Р на отрезке NY (рис.1). Добыча нефти за счет интенсификации будет определяться проекцией отрезка PL на ось ординат.

7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СНИЖЕНИЯ ОБЪЕМА ПОПУТНО ДОБЫВАЕМОЙ ВОДЫ

7.1. Снижение объема попутно добываемой воды определяется для случая, когда базовым методом разработки является заводнение нефтяных пластов.

7.2. Для определения снижения объема попутно добываемой воды используются характеристики вытеснения. На рис. 1 отрезок MS соответствует величине снижения объема попутно добываемой воды при применении МУН по сравнению с базовым режимом на одно и то же количество добытой нефти. При расчете экономии попутно добываемой воды на определенный момент времени необходимо подсчитать количество добытой воды в точке М и в точке Р, а затем определить их разность.

8. ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) - метод механического (физического) воздействия на породу нефтяного пласта давлением нагнетаемой жидкости, достаточным для расширения и развития естественных микротрещин обычно в вертикальных плоскостях, с последующим их заполнением зернистым высокопрочным материалом - пропантом.

Эффективность ГРП в значительной степени зависит от правильного выбора объекта проведения этого процесса и технологии его реализации.

При применении ГРП в единичных добывающих скважинах увеличение нефтеотдачи может быть обусловлено перераспределением фильтрационных потоков в значительном объеме прискважинной зоны пласта радиусом до 50-70м за счет изменения характера фильтрации с радиального на квазилинейный: нефть фильтруется из пласта в трещину гидроразрыва и

по трещине - к скважине. Кроме того, низкопроницаемые пласты обычно имеют значительную макронеоднородность как по разрезу, так и по площади. В результате, скважины даже при относительно большой плотности сетки не могут охватить весь пласт дренированием.

Отдельные зоны и пропластки не вовлекаются в активную разработку, что снижает нефтеотдачу объекта в целом. При проведении ГРП создаваемые трещины, пересекая слабодренируемые зоны и пропластки, обеспечивают их выработку, в результате чего конечная нефтеотдача пласта может быть увеличена на 3-5% и более.

При применении ГРП в системах разработки, т.е. его планирование на стадии составления проектных документов разработки, позволяет оптимизировать проведение гидроразрыва и дополнительно увеличить нефтеотдачу пластов.

Определение технологической эффективности применения ГРП осуществляется по тем же принципам и с использованием тех же методов экстраполяции фактических промысловых данных эксплуатации работы скважин при базовом (без ГРП) варианте разработки анализируемого участка пласта. В соответствие с п.3.3 при анализе эффективности применения ГРП следует воздержаться от определения количественного эффекта по данным эксплуатации единичных скважин.

Пример определения технологической эффективности применения ГРП приводится в Приложении П.4.5.

9. ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Теоретические исследования, практический опыт бурения и эксплуатации горизонтальных скважин (ГС) за рубежом и в нашей стране показал, что наиболее эффективно их использовать в следующих условиях:

- продуктивные пласты обладают малой толщиной (менее 10м), имеют низкую проницаемость (менее 0,050 мкм^2) и чрезвычайно неоднородны по площади;
- пласты с развитой системой вертикальной трещиноватости;
- водонефтяные и подгазовые зоны нефтяных пластов;
- залежи вязких и высоковязких нефтей и природных битумов;
- нефтяные залежи в зонах континентального шельфа морей;

- нефтяные залежи под природоохранными зонами (заповедники, водоохранные районы, памятники культуры и др.).

Успешность применения горизонтальных скважин решающим образом зависит от удачности проводки горизонтального участка ствола скважины в пределах продуктивного пласта. При удачном проведении горизонтального участка ствола внутри продуктивного пласта применение горизонтальных скважин позволит достигнуть:

- сокращения числа скважин, снижения объема капитальных вложений в разработку нефтяных месторождений;

- увеличения дебитов нефти в добывающих скважинах и приемистости нагнетательных скважин за счет повышения степени вскрытия пласта;

- вовлечения в разработку сложнопостроенных залежей с низкопродуктивными и неоднородными коллекторами и трудноизвлекаемыми запасами;

- повышения эффективности разработки нефтегазовых и водоплавающих залежей нефти за счет снижения депрессии на пласт;

- повышения конечной нефтеотдачи пластов за счет увеличения коэффициента охвата пластов воздействием.

При принятии решения о применении горизонтальных скважин в каждом конкретном случае следует учитывать, что ввиду отсутствия достаточного опыта эксплуатации горизонтальных скважин, проектные (расчетные) показатели их применения рассчитаны на высокую точность попадания горизонтального участка ствола скважины в продуктивный пласт, на полное сохранение природных свойств пласта в горизонтальном стволе после бурения, на отсутствие пескопроявления, обвалов глин, разрушения целостности колонны труб в пределах пласта, на возможность бездефектной эксплуатации оборудования для подъема жидкости из скважины. Только достаточно длительный опыт практической эксплуатации горизонтальных скважин позволит определить точность прогноза показателей разработки залежей с применением ГС при проектировании.

Эффективность применения ГС зависит от геолого-физических свойств пласта и технико-экономических условий разработки данного объекта. Можно условно выделить два таких условия:

1) если данный нефтяной объект может быть введен в разработку только при разбуривании его горизонтальными скважинами, то

технологическим эффектом их применения будет вся добыча нефти из таких скважин (неэффективные и забалансовые запасы нефти):

2) если данный нефтяной объект может быть разработан как вертикальными, так и ГС, то эффективность применения ГС определяется как разность фактической добычи нефти из ГС и расчетной добычей из данного объекта при применении вертикальных скважин (ВС).

Конкретный пример расчета для последнего случая приведен в Приложении П.4.6.

Следует особо отметить, что при применении ГС - новой технологии разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, расчет эффективности их использования должен производиться по экономическим показателям, т.к. технологической эффективности в смысле увеличения *темпов добычи нефти и, возможно, нефтеотдачи пласта совершенно* недостаточно для принятия решения. Это вызвано тем, что на прибыль влияет не только увеличение дебита по ГС, но и увеличение стоимости их бурения и заканчивания забоя.

При применении в ГС способов повышения нефтеотдачи путем термического, газового или химического воздействия на призабойную зону пласта и на весь пласт эффективность от их применения подсчитывается методами, описанными выше.

Пример *определения эффективности использования ГС приводится в* Приложении П.4.6.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Временная методика оценки эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов (РД 39-23-764-82),ВНИИ,1982 год.

2. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов (РД 39--0147035-209-87),ВНИИ,1987 год.

3. Методическое руководство по оценке промысловой эффективности методов увеличения нефтеотдачи на поздних стадиях разработки заводнением. ТатНИПИ, 1992 год.

4. Методика планирования дополнительной добычи нефти за счет применения геолого-технических мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов. ПО "Татнефть", 1993 г.

5. Инструкция по оперативному планированию и ежемесячному определению добычи нефти за счет термических методов воздействия на пласт (Приложение к РД 39-23-764-82)

6. Методика анализа опытно-промышленных работ по повышению нефтеотдачи пластов (РД 39-9-492-80), ВНИИ, 1980 г.

7. Методическое руководство по определению влияния геолого-технологических показателей на нефтеотдачу на основе классификационных методов (РД 39-079-91), ВНИИ, 1990 г.

Приложение 1

П.1. Характеристики вытеснения для заводненных месторождений

Под характеристиками вытеснения понимаются различные зависимости между величинами отборов нефти, воды или жидкости.

К настоящему времени известно более 70 характеристик вытеснения. В таблице П.1.1 представлено большинство из этих характеристик (характеристики обозначенные буквенными индексами могут путем математических преобразований быть сведены к соответствующим характеристикам с цифровым индексом, а характеристики без индекса имеют тот же вид, что и соответствующие характеристики с индексом). На рис. П.1.1 приведена классификация известных характеристик вытеснения.

Характеристики вытеснения подразделяются на две большие группы: кривые обводнения и падения. Кривые обводнения – это зависимости между накопленными отборами нефти, воды и (или) жидкости или зависимости между накопленными отборами и обводненностью продукции. Кривые обводнения характеризуют процесс обводнения скважин (участка) в зависимости от накопленной добычи жидкости.

Кривые падения – это зависимости между текущей добычей нефти от фактора времени, а также зависимости между текущей и накопленной добычей нефти. Кривые падения характеризуют изменение добычи нефти во времени.

Выделяется небольшая группа кривых обводнения, где в качестве дополнительной переменной присутствует фактор времени. Условно эту группу методов можно назвать временными кривыми обводнения.

Характеристики вытеснения подразделяются на интегральные и дифференциальные. Интегральные методы, в отличие от дифференциальных, не используют такие параметры как обводненность (нефтесодержание) продукции или текущие отборы флюидов. Любая характеристика вытеснения может в явном или неявном виде представлена в интегральной или дифференциальной форме. Интегральными (дифференциальными) будем называть методы, для реализации которых их авторы предлагают интегральную (дифференциальную) форму характеристик. При проведении практических расчетов большее предпочтение следует уделять интегральным кривым, поскольку они менее подвержены влиянию изменений системы разработки.

ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЫТЕСНЕНИЯ

Таблица П.I.I.

Название метода	Интегральная форма	Дифференциальная форма
I	2	3	4
	К Р И В Ы Е О Б В О Д Н Е Н И Я	
Двухпараметрические методы		
I. Говорова-Рябинина (I957)	$\ln Q_B = a+b\ln Q_H$	$\ln\frac{f_B}{1-f_B} = \ln(e^a*b)+(b-I)\ln Q_H$
Ia. Сазонов (I957) -Масляницев и др. (I980) -Булыгин и др. (I983)	$\ln\frac{Q_B}{Q_H} = a' + b'\ln Q_H$	
2. Максимов (I959)	$\ln Q_B = a + bQ_H$	$\ln\frac{f_B}{1-f_B} = \ln(e^a*b)+bQ_H$
2а. Пермяков (I975)		$\ln\frac{1-f_B}{f_B} = \ln\frac{a'}{\mu_o} - b'\frac{Q_H}{НИЗ}$
2б. Гарб (I978)		$Q_H = a' + b'\ln\frac{q_B}{q_H}$
2в. Шавалиев (I980)		$Q_H = a' + b'\ln\frac{f_B}{1-f_B}$
3. Французский нефтяной институт (I972)	$\frac{Q_B}{Q_H} = a + bQ_H$	$\frac{f_B}{1-f_B} = a + 2bQ_H$
4. Назаров-Сипачев (I972)	$\frac{Q_ж}{Q_H} = a + bQ_B$	$\frac{1-f_B}{f_B} = \frac{a}{(a + bQ_B)^2}$
5. Сипачев-Посевич (I980)	$\frac{Q_ж}{Q_H} = a + bQ_ж$	$f_H = \frac{a}{(a + bQ_ж)^2}$
5а. Островский-Джапаров (I98I)	$\frac{I}{Q_ж} = \frac{b'}{Q_H} - a'$	
5б. Гайсин-Тимашов (I985)	$\frac{Q_B}{Q_H} = a' + b'Q_ж$	
5в. Гайсин (I986)	$\frac{Q_H}{Q_ж} = a' - b'Q_H$	

1	2	3	4
5г.	Гусейнов (1986)	$Q_H = \frac{a*Q_Ж}{Q_Ж+b}$,	
6.	Модификация метода Назарова-Сипачева	$\ln\frac{Q_B}{Q_H} = a + bQ_H$	$\frac{f_B}{1-f_B} = (1+bQ_H)e^{a+bQ_H}$
7.	Модификация метода Сипачева-Посевича	$\ln\frac{Q_H}{Q_Ж} = a - bQ_H$	$\frac{1}{f_H} = (1+bQ_H)e^{bQ_H-a}$
8.	Пирвердян (1970)	$Q_H = a - bQ_Ж^{-1/2}$	$f_H = \frac{b}{2} Q_Ж^{-3/2}$
9.	Камбаров (1974)	$Q_H = a - bQ_Ж^{-1}$	$f_H = bQ_Ж^{-2}$
10.	Сазонов (1973)	$Q_H = a + b\ln Q_Ж$	$f_H = \frac{b}{Q_Ж}$
11.	Абызбаев (1981)	$\ln Q_H = a + b\ln Q_Ж$	$f_H = \frac{be^a}{Q_Ж^{1-b}}$
12.	Метод постоянного нефтесодержания	$Q_H = a + bQ_Ж$	$f_H = const$
13.	Арпс (1965)	$Q_H = -\frac{1}{b}\ln(1+be^aQ_Ж)$	$\ln f_H = a - bQ_H$
14.	Эргаги-Оморидж (1978)		$\ln\frac{1-f_B}{f_B} - \frac{1}{f_B} = a + bQ_H$
15.	Мовмыга-Черепахин	$Q_B = \frac{1}{b}\ln\frac{a}{a-bQ_H}$	$\frac{1-f_B}{f_B} = a - bQ_H$
16.	Григорьев (1978)	$Q_Ж = Q_H + \frac{b}{a^3}\left[\frac{b+aQ_H}{b} - \frac{b}{b+aQ_H} - 2\ln\frac{b+aQ_H}{b}\right]$	$\sqrt{\frac{1-f_B}{f_B}} = a + b\frac{1}{Q_H}$
17.	Островский-Джапаров (1981)	$Q_B = \frac{1}{b}\ln(e^{a+bQ_Ж} + 1 - e^a)$	$\ln f_B = a + bQ_H$
18.	Островский-Джапаров (1981)		$\ln f_B = a + b\ln Q_H$

1	2	3	4
	Трехпараметрические методы		
19.	Стасенков, Рахимкулов, Рудчук (1964, 1968, 1980)	$Q_н = a - be^{-cQ_ж}$	$\ln f_в = \ln(bc) - cQ_ж$
	- Мовмыга-Найденов (1968) - Минчева (1977) - Евтушенко (1979) - Исангулова (1980) - Мельников, Хананова (1985)		
19а.	Буторин-Шавалиев (1981)	$Q_н - Q_н^{б/в} = (НИЭ_∞ - Q_н^{б/в}) * \left[1 - \alpha e^{-\beta(Q_ж - Q_ж^{б/в})}\right]$	
20.	Ткаченко-Меркулова-Гинзбург (1975)	$Q_н = a + bQ_ж - cQ_ж^2$	$f_н = b - 2cQ_ж$
21.	Праведников-Атанов-Башуркин-Ребенко (1973)	$Q_н = a - bQ_ж^{1-\frac{1}{c}}$	$f_н = \frac{b(1-c)}{c} Q_ж^{-1/c}$
	- Пирвердян (c=2/3) - Камбаров (c=1/2) - Сазонов (c=1)		
22.	Модификация метода Праведникова и др.	$Q_н = a + bQ_ж^{1-\frac{1}{c}}$	$f_н = \frac{b(c-1)}{c} Q_ж^{-1/c}$
23.	Метод гиперболического падения нефтесодержания (МГПН)	$Q_н = \frac{a}{b(1-c)}\left[1 - (1 + cbQ_ж)^{\frac{1}{c}}\right]$	$f_н = a(1 + bcQ_ж)^{-1/c}$

1	2	3	4

Четырехпараметрические методы

24. Модификация метода МГПН

$$Q_н=\frac{a_1}{b(1-c)}-\frac{a_2}{b(1-c)}*(1+bcQ_ж)^{1-\frac{1}{c}} \qquad f_н=a_2(1+bcQ_ж)^{-1/c}$$

- МГПН ($a_1=a_2$)
- Стасенков и др. ($c=0$) - экспоненциальный закон
- Арпс ($c=1$) - гармонический закон
- Ткаченко и др. ($c=-1$) - линейный закон
- Праведников и др. $|cbQ_ж| >>1$ - степенной закон
- Пирвердян ($c=2/3$)
- Камбаров ($c=1/2$)
- Сазонов ($c=1$)
- Абызбаев ($a_1=0$)
- Сипачев-Посевич ($c=1/2$) - гиперболический закон
- Метод постоянного нефтесодержания ($c>>1$)

К Р И В Ы Е П А Д Е Н И Я

Двухпараметрические методы

1. (5) Сипачев-Посевич (Кубагушев-1987) ($c=12$)-гиперболич.закон

$$\frac{t}{Q_н}=a+bt \qquad q_н=\frac{a}{(a+bt)^2}$$

1а. Барьюдин (1981)

$$q_н=a_1+a_2Q_н+a_3Q_н^2$$

2. Шиа-Хиггинс (1964) ($c=1/3$)-гипербол.закон

$$q_н=a_1+a_2t+a_3t^2+a_4t^3$$

3. (8) Пирвердян ($c=2/3$)-степенной закон

$$Q_н=a-bt^{-1/2} \qquad q_н=\frac{b}{2}t^{-3/2}$$

4. (9) Камбаров Копытов (1970) ($c=1/2$)-степенной закон

$$Q_н=a-bt^{-1} \qquad q_н=bt^{-2}$$

5. (10) Сазонов ($c=1$)-степенной закон

$$Q_н=a+b\ln t \qquad q_н=\frac{b}{t}$$

6. (12) Метод постоянного дебита нефти ($c>>1$)

$$Q_н=a+bt \qquad q_н=\text{const}$$

7. (13) Арпс ($c=1$)-гармонический закон

$$Q_н=\frac{1}{b}\ln(1+be^at) \qquad \ln q_н=a-bQ_н$$

1	2	3	4
	Трехпараметрические методы		
8.	(19) Стасенков и др. (c≈0)-экспоненц. или	$Q_н = a - be^{-ct}$	$\ln q_н = \ln(bc) - ct$
9.	(20) Ткаченко и др. (c=-1)-линейный закон	$Q_н = a + bt - ct^2$	$q_н = b - 2ct$
10.	(21) Правединков и др. |cbQж| >>1-степенной закон (0<c<1)	$Q_н = a - bt^{1-\frac{1}{c}}$	$q_н = \frac{b(1-c)}{c} t^{-1/c}$
11.	(22) Модификация метода Правединкова и др. |cbQж| >>1-степенной закон (c>1)	$Q_н = a + bt^{1-\frac{1}{c}}$	$q_н = \frac{b(1-c)}{c} t^{-1/c}$
12.	(23) Метод гиперболического падения дебита нефти (МГПДН) ($a_1=a_2=a$)	$Q_н = \frac{a}{b(1-c)}\left[1-(1+cbt)^{1-\frac{1}{c}}\right]$	$q_н = a(1+cbt)^{-\frac{1}{c}}$
	Четырехпараметрические методы		
13.	(24) Модификация метода МГПДН	$Q_н = \frac{a_1}{b(1-c)} - \frac{a_2}{b(1-c)} * (1+cbt)^{1-\frac{1}{c}}$	$q_н = a_2(1+cbt)^{-\frac{1}{c}}$

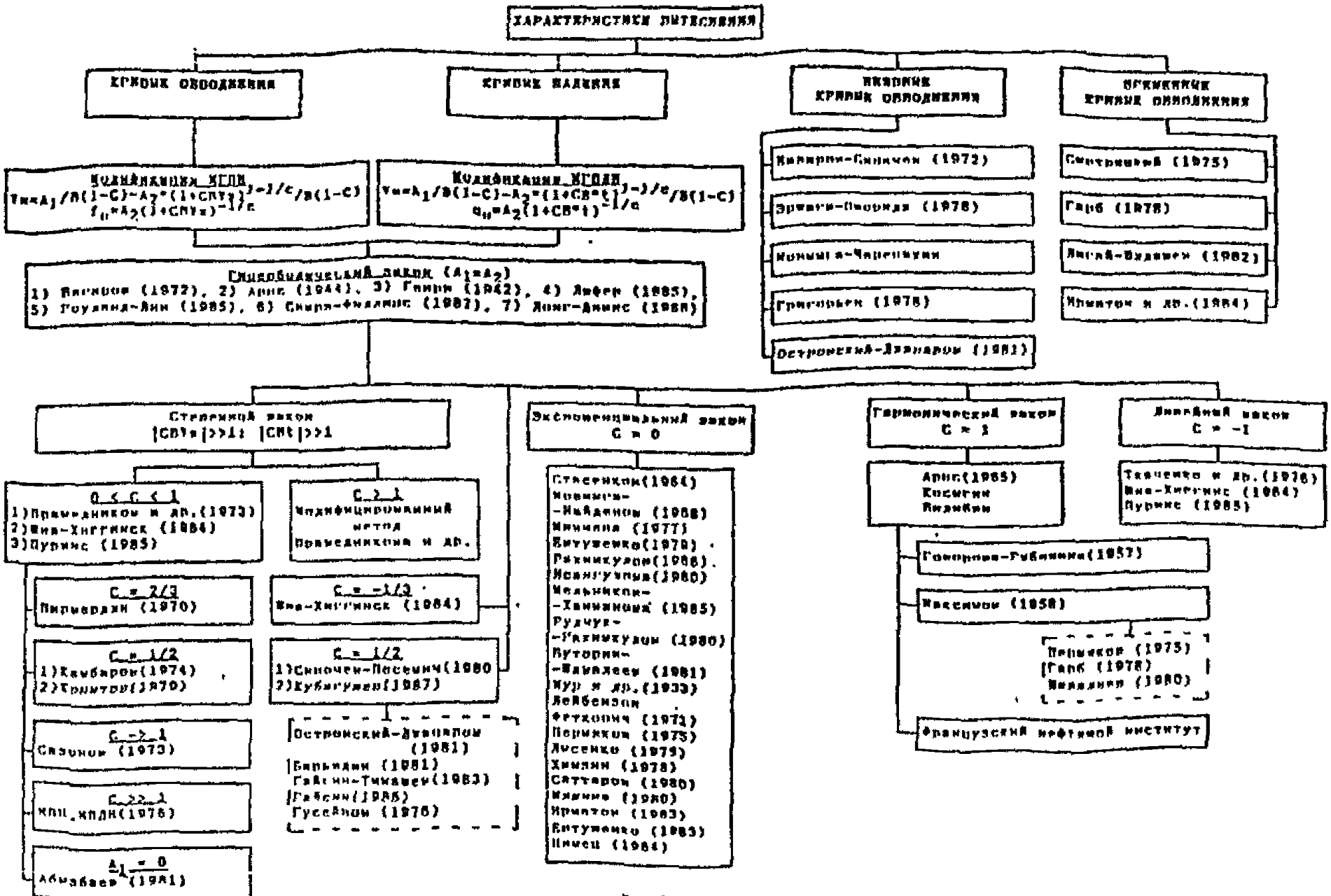
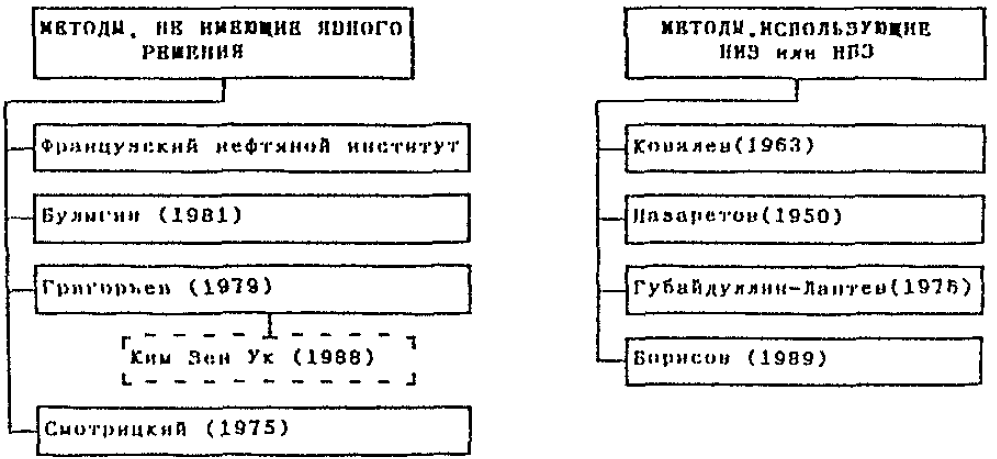

ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВ
КРИВЫЕ ОБВОДНЕНИЯ
КРИВЫЕ НАЛИВА
НИЗКИЕ КРИВЫЕ ОБВОДНЕНИЯ
ВЫСОКИЕ КРИВЫЕ ОБВОДНЕНИЯ
Модификация УСПН
Модификация УСПН
Кимберли-Сиснчок (1972)
Эрмаки-Омороди (1978)
Ионны а-Чарчиани
Григорьев (1978)
Островский-Джалилов (1981)
Сметанин (1975)
Гарб (1978)
Ингл-Будников (1982)
Ипатов и др.(1984)
Степенной закон
Экспоненциальный закон
Гармонический закон
Линейный закон
0 < C < 1
1)Правединков и др.(1973)
2)Вик-Хиггинс (1984)
3)Пурис (1985)
C > 1
Модифицированный метод Правединкова и др.
C = 2/3
Пирвердян (1970)
C = -1/3
Вик-Хиггинс (1984)
C = 1/2
1)Камбаров(1974)
2)Ипатов(1979)
C = 1/2
1)Ситочев-Пасеничк(1980
2)Кубигулов(1987)
C -> 1
Сазонов (1973)
C >> 1
КПП, КПДН(1976)
A1 = 0
Абиязбаев (1981)
Островский-Джалилов (1981)
Бакиханов (1981)
Гайсин-Тимашев(1983)
Габбасов(1985)
Гуссейнов (1976)
C = 0
Стасенков(1964)
Мовсумз-
-Ализаде (1968)
Минцаев (1977)
Битушенко(1979)
Ракишкулов(1986)
Исанкулов(1980)
Мельников-
-Хажиахмед (1985)
Рудкус-
-Ракишкулов (1980)
Кутовая-
-Ализаде (1981)
Жу и др.(1983)
Лейбензон
Фетхович (1971)
Пермяков (1975)
Лысенко (1979)
Химмин (1978)
Сеттаров (1980)
Минцаев (1980)
Ипатов (1983)
Битушенко (1983)
Шмид (1984)
C = 1
Арпс(1965)
Коскина
Жданкин
Говорова-Рубинштейн(1957)
Максимов (1958)
Пермяков (1975)
Гарб (1978)
Мамаджанов (1980)
Французский нефтяной институт
C = -1
Ткаченко и др.(1978)
Вик-Хиггинс (1984)
Пурис (1985)

Рис.П.1.1

Продолжение рисунка П.1.1



Широко известные методы характеристик вытеснения подразделяются на двух и трехпараметрические. Название метода соответствует числу неизвестных параметров, требуемых для его реализации. Для реализации двухпараметрических методов достаточной является либо интегральная, либо дифференциальная форма. Для реализации трехпараметрических методов необходимо построение и интегральных и дифференциальных характеристик.

Анализ возможности и точности использования существующих характеристик вытеснения показал, что для случая, когда базовым методом разработки является заводнение для экстраполяции фактических данных могут рекомендоваться следующие наиболее распространенные характеристики вытеснения:

$$Q_н = A + B/Q_ж \qquad (П.1.1)$$

$$Q_ж * Q_н = A + B * Q_ж \qquad (П.1.2)$$

$$Q_н = A + B/\sqrt{Q_ж} \qquad (П.1.3)$$

$$Q_н = A + B * q_н/q_в \qquad (П.1.4)$$

$$Q_н = A + B * \ln Q_ж \qquad (П.1.5)$$

$$Q_н = A + B * \ln Q_в \qquad (П.1.6)$$

$$Q_н = A + B * \ln(q_ж/q_н) \qquad (П.1.7)$$

$$(Q_ж / Q_н)^2 = A + B * Q_ж^2 \qquad (П.1.8)$$

где: $Q_н$; $Q_в$; $Q_ж$ – накопленная добыча соответственно нефти воды, жидкости;

$q_н$; $q_в$ – текущие дебиты соответственно нефти и воды;

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

Период, на который экстраполируются фактические данные разработки объекта базовым методом с использованием характеристи вытеснения, должен быть сопоставим с временем адаптации эти зависимостей.

<u>П.1.1. Определение добычи нефти за счет применения МУН координатах накопленная добыча нефти ($Q_н$) или текущая нефтеотдача накопленная добыча жидкости ($Q_ж$) или безразмерный объем добычи жидкости.</u>

Кривые в этих координатах имеют 3 характерных участка (рис П.1.2) – начальный ОА, соответствующий безводной стадии эксплуатации и представляемый прямой линией; средний АВ – для второй стадии разработки и описываемый многочленом 2-й или 3-й степени, конечны

Зависимость накопленной добычи нефти ($Q_н$) от накопленной добычи жидкости ($Q_ж$)

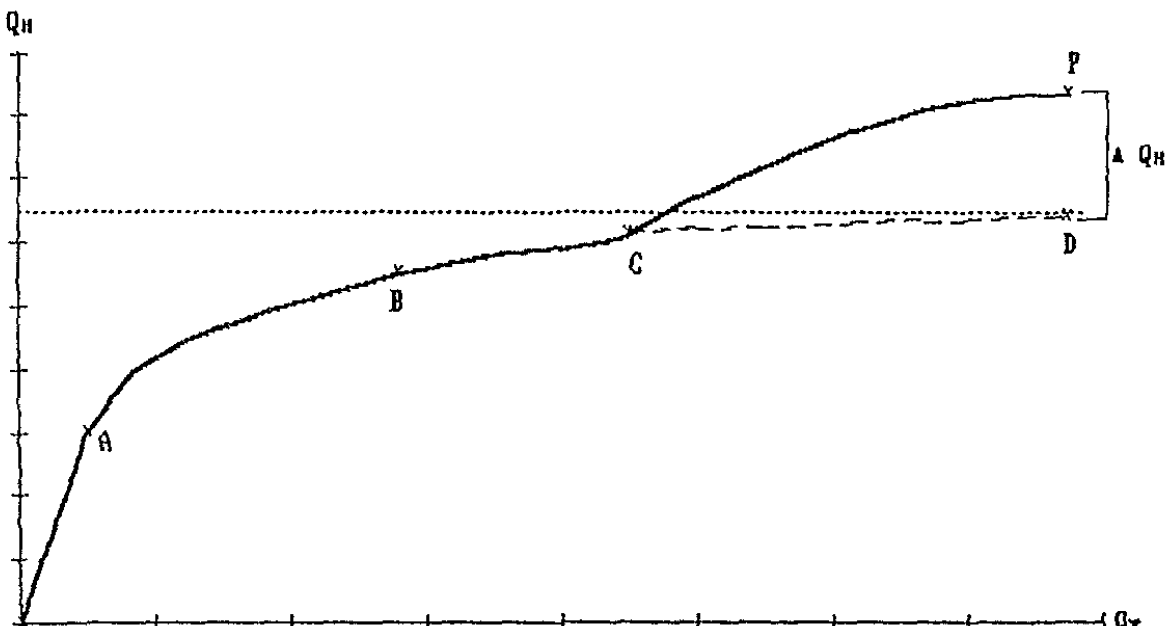


Рис. П.1.2

ВСД - для поздней стадии разработки. Участок ВСД стремится к асимптоте, отвечающей величине извлекаемых запасов и может быть аппроксимирован в виде гиперболы

$$Q_н = A - B/Q_ж \qquad (П.1.9)$$

Обработка фактических данных может осуществляться методом наименьших квадратов. Коэффициенты A и B находятся из нормальной системы уравнений:

$$A * n - B\sum_{i=1}^{n} 1/Q_ж = \sum_{i=1}^{n} Q_н$$
$$A\sum_{i=1}^{n} 1/Q_ж - B\sum_{i=1}^{n} (1/Q_ж)^2 = \sum_{i=1}^{n} Q_н/Q_ж \qquad (П.1.10)$$

где $Q_н$, $Q_ж$ - фактические данные заводнения, относящиеся к аппроксимируемому участку ВС, n - число этих данных. После вычисления коэффициентов A и B кривая экстраполируется на период применения нового метода (участок СД).

Фактические данные применения МУН на рис. П.1.2. представлены участком СР, причем каждой точке отвечает определенная дата. Добыча нефти за счет применения МУН (ΔQ) определяется как разница между фактической добычей (СР) и экстраполируемой частью кривой (СД).

<u>П.1.2. Определение добычи нефти за счет применения МУН по характеристике вытеснения в координатах "накопленная добыча нефти ($Q_н$) - логарифм накопленной добычи жидкости (воды) ($Q_ж$)".</u>

При обводнении добываемой продукции с 35 до 90%, соответствующей участку ВСД рис. П.1.2, накопленная добыча нефти в зависимости от накопленной добычи жидкости может быть выражена уравнением

$$Q_н = A + B*\ln Q_ж \qquad (П.1.11)$$

При обычном заводнении эта зависимость имеет прямолинейный характер. При получении дополнительной добычи нефти за счет применения метода фактическая добыча нефти отклоняется от прямой (рис.1). Задаваясь объемом добычи жидкости, можно определить прирост добычи нефти за счет метода, а на одинаковый объем добычи нефти можно определить эффективность метода за счет снижения добычи воды.

Отрезок NM соответствует динамике накопленной фактической добыче нефти при новом методе разработки, отрезок NQ - прогнозной добыче нефти при базовом режиме разработки, отрезок MQ - дополнительной добыче нефти за счет повышения нефтеотдачи пласта. При определении добычи нефти за счет интенсификации по прогнозному темпу отбора жидкости устанавливается положение точки P на отрезке

NQ. Добыча нефти за счет интенсификации будет определяться проекцией отрезка PL на ось ординат. Величине снижения объема попутно добываемой воды при применении МУН по сравнению с базовым режимом на одно и тоже количество добытой нефти соответствует отрезок KS.

Наряду с графическим методом определения добычи нефти за счет метода, ее можно определить аналитически. для этого фактические показатели, соответствующие линейному участку кривой, обрабатываются по методу наименьших квадратов:

$$A*n + B\sum_{i=1}^{n}\ln Q_{ж} = \sum_{i=1}^{n} Q_{н}$$

$$A\sum_{i=1}^{n}\ln Q_{ж} + B\sum_{i=1}^{n}(\ln Q_{ж})^2 = \sum_{i=1}^{n}(Q_{н}*\ln Q_{ж}) \qquad (П.1.12)$$

Из этих уравнений определяются коэффициенты A и B. Из полученного выражения по заданным значениям накопленной добычи жидкости определяется добыча нефти при базовом варианте.

Сравнивая полученное значение добытой нефти с фактической на одно и то же значение добытой жидкости (или скорректированное) получаем добычу нефти за счет применения МУН.

<u>П.1.3. Определение дополнительной добычи нефти при применении метода повышения нефтеотдачи по зависимости логарифма текущего водонефтяного отношения (lnW) от накопленной добычи нефти ($Q_н$).</u>

Эта зависимость, несмотря на разброс точек фактических данных, имеет линейный характер на поздней стадии разработки при обычном заводнении (рис.П.1.3.). т.е. удовлетворяет уравнению:

$$\ln W = A + B*Q_{н} \qquad (П.1.13)$$

Обработав фактические данные за период до начала применения метода повышения нефтеотдачи методом наименьших квадратов получим уравнение логарифма текущих значений водонефтяного отношения от накопленной добычи нефти для базового варианта.

Для определения прогнозной добычи нефти уравнение (П.1.13) представим в виде:

$$\ln(q_{ж}^{\wedge}/q_{н}^{\wedge} - 1) = A + B*(Q_{н}^{n-1} + q_{н}^{\wedge}) \qquad (П.1.14)$$

По этому уравнению, последовательно задаваясь объемами отбираемой жидкости за период (месяц, квартал, год) определяется прогнозная добыча нефти при базовом режиме.

Зависимость логарифма водонефтяного отношения от накопленной добычи нефти
$(q_в/q_н)=f(Q_н)$



Рис. П.1.3

Приложение 2

П.2. Программа расчета эффективности методов увеличения нефтеотдачи по характеристикам вытеснения с использованием персональной ЭВМ

П.2.1. Описание программы.

Для определения технологической эффективности воздействия МУН на пласт разработана программа STAT, написанная на языке ФОРТРАН для PC ЭВМ. В программе используются восемь характеристик вытеснения каждой из которых присвоен свой порядковый номер:

$$Q_ж/Q_н = A + B*Q_ж \qquad (П.2.1)$$

$$Q_ж*Q_н = A + B*Q_ж \qquad (П.2.2)$$

$$Q_н = A + B/\sqrt{Q_ж} \qquad (П.2.3)$$

$$Q_н = A + B*q_н/q_в \qquad (П.2.4)$$

$$Q_н = A + B*\ln Q_ж \qquad (П.2.5)$$

$$Q_н = A + B*\ln Q_в \qquad (П.2.6)$$

$$Q_н = A + B*\ln(q_в/q_н) \qquad (П.2.7)$$

$$(Q_ж/Q_н)^2 = A + B*Q_ж^2 \qquad (П.2.8)$$

где: $Q_ж, Q_н, Q_в$ – соответственно накопленные объемы добычи жидкости, нефти и воды.

$q_н, q_в$ – соответственно текущие значения добычи нефти и воды.

A, B – постоянные коэффициенты.

В программе последовательно для каждой из характеристик вытеснения (П.2.1–П.2.8) проводятся следующие операции:

1) определяются коэффициенты модели A и B с использованием метода наименьших квадратов. Выражения, стоящие слева в формулах (П.2.1–П.2.8) обозначаются через y, а выражение при коэффициенте B через x.

При этом предполагается что $Q_ж, Q_н, Q_в, q_н, q_в$ – являются функциями времени или индекса i.

Тогда:

$$B = \frac{N_1 \sum_{i=K}^{N} x(i)*y(i) - \sum_{i=K}^{N} x(i) * \sum_{i=K}^{N} y(i)}{N_1 \sum_{i=K}^{N} [x(i)]^2 - [\sum_{i=K}^{N} x(i)]^2} \qquad (П.2.9)$$

$$A = \frac{\sum_{i=K}^{N} y(i)}{N_1} - B * \frac{\sum_{i=K}^{N} x(i)}{N_1}, \quad N_1 = N - K + 1 \qquad (П.2.10)$$

где: N - номер индекса i, соответствующий моменту проведения мероприятия.

K - номер индекса i, соответствующий моменту начала обучения модели.

N1 - *число точек обучения (число точек по которым определяются* коэффициенты A,B)

2). Оценивается соответствие каждой модели исходным данным по рассчитываемым коэффициенту корреляции и среднеквадратичному отклонению. Коэффициент корреляции определяется по формуле:

$$CRG = ABS \frac{\sum_{i=K}^{N} [(x(i) - \frac{\sum_{i=K}^{N} x(i)}{N_1})(y(i) - \frac{\sum_{i=K}^{N} y(i)}{N_1})]}{\sqrt{\sum_{i=K}^{N}(x(i) - \frac{\sum_{i=K}^{N} x(i)}{N_1})^2 * \sum_{i=K}^{N}(y(i) - \frac{\sum_{i=K}^{N} y(i)}{N_1})^2}} \qquad (П.2.11)$$

Среднеквадратичное отклонение определяется по формуле:

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=K}^{N} d^2(i)}{N_1}} \qquad (П.2.12)$$

d(i) - отклонение измеренных величин y (i) от вычисленных из выражений (П.2.1-П.2.8) при заданных x (i).

Для коэффициентов A и B вычисляются доверительные интервалы из следующих выражений:

$$(A - tg*S_a,\ A = tg*S_a) \qquad (П.2.13)$$

$$(B - tg*S_B,\ B = tg*S_B) \qquad (П.2.14)$$

здесь:

tg - величина, заложенная в программу, связанная с законом распределения Стьюдента, зависящая от числа (N - K + 1) (в программу заложены данные для 95%-ного интервала).

$$S_a = \sqrt{\frac{1}{N_1 - 2} * \frac{1}{N_1} * \sum_{i=K}^{N} d^2(i)} \qquad (П.2.15)$$

$$S_B = \sqrt{\frac{1/(N - 1) * \sum_{i=K}^{N} d^2(i)}{\sum_{i=K}^{N} x^2(i)}} \qquad (П.2.16)$$

3). Определяются три лучшие модели, имеющие самые высокие коэффициенты корреляции. По каждой из этих выбранных моделей определяется эффект от применения метода:

– прирост добычи нефти, полученный за счет повышения нефтеотдачи пласта;

– прирост добычи нефти, полученный за счет интенсификации разработки, определяемый в результате ввода в программу понятия прогнозного темпа отбора жидкости (данный эффект может быть отрицательным, если реальный темп отбора жидкости снижается по сравнению с прогнозным);

– снижение объемов попутно-добываемой воды на одно и то же время, а также на одинаковое количество добытой нефти.

В программе также рассчитываются средние значения показателей эффективности по трем лучшим моделям.

П.2.2. Входная информация

Перед запуском программы Stat необходимо образовать файл, в который вносятся входные данные. Этот файл должен иметь имя, состоящее не более чем из 6 символов без расширения и находится в той же директории, откуда запускается основная программа. Шаблон для ввода входных данных имеет следующий вид:

Полное число вводимых значений показателей разработки N =
Число вводимых значений показателей разработки до мероприятия N=
Число вариантов при выборе оптимального количества точек базы NN=
Число характеристик вытеснения, по которым выдается информация NPE=
Предельная обводненность продукции FN=
Масштабный коэффициент при вводе показателей разработки (т/т) MK=
Признак выдачи (1 – полная, 0 – только таблиц) NWR=
Периодичность ввода показателей разработки (месяцы) PER=
Произвести расчет – (за 1, нет 0): всех функций –
Прироста добычи нефти за счет интенсификации –
Прироста добычи нефти за счет увеличения нефтеотдачи –
Сокращения добычи воды –
Ввод показателей разработки и накопленная добыча
нефти жидкости

Входные данные, расположенные в конце строки поясняющего текста, набиваются в столбец. Между текстом и число необходим пробел. Колонки значений накопленной добычи нефти и жидкости образуют матрицу, число строк в которой равно N. Если параметр MK = 1, то величины вводятся в тоннах, если MK = 1000, то в тыс.т и т.д.

Числа: N > 3, NN > N , 1 < NPE < 8, 0 < FN < 1.

Образец заполнения шаблона для ввода входных данных приведен в примере расчета.

П.2.3. Запуск программы и получение выходной информации.

Запуск программы осуществляется через файл STAT. EXE, который должен находиться на той же директории, что и файл, содержащий входную информацию. После завершения работы программы на текущей директории образуются два новых файла, имеющих имя файла с входной информацией и расширением OUT и StA. В файле с расширением OUT распечатывается выходная информация, в зависимости от того, какой из признаков был задан. Информация выдается в виде таблицы П.4.3.1 в порядке убывания коэффициента корреляции, располагаются уравнения характеристик вытеснения, значения коэффициентов и их оценка. При этом сначала располагаются функции, для которых технологические эффекты рассчитаны на весь срок прогнозирования. Для них прогнозное время равно MN.

В таблице П.4.3.2 приводятся значения прироста добычи нефти, полученные за счет интенсификации процесса разработки, рассчитанные по трем характеристикам с наибольшими коэффициентами корреляции, значения этих коэффициентов и соответствующие коэффициенты A и B. Третья таблица П.4.3.3 имеет аналогичный вид, но в ней приведены значения прироста добычи нефти, полученного за счет увеличения нефтеотдачи. В таблице П.4.3.4 также для трех лучших характеристик приведены значения сокращения добычи воды на одинаковое время и на один и тот же объем добытой нефти.

В файле с расширением STA находится информация для построения рисунков с помощью пакета CHART. Для входа в этот пакет организованы специальные файлы AST.BAT,CST.BAT и DST.BAT. Файл AST.BAT используется, если пакет CHART находится на гибком диске A, CST.BAT - если этот пакет находится на жестком диске C, а DST.BAT - если этот пакет находится на жестком диске Д. При помещении пакета CHART на другом диске (E,F...) в эти файлы должны быть введены соответствующие изменения. Помещение пакета CHART на жесткий диск желательно для ускорения его работы, но не обязательно.

Перед началом работы с пакетом CHART в его директории необходимо создать новую поддиректорию с именем STAT.

Если файл с расширением STA находится на текущей директории, то после выполнения команды

AST *. STA N (П.2.16)

где вместо символа "*" следует подставить имя файла с исходными данными начинается работа пакета CHART, и на экране появляется график, соответствующий функции с номером N. Если пакет CHART находится на жестком диске С или Д, то вместо AST в (П.2.16) следует подставить, соответственно CST или DST. Если в команде (П.2.16) число N опущено, то на экране появится график, соответствующий функции с номером 1. находясь в пакете CHART, можно вызвать график любой другой характеристики (П.2.1-П.2.8), нажав последовательно буквы T,L, а затем набрав имя STN , где вместо N должен стоять номер характеристики, например, ST7. Пакет CHART обладает богатыми возможностями редактирования графиков, с которыми можно ознакомиться с помощью пакета CHART LEARNING. Перед печатью графика следует выставить тип принтера с помощью команд PRINT SETUP (либо нажав буквы P,S). Затем с помощью команд PRINT OPTION (буквы P и O) следует задать размеры страницы, а также размеры и местоположение на ней рисунка. Внимание: после редактирования рисунков запись файлов на диск должна производиться под именами, отличными от STI-STB. Отметим, что после выполнения команд AST и CST на корневой директории C:/ образуется файл RISTAT, который после работы программы сохранять не обязательно.

Если расчет по какой-нибудь характеристике невозможен при выбранных исходных данных, то соответствующий график будет состоять из двух точек.

Примеры графиков, полученных с помощью пакета CHART представлены на рис. П.4.3.1 - П.4.3.3.

Приложение 3

П.3 Программа расчета эффективности методов увеличения нефтеотдачи по зависимостям падения среднесуточного дебита нефти во времени с использованием персональной ЭВМ

П.3.1. Описание программы

Программа "ProgQ", написанная на языке PASCAL для ПЭВМ, предназначена для определения технологического эффекта от применения МУН на базе аппроксимации среднесуточного дебита по нефти одной действующей скважины.

Используя информацию о годовых отборах нефти (в тоннах) до применения МУН и с его применением, количестве действующих скважин и средней продолжительности работы одной скважины (в сутках), она выполняет следующие операции:

- рассчитывает фактические среднесуточные дебиты нефти на одну действующую скважину;

- с использованием метода наименьших квадратов определяет аппроксимационные коэффициенты, расчетные дебиты и среднеквадратичные отклонения расчетных дебитов от фактических для следующих зависимостей дебита от времени:

$$q_н = A*e^{-Kt}; \qquad (П.3.1)$$

$$q_н = 1/(A+Kt); \qquad (П.3.2)$$

$$q_н = t/(A+Kt); \qquad (П.3.3)$$

- выбирает наиболее приемлемую зависимость дебита от времени;

- для выбранной зависимости на период применения МУН рассчитывает годовые отборы нефти на естественном режиме, технологическую эффективность применения МУН по годам и в целом за рассматриваемый период.

П.3.2. Ввод информации

Для запуска программы на счет необходимо создать файл, содержащий исходные данные и имеющий имя и расширение gtl.dan. Порядок и пример его заполнения представлены соответственно в табл. П.3.1 и Приложении 4.4.

Таблица П.3.1

NN	Исходная информация	Примечание
1	Название месторождения	
2	Продолжительность периода разработки на естественном режиме	В годах; информация по пп. 2 и 3 размещается в одной строке через пробел
3	Продолжительность периода применения МУН	
4	Массив количества действующих скважин	
5	Массив продолжительности работы одной скважины	
6	Массив отборов нефти до применения МУН	
7	Массив отборов нефти с применением МУН	

П.3.3. Запуск программы и получение выходной информации

Пуск программы осуществляется через файл tepa1.exe, причем в этой же директории должен находиться файл с исходными данными. В результате работы программы в текущей директории создается файл qt.rez, в котором по годам в виде таблицы приводятся фактические и прогнозные отборы нефти на естественном режиме, фактические отборы с применением МУН, технологическая эффективность метода, а также суммарная дополнительная добыча за весь анализируемый период. Кроме того, выходная информация включает вид зависимости, по которой проводился прогноз дебита скважины, значения аппроксимационных коэффициентов и среднеквадратичного отклонения.

Приложение 4.

П 4. Примеры расчета технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи

П 4 1 Пример расчета технологической эффективности по характеристикам вытеснения

На участке месторождения находящегося на поздней стадии разработки (обводненность около 70%) были проведены работы по выравниванию профиля приемистости в нагнетательной скважине.

Для оценки технологической эффективности проведенных мероприятий по пяти добывающим скважинам, окружающим нагнетательную, была суммирована накопленная добыча нефти и жидкости. Реагирующие скважины выбирались по карте изобар с учетом распределения давления по пласту. За период, который включает разработку участка базовым методом (без мероприятий) и с проведением мероприятий. Объем данных по базовому методу должен быть достаточен для надежного прогнозирования добычи нефти на период получения эффекта от мероприятия. В нашем случае этот период составляет шесть месяцев (табл.П.4.1.1).

В качестве примера рассмотрим функцию вида $Q_Н \cdot Q_Ж = A+B \cdot Q_Ж$. Приведем это уравнение к уравнению вида $y = A \cdot x + B$. Для этого обе части уравнения разделим на $Q_Ж$, тогда получим:

$$Q_Н = A \cdot 1/Q_Ж + B \qquad (П.4.1)$$

По методу наименьших квадратов определения постоянных коэффициентов "A" и "B" сводится к решению системы уравнений следующего вида:

$$\sum_{i=1}^{n} x \cdot y - A \cdot \sum_{i=1}^{n} x^2 - B \cdot \sum_{i=1}^{n} x = 0$$

$$\sum_{i=1}^{n} y - A \cdot \sum_{i=1}^{n} x - B \cdot n = 0, \quad \text{где} \qquad (П.4.2)$$

n – число точек базового метода.

Тогда, для определения постоянных коэффициентов в рассматриваемом уравнении, составим для него систему уравнений:

$$\sum_{i=1}^{n} Q_Н \cdot 1/Q_Ж - A \cdot \sum_{i=1}^{n} (1/Q_Ж)^2 - B \cdot \sum_{i=1}^{n} 1/Q_Ж = 0$$

$$\sum_{i=1}^{n} Q_Н - A \cdot \sum_{i=1}^{n} 1/Q_Ж - B \cdot n = 0 \qquad (П.4\ 3)$$

Подставим числовые значения из таблицы П 4 1.1 ("n" в нашем случае равно 8).

$$7{,}74256 - A \cdot 3{,}45201\ 10^{-13} - B \cdot 5{,}2431\ 10^{-5} = 0$$

$$1165831 - A \cdot 5{,}2431\ 10^{-5} - B \cdot 8 = 0 \qquad (П\ 4.4)$$

Таблица П.4.I.I.

Исходные данные и результаты расчетов технологических показателей по методу наименьших квадратов

Qn	Qz	SQn	1/Qz	S1/Qz	(1/Qz)**2	S(1/Qz)**2	Qn/Qz	SQn/Qz	Qz*Qz	Qnz	Qnz*Qz
135465	136895	135465	7.30466E-06	7.30466E-06	5.3358E-11	5.3358E-11	0.98955	0.98955	1.8546E+10	134291	1.8384E+10
139596	142434	275065	7.0208E-06	1.43255E-05	4.92916E-11	1.0265E-10	0.98007	1.96962	1.9883E+10	139560	1.9878E+10
142152	146044	417217	6.84725E-06	2.11727E-05	4.69849E-11	1.49534E-10	0.97335	2.94298	2.0761E+10	142782	2.0853E+10
146521	151411	563738	6.60454E-06	2.77772E-05	4.36199E-11	1.93154E-10	0.9677	3.91066	2.2185E+10	147288	2.2301E+10
150443	157047	714181	6.36752E-06	3.41448E-05	4.05453E-11	2.337E-10	0.95785	4.86863	2.3627E+10	151685	2.3822E+10
153703	160365	867884	6.23577E-06	4.03805E-05	3.88849E-11	2.72585E-10	0.95846	5.82709	2.4649E+10	154135	2.4718E+10
157272	164077	1025156	6.0947E-06	4.64752E-05	3.71454E-11	3.0973E-10	0.95853	6.78561	2.5805E+10	156754	2.572E+10
160675	167904	1185831	5.95578E-06	5.2431E-05	3.54714E-11	3.45201E-10	0.95695	7.74256	2.6978E+10	159333	2.6753E+10
164481	172746				A = -18565158647				2.8413E+10	162432	2.8059E+10
168369	177615				B = 269902.66437				2.9905E+10	165378	2.9374E+10
172122	181806								3.1293E+10	167787	3.0505E+10
175067	185444								3.2465E+10	169791	3.1487E+10
178714	189091								3.3793E+10	171722	3.2471E+10
181972	192349								3.5002E+10	173385	3.335E+10
185645	196022								3.6391E+10	175193	3.4342E+10
188955	199338								3.7666E+10	176769	3.5237E+10
192172	202555								3.8525E+10	178248	3.6105E+10
194584	204967								3.9883E+10	179326	3.6756E+10
197965	206348								4.1246E+10	180796	3.7669E+10
200673	211256								4.2436E+10	182023	3.8453E+10

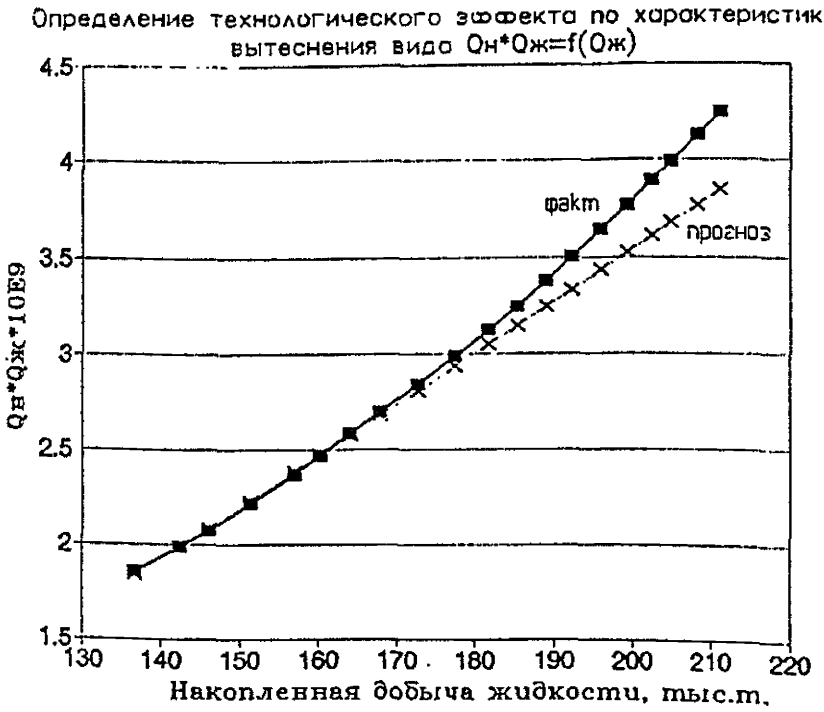

Определение технологического эффекта по характеристике вытеснения вида Qн*Qж=f(Qж)
4.5
4
3.5
3
2.5
2
1.5
Qн*Qж*10E9
факт
прогноз
130
140
150
160
170
180
190
200
210
220
Накопленная добыча жидкости, тыс.т.

Рис. П.4.1.1

Решая полученную систему уравнений, получим значения коэффициентов: A = -18565158647, B = 269902,66437.

Подставляя значения коэффициентов в уравнение (П.4.1), получим расчетное значение добычи нефти базовым методом ($Q_{нр}$) на весь рассматриваемый период (см.табл.П.4.1.1). Сравнивая фактические данные добычи нефти с расчетными, можно оценить прирост добычи нефти на любой момент времени. Так, на момент оценки эффективности прирост составил:

ΔQ = 200873 - 182023 = 18850 т.

Для оценки сокращения добычи воды, задаются постоянным объемом добычи нефти и определяется количество жидкости, которое было бы при этом отобрано из пласта. В нашем случае количество добытой нефти составило 200873 т., а воды $Q_в$ = 211256 - 200873 = 10383 т. Добыча жидкости при базовом методе разработки равняется:

200873 = - 18565158647*1/$Q_ж$ + 269902,66437, отсюда $Q_{жр}$ = 268945 тонн.

Тогда объем добычи воды составил бы:

$Q_{жр} - Q_н$ = 268945 - 200873 = 68072т.

Таким образом, снижение добычи попутно добываемой воды составило: ΔQ = 68072 - 10383 = 57689 т.

Проведем аналогичные расчеты для зависимости вида:

$$Q_н = A\ln Q_ж + B \qquad (П.4.5)$$

Система уравнений для определения постоянных коэффициентов в этом случае будет иметь вид:

$$Q_н \cdot \ln Q_ж - A\ (\ln Q_ж)^2 - B\ \ln Q_ж = 0$$

$$Q_н - A\ \ln Q_ж - B \cdot n = 0 \qquad (П.4.6)$$

Подставим числовые значения из таблицы П.4.1.2 ("n" в нашем случае равно 8):

14160565 - A*1140,110309 - B*95,50179614 = 0

1185831 - A*95,50179614 - B*8 = 0 (П.4.7)

Решая полученную систему уравнений, получим значения коэффициентов: A = 122772,97855; B = -1317401,121.

Подставляя значения коэффициентов в уравнение (П.4.5), получим расчетное значение добычи нефти базовым методом ($Q_{нр}$) на весь рассматриваемый период (см.табл.П.4 1.2). Сравнивая фактические данные добычи нефти с расчетными, определим прирост добычи нефти на любой момент времени. Так, на момент оценки эффективности прирост составил:

Таблица 8.1.1.2

Исходные данные и результаты расчетов технологических показателей по методу наименьших квадратов

Qн	Qт	SQн	SLnQт	LnQт**2	S(LnQт)**2	Qн*LnQт	SQн*LnQт	LnQт	Qнр
135469	136899	135469	11.82899871	139.8778984	139.8778984	1602192	1602192	11.8269987	134635
139596	142434	275065	23.69361272	140.6170028	280.4948012	1656535	3258726	11.866634	139501
142152	146046	417217	35.58529595	141.4116543	422.1065555	1690424	4949150	11.8916632	142574
146521	151411	563738	47.51304922	142.2212981	564.3278536	1747666	6696816	11.9227533	147005
150443	157047	714181	59.47734962	143.1444841	707.5223373	1799945	8496762	11.9843004	151492
153703	160365	867884	71.46255737	143.8452047	851.1675425	1842182	10338924	11.9852017	154059
157272	164077	1025156	83.47064848	144.1942521	995.3617945	1888537	12227461	12.0060911	156868
160675	167904	1185831	95.50179814	144.7405142	1140.102309	1933105	14160565	12.0311477	159699
164481	172748							12.0595776	163189
166369	177615		A = 122772.07855					12.0873736	166602
172122	181806		B = -1317401.121					12.1108955	169465
175067	185444							12.1305042	171898
178714	189091							12.1499937	174289
181972	192349							12.1670667	176386
185645	196022							12.1859822	178708
188955	199338							12.2027572	180768
192172	202555							12.2187667	182733
194584	204967							12.2306043	184187
197965	208348							12.246965	186195
200873	211256							12.2668258	187897

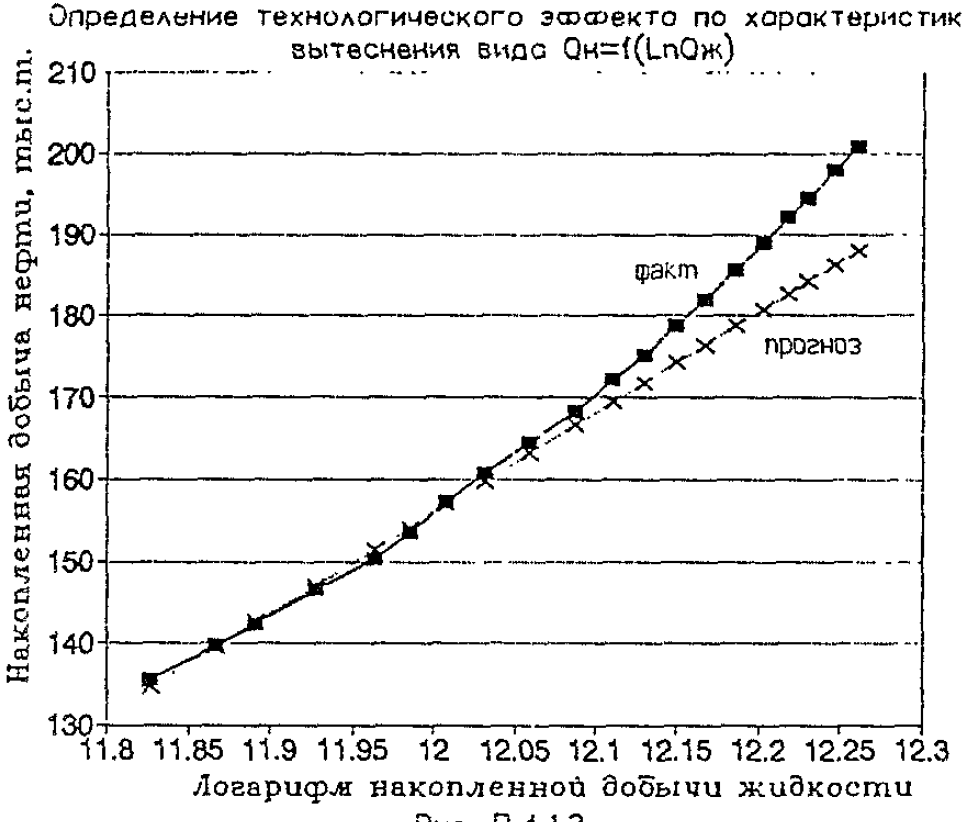

Определение технологического эффекто по характеристике вытеснения вида Qн=f(LnQж)
Накопленная добыча нефти, тыс.т.
210
200
190
180
170
160
150
140
130
11.8
11.85
11.9
11.95
12
12.05
12.1
12.15
12.2
12.25
12.3
факт
прогноз
Логарифм накопленной добычи жидкости

Рис. П.4.1.2

$\Delta Q_н$ = 200873 - 187897 = 12976 т

Для оценки сокращения добычи воды, задаемся постоянным объемом добычи нефти и определяем количество жидкости, которое было бы при этом отобрано из пласта. Фактическая добыча воды, как было показано выше составила 10383 т Расчетная добыча жидкости при базовом методе разработки равняется:

. .200873 = 122772,97855*ln$Q_ж$ + (-1817401.121), отсюда $Q_{жр}$ = 234800 т

Тогда объем добычи воды составил бы:

$Q_{жр} - Q_н$ = 234800 - 200873 = 33927 т.

Таким образом, снижение добычи попутно добываемой воды составило: $\Delta Q_в$ = 33927 - 10383 = 23544 т

Точность ручного счета определяется числом знаков, которое может быть учтено. Результаты расчетов продемонстрированы на рисунках П.4.1.1 - П.4.4.2.

П.4.2 Пример расчета технологической эффективности по зависимостям падения среднесуточного дебита нефти во времени

Участок месторождения Филд в течение 5 лет разрабатывался на естественном режиме, затем 5 лет его разработка велась с применением теплового метода воздействия на пласт. Необходимо определить суммарную эффективность от применения теплового воздействия.

Проведение расчета:

1. По фактическим данным рассчитываем среднесуточные дебиты по нефти на одну действующую скважину за первые 5 лет разработки участка (табл. П.4.2.1).

2. Полученные фактические дебиты за первые 5 лет обрабатываем по методу наименьших квадратов для следующих зависимостей:

$$q_н = Ae^{-Kt}, \quad t=0,1,2,\ldots; \qquad (П.4.8)$$

$$q_н = \frac{1}{A-Kt}, \quad t=0,1,2,\ldots; \qquad (П.4.9)$$

$$q_н = \frac{t}{A-Kt}, \quad t=1,2,3,\ldots; \qquad (П.4.10)$$

При этом результаты расчета среднесуточных дебитов по различным моделям сводим в табл. П.4.2.1, а аппроксимационных коэффициентов и среднеквадратичного отклонения – в табл. П.4.2.2.

3. Анализ результатов расчетов для различных моделей показывает, что наименьшим значением среднеквадратичного отклонения расчетных дебитов от фактических характеризуется 1-ая модель. Таким образом, прогнозную добычу нефти, которая имела бы место, если бы участок продолжал разрабатываться на естественном режиме, получаем, используя расчетные дебиты для 1-ой модели (табл. П.4.2.1, рис. П.4.2.1).

4. Вычитанием прогнозной добычи из фактической рассчитываем технологическую эффективность применения теплового воздействия по годам разработки (табл. П.4.2 1).

5 Суммированием значений технологической эффективности по годам (правая колонка табл. П 4.2 1) определяем суммарную дополнительную добычу нефти от применения метода: она составляет 22660 т.

Таблица П.4.2.1

Годы	Фактич. добыча нефти, т	Кол-во действ. скважин	Продолж. раб. 1 скв., сут	Фактич. деб. на 1 скв., т/сут	Расчетный дебит на одну скважину, т/сут			Прогноз. добыча нефти, т	Технолог. эффектив-ность, т
					мод.1	мод.2	мод.3		
1	22500	10	350	6,71	6,71	4,82	7,52		
2	18100	9	355	5,67	5,67	4,51	4,80		
3	16800	10	350	4,80	4,79	4,24	4,29		
4	15300	11	345	4,03	4,05	3,99	4,07		
5	12000	10	350	3,43	3,42	3,78	3,95		
6	12000	10	350		2,89			10120	1880
7	12400	11	345		2,44			9270	3130
8	12000	10	350		2,06			7220	4780
9	11600	9	355		1,74			5570	6030
10	12000	10	350		1,47			5160	6840

Таблица П.4.2.2

Модель для прогноза	Аппроксимационные константы		Среднеквадратичное отклонение
	A	K	
1	6,710	0,1684	0,009
2	0,2075	0,01428	0,597
3	-0,1503	0,2833	0,782

Зависимость фактической (1) и прогнозной (2)
без применения МУН добычи нефти от времени

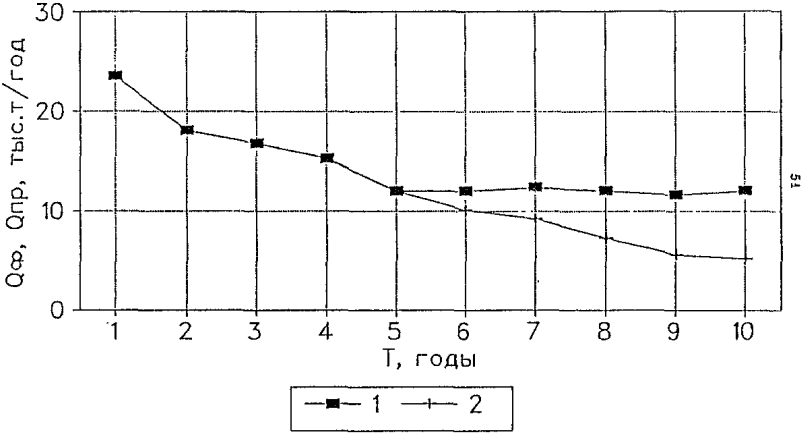


Рис. П.4.2.1

П 4.3 Пример расчета технологической эффективности по характеристикам вытеснения с использованием программ расчета на персональной ЭВМ.

Участок нефтяной залежи состоит из одной нагнетательной и восьми добывающих скважин, находящихся в зоне ее воздействия. В нагнетательную скважину 06 1990 г., с целью выравнивания профиля приемистости и увеличения коэффициента охвата от заводнения, была произведена закачка реагента. За базовый вариант расчета принимается добыча жидкости и нефти за предыдущие 8 месяцев эксплуатации Информация по отбору жидкости и нефти имеется с 11.89 г. Необходимо определить эффективность проведенной обработки по состоянию на 1.07.91 г.

Проведение расчета:

1. Вносим исходную информацию в файл-шаблон.

В нашем случае M = 20, N = 8. Так как расчет проводится для определения всех видов эффективности то вид расчета вводится равный 1. Показатели добычи нефти и жидкости вводятся в тоннах, поэтому параметр МК будет равен 1.

Вводимая информация в файле будет иметь следующий вид:

```
' Полное число вводимых значений показателей разработки M=' 20
' Число вводимых значений показателей разработки до мероприятия N=' 8
' Число вариантов при выборе оптимального количества точек базы NN=' 3
' Число характеристик вытеснения, по которым выдается информация NPE='
8
' Предельная обводненсть продукции                                FN=' .99
' Масштабный коэффициент при вводе показателей разработки (т/т) MK=' 1
' Признак выдачи (1-полная, 0-только таблиц)                      NWR=' 0
' Периодичность ввода показателей разработки (месяцы)            PER=' 1
' Произвести расчет - (да 1, нет 0):
'                Всех функций -                                   ' 1
'          Прироста добычи нефти за счет интенсификации -         ' 1
'      Прироста добычи нефти за счет увеличения нефтеотдачи -     ' 1
'      Сокращения добычи воды -                                   ' 1
' Ввод показателей разработки: накопленная добыча '
' нефти                жидкости '
135469                136899
139596                142434
142152                146044
146521                151411
150443                157047
153703                160365
157272                164077
```

160675	167904
164481	172746
168369	177615
172122	181806
175067	185444
178714	189091
181972	192349
185645	196022
188955	199338
192172	202555
194584	204967
197965	208348
200873	211256

Файлу с входной информацией даем имя MUN и с помощью файла stat.exe запускаем программу. В результате работы программы образуются файла MUN.out и MUN.sta. Используя любой редактор получаем распечатку файла MUN.out, где в таблицах П.4.3.1 - П.4.3.4 будут представлены расчетные данные по эффективности применения технологии.

Из таблицы П.4.3.1 видно, что наилучшими являются следующие характеристики:

2) Qн*Qж = A + B*Qж

5) Qн = A + B*Ln(Qж)

3) Qн = A + B\SQRT(Qж)

Анализируя полученные в результате расчета показатели характеризующие эффективность применения проведенной обработки можно сказать, что в результате ее применения снизился темп отбора нефти на 4805 т, однако это не повлияло на прирост добычи нефти полученный за счет повышения нефтеотдачи, среднее значение которого достигло 12964 т. Произошло также снижение попутно добываемой воды (таб.П.4.3.4)

Следующим этапом является получение графика. Предположим, что пакет CHART расположен на диске C:, тогда запускаемый файл cst.bat MUN.sta2. По умолчанию номера функции автоматически выдается график первой функции. Графики полученные с помощью CHART представлены на рис.П.4.3.1 - П.4.3.3.

Таблица П.4.3.1

УПОРЯДОЧЕННЫЕ ПО КОЭФФИЦИЕНТУ КОРРЕЛЯЦИИ ФУНКЦИИ ХАРАКТЕРИСТИК ВЫТЕСНЕНИЯ

NN п/п	ВИД ФУНКЦИИ	КОЭФФИЦИЕНТ КОРРЕЛЯЦИИ	КОЭФФИЦИЕНТЫ (С 95% ИНТЕРВАЛОМ ДОВЕРИЯ) A	ИНТЕРВАЛ ДОВЕРИЯ A +/-	B	ИНТЕРВАЛ ДОВЕРИЯ B +/-
1	2)Qн*Qж=A+B*Qж	.9990	-.2081E+11	.132E+09	.2840E+06	.170E+07
2	5)Qн=A+B*Ln(Qж)	.9970	-.1432E+07	.670E+03	.1323E+06	.142E+05
3	3)Qн=A+B/SQRT(Qж)	.9963	.4153E+06	.751E+03	-.1046E+09	.126E+08
4	1)Qж/Qн=A+B*Qж	.9938	.1006E+01	.103E-02	.5482E-05	.859E-05
5	6)Qн=A+B*Ln(Qж)	.9170	-.7199E+05	.347E+04	.2579E+05	.155E+05
6	8)(Qж/Qн)**2=A+B*Qж**2	.9037	.9469E+00	.815E-02	.5346E-11	.351E-11

Таблица П.4.3.2

ПРИРОСТ ДОБЫЧИ НЕФТИ ЗА СЧЕТ ИНТЕНСИФИКАЦИИ

NN п/п	ВИД ФУНКЦИИ	ПРИРОСТ ДОБЫЧИ НЕФТИ (т)	СТАТИСТИЧЕСКИЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ: КОЭФФИЦИЕНТ КОРРЕЛЯЦИИ	A	B
1	2)Qн*Qж=A+B*Qж	-4073.	.9990	.2081E+11	.2840E+06
2	5)Qн=A+B*Ln(Qж)	-5587.	.9970	.1432E+07	.1323E+06
3	3)Qн=A+B/SQRT(Qж)	-4754.	.9963	.4153E+06	-.1046E+09
Среднее значение		-4805.			

Таблица П.4.3.3

ПРИРОСТ ДОБЫЧИ НЕФТИ ЗА СЧЕТ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

NN п/п	ВИД ФУНКЦИИ	ПРИРОСТ ДОБЫЧИ НЕФТИ (т)	СТАТИСТИЧЕСКИЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ: КОЭФФИЦИЕНТ КОРРЕЛЯЦИИ	A	B
1	2)Qн*Qж=A+B*Qж	15421.	.9990	-.2081E+11	.2840E+06
2	5)Qн=A+B*Ln(Qж)	10339.	.9970	-.1432E+07	.1323E+06
3	3)Qн=A+B/SQRT(Qж)	13131.	.9963	.4153E+06	-.1046E+09
Среднее значение		12964.			

Таблица П.4.3.4

СОКРАЩЕНИЕ ДОБЫЧИ ВОДЫ

NN п/п	ВИД ФУНКЦИИ	СОКРАЩЕНИЕ ДОБЫЧИ ВОДЫ НА ОДНО ВРЕМЯ (т)	СОКРАЩЕНИЕ ДОБЫЧИ ВОДЫ НА ОДНО КОЛИЧЕСТВО ДОБЫТОЙ НЕФТИ (т)	ДОБЫЧА ЖИДКОСТИ: С МЕТОДОМ	БЕЗ МЕТОДА: НА ОДНО ВРЕМЯ (т)	БЕЗ МЕТОДА: НА ОДНО КОЛИЧЕСТВО ДОБЫТОЙ НЕФТИ (т)
1	2)Qн*Qж=A+B*Qж	20460.	[illegible]	211256.	220368.	[illegible]
2	5)Qн=A+B*Ln(Qж)	13864.	17171.	211256.	220368.	[illegible]
3	3)Qн=A+B/SQRT(Qж)	17489.	[illegible]	211256.	220368.	[illegible]
Среднее значение		17271.	[illegible]	211256.	[illegible]	[illegible]

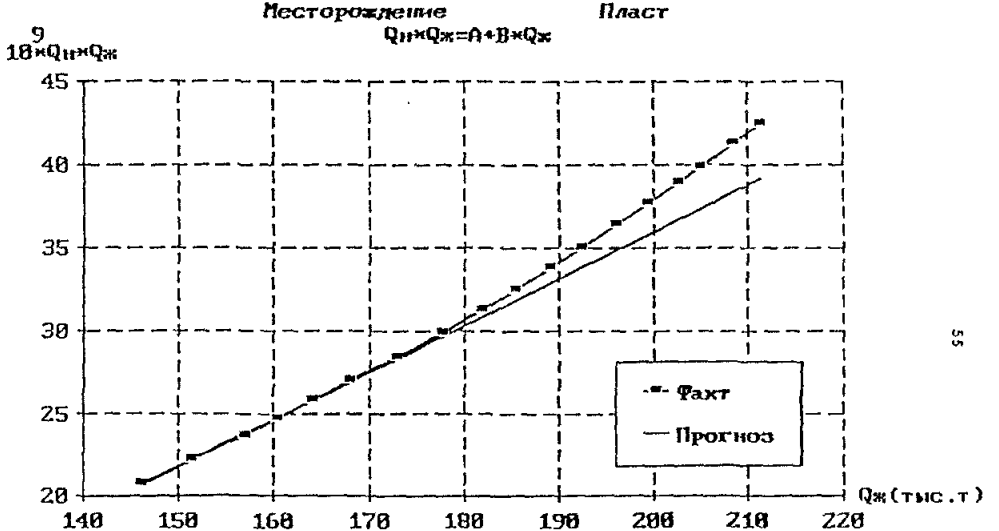

Месторождение
Пласт
$Q_н \times Q_ж = A + B \times Q_ж$
$10^9 \times Q_н \times Q_ж$
45
40
35
30
25
20
140
150
160
170
180
190
200
210
220
Факт
Прогноз
$Q_ж$(тыс.т)

Рис. П.4.3.1

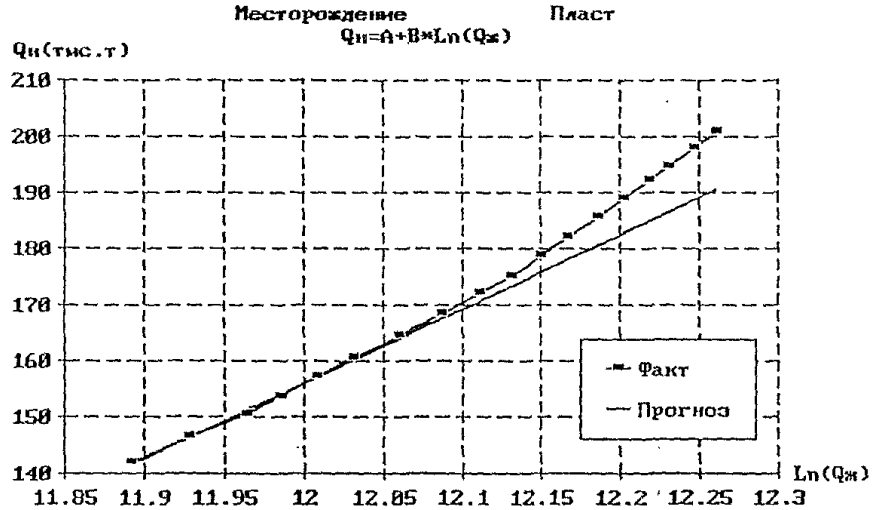

Месторождение
Пласт
Qн=A+B*Ln(Qж)
Qн(тыс.т)
210
200
190
180
170
160
150
140
11.85
11.9
11.95
12
12.05
12.1
12.15
12.2
12.25
12.3
Ln(Qж)
Факт
Прогноз

Рис. П.4.3.2.

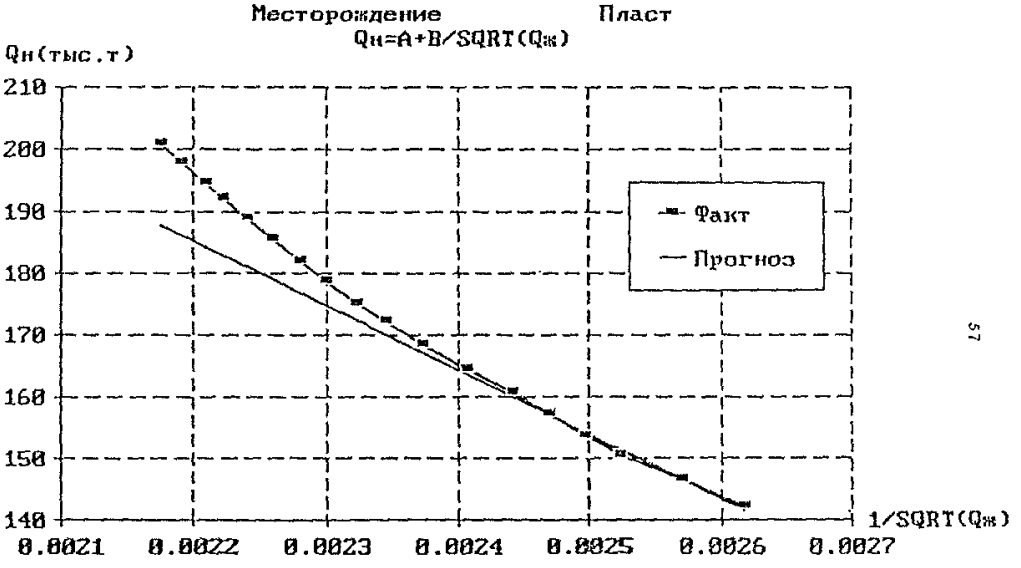

Месторождение
Пласт
Qн=A+B/SQRT(Qж)
Qн(тыс.т)
210
200
190
180
170
160
150
140
0.0021
0.0022
0.0023
0.0024
0.0025
0.0026
0.0027
1/SQRT(Qж)
Факт
Прогноз

Рис. П.4.3.3.

П.4.4 Пример расчета технологической эффективности по зависимостям падения среднесуточного дебита нефти во времени с использованием программы расчета на персональной ЭВМ

Участок месторождения филд в течение 5 лет разрабатывался на естественном режиме, затем 5 лет его разработка велась с применением теплового метода воздействия на пласт. Необходимо определить суммарную эффективность от применения теплового воздействия.

Проведение расчета.

1. Создаем файл gt1 dan с исходной информацией. Он будет выглядеть следующим образом:

```
Филд
5 5
10 9 10 11 10 10 11 10 9 10
350 355 350 345 350 350 345 350 355 350
23500. 18100. 16800. 15300. 12000.
12000. 12400  12000. 11600. 12000.
```

2. Запускаем программу на счет с помощью файла tepm1.exe. В результате ее работы создается файл (табл. П.4.4.1) qt.rez, в котором представлены данные расчета технологической эффективности по модели $q_н=6,71e^{-0,168t}$, которая выбрана как лучшая с наименьшим значением среднеквадратичного отклонения 0,01.

Таблица П.4.4.1

Р а с ч е т
технологической эффективности применения МУН
на месторождении Филд

Модель для прогноза $Q_н(t) = Ae^{-Kt}$
K=0.16843 A=6.70978 Среднеквадр. отклон. 0.01

t для расчета	Q факт естеств. реж., тонн	Q прогнозное, тонны	Q факт. с воздействием, тонн	технологич. эффективность, тонн	суммарная эффективн., тонны
0	23500.0	23484.25			
1	18100.0	18114.62			
2	16800.0	16767.81			
3	15300.0	15362.79			
4	12000.0	11972.26			
5		10116.40	12000.0	1883.60	
6		9268.72	12400.0	3131.28	
7		7223.13	12000.0	4776.87	
8		5571.58	11600.0	6028.42	
9		5157.34	12000.0	6842.66	22662.83

П.4.5 Пример расчета технологической эффективности от гидравлического разрыва пласта

Опытный участок гипотетического месторождения, состоящий из семи эксплуатационных скважин, разрабатывается на режиме истощения. На скважине N13, расположенной в центре опытного участка, в VI квартале 1989г. проведен гидравлический разрыв пласта.

Оценка технологического эффекта выполнялась путем сравнения фактических данных с базовыми. Базовый вариант расчитан с использованием обобщенной характеристики вытеснения нефти водой, которая может быть записана в виде:

$$W = B \cdot [(Q_H - Q_O)/(Q_П - Q_H)] \qquad (П.4.11)$$

Коэффициенты входящие в обобщенную характеристику вытеснения "Qo", "Qп", и "B" получены в результате математической обработки исходной информации (методом наименьших квадратов) предшествующей проведению ГРП.

С использованием обобщенной характеристики вытеснения проведены расчеты для еденичной скважины 13 находящейся в центре опытного участка и в целом по группе из семи скважин участка.

Исходная информация и результаты расчетов представлены в таблицах П.4.5.1. и П.4.5.2. и на рисунках П.4.5.1. и П.4.5.2.

Можно констатировать, что в результате проведенного на скважине 13 ГРП получен положительный эффект в размере 7,21 тыс.т дополнительной нефти за время после проведения гидравлического разрыва пласта (два года).

В тоже время, как это видно из рис.П.4.5.1 и П.4.5.2., ГРП проведенный в скважине 13 на момент анализа практически не вызвал никаких изменений в работе окружающих скважин.

Таблица П.4.5.1.

Фактические и расчетные показатели работы скважины 13 до и после гидроразрыва пласта

Qп = -8.2373 Qо = 12.5268 b = -0.244

Для расчета коэффициентов использован период 3.85 - 4.89

ж, п/п	Время	Qн	Qх	Qнр
1	3.83	0.2	0.2	.31
2	4.83	0.79	0.79	1.12
3	1.84	1.86	1.86	2.42
4	2.84	3.29	3.29	3.97
5	3.84	4.75	4.75	5.44
6	4.84	7.45	7.45	7.99
7	1.85	10.10	10.10	10.39
8	2.85	12.68	12.74	12.71
9	3.85	15.28	15.72	15.28
10	4.85	18.01	19.0	18.07
11	1.86	21.02	22.62	21.11
12	2.86	23.82	25.98	23.91
13	3.86	26.30	28.96	26.38
14	4.86	28.88	32.06	28.94
15	1.87	31.58	35.31	31.62
16	2.87	34.40	38.70	34.40
17	3.87	37.16	42.00	37.09
18	4.87	39.91	45.31	39.80
19	1.88	43.11	49.15	42.93
20	2.88	46.19	52.84	45.93
21	3.88	49.41	56.70	49.07
22	4.88	53.13	61.17	52.69
23	1.89	56.65	66.28	56.84
24	2.89	59.13	69.50	59.45
25	3.89	61.35	72.17	61.61
26	4.89	63.57	74.83	63.76
27	1.90	66.65	78.45	66.59
28	2.90	70.82	81.65	69.28
29	3.90	75.10	84.57	71.64
30	4.90	79.39	87.88	74.31
31	1.91	83.67	90.99	76.82
32	2.91	87.94	94.70	79.82
33	3.91	90.21	98.66	83.01
34	4.91	92.48	101.46	85.27

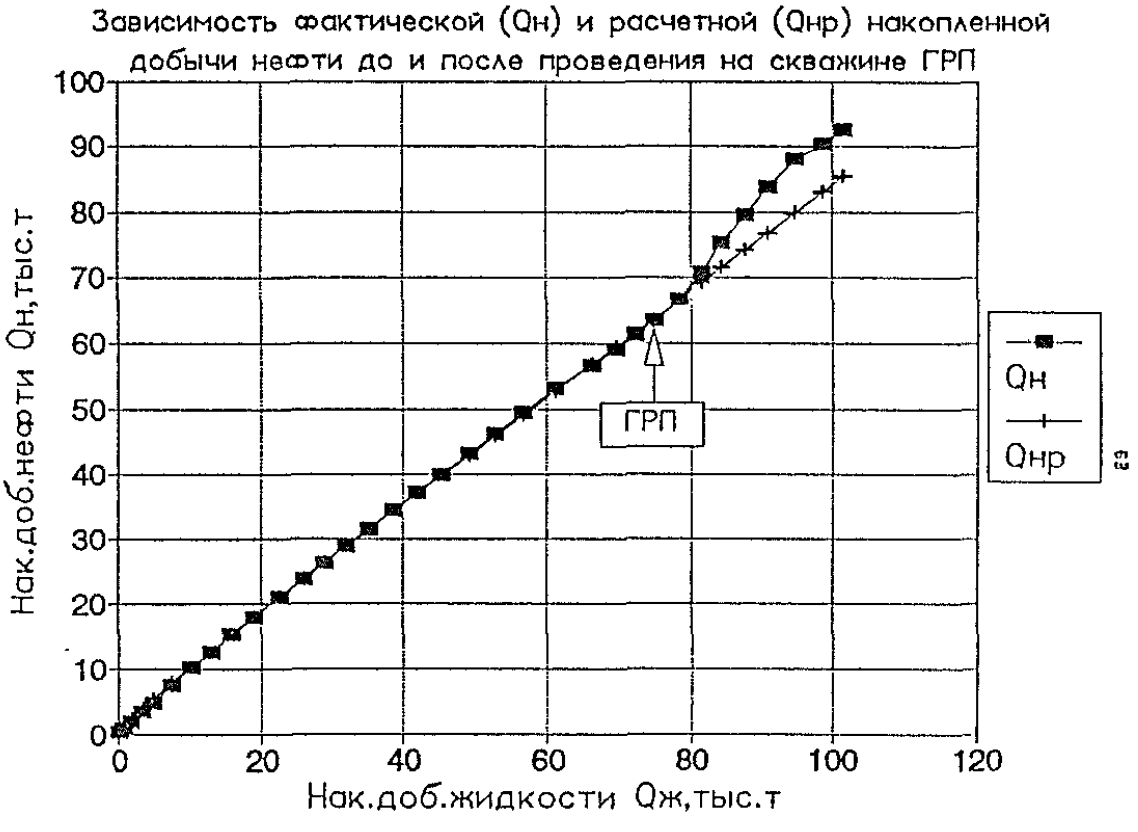
Таблица П.4.5.2.

Фактические и расчетные показатели работы скважин опытного участка до и после гидроразрыва пласта

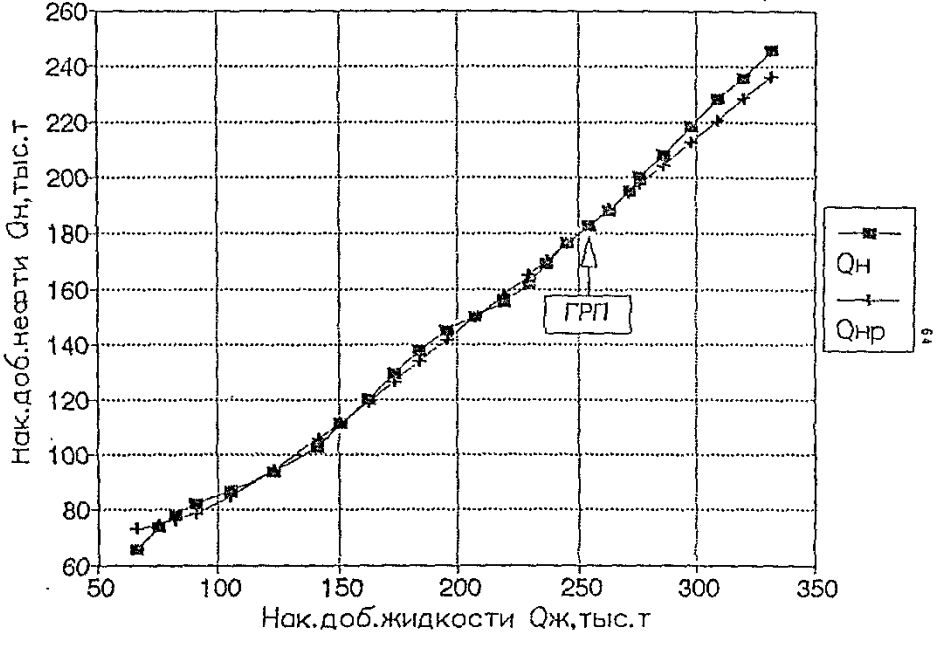
Qп = 66.7783 Qо = 74.1285 b = −0.4186

Для расчета коэффициентов использован период 3.85 – 4.89

№, п/п	Время	Qн	Qж	Qнр
1	3.83	8.7	8.7	69.2
2	4.83	12.8	12.8	69.3
3	1.84	20.0	20.0	69.5
4	2.84	26.4	26.4	69.7
5	3.84	34.2	34.2	70.1
6	4.84	42.3	42.3	70.5
7	1.85	50.0	50.0	71.1
8	2.85	57.8	57.8	71.8
9	3.85	65.6	66.2	72.8
10	4.85	73.7	75.4	74.4
11	1.86	78.1	82.6	76.0
12	2.86	82.1	91.0	78.6
13	3.86	86.6	105.2	84.5
14	4.86	93.8	123.2	94.3
15	1.87	102.9	141.6	105.7
16	2.87	111.3	151.1	111.9
17	3.87	120.4	162.3	119.3
18	4.87	129.5	173.2	126.7
19	1.88	137.9	184.0	134.0
20	2.88	145.2	195.4	141.8
21	3.88	150.4	207.2	149.9
22	4.88	155.6	218.8	158.0
23	1.89	161.7	229.3	165.2
24	2.89	169.2	237.3	170.8
25	3.89	176.9	245.4	176.4
26	4.89	182.8	254.7	182.9
27	1.90	188.2	263.1	188.8
28	2.90	195.2	271.5	194.6
29	3.90	200.4	275.9	197.7
30	4.90	208.3	285.8	204.6
31	1.91	218.6	297.6	212.9
32	2.91	228.5	308.4	220.5
33	3.91	235.9	320.0	228.6
34	4.91	243.6	331.3	236.5


Зависимость фактической (Qн) и расчетной (Qнр) накопленной добычи нефти до и после проведения на скважине ГРП
Нак.доб.нефти Qн,тыс.т
Нак.доб.жидкости Qж,тыс.т
ГРП
Qн
Qнр
0
10
20
30
40
50
60
70
80
90
100
120

Зависимость фактической (Qн) и расчетной (Qнр) накопленной добычи нефти до и после проведения ГРП на опытном участке



64

П 4 6 Пример расчета технологической эффективности применения горизонтальных скважин

Относительная технологическая эффективность разработки продуктивного пласта с помощью горизонтальных скважин определена для участка одного из месторождений Западной Сибири.

Участок расположен в зоне залегания запасов нефти категории C_1 пласта $Ю_1$, обладающего низкими фильтрационными характеристиками, небольшими эффективными толщинами Основные геолого-физические свойства пласта в зоне расположения участка, свойства пластовых жидкостей и граничные условия на скважинах приведены в таблице П.4.6.1. На участке площадью 625 га, пласт имеет выдержанное строение, в разрезе выделяется два прослоя примерно одинаковой эффективной толщины – 4–5 м каждый, причем иногда один из прослоев разделяется еще и глинистыми прослоями. Разделы между пропластками часто отсутствуют, прослои сливаются, иными словами, эксплуатационный объект представляет собой в значительной степени монолитный пласт с разделами в виде глинистых линз различного размера по площади и небольшими по толщине – 1м и менее. Пласт залегает на достаточно большой глубине, содержит нефть малой вязкости, имеется значительный "запас" между пластовым давлением и давлением насыщения – около 17 мПа.

В связи с относительно низкой продуктивностью скважин и малыми значениями проницаемости участок разрабатывается горизонтальными скважинами. Схема размещения горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин линейная, с расстоянием между скважинами 500м, между рядами нагнетательных и добывающих скважин также 500м. На площади участка расположено 13 скважин (расчетное количество скважин – 8), из которых 4 скважины нагнетательные (рис П.4.6.1.).

Примечание. В связи с отсутствием реализованных систем разработки с помощью горизонтальных скважин при заводнении на нефтяных месторождениях страны, за "фактические" приняты расчетные показатели разработки участка, полученные при моделировании процесса извлечения нефти с использованием современных программ и ЭВМ

"Фактически" ввод скважин в эксплуатацию на участке проводился в течение двух лет, а начиная с третьего года разработки все четыре нагнетательные скважины были переведены под закачку воды, т е. первые два года разработка пласта осуществлялась на естественном упругом режиме с учетом наличия вокруг участка нефтенасыщенной зоны. Длина горизонтального участка ствола скважины – 500 м Динамика "фактических" технологических показателей разработки участка приведена

Таблица П.4.6.1

Основные геолого-физические свойства пласта и пластовых жидкостей

№№ п/п	Параметры	Пласт $Ю_1$
1.	Глубина залегания, м	2730
2.	Площадь нефтеносности, тыс.м^2	6250
3.	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	9,25
4.	Пористость, доли ед.	0,17
5.	Нефтенасыщенность, доли ед., начальная остаточная	0,62 0,29
6.	Проницаемость, мкм$^2 \cdot 10^{-3}$	15
7.	Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,69
8.	Коэффициент расчлененности, доли ед.	2,4
9.	Пластовое давление, мПа	27,3
10.	Пластовая температура, ^{0}С	88
11.	Вязкость нефти в пласт.усл. мПа·с	1,55
12.	Плотность нефти в пов.усл., т/м^3	0,86
13.	Объемный коэффициент нефти	1,164
14.	Давление насыщения нефти, мПа	10,2
15.	Газосодержание нефти, м^3/м^3	39,6
16.	Вязкость воды в пласт.усл., мПа·с	0,35
17.	Сжимаемость нефти, 1/мПа·10^{-4} Сжимаемость воды, 1/мПа·10^{-4} Сжимаемость породы, 1/мПа·10^{-4}	14,1 4,1 1,0
18.	Коэффициент охвата	0,7
19.	Балансовые запасы нефти, тыс.т	4228
20.	Забойное давление, мПа добывающие скв. нагнетательные скв.	18,0 18,0 44,0
21	Количество скважин, ед.	25/13
22.	Давление на устье скв.,мПа,доб./наг	1,5/17

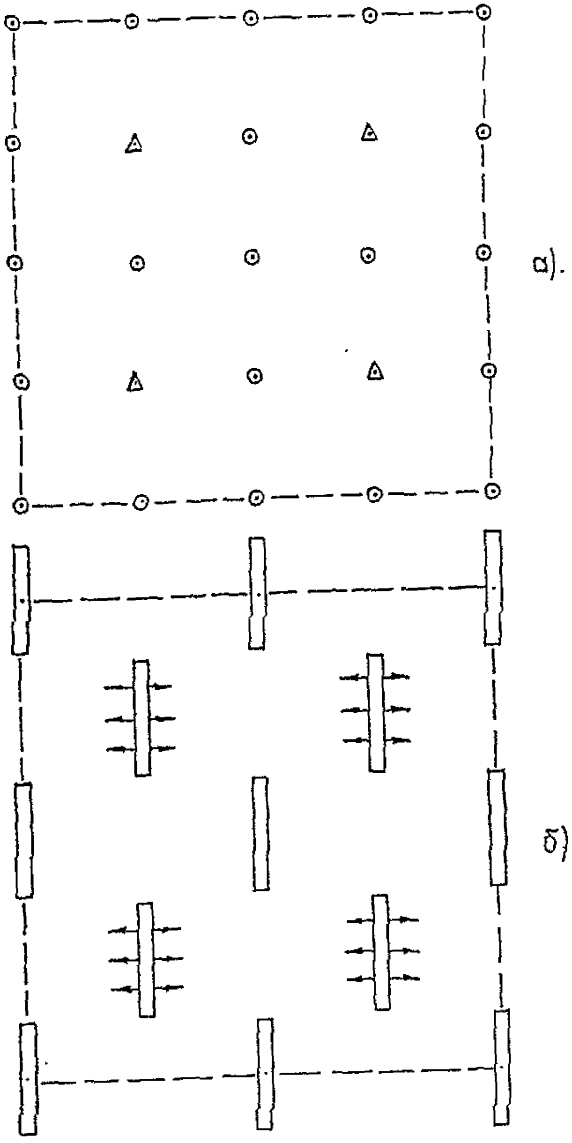


Рис. П.4.6.Т. Схема размещения вертикальных и горизонтальных скважин.

в таблице П 4.6.3 В качестве базового варианта приняты показатели разработки участка с помощью вертикальных скважин, расположенных по площадной обращенной девятиточечной схеме (рис.П.4.6.1). Граничные условия на скважинах такие же, как и при разработке пласта горизонтальными скважинами. Всего на участке размещено 25 скважин (16 расчетных скважин), с расстоянием между ними 500м. Плотность сетки 25 га/скв. Заметим, что при применении горизонтальных скважин расчетная плотность сетки составит 50 га/скв. (400 га: 8 скв. = 50 га/скв.), хотя расстояние между стволами скважин не превысит 500 м (см. рис. П.4.6.1). Результаты расчетов технологических показателей разработки участка с использованием вертикальных скважин (базовый вариант) приведены в таблице П.4.6.2. "Фактическая" динамика добычи нефти и отбора жидкости при реализации разработки участка горизонтальными скважинами и при использовании вертикальных скважин (базовый вариант) приведены на рис. П.4.6.2.

Сопоставление "фактических" показателей разработки участка горизонтальными скважинами с показателями базового варианта (вертикальные скважины) показывает неоспоримое преимущество использования горизонтальных скважин при разработке низкопроницаемых пластов относительно небольшой эффективной толщины (до 10 м). Требуется бурение примерно вдвое меньшего количества скважин по сравнению с базовым вариантом при обеспечении практически той же плотности сетки скважин. За период эксплуатации на естественном режиме (первые два года закачка воды не ведется в обоих случаях) при использовании горизонтальных скважин накопленная добыча нефти в 2,5 раза больше, чем по базовому варианту. Среднесуточный дебит жидкости горизонтальной скважины в 4-5 раз выше, чем вертикальной, а приемистость нагнетательных скважин отличается примерно в 2.5 раза (табл.П.4.6.2 и П.4.6.3).

За первые десять лет эксплуатации, при разработке горизонтальными скважинами, технологическая эффективность процесса извлечения нефти существенно выше, чем по базовому варианту (использование вертикальных скважин).

К десятому году "фактически" из участка добыто 928 тыс т нефти, а по базовому варианту только 639 тыс.т. Этот показатель за

Технологические показатели разработки.
Вертикальные скважины.

Годы	Ввод скважин из бурения	Фонд скважин		Среднесуточный дебит		Приемистость воды, м³/сут	Добыча нефти, тыс.т	Накопленная добыча нефти, тыс.т	Коэфф. нефтеизвлечения, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Объем прокачки
		добывающих	нагнетательных	нефти т/сут	жидкости т/сут							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	10	10	0	16.2	16.8	.0	27	27	.7	28	3.3	.007
2	15	25	0	11.0	11.6	.0	63	90	2.4	67	5.3	.025
3	0	21	4	11.1	11.4	110.9	77	167	4.5	79	2.3	.047
4	0	21	4	12.9	14.5	102.6	89	256	6.9	101	11.5	.074
5	0	21	4	12.0	15.6	102.0	83	339	9.2	108	22.8	.103
6	0	21	4	10.8	16.2	102.5	74	413	11.2	112	33.5	.133
7	0	21	4	9.6	16.6	102.9	66	480	13.0	115	42.1	.164
8	0	21	4	8.6	16.9	103.1	59	539	14.6	117	49.4	.196
9	0	21	4	7.7	17.3	103.3	53	592	16.0	119	55.6	.228
10	0	21	4	6.9	17.6	103.4	47	639	17.3	121	60.9	.261

Таблица П.4.6.3

Технологические показатели разработки.
Горизонтальные скважины.

Годы	Ввод скважин из бурения	Фонд скважин		Среднесуточный дебит		Приемистость воды, м³/сут	Добыча нефти, тыс.т	Накопленная добыча нефти, тыс.т	Коэф. нефтеизвлечения, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Объем прокачки
		добывающих	нагнетательных	нефти т/сут	жидкости т/сут							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	7	7	0	107.3	115.2	.0	123	123	3.3	132	6.8	.036
2	6	13	0	36.0	39.2	.0	118	242	6.5	129	8.1	.081
3	0	9	4	64.3	66.6	272.0	190	432	11.7	197	3.5	.061
4	0	9	4	80.8	91.2	248.1	180	612	16.5	270	33.3	.190
5	0	9	4	38.7	98.4	250.0	115	727	19.6	291	60.7	.404
6	0	9	4	24.2	103.8	251.0	72	798	21.6	307	76.6	.662
7	0	9	4	16.3	107.4	253.1	48	847	22.9	318	84.8	.943
8	0	9	4	11.7	110.0	255.4	35	881	23.8	326	89.4	1.236
9	0	9	4	8.8	111.9	257.5	26	907	24.5	331	92.1	1.537
10	0	9	4	6.9	113.3	259.4	21	928	25.1	335	93.9	1.842

первые пять лет составит 727 и 339 тыс.т соответственно (табл.П 4.6.2 и П 4.6 3) Близкие по значениям величины накопленной добычи нефти "фактически" и по базовому варианту, составляющие соответственно 612 тыс т (4 года) и 639 тыс т (10 лет) достигаются при меньшем "фактическом" объеме прокачки - 0,197 и 0,261 соответственно, а величины обводненности продукции при разработке пласта горизонтальными скважинами существенно меньше, чем при разработке по базовому варианту. Сопоставление некоторых показателей разработки полученных "фактически" и по базовому варианту приведены в таблице П.4.6.4.

Наибольший уровень добычи нефти более чем вдвое превышал этот показатель по базовому варианту. Заметим, что темп нарастания обводненности и ее величины на десятый год разработки "фактически" сильно превышали аналогичные показатели по базовому варианту - 93,9% против 60,9% соответственно. Важно отметить, что процесс извлечения нефти горизонтальными скважинами при прочих равных условиях отличается в первые годы большей эффективностью, чем по базовому варианту. Так, к моменту достижения примерно одинаковой обводненности 33,3-33,5% накопленная добыча нефти "фактически" составила 612 тыс.т (4-й год), а по базовому варианту только 413 тыс.т (6-й год). При обводненности продукции 60,7-60,9% "фактически" было добыто 727 тыс.т, а по базовому варианту (ВС) только 639 тыс.т (10-й год). Резкое снижение "фактических" уровней добычи нефти, начиная с седьмого года, связано с гораздо более высокой степенью выработки запасов по сравнению с базовым вариантом и связанной с этим высокой обводненностью продукции (табл.П.4.6.4).

Таблица П.4.6.4

Сопоставление "фактических" (ГС) показателей разработки
с показателями по базовому варианту (ВС)

Годы	Добыча нефти, тыс.т			Накопл.добыча нефти,тыс.т			Дебит нефти 1 скв. т/сут			Дебит жидкости 1 скв. т/сут			Приемистость 1 скв.м^3/сут			Обводненность продукции, %	
	ГС	ВС	+*)	ГС	ВС	+	ГС	ВС	+	ГС	ВС	+	ГС	ВС	+	ГС	ВС
1	123	27	+96	123	27	+96	107,3	16,2	+91,1	115,2	16,8	+98,4	-	-	-	6,8	3,3
2	118	63	+55	242	90	+152	36,0	11,0	+25	39,2	11,6	+27,6	-	-	-	8,1	5,3
3	190	77	+113	432	167	+265	64,3	11,1	+53,2	66,6	11,4	+55,2	272	110,9	+161,1	3,5	2,3
4	180	89	+91	612	256	+356	60,8	12,9	+47,9	91,2	14,5	+76,7	248	102,8	+145,4	33,3	11,5
5	115	83	+32	727	339	+388	38,7	12,0	+26,7	98,4	15,6	+82,8	250	102	+148	60,7	22,8
6	72	74	-2	798	413	+385	24,2	10,8	+13,4	103,8	16,2	+87,6	251	102,5	+148,5	76,6	33,5
7	48	66	-18	847	480	+367	16,3	9,6	+6,7	107,4	16,6	+90,8	253	102,9	+150,1	84,8	42,1
8	35	59	-24	881	539	+342	11,7	8,6	+3,1	110	16,9	+93,1	255	103,1	+151,9	89,4	49,4
9	26	53	-27	907	592	+315	8,8	7,7	+1,1	112	17,3	+94,7	257	103,3	+153,7	92,1	55,6
10	21	47	-26	928	639	+289	6,9	6,9	0	113	17,6	+95,4	259	103,4	+155,6	93,9	60,9

*) показатели ГС минус показатели ВС.

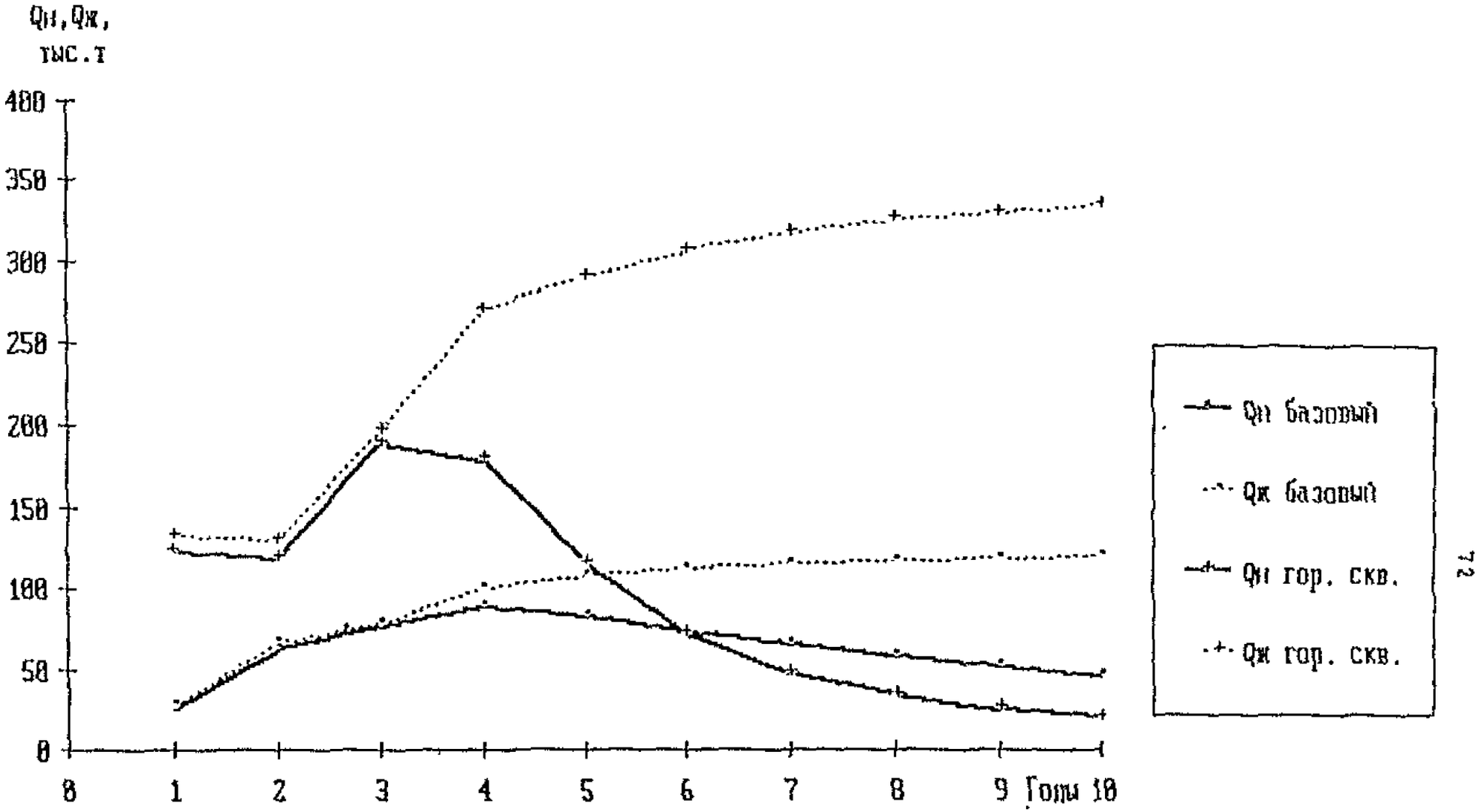


Рис. П.4.6.2 Динамика добычи нефти и жидкости.

П 4 7 Пример определения добычи нефти за счет применения метода увеличения нефтеотдачи с использованием технологической схемы

В качестве примера рассмотрен опытный участок паротеплового воздействия на месторождении Кенкияк определение показателей базового метода разработки (естественный режим истощения пластовой энергии) представляет здесь определенные трудности, т.к. период работы скважин до закачки реагента небольшой. Рассчитаем добычу нефти за счет паротеплового воздействия в 1989–1991 годах

Для оценки добычи нефти за счет паротеплового воздействия использовалась "Уточненная технологическая . схема разработки месторождения Кенкияк с применением теплоносителей", подготовленная в 1983 году ВНИИ и ВНИИПИтермнефть.

Следует отметить, что фактические темпы развития метода на этом месторождении были значительно меньше, чем в технологической схеме. К 1990 году фактически на месторождении было около 100 паронагнетательных скважин (вместо намечаемых 165 скважин в технологической схеме) и 600 добывающих, реагирующих на процесс (вместо 1100 скважин). Соответственно годовая добыча нефти составляла 455 тыс.т. вместо ранее расчитанной 770 тыс.т.

В соответствии с методикой была построена по проектным данным зависимость отношения расчитанных накопленных величин добычи нефти при базовом методе разработки и при реализации МУН от количества закачанного в пласт реагента (рис П.4.7.1.). В таблице П.4.7.1. приведены исходные фактические показатели применения паротеплового воздействия на месторождении Кенкияк (Q_p^{Φ}; $Q_н^{\Phi}$), а также расчитанные с использованием графика рис.П.4.7.1. и зависимостей (15 – 18) за период 1988–1991 годов.

Таблица П.4.7 1.

ПОКАЗАТЕЛИ	РАЗМЕРНОСТЬ	1988	1989	1990	1991
Q_p^{Φ}	тыс.т	9868	11271	13114	13570
$Q_н^{\Phi}$	тыс т	6468	6922	7373	7828
$Q_в^{\Phi}$	тыс т	5450	5676	5898	6145
ΔQ	тыс т	1038	1246	1475	1683
Δq	тыс т/год		208	229	208

ЗАВИСИМОСТЬ ОТНОШЕНИЯ РАСЧИТАННЫХ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЕ НАКОПЛЕННЫХ ВЕЛИЧИН ДОБЫЧИ НЕФТИ ПРИ БАЗОВОМ МЕТОДЕ РАЗРАБОТКИ (ЕСТЕСТВЕННЫЙ РЕЖИМ ИСТОЩЕНИЯ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ) И ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ МУН (ПАРОТЕПЛОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ) ОТ КОЛИЧЕСТВА ЗАКАЧАННОГО В ПЛАСТ РЕАГЕНТА (ПАРА).

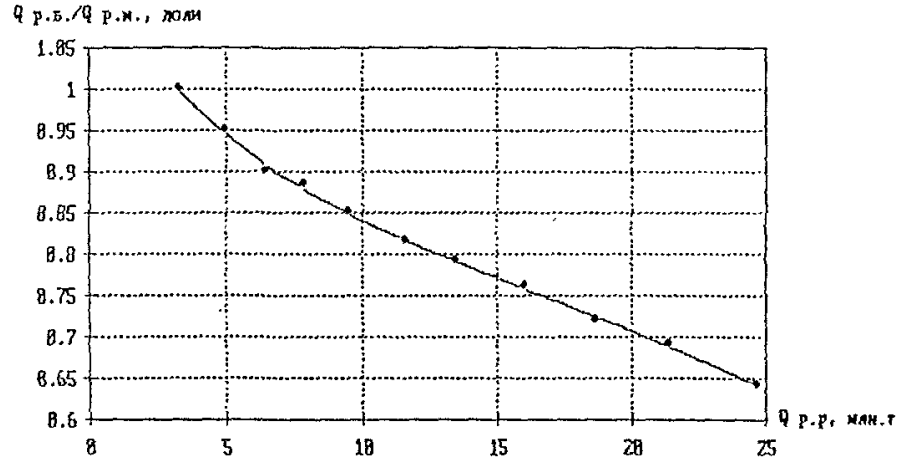


РИС. П.4.7.1

В соответствии с таблицей П 4 7 1. в 1989 году добыча нефти за счет МУН составила 208 тыс т./год, в 1990 году - 229 тыс.т./год и в 1991 - 208 тыс.т./год. Интересно сопоставить полученные данные с представленными величинами в эти же годы в ГИВЦ Миннефтепрома: в 1989, 1990 и 1991 годах соответственно 213, 216 и 220 тыс.т./год.

Приложение 5

П.5 Прогнозирование дополнительной добычи нефти по нормативам на известный объем закачанного агента

Настоящая методика базируется на методике Производственного ордена Ленина объединения "Татнефть" имени В.Д.Шашина. по планированию дополнительной добычи нефти за счет применения геолого-технических мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов за 1993 г.

Методика включает рекомендации по расчету дополнительной добычи нефти за счет трех типов повышения нефтеотдачи.

Первый тип - технологии объемного воздействия на пласт путем закачки и продвижение по пласту оторочки агента растворов химреагентов, газа, пара и др., с целью приращения извлекаемых запасов путем увеличения степени вытеснения и охвата пласта воздействием.

Второй тип - технология локального воздействия на призабойную зону пласта единичной скважины с целью увеличения проницаемости призабойной зоны, а также снижение проводимости призабойной зоны пласта для воды. Результатом такого воздействия является увеличение отборов нефти и жидкости, либо снижение обводненности продукции.

Третий тип - системная технология воздействия на пласт путем периодических обработок призабойных зон скважин различными агентами с целью интенсификации добычи нефти и повышение нефтеотдачи пластов по заранее заданной программе.

Для технологий первого типа формула для расчета дополнительной добычи нефти имеет вид:

$$Q(t) = R \cdot G_K(3 \cdot (T/T_K)^2 - 2 \cdot (T/T_K)^3) \cdot K_Э \qquad (П.5.1)$$

где, t - календарная дата расчета эффекта;

T - время, прошедшее после начала закачки спецагента, мес.;

Q(t) - накопленная дополнительная добыча нефти на момент времени t, т;

R - количество закачанного спецагента, т;

T_K - продолжительность или полный срок проявления эффекта, мес;

C_K - удельная накопленная дополнительная добыча нефти к концу срока проявления эффекта, т/т;

$K_Э$ - коэффициент эксплуатации скважин, ед.

Для технологий второго типа при обработке призабойной зоны скважины и гидроразрыва пласта:

$$Q(t) = d_{ср} \cdot 0{,}99^{T} \cdot 30 \cdot K_{э}, \qquad (П.5.2)$$

где, t – календарная дата расчета эффекта;

T – время прошедшее после осуществления мероприятия, мес;

Q(t) – прирост месячного отбора нефти скважиной на момент времени t, т/мес;

$d_{ср}$ – средний прирост дебита скважин вследствие мероприятия, т/сут;

$K_{э}$ – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

Для технологий третьего типа, системной обработки призабойных зон скважин:

$$Q(t) = 365 \cdot d_{ср} \cdot D \cdot R(t_{м})/r; \qquad (П.5.3)$$

где, t – календарный год расчета эффекта;

Q(t) – дополнительная добыча нефти в календарном году расчета эффекта, т;

$t_{м}$ – календарный год начала осуществления мероприятия;

$R(t_{м})$ – количество спецагента, закачанное в календарном году осуществление мероприятия, т;

r – среднее количество спецагента, требующееся для обработки одной скважины, т;

$d_{ср}$ – прирост дебита скважин вследствие мероприятия, т/сут;

D – параметр, принимающий значение:

$D = K_{э}/r$ в первый год проявления эффекта.

$D = K_{э}$ в последний год проявления эффекта для технологии кислотного гидроразрыва пласта.

$D = K_{э}/r$ в последний год проявления эффекта для технологий обработки призабойной зоны

где , $K_{э}$ – ожидаемый коэффициент эксплуатации скважин, ед.

В расчетах t последовательно принимает значение $t = t_{м}, t_{м+1}..$

Приложение 6.

П 6 Выбор характеристики вытеснения для прогнозирования добычи с использованием критерия Тейла и оценка прироста добычи нефти

Для прогнозирования добычи нефти нефтеотдачи оценки эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов могут быть использованы характеристики вытеснения различного вида.В настоящее время число их достигает несколько десятков. Естественно при анализе разработки, принятии различных технологических решений и оценки их эффективности возникает проблема подбора наилучшей характеристики вытеснения по предыстории разработки объекта и экстраполяции на перспективу. В этом случае может оказаться,что несколько характеристик вытеснения в той или иной мере адекватны, коэффициенты корреляции, найденных уравнений регрессии, сопоставимы и близки друг к другу, а выбор наилучшего приближения необходимо сделать.

Стандартные приемы основанные на регрессионном анализе часто, бывают неприемлемыми из-за малости интервала обучения. На практике весьма часто встречаются случаи, когда прогнозирование добычи нефти можно производить имея лишь 5- 10 замеров. Наиболее простым, точным и легко реализуемым для выбора вида характеристики вытеснения по малой выборке промысловых данных является способ, основанный на критерии Тейла [7]. По критерию Тейла, определяя его на различных интервалах обучения, легко оценить тенденцию изменения дисперсии в зависимости от количества точек (т.е.информации), которая используется для нахождения модели. Если дисперсия (критерий Тейла) во времени остается постоянным или возрастает незначительно или уменьшается на участке обучения, то такую модель следует использовать для прогнозирования, т.к. в данном случае ошибки при прогнозе будут значительно меньше.

Критерий Тейла имеет следующий вид:

$$U = \frac{\sqrt{\sum (Y_\phi - Y_p)^2/n}}{\sqrt{\sum Y_\phi^2/n \cdot \sum Y_p^2/n}} \qquad (П.6.1)$$

где: n - количество точек в выборке,

Y_ϕ - фактическое значение параметра;

Y_p - расчетное значение параметра.

Как видим из (П 6 1), критерий Тейла представляет собой нормированную дисперсию и изменяется в пределах от нуля до единицы, и чем ближе он к нулю, тем более адекватна модель, рассматриваемому явлению. Применение критерия Тейла предопределяет и то, что в отличие от других статических параметров, не требуется знать закон распределения.

Выбрав с помощью критерия Тейла вид характеристики вытеснения и определив регрессионным анализом коэффициенты в характеристиках вытеснения, экстраполируя характеристику вытеснения можем оценить добычу нефти, прирост добычи нефти, конечную нефтеотдачу. При этом необходимо сделать оценку точности прогноза. Использование регрессионного анализа затруднено и проблематично из-за того, что по мере удаления от участка обучения (на котором были определены коэффициенты модели) доверительные интервалы неограниченно возрастают.

Возможно в этой ситуации применение методов теории чувствительности для оценки точности. Пусть уравнение процесса (характеристика вытеснения) имеет следующий вид:

$$Y = a + b \cdot f(X) \qquad (П.6.2)$$

где: Y – накопленная добыча нефти;

X – накопленная добыча жидкости или воды;

a,b – постоянные коэффициенты.

Представим (П.6.2) в виде:

$$Y(X,a,b) = Y(a, b, X) + Y(X)\cdot \delta_a + Y(X)\cdot \delta_b + \ldots .$$

Тогда погрешность, определяемая как разница между приближениями первого и нулевого порядков, равна:

$$\Delta Y(X) = Y_a \delta_a + Y_b \delta_b , \qquad (П.6.3)$$

где: $Y_a = dY/da$, $Y_b = dY/db$ – функции чувствительности. δ_a и δ_b – погрешности определения коэффициентов a и b.

Определив функции чувствительности Y_a и Y_b, а также погрешности δ_a и δ_b, мы можем прогнозировать погрешность определения ΔY как функц. аргумента X.

Продифференцировав (П 6.2) по a и b, получим:

$$\begin{cases} Y_b = f(x) \\ Y_a = 1 \end{cases}$$

Значения δ_a и δ_b определяются исходя из условия минимум невязки J на участке обучения

$$J = \int_{x_0}^{x} (Y_a \, a + Y_b \, b - Y)^2 \, dX = \min$$

Из условия минимума невязки имеем систему уравнений для определения $\hat{a}$ и $\hat{b}$:

$$A_{11}\hat{a} + A_{12}\hat{b} = B_1$$
$$A_{21}\hat{a} + A_{22}\hat{b} = B_2 \qquad (П.6.4)$$

где $A_{11} = \int_{x_1}^{x_2} Y_a^2 dX$, $A_{12} = A_{21} = \int_{x_1}^{x_2} Y_a Y_b dX$,

$A_{22} = \int_{x_1}^{x_2} Y_b^2 dX$, $B_1 = \int_{x_1}^{x_2} Y_a Y dX$, $B_2 = \int_{x_1}^{x_2} Y_b Y dX$

В качестве примеров рассмотрим данные применения МУН на двух гипотетических месторождениях. В табл.П.6.1. приведены исходные данные разработки первого объекта:

Таблица П.6.1

Добыча нефти, т	Добыча жидкости, т	Расчетная добыча нефти, т
Участок обучения (базовый вариант)		
437747	844542	
438740	850889	
440648	856942	
442797	863805	
444844	870352	
446610	876778	
Участок прогноза (новый метод)		
448609	883440	448350
450660	890999	450420
454279	899836	452600
455727	905319	454260
457757	911712	455950
459635	919059	457860
461522	926982	459900
463479	934299	461760
465049	940102	463230
466075	945089	464470
467835	950129	465720
468978	954435	466780
470855	961476	468490
472132	966541	469720
472978	970149	470580
474180	973587	471400

По данным табл 1 найдем коэффициенты в характеристиках вытеснения. Коэффициенты в характеристиках вытеснения определяются по методу наименьших квадратов. Для расчета их удобно использовать персональные ЭВМ, для которых имеется большой набор статистических пакетов прикладных программ с графикой.

1. $Q_ж/Q_н = 1.3585 - 1\ 406 \cdot 10^{-6} Q_в$ (коэффициент корреляции-0.99)
2. $Q_н = 688134 - 2.11864 \cdot 10^{11}/Q_ж$ (коэффициент корреляции-0.99)
3 $Q_н = 934430 - 4\ 56874 \cdot 10^{8}/\sqrt{Q_ж}$ (коэффициент корреляции-0.99)
4. $Q_н = -2.9238 \cdot 10^{-6} \cdot \ln Q_ж$ (коэффициент корреляции-0.99)
5 $Q_н = -1.72078 \cdot 10^{-6} + 167071 \cdot \ln Q_в$ (коэффициент корреляции-0.99)

У всех других видов характеристик вытеснения коэффициент корреляции меньше и поэтому их не будем рассматризать. Для выбора вида характеристики вытеснения воспользуемся критерием Тейла. Критерий Тейла (U) рассчитываем по зависимости (П.6.1) и для данного примера соответственно равны:

для характеристики вытеснения $Q_ж/Qн = A + B \cdot Q_в$ $U = 2.135\ 10^{-4}$
для характеристики вытеснения $Q_н = A + B/Q_ж$ $U = 3.228\ 10^{-4}$
для характеристики вытеснения $Q_н = A + B/\sqrt{Q_ж}$ $U = 3.091\ 10^{-4}$
для характеристики вытеснения $Q_н = A + B \cdot \ln Q_ж$ $U = 3.391\ 10^{-4}$
для характеристики вытеснения $Q_н = A + B \cdot \ln Q_в$ $U = 3.294\ 10^{-4}$

Характеристика вида $Q_ж/Q_н = A + B \cdot Q_в$ не может быть использована для прогнозирования добычи нефти т.к. требуется знать и добычу жидкости и добычу воды. Из оставшихся четырех характеристик вытеснения минимальный критерий Тейла получается для вида $Q = A + B/\sqrt{Q_ж}$. Используем данный вид характеристики вытеснения для оценки эффективности внедрения нового метода повышения нефтеотдачи. Расчетная добыча нефти по базовому варианту (без применения метода повышения нефтеотдачи) приведена в табл.П.6 1. Дополнительная добыча нефти от внедрения метода повышения нефтеотдачи равна $Q = 474180 - 471400 = 2780$ т, что составляет $2780/474180\ 100\% = 0\ 586\%$.

Используя теорию чувствительности расчитаем погрешности определения коэффициентов регрессии характеристики вытеснения, по которой производился прогноз добычи нефти по базовому варианту используя зависимость (П 6.4) $a = 1297$ и $b = 25{,}3 \cdot 10^5$. Тогда, погрешность прогноза на конец интервала $Q_ж = 973587$ т равна $\Delta Q = 1297 + 25.3 \cdot 10^5/\sqrt{973587} = 3864.1$ т. или $(3864.1/471400)\ 100\% = 0.8\%$ и т.к. погрешность определения больше величины прироста добычи нефти за счет внедрения метода, следовательно в данном конкретном случае, мы не можем говорить об эффективности его внедрения.

Рассмотрим другой пример, исходные данные для которого представлены в таблице П 6 2

Таблица П 6.2

Добыча нефти, т	Добыча жидкости, т	Расчетная добыча нефти, т
Участок обучения (базовый вариант)		
135469	136899	
139596	142434	
142152	146044	
146521	151411	
150443	157047	
153703	160365	
157272	164077	
160675	167904	
Участок прогноза (новый метод)		
164481	172746	162746
168369	177615	165860
172122	181806	168500
175067	185444	170710
178714	189091	172870
181972	192349	174740
185645	196022	176800
188955	199338	178610
192172	202555	180320
194584	204967	181570
197965	208348	183290
200873	211256	184740

По данным табл.П.6.2 найдем коэффициенты в характеристиках вытеснения:

1. $Q_Ж/Q_Н = -163009 + 192597 \cdot Q_В$ (коэффициент корреляции-0.99)
2. $Q_Н = 269995 - 1\ 8605 \cdot 10^{10}/Q_Ж$ (коэффициент корреляции-0.99)
3. $Q_Н = 393131 - 9.578 \cdot 10^{7}/\sqrt{Q_Ж}$ (коэффициент корреляции-0.99)
4. $Q_Н = -1.3221 \cdot 10^{6} + 123150 \cdot \ln Q_Ж$ (коэффициент корреляции-0.91)
5. $Q_Н = 35968\&7 + 13277{,}6 \cdot \ln Q_В$ (коэффициент корреляции-0.86)

У всех других видов характеристик вытеснения коэффициент корреляции меньше и поэтому их не будем рассматривать. Для выбора вида характеристики вытеснения воспользуемся критерием Тейла. Критерий Тейла (U) рассчитываем по зависимости (П.6 1) и для данного примера они соответственно равны:

для характеристики вытеснения $Q_Ж/Q_Н = A + B \cdot Q_В$ $U = 3{,}00 \cdot 10^{-4}$

для характеристики вытеснения $Q_Н = A + B/Q_Ж$ $U = 2{,}98 \cdot 10^{-4}$

для характеристики вытеснения $Q_Н = A + B/\sqrt{Q_Ж}$ $U = 2{,}13 \cdot 10^{-4}$

для характеристики вытеснения $Q_Н = A + B \cdot \ln Q_Ж$ $U = 2{,}39 \cdot 10^{-4}$

для характеристики вытеснения $Q_Н = A + B \cdot \ln Q_В$ $U = 3{,}97 \cdot 10^{-3}$

Из оставшихся пяти характеристик вытеснения минимальный критерий Тейла получается для вида $Q_Н = A + B/\sqrt{Q_Ж}$. Используем данный

вид характеристики вытеснения для оценки эффективности внедрения нового метода повышения нефтеотдачи Расчетная добыча нефти по *базовому варианту (без применения метода повышения нефтеотдачи)* приведена в табл.П 6 2 Дополнительная добыча нефти от внедрения метода повышения нефтеотдачи равна ΔQ = 200873 - 184740 = 16133 т, что составляет 16133/200873*100% = 8.09%

Используя теорию чувствительности расчитаем погрешности определения коэффициентов регрессии характеристики вытеснения по которой производился прогноз добычи нефти по базовому варианту используя зависимость(П.6.4) ∂_a = 143.54 и $\partial_b = 3{,}62 \cdot 10^{-3}$. Тогда, погрешность прогноза на конец интервала $Q_к$ = 211256 т равна ΔQ = $143{,}54-3{,}62 \cdot 10^{-3} / \sqrt{211256}$ =143.5 т. или 143.5/200873*100% = 0,07% и т к. погрешность определения намного меньше величины прироста добычи нефти за счет внедрения метода, следовательно в данном конкретном случае, мы можем с уверенностью говорить о эффективности внедрения, а величина дополнительно добытой нефти равна 16133 143.5 т.

Приложение 7.

П.7 Определение эффективности процессов нефтеотдачи пластов с помощью метода материального баланса

1 После определения периода эксплуатации объекта на базовом режиме разработки и наличии фактических промысловых данных по этому периоду оценка запасов нефти, вовлеченных в разработку, добыча которых влияет на изменение пластового давления, осуществляется по методу материального баланса на основе уравнения "прямой линии".

2. Для обработки промысловых данных месторождений, в которых отсутствует водонапорный режим, используются следующие выражения:

- залежи, в которых пластовое давление меньше давления насыщения:

$$F = V_{изв\ н}\cdot(E_O + n\cdot B_{oi}/B_{gi}\cdot E_g), \qquad (П.7.1)$$

- залежи, в которых пластовое давление выше давления насыщения:

$$F = V_{изв\ н}\cdot(E_O + E_f + E_W), \qquad (П.7.2)$$

где, $F = Q_н\cdot[B_O + (R_p - R_S)\cdot B_g] + Q_в - Q_{зак} + B_g(Q_г - Q_{зак\ г})$

$Q_н$, $Q_в$, $Q_г$ -накопленные с начала разработки добыча нефти, воды, газа;

B_O, B_g - текущий коэффициент пластового объема нефти, газа в зависимости от давления;

$Q_{зак}$, $Q_{зак\ г}$- накопленная с начала разработки закачка воды и газа;

R_p,R_S - суммарный газонефтяной фактор и коэффициент растворимости газа в нефти в зависимости от давления;

E_O, E_W, E_f, E_g - коэффициенты расширения нефти, воды, породы и газа за счет изменения пластового давления. Эти коэффициенты определяются так:

$$E_O = B_O - B_{Oi} + B_g(R_{si} - R_S)$$

$$E_g = B_g - B_{gi}$$

$$E_W = (1 + n)\cdot[B_{oi}/(1 - S_{wi})]\cdot S_{wi}\cdot C_W(P_i - P)$$

$$E_f = (1 + n)\cdot[B_{oi}/(1 - S_{wi})]\cdot C_f(P_i - P)$$

Индекс "i" - начальные значения соответствующего показателя, P - средневзвешенное давление пласта, $V_{изв\ н}$, $V_г$ - запасы нефти и газа в пласте, $n = V_г B_{gi}/V_{изв\ н}\cdot B_{oi}$, S_{wi} - начальная водонасыщенность, C_W, C_f - сжимаемость воды и породы коллектора

Эти зависимости являются функцией от времени и средневзвешенного пластового давления. Поэтому расчет производится по каждому году с начала работы месторождения.

Левая часть уравнений (П.7.1) и (П.7.2) представляет собой чистую добычу в пластовых условиях, которая обозначена через F. Справа составляющие уравнения включают в себя расширение нефти B_O, свободного газа E_g, расширение породы E_f и связанной воды E_w. На рис.П.7.1 указана стрелками последовательность отдельных точек, рассчитанных для различных значений фактической накопленной добычи по уравнению (П.7.1). До момента T_1 точки аппроксимируются прямой линией (а), угол наклона которой представляет запасы нефти $V_{изв\ н}$ вовлеченные в разработку. После момента T_1, когда начали применять МУН, последовательность расчетных точек меняется, при этом точки аппроксимируются прямой линией (в), угол наклона которой представляет новые запасы нефти $V_{изв\ н}$ вовлеченных в разработку. Разность значений F (заштрихованная область) показывает прирост добычи полученный от применения МУН.

3. Залежи, пластовое давление которых меньше давления насыщения и без газовой шапки (n = 0). В этом случае изменение извлекаемых запасов нефти в результате применения МУН по сравнению с базовым режимом определяется из выражения:

$$F = V_{изв\ н} \cdot E_O$$

В координатах F - E_O методом наименьших квадратов строится прямая линия, проходящая через точку "О" с углом наклона $V_{изв\ н}$. Эта зависимость ("прямая линия") строится до и после проведения МУН. Разница в значениях $V_{изв\ н}$ показывает те запасы нефти, которые вовлеклись в разработку после применения МУН.

4. Залежи, пластовое давление которых меньше давления насыщения и с газовой шапкой ($n \neq 0$) Изменение извлекаемых запасов нефти при применении МУН по сравнению с базовым режимом определяется из выражения:

$$F = V_{изв\ н} \cdot (E_O + n \cdot (B_{oi}/B_{g_1}) \cdot E_g)$$

В координатах $F - E_O - n \cdot (B_{oi}/B_{g_1}) \cdot E_g$ методом наименьших квадратов определяется прямая, проходящая через точку "О" с углом наклона V-изв н Определение вовлеченных в разработку запасов после проведения МУН рассчитывается аналогично предыдущему

Однако, если запасы газа газовой шапки определены с недостаточной точностью, то возможно отклонение точек от прямой

Зависимость добычи флюидов по месторождению в процессе разработки до и после применения МУН

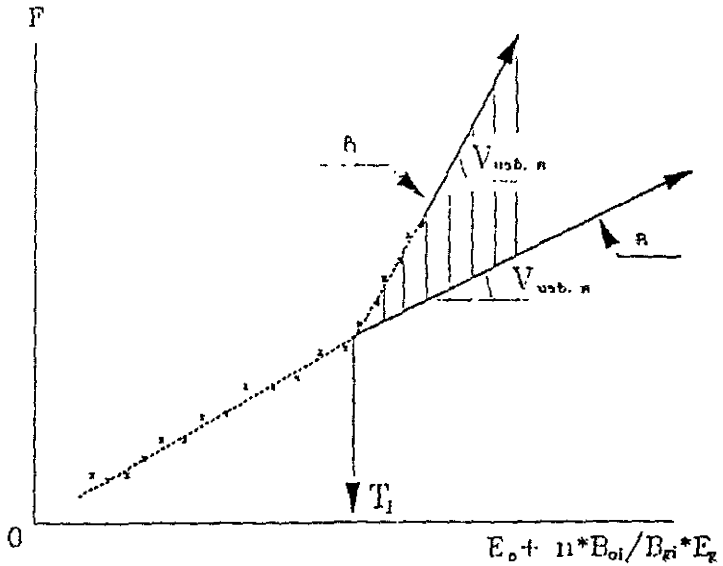


Рис. П.7.1

Если расчетные точки располагаются выше прямой линии, то это указывает на то, что значение n принято маленьким. Если расчетные точки располагаются ниже прямой линии, то значение n принято большим.

5 Залежи, пластовое давление которых больше давления насыщения. В этом случае изменения извлекаемых запасов нефти при применении МУН по сравнению с базовым режимом определяется из выражения.

$$F = V_{изв\ н} \cdot (E_O + E_f + E_w).$$

В координатах $F - (E_O + E_f + E_w)$ методом наименьших квадратов определяется прямая линия, проходящая через точку "0" с углом наклона $V_{изв\ н}$. Расчет вовлеченных в разработку запасов после проведения МУН находится аналогично предыдущему.

6. Добыча нефти от применения методов увеличения нефтеотдачи пласта после момента T_1 определяется как разница между прямыми (а) и (в).

gost.e-ecolog.ru