

**Р.Р. ИБАТУЛЛИН**

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ РАЗРАБОТКИ  
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**2010 г.**

**Ибатуллин Р.Р.**

Технологические процессы разработки нефтяных месторождений: 2010.- 325 с.

В монографии приводятся сведения об объектах и системах разработки месторождений углеводородов, режимах их разработки. Кроме того, рассмотрены вопросы моделирования разработки нефтяных месторождений, а также расчетные схемы и методы решения ряда уравнений, описывающих процессы разработки нефтяных месторождений. В монографии также приводятся сведения о технологических процессах, проектируемых и реализуемых с целью увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. Кроме того, рассмотрены вопросы оценки технологической и экономической эффективности результатов применения методов воздействия на пласт и интенсификации добычи нефти.

Для специалистов в области разработки нефтяных месторождений, включая область применения методов увеличения нефтеизвлечения и интенсификации добычи нефти. Книга может быть полезна для студентов, магистров и аспирантов, обучающихся по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
Лекция №1 .....	6
Цели и задачи процессов разработки нефтяных месторождений...	
Основные понятия и определения (нефтяное месторождение, нефтяной пласт, нефть).....	
Классификация месторождений углеводородов.....	
Разработка нефтяного месторождения (РНМ) .....	
Предметы – основа и окружение предмета РНМ.....	
Основные понятия, используемые в предмете РНМ.....	
Лекция №2.....	15
Классификация систем разработки.....	
Ввод нефтяного месторождения в разработку.....	
Основные показатели ввода нефтяного месторождения в разработку.....	
Лекция №3.....	32
Общая (интегральная) формула для определения добычи из нефтяного месторождения на любой стадии разработки.....	
Основные технологические показатели разработки.....	
Лекция №4.....	38
Коэффициент извлечения нефти.....	
Формула академика А.П. Крылова, коэффициент охвата и коэффициент вытеснения .....	
Параметры, влияющие на коэффициент вытеснения и коэффициент охвата .....	
Плотность сетки скважин и её влияние на величину нефтеизвлечения	
Модификация систем разработки с применением горизонтальных скважин.....	
Типы моделей пласта.....	

Лекция №5 .....	47
Режимы работы нефтяных месторождений.	
Упругий режим. Его проявления и области применения.....	
Замкнутый упругий режим.....	
Жёстко-водонапорный режим. Основная формула упругого режима ....	
Принцип суперпозиции при упругом режиме.....	
Лекция №6 .....	56
Упруго-водонапорный режим.....	
Задача Ван Эвердингена - Херста и её решение .....	
Интеграл Дюамеля. Решение Ю.П. Желтова для случая переменного дебита.....	
Характерная динамика основных технологических показателей при всех видах упругого режима .....	
Лекция №7 .....	61
Режим растворённого газа. Некоторые сведения из физики пласта	
Процессы, происходящие в пласте, при реализации режима растворённого газа .....	
Методика расчета технологических показателей при режиме растворённого газа .....	
Квазистационарный режим изменения газового фактора и нефтенасыщенности на контуре питания при ступенчатом снижении давления.....	
Лекция №8 .....	73
Виды заводнения и области их применения.....	
Особенности разработки водонефтяных зон.....	
Оптимизация давления нагнетания при заводнении	
Требования, предъявляемые к воде для заводнения пласта.....	
Лекция №9 .....	83
Уравнение материального баланса (УМБ).	
Линейная форма материального баланса .	

Приложение метода материального баланса к оценке параметров разработки нефтяных и газовых пластов.

Лекция №10.....

Свойства и состав остаточных нефтей, методы исследования. Изменение оптических свойств нефтей в процессе фильтрации и вытеснения из пористых сред. Сущность метода фотоколориметрии

Непоршневое вытеснение нефти водой. Уравнение неразрывности

Уравнение Раппопорта-Лиса. Учёт капиллярных и гравитационных сил

Лекция №11.....

Модель Бакли-Левретта

Характерные точки функции Бакли-Левретта

Использование безразмерных параметров для расчёта некоторых технологических показателей разработки

Лекция №12.....

Вытеснение нефти при наличии подвижной воды в начальный момент времени.

Вытеснение нефти при больших углах наклона пласта

Лекция №13.....

Нестационарный режим заводнения

Использование подземных вод для заводнения. Межскважинная и внутрискважинная перекачка воды для нагнетания

Экологические проблемы при реализации заводнения

Лекция №14.....

Вытеснение нефти из трещинно-поровых коллекторов

Анализ технологических показателей разработки

Лекция №15.....

Классификация методов увеличения нефтеизвлечения (МУН)

Достоинства и недостатки современных МУН. Критерии применимости МУН и этапы принятия решения об их применении

Выбор МУН и объектов для их применения

## Использование методов искусственного интеллекта в задачах выбора МУН

### Лекция №16.....

Химические методы (ХМ)

Применение поверхностно-активных веществ (ПАВ). Определение скорости продвижения фронта сорбции

Технологические процессы применения ПАВ при заводнении

Сопоставление эффективности воздействия ПАВ при его отмывающем действии или при образовании эмульсионной системы для увеличения охвата

Применение деминерализованной (опресненной) сточной воды

### Лекция №17.....

Щелочное заводнение

Применение полимерного воздействия

Модифицированные полимерные технологии

### Лекция №18.....

Термические МУН, краткая классификация

Нагнетание горячей воды

Расчет изменения температурного поля пласта по схеме Ловерье

### Лекция №19.....

Применение паротеплового воздействия

Расчет теплового поля по схеме Маркса-Лонгенхейма

Некоторые практические аспекты технологий закачки пара

Классификация тяжелых нефтей и битумов, их залежи на территории современного Татарстана

### Лекция №20.....

Парогравитационное воздействие – ПГВ (Steam Assisted Gravity Drainage)

Расчёт дебита скважин при парогравитационном воздействии

Практические аспекты реализации технологии

## Примеры реализации парогравитационного воздействия в России

- Лекция №21.....  
Внутрипластовое горение. Механизм процесса  
Методы расчета процесса внутрипластового горения. Уравнение Аррениуса  
Технология внутрипластового горения «от носка к пятке» (THAI – Toe - to- Hill Air Injection)  
Новые термические технологии воздействия на пласт. Электропрогрев пласта. Внутрипластовая переработка битума
- Лекция №22.....  
Разработка нефтяных (битумных) месторождений открытым способом  
Шахтная разработка нефтяных (битумных) месторождений
- Лекция №23.....  
Газовые методы увеличения нефтеотдачи пластов  
Циклическая закачка газа, водогазовое воздействие  
Закачка углекислого газа. Опыт планирования и применения CO<sub>2</sub> на Елабужском месторождении
- Лекция №24.....  
Микробиологические технологии в нефтяной промышленности  
Микробиологические методы воздействия на пласты и скважины  
Микробиологический метод увеличения нефтеотдачи (ММУН) заводненных пластов, основанный на активации пластовой микрофлоры  
ММУН на основе интенсификации микробиологических процессов в условиях заводнения. Характеристика пластовой микрофлоры в условиях заводненных коллекторов нефтяных месторождений Татарстана  
ММУН для условий трещинно-поровых карбонатных коллекторов  
Расчетная схема для моделирования процессов микробиологического воздействия в условиях неоднородных пластов
- Лекция №25.....  
Анализ технологической эффективности применения МУН и ОПЗ  
Идентификация добывающих скважин опытного участка  
Канонический подход к оценке пригодности участка для анализа

Методы прямой оценки эффективности применения геолого-технических мероприятий. Применение динамических рядов (методика «прямого счета»)

Характеристики вытеснения (ХВ). Последовательность оценки эффективности геолого-технологических мероприятий с применением ХВ

Методология корректного выбора и использования ХВ

#### Лекция №26

Управление разработкой месторождения

Информационная база процессов управления

Уровни управления разработкой

Инструментарий управления разработкой

#### Лекция №27.....

Экономическая оценка проектов разработки. Нормативные документы

Показатели экономической оценки вариантов разработки

Основные направления капитальных вложений и эксплуатационных затрат при разработке нефтяных месторождений

Налогообложение нефтедобывающих предприятий.

Закон о недрах

Приложения.....

Список литературы.....

## ВВЕДЕНИЕ

На конец 2008г. около 37% консолидированного бюджета Российской Федерации составляли налоги и платежи от добычи нефти, и только менее 7% от добычи газа (ОАО Газпром). Эти цифры наглядно демонстрируют важность нефтедобывающей отрасли для настоящего и будущего России. Несмотря на начавшийся в 2008г. мировой финансово-экономический кризис топливно-энергетический комплекс, как базовый жизнеобеспечивающий, обречен одним из первых восстановить свой потенциал. Это же показывает и исторический путь развития России. Только собственные громадные сырьевые ресурсы, в первую очередь топливно-энергетические, позволяли стране развиваться самостоятельно и независимо. Для страны, большая часть территории которой находится в суровых климатических условиях, обеспечение собственных потребностей в топливе является стратегической задачей. Кроме того, энергетический потенциал России является важным внешнеэкономическим фактором, формирующим авторитет страны в мировой экономике.

Такая специфика нефтегазовой отрасли способствовали формулированию специфических критериев рациональной разработки нефтяных месторождений. Важным элементом большинства этих формулировок, включая современную «Стратегию развития нефтегазового комплекса России до 2030г.г.», является задание вариантов развития на основе объемов добычи нефти. При этом обеспечивая минимальные капитальные вложения при возможных наибольших коэффициентах нефтеизвлечения. Практически эта же формулировка была выдвинута в августе 1933г. академиком И.М. Губкиным в Баку на I съезде ВНТО СССР. Николаевский Н.М. доработал эту формулировку, которая звучала в период перестройки в СССР (1988г.) как «удовлетворение общественной потребности в нефти и нефтепродуктах при наименьших затратах и наиболее полном отборе нефти из запасов». Уже только представленные формулировки критериев эффективности объясняют важность и комплексность, а также сложность проблем разработки нефтяных ме-

сторождений, охватывающих вопросы обеспечения объемов запасов и извлечения нефти, а также экологических и экономических проблем, возникающих в ходе реализации таких проектов.

В настоящей монографии приводятся материалы по курсу «Теоретические основы процессов разработки нефтяных месторождений», содержащие описание систем, режимов и методов разработки нефтяных месторождений, а также современных методов увеличения нефтеотдачи.

В ряде случаев в тексте для сопоставления с терминологией, используемой в международных публикациях, приводится и англоязычный аналог некоторых употребительных терминов.

В ряде лекций использованы материалы лекций профессора А.Б. Золотухина, доцентов Л.Н. Назаровой и И.Н. Стрижова из РГУНГ им. И.М. Губкина. Лекция №26 подготовлена к.э.н. С.И. Ибатуллиной. Разделы по теоретическим аспектам парогравитационного воздействия и внутрислоевого горения подготовлены аспирантом РГУНГ им. И.М. Губкина Таиром Р. Ибатуллиным.

Кроме того, в книге широко освещен опыт применения современной техники и технологии при разработке нефтяных месторождений ОАО Татнефть, за что автор благодарен руководству ОАО Татнефть и своим коллегам из института ТатНИПИнефть.

## **Цели и задачи, достигаемые и решаемые в ходе реализации процессов разработки нефтяных месторождений**

### **Понятия и определения предмета разработки нефтяных месторождений**

1. Основные понятия и определения (нефтяное месторождение, нефтяной пласт, нефть).
2. Классификация месторождений углеводородов.
3. Разработка нефтяного месторождения (РНМ) – *определение*.
4. Предметы – основа и окружение предмета РНМ.
5. Основные понятия, используемые в предмете РНМ.

### **Основные определения**

- **Нефтяное месторождение** – это скопление углеводородов в земной коре, приуроченное к одной или нескольким локализованным геологическим структурам.
- **Нефтяной пласт** – термодинамическое единство углеводородов и породы, слагающей коллектор.
- **Нефть** – это раствор углеводородов различной молекулярной массы в пластовых условиях (в обиходном выражении – маслянистая горючая жидкость, обладающая специфическим запахом, различного цвета...).

### **Классификация нефтей по вязкости и плотности**

С учетом введения в Российской Федерации дифференциации величины налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) для трудноизвлекаемых запасов (подробнее в лекции 2) важным элементом классификации запасов является вязкость нефти.

Существует множество классификаций, здесь приведем ту, которая содержит и базу для дифференциации по НДПИ:

- 1) маловязкие (легкие) нефти, вязкость в пластовых условиях до 10 мПа·с;
- 2) вязкие нефти, вязкость в пластовых условиях от 10 мПа·с до 200 мПа·с;

- 3) сверхвысоковязкие (тяжелые) нефти, вязкость в пластовых условиях свыше 200 мПа·с и до 10000 мПа·с;
- 4) сверхвысоковязкие нефти (мальты), вязкость в пластовых условиях свыше 10000 мПа·с.

В западной классификации очень часто используется градация по плотности, пример которой приведен на рис. 1.1. По нижней шкале для температуры 60<sup>0</sup> F (15,5<sup>0</sup> C) приведены соответствующие параметры в градусах плотности Американского Нефтяного Института (*API Degrees*),  $\gamma$  – плотность в г/см<sup>3</sup>.

$$API^0 = (141,5/\gamma) - 131,5$$

Как это видно из рис.1.1, нефть Ашальчинского месторождения (с вязкостью в пластовых условиях более 20 000 мПа·с, плотностью около 950 кг/м<sup>3</sup>) может быть отнесена к тяжелой нефти – heavy oil. К битумам по этой классификации относятся нефти плотностью более 1000 кг/м<sup>3</sup>.

*Справочно:* Перевод в градусы Цельсия из градусов Фаренгейта производится следующим образом:

$$^0 C = (^0 F - 32) / 1,8$$

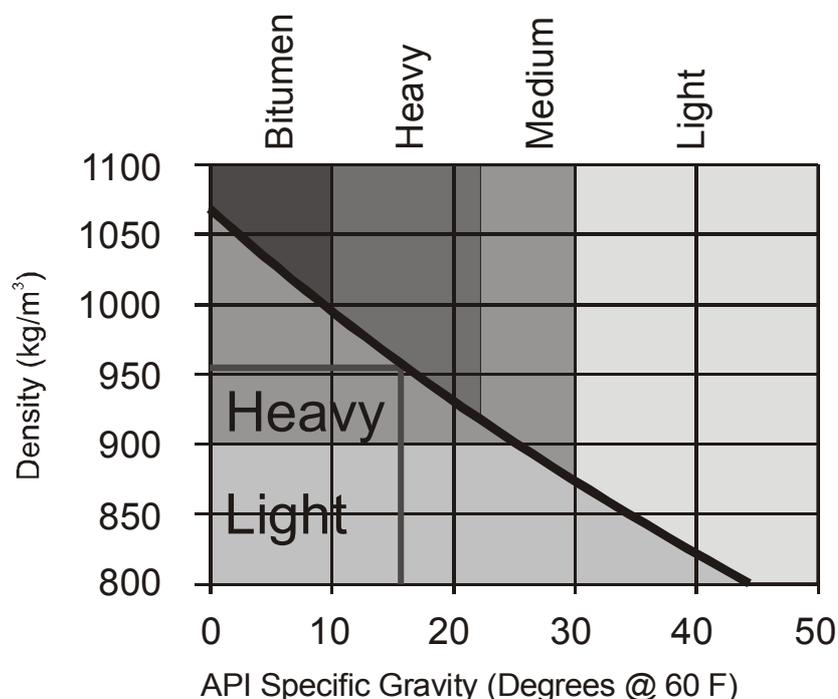


Рис. 1.1 Соотношение характеристик нефти с применением системы массовой плотности (принятое в системе СИ, кг/м<sup>3</sup>) и плотности в градусах API при температуре 60<sup>0</sup> по Фаренгейту (Douglas R. Schmitt, 2004 г.)

*Пример:* Битум плотностью  $1 \text{ г/см}^3$  или  $1000 \text{ кг/м}^3$  в классификации API будет иметь плотность  $10^0 \text{ API}$ .

### **Классификация месторождений (по составу УВ, по величине запасов)**

1) По содержанию углеводородов:

- газовые – более 90% углеводородов в газовой фазе;
- газоконденсатные – часть углеводородов представлена конденсатом  $\text{C}_5+$ ;
- нефтегазовые – газовые месторождения с нефтяной оторочкой (*следует обратить внимание, что по новой классификации на последнее место в названии ставится преобладающая фаза месторождения*);
- нефтяные – более 90% углеводородов в жидкой фазе;
- газонефтяные – нефтяные месторождения с газовой шапкой;
- нефтегазоконденсатные – нефтяное месторождение с газовой шапкой, содержащей газоконденсат.

2) По величине запасов:

- уникальные – более 100 млн. тонн;
- крупные – 50-100 млн. тонн;
- средние – 10-50 млн. тонн;
- мелкие – менее 10 млн. тонн.

**Разработка нефтяных месторождений** (этот предмет изучается в англоязычных курсах в программах под названием «**reservoir engineering**» и «**petroleum engineering**», хотя и дословно переводится на английский язык как **oil field development**, но не употребительно в этом виде для обозначения курса) – это комплекс технологических и технических решений, обеспечивающих доступ и последующее эффективное извлечение запасов нефти из нефтяных залежей.

**Система разработки** – это совокупность инженерных решений, позволяющих разрабатывать месторождение эффективно и с заданными экономическими показателями (объект разработки, разбуривание, методы эксплуатации, обустройство, воздействие на пласты...).

**Задачи, решаемые при создании системы разработки:**

- 1) выделение эксплуатационных объектов;
- 2) выбор системы расстановки и плотности сетки скважин;
- 3) определение режима разработки;
- 4) выбор метода воздействия на нефтяную залежь;
- 5) определение режимов работы скважин;
- 6) проектирование обустройства месторождения;
- 7) решение вопросов охраны недр и окружающей среды и т.д.;
- 8) экономическая оценка выбранных систем разработки и вариантов технологических показателей.

Каждая из перечисленных задач решается во взаимосвязи друг с другом.

**Пример:** крупные остаточные запасы нефти Ромашкинского месторождения под городами Альметьевском и Азнакаевом: эксплуатационный объект должен быть достижим при применении имеющихся технологий строительства скважин, выполнении всех экологических требований при обеспечении последующей рентабельной эксплуатации.

**Геологические характеристики, определяющие классификацию месторождений нефти (тип ловушки)**

- 1) структурные (рис.1.2);
- 2) рифогенные;
- 3) литологические (пример: ухудшение проницаемости по восхождению пласта);
- 4) стратиграфические (пример: сброс, надвиг – нехарактерны для месторождений платформенного типа...);

5) литолого-стратиграфические (залежь нефти в отложениях фундамента месторождения Белый Тигр на шельфе Вьетнама).

## Структурные типы

- Антиклинальный
- Моноклиальный (осложненный стратиграфической ловушкой)
- Синклиальный

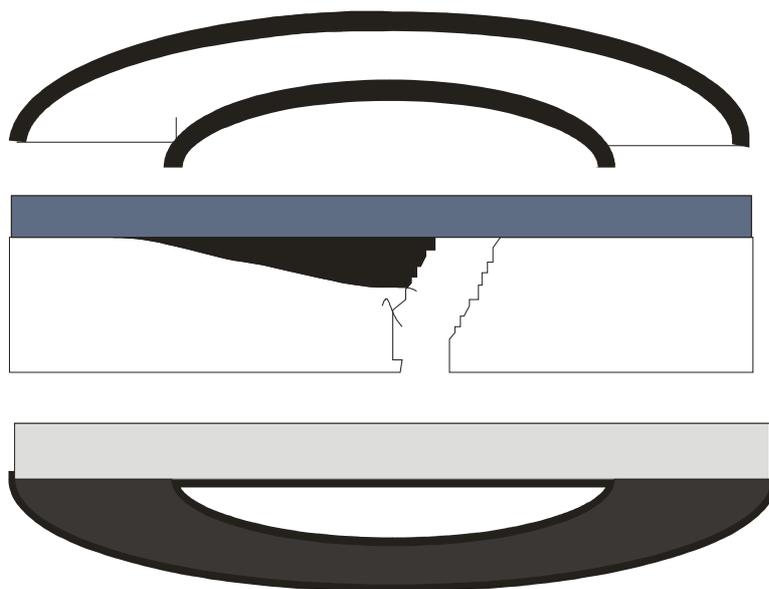


Рис. 1.2 Схематизация типов структурных ловушек

**Объект разработки** – это искусственно выделенное геологическое образование (пласт, массив, структура, совокупность пластов), содержащее промышленные запасы и разрабатываемое единой сеткой скважин.

## Запасы и ресурсы углеводородов

Существует консенсус в международной классификации по отношению к коммерческому содержанию термина «запасы» - он чаще относится к категории открытых и извлекаемых. В России используется еще и термин «геологические запасы».

Термин «ресурсы» в противоположность «запасам» в первую очередь характеризует неоткрытые запасы, т.е. относится к перспективным структурам, т.е. к их объемам. Иногда ресурсами могут называть в просторечии суммарно и ресурсы и запасы.

**Геологические запасы** нефти – это расчетные объёмы нефти, которые содержатся в установленных пределах разведанных залежей. Расчет ведется

на основе объемных показателей, т.е. произведение площади нефтеносности  $S$  на толщину пласта  $h$ , нефтенасыщенность  $S_H$  и на пористость  $m$ :

$$V_{\text{геол}} = S \cdot h \cdot m \cdot S_H$$

где  $V_{\text{геол}}$  - геологические запасы.

В интегральном виде для переменной по площади толщины это уравнение примет следующий вид:

$$V_{\text{геол}} = S_H \cdot m \int h(S) dS$$

**Промышленные (извлекаемые) запасы нефти** – это запасы, которые можно рентабельно разрабатывать.

В мире широко используется классификация запасов и ресурсов по изученности:

- доказанные (*proved*),
- вероятные (*probable*),
- возможные (*possible*).

Поэтому все запасы, включая ресурсы, часто в международной практике обозначают 3P (*proved + possible + probable*).

В настоящее время в РФ рассматривается возможность перехода на аналогичную новую классификацию запасов, которая выделяет кроме геологической и технологической извлекаемости еще и т.н. экономически рентабельные в определенных условиях запасы.

**Извлекаемые запасы (*proved reserves*)** – это подсчитанные объёмы нефти, которые могут быть рентабельно извлечены из определенных залежей и с определенного момента начала разработки, при существующих экономических условиях, известных технологиях и технике добычи и существующем законодательстве. Эти запасы утверждаются в Государственной комиссии по запасам (ГКЗ) при Министерстве природных ресурсов РФ. Схема определения и постановки на государственный учет запасов нефти представлена на рис. 1.3.

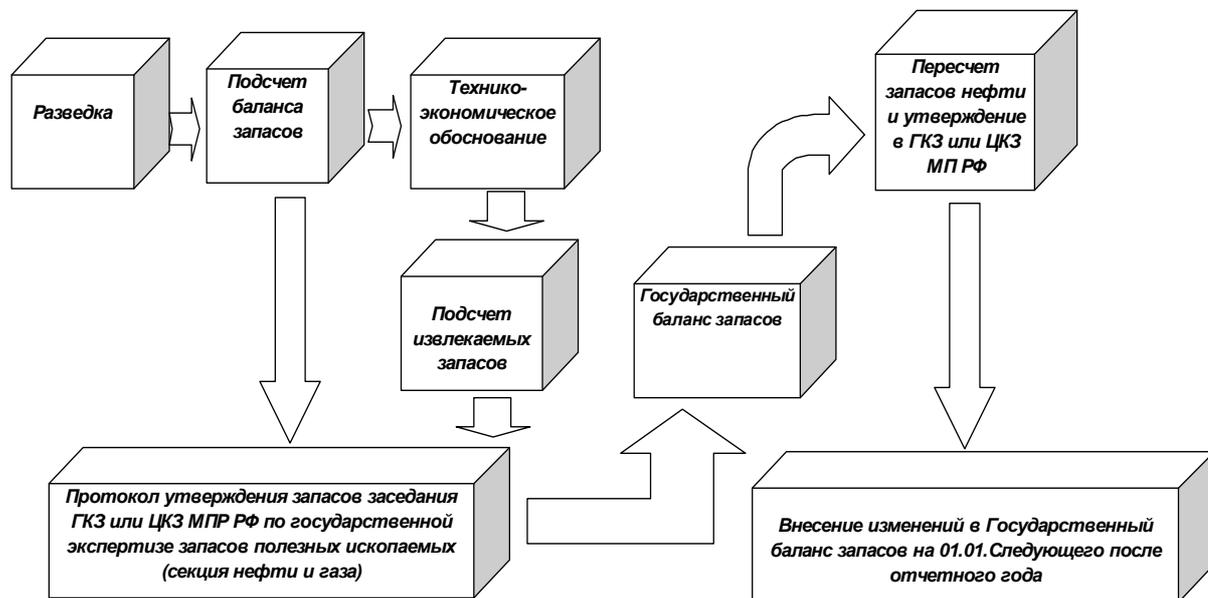


Рис. 1.3. Схема определения и постановки на государственный учет запасов нефти.

Кроме того, часто используется такие характеристики запасов, как «активные» и «трудноизвлекаемые» запасы. По Закону о недрах для разработки трудноизвлекаемых запасов могут применяться льготы по налогу на добычу полезных ископаемых.

«Активными» запасами принято характеризовать запасы, эффективно разрабатываемые при минимальных затратах, с использованием достаточно редких сеток скважин и обычных, стандартных видах техники и технологий эксплуатации. Это запасы маловязких нефтей в высокопроницаемых пластах без водонефтяных зон. К трудноизвлекаемым запасам нефтяных месторождений Урало-Поволжья часто относят следующие категории:

- запасы маловязких нефтей, приуроченные к водонефтяным зонам (в т.ч. остаточные в заводненных зонах);
- запасы маловязких нефтей, приуроченные к коллекторам с ухудшенной проницаемостью;

- запасы нефти в карбонатных коллекторах;
- запасы высоковязких нефтей.

Таблица 1.1.

Проектные показатели выработки запасов нефти для условий месторождений Татарстана

Тип коллектора и характеристика запасов	Коэф. извл. нефти, д.ед.
Песчаник (глинистость >2%)	0,45
Песчаник (вязкость нефти >30 мПа·с), то же для вязкости нефти 30-60 мПа·с то же для вязкости нефти >60 мПа·с	0.331 0.365 0.242
Водонефтяные зоны	0.412
Алевриты	0.402
Карбонатный, в т.ч. то же для вязкости нефти до 30 мПа·с то же для вязкости нефти 30-60 мПа·с то же для вязкости нефти >60 мПа·с	0.175 0.199 0.193 0.142
Итого по трудноизвлекаемым запасам	0.308
По активным запасам	0.549
Итого по ОАО «Татнефть»	0.436

### Разработка многопластовых месторождений, выделение объектов

В практике разработки нефтяных месторождений часто встречаются случаи, когда необходимо или возможно разрабатывать одной скважиной более одного объекта. При этом возможны варианты, когда это вызвано технологическими или экономическими причинами - невозможностью или дороговизной бурения новых скважин в этом районе, необходимостью подключения в этой скважине пласта, который нерентабельно эксплуатировать отдельными скважинами и т.д. Таким образом, целью объединения пластов является снижение затрат на вовлечение запасов при строительстве и эксплуатации скважин и обустройстве месторождения.

Рис. 1.4 иллюстрирует пример многовариантности стратегии разработки трех пластов. На практике же число пропластков может достигать сотен.

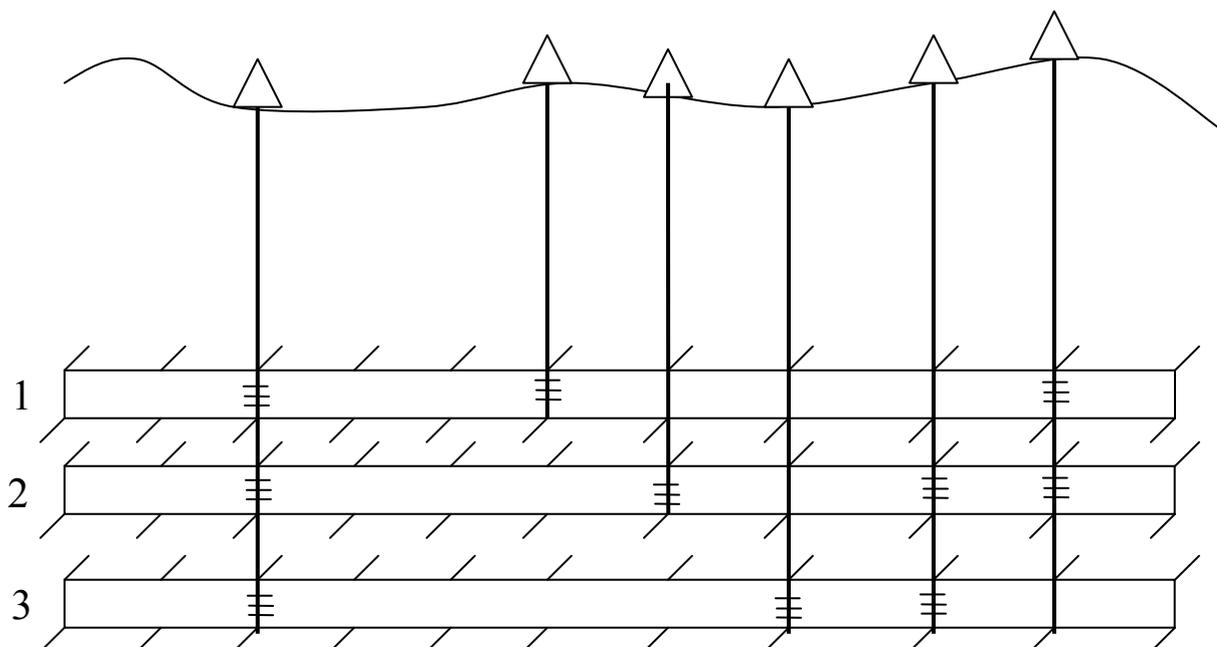


Рис. 1.4 Варианты вскрытия пластов многопластового месторождения

Для того чтобы пласты можно было объединять в один объект разработки, они должны удовлетворять следующим требованиям:

- 1) *геолого-физические параметры* объединяемых пластов не должны существенно отличаться, ВНК в плане должны преимущественно совпадать;
- 2) *углеводороды* должны находиться в *одном фазовом состоянии* (пласты с газовой шапкой и без – объединять не рекомендуется);
- 3) *пласты должны работать на сходных режимах*. Например, нецелесообразно объединять пласты, один из которых «работает» на режиме растворенного газа, а второй – на упруговодонапорном;
- 4) *физико-химические свойства* нефти и газа должны быть близки. Например, пласты с существенно различающимися вязкостями нефти лучше не объединять. Не объединяют также и пласты с резким различием в содержании сероводорода в нефти и т.д.
- 5) *гидродинамический фактор* – т.е. должна сохраняться возможность контроля разработки по всем пластам и регулирование процесса разработки;

б) *технологические факторы* – т.е. существующее оборудование должно обеспечивать возможность эксплуатации нескольких пластов.

Следует сразу заметить, что объединение пластов в один объект, может привести к снижению нефтеотдачи. Это вызвано усложнением контроля и управления выработкой запасов многопластового объекта, а также потерями нефти из-за возможных межпластовых перетоков в скважине при ее остановке.

Схожесть тех или иных параметров достаточно субъективный фактор. Однако существуют методики, основанные на опыте разработки подобных месторождений, которые позволяют избежать грубых ошибок в решении вопроса об объединении пластов в один объект.

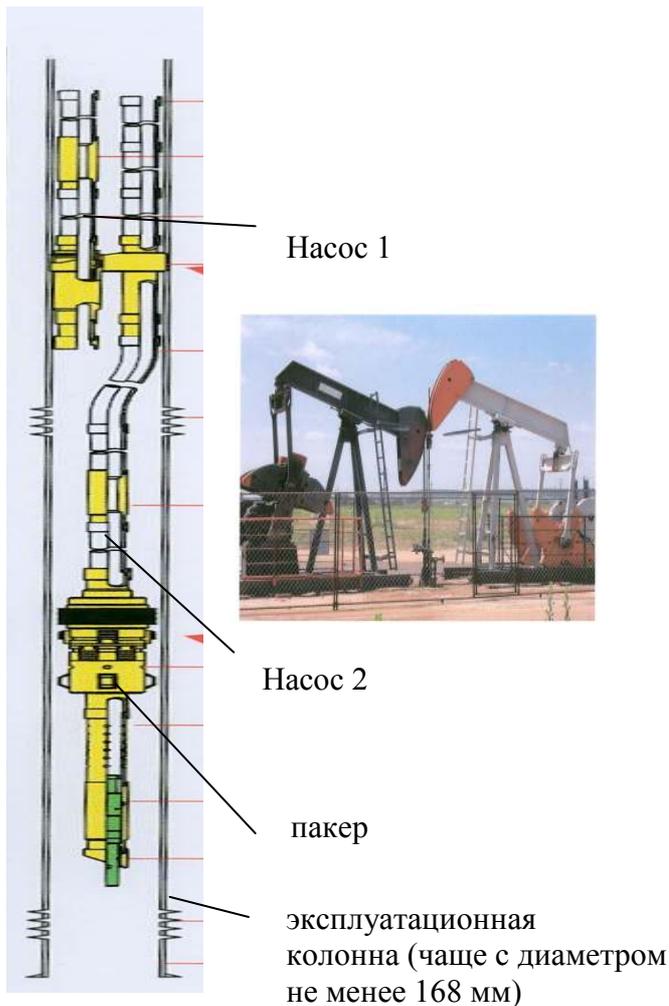
При недостаточном объеме информации о пластах принимать решение об их объединении опасно.

### **Одновременная-раздельная эксплуатация пластов (dual completion)**

Регулируемый и контролируемый отбор из 2-х и более пластов требует специальных технических и технологических решений. В первую очередь требуется надежное разобщение пластов пакером, а также обеспечение контроля расхода и забойного давления для каждого из них. В условиях месторождений Урало-Поволжья активно применяются следующие технические решения для разработки двух объектов одной скважиной - одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ). Существуют модификации ОРЭ - одновременно – раздельная добыча (ОРД) и одновременно – раздельная закачка (ОРЗ), а также их сочетание ОРД и З, которое позволяет в одной скважине выполнять задачи и нагнетания и добычи.

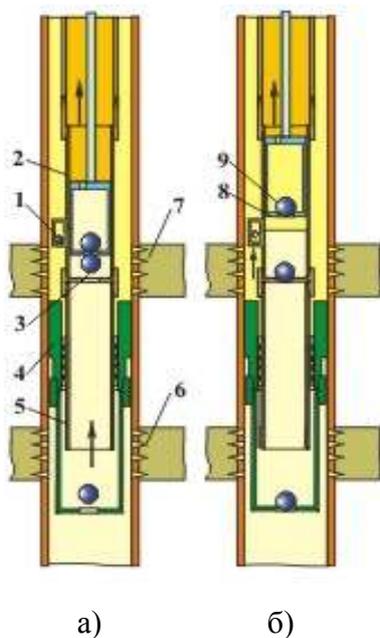
Для иллюстрации приводятся схемы следующих процессов ОРД:

1. Добыча нефти без смешения, например, карбоновые и девонские нефти – добыча по двум лифтам (рис. 1.5).
2. Возможность смешения продукции разных пластов – добыча по одному лифту (рис.1.6).



- Установка содержит пакер, разделяющий пласты, две колонны 60 мм НКТ, два штанговых насоса и два станка-качалки. Колонны НКТ в нижней части соединяются «параллельным якорем», а на устье – двухканальной арматурой.
- Продукция каждого из пластов может отдельно транспортироваться до ГЗУ

Рис. 1.5 Установка одновременно-раздельной эксплуатации 2-х объектов



- 1 – боковой клапан;
- 2 – цилиндр насоса;
- 3 – всасывающий клапан;
- 4 – пакер;
- 5 – ниппель хвостовиком;
- 6 – нижний пласт;
- 7 – верхний пласт;
- 8 – плунжер насоса;
- 9 – нагнетательный клапан

Рис. 1.6 Схема ОРЭ 2-х объектов при однолифтовой эксплуатации: а) отбор из нижнего пласта; б) отбор из верхнего пласта

Следует отметить, что принцип ОРЭ широко используется в современных, т.н. «интеллектуальных» скважинах. В этом случае обеспечение непрерывного контроля в каждом интервале эксплуатации и технические средства управления притоком и/или нагнетанием в разделенных пластах позволяет управлять отдельно закачкой и отбором по пластам в скважине в текущем режиме (on-line).

## Лекция №2

План:

1. Классификация систем разработки.
2. Ввод нефтяного месторождения в разработку.
3. Основные показатели ввода нефтяного месторождения в разработку

**Системы разработки классифицируются по следующим признакам:**

- наличие или отсутствию искусственного воздействия на пласт (внесения энергии извне);
- системе расстановки скважин на месторождении.

Наличие или отсутствие воздействия на пласт зависит от того, используем ли мы естественные режимы, либо организуем искусственное воздействие (например, заводнение или нагнетание газа).

На естественных режимах используются только добывающие скважины, а месторождение разбуривается либо по треугольной, либо по квадратной сетке (рис. 2.1, 2.2).

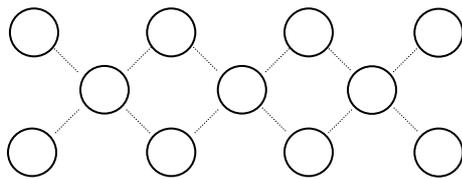


Рис. 2.1 Треугольная сетка

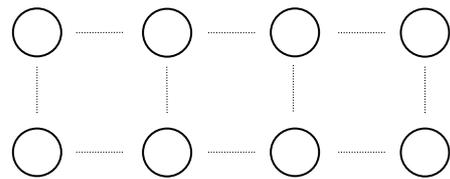


Рис. 2.2 Квадратная сетка

Если на пласт предполагается воздействие, то различают следующие системы расстановки скважин:

- рядные (рис. 2.3);
- площадные.

## Рядные системы

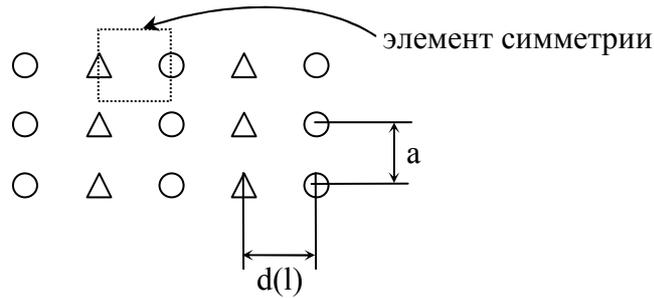


Рис. 2.3 Параметры рядной системы

### Характеристики рядной системы:

$d$  – расстояние между рядами,  $d(1)$  – расстояние от нагнетательного до первого добывающего ряда;

$a$  – расстояние между добывающими скважинами в ряду;

 – элемент симметрии;

Соотношение добывающих и нагнетательных скважин в системах разработки характеризуется параметром  $w$ :

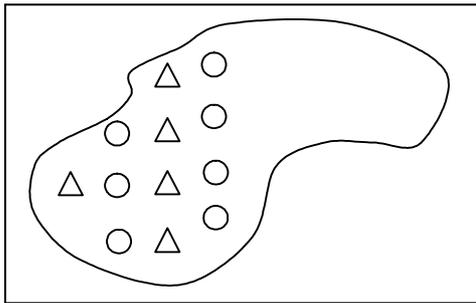
$$w = \frac{n_n}{n_{доб}}$$

где

$n_{доб}$  - отношение количества нагнетательных скважин к добывающим,

$n_n$  - отношение количества нагнетательных скважин к добывающим.

- **Однорядная система** ( $w_1 \approx \frac{1}{1} \approx 1$ )



– равенство приближенное, так как могут быть геологические особенности, которые не позволят построить количество скважин, дающих точное отношение.

- **Трехрядная система** ( $w_3 \approx \frac{1}{3} \div \frac{2}{3}$ ) – для различного числа скважин в полосах, включая внешние добывающие. На рис. 2.2 в трех полосах между двумя нагнетательными рядами – 3 ряда добывающих  $w_3 = \frac{2}{3}$ .

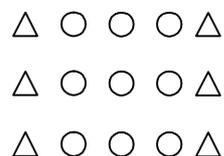


Рис. 2.2 Параметры трехрядной системы

- **Пятирядная система** – встречается реже ( $w_5 \approx \frac{1}{5} \div \frac{2}{5}$ ) – в зависимости от числа скважин в полосах, включая внешние добывающие. Между двумя рядами нагнетательных – 5 рядов добывающих. На рис. 2.3 в трех полосах между двумя нагнетательными рядами – 5 рядов добывающих  $w_5 = \frac{2}{5}$ :

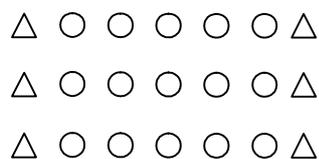
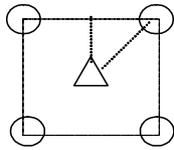


Рис. 2.3 Параметры пятирядной системы

Следует отметить, что рядные системы бывают только с нечетным числом добывающих рядов, центральный ряд называется «стягивающим». Это объясняется тем, что запасы нефти не должны оказаться без воздействия между рядами при четном их числе. При развитии систем рядная может переходить в площадную (например, рис. 2.4, 2.5), но никогда наоборот.

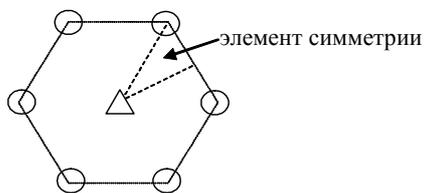
## Площадные системы

- **Пятиточечная** ( $w = \frac{1}{1} = 1$ )

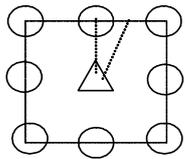


– Принципиальное отличие от рядных – строгое равенство в числе добывающих скважин по отношению к нагнетательной.

- **Семиточечная** ( $w = \frac{1}{2}$ )



- **Девятиточечная** ( $w = \frac{1}{3}$ )



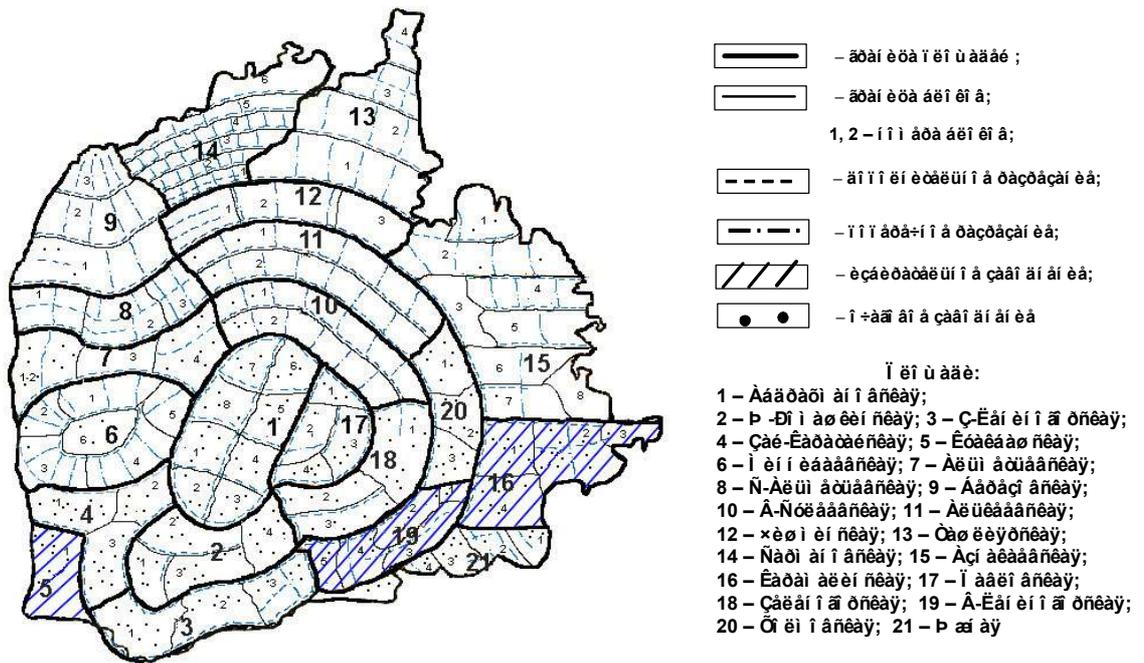


Рис. 2.4 Этапы совершенствования системы заводнения Ромашкинского месторождения

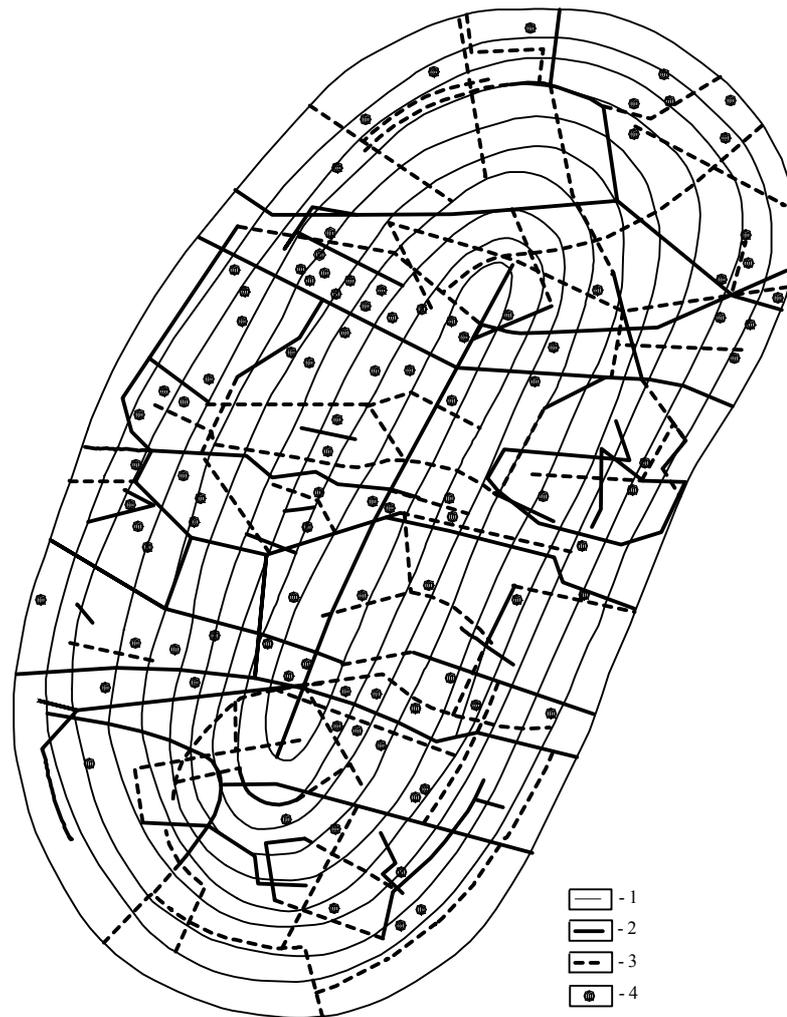


Рис. 2.5 Этапы развития системы заводнения на Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения:

- 1 – ряды добывающих скважин;
- 2 – начальные ряды нагнетания;
- 3 – дополнительное разрезание на блоки;
- 4 – дополнительные очаги нагнетания

Системы бывают *жесткие* и *нежесткие*.

Рядные системы – нежесткие. Это означает, что при отключении одной или нескольких скважин в ряду не происходит принципиального изменения фильтрационных потоков.

## Площадные системы – жесткие.

В России большинство месторождений имеют рядную систему, а в США, наоборот, преобладают системы площадные. Площадными системами легче регулировать выработку, легче анализировать эффективность воздействия на скважины элемента или на весь элемент с применением МУН и ОПЗ.

### **Плотность сетки скважин (gridding)**

$$S_c = \frac{S}{n}, \text{ [га/скв], [м}^2\text{/скв], [акр/скв]},$$

где  $S$  – площадь нефтеносности объекта разработки;

$\bar{n}$  – общее количество скважин на объекте, то есть:

$$\bar{n} = n_{\text{нар}} + n_{\text{доб}}.$$

Таким образом, плотность сетки указывает на то, какая площадь приходится на одну скважину, например, 60 га/скв.

Параметр «плотность сетки» не самый информативный, так как в реальности плотность скважин может быть неравномерная из-за неоднородности характеристик объекта или требований поверхностного обустройства (рис. 2.6).

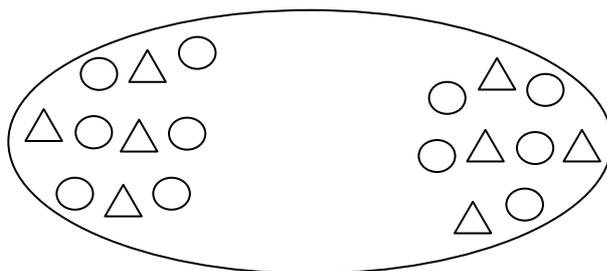


Рис. 2.6. Пример неравномерной сетки скважин

### **Плотность сетки (система расстановки):**

1. Равномерная по площади, т.е. на каждую скважину приходится одна и та же площадь. Но нефтяные месторождения чаще всего неоднородны по геолого-физическим характеристикам, поэтому чаще используют различные величины плотности сетки по площади.

2. Равномерная по запасам, т.е. на каждую скважину приходится одно и то же количество извлекаемых запасов. Поэтому скважины будут выходить из разработки примерно одновременно.

Необходимо учитывать различные параметры при выборе величины сетки. Например, чем ниже проницаемость, выше вязкость нефти, тем плотнее должна быть сетка.

*Примечание:*  $1 \text{ га} = 10^4 \text{ м}^2$ . Если сетка равномерная по площади и  $S_c=25$  га/скв, то расстояние между скважинами 500 м.

### Рекомендуемые величины сетки скважин

1-2 га/скв	При $\mu > 1000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$
10-20 га/скв	В низкопроницаемых коллекторах $0,01 \text{ мкм}^2$
25-64 га/скв	Для обычных коллекторов и для глубокозалегающих месторождений ( $h > 3500-4000 \text{ м}$ )
70 га/скв и более	Для высокопроницаемых и трещинных коллекторов

При проектировании новых скважин на разрабатываемых объектах при сложившихся на сегодня экономических условиях принимаются следующие величины остаточных запасов на скважину:

- Урало-Поволжье – 20-40 тыс.т./скв;
- Западная Сибирь –  $> 100$  тыс.т./скв;
- США – 10-12 тыс.т./скв.

### Стадии разработки нефтяного месторождения

На рис. 2.7 представлены классическая последовательность и динамика следующих основных стадий разработки:

**I этап** – этап разбуривания и ввода нефтяного месторождения в разработку.

На этом этапе строится инфраструктура промысла: система сбора, подготовки, хранения продукции и т.д. На этом этапе самые большие капитальные вложения.

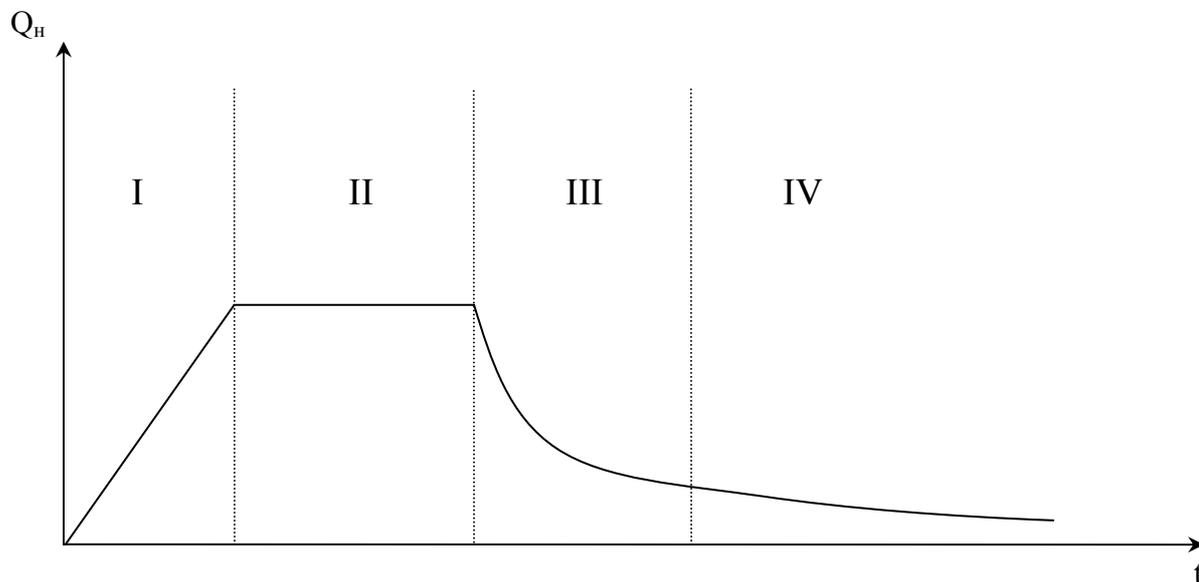


Рис. 2.7 Стадии разработки нефтяного месторождения ( $Q_n$  – объемы годовой добычи,  $t$  – время)

**II этап** – выход месторождения на максимальную постоянную добычу (плато). Это самая продуктивная часть периода разработки месторождения. Незначительные затраты, максимальная выручка.

**III этап** – резкое падение добычи и рост обводненности продукции. Падение рентабельности добычи.

**IV этап** – этап плавного снижения добычи нефти или ее стабилизации за счет применения МУН. Продолжительность этого этапа чаще всего превышает продолжительность всех трех предыдущих вместе взятых. Добыча может быть даже сопоставима с добычей всех предыдущих этапов (Ромашкинское месторождение). Рентабельность часто минимальна, требуются налоговые стимулы для продолжения разработки. Например, введение льгот по НДС (налог на добычу полезных ископаемых) на разработанные месторождения (см. последний раздел).

## Основные показатели ввода нефтяного месторождения в разработку

**Темп ввода скважин (элементов) в разработку:**

$$\omega(\tau) = \frac{\Delta n}{\Delta \tau},$$

где  $\Delta n$  – количество элементов. Например, два элемента в год.

Темп в большей степени зависит от финансовых ресурсов компании. На шельфовых месторождениях темп ограничен технологическими возможностями платформы.

### Темп разработки элемента

$z_3 = \frac{\Delta q_n}{N_{изв.э}}$ , т.е. темп разработки – это отношение текущей добычи нефти к из-

влекаемым запасам этого элемента. В зависимости от стратегии разработки можно выбрать различные варианты динамики темпа разработки (рис. 2.8).

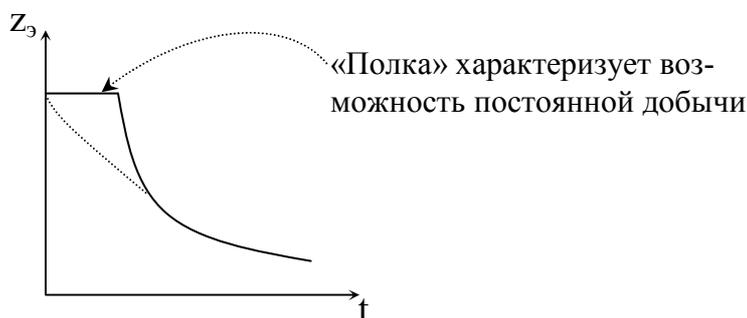


Рис. 2.8 Динамика темпа разработки

### Экспоненциальная модель дебита скважины

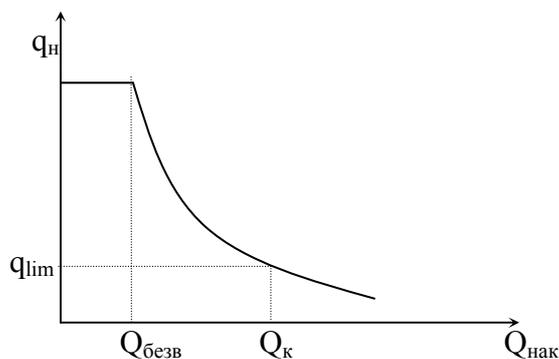


Рис. 2.9 Динамика текущего дебита скважины  $q_n$  по нефти в функции от накопленного дебита по нефти  $Q_{нак}$ :

$q_{\text{lim}}$  – предельный рентабельный дебит скважины;

$Q_{\text{безв}}$  – накопленный безводный дебит скважины;

$Q_k$  – предельный рентабельный накопленный дебит скважины

На рис. 2.9 можно выделить два этапа:

- 1) безводный период до  $Q_{\text{безв}}$  (скважина дает чистую нефть);
- 2) период обводненной продукции до  $Q_k$  (или период безводной падающей добычи).

### ***Подходы и правила разбуривания месторождения***

Стратегия разбуривания нефтяного месторождения должна обеспечить равномерную выработку запасов и достижение расчетной величины нефтеотдачи.

Для этого:

- 1) осуществляется разбуривание и ввод в разработку отдельных эксплуатационных объектов или их участков для обеспечения равномерного охвата пласта воздействием;
- 2) в соответствии с требованиями охраны недр не допускается опережающая выработка наиболее продуктивных пластов (т.н. выборочная отработка);
- 3) осуществляется соответственный ввод добывающих и нагнетательных скважин (при проектировании систем поддержания пластового давления).

### ***Порядок разбуривания***

Лучше всего, если на основе детальной 3D геологической модели можно сразу выбрать направление разбуривания и реализовать запланированную

сетку скважин. Но на практике месторождения чаще бурились по редкой сетке с последующим её уплотнением. Например, на Самотлорском месторождении до сих пор не реализована запланированная сетка. Это приводит к большой неравномерности выработки пластов. Используется

Ползущая сетка – это стратегия, при которой месторождение разрабатывается от периферии к центру. Чаще используется при разработке крупных месторождений, при этом уточняется геологическая модель.

Мгновенное разбуривание – это когда вся проектная сетка скважин бурится за очень короткий промежуток времени (хорошо и реально для мелких месторождений).

## Лекция №3

План:

1. Общая (интегральная) формула для определения добычи из нефтяного месторождения на любой стадии разработки.
2. Основные технологические показатели разработки.

### Общая (интегральная) формула для определения добычи из нефтяного месторождения на любой стадии разработки

Добыча нефти из месторождения в любой момент времени  $t$  составляет:

$$q_n(t) = N_{кр.э} \int_0^t z_э(t-\tau) \cdot \omega(\tau) d\tau,$$

где  $N_{кр.э} = \frac{N_{изв.э}}{\bar{n}}$  – параметр А.Н.Крылова для элемента разработки (удельные извлекаемые запасы на одну скважину);

$N_{изв.э}$  – извлекаемые запасы элемента;

$\bar{n}$  – число скважин элемента;

$\tau$  – переменная интегрирования;

$t$  – рассматриваемый период времени разработки;

$z_э = \frac{q_{н.э}(\tau)}{N_{изв.э}}$  – темп разработки элемента. Внутри каждого этапа принимают средний дебит.

$\omega(\tau)$  – темп ввода элементов в разработку. Только на первом этапе разработки есть понятие темпа ввода.

С учетом вышеприведенных соотношений можно записать второй вид формулы:

$$q_n(t) = \int_0^t q_n(t-\tau) \cdot \omega(\tau) d\tau.$$

### Основные технологические показатели разработки

Основные технологические показатели разработки месторождения можно разделить на две группы. Первая группа включает в себя основные показатели работы залежи, а вторая группа – основные показатели, связанные с фондом скважин.

## I группа

1. Годовая добыча нефти (динамика годовой добычи), в тыс. тонн.
2. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ), в % или д.ед.

$$z(t) = \frac{q_n(t)}{N_{изв}}$$

3. Темп отбора от остаточных извлекаемых запасов (текущих извлекаемых запасов), %. На последний год  $z = 100\%$ .

$$z(t) = \frac{q_n(t)}{N_{изв} - Q_n} 100\%$$

4. Накопленная добыча нефти

$$Q_n = \sum_{i=1}^t q_{ni}$$

Коэффициент нефтеотдачи (коэффициент извлечения нефти –  $K_{ин}$ ) – Коэффициент извлечения нефти ( $K_{ин}$ ) в долях ед. или %:

$$K_{ин} = V_{извл} / V_{геол}$$

где  $V_{извл}$  – объем извлекаемых запасов,

$V_{геол}$  – объем геологических запасов.

5. Текущий коэффициент извлечения нефти – динамика его величины во времени показана на рис. 3.1.

$$K_{ин}(t) = \frac{Q_n(t)}{V_{геол}}$$

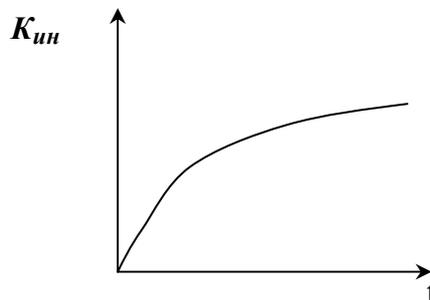


Рис. 3.1 Динамика текущего коэффициента извлечения нефти во времени

6. Годовая добыча жидкости, в млн. тонн.

Всего, в том числе механизированным способом.

7. Годовая добыча газа, млн. м<sup>3</sup>.

Накопленная добыча газа, млрд. м<sup>3</sup>.

8. Годовая и накопленная закачка рабочего агента, млн. тонн жидкости, млн. м<sup>3</sup> (газа).

9. Обводненность, в % или д.ед. Обозначение –  $V_n$  или  $v(t)$ . Это доля воды в двухфазном потоке продукции:

$$v(t) = \frac{q_v(t)}{q_{ж}(t)}$$

10. Компенсация отбора закачкой – это отношение закачанного объема воды к объему отобранной жидкости. Оба объема считаются в пластовых условиях. Этот показатель может варьировать на разных этапах и в разных условиях разработки. Вначале он может быть < 100%, потом быть равным 200-300%, а затем опять снижаться.

## II группа

1. Темп ввода скважин из бурения.

2. Эксплуатационный фонд.

3. Действующий эксплуатационный фонд.

4. Количество добывающих и нагнетательных скважин.

5. Средний дебит скважин по нефти, жидкости, газу, приемистость нагнетательных скважин.

Рассмотрев основные технологические показатели разработки месторождения, смоделируем изменение важнейшего из них – динамику годовой добычи нефти.

Пусть темп разработки элемента изменяется во времени по экспоненциальному закону (рис. 3.2):

$$z_s(\tau) = z_0 \cdot e^{-a \cdot \tau} \quad (3.1)$$

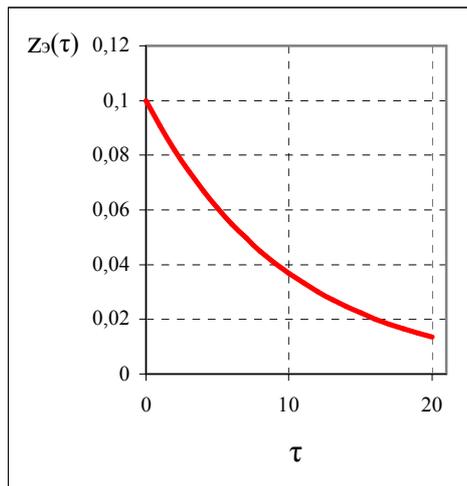


Рис. 3.2 Динамика темпа разработки во времени

Как правило, время разработки месторождения велико (примем в модельном случае стремящимся к бесконечности). Исходя из определения темпа разработки (см. предыдущую лекцию), очевидно, что:

$$\int_0^{\infty} z_3(\tau) d\tau = 1 \quad (3.2)$$

Подставляя (3.1) в (3.2), получим, что  $a = z_0$ .

Согласно общей формуле для определения добычи из месторождения на любой стадии разработки, для первой стадии можно записать:

$$q_{\text{н}}^I(t) = N_{\text{кр.э}} \int_0^t z_3(t-\tau) \cdot \omega(\tau) d\tau = N_{\text{кр.э}} \int_0^t z_0 \cdot e^{-z_0 \cdot (t-\tau)} \cdot \omega d\tau = N_{\text{кр.э}} \cdot w \cdot (1 - e^{-z_0 \cdot t}),$$

где  $w$  – темп ввода элементов на 1-й стадии.

Т.е. этой зависимостью описывается динамика годовой добычи нефти на первой стадии, когда продолжается разбуривание и обустройство месторождения ( $t < t^*$ ).

Время  $t^*$  легко найти, зная общее число элементов и скорость их ввода:

$$t^* = \frac{n_3}{w}.$$

Если принять, что после окончания первой стадии элементы выбывают с той же скоростью  $w$ , что и вводились (в результате падения дебита ниже рентабельного, процесса обводнения и т.д.), то:

$$q_{\text{н}}^{II}(t) = N_{\text{кр.эл}} \cdot w \cdot \left[ e^{-z_0 \cdot (t-t^*)} - e^{-z_0 \cdot t} \right].$$

Из последнего равенства видно, что при  $\tau \rightarrow \infty$ ,  $Q_H \rightarrow 0$  (рис.3.3).

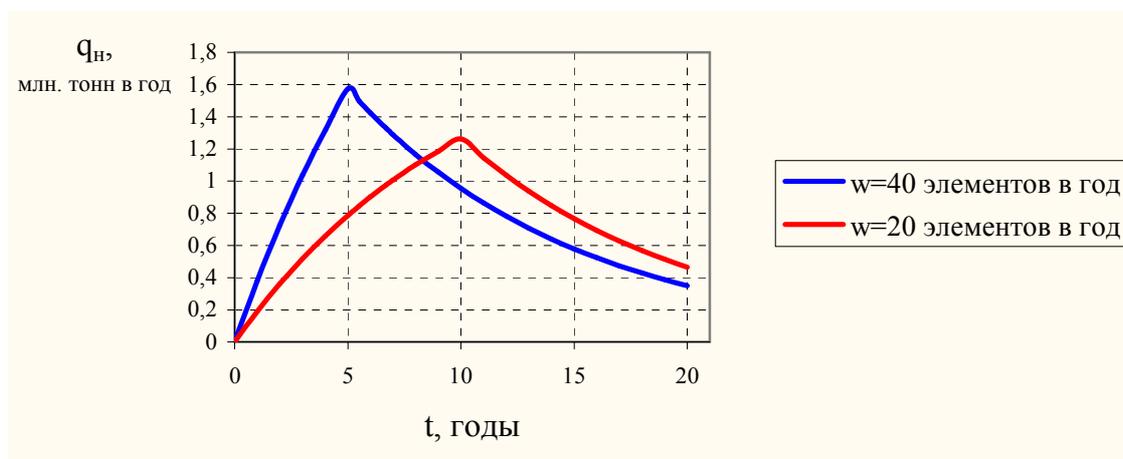


Рис.3.3 Динамика добычи нефти при различных темпах ввода элементов в разработку

Видно, что величина добычи максимальна в конце первого периода, т.е. когда  $t = t^*$ . Тогда

$$q_H^{\max}(t) = N_{\text{кр.э}} \cdot w \cdot (1 - e^{-z_0 \cdot t^*}) = \frac{N}{t^*} (1 - e^{-z_0 \cdot t^*}),$$

где  $N$  — это извлекаемые запасы нефти месторождения.

## Лекция №4

План:

1. Коэффициент извлечения нефти. Формула академика А.П. Крылова, коэффициент охвата и коэффициент вытеснения.
2. Параметры, влияющие на коэффициент вытеснения и коэффициент охвата.
3. Плотность сетки скважин и её влияние на величину нефтеизвлечения
4. Модификация систем разработки с применением горизонтальных скважин
5. Типы моделей пласта.

### **Коэффициент извлечения нефти. Формула академика А. П. Крылова**

Одним из важнейших показателей технологической эффективности принятой системы и методов разработки является коэффициент нефтеизвлечения, определяющийся соотношением извлекаемых и геологических запасов нефти.

После утверждения величины  $K_{ин}$  вместе с запасами на ГКЗ при МПР РФ достижение этого коэффициента становится обязательным для недропользователя. Очевидно, что степень извлечения нефти зависит от огромного количества факторов, каждый из которых в отдельности учесть не представляется возможным. Академик А.П. Крылов был одним из первых, кто предложил свести все факторы, влияющие на величину нефтеотдачи в два коэффициента – коэффициент вытеснения и коэффициент охвата:

$$K_{ин} = K_в \cdot K_{охв} \quad (4.1)$$

где  $K_{ин}$ ,  $K_в$  – коэффициенты, соответственно, нефтеизвлечения и вытеснения;

**Коэффициент вытеснения** включает в себе факторы, связанные с механизмом извлечения нефти из пласта (микроуровень – средний размер пор для девонских отложений Ромашкинского месторождения 20 мкм).

**Коэффициент охвата** учитывает факторы, влияющие на полноту вовлечения пласта в разработку (макроуровень – средние толщины пласта девонских отложений Ромашкинского месторождения около 20 м).

### **Коэффициент вытеснения**

По определению:

$$K_{\text{в}} = \frac{V_{\text{н.выт}}}{V_{\text{н.вовл}}},$$

где  $V_{\text{н.выт}}$  – это объем извлеченной (вытесненной, в случае заводнения) из пласта (чаще модели пласта) нефти;

$V_{\text{н.вовл}}$  – запасы нефти, первоначально находившиеся в объеме пласта, вовлеченного в разработку.

### **Коэффициент охвата**

По определению:

$$K_{\text{охв}} = \frac{V_{\text{пл.вовл}}}{V_{\text{пл}}},$$

где  $V_{\text{пл.вовл}}$  – объем пласта, вовлеченного в процесс разработки;

$V_{\text{пл}}$  – суммарный объем пласта (с учетом застойных зон, изолированных пропластков, линз и т.д.).

На практике для анализа различных факторов, влияющих на коэффициент охвата, оказалось удобным «разбить» этот показатель на два: *коэффициент охвата по толщине* (рис. 4.1) и *коэффициент охвата по площади* (рис.4.2).

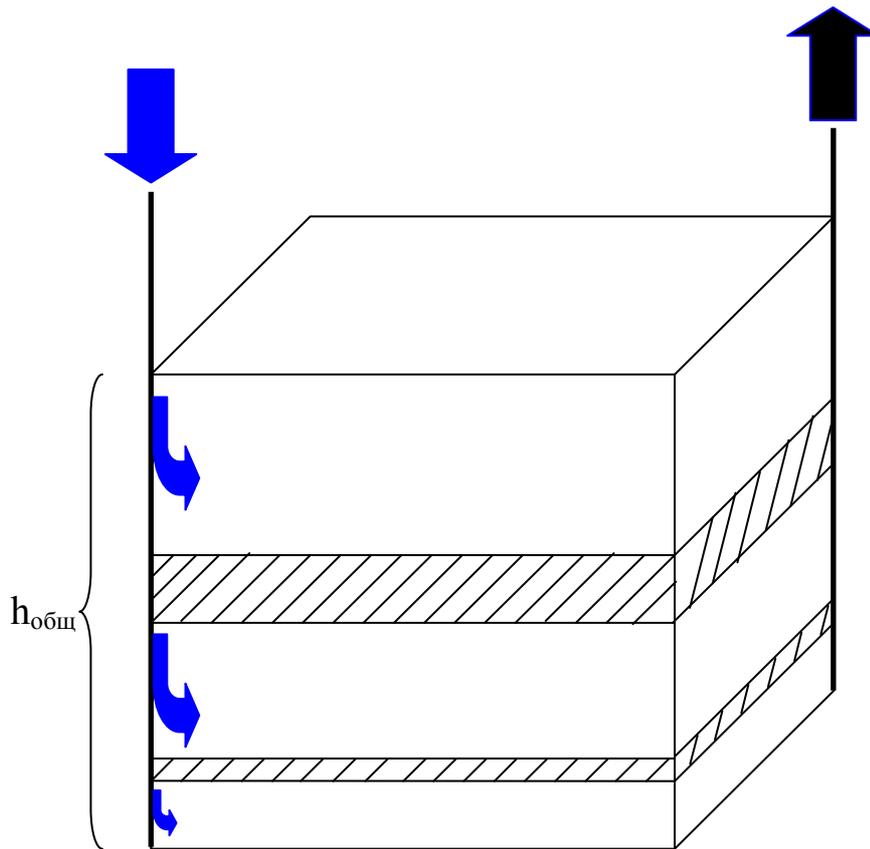


Рис. 4.1 Схема охвата пласта по толщине

$$K_{охв}^h = \frac{h_{вовл}}{h_{общ}} \quad - \text{коэффициент охвата по толщине,}$$

где  $h_{вовл}$  – толщина пласта, вовлеченного в процесс разработки;

$h_{общ}$  – суммарный объём пласта (с учетом застойных зон, изолированных пропластков, линз и т.д.).

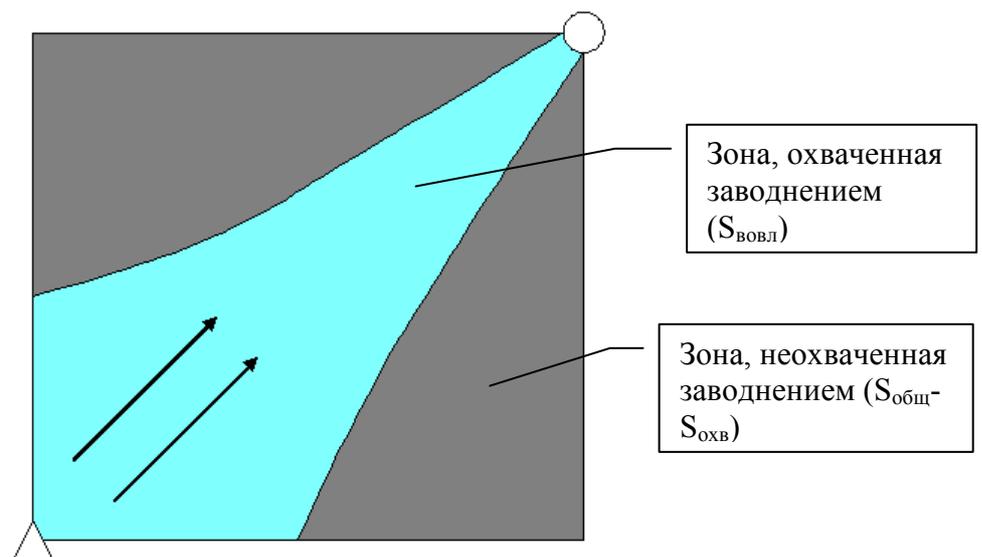


Рис. 4.2 Схема охвата пласта по площади

$$K_{охв}^S = \frac{S_{вовл}}{S_{общ}} - \text{коэффициент охвата по площади,}$$

где  $S_{вовл}$  – площадь проекции пласта, вовлеченного в процесс разработки;  
 $S_{общ}$  – суммарная площадь проекции пласта (с учетом застойных зон, изолированных пропластков, линз и т.д.).

Коэффициент вытеснения используется в качестве величины, но правильнее – это функция, зависящая, в частности, от фазовых проницаемостей (рис. 4.3).

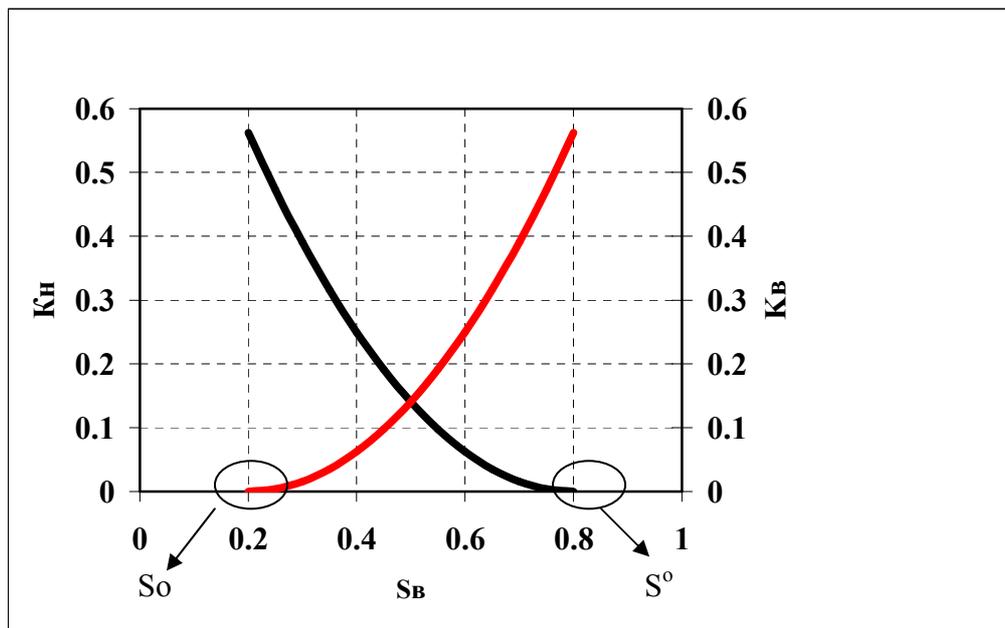


Рис. 4.3 Зависимости относительных фазовых проницаемостей по нефти ( $k_n$ ) и по воде ( $k_v$ ) от водонасыщенности ( $S_v$ )

$$K_{выт} = 1 - \frac{S_{н.ост}}{S_{н.нач}},$$

$$S_{н.нач} = 1 - S_0,$$

$$S_{н.ост} = 1 - S^0.$$

где  $S_{н.ост}$  – остаточная нефтенасыщенность;

$S_{н.нач}$  – начальная нефтенасыщенность;

$S_0$  – начальная водонасыщенность;

$S^0$  – остаточная водонасыщенность.

В компьютерных пакетах гидродинамического моделирования предполагается при бесконечной промывке достижение коэффициента охвата  $\eta_{охв} = 1$ . Таким образом, никакого модельного эксперимента по определению коэффициента охвата не может быть проведено. Единственный способ определения реальной величины  $\eta_{охв}$  – это статистика. Модели настраиваются по истории разработки, поэтому в настроенной модели функции фазовых проницаемостей определяют продвижение вытесняющей и вытесняемой жидкостей по пласту в соответствии с распределением проницаемостей.

### **Факторы, влияющие на величину коэффициента вытеснения ( $\eta_{выт}$ )**

1. *Минералогический состав и литологическая микроструктура пород и, как следствие, глинистость пород, распределение пор по размерам, абсолютная и относительная проницаемости, параметры микротрещинности пород, т.е. размеры блоков и трещин, отношения их проницаемостей и т. д.*
2. *Отношение вязкости нефти к вязкости воды, вытесняющей нефть, или, в более общем случае, соотношение подвижностей нефти и воды:*

$$M = \frac{\lambda_{\text{в}}}{\lambda_{\text{н}}},$$

где  $\lambda_{\text{в}} = \frac{k_{\text{в}}}{\mu_{\text{в}}}$  – подвижность воды;

$\lambda_{\text{н}} = \frac{k_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}}}$  – подвижность нефти.

3. *Структурно-механические (неньютоновские) свойства нефти и их зависимость от температурного режима пластов.*
4. *Тип смачиваемости пород водой и характера проявления капиллярных сил в породах-коллекторах с различной микроструктурой.*
5. *Скорость вытеснения нефти водой (в случае заводнения и некоторых естественных режимов).*

### **Факторы, влияющие на величину коэффициента охвата ( $\eta_{охв}$ )**

1. *Физические свойства и геологическая неоднородность* разрабатываемого нефтяного пласта в целом (макронеоднородности пласта). Здесь имеется в виду наличие газовой шапки, нефтенасыщенных зон, подстилаемых водой, т.е. водонефтяных зон, прерывистости пласта по вертикали и по горизонтали, существования дизъюнктивных разрывов и т. д.
2. *Параметры системы разработки месторождения*, т. е. расположение скважин в пласте, расстояние между добывающими, а также между добывающими и нагнетательными скважинами, отношения числа нагнетательных к числу добывающих скважин.
3. *Давление на забоях нагнетательных и добывающих скважин*, т.е. перепад давления между зоной отбора и зоной нагнетания, применение методов воздействия на призабойную зону и совершенство вскрытия пластов.
4. *Применение способов и технических средств эксплуатации скважин* (механизированных способов добычи, обеспечивающих необходимый отбор жидкости из скважин, методов одновременно-раздельной эксплуатации).
5. *Применение методов управления процессом разработки* месторождения путем частичного изменения системы разработки (очагового и избирательного заводнения) или без изменения системы разработки (изменения режима работы скважин, установления оптимальных условий прекращения эксплуатации скважин, циклического заводнения и др.).

### **Плотность сетки скважин и её влияние на величину нефтеизвлечения**

Только в однородном высокопроницаемом пласте влияние плотности сетки несущественно влияет на величину нефтеотдачи (например, месторож-

дение Восточный Техас, США). Чем выше неоднородность пласта, тем значительнее влияние плотности сетки на нефтеотдачу.

Внедрение системы ППД позволяет разредить сетку скважин при сохранении темпов отбора: до 40-х годов – 36-56 га/скв, 60-70-е годы – 50-60 га/скв.

С использованием характеристик вытеснения были определены активные запасы нефти и коэффициенты нефтеизвлечения при уплотнении первоначальных редких сеток скважин путем добурирования конкретных эксплуатационных объектов. Результаты этой работы по некоторым девонским залежам Ромашкинского, Ново-Елховского, Бондюжского и Первомайского месторождений на основе материалов [1] приведены в обработанном виде на рис. 4.4.

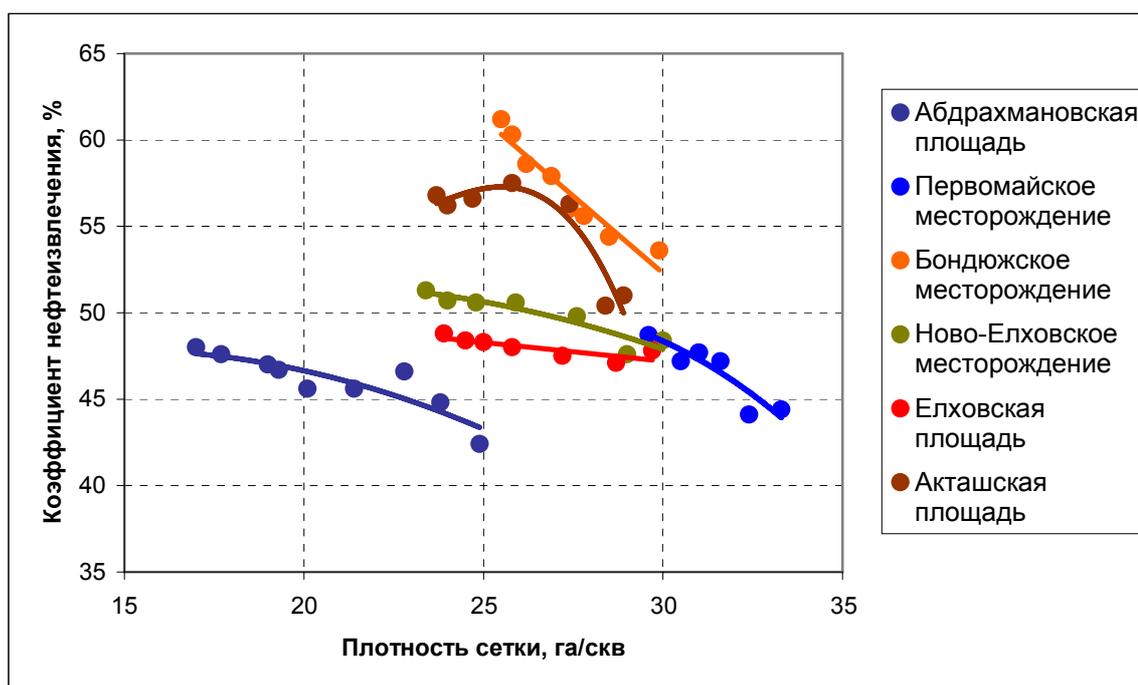


Рис. 4.4. Зависимость коэффициента нефтеизвлечения от плотности сетки скважин

Из приведенных материалов оценивая влияние различных факторов на текущее нефтеизвлечение методом многофакторного корреляционного анализа позволяет для девонских объектов сделать следующие выводы:

- при более плотной сетке скважин текущее нефтеизвлечение при одинаковом объеме прокачанной через пласт жидкости оказывается выше;
- при более плотной сетке скважин происходит прирост извлекаемых запасов нефти и повышается коэффициент нефтеизвлечения эксплуатационного объекта.

Бавлинское месторождение получило известность благодаря проведению на нем в течение трех десятилетий уникального промышленного эксперимента по изучению влияния плотности сетки скважин на производительность залежи и нефтеизвлечение [2(1)]. Основные цели эксперимента были следующие.

1. Доказать возможность сохранения достигнутого объема добычи нефти из пласта  $D_1$  10000 т в сутки при остановке около 50% скважин действующего эксплуатационного фонда.
2. Изучить в реальных условиях разработки пласта  $D_1$  зависимость нефтеизвлечения от плотности размещения скважин.

Первая задача эксперимента была решена быстро (в течение 1-2 лет). Запроектированный объем добычи нефти на месторождении был получен при вдвое меньшей плотности сетки добывающих скважин. Это было достигнуто на ранней стадии разработки при наличии больших резервов добычи (рис. 4.5). В настоящее время гидродинамическими расчетами эту задачу можно достаточно быстро выполнить с высокой точностью и для этого не надо проводить промысловых экспериментальных работ.

Вторая, основная, задача промышленного эксперимента – определение влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу пласта – является одной из важнейших научных и практических проблем нефтяной промышленности. Для решения ее на Бавлинском месторождении потребовалось более 30 лет и тщательное проведение большого комплекса теоретических и промысловых исследований. При этом было установлено существенное влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу даже при исключительно благоприятных геолого-физических параметрах горизонта  $D_1$ . Определенные экспериментальным путем потери нефтеотдачи при разрежении сетки с 26 до 84 га/скв. по

ВНЗ составили, по различным оценкам, от 6,2 до 12,7 пунктов, а при разрежении сетки вдвое по чисто нефтяной зоне – от 3,1 до 4 пунктов, а в целом по залежи горизонта  $D_1$  – от 4,7 до 6,7 пунктов, что существенно выше ранее прогнозируемых 0,25-1,5 пункта.

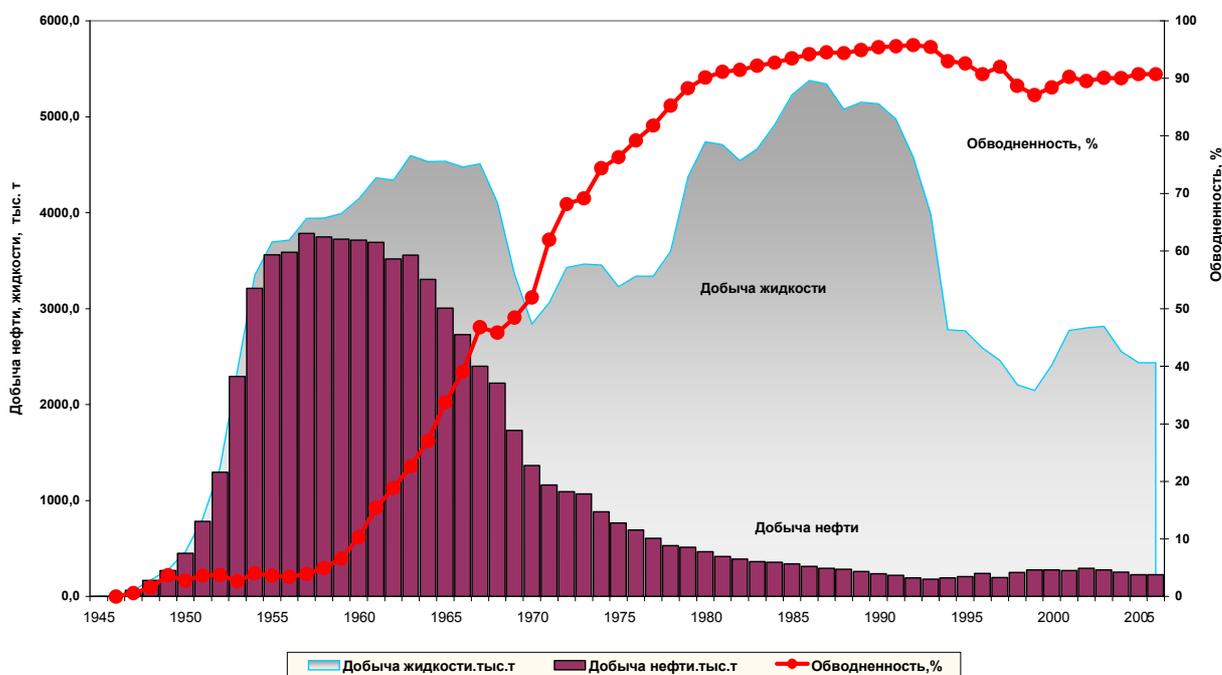


Рис. 4.5 Динамика добычи нефти, жидкости, а также обводненности по пашийскому горизонту Бавлинского месторождения (1946-2005 гг.)

Независимо от поставленных задач, фактически на месторождении осуществлялся другой эксперимент – по определению возможности выработки запасов нефти водонефтяной зоны скважинами, расположенными в чисто нефтяной части залежи, т.е. без разбуривания ВНЗ. В этой части проведенный эксперимент однозначно показал необходимость разбуривания всей залежи (включая и водонефтяные зоны) с самого начала равномерной оптимальной сеткой скважин с проектированием резервных скважин для бурения на поздней стадии разработки на остаточные невырабатываемые запасы и для формирования зон стягивания контуров нефтеносности.

Был сделан вывод, что экспериментальные работы оказывают отрицательное влияние на конечные результаты выработки запасов. В дальнейшем эксплуатационное бурение дополнительных скважин велось с большим риском и осторожностью из-за боязни получения непродуктивных скважин.

Экономия средств в начальной стадии разработки привела к неоправданно большим затратам средств на поздней стадии разработки. Поэтому необходимо разбуривать всю площадь залежи оптимальной сеткой скважин с самого начала разработки.

### **Модификация систем разработки с применением горизонтальных скважин**

Применение горизонтальных скважин (ГС) по всему миру стремительно растёт. По разным оценкам, в мире насчитывается более 40 тысяч горизонтальных скважин, пробуренных на нефть и газ. Горизонтальные и наклонные скважины в силу значительной протяженности имеют больший пространственный контакт с пластом в сравнении с вертикальных скважин (ВС), как показано на рис. 4.6. Поэтому величины отбора и закачки на единицу длины меньше вертикальной скважины при одинаковых пластовых условиях. По этой причине распределение давления по их стволу может существенно меняться и влиять на приток или приемистость.

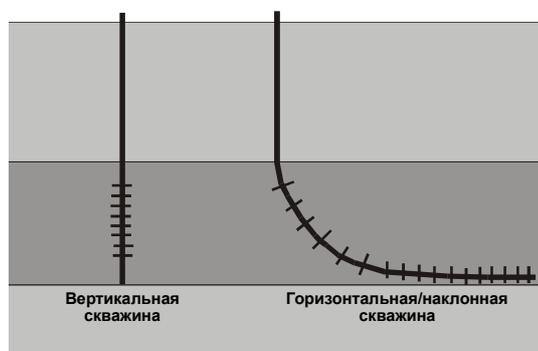


Рис.4.6 Схема расположения стволов ВС и ГС в продуктивном пласте

Потеря давления  $\Delta P_{II}$  в общем случае вызвана силами трения, изменением кинетической энергии жидкости и гидростатическим градиентом, как показано на рис. 4.7.

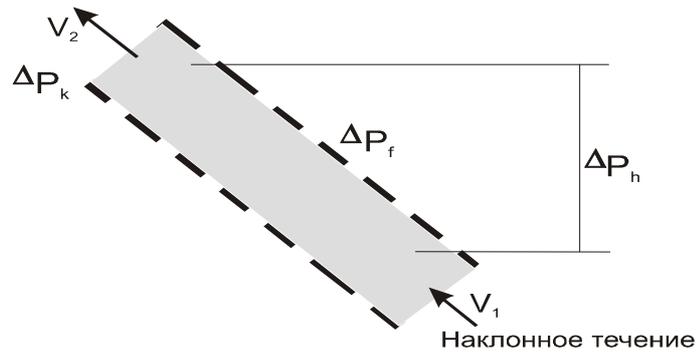


Рис. 4.7 К определению распределения давления по стволу ГС

$$\Delta P_{\Pi} = \Delta P_f + \Delta P_k + \Delta P_h \quad (4.2)$$

$$\Delta p_f = 1,02 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{fL\rho\Delta v^2}{2g_c D} \quad (4.3)$$

$$\Delta p_k = 1,02 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{1}{2} \rho \Delta(v^2) \quad (4.4)$$

$$\Delta P_h = 1,02 \cdot 10^{-2} \cdot \rho g_c \Delta Z \quad (4.5)$$

где -  $f$  - коэффициент трения,  $\rho$  - плотность жидкости в  $\text{кг/м}^3$ ,  $v$  - скорость жидкости в  $\text{м/с}$ ,  $g_c$  - ускорение силы тяжести в  $\text{м/с}^2$ ,  $\Delta z$  - интервал перфорации в м,  $L$  - длина перфорации в м, коэффициент трения зависит от числа Рейнольдса,  $R_e$

$$R_e = \frac{v \cdot \rho \cdot D}{\mu}, \quad (4.6)$$

где  $\mu$  - вязкость жидкости,  $\text{мПа}\cdot\text{с}$ ;

$D$  – внутренний диаметр, м;

$\rho$  - плотность жидкости,  $\text{кг/м}^3$ .

Коэффициент трения для однофазного течения, т.е. при закачке газа или воды, вычисляется с помощью уравнения однофазного течения жидкости по стволу.

При течении с числом  $R_e < 2000$  справедливо:

$$f = \frac{64}{R_e} \quad (4.7)$$

При  $R_e = 4000$  используется следующее соотношение:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1.8 \log \left[ \frac{6.9}{R_e} + \left( \frac{e}{3.7D} \right)^{(10/9)} \right] \quad (4.8)$$

где  $e$  - абсолютная шероховатость ствола скважины в м.

Течение обычно проходит в зоне с числом  $R_e$  от 2000 до 4000. В этой зоне средневзвешенные коэффициенты трения вычисляются по формулам (4.7) и (4.8).

Уменьшение кинетической энергии  $P_k$  вызвано изменением скорости течения жидкости вдоль ствола скважины. Скорость течения зависит от диаметра ствола скважины и притока жидкости через перфорационные отверстия. Приток жидкости через перфорационные отверстия принимается на входе ствола скважины с нулевой продольной скоростью, с ее увеличением до скорости течения в сегменте ствола.

С другой стороны, потеря давления за счет гравитации может быть значительной в случае сильно наклонной скважины. Поэтому интервал перфорации должен быть точно определен и указан в исходных данных расчета.

Полная потеря давления вычисляется по формуле (4.9) для каждого сегмента перфорации, затем прибавляется к давлению добывающей скважины:

$$P_c(i) = P_c(i-1) + \Delta P_{II}(i), \quad (4.9)$$

где -  $P_c(i)$  - давление в  $i$ -ой перфорации скважины. Для нагнетательной скважины потеря давления вычитается из давления на скважине.

Дебит скважины может быть вычислен по формуле (4.10).

$$q_{жс} = 0,64 \cdot \sum_{i=1}^L w_i k_i h_i \frac{k_{ro,i}}{B_{o,i} \mu_{o,i}} [P_{zp,i} - P_{c,i}] \quad (4.10)$$

где суммирование производится вверх по перфорации и индекс  $i$  указывает номер перфорации;  $w_i$  – величина, обратная скин-фактору скважины;  $kh$  - произведение абсолютной проницаемости на толщину сеточного блока;  $k_{r0}$  и  $\mu_0$  – коэффициенты относительной проницаемости и вязкости нефти, соответственно;  $B_o$  - объемный фактор нефти;  $P_{zp}$  - давление в сеточном блоке.

$kh$  для каждой ГС и НС вычисляется путем преобразования начального анизотропного уравнения диффузии в эквивалентное изотропное уравнение.

Эквивалентная изотропная проницаемость  $k_e$  определяется:

$$k_e = (k_x k_y k_z)^{\frac{1}{3}}, \quad (4.11)$$

где  $k_e, k_x, k_y, k_z$  – коэффициенты проницаемостей – эквивалентной, а также по осям координат  $x, y, z$ , соответственно.

Длины перфорированных участков  $L_x, L_y, L_z$  в направлении каждой координатной оси для изотропной среды вычисляются по формулам:

$$L_x = l \sqrt{\frac{k_e}{k_x}} \sin \theta \cos \omega \quad (4.12)$$

$$L_y = l \sqrt{\frac{k_e}{k_y}} \sin \theta \sin \omega \quad (4.13)$$

$$L_z = l \sqrt{\frac{k_e}{k_z}} \cos \theta \quad (4.14)$$

где  $l$  - физическая длина перфорированного участка,  $\theta$  - угол сегмента скважины относительно вертикального направления,  $\omega$  - угол к оси  $x$ , как показано на рис.4.8. При этом длина перфорированного участка скважины  $L_p$  через ее компоненты вычисляется по формуле:

$$L_p = \sqrt{L_x^2 + L_y^2 + L_z^2}, \quad (4.15)$$

где -  $L_x, L_y, L_z$  - компоненты по  $x, y, z$ , соответственно.

Таким образом,  $kh$  сегмента скважины можно набрать по матрице проницаемостей с соответствующими длинами ствола. Отметим, что  $k_l L_p = l \cdot \sqrt{k_x k_z}$ , если скважина расположена на оси  $y$ .

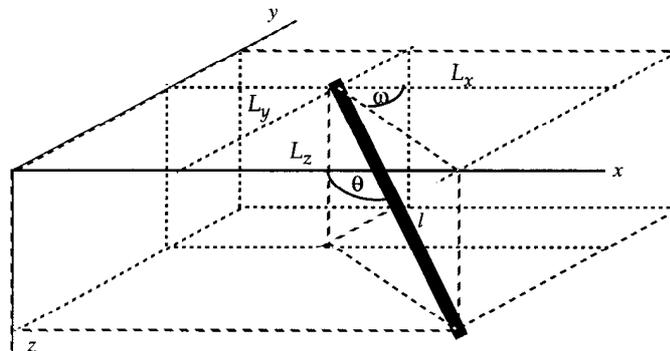


Рис. 4.8 К определению длины и расположения ГС в пласте

Величина, обратная сопротивлению фильтрации в окрестности скважин -  $wi$  - определяется:

$$wi = \frac{2\pi}{\ln\left(\frac{r_b}{r_c}\right) + s}, \quad (4.16)$$

где  $r_e$  - эквивалентный радиус;  $r_c$  - радиус скважины;  $s$  - скин-фактор. Эквивалентный радиус  $R_{by}$  для скважины, расположенной параллельно оси  $y$ , определяется:

$$R_{by} = 0.14 \frac{\sqrt{(k_z/k_x)^{1/2} \Delta x^2 + (k_x/k_z)^{1/2} \Delta z^2}}{0.5[(k_z/k_x)^{1/4} + (k_x/k_z)^{1/4}]}, \quad (4.17)$$

где  $y$  - индекс, указывающий на параллельность скважин оси  $y$ .  
 Формула (4.17) для изотропной среды упрощается и имеет вид:

$$R_{by} = 0.14 \sqrt{\left(\frac{k_e}{k_x} \Delta x^2 + \frac{k_e}{k_z} \Delta z^2\right)}, \quad (4.18)$$

где  $\sqrt{\frac{k_e}{k_x}} \cdot \Delta x$  и  $\sqrt{\frac{k_e}{k_z}} \cdot \Delta z$  - длины сеточного блока.

Для более сложных случаев производят соответствующие тригонометрические преобразования.

Развитием горизонтальных технологий стали многоствольные и многозабойные скважины. Часто их разделяют по отношению к вскрываемому пласту (пропластку). Если стволы в одном пласте – это многозабойная скважина (*extended reached wells*), а если забои в разных пластах, то это многоствольная скважина (*multilateral*). Расчеты для таких случаев притока существенно сложнее, например, для такой скважины, которая пробурена на Ново-Елховском месторождении (рис. 4.9).

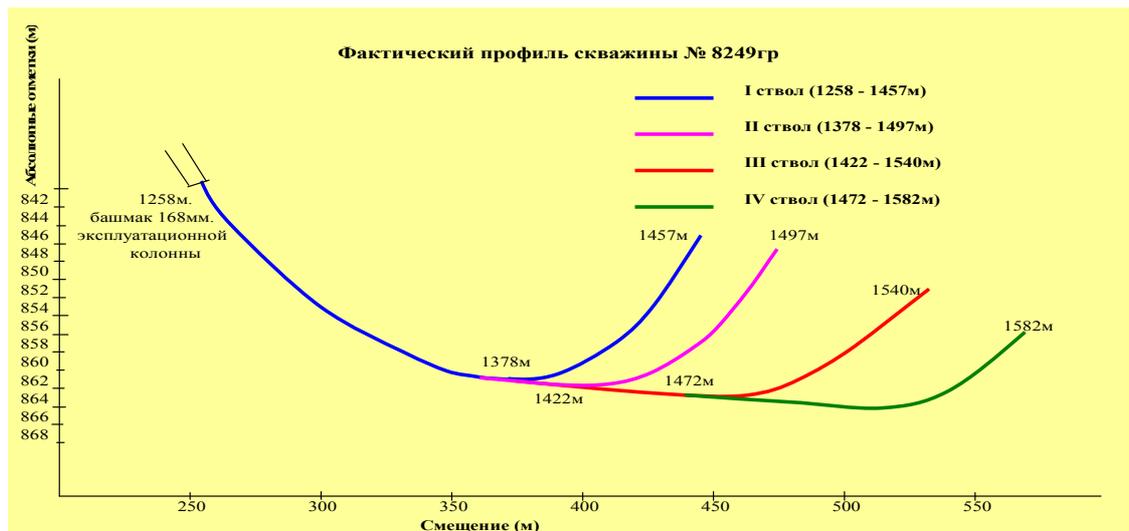


Рис. 4.9 Фактический профиль многозабойной скважины 8249г

Важнейшими показателями эффективности таких скважин является снижение удельных капитальных затрат на единицу дебита скважины, например для приведенной скв. 8249г стоимость по сравнению с вертикальными окружающими больше в 1.5 раза, а дебит больше в 3 раза, в сравнении с подобными ГС, соответственно 1.2 и 1.5 раза. Это позволяет создавать эффективные системы разработки, основанные на комбинациях ВС и ГС, а также с использованием только ГС. Несмотря на очевидные преимущества таких многозабойных и многоствольных скважин, существует ряд проблем в эксплуатации – контроль выработки по стволам, распределение давления вдоль ствола, а при ремонте многоствольных – попадание в нужные стволы.

### **Типы моделей пласта**

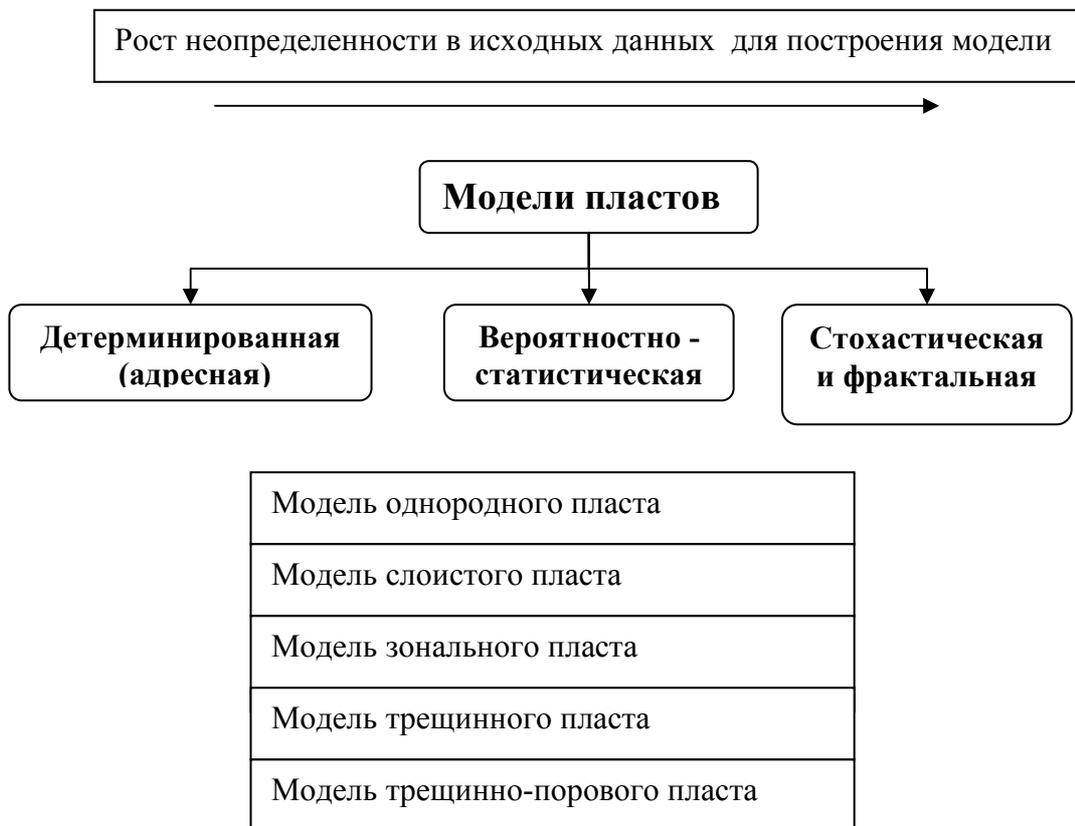
**Модель пласта** – это система количественных представлений о его качественных геолого-физических свойствах, используемая в расчётах.

Основные требования к модели:

1. Модель должна быть достаточно простой для понимания.
2. Модель должна быть адекватна рассматриваемым объектам и процессам.

Источниками информации для моделей являются:

- данные сейсмических исследований;
- результаты геофизических исследований скважин (ГИС);
- данные лабораторных исследований (как свойств породы, так и пластовых флюидов);
- интерпретация результатов гидродинамических исследований (ГДИ);
- анализ результатов разработки для разрабатываемых залежей;
- ряд специальных исследований.



### Детерминированная (адресная) модель

Это модель, в которой стремятся воспроизвести как можно точнее фактическое строение и свойства пластов. Пласт разбивается на ячейки и каждой ячейке присваивается массив свойств и параметров (например, пористость, проницаемость ( $K_x$ ,  $K_y$ ,  $K_z$ ), нефте-газо-водонасыщенность и т.д.) (рис. 4.10).

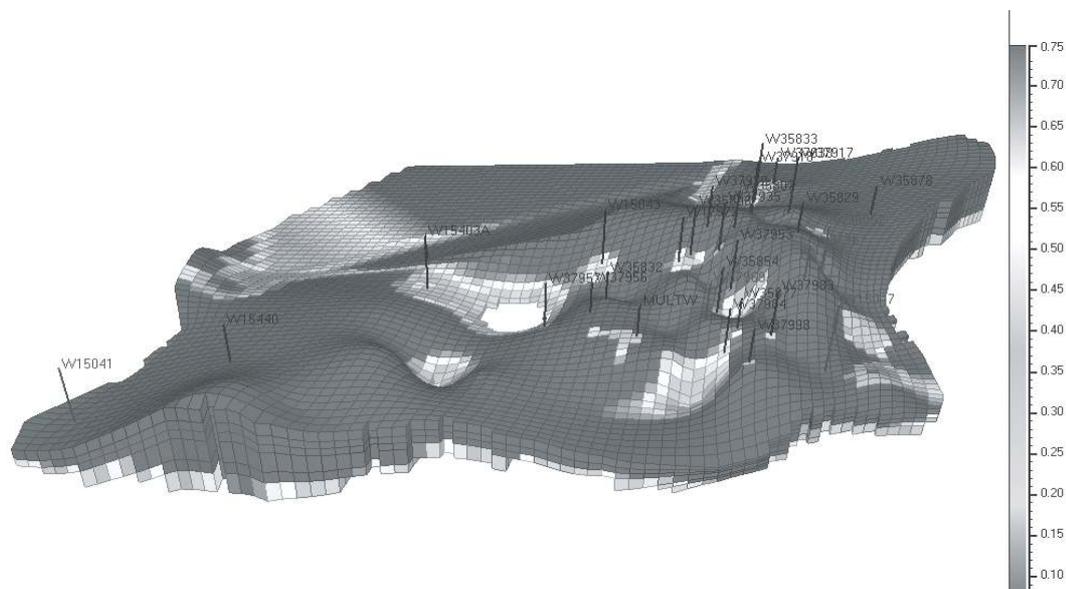


Рис. 4.10 Детерминированная модель пласта (распределение водонасыщенности)

## Вероятностно-статистическая модель

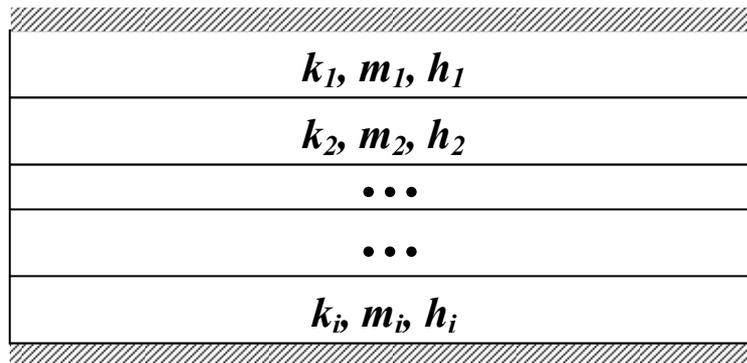
Вероятностно-статистические модели не отражают детальные особенности строения и свойства пластов. При их использовании ставят в соответствие реальному пласту некоторый гипотетический пласт, имеющий такие же вероятностно-статистические характеристики, что и реальный.

### *Модель однородного пласта*

В этой модели основные параметры реального пласта (пористость, проницаемость), изменяющиеся от точки к точке, осредняют по площади (2D модель) или по объему (3D модель).

### *Модель слоистого пласта*

Эта модель неоднородного пласта представляет собой структуру (пласт), состоящую из набора слоев толщиной  $h_i$  с пористостью  $m_i$  и проницаемостью  $k_i$ , а каждый слой представляется моделью однородного пласта:



### *Модель трещинного и трещинно-порового пласта (модель двойной пористости)*

**Трещинный пласт** – если нефть в пласте залегает в трещинах, разделяющих непористые и непроницаемые блоки породы, то модель такого пласта может быть представлена в виде набора непроницаемых кубов (рис.4.11).

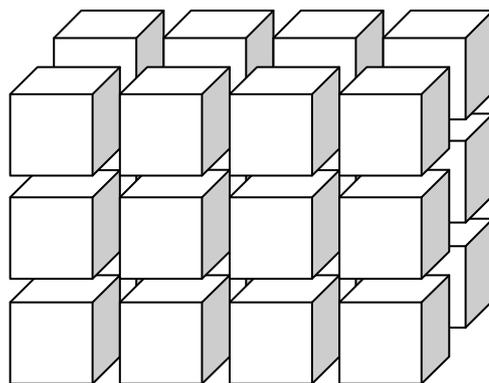


Рис. 4.11 Модель трещинного (в случае непроницаемых блоков) и трещинно-порового (в случае проницаемых блоков) пласта.

**Трещинно-поровый** пласт (модель двойной пористости - *dual-porosity*) – в этом случае необходимо рассматривать два отдельных, но взаимосвязанных процесса – движение жидкости в трещинах и в блоках породы. В таких случаях часто применяется упрощение процесса вытеснения – движение жидкости по трещинам, а вытеснение из блоков в трещины за счет капиллярной пропитки.

#### **Физическая модель пласта**

**Физическая модель пласта** – это масштабированное представление пласта или электрогидродинамический его аналог. Такая модель используется для оценки параметров вытеснения и охвата пласта с целью приближенной оценки эффективности извлечения нефти или для использования в гидродинамической модели. В качестве модели пласта часто используются образцы керна, ориентированно выпиленные из скважинных образцов, или набитые песком или карбонатной породой трубы. Для исследований они обычно насыщаются пластовыми флюидами, а вытеснение осуществляется различными флюидами и реагентами. Такие модели позволяют в простейшем случае получать коэффициенты вытеснения, а в более сложных случаях и оценивать коэффициент охвата, как это позволяет, например т.н. «ветвящаяся» модель пласта (рис. 4.12), разработанная в ТатНИПИнефть.

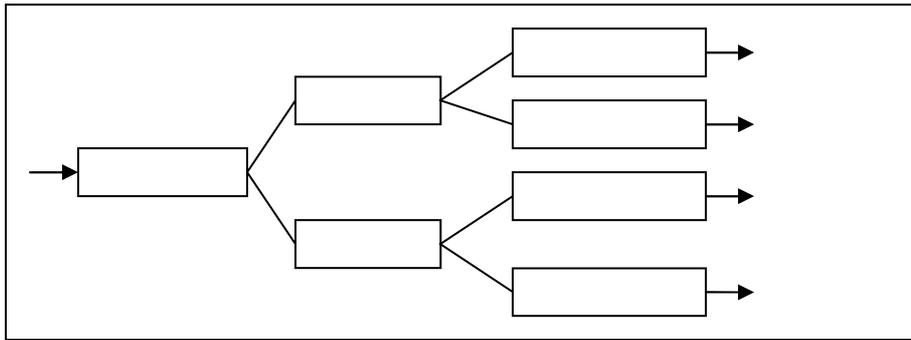


Рис. 4.12 «Ветвящаяся» модель пласта.

*Электрогидродинамический аналог пласта (ЭГДА)* – такие модели используют следующее соответствие электрических и гидродинамических процессов. Перепад давления – это электрическая разность потенциалов, а расход – это сила тока. Таким образом, фильтрационное сопротивление – это электрическое сопротивление.

## Лекция №5

План:

1. Упругий режим. Его проявления и области применения.
2. Замкнутый упругий режим.
3. Жёстко-водонапорный режим. Основная формула упругого режима.
4. Принцип суперпозиции при упругом режиме.

### Режимы работы нефтяных месторождений

Режим работы месторождения – это форма преобладающего типа пластовой энергии, посредством которой нефть движется к добывающим скважинам.

Режим работы пласта определяется как искусственно созданными условиями разработки месторождения, эксплуатации скважин, так и природными геолого-физическими условиями. Режим можно устанавливать, поддерживать, контролировать и заменять другим. Однако необходимо помнить, что не всегда смена режима обратима.

Технологические условия и энергетические особенности залежи лишь способствуют реализации того или иного режима разработки месторождения. При одних и тех же условиях можно реализовать различные режимы, но их эффективность будет различна. Рассматриваются следующие режимы:

- упругий;
- упруго-водонапорный;
- жестко-водонапорный;
- режим растворенного газа;
- газонапорный (режим газовой шапки);
- гравитационный;
- смешанный.

## Упругий режим. Его проявления и области применения

Прежде чем начать изучение упругого режима, необходимо вспомнить некоторые элементарные сведения из физики пласта.

**Коэффициент сжимаемости породы:**

$$\beta_n = -\frac{1}{V_n} \frac{dV_n}{dp}, \beta_n = (0,26 \div 5) \cdot 10^{-4}, 1/\text{МПа} \quad (5.1)$$

**Коэффициенты сжимаемости нефти и воды:**

$$\beta_n = -\frac{1}{V_n} \frac{dV_n}{dp}, \beta_n = (7 \div 30) \cdot 10^{-4}, 1/\text{МПа}$$
$$\beta_b = -\frac{1}{V_b} \frac{dV_b}{dp}, \beta_b = (2,7 \div 5) \cdot 10^{-4}, 1/\text{МПа}$$

**Коэффициент упругоёмкости пласта:**

$$\beta^* = \beta_n + m \cdot \beta_{ж}, 1/\text{МПа},$$

где  $m$  – пористость породы,

$\beta_{ж}$  – коэффициент сжимаемости жидкости, по аналогии с коэффициентами сжимаемости нефти и воды.

**Зависимость объема, занимаемого материалом породы от среднего нормального напряжения (как решение уравнения 5.1):**

$$V_n = V_{0n} \cdot e^{-\beta_n \cdot (\sigma - \sigma_0)} \approx V_{0n} \cdot [1 - \beta_n \cdot (\sigma - \sigma_0)],$$

где  $\sigma, \sigma_0$  – среднее нормальное и начальное среднее нормальное напряжение,

$V_n, V_{0n}$  – объем, занимаемый породой в начальном и текущем напряжениях.

В пласте могут происходить следующие типы деформаций:

- упругие;
- упругопластические;
- пластические (необратимые).

Теория упругого режима рассматривает только упругие (обратимые) деформации. Однако на практике это реализуется далеко не всегда. Например, некоторые поры могут полностью «схлопнуться», глины, соли могут «по-

течь» в область пониженного давления, может произойти переупаковка зёрен в породе и т.д.

При снижении пластового давления объем сжатой жидкости увеличивается, а объем порового пространства сокращается за счет расширения материала пласта. Все это способствует вытеснению жидкости из пласта в скважину.

Хотя коэффициенты объемной упругой деформации жидкости и породы пласта очень малы, но зато велики объемы пласта и насыщающих его флюидов. Поэтому объемы жидкости, извлекаемой из пласта за счет упругости пласта и жидкости, могут быть весьма значительными.

**Упругий запас пласта** – это объем жидкости в пластовых условиях, который можно извлечь из пласта при снижении давления до заданного предельного значения за счет объемной упругости пласта и насыщающих его жидкостей.

Можно сказать и так:

**Упругий запас** – это возможное изменение порового объема пласта в целом при изменении пластового давления на заданное предельное значение, исходя из условий разработки и эксплуатации месторождения.

Из определения следует, что:

$$V_{\text{упр}} = V_{\text{пл}} \cdot \beta^* \cdot \Delta p,$$
$$\Delta p = p_0 - p(t)$$

где  $V_{\text{пл}}$  – объем пласта,

$p_0$  – начальное пластовое давление,

$p(t)$  – текущее пластовое давление.

**Разработка нефтяного месторождения при упругом** – это процесс извлечения нефти из недр в условиях, когда пластовое давление превышает давление насыщения, поля давлений и скоростей продвижения нефти и воды, насыщающих пласт, а также воды в его законтурной области изменяются во времени в каждой точке пласта.

Упругий режим проявляется во всех случаях, когда изменяются дебиты добывающих нефть скважин или расходы воды, закачиваемой в нагнетательные скважины. Однако даже при установившемся режиме в пределах нефтеносной части пласта, например, в процессе разработки месторождения с использованием законтурного заводнения, в законтурной области будет наблюдаться перераспределение давления за счет упругого режима.

При пуске, например, добывающей скважины давление в ней уменьшается по сравнению с пластовым. По мере отбора нефти запас упругой энергии в призабойной зоне уменьшается, т. е. жидкость и породы оказываются менее сжатыми, чем раньше.

Теорию упругого режима используют чаще всего для решения следующих задач:

1. Определение величин давления на забое скважины в результате ее пуска, остановки или изменения режима эксплуатации, а также при интерпретации результатов исследования скважин с целью определения параметров пласта (кривые восстановления давления (КВД) для добывающих скважин и кривые падения давления (КПД) для нагнетательных скважин).
2. Расчеты перераспределения давления в пласте и, соответственно, изменения давления на забоях одних скважин, в результате пуска-остановки или изменения режима работы других скважин, разрабатывающих пласт (гидропрослушивание пласта).
3. Расчеты изменения давления на начальном контуре нефтеносности месторождения или средневзвешенного по площади нефтеносности пластового давления при заданном во времени поступлении воды в нефтеносную часть из законтурной области месторождения.
4. Расчеты восстановления давления на контуре нефтеносного пласта в случае перехода на разработку месторождения с применением заводнения или при расчетах процесса перетока воды в законтурную область пласта, если задано давление на контуре нефтеносности.

5. Определение продолжительности процесса достижения установившегося режима в каком-либо элементе системы разработки с воздействием на пласт с помощью заводнения и т.д.

Виды проявления упругого режима зависят от свойств пласта, насыщающих его флюидов, от наличия, объёма и активности водоносной области.

### **Дифференциальное уравнение фильтрации упругой жидкости в упругой пористой среде**

Для описания переноса массы жидкости в пласте используется подход на основе метода материального баланса, так называемое уравнение неразрывности массы жидкости. Дифференциальное же уравнение фильтрации упругой жидкости в упругой пористой среде получено при совместном использовании 4-х уравнений:

- 1) уравнение неразрывности (сохранения массы);

$$\left[ \frac{\partial(\rho V_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho V_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho V_z)}{\partial z} \right] + \frac{\partial(\rho m)}{\partial t} = 0;$$

- 2) уравнение фильтрации Дарси:

$$V_x = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x}, \quad V_y = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y}, \quad V_z = -\frac{k}{\mu} \left( \frac{\partial p}{\partial z} + \rho g \right);$$

- 3) уравнение состояния упругой жидкости:

$$\rho = \rho_0 + \beta_{ж} (p - p_0);$$

- 4) уравнение состояния пористой среды:

$$m = m_0 + \beta_n (p - p_0).$$

В этом случае использованы исходные предпосылки – проницаемость пласта в процессе изменения давления остается постоянной, физико-химическое взаимодействие между жидкостью и поверхностью горной породы отсутствует, неньютоновские свойства жидкости не учитываются, пласт является поровым. В действительности эти предпосылки обычно не соответствуют действительности.

В курсе подземной гидромеханики из уравнения неразрывности было получено дифференциальное уравнение фильтрации упругой жидкости в упругой пористой среде. По предложению В.Н. Щелкачева это уравнение было названо уравнением пьезопроводности (по аналогии с уравнением теплопроводности):

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \chi \cdot \left( \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} \right),$$

Или, для радиального случая:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \chi \cdot \left( \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right),$$

где  $\chi = \frac{k}{\mu \cdot \beta^*}$  – коэффициент пьезопроводности.

Из уравнения пьезопроводности выводятся основные формулы и соотношения упругого режима.

### **Замкнутый упругий режим**

Этот режим реализуется в замкнутом, изолированном пласте (рис. 5.1). Конечный коэффициент нефтеотдачи при разработке на этом режиме равен приблизительно 2%.

Приток к скважине будет иметь место до тех пор, пока пластовое давление не выровняется с забойным. При реализации этого режима давление в пласте быстро снижается и может произойти быстрый переход на режим растворенного газа.

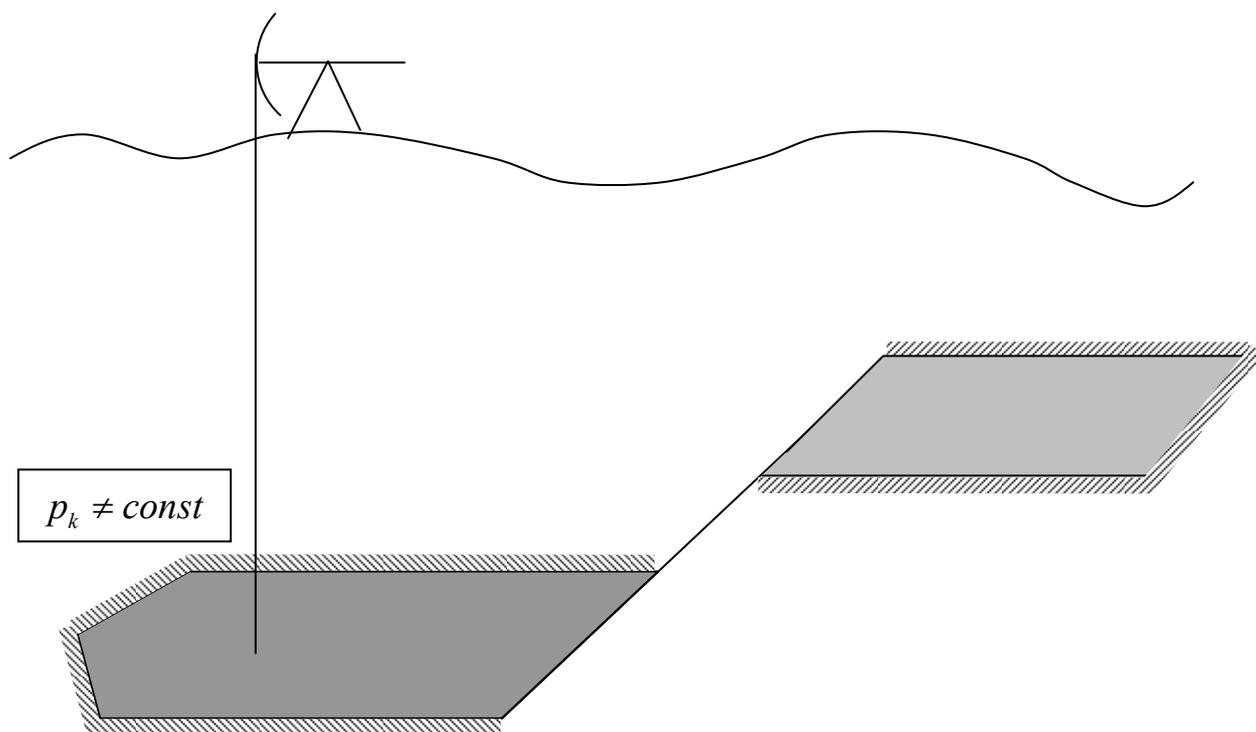


Рис. 5.1 Схема замкнутого пласта

Для случая замкнутого пласта можно записать:

$$\frac{d\bar{p}}{dt} = -\frac{Q(t)}{V \cdot \beta^*},$$

где  $\bar{p}$  – средневзвешенное по объему пластовое давление.

### Жёстко-водонапорный режим

Это случай, когда пласт можем считать бесконечным (рис. 5.2). Возможность пополнения из водоносной области – не ограничена. Таким образом, давление на контуре питания постоянно. Например, месторождение Аль Хамра в Ливии после 25 лет разработки давление остается равным начальному, при этом обводненность уже превысила 80%.

Конечный коэффициент извлечения нефти при разработке на этом режиме может превышать 70%. На месторождении Статфьорд (Северное море) почти за 30 лет разработки (с 1978 г.) текущий коэффициент извлечения нефти превысил 72%.

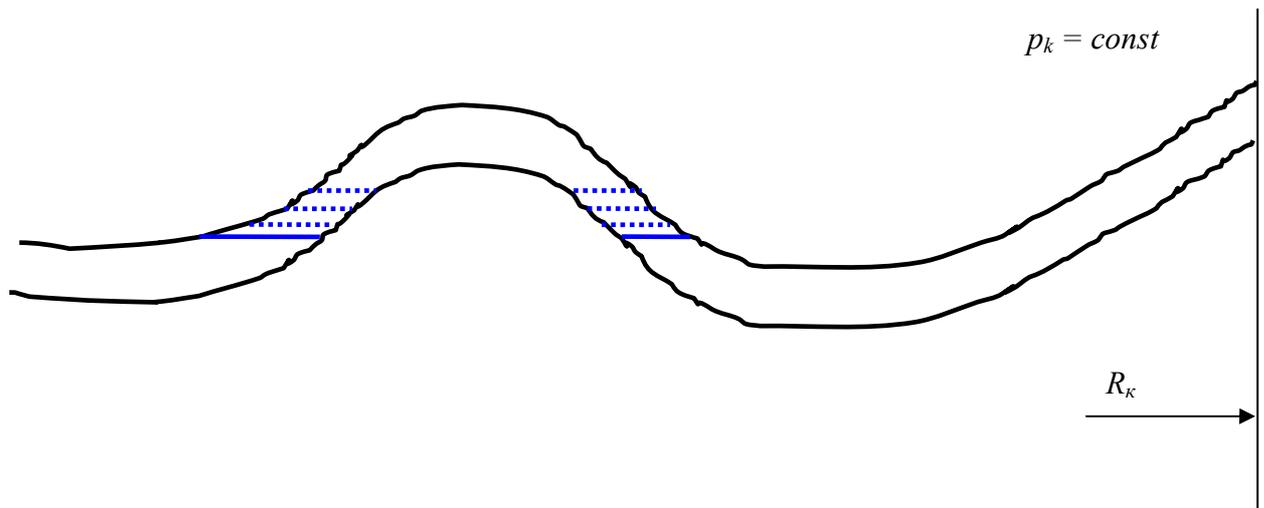


Рис. 5.2 Схематизация пласта для расчета жестко-водонапорного режима

Для этого случая пусть в неограниченном тонком горизонтальном пласте постоянной толщины имеется добывающая скважина нулевого радиуса (точечный сток). Начальное пластовое давление во всем пласте одинаково и равно  $p_0$ .

В момент времени  $t = 0$  скважина пущена в эксплуатацию с постоянным объемным дебитом  $Q_0$ . В пласте образуется неустановившийся плоскорадиальный поток упругой жидкости. Распределение давления в пласте (в любой его точке в любой момент времени)  $p(r, t)$  определяется результатом интегрирования уравнения:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \chi \cdot \left( \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right),$$

при следующих начальных и граничных условиях:

$$p(r, t) = p_k, \text{ при } t = 0$$

$$p(r, t) = p_k, \text{ при } r = \infty$$

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=0} = Q_0 = const, \text{ при } r = 0, t > 0.$$

В результате получим **основную формулу упругого режима**:

$$p(r, t) = p_k - \frac{Q_0 \cdot \mu}{4\pi kh} [-\text{Ei}(-x)],$$

$$\text{где } x = \frac{r^2}{4\chi t}.$$

$$-\text{Ei}(-x) = \int_x^\infty \frac{e^{-x}}{x} dx - \text{интегральная показательная функция.}$$

Интегральная показательная функция – это функция, приводящаяся часто в табулированной форме (см., например, учебник Ю.П. Желтова [5]). Однако современные математические пакеты программ позволяют вычислять её легко и быстро, не прибегая к таблицам. Результат расчета может быть представлен и в графическом виде (рис. 5.3).

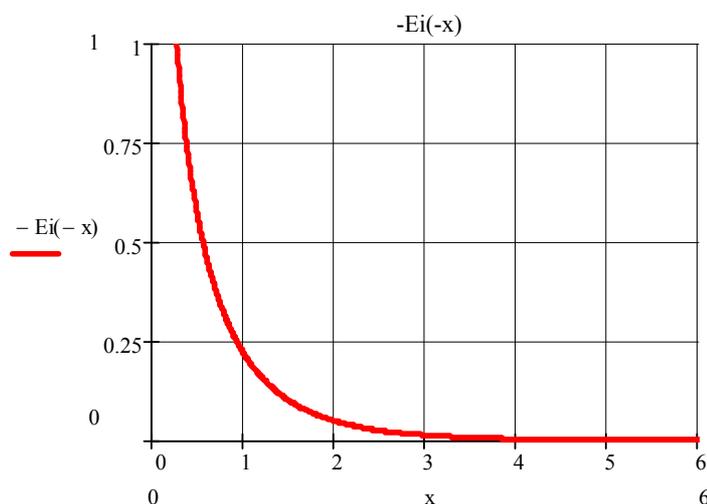


Рис. 5.3 Зависимость интегральной показательной функции от безразмерной координаты

Интегральную показательную функцию можно представить в виде ряда:

$$-Ei(-x) = \ln \frac{1}{x} - 0,5772 + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^{n+1}}{nn!} x^n$$

При  $\frac{4\chi t}{r^2} > 32,33$  суммой ряда можно пренебречь, т.е. можно записать:

$$-Ei(-x) \approx \ln \frac{1}{x} - 0,5772$$

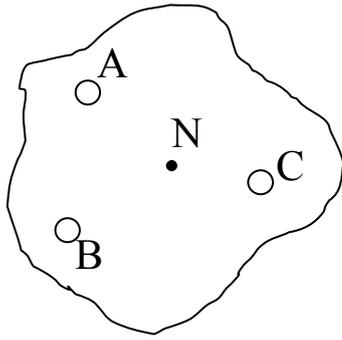
Тогда *основная формула упругого режима* запишется как:

$$p(r, t) = p_k - \frac{Q_0 \cdot \mu}{4\pi kh} \left( \ln \frac{4\chi t}{r^2} - 0,5772 \right),$$

или

$$\Delta p(r, t) = \frac{Q_0 \cdot \mu}{4\pi kh} \left( \ln \frac{4\chi t}{r^2} - 0,5772 \right).$$

### Принцип суперпозиции при упругом режиме



Пусть на месторождении пущены в работу несколько скважин А, В и С. Очевидно, что на изменение давления в пласте будет влиять работа каждой скважины.

Оказалось, что вклады от работы каждой скважины можно сложить арифметически. Это имеет строгое математическое доказательство, которое приводится в курсе подземной гидромеханики. Таким образом, можно записать:

$$\Delta p_N = \Delta p_A + \Delta p_B + \Delta p_C.$$

Очевидно, что всё сказанное выше относится и к нагнетательным скважинам. За тем лишь исключением, что нагнетательная скважина будет увеличивать давление, а значит, изменение давления будет с противоположным знаком.

## Лекция №6

План:

1. Упруго-водонапорный режим.
2. Задача Ван Эвердингена - Херста (Van Everdingen - Hurst) и её решение.
3. Интеграл Дюамеля. Решение Ю.П. Желтова для случая переменного дебита.
4. Характерная динамика основных технологических показателей при всех видах упругого режима.

### Упруго-водонапорный режим

В случае упруго-водонапорного режима водоносная область имеет некоторые конечные размеры (рис.6.1).

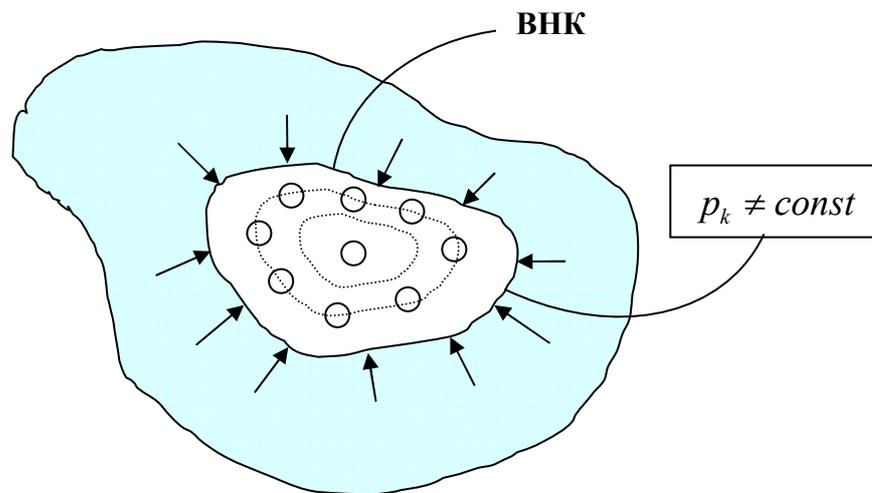


Рис. 6.1 Схематизация залежи для расчета упруго-водонапорного режима

Упрощенно проявление этого режима можно представить следующим образом: в центре залежи – водонапорный режим, а на границе водяной области – упругий.

Конечный коэффициент нефтеотдачи при разработке на этом режиме может достигать 60%.

Расчет технологических показателей при упруго-водонапорном режиме осуществляется с использованием такого приёма, как «укрупненная скважина». По этому же принципу рассчитываются и показатели разработки газовых месторождений.

Всё месторождение рассматривают как укрупнённую скважину, у которой забойное давление – это давление на контуре месторождения.

### Задача Ван Эвердингена - Херста и её решение

Пусть количество отбираемой жидкости из месторождения  $q_{жс}(t)$  равно количеству поступающей воды к нефтяной залежи из законтурной области пласта  $q_{зб}(t)$ , т.е.  $q_{жс}(t) = q_{зб}(t)$ .

Для расчёта давления на контуре будем считать законтурную область неограниченной. Поскольку в водоносной зоне реализуется упругий режим, то радиальная фильтрация воды в этой области описывается следующим дифференциальным уравнением:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \chi \cdot \left( \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right),$$

где  $p(r, t)$  – давление в некоторой точке законтурной области в некоторый момент времени.

Запишем начальные и граничные условия:

$$\begin{aligned} p(r, t) &= p_{\infty} \text{ при } t = 0; \\ p(r, t) &= p_{\infty} \text{ при } R \leq r \leq \infty; \\ q_{жс} &= -\frac{2\pi kh}{\mu} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=R} = const \end{aligned}$$

где  $R$  – радиус контура питания месторождения.

Решение указанного дифференциального уравнения производится с помощью преобразования функции давления по Лапласу, введением

$$\bar{p}(r, s) = \int_0^{\infty} p(r, t) e^{-st} dt$$

Метод решения этого уравнения при данных начальных и граничных условиях выходит за рамки курса высшей математики для технических ВУЗов. Поэтому приведём здесь сразу решение, полученное *Ван Эвердингом - Херстом*:

$$p(\rho, \tau) = p_\infty - \frac{q_{36}\mu}{2\pi kh} \cdot f(\rho, \tau), \text{ где}$$

$$f(\rho, \tau) = \frac{2}{\pi} \int_0^\infty \frac{(1 - e^{-u^2\tau}) \cdot [J_1(u)Y_0(u\rho) - Y_1(u)J_0(u\rho)]}{u^2 [J_1^2(u) + Y_1^2(u)]} du, \quad (6.1).$$

$$\rho = \frac{r}{R}; \quad \tau = \frac{\chi t}{R^2}.$$

Функции  $J_0(u\rho)$ ,  $J_1(u)$ ,  $Y_0(u\rho)$ ,  $Y_1(u)$  называются функциями Бесселя. В данном курсе функции Бесселя подробно не рассматриваются.

На контуре  $r = R$ , поэтому для определения изменения во времени давления  $p_{кон}(t)$  необходимо использовать значение функции  $f(\rho, \tau)$  при

$$\rho = \frac{r}{R} = 1, \text{ т.е. } f(1, \tau) \quad (6.2).$$

Достаточно громоздкий интеграл можно с хорошей точностью аппроксимировать следующей формулой:

$$f(1, \tau) = 0,5 \left[ 1 - e^{-8,77 \lg(1+\tau)} \right] + 1,12 \lg(1 + \tau),$$

или

$$f(1, \tau) = 0,5 \left[ 1 - (1 + \tau)^{-3,81} \right] + 1,12 \ln(1 + \tau),$$

*Небольшое замечание:* Как видно, наличие радиуса у скважины при упругом режиме (будь она укрупненная или обычная) неизбежно приводит к сложным вычислениям. Именно поэтому при формулировке основного уравнения упругого режима мы оговорили, что скважина у нас представлена в виде точечного стока, т.е. сток происходит в точку с нулевым радиусом.

## Интеграл Дюамеля. Решение Ю.П. Желтова для случая переменного дебита

На практике постоянство добычи жидкости, принятое в качестве допущения в предыдущей задаче, соблюдается редко.

Рассчитаем изменение давления на контуре при переменном во времени дебите  $q_{зв} = q_{зв}(\tau)$  (рис. 6.2).

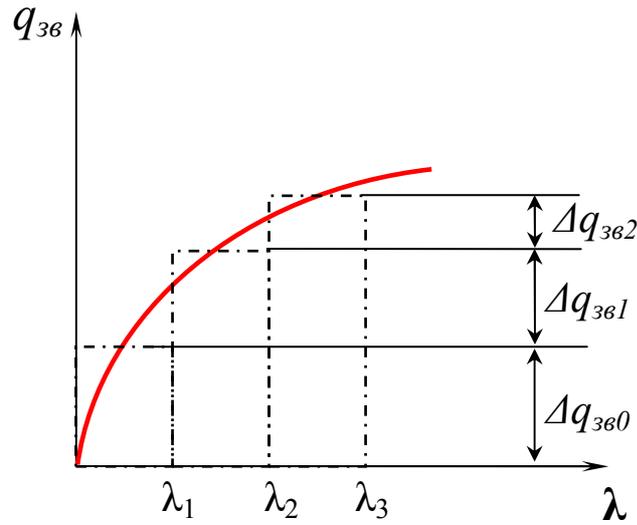


Рис. 6.2 Схема изменения давления на контуре питания во времени

Разобьём зависимость  $q_{зв} = q_{зв}(\tau)$  на равные ступени по времени, при этом помним, что  $\tau$  - безразмерное время. Причем каждая ступень  $\Delta q_{звi}$  начинается в момент времени  $\lambda_i$ . Таким образом, используем два времени:  $\tau$ , исчисляемое с начала разработки месторождения, и  $\lambda$  с отдельными моментами времени  $\lambda_i$ , соответствующими ступеньками по дебиту:

$$\Delta q_{звi} = \text{const.}$$

В предыдущем разделе для давления на контуре было получено (6.1), что:

$$p_{\text{кон}}(\tau) = p_{\infty} - \frac{q_{зв}\mu}{2\pi kh} \cdot f(1, \tau).$$

Учитывая, что  $q_{зв}$  – это переменная величина, а так же учитывая разбие-ние динамики  $q_{зв}$  на ступени, запишем:

$$p_{\text{кон}}(\tau) = p_{\infty} - \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \sum_0^{q_{\text{зв}}} [\Delta q_{\text{зв}0} f(1, \tau) + \Delta q_{\text{зв}1} f(1, \tau - \lambda_1) + \Delta q_{\text{зв}2} f(1, \tau - \lambda_2) + \dots] =$$

$$= p_{\infty} - \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \sum_0^{q_{\text{зв}}} \Delta q_{\text{зв}i} f(1, \tau - \lambda_i)$$

Разделим и умножим выражение, стоящее в правой части под знаком суммы, на  $\Delta\lambda$ . В результате получим:

$$p_{\text{кон}}(\tau) = p_{\infty} - \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \sum_0^{\tau} \frac{\Delta q_{\text{зв}i}}{\Delta\lambda} f(1, \tau - \lambda_i) \Delta\lambda$$

Перейдя к пределу при  $\Delta\lambda \rightarrow 0$ , приходим к интегралу:

$$p_{\text{кон}}(\tau) = p_{\infty} - \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \int_0^{\tau} \frac{\partial q_{\text{зв}}}{\partial \lambda} f(1, \tau - \lambda) d\lambda$$

Этот интеграл называется *интегралом Дюамеля*.

Характерная динамика основных технологических показателей при всех видах упругого режима разработки показана на рис. 6.3.

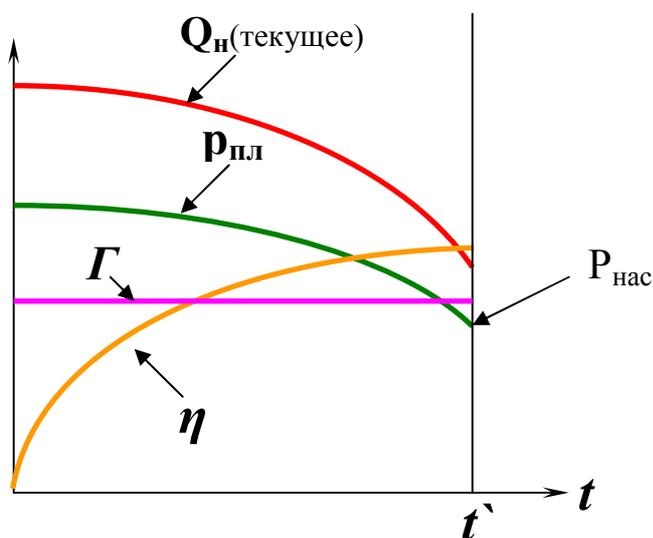


Рис. 6.3 Динамика технологических показателей при упругом режиме разработки:

$t'$  — момент окончания преобладания упругих сил в пластовых процессах;

$\Gamma$  — газовый фактор,

$Q_n$  — текущая добыча нефти,

$P_{пл}$  — пластовое давление,

$\eta$  — коэффициент извлечения нефти.

Такой вид зависимости пластового давления от времени характерен для всех естественных режимов и иногда при заводнении.

## Лекция №7

План:

1. Режим растворённого газа. Некоторые сведения из физики пласта. Процессы, происходящие в пласте, при реализации режима растворённого газа.
2. Методика расчета технологических показателей при режиме растворённого газа.
3. Квазистационарный режим изменения газового фактора и нефтенасыщенности на контуре питания при ступенчатом снижении давления.

### Режим растворённого газа

Режим растворённого газа – это один из естественных режимов разработки. Ещё одно название – режим истощения.

Режим проявляется, когда давление в пласте снижается ниже давления насыщения пластовой нефти газом.

Конечный коэффициент нефтеотдачи при разработке на этом режиме достигает не более 12%, а чаще 6-7%.

Как видим, режим является малоэффективным. Основной причиной этого является происходящие в пласте необратимые фазовые изменения. После разработки на режиме растворённого газа никакой другой режим уже не будет существенно эффективным, так как газ уже никаким рентабельным методом вновь не растворить в нефти.

Для понимания процессов, происходящих в ходе реализации этого режима, вспомним **ряд необходимых фактов из курса физики пласта:**

1. Фазовое состояние углеводородных систем до и после достижения режима растворённого газа проиллюстрировано на рис. 7.1:

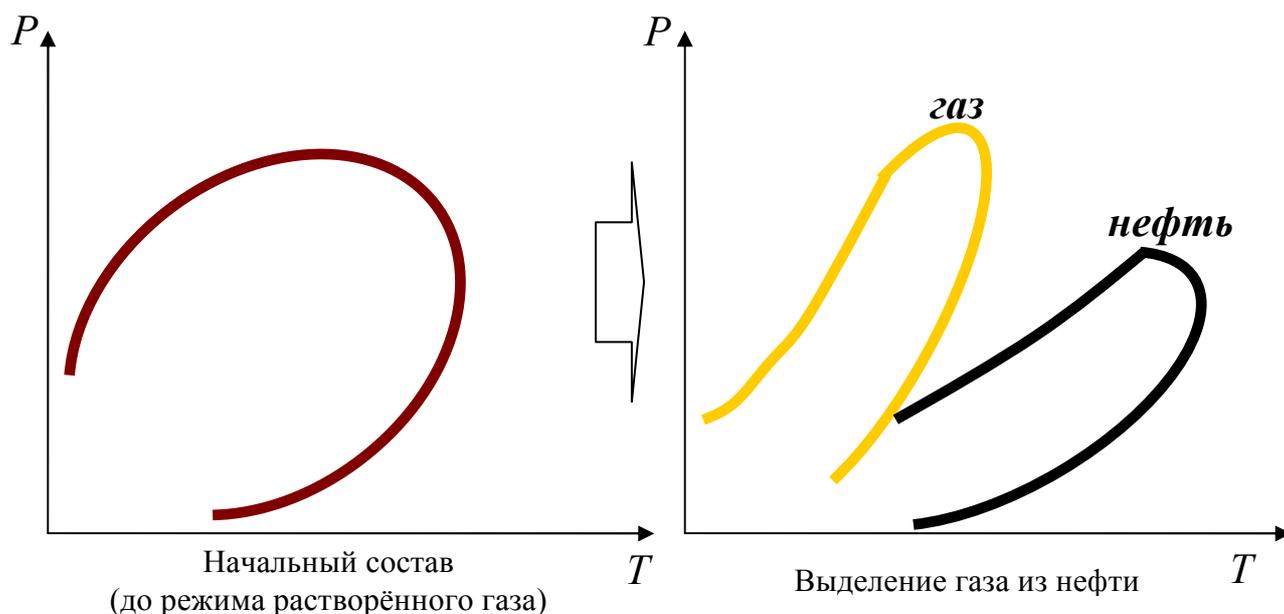


Рис. 7.1 Диаграммы фазового состояния пластовых углеводородов

2. Рассмотрим динамику изменения объёмов жидкости и газа в процессе перехода и последующей разработки на режиме растворённого газа, т.е. при снижении давления во времени ниже давления насыщения (рис. 7.2).

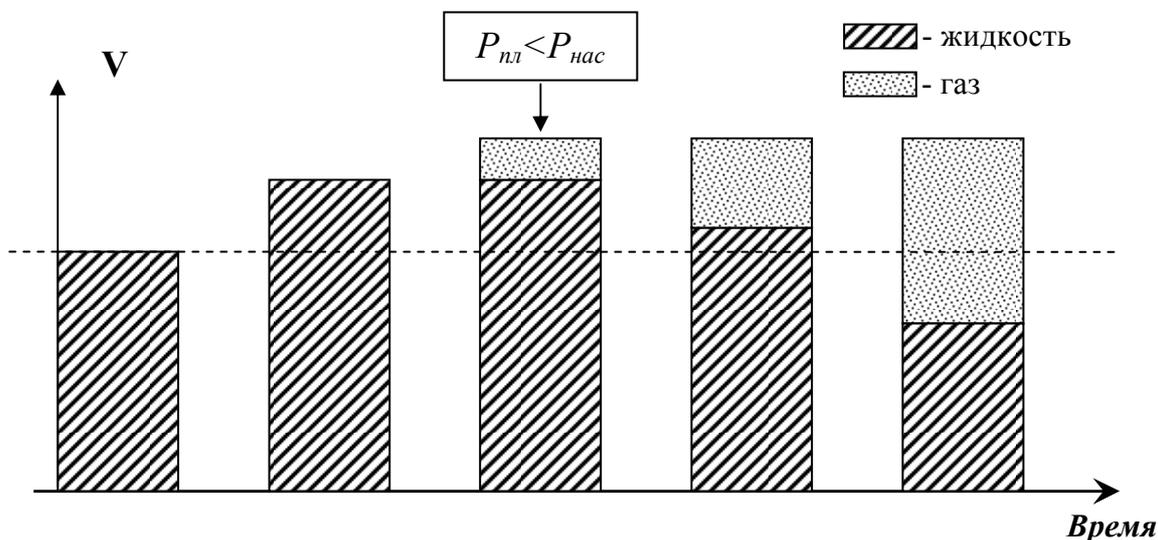


Рис. 7.2 Динамика изменения объёмов жидкости и газа при моделировании процесса перехода и последующей разработки на режиме растворённого газа в свободном объеме

Как видим, значительные изменения начинаются после снижения давления в системе ниже давления насыщения – увеличение объема системы и выделение газа.

**Давление насыщения пластовой нефти газом  $P_{нас}$**  – это такое равновесное давление, при котором пластовая нефть в процессе изотермического расширения (при пластовой температуре) переходит в двухфазное состояние (газ-жидкость).

Однако при выделении газа меняется не только объёмное соотношение фаз, но и их свойства. Причем свойства жидкой и газовой фаз отличаются значительно.

**Объёмный коэффициент нефти** – это отношение объёма нефти с растворённым в ней газом к объёму дегазированной нефти (при давлении в системе меньше давления насыщения пластовой нефти газом). Зависимость объёмного коэффициента от давления приведена на рис. 7.3.

$$b_n = \frac{V_{н.пл}}{V_{н.дг}}$$

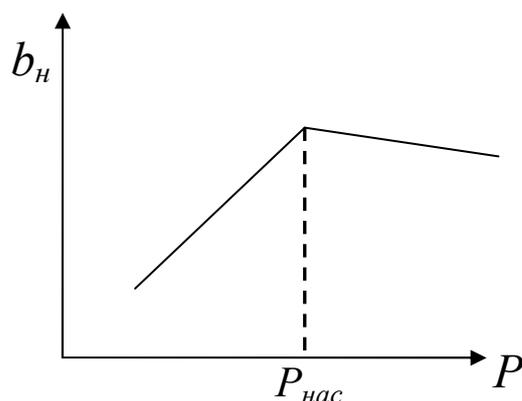


Рис. 7.3 Зависимость объёмного коэффициента нефти от давления

Характерную зависимость имеет и вязкость нефти (рис. 7.4):

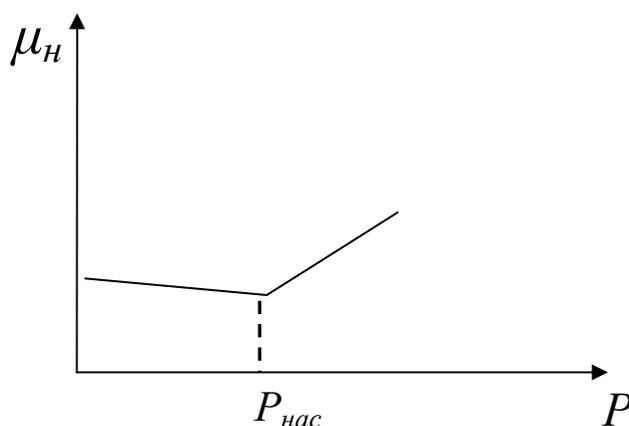


Рис. 7.4 Зависимость вязкости нефти от давления

Таким образом, после выделения газа из нефти, её вязкость увеличивается, снижается подвижность нефти в пласте, что, безусловно, усложняет её извлечение.

Теперь рассмотрим динамику изменения *газового фактора* в ходе добычи при реализации режима растворённого газа. Существует два возможных сценария (рис. 7.5.).

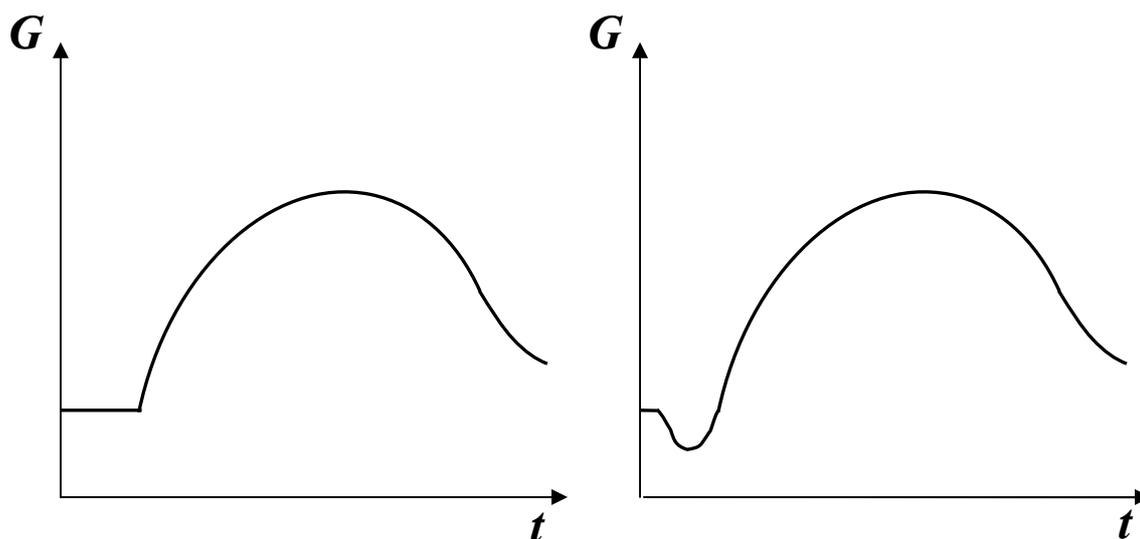
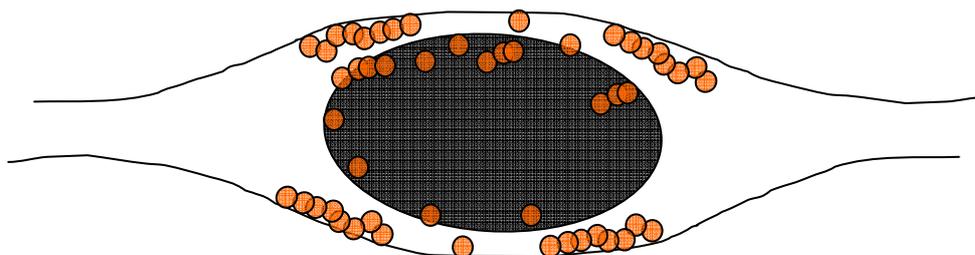


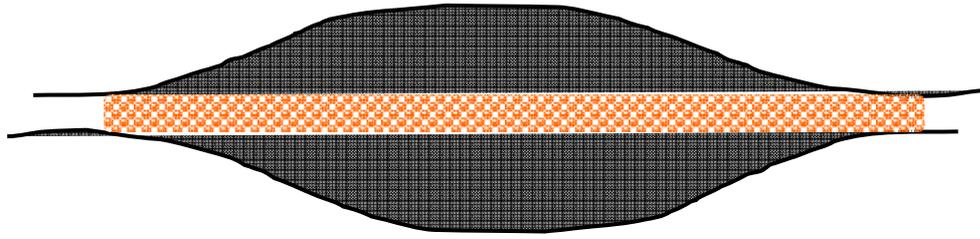
Рис. 7.5 Варианты динамики изменения газового фактора

В первом случае, количество газа в добываемой продукции сначала постоянно, а затем увеличивается. Достигнув некоторого максимума, идёт снижение газового фактора, что свидетельствует об истощении пласта.

Второй сценарий отличается только на первой стадии. Незначительное снижение газового фактора объясняется тем, что часть газа уже выделилась из нефти, но удержалась в пласте. Это более характерно для низкопроницаемых пластов, так как они часто являются гидрофобными:



В обоих случаях пузырьки газа после выделения сливаются и превращаются в самостоятельную фазу:



Из теории многофазной фильтрации известно, что газ является с самого начала подвижной фазой и гораздо, более подвижной, чем нефть и вода (рис. 7.6).

Со временем газ занимает всё больший объём и газ проскальзывает через нефть.

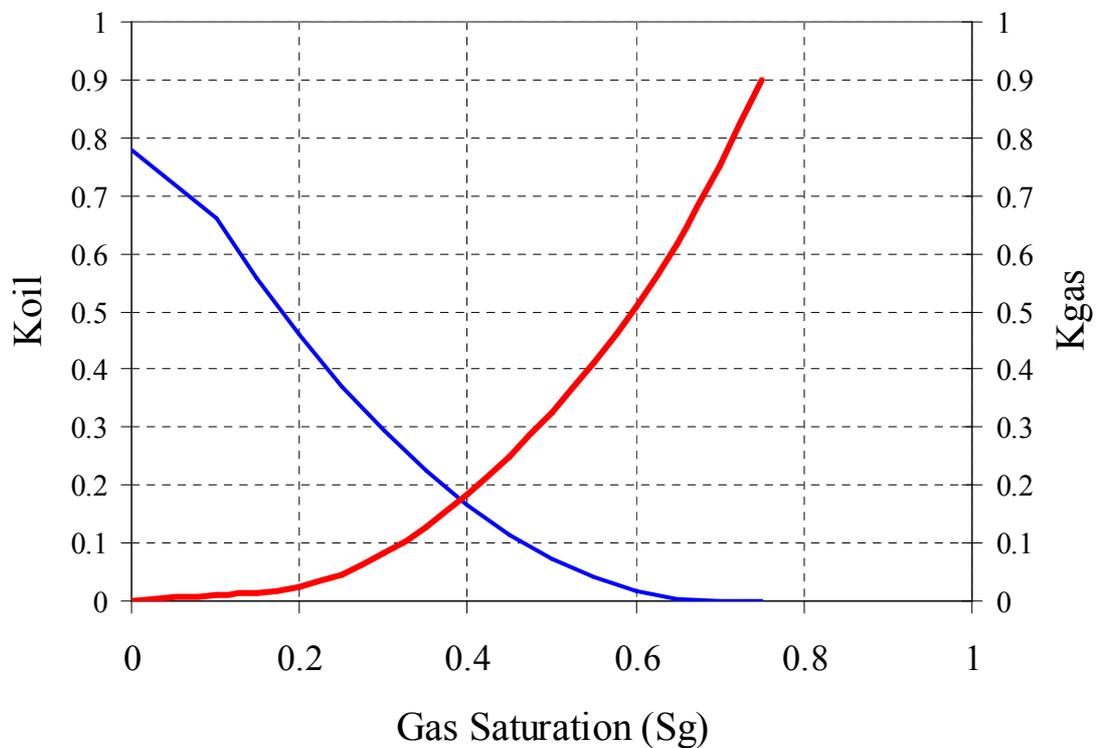


Рис. 7.6 Фазовые проницаемости для нефти ( $K_{oil}$ ) и газа ( $K_{gas}$ ) (из начала координат – кривая для газа) в зависимости от газонасыщенности ( $S_g$ )

Теперь рассмотрим изменение пары параметров ( $S_n, p$ ), т.е. нефтенасыщенности и давления (рис. 7.7).

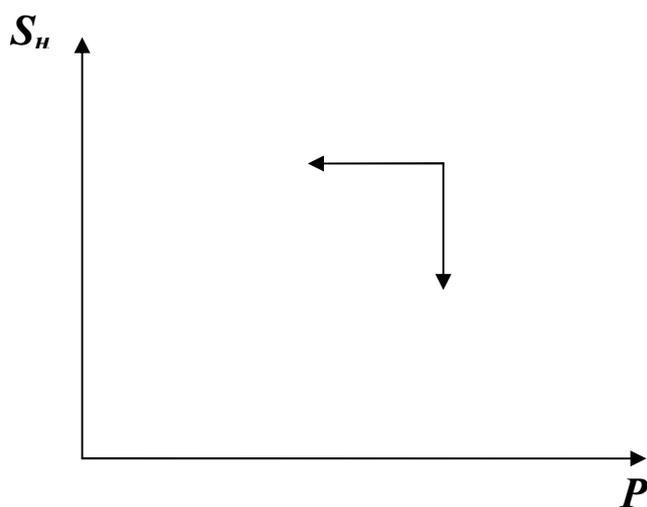


Рис. 7.7 Направленность изменения нефтенасыщенности и давления в ходе разработки месторождения

Эти параметры изменяются только в паре и только в направлениях, указанных стрелками на графике. Т.е. никакое повышение давления уже не приведёт к изменению нефтенасыщенности и, наоборот, снижение насыщенности не увеличит давления.

Такой характер изменения давления, насыщенности, относительных фазовых проницаемостей приводит к тому, что для расчета основных технологических показателей разработки на режиме растворённого газа используются численные методы. Хотя, для ряда случаев существуют некоторые точные аналитические решения.

### **Методика расчета технологических показателей при режиме растворённого газа**

Для моделирования любого процесса всегда необходима минимальная исходная информация. В случае с моделированием разработки месторождения на режиме растворённого газа это результаты лабораторных исследований зависимостей параметров процесса в ходе снижения давления ниже давления насыщения нефти газом (рис. 7.8).

Вязкость газа в методиках расчета параметров процессов разработки на режиме растворенного газа принимается постоянной.

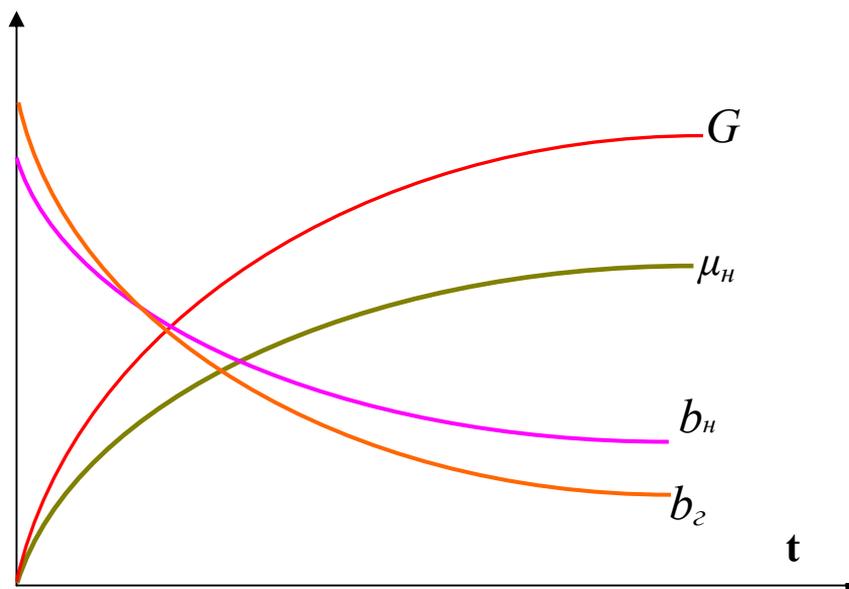


Рис. 7.8 Изменение параметров в ходе разработки на режиме растворенного газа ( $G$  – газовый фактор;  $b_n$  – объемный коэффициент;  $\mu_n$  – коэффициент динамической вязкости нефти)

### I. Методика расчета притока газированной жидкости при упругом режиме бесконечно большой законтурной зоны с режимом растворенного газа в контуре (метод с применением функции Христиановича)

Примем разрабатываемый пласт в виде круга с радиусом  $R$  (рис. 7.9). Для скважин примем радиус контура питания равным половине расстояния между скважинами  $r_k$ .

При  $r = r_k$   $p = p_k < p_{нас}$

Примем приближенно линейную зависимость  $p_k = a p_{кон}(\tau)$

Динамику изменения давления на контуре  $p_{кон}(\tau)$  можно определять на основе учета притока в зону вытеснения на режиме растворенного газа из законтурной области:

$$q_{зв} = q_{зв}(t).$$

При  $p_k \approx p_{нас}$  будем считать  $q_{зв} \approx q_n$ .

Пусть  $q_n$  – это величина проектно задаваемого объема добычи.

Определим дебит скважин:

Давление  $p$  в области  $r_c < r < r_k$  изменяется быстрее, чем  $p_{кон}(\tau)$  и чем  $p_k(\tau)$ . Поэтому примем давление в прискважинной области постоянным в каждый момент времени, т.е. квазистационарным.

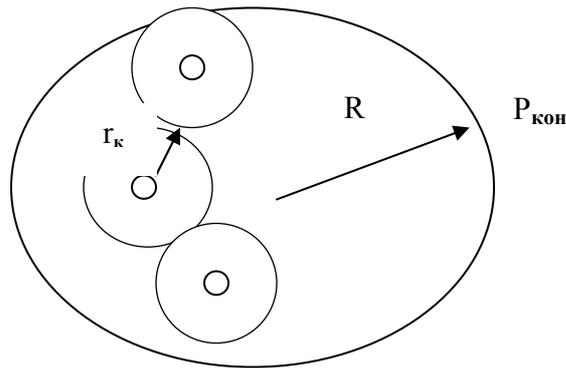


Рис. 7.9 Схематизация пласта и контуров питания пласта и скважин

Растворимость газа по Генри примем равной:

$$V_{гр} = \alpha_0 \cdot V_n \cdot p,$$

где  $V_{гр}$  – объем газа в стандартных (поверхностных) условиях;

$\alpha_0$  – коэффициент растворимости газа;

$p$  – абсолютное давление.

Для реального газа учтем сверхсжимаемость через коэффициент  $z$ :

$z = z(p, t)$  в изотермическом случае:

$$p / (\rho_z \cdot z) = p_{ат} / (\rho_{зат} \cdot z_{ат}).$$

По уравнениям Дарси для массовых скоростей газа получим:

$$\text{для газа: } v_r = - \frac{k \cdot k_z(S_n) \cdot p \cdot \rho_{зат}}{\mu_z \cdot p_{ат} \cdot \varphi} \frac{\partial p}{\partial r},$$

где  $\varphi = z/z_{ат}$ ,

$$\text{для растворенного в нефти газа: } v_{гр} = - \frac{k \cdot k_n(S_n) \cdot \alpha_0 \cdot p \cdot \rho_{зат}}{\mu_n} \frac{\partial p}{\partial r}.$$

Пренебрегая сжимаемостью нефти для оценки ее объемной скорости, используем:

$$v_H = - \frac{k \cdot k_n(S_H)}{\mu_n} \frac{\partial p}{\partial r}.$$

На основе полученных соотношений определим пластовый газовый фактор ( $\Gamma$ ) – отношение суммарного и растворенного объемных расходов газа в атмосферных условиях к объемному расходу нефти. Для установившейся фильтрации в области  $r_c < r < r_k$   $\Gamma = \text{const}$ . Тогда:

$$\Gamma = \frac{p}{p_{am}} \left[ \alpha_0 p_{am} + \frac{k_z(S_H) \mu_n}{k_n(S_H) \mu_z \varphi} \right].$$

Из последнего соотношения видно, что  $p = p(S_H)$ , тогда, зная, что  $k_n = k_n(S_H)$ , получим, что  $k_n = k_n^*(p)$ .

Тогда для дебита скважины по нефти получим:

$$q_{нскав} = \frac{2\pi k k_n^*(p) h}{\mu_n} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_0}.$$

Введем для упрощения решения функцию, предложенную академиком С.А. Христиановичем:

$$H = \int k_n^*(p) dp + C; dH = k_n^*(p) dp.$$

Тогда, интегрируя, получим:

$$q_{нскав} = \frac{2\pi k h \Delta H}{\mu_n \ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right)}; \quad \text{где } \Delta H = H_k - H_c, \text{ а } H_k \text{ и } H_c - \text{ значения функции Христиановича.}$$

вича.

Имея результаты лабораторных исследований по зависимостям величин фазовых проницаемостей для нефти и газа от величин насыщенности нефтью

при различных давлениях, а также величины вязкостей и растворимостей газа в нефти при различных давлениях, можно построить зависимости  $H = H(p)$ . На этой основе легко определяются дебиты скважины при различных забойных давлениях. Тогда, задавая общий дебит залежи из задачи упругого режима законтурного объема  $q_{зв}$ , получаем число проектных скважин для разработки с указанными параметрами.

### **Квазистационарный режим изменения газового фактора и нефтенасыщенности на контуре питания при ступенчатом снижении давления**

Рассмотрим 2 случая:

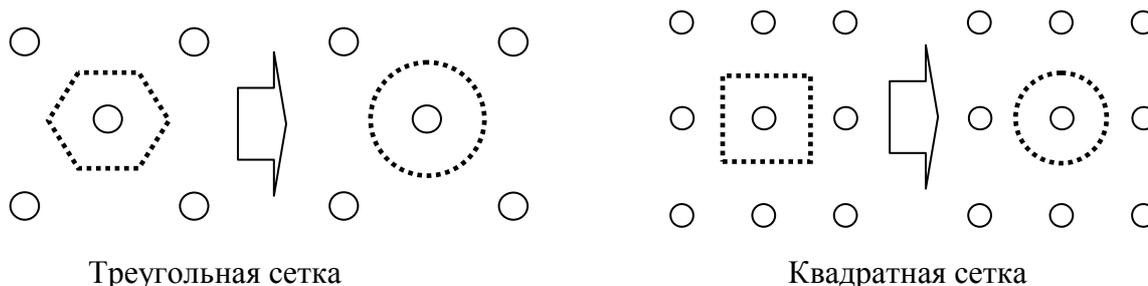
1. Бесконечно большая законтурная зона с давлением, поддерживаемым упругостью пласта.
2. Законтурная зона невелика и режим в контуре нестационарен.

Основные допущения этой методики:

1. Считают, что газ растворён равномерно. Следовательно, пластовая энергия так же распределена равномерно.
2. Полагают, что нефтяное месторождение может быть разбурено по равномерной сетке скважин (равномерной по площади, так как запасы распределены так же равномерно).
3. У каждой скважины существует *область влияния*.

**Область влияния** – это цилиндр с радиусом, равным радиусу эквивалентного круга, и высотой, равной толщине пласта. Предполагается, что дальше этой области влияние от работы скважины не распространяется.

**Эквивалентный радиус** – это радиус такого круга, площадь которого равна площади реальной области влияния.



### Формулы для расчёта радиуса эквивалентного круга

- для квадратной сетки:

$$R_{kk} = \frac{2\sigma}{\sqrt{\pi}},$$

- для треугольной сетки:

$$R_{кт} = \frac{2\sigma\sqrt{3}}{\sqrt{2\pi}}$$

С учетом вышеизложенных допущений получим, что когда бы скважину не пробурили, она будет рассчитываться, как будто она работала с самого начала. Так как равномерная сетка делит всю нефтяную площадь на ряд одинаковых областей, расчеты показателей производятся для одной скважины, а полученные результаты распространяют на всю площадь, т. е. показатели одной скважины умножаются на их число  $n$  с учетом времени ввода элементов в разработку.

При расчётах принимается:

1. На начальный момент давление на контуре питания  $p_k = p_{нас}$ .
2. Нефтенасыщенность  $S_n = 1$ .
3. Относительная фазовая проницаемость по нефти в начальный момент  $k_n = 1$ .

Для расчетов основных показателей разработки (дебитов, давлений и нефтеотдачи) необходимо знать зависимость между насыщенностью и давлением на контуре области. При расчётах задаются рядом последовательных значений  $p_k$  и вычисляют соответствующие им значения  $S_k$  по формуле:

$$S_k^{i+1} = \frac{\frac{\tilde{A} - \tilde{A}_p(p_k^i)}{b_i(p_k^i)} S_k^i - (1 - S_k^i) \frac{p_k^i}{10^5} + \frac{p_k^i}{10^5}}{\frac{\tilde{A} - \tilde{A}_p(p_k^{i+1})}{b_i(p_k^{i+1})} + \frac{p_k^{i+1}}{10^5}},$$

где  $S_k^{i+1}$  – значение нефтенасыщенности на контуре на последующий момент времени;

$\tilde{A}$  – среднее значение газового фактора на интервале давлений от  $p_k^i$  до  $p_k^{i+1}$ ;

$\tilde{A}_p$  – объём газа, растворённого при соответствующем давлении.

$$\tilde{A} = \psi(S_k^i) \frac{\mu_i(\bar{p}_i)}{\mu_i(p_i)} b_i(\bar{p}_i) \frac{p_i}{10^5} + \tilde{A}_p(\bar{p}_i),$$

$$\bar{p}_i = \frac{p_k^i + p_k^{i+1}}{2},$$

$$\psi(S_k^i) = \frac{k_z(S_k^i)}{k_n(S_k^i)},$$

$k_z(S_k^i)$  – относительная фазовая проницаемость по газу,

$k_n(S_k^i)$  – относительная фазовая проницаемость по нефти.

Значение функции  $\psi(S_k)$  определяется экспериментально, или, при отсутствии данных, по таблицам К.А. Царевича.

При заданном забойном давлении дебит определим по формуле:

$$q_n = \frac{2 \pi k h (p_k - p_c)}{\ln \frac{R_k}{r_c} - \frac{1}{2}} \varphi,$$

$$\varphi = \frac{k_n(S_k^i)}{b_n(p_{cp}) \mu_n(p_{cp})},$$

$$p_{cp} = \frac{p_k + p_c}{2},$$

$$q_{\Gamma}^i = \tilde{A} q_i^i \text{ – дебит по газу,}$$

$$\eta^i = 1 - \frac{S_k^i \cdot b_i(p_0)}{b_i(p_k^i)} \text{ – текущая нефтеотдача.}$$

Как уже было сказано выше, задаются шагом по давлению (например, 0,2 МПа), рассчитываются основные показатели.

Изменение этих показателей во времени определяется по формуле:

$$t_n = 0,5 \pi R_k^2 \cdot h \cdot m \cdot \sum_{i=1}^n \left[ \frac{1}{q_n^i} + \frac{1}{q_n^{i+1}} \right] \left[ \frac{S_k^i}{b_n(p_k^i)} - \frac{S_k^{i+1}}{b_n(p_k^{i+1})} \right],$$

где  $n$  – число ступеней шагов давления.

Можно определить, за какое время дебит изменится от  $q_n^i$  до  $q_n^{i+1}$ , т.е. по-другому, отношение отобранных запасов к дебиту в этот  $i$ -й период:

$$\Delta t_i = 0,5\pi R_k^2 \cdot h \cdot m \cdot \left[ \frac{1}{q_n^i} + \frac{1}{q_n^{i+1}} \right] \left[ \frac{S_k^i}{b_n(p_k^i)} - \frac{S_k^{i+1}}{b_n(p_k^{i+1})} \right].$$

## Лекция №8

План:

1. Виды заводнения и области их применения.
2. Особенности разработки водонефтяных зон.
3. Оптимизация давления нагнетания при заводнении.
4. Требования, предъявляемые к воде для заводнения пласта.

Принципиально, с точки зрения сохранения равновесных экологических условий в недрах, любое воздействие на пласт должно быть максимально контролируемо. Для этого тривиальным решением было бы сохранение термогидродинамического баланса по всему осадочному разрезу, включая продуктивный горизонт. В более общем случае следует учитывать и термогидродинамические процессы и в прилегающей области фундамента. Как показывает опыт, землетрясения в населенных пунктах в районе залегания Ромашкинского месторождения в определенной степени могут зависеть и от режимов поддержания пластового давления. Конечно, точного решения этой проблемы не существует, но, принимая во внимание продолжительные процессы формирования залежей нефти в предварительно водонасыщенных ловушках, можно сделать предварительный вывод о том, что для эффективного преодоления капиллярных сил необходимы продолжительные периоды времени.

Преждевременный переход на режимы разработки, связанные с двухфазным движением пластового флюида (рис. 8.1), может привести к сниже-

нию коэффициента нефтеизвлечения за счет большей подвижности газа. Кроме этого, с точки зрения возможного необратимого механического разрушения (повреждения) пласта значительные перепады давлений, создаваемые в призабойных зонах пласта при интенсивных режимах разработки, нежелательны.

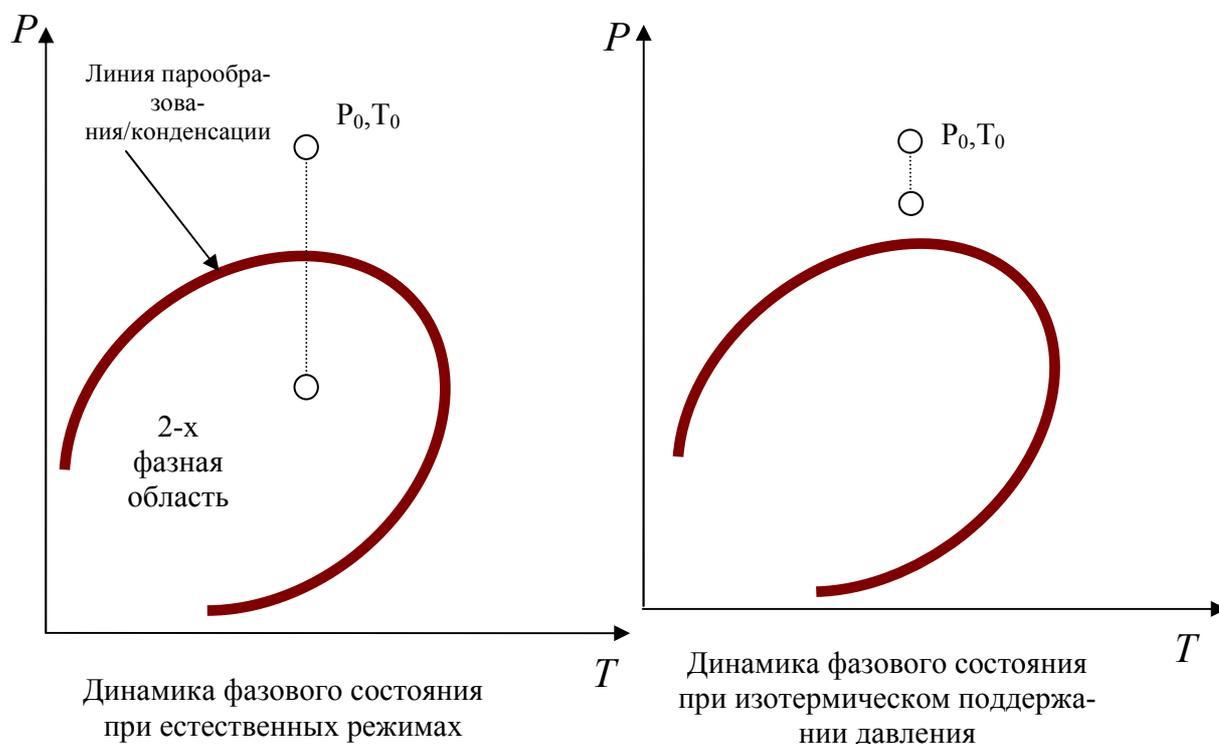


Рис. 8.1 Динамика фазовых состояний при естественных режимах падения давления в залежи и при поддержании давления

Две основные задачи заводнения:

- поддержание пластовой энергии (давления - ППД) для компенсации ее истощения в ходе реализации различных режимов разработки (рис. 8.1);
- непосредственное вытеснение нефти.

Впервые этот метод применили в США в 20-х годах прошлого века. Позже, в 1948 году этот метод был применен в нашей стране на Туймазинском месторождении. Сегодня более 90% нефти в России добывается из месторождений, на которых реализовано заводнение.

### Виды заводнения

#### *1. Законтурное*

Требования и ограничения:

- а) должен быть чётко определён контур нефтеносности (залежи бывают наклонные, вогнутые);
- б) расстояние от нагнетательных скважин до контура нефтеносности должно составлять 400-1500 метров (рис.8.2);
- в) водонефтяная зона должна быть незначительна;
- г) нефтяное месторождение должно быть небольшим (до 5 км по ширине);
- д) пласт должен быть достаточно однородным, высокопроницаемым, а нефть – маловязкой;
- е) должна существовать хорошая гидродинамическая связь между законтурной и внутриконтурной частями (нет линз, глинистых прослоев, ухудшенной проницаемости на водонефтяном контуре, выклиниваний и т.д.).

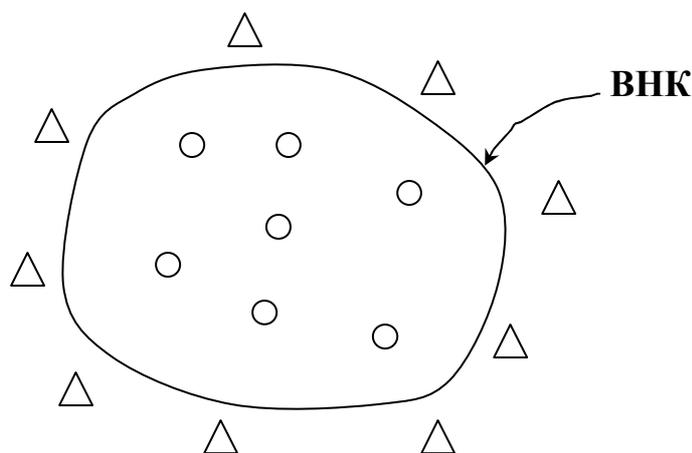


Рис.8.2. Схема законтурного заводнения.

При этом виде заводнения до 60% закачиваемой воды может уходить в водоносную область, т.е. расходуется нерационально, решая в основном только одну из 2-х задач – поддержание пластовой энергии.

## ***2. Приконтурное заводнение***

Нагнетательные скважины располагаются по контуру залежи и находятся в нефтяной зоне (рис. 8.3).

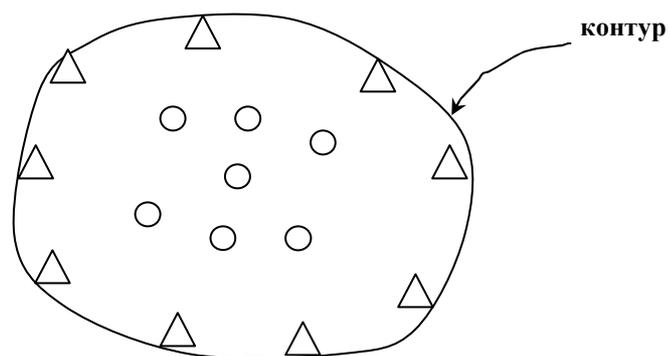


Рис. 8.3. Схема приконтурного заводнения.

Требования к месторождению те же, что и в случае законтурного заводнения, кроме наличия хорошей гидродинамической связи между законтурной и внутриконтурной частями, так как этот вид заводнения применяется как раз тогда, когда эта связь плохая.

В случае приконтурного заводнения гораздо меньше воды уходит в водоносную часть, но существует опасность вытеснения нефти в законтурную зону. Поэтому при составлении проекта разработки с применением этого вида заводнения предъявляются повышенные требования к качеству исходной информации. В частности, по отметке ВНК и локализации водонефтяной зоны.

При приконтурном заводнении вода быстрее достигает нефтеносной части, поэтому, как правило, обводнение начинается раньше, чем при законтурном заводнении (рис. 8.4.).

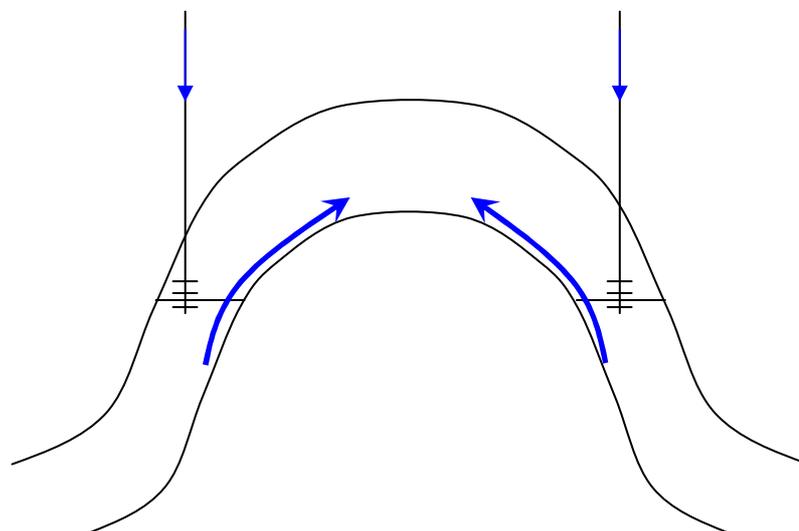


Рис. 8.4. Схема движения воды при приконтурном заводнении.

### 3. Внутриконтурное заводнение

#### а) Осевое заводнение

Применяется для узких, полосообразных месторождений (рис. 8.5.).

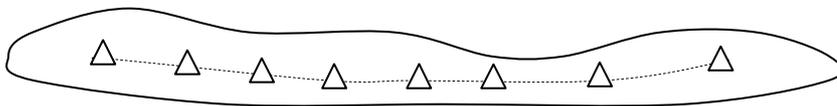


Рис. 8.5. Схема осевого заводнения.

Ряд разрезает месторождение по оси. Проектные нагнетательные скважины на начальной стадии работают как добывающие.

#### б) Рядное и площадное заводнение

Требования и ограничения:

- месторождение неоднородное (по площади);
- площадь месторождения велика.

#### в) Блочное заводнение

Блоки выделяют в зависимости от различия свойств пласта. Выделение блоков осуществляется с помощью разрезающих рядов (рис. 8.6). Каждый блок в соответствии с принципами выделения объектов разработки разрабатывается как самостоятельный объект.

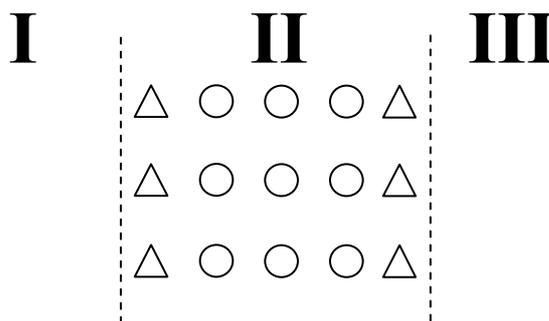


Рис. 8.6. Схема блокового заводнения.

#### г) Очагово-избирательное заводнение

Применяется на заключительных стадиях разработки, когда набирается информация о состоянии пласта, непромытых зонах, участках, где давление недостаточно поддерживается.

Теоретически на каждом месторождении, где запроектирована система заводнения, должна применяться эта технология, поскольку она предполагает максимальный учёт конкретного геологического строения объекта разработки (рис. 8.7). Для очагового заводнения выбираются скважины, вскрывшие наибольшее количество пластов. Таким образом обеспечивается поступление вытесняющего агента во все нефтенасыщенные пропластки.

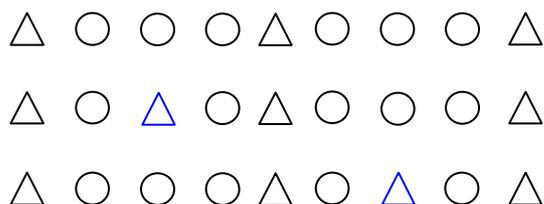


Рис. 8.7. Схема очагово-избирательного заводнения.

Если в процессе разработки выясняется, что пласт очень неоднороден, вытеснение не происходит должным образом, то существует два варианта действий:

- поменять весь ряд на нагнетание;
- перевести отдельные скважины под закачку.

Под закачку переводят не всегда самую обводнённую скважину. Переводимая под закачку скважина должна иметь хорошую гидродинамическую связь с окружающими скважинами.

*д) Смешанный вид заводнения*

Как правило, это – комбинация внутриконтурного и законтурного заводнения (рис. 8.8).

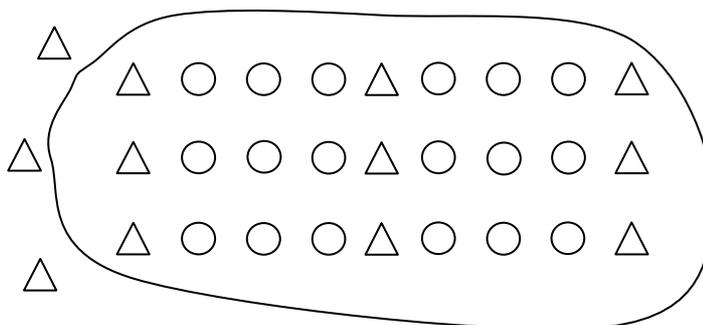


Рис. 8.8. Схема смешанного вида заводнения.

#### 4. Барьерное заводнение

Барьерное заводнение заключается в создании очага нагнетания воды вблизи газонефтяного контакта (рис. 8.9). Водяной барьер, разделяющий основные запасы нефти и свободного газа, препятствует прорыву газа в эксплуатационные скважины и вторжению нефти в газовую шапку. Этот метод позволяет осуществить одновременную добычу нефти из нефтенасыщенной части и, при необходимости, газа из газовой шапки.

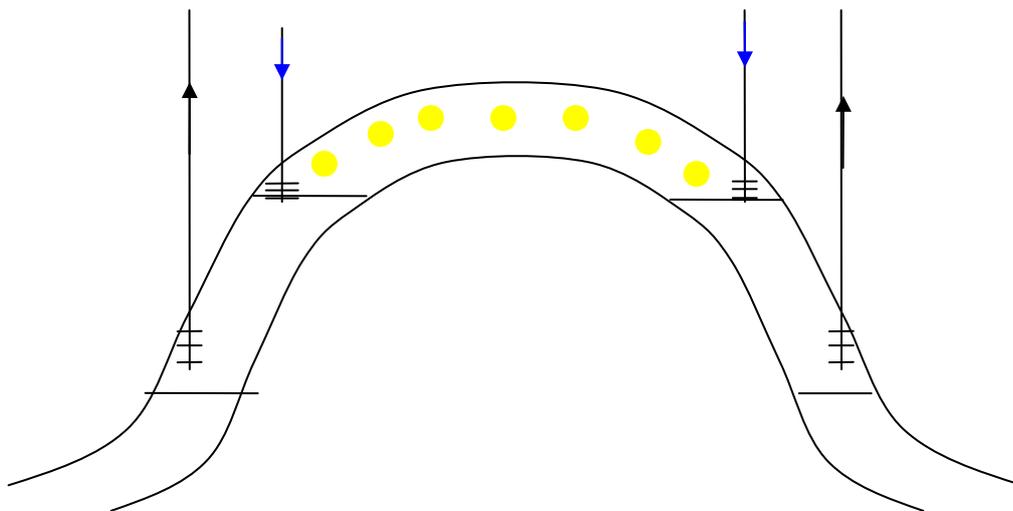


Рис. 8.9. Схематизация барьерного заводнения.

При разработке нефтегазовых залежей способом барьерного заводнения ряд нагнетательных скважин располагается на линии внутреннего контура газоносности. Отделяя основные запасы газа от нефтяной оторочки, создаваемый водяной барьер отсекает часть газа газовой шапки и вытесняет его в пределы нефтяной оторочки.

Количество отсекаемого газа зависит от ширины подгазовой зоны. При большой ширине подгазовой зоны барьерное заводнение привело бы к вторжению в нефтяную часть огромной массы газа, что осложнило бы ее разработку.

Поэтому барьерное заводнение можно успешно применять на залежах со сравнительно узкой подгазовой зоной при достаточно большой газовой шап-

ке. Основными объектами для барьерного заводнения являются нефтегазовые залежи с нефтяной оторочкой.

### ***Критерии применимости заводнения***

*Благоприятные факторы для применения:*

- 1) вязкость нефти до 80 мПа·с;
- 2) однородность пласта по простирацию в межскважинных интервалах;
- 3) наличие источников воды для нагнетания.

*Осложняющие факторы для применения:*

- 1) сложнопостроенные коллекторы с зональной неоднородностью;
- 2) низкие фильтрационно-ёмкостные свойства пласта;
- 3) вязкость нефти более 80 мПа·с;
- 4) значительная интерференция скважин;
- 5) наличие обширных водонефтяных зон и газовой шапки.

### **Особенности разработки водонефтяных зон**

Водонефтяная зона (ВНЗ) – это переходная зона от полностью водоносной до полностью нефтеносной области. При этом величины нефтенасыщенности и водонасыщенности в этом узком интервале могут быть примерно равны.

ВНЗ для различных геолого-физических условий и степени сформированности может быть обширной по площади, но малой по толщине и, наоборот, небольшой по площади и значительной по толщине.

Наличие обширной ВНЗ для залежей с высокими амплитудами отметок структуры может свидетельствовать о том, что месторождение находится в ходе формирования и гравитационная дифференциация пластовых флюидов может продолжаться.

Если площадь ВНЗ < 25% от общей площади залежи, то эти запасы могут быть выработаны скважинами, которые размещаются в чисто нефтяной зоне (рис. 8.10).

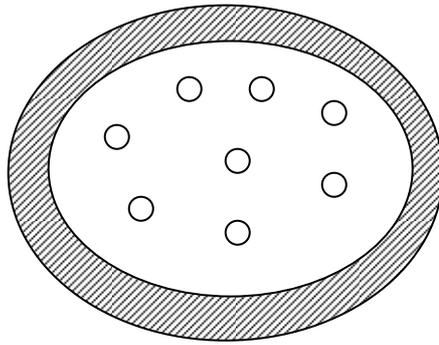


Рис. 8.10. Схема размещения скважин для залежи с малой площадью ВНЗ.

Если площадь ВНЗ достигает 50% от общей площади залежи, то эти запасы разрабатываются самостоятельными скважинами (рис. 8.11).

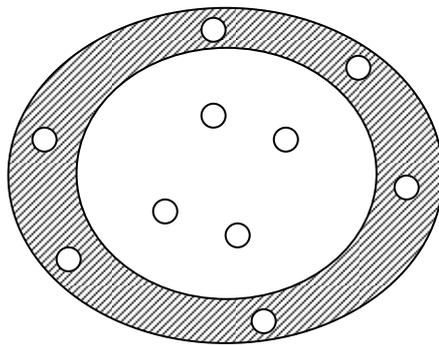


Рис. 8.11. Схема размещения скважин для месторождения с обширной площадью ВНЗ.

Если площадь ВНЗ превышает 50% от общей площади месторождения, то эти запасы могут разрабатываться отдельной сеткой скважин.

### **Оптимизация давления нагнетания при заводнении**

При заводнении должен соблюдаться баланс притока воды в залежь и отбора жидкости из пласта.

Отборы жидкости должны компенсироваться закачкой, но во всех случаях компенсация должна рассчитываться исходя из объёма жидкости в пластовых условиях.

Когда-то считалось, что при высоких давлениях нагнетания существенно возрастает охват залежи по толщине. Этот вывод был сделан по результатам исследования профиля приёмистости с использованием расходомера.

Было замечено, что с ростом давления нагнетания выравнивается профиль приёмистости. Нередко это происходило только в ближайшей окрест-

ности забоя нагнетательной скважины. С ростом давления нагнетания могут раскрываться субвертикальные трещины, т. е. происходит подобие гидроразрыва пласта. Именно поэтому расходомер может фиксировать выравнивание профиля приёмистости. На небольшом (относительно расстояния между скважинами) расстоянии давление падает и трещины смыкаются. Далее нагнетаемая вода двигается по пласту так же неравномерно, как она двигалась при меньших давлениях.

Последний вывод был сделан по результатам длительной разработки месторождений при высоких давлениях нагнетания. Только на некоторых объектах было зафиксировано улучшение показателей разработки. В подавляющем большинстве случаев эти показатели практически не изменились, а при длительном использовании такой технологии стали ухудшаться.

Были залежи, на которых существенных изменений не произошло, только повысились темпы разработки, однако чаще пластовое давление постоянно увеличивалось и стало превышать начальное. Начинаясь отток нефти за ВНК. Возникли значительные проблемы при проведении ремонтов скважин. Чтобы заглушить скважину с высоким пластовым давлением, необходимы специальные утяжеленные жидкости глушения, рецептуры которых должны быть тщательно подобраны. При этом достичь высоких плотностей значительно сложнее для углеводородных жидкостей. В результате применения жидкостей на водной основе после подземного ремонта обводненность скважин может резко возрасти, что требует нового геолого-технического мероприятия.

Пример оптимизации закачки и отбора – НГДУ «Альметьевнефть». На площадях Ромашкинского месторождения этого НГДУ в 80-е годы прошлого столетия впервые при резком снижении объемов нагнетания (до 3-х раз) удалось сохранить объем добычи нефти при снижении отбора жидкости. В целом на Ромашкинском месторождении удалось стабилизировать обводненность при снижении отборов жидкости в последние 20 лет (рис.8.12).

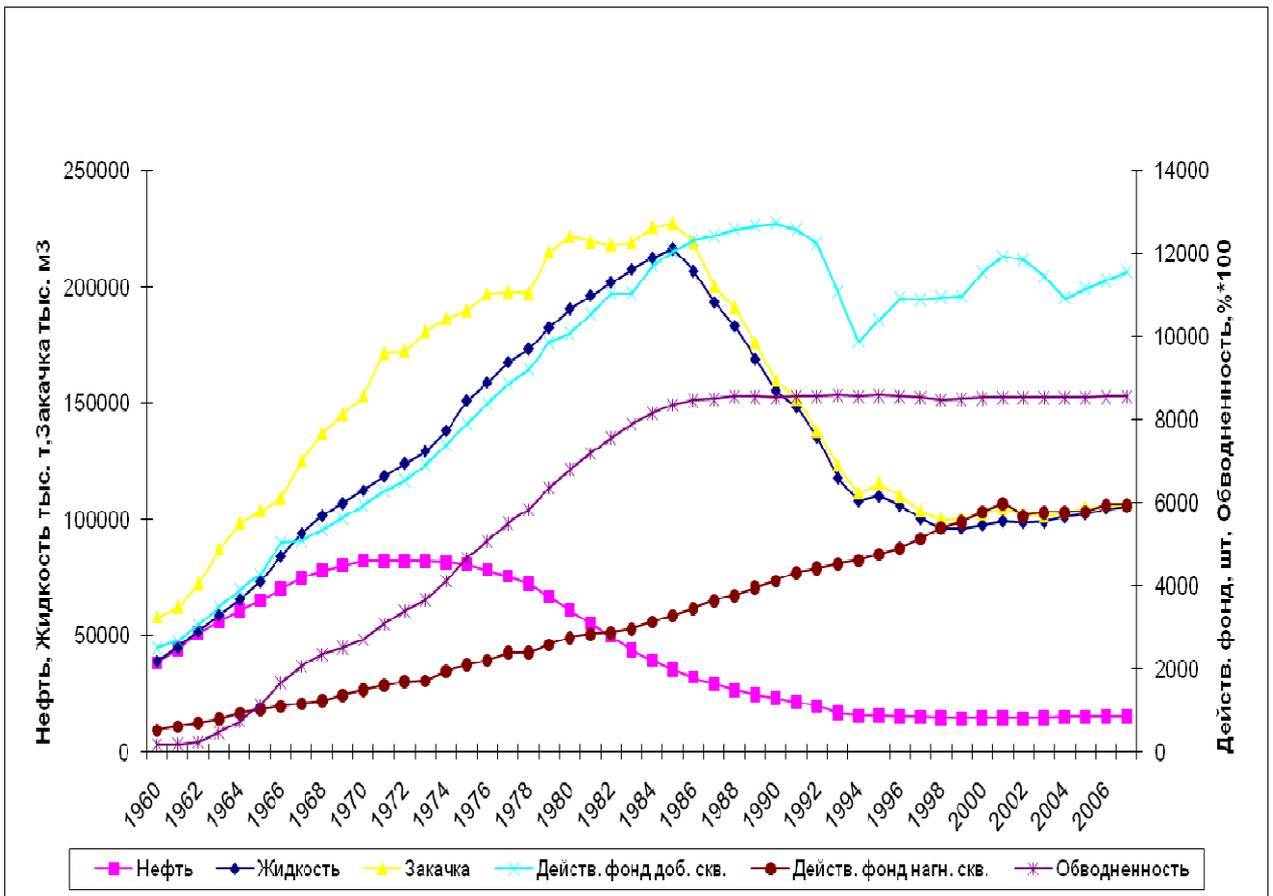


Рис. 8.12 Технологические показатели разработки Ромашкинского месторождения 1960-2007 гг. (все эксплуатационные объекты)

Этот результат явился следствием масштабной работы по созданию многоуровневой системы управления процессами заводнения как с использованием новых технологий проектирования и реализации методов гидродинамического воздействия, так и с помощью реконструкции технического оснащения поверхностного оборудования системы ППД (индивидуализация системы до каждой нагнетательной скважины) и нефтесбора (индивидуализация учета и управления каждой скважины). Обоснованные и принятые условия дифференцированного налогообложения добычи нефти из выработанных месторождений (см. лекцию 26 ..) позволяют и далее вести процесс стабильной добычи нефти на поздней стадии на этом уникальном месторождении.

## Требования, предъявляемые к воде для заводнения пласта

- 1) закачиваемая вода не должна вступать в химическую реакцию с пластовой водой (чтобы не произошло выпадение солей, разбухание глин);
- 2) содержание сероводорода и углекислого газа в воде не должно превышать установленных норм (для предотвращения преждевременной коррозии);
- 3) вода должна соответствовать требованиям по содержанию и размерам твёрдых взвешенных частиц (ТВЧ).

Исследования показали, что при фильтрации воды, взятой из поверхностных источников, происходит достаточно быстрое поражение коллектора. Фильтрация быстро затухает, поскольку на торце модели ТВЧ отфильтровываются и засоряют керн.

В обычных условиях после стандартной подготовки воды концентрация взвешенных частиц (КВЧ) чаще всего колеблется в пределах 20-50 мг/л. Если коллектор малопродуктивный (средняя проницаемость  $< 5$  мД ( $0,05$  мкм<sup>2</sup>), то КВЧ должно быть  $< 10$  мг/л.

Следует иметь в виду, что в ходе очистки воды уменьшается не только КВЧ, но и средний размер ТВЧ. Мелкие частицы способны перемещаться в коллекторе даже с низкой проницаемостью.

Более того, известны результаты исследований, которые показывают, что при наличии фильтрующихся ТВЧ, коэффициент вытеснения повышается, по сравнению с чистой водой.

Сегодня в России существует большое число залежей с малопродуктивными коллекторами, где не удаётся поддерживать пластовое давление путём нагнетания в пласт неочищенной воды. Решить проблему иногда пытаются простым повышением давления нагнетания. В результате может происходить гидроразрыв пласта, тогда закачиваемая вода по трещинам будет уходить в выше- или нижележащие высокопродуктивные пласты, но не в целевой объект нагнетания. В период резкого повышения цен на нефть многие компании использовали методы интенсификации отбора жидкости из пластов, что ве-

дет к быстрому падению пластового давления в низкопродуктивных залежах, несмотря на то, что формальная компенсация отборов закачкой для них может составлять 200, 300 и даже 500%.

## Лекция №9

План:

1. Уравнение материального баланса (УМБ).
2. Линейная форма уравнения материального баланса .
3. Приложение метода материального баланса к оценке параметров разработки нефтяных и газовых пластов.

### Уравнение материального баланса

Основное условие уравнения материального баланса очень просто:

Масса углеводородов (УВ), первоначально содержащаяся в пласте, равна сумме масс добытых и остаточных углеводородов:

$$M_i = \Delta M + M$$

где

$M_i$  – исходная масса углеводородов в пласте,

$\Delta M$  – масса добытого углеводорода,

$M$  – масса остаточного углеводорода.

### Газовый пласт

Основным механизмом добычи газа из газового пласта при отсутствии притока воды является расширение газа в поровом пространстве пласта по мере спада давления в процессе добычи.

В случае газового пласта уравнение можно записать следующим образом:

$$G_i \cdot B_{gi} = (G_i - G_p) \cdot B_g, \quad (9.1)$$

где

$G_i$  – начальный объем газа в пласте,  $\text{Sm}^3$ ,

$G_p$  – объем добытого газа,  $\text{Sm}^3$ ,

$B_{gi}$  – объемный коэффициент газа при начальном давлении,  $\text{Sm}^3/\text{Rm}^3$ ,

$B_g$  – объемный коэффициент газа при текущем давлении,  $\text{Sm}^3/\text{Rm}^3$ .

$\text{Sm}^3$  – кубический метр в стандартных условиях ( $P = 0,1$  МПа,  $T = 20$  С),

$\text{Rm}^3$  – кубический метр в пластовых условиях.

Уравнение (9.1) проиллюстрировано на рис. 9.1, где показано изменение объема газа при переходе его из пластовых условий к условиям поверхности. Когда объем добытого газа  $G_p$  находится на поверхности, объем газа, оставшегося в пласте, равен  $G_i - G_p$  в стандартных единицах. При пластовом давлении  $p_i$ , объем, занимаемый газом в пласте, составит:

$$(G_i - G_p) \cdot B_g.$$

<i>Начальные условия пласта (<math>p_i</math>)</i>	<i>Поверхностные условия (<math>p_n</math>)</i>
$G_i B_{gi}$	$G_i [\text{Sm}^3]$
$G_i B_{gi}$	$G_i - G_p$ $G_p$

Рис. 9.1. Газовый пласт: схематизация материального баланса.

Из уравнения (9.1) следует, что:

$$\frac{B_{gi}}{B_g} = 1 - \frac{G_p}{G_i} \quad (9.2)$$

Используя уравнение состояния для реального газа  $p \cdot V = z \cdot n \cdot R \cdot T$ ,  
где

$z$  – коэффициент сверхсжимаемости газа,

$n$  – молярная масса газа,

и учитывая изотермальные условия добычи, получаем:

$$B_{gi} = \frac{V_i}{V_s} = \left( \frac{p}{zT} \right)_s \cdot \left( \frac{zT}{p} \right)_i$$

$$B_g = \frac{V_r}{V_s} = \left( \frac{p}{zT} \right)_s \cdot \left( \frac{zT}{p} \right)_r$$

где индексы  $i$  и  $r$  означают начальные и текущие пластовые условия в пласте, соответственно, а индекс  $s$  - поверхностные условия.

### **Нефтяной пласт**

Рассмотрим обычный нефтяной пласт с газовой шапкой, схематически изображенный на рис.9.2.

В этом разделе используются следующие условные обозначения объемов:

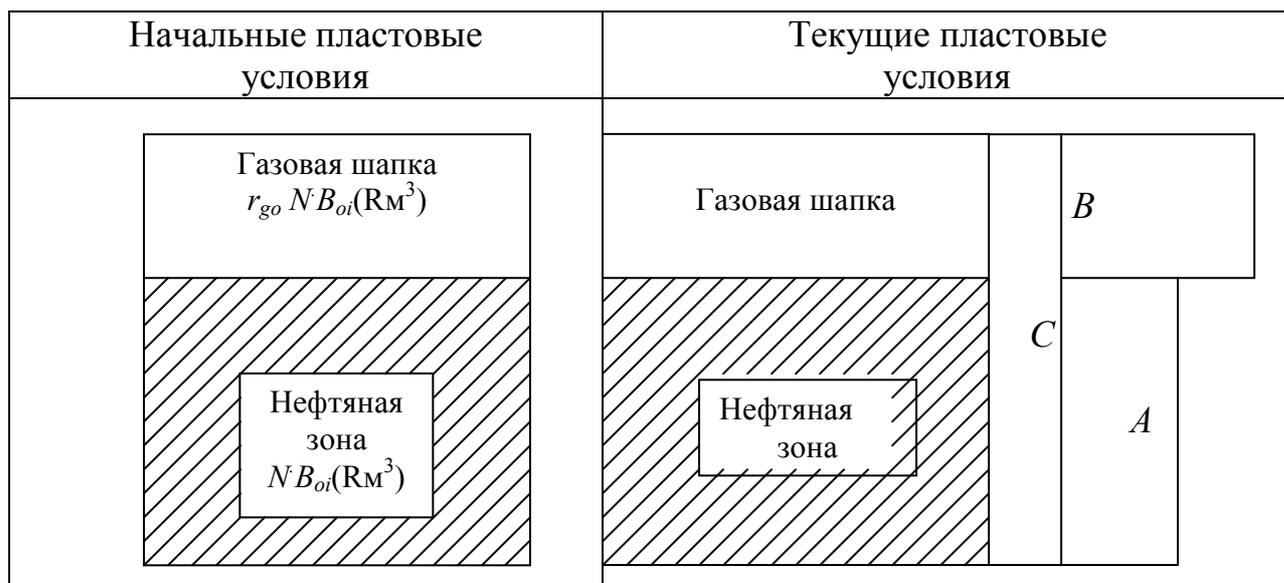


Рис.9.2. Нефтяной пласт с газовой шапкой:  
иллюстрация материального баланса.

- $HCPV$  - поровый объем, занятый углеводородами, в левой и правой сторонах рисунка
- $N$  - объемы нефти (начальные) в пласте,  $\text{Sm}^3$ , в станд. условиях
- $r_{go}$  - отношение ресурсов газа в газовой шапке и ресурсов нефти в нефтяной зоне, измеренные в пластовых условиях, т.е.

$$r_{go} = \frac{G \cdot B_{gi}}{N \cdot B_{oi}}$$

- $G$  - объемы газа (начальные) в пласте,  $\text{Rm}^3$ , в пластовых условиях

Используя эти обозначения и их определения, уравнение материального баланса для нефтяного пласта с учетом его преобладающих условий можно записать так:

$$\text{Изменение объема УВ в пластовых условиях} = A_1 + A_2 + B + C,$$

где

- $A_1$  - расширение нефти, в пл. усл.  $\text{Rm}^3$ ,
- $A_2$  - расширение первоначально растворенного газа, в пл. усл.  $\text{Rm}^3$ ,
- $B$  - расширение газа в газовой шапке, в пл. усл.  $\text{Rm}^3$ ,
- $C$  - снижение объема, занятого УВ за счет расширения связанной воды и уменьшения порового объема,  $\text{Rm}^3$ .

### ***A1: Расширение нефти***

Расширение нефти в жидкой фазе (потеря объема из-за ее добычи) в пластовых условиях может быть определена таким образом:

$$V_o(p) - V_o(p_i) = \Delta V_o(p),$$

где  $V_0(p_i)$  и  $V_0(p)$ - объемы нефти при начальных и текущих пластовых условиях, соответственно,

$\Delta V_0$  – объем добытой нефти.

Рис.9.3 иллюстрирует последнее уравнение.



С другой стороны, расширение объема нефти в жидкой фазе может быть определено следующим образом:

$$\Delta V_0 = N \cdot B_o - N \cdot B_{oi} = N \cdot (B_o - B_{oi}). \quad (9.3)$$

где  $\Delta V_0$  измеряется в  $\text{Rm}^3$ ;

$N$  – первоначальный объем нефти в  $\text{Sm}^3$ ;

$$N = \frac{V_p \cdot (1 - S_g)}{B_{oi}};$$

$S_g$  – средняя водонасыщенность;

$V_p$  – поровый объем пласта;

$B_{oi}$  – объемный фактор нефти при начальных условиях;

$B_o$  – объемный фактор нефти при текущих условиях;

### ***A2: Расширение освобождаемого газа (в газовую шапку)***

При первоначальных условиях нефть находится в равновесии с газовой шапкой. При снижении давления ниже давления насыщения (появления пузырьков газа) - давление  $p_{нас}$ , происходит высвобождение растворенного газа.

Суммарное количество растворенного газа в нефти составляет  $N \cdot B_{si}$ , измеренное в поверхностных объемах.

Количество растворенного газа при текущем пластовом давлении и текущей пластовой температуре составляет  $N \cdot R_s$ , также в объемах газа на поверхности.

Следовательно, объем газа, высвобожденного во время снижения давления от величины начальной  $p_i$  до текущего  $p$ , выраженный в объемах пласта при текущем  $p$  и  $T$ , составляет

$$(N \cdot R_{si} - N \cdot R_s) \cdot B_g = N \cdot (R_{si} - R_s) \cdot B_g$$

где

$R_{si}$  – соотношение объема растворенного газа к объему нефти при начальных условиях,

$R_s$  - соотношение объема растворенного газа к объему нефти при текущих условиях,

### ***V: Расширение газа газовой шапки***

Расширение газа газовой шапки подчиняется тому же закону, как и при расширении/ добыче сухого газа, как представлено в уравнении (9.1):

$$G \cdot B_{gi} = (G_i - G_p) \cdot B_g$$

$G$  – объем газа;

$G_i$  – начальный объем газа;

$G_p$  – текущий объем газа;

$B_{gi}$  – объемный коэффициент газа при начальном давлении;

$B_g$  – объемный коэффициент газа при текущем давлении.

Общий объем газовой шапки составляет:

$$G \cdot B_{gi} = r_{go} \cdot N \cdot B_{oi} \quad [\text{Rm}^3]$$

При падении пластового давления это количество составит:

$$G \cdot B_g = \frac{r_{go} \cdot N \cdot B_{oi}}{B_{gi}} B_g$$

Следовательно, расширение газовой шапки (в параметрах пласта) составляет:

$$\Delta V_g = G \cdot B_g - G \cdot B_{gi} = r_{go} \cdot N \cdot B_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)$$

### ***C: Изменение объема, занимаемого углеводородами***

Расширение связанной воды и уменьшение порового объема при снижении пластового давления является причиной уменьшения порового объема углеводородов и, следовательно, приводит к их вытеснению (добыче), то есть:

$$\Delta V_{HCPV} = \Delta V_{\epsilon} + \Delta V_{пор}$$

где

$\Delta V_{\epsilon}$  – изменение объема за счет расширения связанной воды;

$\Delta V_{пор}$  – изменение объема за счет расширения пор пласта;

или, используя сжимаемость, запишем

$$\Delta V_{HCPV} = \beta_{\epsilon} \cdot V_{\epsilon} \cdot \Delta p + \beta_{пор} \cdot V_{пор} \cdot \Delta p,$$

Учитывая, что  $V_{\epsilon} = S_{\epsilon} \cdot V_{пор}$  и  $V_{пор} = \frac{V_{HCPV}}{1 - S_{\epsilon}}$ , последнее уравнение

можно записать следующим образом:

$$\Delta V_{HCPV} = V_{HCPV} \left( \frac{\beta_g S_g + \beta_{nop}}{1 - S_g} \right) \Delta p,$$

$$\text{где } \beta_{nop} = \frac{\beta_n - (1 + m) \cdot \beta_z}{m},$$

$\beta_{nop}$  – коэффициент сжимаемости порового пространства;

$\beta_z$  – коэффициент сжимаемости зерен породы;

$\beta_n$  – коэффициент сжимаемости пласта;

$\beta_g$  – коэффициент сжимаемости воды;

$m$  – коэффициент пористости

С другой стороны,

$$V_{HCPV} = V_o + V_g = N \cdot B_{oi} + r_{go} \cdot N \cdot B_{oi} = (1 + r_{go}) \cdot N \cdot B_{oi}.$$

и окончательно формула будет выглядеть так:

$$V_{HCPV} = (1 + r_{go}) \cdot N \cdot B_{oi} \left( \frac{\beta_g S_g + \beta_{nop}}{1 - S_g} \right) \cdot \Delta p.$$

### **Добытые объемы**

Добыча нефти и газа в поверхностных условиях составляет  $N_p + G_p$ . Для того, чтобы согласовать расширение объемов, а именно  $A1$ ,  $A2$ ,  $B$  и  $C$ , измеренных при пластовых условиях, мы должны выразить формулу добычи в объемах пласта, то есть:

$$N_p B_o + G_p B_g$$

Используя отношение между объемами добытой нефти и газа при стандартных условиях

$$G_p = (R_p - R_s) N_p$$

где

$R_p$  – соотношение накопленного объема добытого газа к нефти;

$R_s$  – соотношение объема растворенного газа к нефти;

$N_p$  – объемы добытой нефти, в стандартных условиях,  $\text{Sm}^3$

Тогда получим, что суммарная добыча  $\Delta V_{prod}$  составит:

$$\Delta V_{prod} = N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] \quad (9.4)$$

Объединяя уравнения (9.3) и (9.4) можем записать уравнение материального баланса для нефтяного пласта в следующей форме:

$$N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] = NB_{oi} \left[ \frac{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g}{B_{oi}} + r_{go} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + r_{go}) \left( \frac{\beta_g S_g + \beta_{nop}}{1 - S_g} \right) \cdot \Delta p \right] + (W_e - W_p) \cdot B_o \quad (9.5)$$

где

$(W_e - W_p) \cdot B_w$  – объемы внедрения воды в пласт и добычи воды.

Следует отметить некоторые особенности УМБ (уравнения материального баланса):

- УМБ не отражает временной зависимости, хотя процесс внедрения воды носит существенно динамический характер.
- Давление не присутствует явно в уравнении (9.5), но параметры, характеризующие объемы флюидов, такие как  $B_o$ ,  $R_s$ ,  $B_g$  зависят от давления явно, также как внедрение воды в пласт.
- Уравнение (9.5) получено по конечным точкам состояния пласта, поэтому в него не вошли динамические зависимости, а значит, оно не может быть представлено в дифференциальной форме.

### Линейная форма УМБ

Результаты, опубликованные в 1963-64 гг. авторами Хавлена и Одех, открыли широкий диапазон применений УМБ к техническому изучению пласта. Следуя этим идеям, представим УМБ (9.5) в линейной форме, то есть:

$$F = N(E_o + m \cdot E_g + E_c) + W_e \cdot B_w, \quad (9.6)$$

где использованы следующие определения:

Отбор нефти в пластовых условиях:

$$F = N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] + W_p \cdot B_w$$

Расширение нефти и растворенного в ней газа:

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g$$

Расширение газа в газовой шапке:

$$E_g = B_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)$$

Расширение связанной воды и уменьшение порового объема:

$$E_c = (1 + r_{go}) \left( \frac{\beta_g \cdot S_g + \beta_{nop}}{1 - S_g} \right) \cdot B_{oi} \cdot \Delta p$$

Уравнение (9.6) имеет важное значение для выявления режимного механизма пласта и для оценки начальных запасов нефти и газа. Несколько примеров применения линейной формы УМБ приводится далее.

### Приложение метода материального баланса к оценке параметров разработки нефтяных и газовых пластов *Нефтяной пласт без газовой шапки*

Так как газовая шапка отсутствует и пластовое давление выше давления насыщения, то все углеводороды существуют в жидкой фазе.

УМБ для нефтяного пласта без газовой шапки может быть записано следующим образом (сравним с 9.6):

$$\frac{F}{E_o + E_c} = N + \frac{W_e \cdot B_w}{E_o + E_c}$$

из которого легко определяются ресурсы нефти  $N$  (см. рис. 9.4).

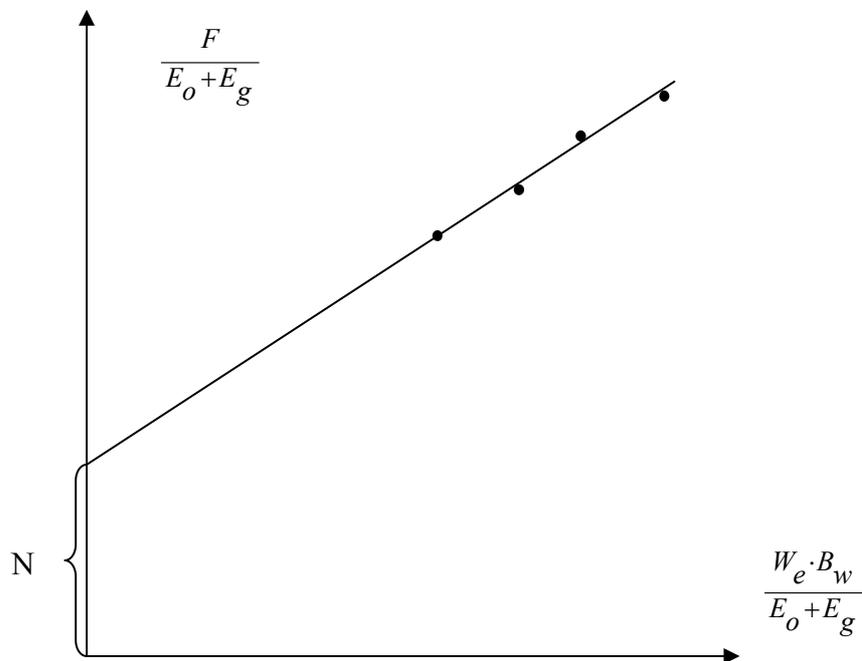


Рис.9.4. Оценка запасов нефти в нефтяном пласте без газовой шапки.

Механизм вытеснения в данном случае: расширение нефти, а также присутствующего в ней растворенного газа, внедрение воды, снижение объема углеводородов из-за расширения связанной воды и уменьшения порового объема.

#### ***А. Пластовое давление выше давления насыщения.***

Если текущее пластовое давление выше давления насыщения, УМБ может быть точно выражено падением (изменением) давления  $\Delta p = p_i - p$ . Представим его для случая, когда нет притока воды в пласт. Для нефтяного пласта без газовой шапки уравнение (9.5) выглядит так:

$$N_p \cdot B_o = N \cdot B_{oi} \cdot \left[ \frac{B_o - B_{oi}}{B_{oi}} + \frac{\beta_g \cdot S_g + \beta_{нор}}{1 - S_g} \Delta p \right].$$

Используя определение сжимаемости нефти

$$\beta_n = \frac{1}{V_o} \frac{\Delta V_o}{\Delta p},$$

и следующие очевидные соотношения:  $V_o = NB_{oi}$ ,  $\Delta V_o = N(B_o - B_{oi})$  можем записать:

$$\beta_n = \frac{1}{N \cdot B_{oi}} \frac{N \cdot (B_o - B_{oi})}{\Delta p} = \frac{B_o - B_{oi}}{B_{oi}} \frac{1}{\Delta p}, \quad (9.7)$$

Подставляя эти величины в УМБ, получим:

$$N_p \cdot B_o = N \cdot B_{oi} \frac{\beta_{сум}}{1 - S_g} \Delta p, \quad (9.8)$$

где  $\beta_{сум} = \beta_n \cdot S_n + \beta_g \cdot S_g + \beta_{пор}$  - суммарная (полная) сжимаемость.

Уравнение (9.7) может быть записано с точки зрения порового объема пласта  $V_p$ . Действительно, вспоминая, что  $V_p S_n = NB_{oi}$ , мы можем записать

$$N_p = \frac{V_p \cdot \beta_{сум}}{B_o} \Delta p.$$

Линеаризовать зависимость между добычей  $N_p$  и снижением давления  $\Delta p$  можно для оценки неизвестных параметров пласта, таких как поровый объем  $V_p$  или запасы нефти  $N$ . На рис. 9.5 проиллюстрирована эта процедура.

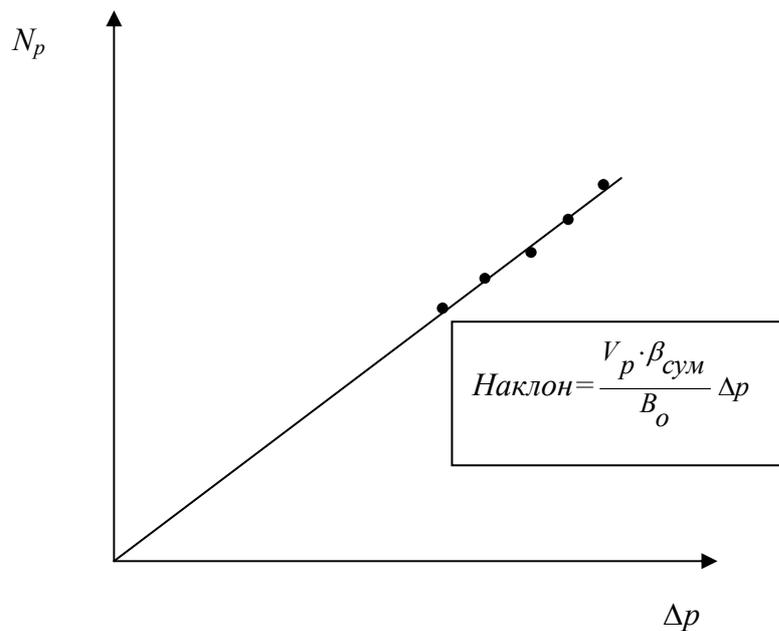


Рис. 9.5. Зависимость объема добычи нефти  $N_p$  от снижения давления  $\Delta p$  для нефтяного пласта без газовой шапки.

Таким образом, тангенс угла наклона в этой зависимости может быть использован для определения порового объема пласта, вовлеченного в разработку или параметров упругости пласта и пластовых жидкостей.

## Лекция №10

План:

1. Свойства и состав остаточных нефтей, методы исследования. Изменение оптических свойств нефтей в процессе фильтрации и вытеснения из пористых сред. Сущность метода фотоколориметрии.
2. Непоршневое вытеснение нефти водой. Уравнение неразрывности.
3. Уравнение Раппопорта-Лиса. Учёт капиллярных и гравитационных сил.

### **Свойства и состав остаточных нефтей, методы исследования**

Остаточная нефтенасыщенность после заводнения для терригенных коллекторов отложений, характерных для девонского периода и насыщенных маловязкой нефтью, составляет 20-25 %. Для текущей – поздней стадии разработки основных запасов нефти Татарстана, сосредоточенных в отложениях девона, характерна многократная промытость высокопроницаемых зон закачиваемой водой. В то же время, как это показывает практика бурения, в непосредственной близости от обводненных и ликвидируемых скважин при бурении скважин-дублеров, зарезке новых стволов могут быть получены практически безводные притоки нефти.

Следует отметить, что изменения состава и физико-химических свойств пластовых нефтей могут быть существенными по некоторым параметрам, как это видно на примере Ромашкинского месторождения (табл. 10.1). Эти изменения связаны как с изменениями в ходе взаимодействия нефти с закачиваемыми агентами, так и вовлечением менее вырабатываемых запасов в процессе развития системы разработки месторождений.

Таким образом, результаты процессов, происходящих в пласте в ходе длительного техногенного воздействия, свидетельствуют о высокой сложности и неоднозначности распределения и свойств остаточного после заводнения нефтенасыщения.

**Изменение физико-химических свойств нефтей отложений девона  
Ромашкинского месторождения**

Годы	$P_{нас}$ , МПа	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup>	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Коэфф. сжимаемо- сти, $10^{-4}$ 1/МПа	Плот- ность газа, кг/м <sup>3</sup>	Удельная молекуляр- ная масса, кг/кмоль
1953- 1962	8,8	61,75	803,8	3,05	9,50	1,110 7	146,6
1975- 1979	8,0	58,04	813,2	4,17	9,19	1,105 5	155,3
1995- 2001	6,6	55,61	809,5	5,74	10,08	1,420 5	172,8

**Изменение оптических свойств нефтей в процессе фильтрации  
и вытеснения из пористых сред. Сущность метода фотоколориметрии**

Физико-химические свойства и состав нефтей в пределах залежи могут изменяться как по толщине, так и по простиранию. Большое влияние оказывает на нефть процесс разработки месторождения с применением заводнения. Это влияние может проявляться в таких параметрах нефтей, как плотность, вязкость, фракционный состав, давление насыщения, газовый фактор, содержание асфальтенов, смол, серы, парафина. Однако изменение величин этих параметров часто находится в пределах ошибок измерений, при этом лабораторное определение большинства из них весьма трудоемко.

В практике процессов разработки нефтяных месторождений часто встречаются задачи исследования и идентификации многокомпонентных смесей и дисперсных систем. Для экспрессного решения таких задач могут быть применены инструментальные методы на основе интегральных показателей свойств нефти.

Наиболее чувствительными, достаточно быстро и точно определяемыми интегральными параметрами нефти являются оптические характеристики, а именно, коэффициент светопоглощения ( $K_{сн}$ ) нефти. Он зависит от содержания в нефти асфальтенов и смол и определяется из закона Бугера–Ламберта–Бэра объективным фотоэлектрическим методом при помощи спек-

трофотометров или фотоэлектроколориметров. По этому закону определяется зависимость поглощения монохроматического пучка света от концентрации и толщины слоя светопоглощающего вещества в растворе:

$$I = I_0 \cdot e^{-\varepsilon' \cdot C \cdot l},$$

где  $I$  – интенсивность падающего на кювету светового потока,  
 $I_0$  – интенсивность светового потока, на выходе из кюветы,  
 $\varepsilon'$  – вероятность поглощения кванта света, отнормированная для условий эксперимента (молярный коэффициент поглощения),  
 $C$  – концентрация поглощающих свет частиц,  
 $l$  – толщина кюветы.

Для двух растворов одного и того же вещества в одном и том же растворителе, из которых один в два раза концентрированнее другого, светопоглощение (абсорбция) в первом растворе будет равно светопоглощению во втором растворе при условии, что толщина слоя первого раствора в два раза меньше, чем толщина слоя второго раствора.

На основе указанного закона величина  $K_{cn}$  не определяется концентрацией нефти в растворителе и толщиной слоя нефтяного раствора, а зависит лишь от длины волны проходящего света.

На этой основе были разработаны методы контроля за разработкой месторождения по анализам  $K_{cn}$  проб добываемой нефти. Это позволяет фиксировать возможное изменение коэффициентов охвата и вытеснения, а также изменение состава нефти в ходе воздействия на пласт.

Нефти имеют более или менее интенсивную окраску, обусловленную содержанием в них, в основном, асфальтенов и смол, в которых сосредоточена наибольшая часть хромофорных (определяющих цвет) структурных групп. В то же время асфальтены и смолы наиболее избирательны при процессах адсорбции, хроматографии, в реакциях окисления, конденсации и др. Поэтому, по сравнению с другими, обычно определяемыми параметрами нефти, коэффициенты светопоглощения нефти ( $K_{cn}$  – величина оптической плотности, приведенная к одним величинам кон-

центрации и толщины слоя раствора) могут различаться в несколько раз. Например, величины  $K_{сн}$  добываемых нефтей Ромашкинского месторождения изменяются по величине от 250 до 1250  $см^{-1}$  при длине волны света 540 нм.

### Непоршневое вытеснение нефти водой. Уравнение неразрывности

Подавляющее большинство методик расчета процесса разработки нефтяных месторождений с учетом непоршневого характера вытеснения нефти водой основаны на теории совместной фильтрации неоднородных жидкостей. То есть можно упрощенно представить, что при фильтрации в пласте каждая фаза имеет свою долю в общем многофазном потоке (рис. 10.1). Такая абстракция оказалась достаточно удачной и позволила решить множество прикладных задач.

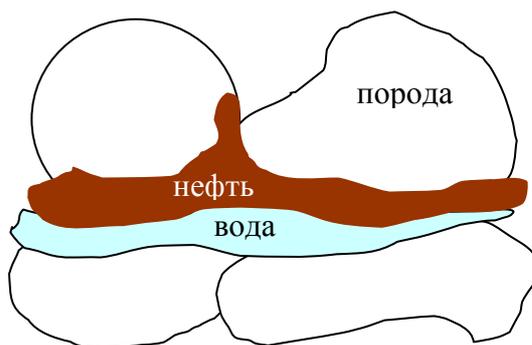


Рис. 10.1 Схематизация процесса непоршневого вытеснения

Для начала рассмотрим однофазный поток сквозь элемент пористой среды (рис. 10.2). Из соображения материального баланса можно записать, что, вычитая из входящей массы ( $МАССА_{вх}$ ) массу выходящую ( $МАССА_{вых}$ ), получим накопленную (или потерянную) в рассматриваемом объеме массу:

$$МАССА_{вх} - МАССА_{вых} = МАССА_{\Delta}$$

Изменение массы флюида, содержащегося в выделенном элементарном объеме за время  $dt$ , запишем в следующем виде:

$$dM = \frac{\partial}{\partial t} (m \rho dv) dt,$$

где  $m$  – пористость;  $\rho$  – плотность.

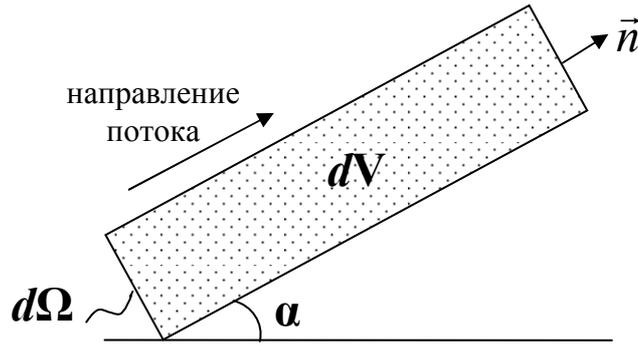


Рис. 10.2 Схематизация элемента пласта и потока жидкости

Изменение массы в выделенном элементарном объёме может происходить за счёт двух составляющих:

-  $dM_1$  – перетоки жидкости через элементарную поверхность  $d\Omega$ :

$$dM_1 = -(\rho \vec{v} \cdot \vec{n}) d\Omega dt ;$$

-  $dM_2$  – наличие источников и стоков в этом элементарном объёме:

$$dM_2 = (\rho Q_{\text{нагн}} - \rho Q_{\text{доб}}) dt.$$

Тогда можно записать:

$$dM = dM_1 + dM_2.$$

Подставляя выражения для  $dM$ ,  $dM_1$  и  $dM_2$ , получим:

$$\frac{\partial}{\partial t} m \cdot \rho \cdot dV dt = -(\rho \cdot \vec{v} \cdot \vec{n}) d\Omega dt + (\rho \cdot Q_{\text{нагн}} - \rho \cdot Q_{\text{доб}}) dt ,$$

Пусть отсутствуют источники и стоки, тогда:

$$\frac{\partial}{\partial t} \int_V m \rho dV + \int_{\Omega} (\rho \vec{v} \cdot \vec{n}) d\Omega = 0. \quad (10.1)$$

В соответствии с теоремой Остроградского-Гаусса можно перейти от поверхностного интеграла к объёмному:

$$\int_{\Omega} (\rho \cdot \vec{v} \cdot \vec{n}) d\Omega = \int_V \operatorname{div}(\rho \cdot \vec{v}) dV$$

где  $\operatorname{div}(\vec{v}) = \frac{dv}{dx} + \frac{dv}{dy} + \frac{dv}{dz}$ .

Тогда, подставляя полученное в (10.1) под знак интеграла, получим:

$$\int_V \left( \frac{\partial m \rho}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho \vec{v}) \right) dV = 0.$$

Для любого «физического» объёма следует, что данное равенство выполняется тогда, когда подынтегральное выражение равно нулю:

$$\frac{\partial m \rho}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho \vec{v}) = 0. \quad (10.2)$$

Это уравнение задаёт закон сохранения массы в пористой среде в дифференциальной форме или **уравнение неразрывности**. Для одномерного случая уравнение запишется так:

$$\frac{\partial m \rho}{\partial t} + \frac{\partial \rho v}{\partial x} = 0. \quad (10.3)$$

Пусть в пласте движется двухфазный поток. Обозначим насыщенность пористой среды  $i$ -ой фазой как  $s_i$ , причём условимся, что для нефти насыщенность  $s_n$ , а для воды  $s_g = (1 - s_n)$ , тогда:

$$m_i = m \cdot s_i,$$

$$\frac{\partial m_i \rho_i}{\partial t} + \frac{\partial \rho_i v_i}{\partial x} = 0.$$

Допустим, что справедлив обобщенный закон Дарси:

$$v_n = -k \frac{k_n}{\mu_n} \left( \frac{\partial p_n}{\partial x} + g \rho_n \sin \alpha \right),$$

$$v_g = -k \frac{k_g}{\mu_g} \left( \frac{\partial p_g}{\partial x} + g \rho_g \sin \alpha \right),$$

где  $k$ ,  $k_n$  и  $k_g$  – проницаемости – абсолютная и относительная (фазовая) по нефти и воде соответственно;

$\mu_n, \mu_v$  – коэффициенты динамической вязкости нефти и воды;

$\rho_n, \rho_v$  – коэффициенты плотности нефти и воды;

$\alpha$  – угол наклона пласта к горизонтали (угол падения пласта).

Для определения фазовых проницаемостей чаще всего применяют метод вытеснения нефти водой из модели пласта с предварительным созданием связанной водонасыщенности или метод капилляриметрии с использованием центрифугирования. Во втором случае образцы насыщенного керна располагают в центрифуге и, создавая скоростью вращения, различные перепады давления водой определяют фазовые проницаемости при различных насыщенностях. Результаты таких исследований отображают в виде зависимостей относительных фазовых проницаемостей (ОФП) от насыщенности образца керна (рис. 10.3).

Характерные особенности многофазной фильтрации связаны с тем, что на процесс вытеснения в той или иной степени влияют поверхностные эффекты на границе раздела фаз.

Дополним систему уравнений функцией, описывающей разность давлений в фазах (капиллярное давление):

$$p_n - p_v = P_c = \frac{\sigma_{nv} \cdot \cos \theta}{\sqrt{k/m}} \cdot J(s), \quad (10.4)$$

где  $P_c$  – капиллярное давление;

$J(s)$  – безразмерная функция Леверетта, определяемая экспериментально;

$\sigma_{nv}$  – коэффициент межфазного натяжения на границе нефть – вода;

$\theta$  – угол смачивания вытесняющей фазой поверхности породы (угол, образуемый касательной к поверхности воды в точке касания ее с породой и поверхностью породы).

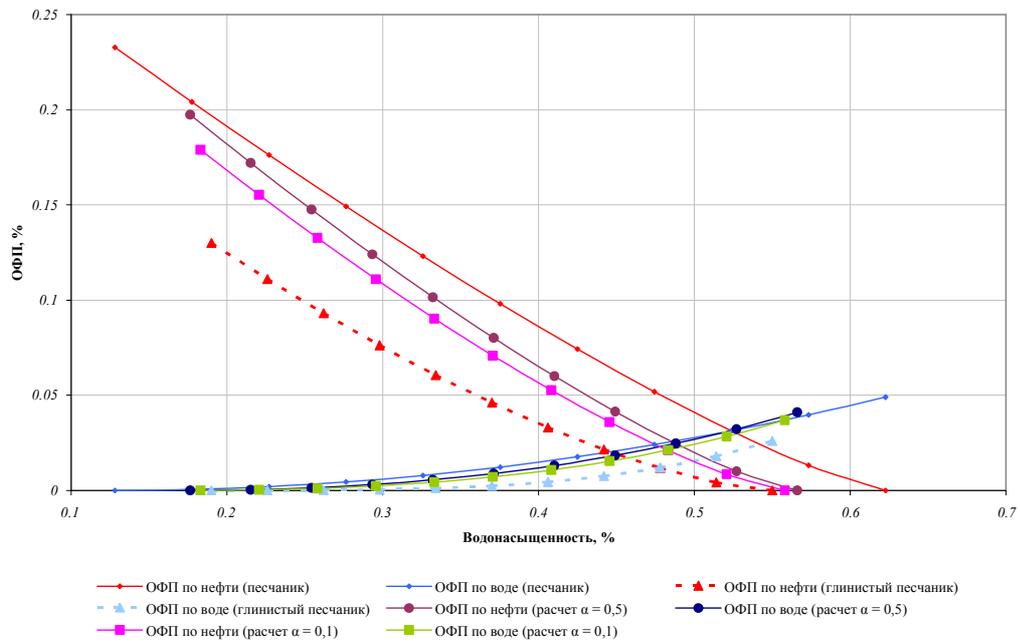


Рис. 10.3 Результаты экспериментальных исследований функций ОФП для глинистого и песчаного коллекторов и модифицированные ОФП со значениями слоистости  $\alpha = 0,1$  и  $0,5$  (рост доли песчаного пропластка) [1].

Будем считать, что жидкости и пористая среда несжимаемы ( $\rho_i = const$ ,  $m = const$ ). Тогда, проведя ряд математических преобразований, получим уравнение неразрывности для водной фазы, известное также как **уравнение Раппопорта-Лиса**:

$$m \frac{\partial s}{\partial t} + v \frac{\partial F(s)}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x} \left\{ \frac{k \cdot k_h}{\mu_h} F(s) \cdot \left[ \frac{\partial P_c}{\partial x} - g \Delta \rho \sin \alpha \right] \right\} = 0, \quad (10.5)$$

где  $v = v_n + v_e$ ,

$$F(s) = \frac{k_e(s)}{k_e(s) + \frac{\mu_e}{\mu_h} k_h(s)} - \text{функция Бакли-Леверетта.} \quad (10.6)$$

**Физический смысл функции Бакли-Леверетта** – это доля воды в двухфазном потоке жидкости в пористой среде. На этой основе далее в курсе будет рассмотрено моделирование процесса вытеснения нефти водой, так называемая «модель двухфазной фильтрации Бакли-Леверетта».

Это уравнение представляет собой нелинейное уравнение параболического типа второго порядка. Точные решения этих уравнений получены лишь для некоторых сравнительно простых случаев. Это уравнение в трехмерном случае является основой гидродинамического моделирования с применением численных методов решения и используется всеми основными пакетами программ для построения геолого-технологических моделей пласта.

Оценим теперь необходимость учёта капиллярных сил.

Перепишем уравнение (10.5), используя следующие безразмерные параметры:

$$\xi = \frac{x}{L}; \quad \tau = \frac{vt}{mL},$$

где  $L$  – характеристический размер пористой среды (пласт, межскважинное пространство, керн),

$\tau$  - время в безразмерных единицах.

$$\frac{\partial s}{\partial t} + \frac{\partial F(s)}{\partial \xi} = \varepsilon \frac{\partial}{\partial \xi} \left[ \psi(s) \frac{\partial s}{\partial \xi} \right] + N_g \frac{\partial}{\partial \xi} [k_h(s) F(s)], \quad (10.7)$$

где  $\psi(s) = -k_h(s) F(s) J'(s)$ ,

$$\varepsilon = \frac{\sigma_{нв} \cdot \cos \theta}{\nu \cdot \mu_h \cdot L} \sqrt{k \cdot m}, \quad N_g = \frac{k \cdot g \cdot \Delta p \cdot \sin \alpha}{\nu \cdot \mu_h}.$$

Теперь оценим величины  $\varepsilon$  и  $N_g$  при типичных значениях геолого-физических свойств для условий месторождения Урало-Поволжья. Пусть  $L$  – расстояние между скважинами и  $L = 400$  м, примем:

$$\sigma_{нв} = 0,03 \text{ Н/м}; \quad \cos \theta = 0,99; \quad \sin \alpha = 0,02; \quad \mu_h = 3 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}; \quad m = 0,2;$$

$$\nu = 10^{-5} \text{ м/с}; \quad k = 10^{-13} \text{ м}^2; \quad \Delta p = 200 \text{ кг/м}^3.$$

Тогда получим, что  $\varepsilon = 0,00035$ , а  $N_g = 0,00013$ , т.е. правая часть уравнения (10.7) при данных геолого-физических условиях близка к 0.

Таким образом, можно заключить, что для нашего примера в масштабе расстояния между скважинами, капиллярными силами можно пренебречь. Гравитационными же силами можно пренебречь при небольшом угле падения пласта, насыщенного легкой нефтью.

В случае, когда моделируется вытеснение нефти из керна (линейная величина  $L$  – существенно мала), учёт капиллярных сил необходим. Учёт гравитационных сил при вытеснении нефти будет рассмотрен в последующей части курса.

## Лекция №11

План:

1. Модель Бакли-Левретта.
2. Характерные точки функции Бакли-Левретта.
3. Использование безразмерных параметров для расчёта некоторых технологических показателей разработки.

### Модель Бакли-Левретта

Как было показано в предыдущей лекции, при рассмотрении процесса вытеснения в масштабе между скважинами, капиллярными силами можно пренебречь в однородных пластах высокой и средней проницаемости. Будем также считать, что можно пренебречь гравитационными силами. Тогда уравнение Раппопорта-Лиса можно переписать как:

$$m \frac{\partial s}{\partial t} + v \frac{\partial F(s)}{\partial x} = 0.$$

Решив это уравнение, можно определить изменение насыщенности во времени по пласту. Уточним ещё раз, что, говоря о пласте, мы будем подразумевать расстояние между двумя скважинами – добывающей и нагнетательной (точнее, движение от нагнетательной галереи к добывающей), то есть одномерный случай.

Для решения этого уравнения необходимо записать начальное и граничное условия:

$$\begin{cases} s(x, 0) = s_{e0}, \\ s(0, t) = s_e^0, \end{cases}$$

то есть, в начальный момент времени величина водонасыщенности по всему пласту равна определённой величине  $s_{e0}$  (в частном случае, насыщенности связанной водой), а второе условие означает, что на стенке нагнетательной скважины она максимальна и равна разнице между 1 и величиной неснижаемой остаточной нефтенасыщенности  $s_e^0$ . Далее для простоты будем

использовать обозначение для величин насыщенности воды – начальной  $s_0$  и неснижаемой  $s^0$ .

Решение этого уравнения выглядит следующим образом:

$$x(s, t) = \frac{1}{m} \int_0^t v(\lambda) \cdot d\lambda F'(s).$$

Таким образом, мы получили функцию, характеризующую изменение координаты  $x$  с величиной водонасыщенности  $s$  во времени. Если же суммарная скорость фильтрации  $v$  (а значит, и суммарный расход) постоянная величина ( $v = const$ ), то:

$$x(s, t) = \frac{v \cdot t}{m} F'(s). \quad (11.1)$$

Полученное решение справедливо при  $s_0 \leq s \leq s^0$ .

### **Характерные точки функции Бакли-Левверетта**

На рис. 11.1 показан характерный вид функции Бакли-Левверетта и её производной. Такая форма производной функции приводит к тому, что если подставить её в уравнение (11.1), то получится, что одной и той же точке по оси  $x$  соответствует сразу три значения насыщенности на фронте вытеснения  $x_f$  (рис. 11.2), что некорректно с физической точки зрения. С этой целью в модели непоршневого вытеснения Бакли-Левверетта вводится понятие фронта вытеснения. Величина водонасыщенности убывает от своего максимального значения на стенке нагнетательной скважины  $s^0$  до некоторого определенного значения  $s_f$ , называемого водонасыщенностью на фронте вытеснения, или, фронтальной насыщенностью.

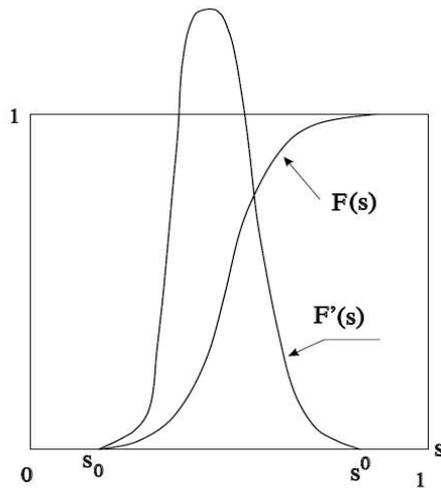


Рис. 11.1 Функция Бакли-Лeverетта и её производная

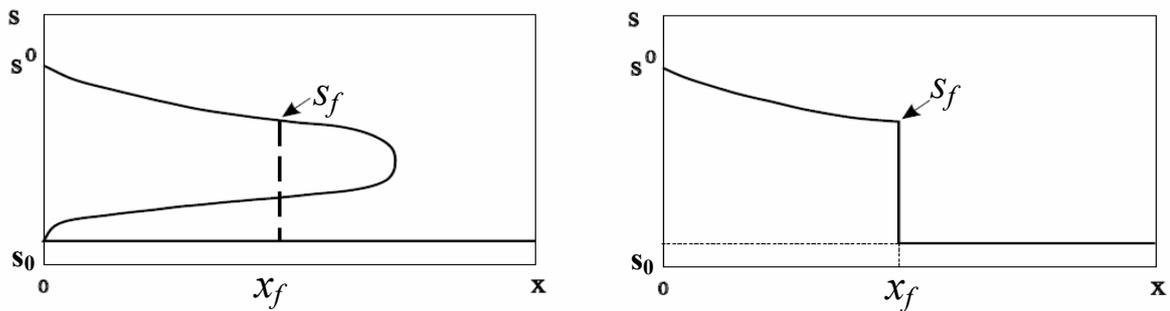


Рис. 11.2 Распределение коэффициента водонасыщенности между добывающей и нагнетательной скважинами: слева – физически некорректное решение; справа – с учётом принятого фронта вытеснения

С учётом введённого понятия о водонасыщенности на фронте распределение водонасыщенности по пласту вычисляется следующим образом:

$$\begin{cases} x(s, t) = \frac{vt}{m} F'(s), & s_0 \leq s \leq s^0 \\ s(x, t) = s_0, & x_f(t) \leq x \leq L \end{cases}$$

Здесь положение фронта вытеснения  $x_f(t)$  определяется первым уравнением системы. Чтобы определить водонасыщенность на фронте, используется следующее уравнение:

$$F'(s) = \frac{F(s_f) - F(s_0)}{s_f - s_0}.$$

Если водонасыщенность в начальный момент времени была равна связанной воде, то:

$$F'(s) = \frac{F(s_f) - F(s_0)}{s_f - s_0} = \frac{F(s_f)}{s_f - s_0} . \quad (11.2)$$

Как известно из курса математического анализа, производная функции в данной точке численно равна тангенсу угла наклона касательной к данной функции в этой точке. Проиллюстрируем графически полученные соотношения. Как видно из рис. 11.3, уравнение (11.2) может быть легко решено с использованием графоаналитического метода. В случае, когда начальная водонасыщенность равна величине связанной, касательная к функции  $F(s)$  проводится от оси  $s$  из точки  $s_0$ . Тогда точка касания будет соответствовать значению функции Бакли-Левретта на фронте вытеснения. С помощью этого графика можно также определить среднюю величину водонасыщенности пласта после прорыва фронта вытеснения. Подробнее с этой методикой определения параметров вытеснения нефти водой можно ознакомиться, например, в учебнике [3].

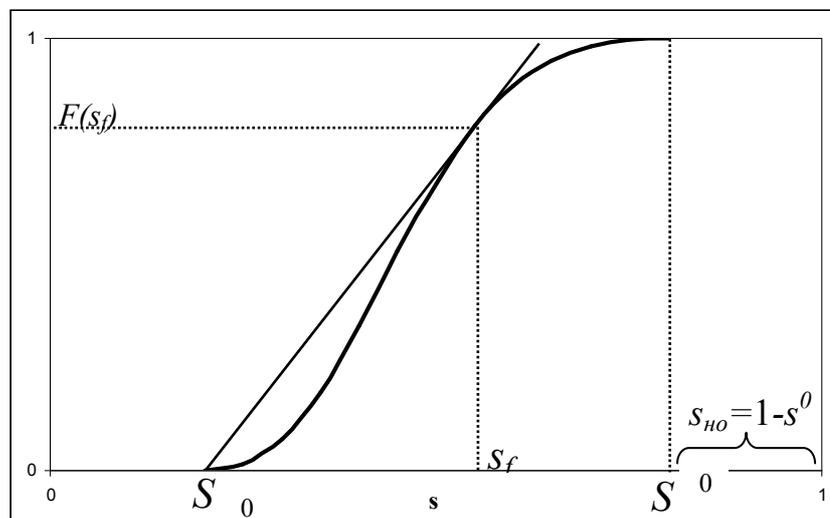


Рис. 11.3 Функция Бакли-Левретта, касательная к ней и характерные точки

Ещё один важный показатель, величина которого очень наглядно определяется этой функцией – это нефтеотдача. Вспомним физический смысл функции Бакли-Левретта. Это доля воды в двухфазном потоке жидкости в пористой среде. Таким образом, когда значение этой функции станет равно 1, то в потоке будет присутствовать одна вода, а значит, оставшаяся нефть

практически перестанет вытесняться при установившихся условиях. Поэтому при достижении функцией «потолка», опустив перпендикуляр из этой точки на ось абсцисс, мы получим значение максимальной водонасыщенности (остаточной нефтенасыщенности). Если же из единицы вычесть эту величину, то в результате получим значение остаточной нефтенасыщенности  $S_{но}$ .

Полученное решение для распределения насыщенности по пласту носит автомодельный характер, то есть оно повторяет себя на каждом следующем шаге. Ниже, на рис. 11.4, иллюстрируется движение фронта вытеснения.

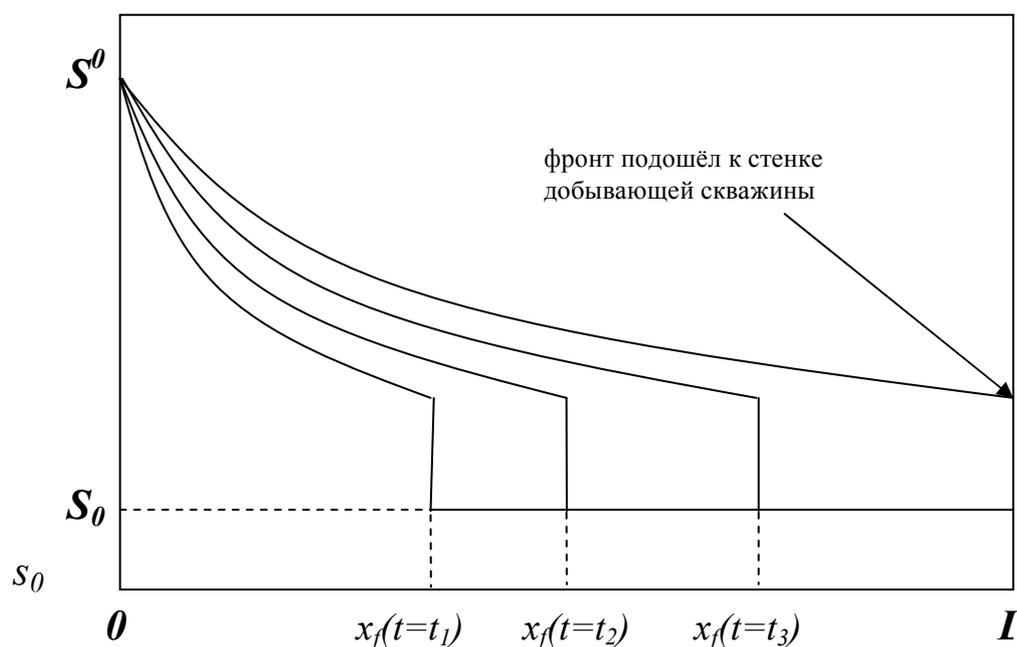


Рис. 11.4 Изменение водонасыщенности по пласту при движении фронта вытеснения

Таким образом, очевидно, что в процессе заводнения можно выделить два этапа:

1. Безводный период добычи (фронт вытеснения движется к стенке добывающей скважины).
2. Период обводнённой продукции (начинается с момента подхода фронта вытеснения к стенке добывающей скважины).

## Использование безразмерных параметров для расчёта некоторых технологических показателей разработки

Для простых оценочных вычислений оказалось удобным использовать решение уравнения Бакли-Левретта в безразмерных параметрах. О безразмерных параметрах было сказано ранее, сейчас остановимся на них подробнее.

Координата в безразмерных единицах:

Для задачи плоскопараллельного вытеснения:  $\xi = \frac{x}{L}$ ,

где  $L$  – расстояние от нагнетательной скважины до добывающей;  $x$  – текущая координата с определённой насыщенностью (рис. 11.5).

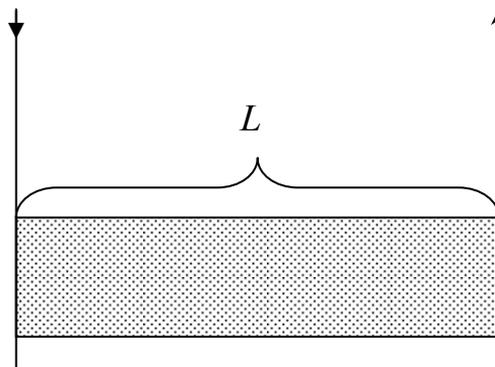


Рис. 11.5 Схематизация плоскопараллельного случая вытеснения

Для задачи плоскорадиального вытеснения:  $\xi = \frac{r^2 - r_c^2}{R_k^2 - r_c^2}$ ,

где  $R_k$  – расстояние от нагнетательной скважины ( $\Delta$ ) до добывающей ( $O$ );  $r$  – текущая координата с определённой насыщенностью;  $r_c$  – радиус скважины (рис. 11.6).

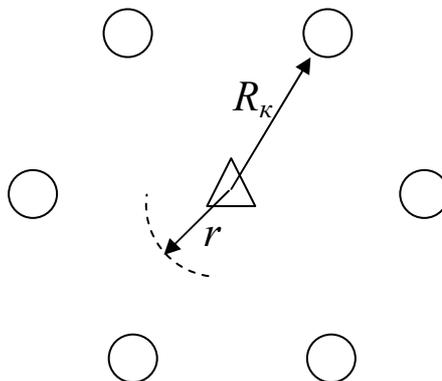


Рис. 11.6 Схематизация плоскорадиального случая вытеснения

Время в безразмерных единицах:

$$\tau = \frac{\int_0^t q(\lambda) d\lambda}{V_{пор.}}, \quad (11.3)$$

где  $q$  – темп закачки воды (например, м<sup>3</sup>/сут).

Видно, что время в безразмерных единицах – не что иное, как объем закачанной воды в долях от порового объема. В предыдущей лекции время в безразмерных единицах определялось несколько иначе, однако, если расписать все величины, входящие в уравнение (11.3), то получим ранее введенное обозначение. Форма записи (11.3) удобна тем, что количество прокачанных поровых объемов – важная характеристика при разработке месторождений с применением заводнения.

Используя безразмерные параметры, уравнение неразрывности можно переписать следующим образом:

$$\frac{\partial s}{\partial \tau} + \frac{\partial F}{\partial \xi} = 0. \quad (11.4)$$

Запишем начальное и граничное условия:

$$\begin{cases} s(0, \tau) = s^0 \\ s(\xi, 0) = s_0 \end{cases}.$$

Тогда, интегрируя (11.4), получим следующее решение:

$$\xi(s, \tau) = \tau F'(s).$$

С помощью этого решения можно легко получить время безводного периода разработки.

Рассмотрим процесс движения жидкостей между галереями – от нагнетательной к добывающей. Для значительных величин расстояния между галереями можно в первом приближении принять влияние радиальных потоков в ближней окрестности скважин пренебрежимыми (далее линейный случай без дополнительного разъяснения будет означать это допущение). Период безводного процесса добычи закончится, когда фронт вытеснения подойдет к

стенке добывающей скважины, то есть  $x$  станет равным расстоянию между скважинами и тогда:

$$\xi = \frac{x}{L} \Big|_{x=L} = \frac{L}{L} = 1.$$

И, следовательно:

$$1 = \tau \cdot F'(s_f) \Rightarrow \tau = \frac{1}{F'(s_f)}.$$

Для случая, когда величина начальной водонасыщенности равна величине связанной:

$$F'(s_f) = \frac{F(s_f)}{s_f - s_0}.$$

Тогда, определив безразмерное время  $\tau$ , можно перейти к размерному времени  $t$ .

С помощью безразмерных параметров можно оценить нефтеотдачу. Не останавливаясь на выводе, приведём сразу расчётное соотношение:

$$\eta(\tau) = \frac{\tau \cdot \{1 - F[\bar{s}(\tau)]\} + \bar{s}(\tau) - s_0}{1 - s_0},$$

где  $\bar{s}(\tau)$  – значение водонасыщенности на стенке добывающей скважины в момент времени  $\tau$ ;

$s_0$  – значение начальной водонасыщенности.

Таким образом, легко подсчитать величину нефтеотдачи за безводный период. Весь этот период величина водонасыщенности на стенке добывающей скважины равна начальной водонасыщенности. В случае, если на момент начала вытеснения вода неподвижна (т.е. связана), функция Бакли-Левретта  $F(s_0) = 0$ , а значит,  $F(s_f) = 1$ . Запишем из соотношения для определения величины нефтеотдачи:

$$\eta(\tau_{\text{безводн.}}) = 1 - \frac{1 - s_f}{1 - s_0} = 1 - \frac{1 - [F(s_f)]}{1 - s_0} = \frac{\tau}{1 - s_0}.$$

Нами получено выражение, связывающее коэффициент нефтеотдачи и период достижения фронта вытеснения стенки добывающей скважины.

## Лекция №12

План:

1. Вытеснение нефти при наличии подвижной воды в начальный момент времени. Пример решения задач.
2. Вытеснение нефти при больших углах наклона пласта.

### Вытеснение нефти при наличии подвижной воды в начальный момент времени

Нередко при организации заводнения в пласте уже находится подвижная вода. Это может иметь место, например, при разработке водонефтяных зон и «молодых» залежей, где процесс гравитационной дифференциации не успел пройти полностью и водонасыщенность нефтяной зоны высока, а также при уплотнении сетки в частично выработанных заводнением зонах.

В этом случае выражение для производной функции Бакли-Лeverетта запишется как:

$$F'(s_f) = \frac{F(s_f) - F(s_0)}{s_f - s_0}, \quad (12.1)$$

где  $s_0$  – коэффициент начальной водонасыщенности ( $s_0 > s_{cb}$ ).

С помощью графоаналитического метода эта производная находится следующим образом (рис. 12.1):

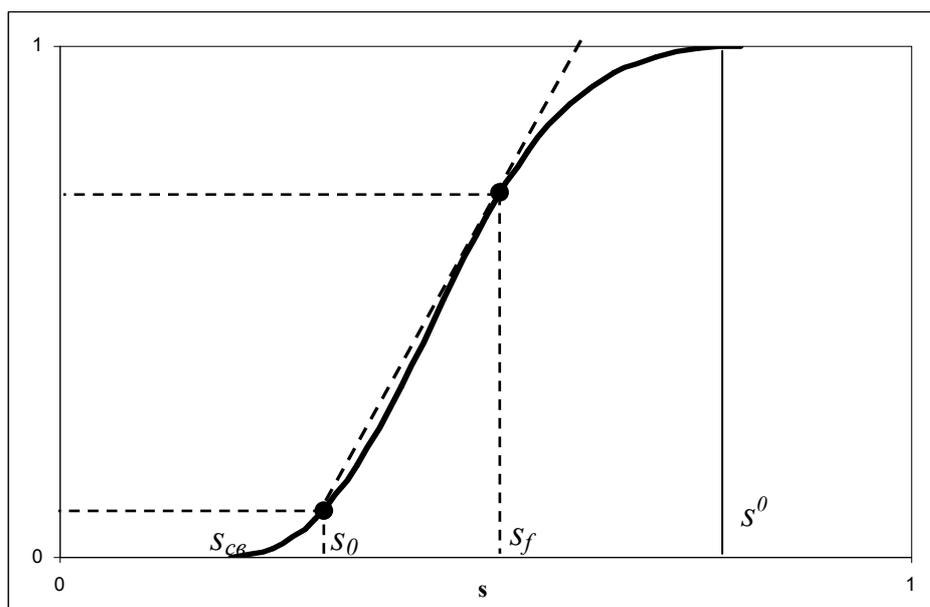


Рис. 12.1 Касательная к функции Бакли-Лeverетта в случае наличия подвижной воды

То есть в этом случае касательная проводится из точки на графике функции, соответствующей значению начального насыщения.

Сравним графики распределения коэффициента водонасыщенности по пласту для случая подвижной и неподвижной воды при начале заводнения (рис. 12.2):

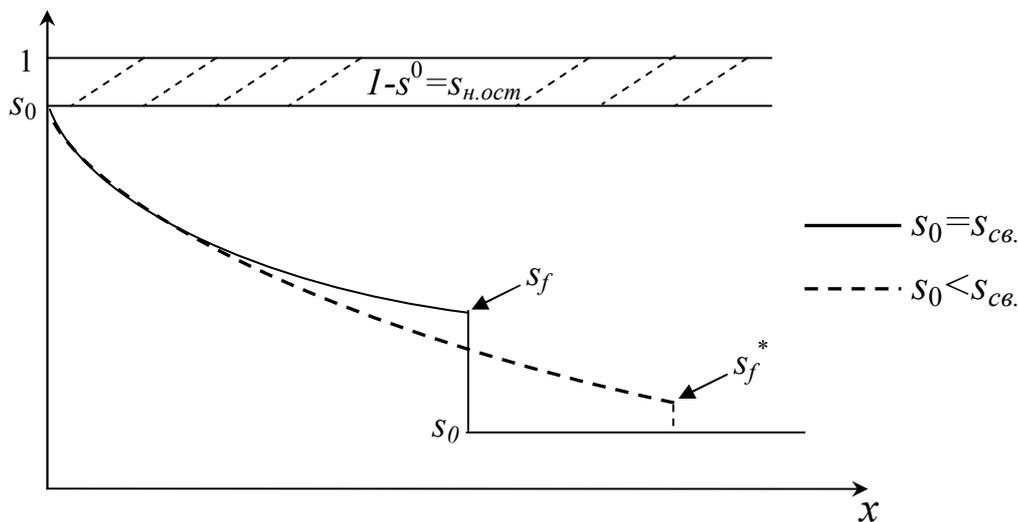


Рис. 12.2 Распределение коэффициента водонасыщенности по пласту для случая подвижной и неподвижной воды при начале заводнения

Видно, что в случае, если с самого начала пластовая вода подвижна, то при прочих равных условиях вытеснение идёт менее эффективно.

Проиллюстрируем теперь динамику величин обводнённости и нефтеотдачи для двух рассматриваемых случаев (рис. 12.3). Легко видеть, что в первом случае в продукции добывающих скважин вода появляется только при подходе фронта вытеснения. Во втором же случае имеется некоторая начальная обводнённость, которая при подходе фронта вытеснения начинает возрастать.

Как правило, в пластах с высокой начальной водонасыщенностью (подвижной водой) коэффициент нефтеотдачи ниже, чем на аналогичных месторождениях, но с неподвижной пластовой водой на начало заводнения.

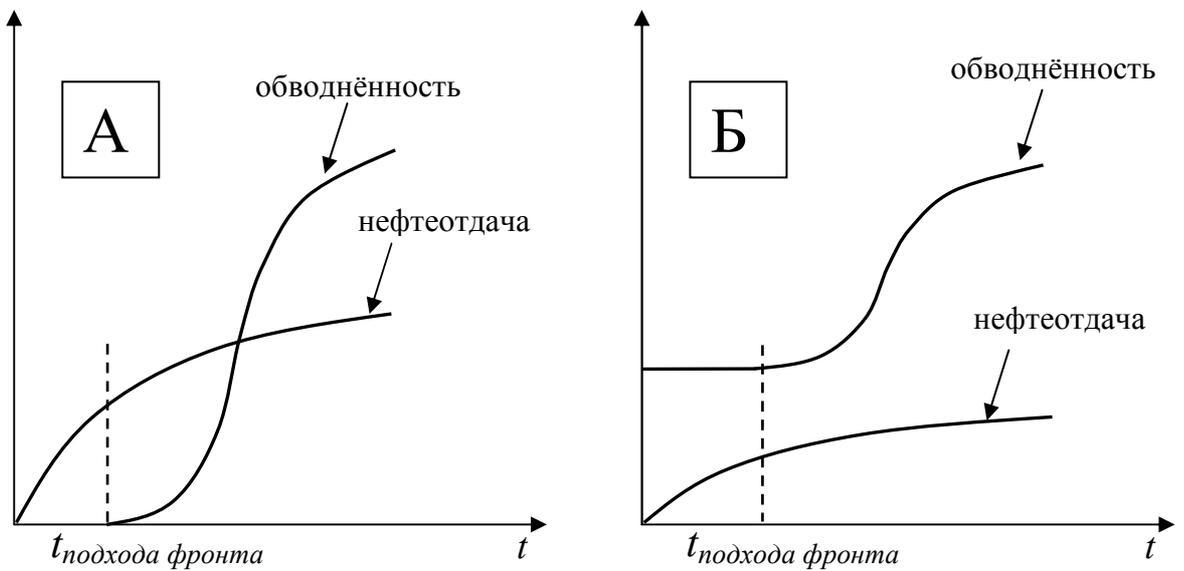


Рис. 12.3 Динамика величин обводнённости и нефтеотдачи при вытеснении нефти водой: А – изначально пластовая вода неподвижна; Б – пластовая вода подвижна с самого начала закачки

Примеры решения задач по определению безводного периода разработки с использованием указанной схемы приведены в задачнике [\*\*\*\*].

### Вытеснение нефти при больших углах наклона пласта

Вспомним, что выше мы рассматривали модель вытеснения, где действием гравитационных сил можно было пренебречь. Однако не всегда такое допущение справедливо. В тех случаях, когда углы наклона пластов значительны, величина гравитационного члена уравнения Раппопорта-Лиса становится значимой (рис. 12.4), тогда получим:

$$m \frac{\partial s}{\partial t} + v \frac{\partial \Phi(s)}{\partial x} = 0, \text{ где}$$

$$\Phi(s) = F(s) \pm \frac{kg\Delta\rho \sin \alpha}{\mu_n v}$$

«+» – если вытеснение идёт сверху вниз;

«-» – при вытеснении снизу вверх.

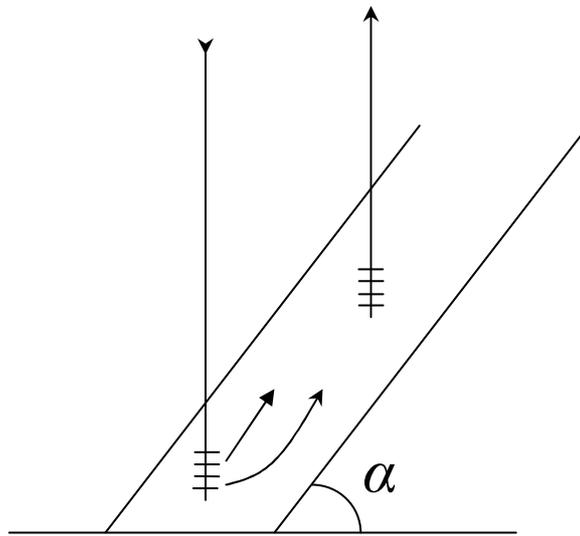


Рис. 12.4 Схема вытеснения нефти при закачке воды в нижнюю часть пласта по вертикали (ниже по «восстанию пласта»)

Так как физический смысл функции Бакли-Левретта – это доля воды в двухфазном потоке жидкости, то становится понятно, что если из значения этой функции вычитается какая-то величина, то доля воды становится меньше и наоборот. Следовательно, можно заключить, что если справедлива рассматриваемая модель, то при прочих равных условиях вытеснение снизу вверх будет эффективнее, так как на тот же объем закачиваемой воды будет приходиться больший объем вытесненной нефти (рис. 12.5).

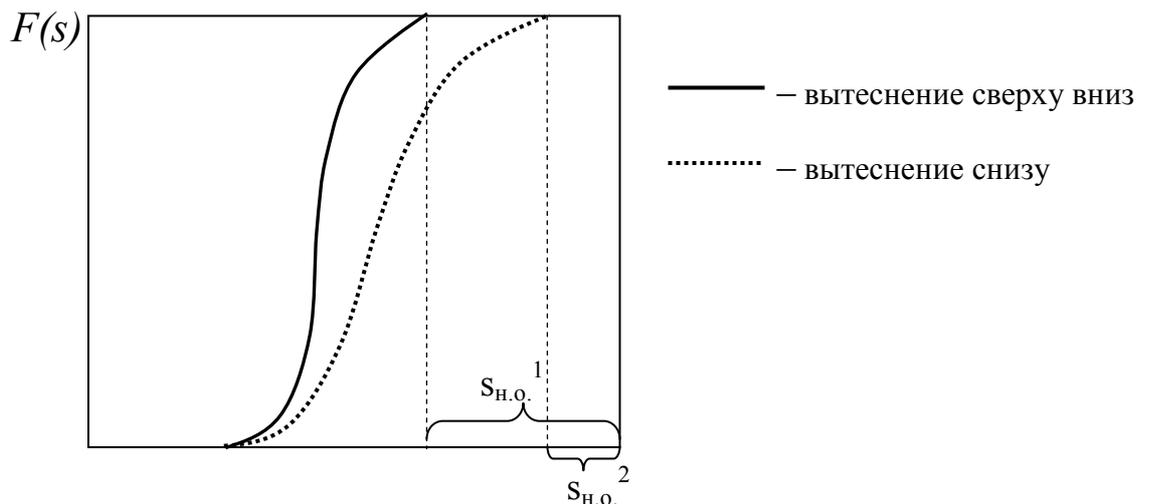


Рис. 12.5 Графики функции Бакли-Левретта для случаев заводнения снизу вверх и сверху вниз

В случае нагнетания газа (например, в газовую шапку) или пара в битумный пласт гравитационные силы будут происходить обратный эффект, т.е. нефть будет вытесняться сверху вниз (рис. 12.6).

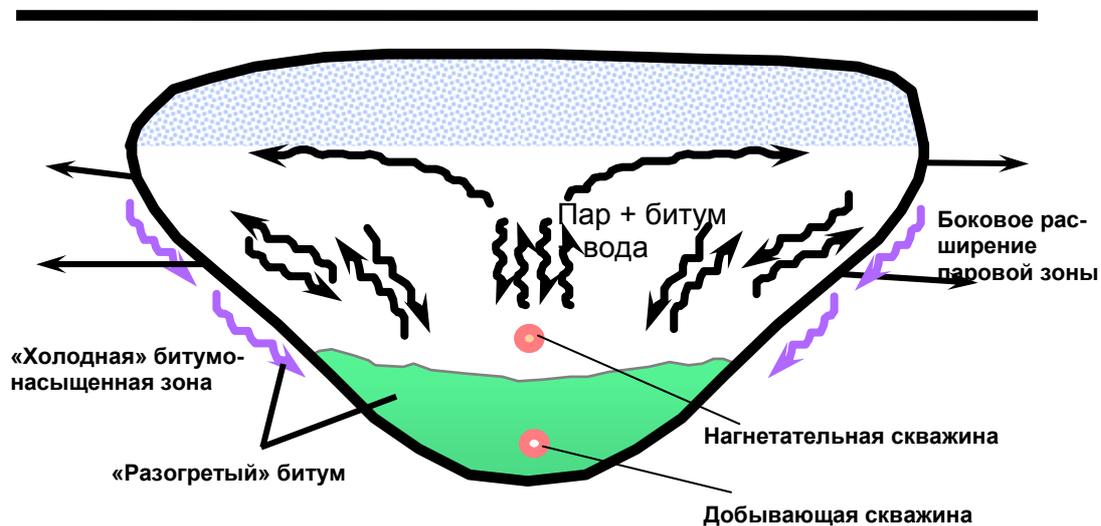


Рис. 12.6 Механизм парогравитационного метода (ПГВ)

Таким образом, более выгодно будет закачивать газ или пар в повышенные участки залежи, а отбор вести из пониженных. Это легко проверить, используя рассматриваемую модель вытеснения.

## Лекция №13

План:

1. Нестационарный режим заводнения.
2. Использование подземных вод для заводнения. Межскважинная и внутрискважинная перекачка воды для нагнетания.
3. Экологические проблемы при реализации заводнения.

### Нестационарный режим заводнения

Под *нестационарным режимом заводнения*, как правило, подразумевают две группы технологий:

1. Изменение направлений фильтрационных потоков.
2. Циклический режим нагнетания воды и отборов продукции из скважин.

Технологии изменения направления фильтрационных потоков появились практически одновременно с технологией заводнения.

Самым простым вариантом изменения направления фильтрационных потоков является, т.н. отработка нагнетательных скважин на нефть. При реализации проектной рядной системы расстановки скважин каждая вторая скважина в ряду нагнетательных в начальный период эксплуатируется как добывающая. Часто и на поздних стадиях разработки все проектные нагнетательные скважины отрабатываются на нефть, даже в заводненных зонах. Это делается для того, чтобы не образовывались застойные зоны, а также для увеличения приемистости этих скважин после пуска их под нагнетание (рис. 13.1).

Если каждая вторая скважина в ряду сначала отрабатывается на нефть, то запасы нефти между скважинами в ряду достаточно быстро извлекаются.

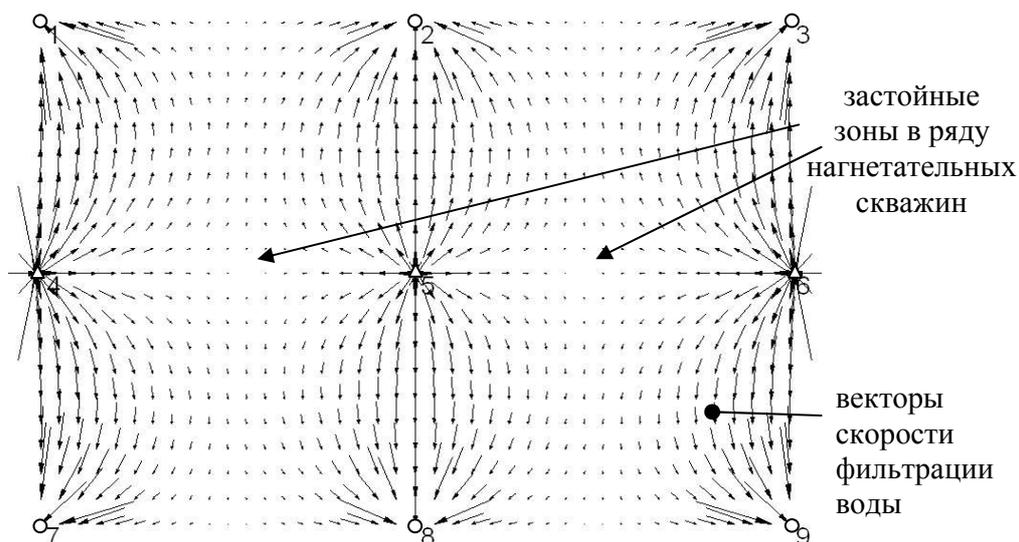


Рис. 13.1 Схема образования застойных зон в ряду нагнетательных скважин

После того, как в этих скважинах обводнённость достигнет высоких значений, их переводят под нагнетание (рис. 13.2).

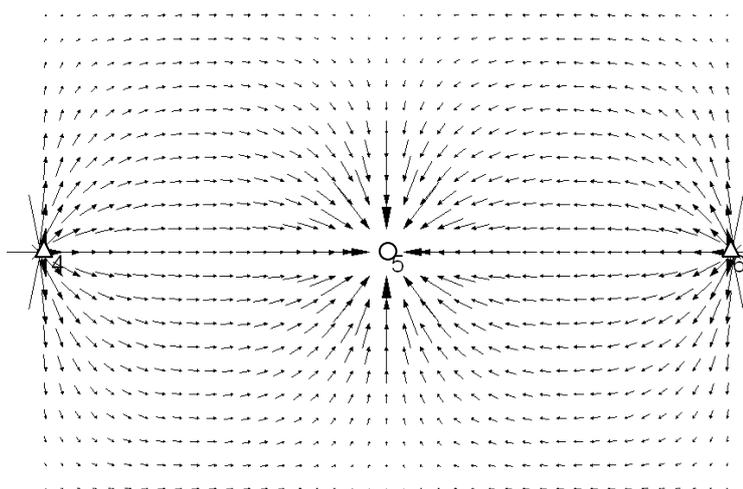


Рис. 13.2 Схема начальной отработки нагнетательной скважины в ряду на нефть

Вариантов, с помощью которых достигается изменение направления фильтрационных потоков, очень много. Например, в застойную зону пласта можно пробурить новую скважину (нагнетательную или добывающую). Можно пробурить из существующей скважины боковой ствол. Последний вариант очень часто используют, когда есть скважины, достигшие предельной обводнённости. Однако при этом надо внимательно оценивать затраты и планировать эффект от бурения бокового ствола, так как нередко стоимость

зарезки бокового ствола достигает, а иногда и превышает стоимость бурения новой скважины.

Не менее распространённая технология – это перевод добывающих высокообводнённых скважин под нагнетание.

Очень широко в России применяются также потокоотклоняющие технологии, которые в определенной степени могут быть отнесены или могут сопровождать нестационарный режим заводнения. При реализации этих технологий в пласты закачивают растворы полимеров, эмульсии, гелеобразующие системы (ГОС), вязкоупругие системы (ВУС), полимер-дисперсные системы (ПДС) и т.д. Обычно, эти составы закачивают в нагнетательные скважины, а затем проталкивают их по пласту водой. Если подобные технологии используют в добывающих скважинах, то тогда их называют водоизоляционными.

*Циклический режим заводнения* может быть одним из вариантов изменения направления фильтрационных потоков. Изменение направления фильтрационных потоков достигается путём изменения режимов работы скважин. Чаще всего изменяют режимы работы нагнетательных скважин, так как обычно добывающие оборудуют для работы на оптимальных режимах, поэтому, помимо возможных потерь на них, регулирование отборов на многих видах оборудования затруднено без проведения ремонта (например, для изменения частоты вращения кривошипа или длины хода плунжера). В настоящее время на ряде видов добывающего оборудования предусматривается регулирование параметров добычи, например, регулируемый электропривод ШГН, ЭЦН и винтового насоса.

На практике часто изменяют объёмы закачки циклически, но не по отдельным скважинам, а по кустам. Благодаря этому может достигаться изменение фильтрационных потоков, а величина нефтеотдачи увеличивается за счет существенного прироста коэффициента охвата пласта воздействием. Примером такой реализации метода может быть разработка Восточно-Сулеевской и Алькеевской площадей Ромашкинского месторождения в 80-

90-е годы прошлого столетия. При циклическом воздействии отключались попеременно добывающие и нагнетательные скважины на одной и другой половинах площадей с периодом цикличности в зависимости от пластовых параметров и соответствующей реакции скважин на воздействие.

Иногда циклическое заводнение реализуется следующим образом: в зимний период проводится незначительная закачка воды в пласт (так предотвращается замерзание водоводов и существенное охлаждение пласта), а при положительных температурах объемы закачки увеличиваются.

Главным результатом циклического воздействия для гидрофильного неоднородного по проницаемости пласта является внедрение воды на цикле повышения давления в поры меньшего диаметра неоднородных участков пласта в сравнении с вытеснением в стационарном режиме. Впоследствии, на этапе снижения давления, вода в этих участках удерживается капиллярными силами. В это же время нефть по порам большего диаметра вытесняется из охваченной капиллярно удержанной водой зоны. В качестве примера можно привести характерное нормальное распределение пор по размерам (рис. 13.3).

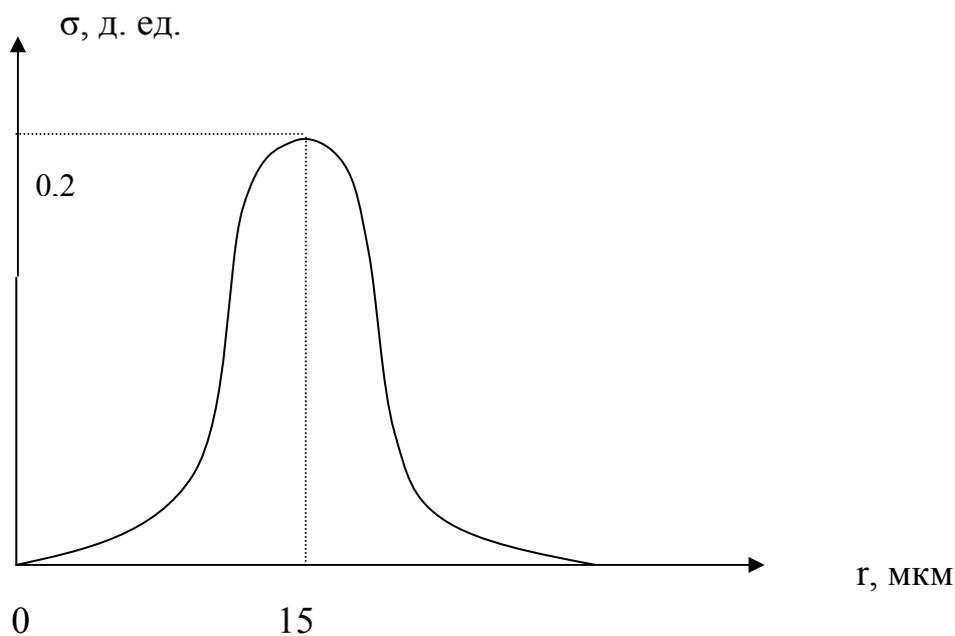


Рис. 13.3 Нормальное распределение пор по размерам

На основе такого распределения и результатов исследований зависимости капиллярного давления от диаметра капилляра можно определить долю объема нефти в капиллярах разного размера, потенциально подвижную при циклическом превышении внешнего давления над капиллярным. По результатам этих исследований, зная объемы неоднородного по проницаемости гидрофильного пласта, можно оценить эффективность циклического воздействия.

### **Использование подземных вод для заводнения. Межскважинная и внутрискважинная перекачка воды для нагнетания**

Существуют различные источники воды для организации системы ППД. Помимо наземных источников можно использовать залежи, содержащие большое количество воды. Самым ярким примером подобных вариантов является использование для заводнения сеноманских вод в Западной Сибири.

На значительной площади Западной Сибири присутствуют мощные сеноманские отложения, обладающие высокой проницаемостью, способные обеспечить высокие дебиты скважин по воде (сотни и тысячи кубометров в сутки с одной скважины). Часто дебита одной такой скважины достаточно, чтобы обеспечить работу целого куста нагнетательных скважин.

Иногда с помощью сеноманских вод удаётся решить проблему замерзания водоводов у нагнетательных скважин с низкой приёмистостью.

Лабораторные эксперименты показали, что наиболее высокий коэффициент вытеснения достигается в том случае, если в пласты закачивается «родная» пластовая вода. При использовании сеноманской воды коэффициент вытеснения почти такой же, как и у «родной» воды.

Однако очень большой проблемой при использовании сеноманских вод является вынос твёрдых взвешенных частиц (ТВЧ) из сеноманских отложений. Именно поэтому такая вода может не подойти для заводнения низкопродуктивного коллектора.

На территории Татарстана также применяется технология использования подземных вод для заводнения, например, на залежах 301-303 и Карамалинской площади Ромашкинского месторождения. Для применения таких технологий могут использоваться модификации техники заводнения: межскважинная перекачка (МСП), внутрискважинная перекачка (ВСП).

МСП используется в технологии заводнения без обустройства КНС, когда из скважины, пробуренной на водоносный пласт целевым образом, или проектной добывающей, вскрывшей водоносный горизонт, добывают насосом воду, закачивая ее в другую скважину – нагнетательную.

ВСП применяется в скважине, оборудованной по принципу одновременно-раздельной эксплуатации (рис. 13.4).

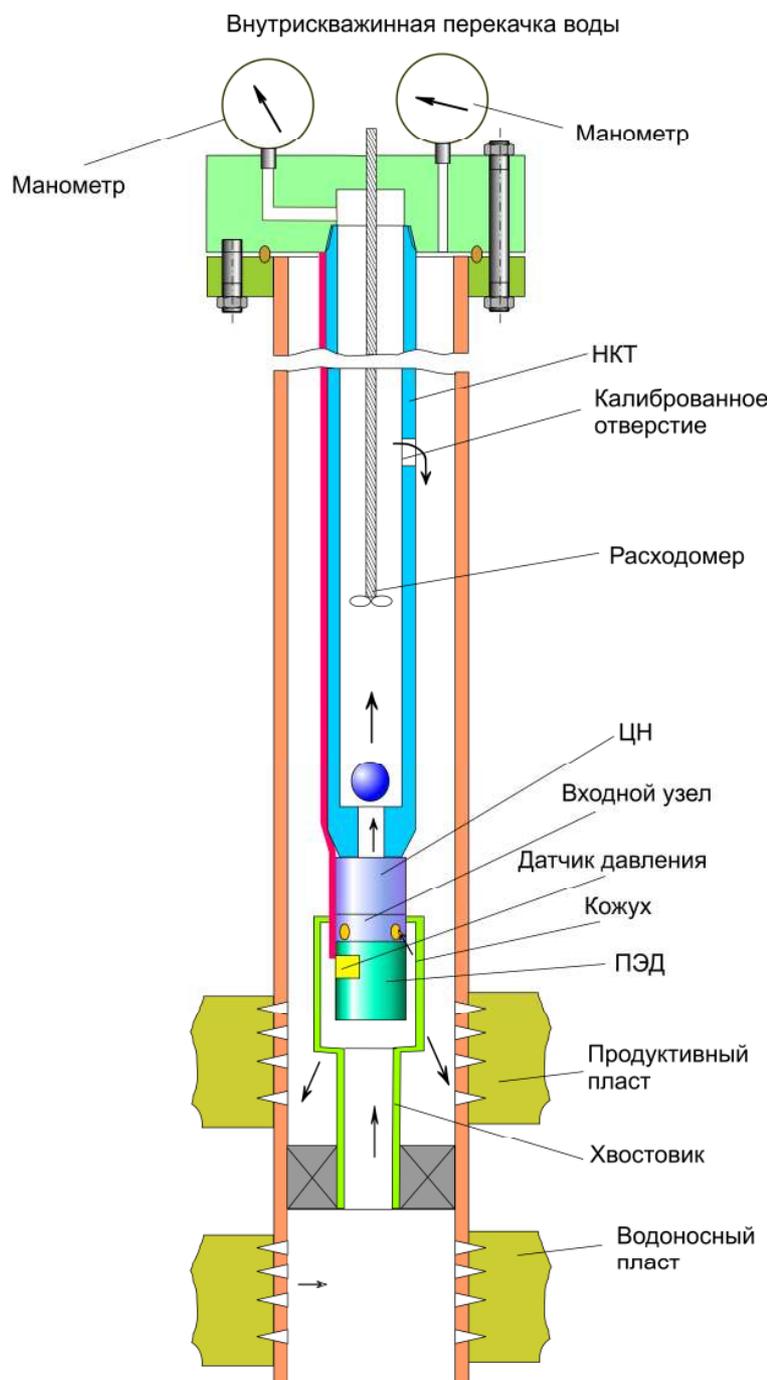


Рис. 13.4 Схема внутрискважинной перекачки воды (ВСП) для заводнения с использованием погружного электроцентробежного насоса (ЦН)

При этом из одного пласта, чаще всего нижележащего, отбирается вода, а в другой, отсеченный от водоносного пласта пакером, она нагнетается. В этом случае, в отличие от МСП, в одной скважине совмещаются функции нагнетательной и добывающей по воде скважин, а также обеспечивается незамерзаемость подаваемой для заводнения воды в зимнее время.

При этом при всех технологиях использования в качестве источника воды для заводнения водных ресурсов, несвязанных с целевой нефтяной залежью, необходимо предварительно, в соответствии с законодательством о недрах, подсчитать и защитить на Государственной комиссии по запасам (ГКЗ) ресурсы пластовых вод.

Второй встречающийся на промыслах вариант использования подземных вод – это геотермальное заводнение.

Залежи высоковязких нефтей обычно залегают на относительно небольших глубинах, где начальная пластовая температура невелика. Если вязкие нефти находятся при низкой пластовой температуре, то даже небольшое её повышение (на 30-50 °С) может привести к существенному снижению вязкости нефти. При закачке в такие залежи воды, взятой с большой глубины, где температура велика, существенно увеличивается не только коэффициент вытеснения, но и коэффициент охвата заводнением).

### **Экологические проблемы при реализации заводнения**

Срок службы скважины зависит от региона, где она пробурена (качество грунтов, климатические особенности...), способа разработки месторождения, качества эксплуатационных труб, защищенности от коррозии и ряда других факторов.

Средний срок надежной эксплуатации скважины – 30 лет. Наименьшая продолжительность ее надежной эксплуатации может быть на месторождениях с системой ППД на основе высокоминерализованных вод, а также морских месторождениях, где в пласты закачивают солёную морскую воду, воздействующую не только на внутреннюю часть трубы, но и, частично, на внешнюю и снаружи. В ряде случаев, чтобы предотвратить быструю коррозию, на эксплуатационные колонны наносят внутренние и внешние специальные покрытия. Имеются технологии на основе «расширяемой» трубы (*expandable technology*), разработанные в ТатНИПИнефть, которые позволяют защищать внешнюю поверхность обсадной колонны от воздействия пластовых агрессивных факторов, в т.ч. коррозионно-активных вод, соленосных

пластов, как это показано на рис. 13.5 в варианте «в». При этом достигается значительное сокращение затрат и на строительство скважины.

Если из-за коррозии скважины будут преждевременно выходить из строя, то управление выработкой пласта будет резко осложняться (удорожаться). Наиболее подвижная нефть будет отобрана в первые годы, а извлечение оставшихся запасов потребует бурения большого количества скважин-дублёров. Такая разработка месторождения может оказаться неэффективной.

Конструкция скважин должна предусматривать их эксплуатационную надежность в течение многих лет, а также последующую надежную ликвидацию. Так как совершенно ясно, что даже при самых идеальных условиях настает время, когда эксплуатационные колонны прокорродируют. Поэтому необходимо предотвратить возможность перетоков солёных пластовых вод в верхние пласты, содержащие пресную воду. Иначе это может привести к тому, что на территории, где разрабатывались нефтяные месторождения, подземные пресноводные горизонты начнут осолоняться, вызывая загрязнение питьевых источников.

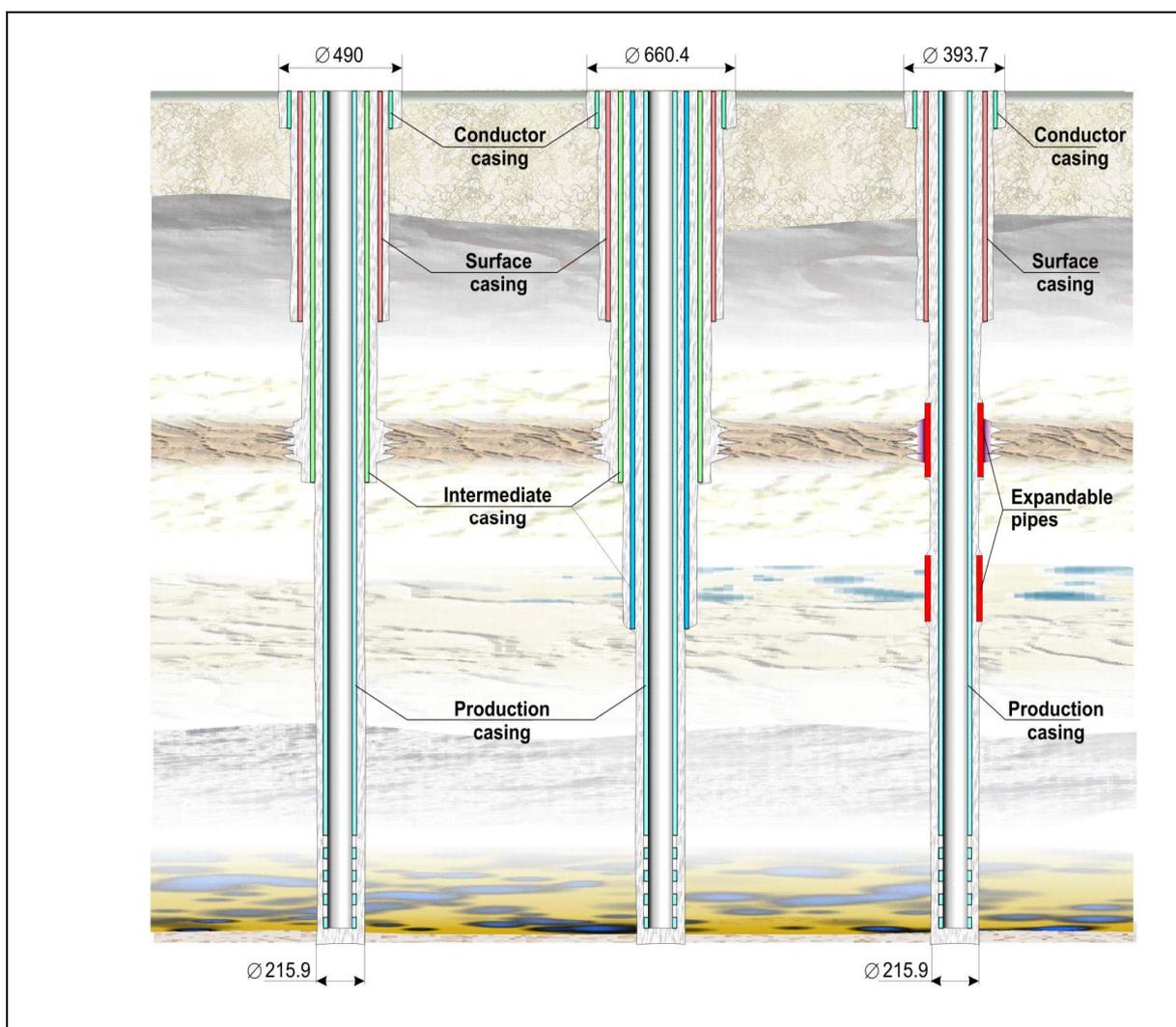


Рис. 13.5. Конструкция скважины (а, б – стандартная, в – с использованием «расширяемых» труб).

В настоящее время в системе заводнения широко используются металлопластмассовые трубы с внутренним полиэтиленовым покрытием (МПТ), трубы с внутренним полимерным (эмалевым) покрытием (ППТ) и стеклопластиковые трубы (СПТ). В результате вся система нагнетания минерализованных вод защищена с использованием труб с покрытием, в нагнетательных скважинах, кроме труб с покрытием, используются пакеры (например, в ОАО Татнефть марки М1-Х) для защиты межколонного пространства от контакта с закачиваемыми флюидами, а межколонное пространство над пакером заполняется жидкостями с антикоррозийными свойствами (АКЖ).

## Лекция №14

План:

1. Вытеснение нефти из трещинно-поровых коллекторов.
2. Анализ технологических показателей разработки.

### Вытеснение нефти из трещинно-поровых коллекторов

Разработка пластов, сложенных трещинно-поровыми и трещинными породами, является одним из сложнейших вопросов теории и практики разработки нефтяных месторождений. В условиях месторождений Татарстана такие коллекторы характерны для отложений верейского, башкирского, серпуховского и турнейского возраста.

На разработку трещинных и трещинно-поровых пластов может оказывать существенное влияние резкое изменение объема трещин при изменении давления жидкости, насыщающей трещины, в результате деформации горных пород.

При применении заводнения на таких месторождениях задача их разработки ещё более усложняется, так как возникает опасность прорыва воды по высокопроницаемым трещинам.

При этом по данным экспериментальных исследований и опыта разработки, известно, что из самой системы трещин нефть вытесняется довольно эффективно и коэффициент вытеснения достигает 0,8-0,85. Опыт также показывает, что и из матриц трещинно-поровых пластов при их заводнении нефть вытесняется, хотя коэффициент нефтевытеснения сравнительно невелик, не превышая величины 0,3 даже для гидрофильных коллекторов. Но чаще всего карбонатный коллектор представлен гидрофобной поверхностью пор, во многом за счет адсорбированных поверхностно-активных компонентов из контактирующей с нею нефтью.

Вытеснение нефти водой из матриц трещинно-поровых пластов происходит под действием двух важнейших факторов.

Во-первых, это неустановившиеся градиенты давления в системе «трещины – матрица» при нагнетании воды.

Следующий фактор связан с разностью капиллярного давления на границе воды и нефти, насыщающих матрицу. Действие этого перепада приводит к возникновению капиллярной пропитки пород, то есть к замещению нефти водой в них под действием указанной разности капиллярного давления. Капиллярная пропитка оказывается возможной, если породы преимущественно гидрофильные. Капиллярная пропитка матрицы или блоков трещинно-поровых пластов вполне объяснима не только с позиции действия капиллярных сил, но и с энергетической точки зрения, так как минимум поверхностной энергии на границе нефти с водой будет достигнут, когда нефть соберется воедино в трещинах, а не будет насыщать поры матрицы, обладая сложной, сильно разветвленной поверхностью.

Существует 2 вида капиллярной пропитки – прямоточная и противоточная. Прямоточная пропитка происходит в случае, когда вытесняющая и вытесняемая фазы движутся в одном направлении и, соответственно, противоточная – фазы движутся в противоположных направлениях.

Для определения скорости капиллярного впитывания удобно использовать следующую формулу, выведенную на базе зависимости [2]:

$$\varphi(t) = \frac{a \cdot e^{-\beta t}}{\sqrt{\beta \cdot t}}. \quad (14.1)$$

Из соображений размерности и физики процесса впитывания воды в кубический блок матрицы (рис. 4.5) коэффициент нормирования процесса пропитки  $\beta$  можно выразить следующим образом:

$$\beta = \frac{A \cdot k \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{l_s^3 \cdot \mu_n}; \quad A = f\left(k_n, k_e, \frac{\mu_n}{\mu_e}, m, \frac{k^{0.5}}{l_s}\right),$$

где  $k_n, k_e$  – относительные фазовые проницаемости блока для нефти и воды;  $k$  – абсолютная проницаемость;  $\sigma$  – коэффициент межфазного натяжения на границе нефть – вода;  $\theta$  – угол смачивания пород пласта водой;  $\mu_n$  – коэффи-

циент динамической вязкости нефти;  $l_s$  – длина грани блока,  $m$  – коэффициент пористости блока,  $A$  – экспериментальная функция.

Коэффициент  $a$  в выражении для скорости капиллярного впитывания находится из соображений материального баланса. За бесконечное время количество впитавшейся в кубический блок с длиной грани  $l_s$  воды равно объему извлеченной из него нефти. То есть:

$$\int_0^{\infty} \varphi(t) dt = m \cdot l_s^3 \cdot s_n^O \cdot \eta_* , \quad (14.2)$$

где  $t$  – время;

$s_n^O$  – начальная нефтенасыщенность блока породы;

$\eta_*$  – величина конечной нефтеотдачи блока при его капиллярной пропитке.

Интеграл определяем, подставив выражение (14.1) для скорости капиллярной пропитки:

$$\int_0^{\infty} \varphi(t) dt = \int_0^{\infty} \frac{a \cdot e^{-\beta t}}{\sqrt{\beta \cdot t}} dt = \frac{a}{\beta} \int_0^{\infty} \frac{e^{-\tau}}{\sqrt{\tau}} d\tau = \frac{a \sqrt{\pi}}{\beta} . \quad (14.3)$$

Тогда, приравнявая (14.2) и (14.3), получим:

$$a = \frac{m \cdot l_s^3 \cdot s_{n0} \cdot \eta_* \cdot \beta}{\sqrt{\pi}} .$$

Рассмотрим непосредственно процесс вытеснения нефти водой на модели трещинно-порового пласта (рис. 14.1). Будем полагать, что блоки можно представить кубами с длиной грани  $l_s$ . Поскольку вытеснение нефти водой начинается с границы пласта  $x = 0$ , то первые блоки, находящиеся у входа в пласт, будут пропитываться водой дольше, а значит и на большую величину, чем более удаленные.

Весь расход воды  $q$ , закачиваемой в модель прямолинейно-параллельного вытеснения, впитывается в определенное число блоков породы, охваченных фронтом пропитки. Поэтому в каждый момент времени пропитка их происходит в области  $0 < x < x_\phi$  до достижения предельной водона-

сыщенности и прекращения процесса пропитки ( $x_\phi$  – координата фронта капиллярной пропитки).

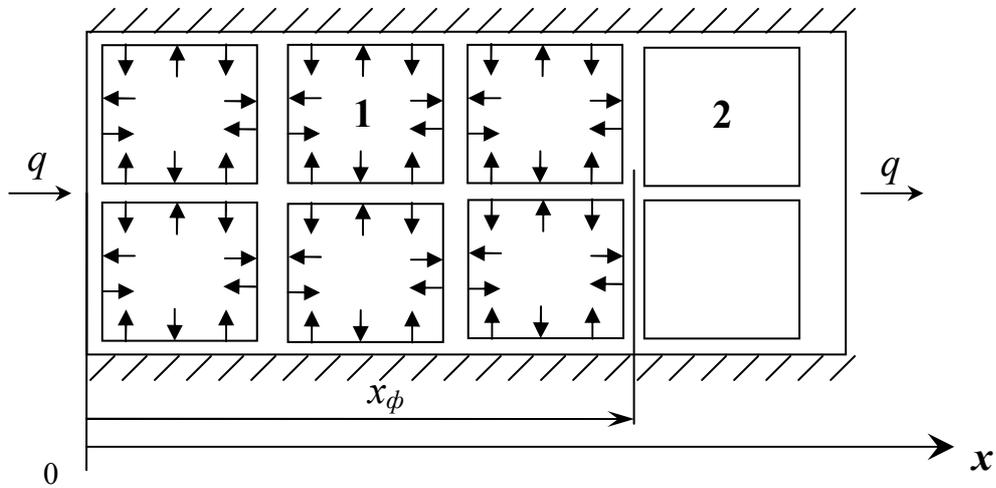


Рис. 14.1 Схема заводняемого трещинно-порового пласта при прямолинейно параллельном вытеснении:  
1 – блок породы, охваченный капиллярной пропиткой; 2 – блок породы, до которого не дошел фронт капиллярной пропитки ( $x_\phi$  – координата фронта)

Этот фронт будет перемещаться в пласте со скоростью

$$v_\phi = \frac{dx_\phi}{dt}.$$

Если считать, что блоки породы в каждом сечении пласта начинают пропитываться в момент времени  $\lambda$ , то скорость впитывания воды необходимо исчислять от этого момента времени.

Пусть в течение времени  $\Delta\lambda$  «вступило» в пропитку некоторое число блоков породы. Расход воды  $\Delta q$ , входящей в эти блоки, составит

$$\Delta q = \frac{b \cdot h \cdot \varphi(t - \lambda) \cdot v_\phi(\lambda) \Delta\lambda}{l_s^3}.$$

Скорость впитывания воды  $\varphi(t)$  ранее была определена для одного блока. Чтобы выразить ее как скорость впитывания воды в единицу объема трещинно-порового пласта, мы разделили  $\varphi(t)$  на  $l_s^3$ .

Суммируя приращения расходов  $\Delta q$  и устремляя  $\Delta\lambda$  к нулю, приходим к следующему интегральному выражению:

$$q = \frac{b \cdot h}{l_s^3} \int_0^{\infty} \varphi(t - \lambda) \cdot v_{\phi}(\lambda) d\lambda,$$

или, используя формулу для скорости капиллярной пропитки и найденный коэффициент  $a$ :

$$q = b \cdot h \cdot \beta \cdot \eta_* \cdot m \cdot s_{h0}^O \int_0^t \frac{e^{-\beta(t-\lambda)}}{\sqrt{\pi \cdot \beta \cdot (t-\lambda)}} v_{\phi}(\lambda) d\lambda. \quad (14.4)$$

Часто на практике задается расход  $q$  и необходимо найти скорость продвижения фронта пропитки  $v_{\phi}(\lambda)$ . Чтобы найти скорости фронта, необходимо решить интегральное уравнение. Методика его решения выходит за рамки стандартного курса высшей математики, поэтому приведём лишь конечный результат:

$$v_{\phi}(t) = \frac{q}{b \cdot h \cdot \eta_* \cdot m \cdot s_{h0}} \left[ \frac{e^{-\beta t}}{\sqrt{\pi \cdot \beta \cdot t}} + \operatorname{erf}(\sqrt{\beta \cdot t}) \right]. \quad (14.5)$$

С использованием этого уравнения можно прогнозировать координату фронта пропитки для линейного случая. С другой стороны:

$$v_{\phi}(t) = \frac{dx_{\phi}}{dt} \Rightarrow x_{\phi} = \int_0^t v_{\phi}(t) dt$$

$$x_{\phi}(t) = \frac{q}{b \cdot h \cdot \eta_* \cdot m \cdot s_{h0}} \int_0^t \left[ \frac{e^{-\beta t}}{\sqrt{\pi \cdot \beta \cdot t}} + \operatorname{erf}(\sqrt{\beta \cdot t}) \right] dt. \quad (14.6)$$

Если значение  $t$  очень велико (порядка 50 суток), то интеграл становится близким к единице. Тогда получим прямую зависимость для координаты стабилизированного фронта пропитки:

$$x_{\phi}(t) \approx \frac{q}{b \cdot h \cdot \eta_* \cdot m \cdot s_{h0}} t. \quad (14.7)$$

Аналогичными вычислениями можно получить формулу для координаты фронта капиллярной пропитки при плоско-радиальной фильтрации, определяемую через площадь, охватываемую пропиткой:

$$S_f(t) = \frac{\bar{q}}{h \cdot m_{\text{ол}} \cdot \eta_* \cdot S_n^0 \sqrt{\beta}} \left( \operatorname{erf}(\sqrt{\beta \cdot t}) \left( \frac{4 - \sqrt{\pi}(1 + 2\beta \cdot t)}{4\beta} \right) + \frac{\sqrt{t} \exp(-\beta \cdot t)}{2\sqrt{\beta}} \right) \quad (14.8)$$

где  $S_f$  – площадь, охватываемая пропиткой, то есть, тогда радиус фронта пропитки  $r$  составит:  $r = \sqrt{S_f / \pi}$ .

Таким образом по пласту будет двигаться зона пропитки с интенсивным ее проявлением на переднем фронте, а через определенное время может сформироваться и задний фронт, на котором пропитка уже закончится. После достижения фронтом пропитки добывающей скважины начнется водный период добычи. Дальнейшая добыча требует регулирования закачки и отбора для оптимизации отбора нефти при наименьшей обводненности.

### **Анализ технологических показателей разработки**

В процессе разработки месторождений накапливается большой объем информации, например, данные по добыче нефти, жидкости, объемам закачанной воды и так далее. Эти данные представляют собой хороший инструмент для анализа состояния и прогноза разработки месторождения, а также для оценки эффективности мероприятий, проводимых на нём.

Рассмотрим, например, как с помощью данных по обводнённости и добыче нефти можно оценить извлекаемые запасы для случая статистически устойчиво сформировавшейся связи между ними. Такая связь устанавливается после добычи значительных объемов запасов.

Зная объёмы добытой из месторождения нефти по годам, определяется величина текущей нефтеотдачи. Далее, можно построить зависимость обводнённости по годам от нефтеотдачи.

С помощью методов обработки экспериментальных данных строится определённого вида зависимость (рис. 14.2) обводнённости от нефтеотдачи (из предыдущих разделов становится понятным, почему динамика обводнённости, как правило, носит S-образный характер). Затем, например, с помощью разложения в ряд Ньютона, экстраполируется зависимость до установленного экономически рентабельного значения обводнённости. Опустив перпендикуляр из этой точки на ось абсцисс, получим коэффициент нефтеотдачи, соответствующий предельной обводнённости.

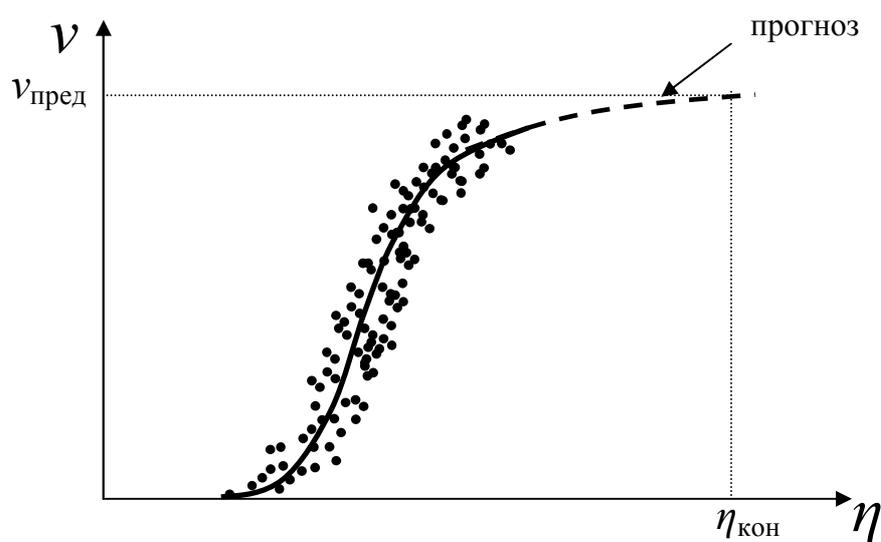


Рис. 14.2 Анализ зависимости динамики обводнённости от величины текущей нефтеотдачи

С помощью этого метода можно оценить, сможем ли мы при указанной динамике технологических показателей достичь величины проектного коэффициента нефтеотдачи или нет. Аналогичные результаты можно получить также и с применением метода характеристик вытеснения или кривых падения (*depletion curve analysis*), описанного подробнее далее в курсе.

## Лекция №15

План:

1. Терминология в определениях метода увеличения нефтеизвлечения (МУН), обработки призабойных зон пласта (стимуляции скважин).
2. Классификация методов увеличения нефтеизвлечения (МУН).
3. Достоинства и недостатки современных МУН. Критерии применимости МУН и этапы принятия решения об их применении.
4. Выбор МУН и объектов для их применения.
5. Использование методов искусственного интеллекта в задачах выбора МУН.

### **Терминология в определениях метода увеличения нефтеизвлечения (МУН), обработки призабойных зон пласта (стимуляции скважин)**

В классификации методов увеличения нефтеотдачи пластов в связи с активной интеграцией России в мировой нефтяной рынок, появились очевидные сложности в применении терминологии. Во многом эти сложности обусловлены наличием схожих терминов и разным толкованием одних и тех же процессов.

Кроме того, распространенные в российской практике термины – методы увеличения (повышения) нефтеотдачи (нефтеизвлечения), методы обработки призабойной зоны (ОПЗ) требует специального разъяснения в их связи с применяемыми в международной (американской) классификации определениями:

- *improved oil recovery* (IOR) улучшенная добыча нефти,
- *enhanced oil recovery* (EOR) – увеличение нефтеизвлечения,
- *well stimulation* – стимуляция скважины.

Основные факторы и показатели, которые могут быть использованы при классификации терминов, характеризующих процессы увеличения нефтеизвлечения и ОПЗ во взаимодействии с западной терминологией удобно привести в виде таблицы (табл.15.1).

Характеристика терминов в процессах увеличения нефтеотдачи  
и обработке призабойных зон скважин

N	Термин Характеристика термина	Улучшенное нефтеизвлечение (IOR)	Увеличение нефтеизвле- чения (EOR)	Обработка призабойной зоны пласта (стимуляция скважин)
1	Любые воздействия, улучшающие технологические показатели принятого к реализации проекта разработки с набором геолого-технологических мероприятий	+		
2	Инновации в составе технологии разработки, улучшающие показатели разработки	+	+	+
3	Дополнительная добыча из вовлеченных запасов	+		+
4	Вовлечение и добыча из новых запасов	+	+	
5	Увеличение охвата пласта вытеснением	+		+ -
6	Увеличение извлекаемых запасов в элементе разработки	+	+	
7	Модификация пластовых условий взаимодействия в системе порода-флюид с целью дополнительной добычи	+	+	+
8	Снижение остаточной нефтенасыщенности в охваченном разработкой объеме	+	+	

Таким образом, основные различия в определениях можно классифицировать по:

1. физико-химическим принципам - взаимодействие в пластовых системах;
2. количественным показателям - коэффициенты вытеснения и охвата. Охват может быть детализирован на охват по простиранию и по разрезу.

Указанные различия принципиально определяются степенью изученности - как на лабораторном уровне, так и на уровне месторождения.

Предлагается для конкретизации условий применения терминов использовать соответствующие масштабы рассмотрения. Коэффициенты: нефтеизвлечения, вытеснения и охвата в модельных условиях физических экспериментов можно объ-

ективно определять для одномерных, а также двумерных и трехмерных случаев. Для промысловых условий - эти величины могут быть только оценочными и принципиально зависят как от методов исследования, так и стадии изученности объекта.

Наверное, в силу превалирования американской и британской научно-технической литературы и большого числа специалистов, использующих эти термины в западных компаниях и совместных с этими компаниями предприятиях, было бы удобно перейти на общую с ними классификацию. Справедливости ради следует отметить, что в западной научно-технической литературе также нет полной ясности в терминах увеличения нефтеотдачи, стимуляции добычи и улучшения добычи нефти.

Суммируя указанные выше соображения, принятая терминология могла бы выглядеть следующим образом:

1. МУН – это любые технологии, которые увеличивают степень (коэффициент нефтеизвлечения, коэффициент нефтеотдачи), т. е. проектную добычу при первичном (базовом) механизме добычи.

2. IOR – улучшенное нефтеизвлечение, включает как увеличение нефтеотдачи пласта (EOR), так и увеличение продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

3. EOR - увеличение нефтеизвлечения, в широко используемой в России терминологии - увеличение (повышение) нефтеизвлечения (нефтеотдачи) пласта.

Обработка призабойной зоны пласта (стимуляция скважин) - процесс, увеличивающий (восстанавливающий) характеристики призабойной зоны пласта при этом, как правило, извлекаются те же вовлеченные запасы, м.б. и за различные сроки. Целью этих процессов является интенсификация добычи нефти, т.е. сокращение срока добычи определенных запасов.

Если обобщить сказанное выше, то дополнительная добыча нефти от применения методов увеличения нефтеотдачи может быть оценена как добыча, полученная из приращенных извлекаемых запасов, тогда как дополнительная добыча нефти при методах интенсификации - это результат дополнительной добычи из прежних извлекаемых запасов. Хотя и тот, и другой процессы с экономической точки зрения могут быть равноценны, т.к. сроки разработки месторождения могут быть различными.

## **Классификация методов увеличения нефтеотдачи пластов**

Эта классификация является предметом постоянных дискуссий по мере развития представлений о пласте и механизмов процессов извлечения нефти. Основные принципы классификации методов нефтеотдачи формируются следующим образом:

1. По стадии применения,
2. По виду вытесняющих агентов (процессов),
3. По механизму действия (цели применения) и др.

### ***Классификация МУН по стадии разработки***

По международной (американской) классификации первичным механизмом добычи нефти является тот, который основан на естественной энергии пласта, т.е. водонапорный, упругий, газовый, гравитационный и различные их комбинации (табл. 15.2). Все методы, основанные на нагнетании (возврате) продукции пласта – воды и газа (включая поверхностного аналога – пресная вода), относятся к вторичному механизму – вторичные методы. В отечественной практике эти методы отнесены к поддержанию пластового давления (ППД) нагнетанием воды или газа. По всей видимости, к этим методам воздействия следует относить и метод, основанный на нагнетании нефти, возможно и более дешевой (вязкой), в составе переменных оторочек нефти и воды и т.д. Эти методы не вносят существенных изменений в физико-химические механизмы пластовых процессов.

Третичными методами (МУН по отечественной классификации) являются методы, основанные на модификации вторичного механизма, а также методы, использующие самостоятельные физические, химические, микробиологические механизмы или комбинации их. Таким образом, на долю третичных методов приходится весь спектр технологий, основанный на введении реагентов – жидких, газообразных, твердых (в виде дисперсии), которые отличны от агентов природной энергии – воды и углеводородных газов. При этом возможно как их прямое нагнетание в пласт, так и введение с агентами вторичных методов воз-

действия. В результате действия третичных методов происходят существенные изменения пластовых процессов:

- физические - изменение плотности, вязкости, межфазного натяжения флюидов, а также изменения свойств породы пласта,
- химические - реакции с породой, пластовыми флюидами,
- биохимические - генерация продуктов жизнедеятельности бактерий (метаболитов) и их реакции.

Таблица 15.2

**Классификация МУН по стадии разработки**

Первичная добыча Primary recovery	Вторичная добыча Secondary recovery	Третичная добыча Tertiary recovery
Естественный режим разработки	Заводнение	Термические методы
	Нагнетание углеводородных газов	Химические методы
	Циклическая закачка газа и воды	Газовые методы (CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> ...)
		Микробиологические методы
		Физические методы

***Классификация МУН по виду вытесняющих агентов***

Эти методы по классификации стадий применения могут быть отнесены как к вторичным, так и к третичным. Они подразделяются на следующие основные группы - газовые, химические, микробиологические, физические и комбинированные (табл. 15.3).

***Классификация МУН по масштабу воздействия***

Полнота процесса нефтеизвлечения определяется параметрами, характеризующими воздействие на пласт и пластовые флюиды в микро- и макромасштабе. В

микромасштабе этот процесс принято количественно оценивать через коэффициент вытеснения ( $K_в$ ), а в макромасштабе – коэффициентом охвата вытеснением ( $K_{охв}$ ). Для более детального описания и количественной оценки могут вводиться дополнительные коэффициенты, такие как коэффициент сетки скважин ( $K_{сет}$ ) и т.д. В общем случае результаты микромасштаба, т.е. коэффициент вытеснения, переносится на масштабы объекта разработки для определения коэффициента нефтеизвлечения ( $K_{ни}$ ) в соответствии с простым уравнением (4.1), повторим его для понимания (15.1), которое детализировано Щелкачевым В.Н. с учетом сетки скважин (15.2):

$$K_{ни} = K_в \cdot K_{охв} \quad (15.1)$$

$$K_{ни} = K_в \cdot e^{-\alpha S} ; \quad (15.2)$$

где  $K_{ни}$ ,  $K_в$  - коэффициенты соответственно нефтеизвлечения и вытеснения;

$\alpha$  - коэффициент, характеризующий уменьшение нефтеизвлечения при разрежении сетки скважин (увеличение расстояния между скважинами), км<sup>-2</sup>;

$S$  - плотность сетки скважин, км<sup>2</sup>/скв.

Таблица 15.3

**Классификация МУН по виду вытесняющего агента (процесса)**

	Процессы	Вытесняющий агент	Детализация агента
1.	Газовые	Углеводородные газы	
		Воздух	
		Инертные газы	азот
		Углекислый газ	
		Газы горения	азот, углекислый газ
2.	Химические	Кислоты	соляная, серная, плавиковая
		Щелочи	гидроксиды натрия, калия
		Полимеры	органические, неорганические
		ПАВ	
3.	Микробиологические	Биополимеры	
		Продукты жизнедеятельности естественной пластовой микрофлоры	Газы, кислоты, ПАВ, полимеры
		Продукты жизнедеятельности интродуцированной пластовой микрофлоры	
4.	Тепловые	Горячая вода	
		Пар	
		Продукты и процессы внутрипластового горения	сухое, влажное сверх-влажное

5.	Физические	Волновые	сверхвысокочастотные (СВЧ), акустические, сейсмические
		Гидро разрыв пласта (ГРП)	
6.	Комбинированные	Газ, вода	углеводородные газы, углекислый газ
		Газ, раствор ПАВ	пена
		Щелочь, полимер, ПАВ	
		Кислотный ГРП	соляная кислота
		Дисперсия твердых частиц, раствор полимера	глина, полиакриламид

Для оценки влияния МУН на эффективность извлечения нефти следует принять во внимание следующие основные параметры, определяющие этот процесс:

1. Пластовые условия: давление, температура.
2. Коллекторские свойства пласта - пористость, проницаемость, характеристики капилляров, неоднородность свойств.
3. Взаимодействие между пластовыми и закачиваемыми флюидами - капиллярные силы, межфазное натяжение, адсорбция, диффузия, диспергирование, вязкостная неустойчивость на границе вытеснения, фазовые переходы, разделение фаз, гравитационные силы.
3. Взаимодействие флюидов с породой – минералогический состав, адсорбция, относительная проницаемость, смачиваемость, насыщение.
4. Вязкостные силы – градиент давления.
5. Геометрия коллектора и расположение скважин

В связи с большой сложностью и композиционностью пластовых процессов, точное количественное влияние какого-то отдельно взятого параметра на степень нефтеизвлечения оценить практически невозможно. Но при определении методов по целевому принципу можно выделить преимущественную направленность технологии - на увеличение коэффициента вытеснения или на увеличение охвата вытеснением. В качестве крайних точек всего диапазона методов для иллюстрации могут быть представлены методы:

- 1) основанные на применении дисперсий твердых частиц (глина в полимерно - дисперсной системе, древесное волокно - в волокнисто - дисперсной), осадкообразующие технологии - для увеличения охвата вытеснением,
- 2) применение растворов водорастворимых НПАВ – для увеличения коэффициента вытеснения. В условиях поздней стадии разработки большая часть создаваемых и применяемых методов направлена как на увеличение коэффициента вытеснения, так и - коэффициента охвата или одновременно,

или последовательно. Примером может служить такие комбинированные технологии, как применение композиций на основе дисперсий маслорастворимых НПВВ.

Таким образом, можно дать следующее наиболее общее определение:

***МУН – это такие методы воздействия на пласт, которые позволяют получать дополнительные объёмы нефти по сравнению с базовыми вариантами (методами) разработки за тот же период времени.***

Тем самым применение МУН увеличивает извлекаемые запасы по сравнению с базовым вариантом разработки. На практике эти методы (МУН) нередко сами применяются в качестве базовых – это в первую очередь тепловые методы (внутрипластовое горение, парогравитационное воздействие).

Схематично долю МУН в общей добыче из геологических запасов для условий месторождений девона Татарстана можно изобразить следующим образом (рис. 15.1):

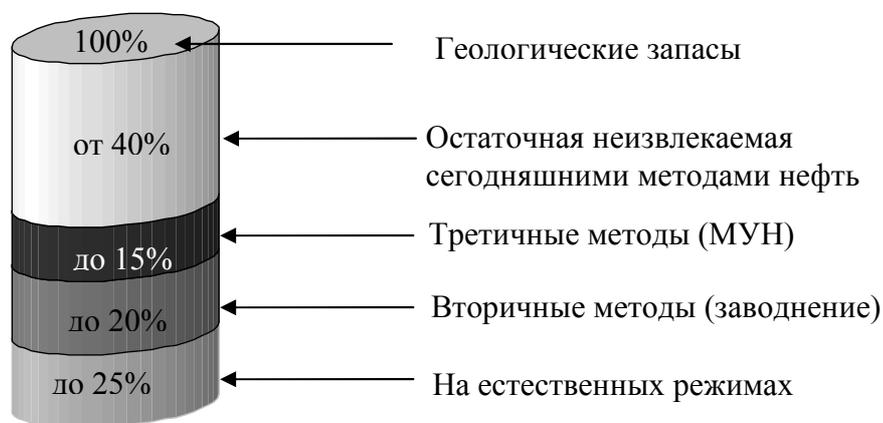


Рис. 15.1 Доля МУН в коэффициенте извлечения нефти (на примере терригенных отложений девона Ромашкинского месторождения)

На сегодняшний день предложено множество классификаций МУН. В данном курсе будем использовать классификацию МУН по типу рабочего агента:

1. **Гидродинамические МУН** (*waterflooding managment*) – управление заводнением, включая нестационарное заводнение, изменение фильтрационных потоков... .
2. **Химические методы (ХМ)** (*chemical methods*) – полимерное воздействие, ПАВ, щелочи, кислоты и т.д.
3. **Тепловые методы** (*thermal methods*) – закачка горячей воды, пара, внутрипластовое горение.
4. **Газовые методы** (*gas methods*) – закачка газа.
5. **Микробиологические методы** (*microbial methods*) – закачка или активация пластовой микрофлоры и (или) закачка метаболитов.
6. **Физические методы** (*physical methods*) – волновые методы, основанные на создании нелинейных волновых возмущений различных частот и амплитуд в пластовой среде и (или) закачиваемыми флюидами.

В ряде случаев к методам увеличения нефтеотдачи относят и следующие виды воздействия на залежи и месторождения:

- разукрупнение объектов разработки;
- бурение горизонтальных скважин;
- гидроразрыв пласта.

Но эти воздействия нередко только интенсифицируют процесс добычи, и относить их к МУН можно только после специального анализа по итогам воздействия. Правильнее такие методы, без которых иногда невозможно рентабельно разрабатывать месторождение, можно отнести к методам, обеспечивающим достижение экономически приемлемых величин коэффициента нефтеизвлечения по месторождению, не всегда приводящие к приросту величины конечного коэффициента нефтеизвлечения.

## **Достоинства и недостатки современных МУН. Критерии применимости МУН и этапы принятия решения об их применении**

Положительный результат применения МУН понятен из самого названия. Но, неизбежно, на пути к промышленному применению этих технологий существуют и значительные препятствия:

- большая наукоёмкость и высокая технологичность (прежде, чем применять тот или иной метод, необходимо провести немалое число лабораторных исследований, иногда приходится разрабатывать специальные виды оборудования для промышленной реализации);
- многие МУН энерго- и материалоемкие;
- часто стоимость промышленной реализации МУН высока (до 70 % затрат парогравитационного метода относится к промышленному обустройству, которое необходимо обеспечить до начала реализации метода);
- нередко эффект от применения отложен во времени, то есть период окупаемости может быть значителен;
- ряд МУН могут быть экологически опасны и др.

Для каждого МУН определяются свои критерии применимости.

***Критерии применимости*** – это интервалы значений геолого-физических параметров, при которых может быть обеспечена (предполагается, что была получена ранее на стадии ОПР в подобных или аналогичных условиях) технологическая, а часто и экономическая, эффективность того или иного метода. Например, критерии применения для метода увеличения нефтеотдачи путем активации пластовой микрофлоры приведены в табл. 15.4 и на рис. 15.2.

Критерии применимости микробиологического МУН на основе активации пластовой микрофлоры

Характеристики пласта и флюидов	Допустимый интервал	Оптимальные значения
Тип коллектора	Поровый, трещинно-поровый	Поровый
Толщина продуктивного пласта, м	не менее 1	3-10
Пористость, %	12-25	17-25
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	больше 0,05	больше 0,2
Пластовое давление, МПа	до 40,0	до 30,0
Температура пласта, °С	20-80	30-50
Общая минерализация пластовых вод, г/л	до 300	до 100
Общая минерализация закачиваемых вод, г/л	до 60	до 30
Содержание сульфатов в пластовой и закачиваемых водах, мг/л	до 100	до 5
Обводненность, %	40-95	60-80
Вязкость нефти, мПа·с	1-100	3-20



Рис. 15.2 Этапы принятия решения о применении МУН

## Выбор МУН и объектов для их применения

Выбор технологий увеличения нефтеизвлечения выполняется на основе анализа геологического строения пласта, характеристик коллектора и насыщающих его флюидов, потенциальных возможностей системы разработки и иных регламентирующих требований технологического процесса.

При выборе вида воздействия для условий конкретной скважины у специалистов обычно возникают сложности, определяющиеся рядом факторов:

- некоторые технологические процессы в функциональном отношении предназначены для применения в сходных условиях;
- регламентами применения ряда технологий не определяется полный перечень критериев эффективного использования технологий;
- исторически сложившиеся технические и технологические предпочтения в практике работы предприятий-операторов на месторождении;
- используемая геолого-промысловая информация по конкретным скважинам не всегда полна, регулярна, точна.

Поэтому успешность осуществления воздействия кардинально зависит от информированности, опыта и навыков работы промыслового геолога и разработчика-технолога, принимающих решение в конкретной ситуации.

Для решения таких задач в настоящее время создаются программные средства, позволяющие не только подготовить проектные решения по оптимизации разработки залежи за счет применения технологий увеличения нефтеизвлечения, но и обеспечить промыслового специалиста рекомендациями по оперативному выбору вида воздействия на пласт в условиях конкретной скважины или участка.

Известны традиционные аналитические технологии, основанные на детерминированных моделях принятия решения по заданному алгоритму. Необходимым условием применения детерминированных моделей принятия решения является полное и детальное определение порядка действий некото-

рым набором известных функций и параметров во всех возможных ситуациях. В силу сложности природных объектов, характеризующихся ограниченным количеством доступных измерению параметров, и схожести различных технологий МУН и ОПЗ практическая реализация решения задачи таким способом представляется затруднительной из-за невозможности одновременного охвата всего многообразия взаимосвязей разнородных компонентов.

### **Использование методов искусственного интеллекта в задачах выбора МУН**

В мировой практике известны исследования в области применения аналитических технологий на основе искусственного интеллекта (ИИ) для задач выбора и оптимизации процессов разработки нефтяных месторождений, направленные на поиск решений по выбору оптимального метода увеличения нефтеотдачи.

В условиях разработки крупных месторождений на поздней стадии основным методом воздействия является управление заводнением, а применение различных технологий увеличения нефтеизвлечения локализовано в ближайшей окрестности нагнетательных и добывающих скважин и призвано улучшить продуктивные характеристики системы пласт-скважина. Это значит, что объектом воздействия являются запасы нефти весьма малого природного объекта с индивидуальными характеристиками небольшого блока скважин, а спектр возможных вариантов применения технологий воздействия на пласт весьма широк и разнообразен. Кроме того, при описании разработки нефтяных месторождений велика роль параметров, характеризующихся на уровне качественных понятий (наилучшее, наихудшее и другие). Проблема подбора вида воздействия для условий конкретной скважины относится к задачам классификации. Отметим, что задачи классификации (класса распознавания понятий по символам) плохо алгоритмируются.

Поэтому часто такие задачи решают с использованием систем ИИ. По сравнению с технологиями, использующими алгоритмические модели, основным преимуществом информационных технологий, использующих модели ИИ, является способность совокупного учета влияния множества недоступных прямому выявлению функциональных и стохастических зависимостей.

### *Нейросети*

В последнее время наблюдается активное развитие аналитических технологий искусственного интеллекта, основанных на имитации природных явлений, таких как мыслительная деятельность нейронов мозга или процесс естественного отбора. Их использование представляется предпочтительным в случаях выбора оптимального решения на основе анализа большого объема разнородной и неполной информации, где жесткого алгоритмического решения добиться очень трудно или вообще невозможно. Наиболее перспективными из этих технологий представляются нейронные сети и генетические алгоритмы.

Искусственная нейронная сеть (нейросеть) – это набор соединенных между собой самостоятельных узлов анализа (нейронов).

Как правило, передаточные функции всех нейронов в сети фиксированы, а веса являются параметрами сети и могут изменяться. Работа нейросети состоит в преобразовании входного вектора в выходной вектор, причем это преобразование задается весами сети.

Нейросети способны принимать решения, основываясь на выявляемых ими скрытых закономерностях в многомерных данных. Отличительное свойство нейросетей от экспертных систем состоит в том, что они не программируются – не используют никаких правил вывода для постановки диагноза, а обучаются делать это на примерах. Это особенно актуально при работе с изучаемыми объектами, характеризующимися большим числом входных параметров со схожими признаками принадлежности к определенному виду. Нейронный метод обучения хорошо работает с многочисленными, разнород-

ными данными. Результат представляет собой многовариантную ранжированную классификацию.

### ***Генетические алгоритмы***

Генетические алгоритмы предназначены для поиска оптимальных решений путем реализации идеи естественного отбора среди живых организмов в природе. Генетический метод обучения лучше себя проявляет с более определенными, но с менее насыщенными данными. В этом случае выдается результат в виде однозначного решения в отличие от нейронного метода.

Генетические алгоритмы часто применяются совместно с нейронными сетями, позволяя создавать весьма быстрые, гибкие и эффективные инструменты анализа данных. В случае критического «недонасыщения» данными генетический метод откажется выдавать какую-либо рекомендацию, нейронный же метод выдаст рекомендацию в виде равномерного распределения классификации на все технологии, что не будет правильным решением. Таким образом, главными преимуществами нейросетей по сравнению с логическими и вычислительными методами принятия решений являются нестрогие требования к точности, полноте и непротиворечивости исходных данных.

В ТатНИПИнефть были разработаны программные средства, основанные на нейронной сети, адаптированной к условиям разработки месторождений Татарстана и способной синтезировать рекомендации на основе обучения на примерах успешного опыта реализации геолого-технических мероприятий на аналогичных объектах.

### ***Пример выбора технологий на базе оболочки ИИ***

Опираясь на опыт промышленного применения 60 наиболее распространенных технологий (приложения 1, 2 табл. П 1.1, П 2.2), реализуемых на месторождениях Татарстана через нагнетательные и добывающие скважины, нами выделено четыре группы параметров (приложение 3 табл. П 3.3), включающие следующие данные по:

1. Коллектору: карбонатность, глинистость, проницаемость, нефтенасыщенность, расстояние до водонасыщенного пласта, толщина нефтенасыщенного пласта.

2. Пластовым флюидам: температура, вязкость, содержание асфальтенов и смол, содержание парафинов, минерализация пластовой воды.

3. Системе заводнения: соотношение добывающих и нагнетательных скважин, приемистость нагнетательной скважины, минерализация закачиваемой воды, производительность нагнетательной скважины, темп изменения приемистости скважины.

4. Системе отбора: пластовое давление, плотность отбираемой воды, темп изменения плотности отбираемой воды, дебит жидкости, темп изменения дебита жидкости, коэффициент вариации дебитов жидкости, дебит нефти, обводненность отбираемой продукции, темп изменения обводненности отбираемой продукции, расстояние до контура нефтеносности, количество проведенных ранее воздействий по ОПЗ и водоограничению (ВИР) в добывающих скважинах.

Кроме того, технологии охарактеризованы группой параметров, отражающих и другие особенности применения технологий: затратность, успешность, технологическая эффективность, класс опасности реагента, продолжительность операций.

Программные средства обучены в общей сложности на более чем 2200 примерах, отражающих корректные условия реализации воздействия рассматриваемыми 60 технологиями (главным образом для пластов девонского горизонта и в меньшей степени отложений карбона). Выявлена степень влияния того или иного геолого-промыслового параметра на итоговое решение (рис. 15.3, 15.4).

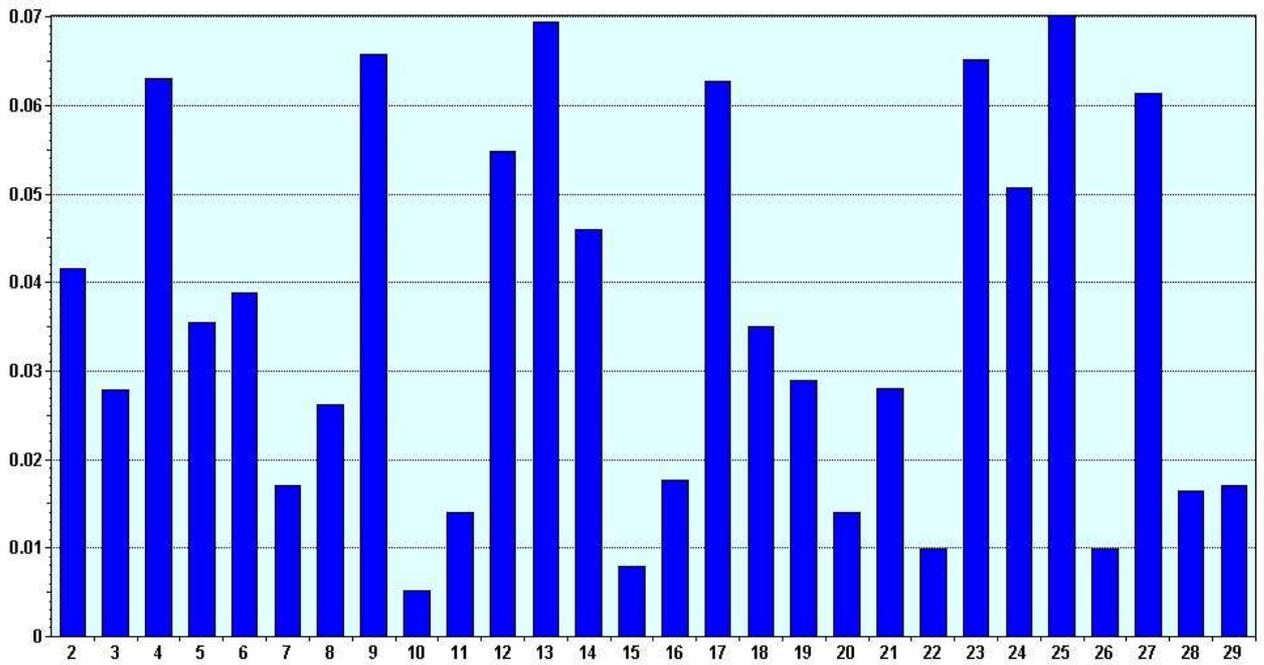


Рис. 15.3 Доля вклада параметров в обучение аналитической системы (совершенствование заводнения) (д. ед.)

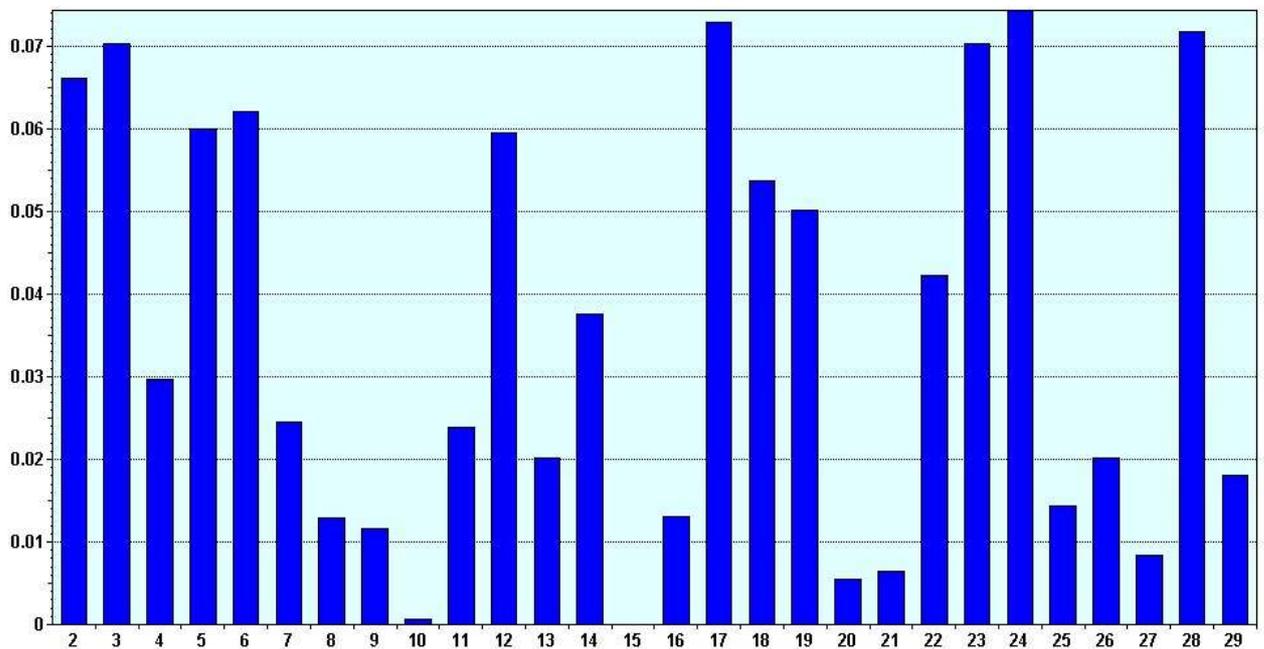


Рис. 15.4 Доля вклада параметров в обучение аналитической системы (оптимизация отбора) (д. ед.)

Программные средства тестировались на предмет распознавания произвольно заданной выборки из обучаемого набора данных. Тестирование показало, что для условий девонского горизонта уверенно распознается более

98 % наборов данных, соответствующих заданным критериям применимости технологий, реализуемых через нагнетательные скважины, и более 99 % – через добывающие. Причем, если считать несущественной ошибку в распознавании данных, соответствующих заданным критериям применимости технологий, охарактеризованных идентичными диапазонами применимости, то удовлетворительно распознаются все наборы данных. Разница в уровне распознавания, как представляется, определяется большей неопределенностью характеристик четвертой группы в части условий эксплуатации, реагирующих на воздействие добывающих скважин.

В части полноты перечня представляемых к оценке данных необходимо отметить следующее.

Данные первой и второй групп параметров вполне доступны, так как регулярно замеряются и в установленном порядке пополняют штатные базы данных предприятий. Исключением является один из ключевых параметров – текущая нефтенасыщенность пласта. Этот параметр не замеряется напрямую, но может быть получен косвенными способами, например, на основе построения математической модели процесса разработки нефтяной залежи.

Данные третьей и четвертой групп параметров также доступны, поскольку регулярно замеряются и в установленном порядке пополняют штатные базы данных. Однако определение на их основе ряда косвенных показателей (особенно, ключевых – дебита, обводненности) для технологий, реализуемых через нагнетательные скважины, вызывает затруднения из-за невозможности точной формализации расположения и взаимовлияния скважин рассматриваемого участка нефтяной залежи и состояния выработанности его запасов. Это вызывает необходимость ручного ввода некоторой части исходных показателей на основе специального анализа промысловой ситуации. В результате исследований была показана особая важность для выбора большинства методов ряда параметров (рис. 15.3, 15.4), таких как проницаемость коллектора, вязкость нефти, нефтенасыщенность пласта, минерализация пластовой и закачиваемой воды, дебит скважин по нефти, приемистость скважин и обводненность продукции.

Нами была опробована возможность использования метода на основе искусственного интеллекта для выдачи рекомендаций по проведению технологий увеличения нефтеотдачи пластов и стимуляции скважин для реальных условий 296 добывающих и 79 нагнетательных скважин девонских отложений Ромашкинского месторождения (табл. 15.4). Скважины были обеспечены информацией лишь по 10-16 наиболее доступным позициям из 28, на которых обучалась нейросистема. Исследования показали, что нейросистеме удалось сформировать рекомендации в 80 % случаев, несмотря на недостаток информации.

Результаты анализа с использованием нейросистемы могут выдаваться в виде ранжированного ряда по предпочтению (рис. 15.5, 15.6).

Таблица 15.4

Рекомендации для объектов Ромашкинского месторождения  
(девонский горизонт)

Наименование	Площадь 1		Площадь 2		Площадь 3	
	скв.	%	скв.	%	скв.	%
Количество информационных параметров по объектам нагнетательных скважин	10 из 28		-		16 из 28	
Всего объектов	13		-		66	
Получены рекомендации	13	100	-	-	66	100
Количество информационных параметров по объектам добывающих скважин	15 из 28		10 из 28		15 из 28	
Всего объектов	45		39		212	
Получены рекомендации	40	89	32	80	122	58



## Лекция №16

План:

1. Химические методы (ХМ).
2. Применение поверхностно-активных веществ (ПАВ). Определение скорости продвижения фронта сорбции.
3. Технологические процессы применения ПАВ при заводнении.
4. Сопоставление эффективности воздействия ПАВ при его отмывающем действии или при образовании эмульсионной системы для увеличения охвата.
5. Применение деминерализованной (опресненной) сточной воды

### Химические методы (ХМ)

В связи с широким внедрением систем заводнения на протяжении многих лет разрабатывались ХМ, преимущественной базой для которых является заводнение.

#### **Классификация ХМ:**

I группа – основана на заводнении – добавка индивидуальной активной примеси в воду:

- 1) закачка оторочки водного раствора полимера;
- 2) закачка кислот, щёлочи;
- 3) закачка ПАВ и т.д.

II группа – закачка гетерогенных сред:

- 1) мицеллярные растворы;
- 2) полимер-дисперсные системы (ПДС) и т.д.

Возможно сочетание 2-х групп при последовательной закачке оторочек, такой метод, как щелочно-ПАВ – полимерный – ПАВ (ASP – alkaline-surfactant – polimer).

**Оторочка** (slug) – это определенный объём воды с добавкой химического реагента определённой концентрации, выраженный в долях порового объёма. Например,  $V_{от.} = 0,15V_{пор.}$ .

Воду для ХМ подготавливают особым образом, более тщательно, так как, например, полимеры очень чувствительны к механическим примесям, кислой среде.

Существуют два типа оторочек:

- 1) низкоконцентрированные оторочки;
- 2) высококонцентрированные оторочки.

Оптимальная оторочка – это такая оторочка, которая при подходе к добывающей скважине сохраняет свои свойства и имеет минимальный объём.

### **Применение поверхностно-активных веществ (ПАВ). Определение скорости продвижения фронта сорбции**

ПАВ по отношению к растворителю может быть водо- или/и маслорастворимым. Рассмотрим закачку водного раствора ПАВ.

Существует два основных вида ПАВ:

- 1) ионные (диссоциирующие с активными частями – анионные и катионные, например, алкилсульфаты, алкилсульфонаты);
- 2) неионные (не диссоциируют на ионы в водной среде, например, оксиэтилированные алкилфенолы, оксипропилированные алкилфенолы; в России промышленно выпускаются ОАО «Нижекамскнефтехим»).

Крупным недостатком ионных НПАВ при применении в условиях минерализованных пластовых и закачиваемых вод является их «высаливание», то есть потеря поверхностно-активных свойств в результате взаимодействия с солями жесткости. Этот недостаток ярко проявился в процессе испытания мицеллярной технологии в условиях отложений девона Ромашкинского месторождения (минерализация пластовой воды 280 г/л), когда проектная композиция ПАВ из-за взаимодействия с солями пластовых вод «развалилась», то есть концентрации ПАВ снизились ниже значений, обеспечивавших взаимную растворимость углеводородов и воды в оторочке.

Как известно, молекулы НПАВ имеют дифильную структуру. То есть, например, гидрофобную бензольную (так называемую «голову») и гидрофильную линейную оксиэтильную (так называемый «хвост»). Таким обра-

зом, эти молекулы могут ориентироваться в пространстве в соответствии с энергетической целесообразностью. Этим же обусловлено такое явление, как адсорбция, например на гидрофобной поверхности (рис. 16.1).

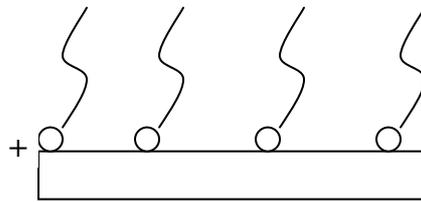


Рис. 16.1 Ориентирование адсорбированных из водного раствора молекул ПАВ на гидрофобной поверхности (кружок - гидрофобная «голова»; кривая линия – гидрофильный «хвост»)

При закачке в пласт молекулы ПАВ адсорбируются на поверхностях пор, капилляров и трещин, модифицируя их межфазные свойства (рис. 16.2). При этом меняются межфазные натяжения на границах раздела поверхностей и, как следствие, краевые углы смачивания.

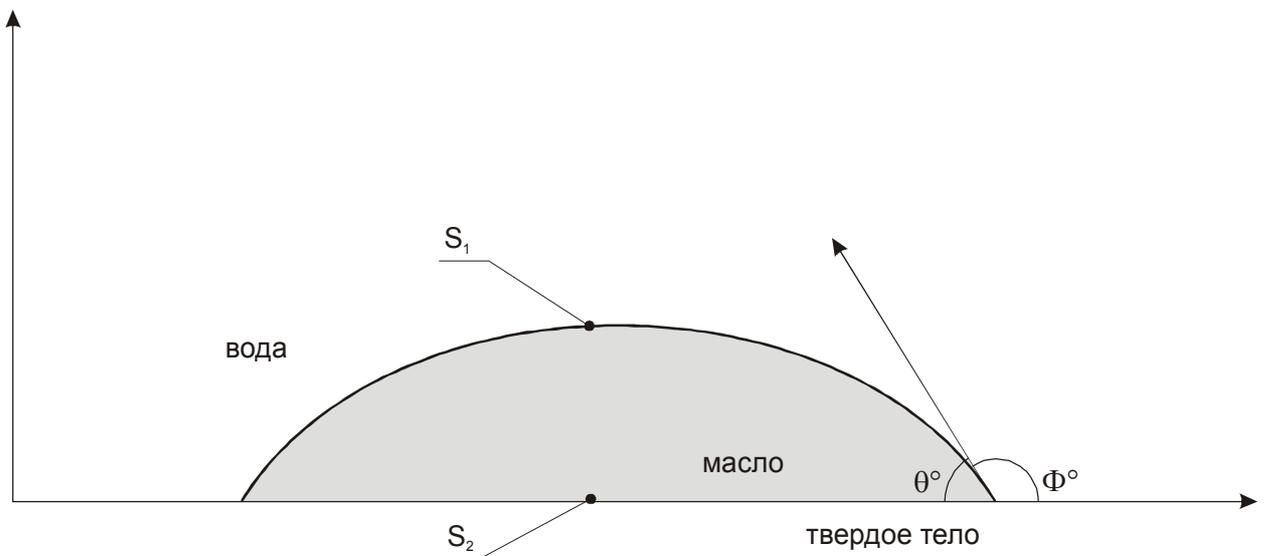


Рис. 16.2 Проекция капли масла на твердой гидрофобной (олеофильной) поверхности в водной среде

Однако не вся поверхность породы может притягивать молекулы ПАВ. Молекулы притягиваются только на активных элементах поверхности. Значительное количество активных элементов может располагаться в пористой среде призабойной зоны, что снижает эффективность некоторых МУН на основе ПАВ, так как призабойная зона работает как фильтр для водного раствора.

Рассмотрим распределение концентрации оторочки химического реагента при ее движении по пласту (рис. 16.3).

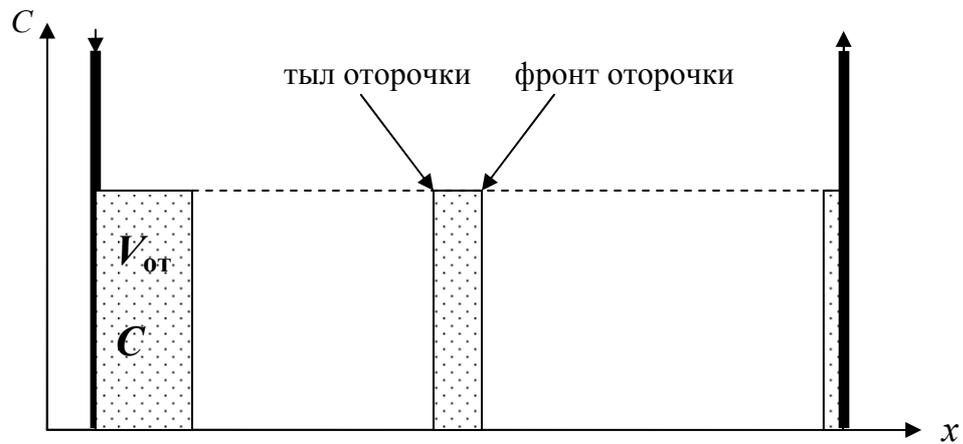


Рис. 16.3 Продвижение идеальной оторочки по пласту

В случае идеальной оторочки концентрация химического реагента в ней остаётся постоянной, а размер её закономерно уменьшается. При подходе к добывающей скважине правильно рассчитанная по размеру оторочка практически «схлопывается» (координата тыла становится равной координате фронта).

На практике в пласте наблюдается следующая картина (рис. 16.4):

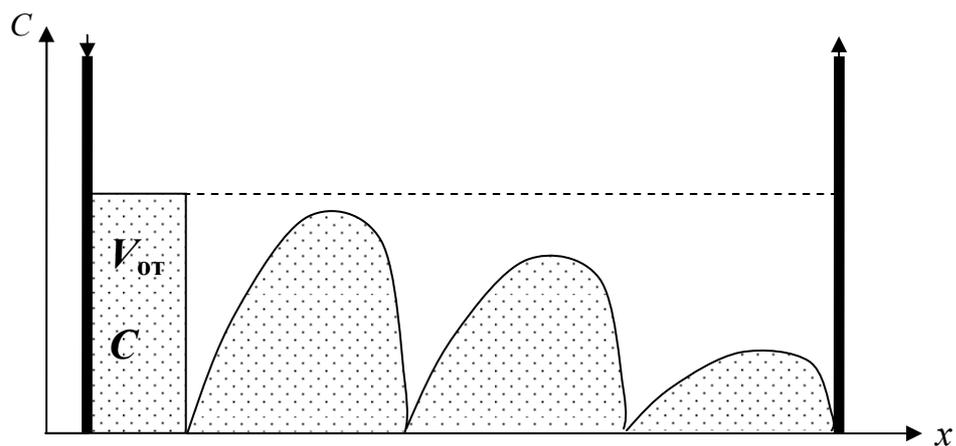


Рис. 16.4 Продвижение реальной оторочки по пласту

Видно, что в реальности оторочка «размазывается» по пласту. Пласт обычно в значительной мере неоднороден, химический реагент в оторочке также распределён неравномерно, поэтому абсолютно точно необходимые

размеры и концентрацию реагента в оторочке рассчитать не представляется возможным.

Зависимости концентрации молекул, адсорбированных на поверхности, описывают изотермы сорбции. Существуют два наиболее известных уравнения для описания величины адсорбции:

1) *изотерма сорбции Генри (при малых концентрациях):*

$\Gamma(c) = \Gamma_{\infty} \cdot K_L \cdot c = \alpha c$ , где  $c$  – концентрация ПАВ в водном растворе;  $K_L$  – константа адсорбционного равновесия;  $\alpha$  – константа Генри;

2) *изотерма сорбции Лэнгмюра (при больших концентрациях):*

$$\Gamma(c) = \Gamma_{\infty} \frac{K_L c}{1 + K_L c}, \text{ где } \Gamma_{\infty} \text{ – предельная адсорбция.}$$

Графически кинетика адсорбции выглядит так (рис. 16.5):

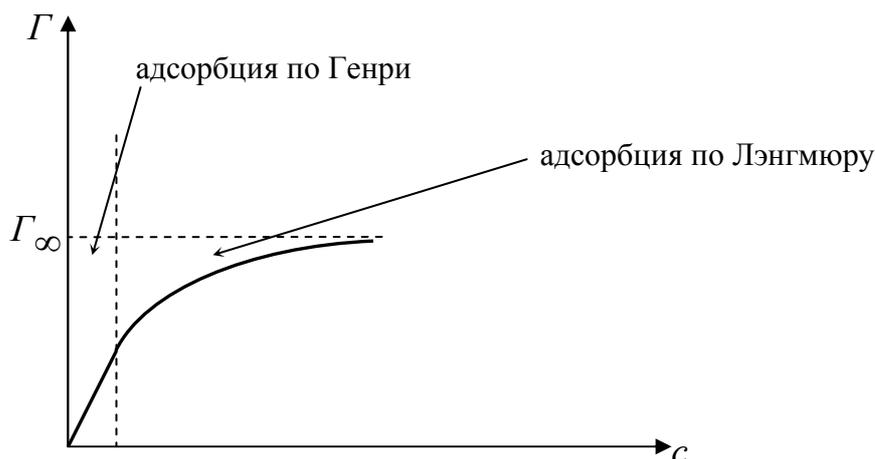


Рис. 16.5 Зависимость величины адсорбции от концентрации сорбирующегося реагента

Однако наряду с адсорбцией происходит процесс десорбции. В реальных условиях десорбируется не весь объем ПАВ. В случае десорбции в области малых концентраций:

$$\tilde{\Gamma}(c) = \tilde{K}c + (K_{\Gamma} - \tilde{K})c^0.$$

$\Gamma_0 = (K_{\Gamma} - \tilde{K})c^0$  – характеризует необратимо сорбированное породой количество реагента (рис. 16.6).

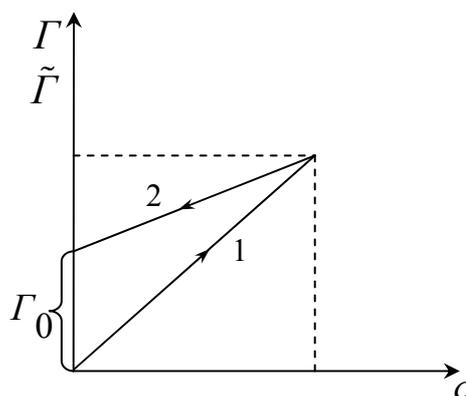


Рис. 16.6 Адсорбция (1) и десорбция (2)

Важнейшим свойством ПАВ является способность изменять величины межфазного натяжения (на границе между двумя несмешивающимися жидкостями, или жидкостью и газом), или поверхностное натяжение (например, на контакте между породой и жидкостью).

Напомним, что физический смысл поверхностного натяжения  $\sigma$  – это работа, которую необходимо совершить для создания единицы новой поверхности. Этот физический смысл проще пояснить на примере. Обычная вода не пенится, но стоит в поток попасть мылу или шампуню (т.е. ПАВ), так сразу с лёгкостью начинают образовываться новые поверхности – пузыри. Это происходит потому, что сильно снижается межфазное натяжение на границе воздух–вода и работа по созданию новой поверхности также становится невелика.

Количество адсорбированного реагента и изменение величины межфазного натяжения  $\sigma$  связывается уравнением адсорбции Гиббса:

$$\Gamma(c) = -\frac{c}{RT} \frac{\partial \sigma}{\partial c}. \quad (16.1)$$

Снижение межфазного натяжения в зависимости от концентрации ПАВ выглядит для НП АВ АФ<sub>9</sub>-6 таким образом (рис. 16.7):

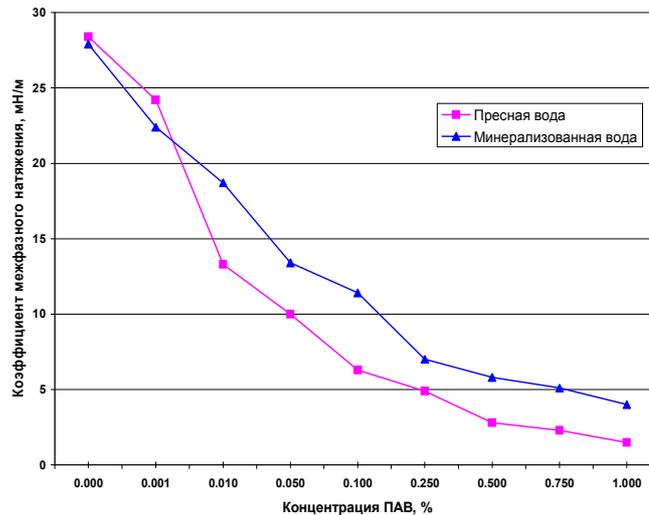


Рис. 16.7 Зависимости коэффициентов межфазного натяжения на границах нефти с дисперсиями НПAB АФ<sub>9</sub>-6 в минерализованной и пресной воде от концентрации

Рассмотрим процесс продвижения фронта сорбции ПАВ по пласту.

Для начала выведем уравнение материального баланса. Для этого выделим элемент объёма пласта  $\Delta V = \Delta x b h$ , в котором будем считать движение жидкостей происходит вдоль оси  $x$ , и составим уравнение баланса объёма ПАВ. Воду и водный раствор ПАВ будем считать несжимаемыми жидкостями.

За время  $\Delta t$  в элемент  $\Delta V$  войдёт объём ПАВ:

$$Q_1 = q_{ПАВ} \Delta t = qc(x, t) \Delta t.$$

За это же время из элемента выйдет следующий объём ПАВ:

$$Q_2 = q_{ПАВ} \Delta t = qc(x + \Delta x, t) \Delta t.$$

В момент времени  $t$  в элементе объёма пласта было ПАВ:

$$Q_3 = m \Delta V [c(\tilde{x}, t) + \Gamma(\tilde{x}, t)].$$

За время  $\Delta t$  количество ПАВ изменилось и стало равным:

$$Q_4 = m \Delta V [c(\tilde{x}, t + \Delta t) + \Gamma(\tilde{x}, t + \Delta t)],$$

где  $\tilde{x}$  – некоторая точка интервала  $\Delta x$ , в которой концентрация ПАВ равна среднему значению концентрации в элементе объёма  $\Delta V$  в моменты времени  $t$  и  $t + \Delta t$ .

Составляя уравнение баланса, получим:

$$Q_1 - Q_2 = Q_4 - Q_3.$$

Подставляя значения, можем записать так:

$$qc(x,t)\Delta t - qc(x+\Delta x,t)\Delta t = \\ m\Delta V [c(\tilde{x},t) + \Gamma(\tilde{x},t) - c(\tilde{x},t+\Delta t) - \Gamma(\tilde{x},t+\Delta t)].$$

Разделив обе части уравнения на  $\Delta V \Delta t$  и устремляя  $\Delta x$  и  $\Delta t$  к нулю, получим:

$$m \frac{\partial}{\partial t} [c + \Gamma(c)] + \frac{q}{bh} \frac{\partial c}{\partial x} = 0.$$

Пример решения задачи определения скорости продвижения фронта сорбции ПАВ приведено в сборнике /\*\*\*\*/.

### **Технологические процессы применения ПАВ при заводнении**

Длительными исследованиями процессов вытеснения с применением НПАВ институтом «БашНИПИнефть» было обосновано, что основным ХМ в СССР может быть применение водных растворов ПАВ (например, ОП-10) с концентрацией примерно 0,05 % масс. и величиной оторочки до 20 % порового объема. Для создания такой концентрации в нагнетаемой воде применялось оборудование для долговременного дозирования, устанавливаемое чаще всего на КНС и требующее постоянного контроля.

В последующем выяснилось, что прирост коэффициента вытеснения в реальном коллекторе составляет всего несколько пунктов. Охват пласта при этом практически не изменялся. Это связано с тем, что большинство коллекторов обладают очень высокой удельной поверхностью, на которой способно адсорбироваться громадное количество ПАВ, а прирост коэффициента нефтеотдачи в неоднородных, особенно заводненных пластах, в большей степени определяется коэффициентом охвата. Расход ПАВ при реализации этой технологии оказался очень большим, при технологической эффективности до 200 т дополнительной добычи нефти на 1 т использованного НПАВ.

Модификацией этой технологии стала разработанная в ТатНИПИнефть так называемая «разовая» технология закачки ПАВ. При этом тот же объем

товарного ПАВ закачивался в концентрации 10 % масс. с размером оторочки в 0,1 % порового объема. При указанных концентрациях эффективность межфазного воздействия практически не меняется, но уменьшается время создания оторочки. Таким образом, при реализации такого процесса удастся провести создание оторочки в короткое время, обычно за 5-7 сут с использованием автоцистерн и передвижного насосного агрегата.

Для повышения эффективности и расширения области применения большее распространение получили технологии закачки композиций ПАВ. Грамотно подобранные композиции ПАВ являются очень эффективными вытесняющими, нефтеотмывающими агентами. Они позволяют совместить как нефтевытесняющие свойства, так и механизм охвата пласта вытеснением. К таким технологиям относятся разработанные в ТатНИПИнефть технология применения водных дисперсий маслорастворимых НПАВ типа АФ<sub>9-6</sub> и технология с использованием композиций НПАВ АФ<sub>9-6</sub> и АФ<sub>9-12</sub> [4].

### **Сопоставление эффективности воздействия ПАВ при его отмывающем действии или при образовании эмульсионной системы для увеличения охвата**

Для высоких минерализаций пластовых и закачиваемых вод нефтяных месторождений Татарстана широкое применение нашли технологии на основе водорастворимых НПАВ как наиболее устойчивых к этим условиям. К сожалению, при использовании минерализованных вод не всегда удастся достичь отмывающего эффекта за счет прямого вытеснения с поверхности, так как при этом поверхность силикатов гидрофобизуется (угол натекания воды на углеводород на кварцевой пластинке растет с 80° до 115°) и только лишь снижения величины межфазного натяжения становится недостаточно. В этом случае реализовать отмыв возможно с помощью солубилизации (растворения) остаточной нефти в растворе НПАВ и (или) внесения дополнительной механической (гидродинамической) энергии.

Одним из важнейших элементов увеличения нефтеотдачи пласта, особенно заводненного, является достижение максимального его охвата процессом вытеснения. Технологии на основе водорастворимых НПАВ в условиях месторождений Урало-Поволжья ориентированы на улучшение отмывающих

свойств воды, то есть на гидрофилизацию поверхности коллектора, а также на снижение межфазного натяжения на границе «нефть-раствор ПАВ» и перевод нефти в эмульсию прямого типа, и в незначительной степени влияют на охват пласта. Как указывалось выше, в условиях высокой минерализации закачиваемых или пластовых вод эффективность отмыва существенно снижается и энергетически более выгодным может стать увеличение вязкости вытесняющего агента путем образования обратных эмульсий.

Для достижения эмульгируемости углеводорода необходимыми условиями являются снижение межфазного натяжения и наличие механического (гидродинамического) воздействия. В сравнении с водорастворимыми НПАВ – маслорастворимые, в силу большего сродства к углеводороду, легче и быстрее переходят в нефть, способствуя образованию обратных эмульсий.

Сопоставляя результаты ТатНИПИнефть с данными, полученными ранее для водорастворимых НПАВ Г.А. Бабаляном и др., можно сделать вывод о сопоставимой эффективности снижения межфазного натяжения водо- и маслорастворимыми НПАВ типа ОЭАФ, при этом маслорастворимые НПАВ позволяют достичь эффективного эмульгирования остаточной после заводнения нефти. Как это видно из результатов исследования реологических свойств, эмульсионные системы на основе маслорастворимых НПАВ будут работать преимущественно на охват за счет того, что при разбавлении водой в заводненных зонах они резко загущаются, в то же время в нефтенасыщенных зонах их можно продвигать на значительные расстояния за счет снижения вязкости. Указанные эмульсии устойчивы к разбавлению в свободном объеме вплоть до 30-кратного первоначального объема.

С одной стороны, составы, обладающие высокой вязкостью, позволяют существенно увеличить охват, с другой стороны, при этом затрудняется процесс довытеснения (доотмыва) из заводненных зон пласта. Основываясь на закон Дарси, можно сделать вывод о том, что при фиксированном перепаде давления, создаваемом при вытеснении оторочки композиционной системы, глубина проникновения ее обратно пропорциональна вязкости. Для регулирования вязкостных характеристик эмульсий при сохранении их поверхностно-активных свойств наиболее эффективны композиционные системы, со-

держающие масло- и водорастворимые НПАВ, воду и, при необходимости, углеводород. На Сиреневском месторождении в Татарстане успешно применялась оторочка композиции растворов НПАВ АФ<sub>9-6</sub> и АФ<sub>9-12</sub>.

При оценке возможности образования обратных эмульсий следует учитывать, что важную роль играет насыщенность углеводородами зоны, вплотную примыкающей к скважине. При наличии достаточного объема углеводорода значительные гидродинамические силы в этой области будут способствовать эффективному образованию обратных эмульсий. Для условий высокой обводненности предусматривается дополнительное введение углеводорода или непосредственно в композиционную систему, или в призабойную зону пласта.

Для сопоставления вытеснения коэффициента нефтеизвлечения за счет отмывающих свойств ПАВ и за счет охвата системами на основе композиций водо- и маслорастворимых НПАВ рассмотрим случаи вытеснения оторочкой водорастворимого НПАВ нефти из элемента пятиточечной системы, разрабатываемого заводнением сточной (минерализованной) водой пласта, а также увеличения охвата такого же элемента эмульсионной системой с повышенной вязкостью. Примем прирост коэффициента вытеснения в первом случае по результатам БашНИПИнефть равным 3-5 %, для оценки изменения охвата пласта вытеснением примем величину коэффициента охвата пласта по исследованиям Р.Т. Фазлыева на основе решения интегро-дифференциального уравнения движения границы двух развязких жидкостей в пористой среде [5]:

$$\eta = 0,718[(1+\mu_0)/(2\mu_0)]^{0,5} \quad , \quad (16.2)$$

где  $\eta$  – коэффициент охвата пласта вытеснением до прорыва вытесняющего агента;

$\mu_0$  – соотношение величин вязкости жидкостей перед и за фронтом вытеснения.

Эффективность действия НПАВ в составе отмывающей и эмульгирующей композиций оценим по приросту коэффициента нефтеотдачи и объему пласта, в котором может происходить доотмыв нефти с поверхности по-

роды, а также существовать обратная эмульсия с радиусом частиц дисперсной среды до  $r = 20; 100; 1000$  мкм (блокирование капилляров с соответствующим средним радиусом пор). Примем объем потребного количества ПАВ в обоих случаях одинаковым, адсорбцию в рассматриваемых объемах пренебрежимой. Основным фактором, ограничивающим действие систем на основе ПАВ, примем разбавление их водой и углеводородом до предельной его концентрации, при которой сохраняются технологические свойства.

Рассчитаем величину предельной межфазной площади  $S_{\infty}$ , стабилизируемой НПАВ из раствора с концентрацией 10 % масс. (0,2 моль/л) и объемом 1 л :

$$S_{\infty} = (c_0 - c_{\text{ост.}}) \cdot V_{\text{непр.}} / \Gamma_{\infty},$$

где  $c_0$  – начальная концентрация эмульгатора в объеме дисперсионной среды;

$c_{\text{ост.}}$  – равновесная концентрация в объеме дисперсионной среды после эмульгирования;

$V_{\text{непр.}}$  – объем непрерывной фазы;

$\Gamma_{\infty}$  – величина предельной адсорбции.

В соответствии с результатами исследований поверхностного натяжения по уравнению Гиббса (16.1) определим величину предельной адсорбции  $\Gamma$ .

Для расчетов используем величины концентраций НПАВ и соответствующих межфазных натяжений при предельной адсорбции, которые соответствуют началу выхода на прямую (линейную зависимость) и вплоть до достижения критической концентрации мицеллообразования. Рассмотрим следующие диапазоны изменения величин поверхностного натяжения и логарифма концентраций НПАВ (табл. 16.1).

Расчетные величины для определения величин предельной адсорбции  
(диапазон изменения)

Разность величин поверхностного натяжения, мДж/м <sup>2</sup> $\Delta\sigma = \sigma_{\infty} - \sigma_{\text{ККМ}}$	Разность величин логарифмических концентраций, $\Delta \ln c = \ln c_{\text{ККМ}} - \ln c_{\infty}$
5	0,2
10	0,4
15	0,6
20	0,8
25	1,0

Произведем оценку эмульгирующей способности НПАВ типа АФ<sub>9,6</sub> для зависимости поверхностного натяжения дисперсии в минерализованной воде [4], где для температуры 300 К величина  $\Gamma_{\infty}$  составляет  $10^{-5}$  моль/м<sup>2</sup> и величина предельной межфазной площади  $S_{\infty}$  составит для 1 литра исходного 10 %-го раствора АФ<sub>9,6</sub> при полном переходе НПАВ на межфазную границу около 2000 м<sup>2</sup>. При учете неполного перехода НПАВ в связи с уходом в водную фазу, а также незначительной адсорбции маслорастворимого НПАВ из углеводородного раствора величину  $S_{\infty}$  примем равной 1800 м<sup>2</sup>.

Взяв конечное содержание водной фазы в эмульсии равным 1 %, оценим объем эмульсии через объем дисперсной фазы, образуемой водой в виде шарообразных дисперсных частиц объемом в  $4/3 \pi r^3$  с площадью поверхности  $4\pi r^2$ .

Для характеристики действия эмульсии оценим возможный ее объем в оторочке следующим образом:

- определим число дисперсных частиц:  $n = S_{\infty} / (4 \pi r^2)$ ;
- определим объем дисперсной фазы  $V_{\text{в}} = 4/3 \pi r^3 \cdot n = r S_{\infty} / 3$ ;
- определим объем эмульсии в целом при разбавлении углеводородом до концентрации водной фазы, равной 1 %.

Для заданных соотношений один объем оторочки композиции ПАВ позволит получить следующие объемы эмульсионной системы (табл. 16.2):

Объемы эмульсионной системы для различных размеров дисперсных частиц

Радиус дисперсных частиц, мкм	Относительные объемы эмульсионной системы
20	0,6
100	6
1000	60

При этом следует отметить, что, увеличивая размер дисперсных частиц, мы увеличиваем объем дисперсной системы, но в то же время глубина обработки будет снижаться из-за капиллярного удержания этих частиц, при этом ускоряется блокирование наиболее проницаемых, промытых зон.

Величину минимальной концентрации водорастворимого ПАВ для достижения отмывающего эффекта примем равной по исследованиям БашНИПИнефть 0,05 %. Тогда с помощью 10 %-го раствора ПАВ можно обработать максимально до 200 частей порового объема (без учета адсорбции и перехода НПАВ в нефть) раствором с предельной концентрацией 0,05 % для достижения в указанном объеме доотмыва нефти 3-5 %.

При расчете прироста коэффициента охвата по (16.1) принято соотношение вязкостей  $\mu_0$ , равным 1 для эмульсионной системы и 10 для сравнения с базой при вытеснении девонской нефти водой. Как известно, величины коэффициентов вытеснения и охвата вытеснением в равной степени – в качестве сомножителей, определяют при расчете величину коэффициента нефтеотдачи. В нашем случае полученный при расчете по уравнению (16.1) прирост коэффициента охвата с применением эмульсионной системы составил 19 %, что, как видно при сравнении, существенно выше, чем прирост коэффициента вытеснения (3-5 %) в сопоставимых объемах пласта (10-200 объемов исходной оторочки НПАВ), также по отношению к заводнению. А это значит, что для элементов с одинаковыми (близкими) исходными величинами коэффициентов вытеснения и охвата вытеснением прирост коэффициента нефтеотдачи при использовании композиционной системы будет существенно выше, чем при применении оторочки водорастворимого НПАВ. Эта разница будет нарастать для условий более поздней стадии разработки в неоднородных коллекторах, когда прирост коэффициента охвата будет становиться более значимым и, наоборот, будет меньше для начальных стадий применения указанных методов.

## Применение деминерализованной (опресненной) сточной воды

Как показали многие исследователи, сточная вода имеет худшие вытесняющие свойства в определенных физико-химических условиях. Она практически не смачивает поверхность песчаника, а межфазное натяжение на границе с нефтью высоко. На рис. 16.7 были показаны величины межфазного натяжения на границах нефти с дисперсиями НПАВ АФ<sub>9</sub>-6 в минерализованной (100 г/л) и пресной воде.

По этим зависимостям видно, что межфазное натяжение на границе нефти и дисперсии НПАВ в минерализованной воде в большей части диапазона концентраций выше, чем у дисперсий в пресной воде. Таким образом, исследования подтверждают, что использование подавляющего большинства НПАВ в растворах в пресной воде более эффективно, чем в минерализованной. На этой концепции основаны технологии использования деминерализованной воды для повышения эффективности заводнения для коллекторов различного типа. Под маркой "low salt" или низкоминерализованная вода такие технологии использует компания «Бритиш Петролеум».

## Лекция №17

План:

1. Щелочное заводнение (alkaline flooding).
2. Применение полимерного воздействия (polymer flooding).
3. Модифицированные полимерные технологии.

### Щелочное заводнение

Основной механизм нефтевытесняющего действия щелочи такой же, как и при применении ПАВ. При контакте водного раствора щёлочи с нефтью (а точнее с нефтяными кислотами) происходит химическая реакция, продуктами которой являются различные ПАВ, преимущественно анионные.

Таким образом, возможность эффективного применения этого метода очень тесно связана с химическим составом и свойствами нефти. В этом отношении важной характеристикой является кислотное число нефти.

Кислотное число (КЧ) – это количество миллиграммов гидроксида калия (KOH), необходимое для нейтрализации 1 г нефти. Кислотное число определяют по результатам титрования навески нефти спиртовым раствором KOH.

В соответствии с кислотным числом определяется активность нефти:

- 1) неактивная нефть,  $KЧ = 0,01-0,1$  мг/г;
- 2) малоактивная нефть,  $KЧ = 0,1-0,3$  мг/г;
- 3) активная нефть,  $KЧ = 0,3-1$  мг/г;
- 4) высокоактивная нефть,  $KЧ > 1$  мг/г.

Все основные расчёты для этой категории МУН будут схожи с расчётами для закачки водного раствора ПАВ.

Практический аспект применения щёлочи.

Щелочное заводнение в последнее время в чистом виде практически не применяется. Раньше на этот метод возлагались большие надежды, связанные с тем фактом, что при проведении лабораторных исследований, при от-

носителем низких концентрациях щёлочи в воде (десятые и сотые доли %) межфазное натяжение на границе нефть-вода резко снижалось. Именно поэтому в первых реализациях технологий ориентировались на диапазон концентраций, при которых межфазное натяжение относительно низкое. Однако в последующем выяснилось, что межфазное натяжение в действительности снижается недостаточно, чтобы существенно повлиять на коэффициент вытеснения. Это связано с тем, что в результате реакции щелочи с кислыми компонентами нефти генерируются анионные ПАВ, концентрация которых не достигает оптимальных величин.

Кроме того, в ходе экспериментов выяснилось, что межфазное натяжение существенно снижается только в начальный момент времени, а затем достаточно быстро восстанавливается практически до начального.

Если использовать щёлочь для повышения коэффициента вытеснения, то необходимо иметь в виду, что этот химический агент, помимо основной реакции с нефтью, вступает в реакцию с солями пластовой воды и породой. В результате значительная часть щёлочи может нейтрализоваться на небольшом расстоянии от нагнетательной скважины и для реализации щелочного заводнения потребуются большие объёмы щелочи. Хотя при этом может реализоваться фактор увеличения охвата пласта вытеснением, но товарная щёлочь – дорогостоящий реагент, поэтому в качестве осадкообразующих составов эффективнее применять дешёвые реагенты – глинистый раствор (полимер-дисперсные системы), а также различные отходы, такие как активный ил очистных сооружений, сульфат-спиртовая барда – отход целлюлозно-бумажной промышленности.

В этом отношении щелочное заводнение может рассматриваться как очень перспективная технология, если использовать его совместно с полимерами и ПАВ (метод ASP), так как адсорбция и ПАВ и полимеров в щелочной

среде существенно более низкая, чем в кислой, поэтому в такой комбинации реализуется синэргетический эффект (т.е. сверхсуммарный).

### Применение полимерного воздействия

Принципиально применение полимера при моделировании процессов вытеснения водой формализуется как активная примесь, воздействующая на вязкостную составляющую процесса вытеснения, поэтому уравнение неразрывности концентрации при движении раствора полимера принимается аналогично расчетам с использованием ПАВ (см. лекцию №15).

Чаще всего в процессах воздействия на пласты и призабойную зону скважин применяют следующие виды полимеров – полиакриламиды, эфиры целлюлозы и биополимеры.

Молекула гидролизованного полиакриламида представляет собой цепочку мономеров и его мономер может быть изображен в следующем виде (рис. 17.1). При этом молекулярная масса полимера определяет вязкость раствора, а содержание анионных компонентов (звеньев акриловой кислоты) –  $X$  определяет растворимость в воде (табл. 17.1). При наличии солей жесткости величина анионности определяет устойчивость к «высаливанию» полимера.

Таблица 17.1

Основные характеристики полимеров на основе полиакриламида

Молекулярная масса, млн. Dalton	Низкомолекулярные	Среднемолекулярные массы	Высокомолекулярные
	0,05-3	3-10	> 10
Содержание анионной части, масс. %	Плохо растворимые в воде	Промежуточная растворимость	Хорошо растворимые в воде
	3-5	5-10	10-15

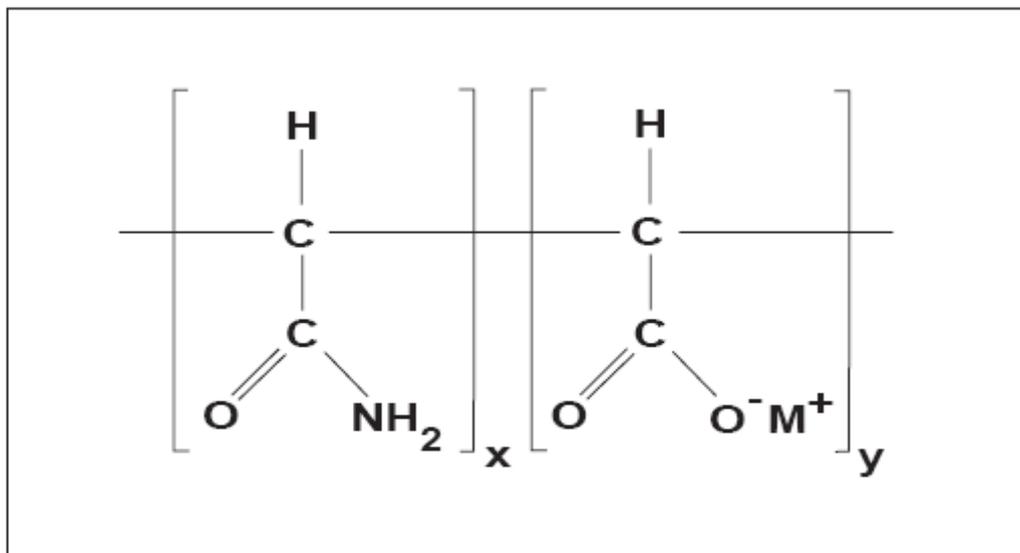


Рис. 17.1 Структура мономера молекулы полиакриламида

К биополимерам, промышленно выпускаемым для процессов нефтяной промышленности, относятся, в первую очередь, ксантановые. Они являются метаболитом (продуктом жизнедеятельности) бактерий вида *Xantamonas campestris*. Отличительной особенностью биополимеров от полиакриламидов является их большая соле- и термоустойчивость.

### Фактор сопротивления, фактор остаточного сопротивления

При расчетах процессов полимерного заводнения важное значение имеет величина фактора сопротивления  $R$ , оказываемого полимерной оторочкой при продвижении в пласте, по сравнению с сопротивлением при заводнении. На этот процесс оказывают влияние как адсорбция полимера, так и физическое удержание («застревание») молекул полимера в небольших порах (рис. 17.2). При этом для характеристики влияния этого процесса на движение жидкости используются соотношения подвижностей при движении воды и полимерного раствора:

$$R = \frac{k_s}{\mu_s} / \frac{k_{np}}{\mu_{np}},$$

где  $k_v$  и  $k_{np}$  – соответственно, относительные фазовые проницаемости, а  $\mu_v$  и  $\mu_{np}$  – коэффициенты динамической вязкости воды и полимерного раствора.

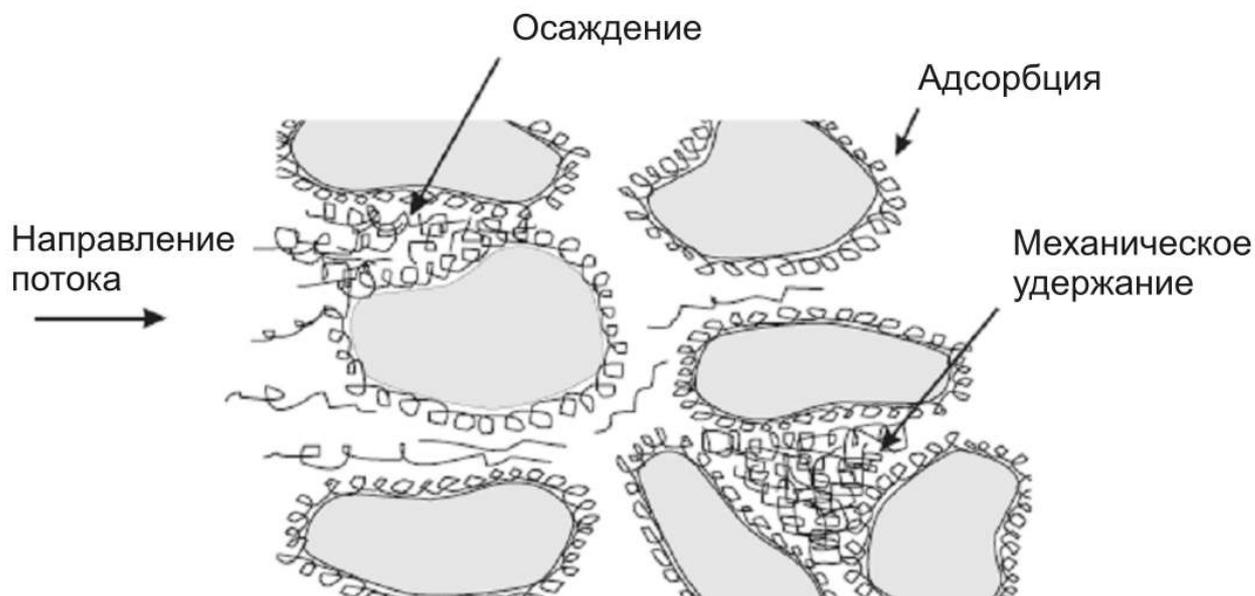


Рис. 17.2 Удержание молекул полимера в пористой среде

Кроме того, при применении оторочек полимерных растворов значительную роль играет процесс десорбции и, в меньшей мере, вовлечение физически удержанных молекул полимера при проталкивании оторочки полимера закачиваемой водой. Этот процесс характеризуется остаточным фактором сопротивления  $R_{ост}$ :

$$R_{ост} = \frac{k_v}{\mu_v} / \frac{k_{npv}}{\mu_{npv}},$$

где  $k_v$  и  $k_{npv}$  – соответственно, относительные фазовые проницаемости, а  $\mu_v$  и  $\mu_{npv}$  – коэффициенты динамической вязкости воды и полимерного раствора в вытесняющей оторочку воде.

## Область применения полимерного заводнения

Классический вариант полимерного заводнения – это использование больших объёмов (десятков процентов от объёма пор пласта) слабokonцентрированных растворов полимеров (примерно 0,05 % масс.).

Практика применения подобной технологии в промышленных условиях не подтвердила экономическую эффективность этой технологии.

В ходе промышленных испытаний выяснилось, что при использовании малоцентрированных растворов полимера фактор остаточного сопротивления оказывается очень низким.

Проницаемость пористой среды при прокачке полимерного раствора снижается вследствие адсорбции молекул полимера на поверхности поровых каналов. Однако чем больше проницаемость, тем меньше удельная поверхность пористой среды, а значит, меньше адсорбция и, следовательно, фактор остаточного сопротивления. Это главная причина, по которой сегодня практически не применяется классический вариант полимерного заводнения.

В последнее время широкое применение в нефтедобыче нашли модифицированные полимерные системы, позволяющие управлять их технологическими свойствами в зависимости от геологических условий конкретного объекта и состояния его разработки. Среди модифицированных технологий полимерного воздействия можно выделить сшитые полимерные системы (СПС). Применяемые сегодня технологии предполагают использование относительно небольших объёмов растворов полимеров, в которые добавляют какие-либо сшивающие агенты, для того, чтобы между отдельными молекулами полимера создавалась связь. По этой схеме практически реализуется обработка призабойной зоны пласта нагнетательной скважины. В качестве сшивателей используются соли поливалентных металлов, способные образовывать множественные связи с молекулами полимеров, образуя разветвленные структуры с высокими реологическими свойствами. Сшивающий агент превращает полимерный раствор в гель (иногда полимер сшивается так плотно,

что образовавшийся состав напоминает резину). В ряде случаев используют предварительно сшитые сухие полимерные составы, которые набухают, увеличиваясь в свободном объеме до 5-6 раз при контакте с пресной водой и в 2-3 раза при контакте с минерализованной (из таких составов изготавливают, например, детские «памперсы») для использования в процессах водоизоляции.

Сущность метода с применением сшитых полимерных систем заключается в добавке к закачиваемому в пласт раствору полимера незначительных количеств сшивающего агента, под действием которого происходит структурирование («сшивка») макромолекул полимера в пористой среде с образованием микрогелевых частиц. В этом случае сшивающий агент присоединяется к двум соседним реакционноспособным группам одной и той же полимерной молекулы. При реализации таких технологий можно предусмотреть использование медленно сшивающихся композиций «полимер-сшиватель», вследствие чего их можно подавать вглубь высокопроницаемых зон пласта на значительные расстояния и, следовательно, эффективно регулировать распределение потоков в пластах.

Разновидностью применения СПС является технология ВУС-полимерного заводнения, сущность которой заключается в том, что в процессе закачки оторочки полимера призабойная зона нагнетательных скважин по мере необходимости обрабатывается небольшими (30-100 м<sup>3</sup>) объемами СПС, имеющими малое (4-24 час) время гелеобразования. В этом случае сшивающий агент присоединяется к реакционноспособным группам, принадлежащим разным полимерным молекулам. Получающиеся гидрогели обладают очень низкой подвижностью, высоким начальным градиентом сдвига и ярко выраженными вязкоупругими свойствами.

Основные геолого-физические условия эффективного применения технологий полимерного воздействия (со сшивателем и без него) представлены в табл. 17.2.

Геолого-физические условия эффективного применения технологий  
полимерного воздействия

Параметры	Технология воздействия		
	Полимерное заводнение	ВУС-полимерное воздействие	Полимерное воздействие с сшивающими реагентами (СПС)
Тип и физико-химические свойства коллектора	Терригенный и карбонатный без трещин, глинистость не более 10 %	Терригенный и карбонатный, допускается слабая трещиноватость, глинистость не более 10 %	Терригенный и карбонатный, допускается трещиноватость, глинистость не более 10 %
Проницаемость пласта, мкм <sup>2</sup>	от 0,2 до 1,0	0,2 до 1,0	от 0,2 до 1,0
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	от 10 до 100	от 3 до 100	от 3 до 100
Пластовая температура, °С	- до 90 для раствора в пресной воде - до 70 для раствора в минерализованной воде	до 90	до 90
Состав растворителя (воды)	Чувствительность к высокому содержанию солей жесткости. Допустимо содержание железа и H <sub>2</sub> S до 2 мг/л	Нет ограничений	Нет ограничений

Свойства полимерных растворов или сшивающихся систем на их основе во многом определяются характеристиками растворителя. Это делает необходимым выбор растворителя с учетом характеристик полимера, сшивающего агента, типа объекта воздействия, а также технологии полимерного воздействия.

Физико-химический состав вод, используемых для приготовления полимерных растворов, а также наличие в воде примесей естественного и искусственного происхождения оказывают существенное влияние на технологические свойства растворов полимеров и композиций на их основе и, прежде всего, на растворимость полимеров, подверженность деструкции, вязкостные, вязкоупругие и фильтрационные характеристики полимерных растворов.

Полимерные молекулы в водном растворе под действием различных факторов могут необратимо разрушаться вследствие их деструкции или де-

градации. Деструкция уменьшает молекулярную массу полимера и, как следствие, загущающую способность – основу эффективности его применения в качестве вытесняющего агента.

Деструкция может быть химической, термической, механической или сдвиговой и микробиологической. Химическая деструкция происходит вследствие взаимодействия кислорода воздуха с полимерными молекулами. В случае использования обескислороженной воды предельная пластовая температура для растворов в пресной воде равна 90 °С. При температуре выше 130 °С наступает термическая деструкция.

Механическая деструкция обусловлена разрывом макромолекул полимера или их агрегатов при высоких скоростях движения, т.е. при движении полимерных растворов по трубам, насосам, через перфорационные отверстия и в призабойной зоне пласта. Микробиологическая деструкция полимерных молекул может происходить под действием аэробных бактерий, которые развиваются в призабойной зоне пласта при закачке их с водой, вследствие окисления нефти. Величина деструкции оценивается по специальным методам, а в качестве параметра – коэффициента стойкости, применяется отношение вязкостных характеристик раствора полимера после деструктирующего воздействия к вязкости исходного раствора.

Для сохранения свойств полимерных составов предусматривается использование водорастворимых стабилизаторов окислительной и биологической деструкции. Стабилизаторы окислительной деструкции чаще всего представлены соединениями серы. В качестве стабилизаторов биологической деструкции полимеров используются органические соединения, обладающие дезинфицирующими свойствами, – бактерициды. Часто эти стабилизаторы уже присутствуют в товарной форме полимера.

Полимерные реагенты для технологий добычи нефти производятся различными фирмами. Основные требования к сухим порошкообразным полиакриламидам приведены в табл. 17.3.

Таблица 17.3

Основные требования к физико-химическим и технологическим свойствам  
полиакриламидов

Параметры	Технические требования
Товарная форма	Порошок
Дисперсность порошка, % вес. фракции с размером частиц: ≤ 0,25 мм ≥ 1,00 мм	≤ 10 ≤ 10
Содержание основного вещества, % вес.	≥ 90
Содержание нерастворимых веществ, % вес.	≤ 0,30
Молекулярная масса, млн. дальтон (D)	0,05-20
Характеристическая вязкость, дл/г	15-20
Степень гидролиза (анионность), % мол.	5-30
Время растворения, мин в пресной воде сточной воде	≤ 60 ≤ 240
Коэффициент стойкости к механической деструкции, д. ед. в пресной воде в сточной воде	≥ 0,50 ≥ 0,50
Коэффициент солестойкости, д. ед.	≥ 0,8
Коэффициент стойкости к термоокислительной деструкции в пресной/сточной воде через 30 сут	≥ 0,8

В качестве сшивающих агентов чаще всего используют соли поливалентных металлов (алюминия, хрома). Соединения хрома – один из широко применяемых сшивающих агентов. В связи с высокой токсичностью хрома в шестивалентной форме и вредным влиянием его на окружающую среду чаще используют при сшивке соли хрома, в которых содержится хром меньшей валентности – Cr<sup>+3</sup>. Технологии применения СПС на основе растворов полиакриламида и хрома (+3) отличаются простотой реализации, широким диапазоном регулируемости времени гелеобразования, слабой чувствительностью к изменению пластовых характеристик коллектора и флюидов и т.д. Однако слабая изученность экосистем с точки зрения возможности окисления трех-

валентной формы хрома в шестивалентную, а также возможное присутствие  $\text{Cr}^{+6}$  в товарном продукте, содержащем соли хрома в трехвалентной форме, привели к определенным ограничениям в использовании технологий на базе соединений хрома в ряде западных стран.

В последнее время большие усилия прилагаются к поиску альтернативного хрому сшивающего агента. Среди предложенных реагентов перспективными считаются соли алюминия, в том числе и цитрат алюминия. В ТатНИПИнефть разработаны капсулированные полимерные системы (КПС), в качестве сшивателя в них используются сульфаты алюминия.

Отбираемые для промысловых испытаний СПС должны отвечать различным технологическим требованиям (воздействие на призабойную зону или глубокая обработка пласта) в зависимости от решаемой задачи.

В случае, когда воздействие осуществляется на призабойную зону и ограничивается радиусом обработки, равным 0,5-2 м, СПС, называемая в этом случае вязкоупругим составом (ВУС), характеризуется малым временем гелеобразования до 24 час, обеспечивает высокие фильтрационные характеристики и обладает начальным градиентом сдвига. Технологические требования к ВУС даны в табл. 17.4.

Таблица 17.4

Технологические требования к ВУС для воздействия на призабойную зону пласта

Показатели	Величины
Начальная вязкость исходной композиции, раствора, мПа·с	20-200
Время гелеобразования, час	1-24
Период сохранения технологических свойств в пластовых условиях, сут	не менее 90
Степень снижения проницаемости (остаточный фактор сопротивления), отн. ед.: – для пористой среды – для трещин (раскрытие 0,2-0,3 мм)	100-10000 50-1000
Начальный градиент давления сдвига, МПа/м: – для пористой среды для трещин (раскрытость 0,2-0,3 мм)	не менее 0,1 не менее 0,2

Основным отличием СПС, используемых для глубокой обработки пласта с радиусом обработки больше 2 м, являются следующие технологические характеристики (табл. 17.5).

Таблица 17.5

Технологические требования к СПС, используемым  
для глубокой обработки пласта

Показатели	Величины
Начальная вязкость исходной композиции, мПа·с	не более 20
Время гелеобразования, сут	2-20
Фильтруемость композиции СПС до начала сшивки	хорошая
Фактор сопротивления при закачке исходной композиции СПС, отн.ед.	не более 20
Остаточный фактор сопротивления, отн. ед. – для пористой среды – для трещин (раскрытость 0,2-0,3 мм)	10-1000 10-100
Начальный градиент давления сдвига, МПа/м – для пористой среды – для трещин (раскрытость 0,2-0,3 мм)	не менее 0,01 не менее 0,01
Период сохранения технологических свойств СПС в пластовых условиях (остаточный фактор сопротивления), сут.	не менее 365

Таким образом, в зависимости от геолого-физических параметров пластов, состояния разработки месторождения и экономических ограничений могут быть реализованы различные технологии применения сшитых полимерных систем для увеличения нефтеотдачи.

Важным параметром композиции для получения ВУС является время гелеобразования ( $\tau_T$ ) – время, за которое композиция превращается в гель. Время гелеобразования должно быть больше времени от момента получения композиции до окончания закачки ее в пласт. При течении композиции в трубопроводах и в пористой среде она подвергается так называемому сдвиговому воздействию, характеризующемуся скоростью сдвига ( $\gamma$ , сек<sup>-1</sup>). При очень больших скоростях сдвига, например, в ЭЦН, эжекторах, может происходить механический разрыв молекул полимера.

Для оценки влияния скорости сдвига на вязкость полимерных систем используют модель Карре (рис. 17.3), позволяющую оценивать неньютоновские свойства системы:

$$\frac{\mu - \mu_{\infty}}{\mu_0 - \mu_{\infty}} = \left[ 1 + (\tau\gamma)^2 \right]^{(n-1)/2}$$

где  $\mu$  – вязкость системы;

$\mu_0$  – вязкость системы при нулевой скорости сдвига;

$\mu_{\infty}$  – вязкость системы при бесконечно высокой скорости сдвига;

$\tau$  – константа релаксации;

$n$  – показатель экспоненциального закона ( $n < 1$ ).

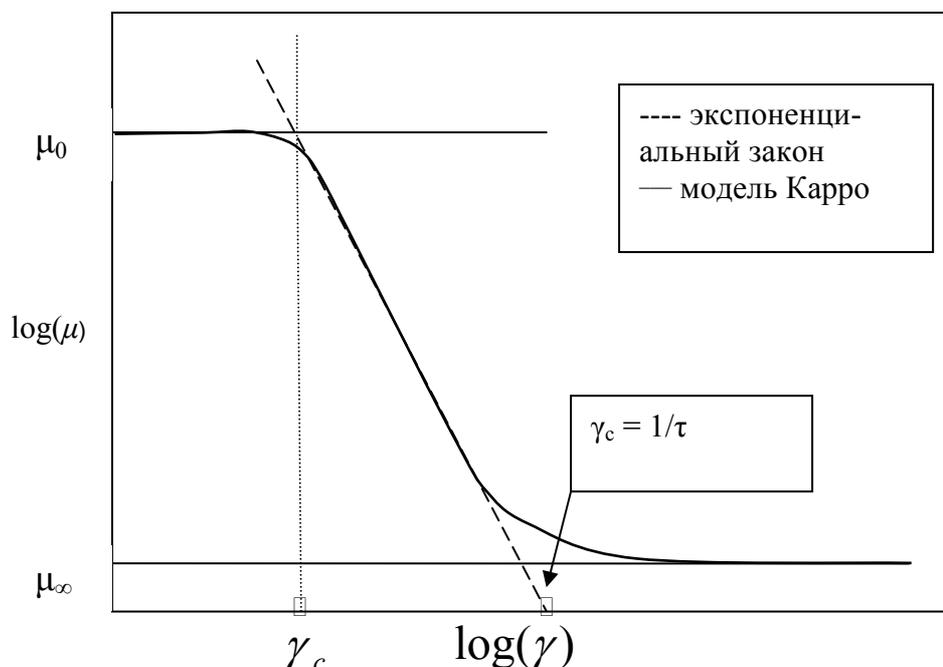


Рис. 17.3 Модель Карре для вязкости полимерных систем

Исследования влияния этого фактора на время гелеобразования показали, что время гелеобразования увеличивается с увеличением времени воздействия ( $\tau_B$ ) и скорости сдвига. При больших величинах  $\tau_B$  и  $\tau_r$  или при условии  $\tau_B > \tau_r$  (время гелеобразования меньше времени закачки композиции) гелеоб-

разование может не происходить после прекращения течения ( $\tau_r \rightarrow \infty$ ), и технологический эффект не будет достигаться.

Для предотвращения этой ситуации необходимо наличие возможности регулировать время гелеобразования. Простейшим способом регулирования  $\tau_r$  является подбор типа (марки) полимера и сшивателя, варьирование их концентраций, кроме того, возможно регулирование времени гелеобразования путем изменения величины рН раствора. Установлено, что СПС, полученные на основе цитрата алюминия, чувствительны к типу цитрата алюминия и полимера, на их прочность влияет окружающая среда (в частности, величина рН). Эти системы не такие прочные, как полученные с использованием солей хрома.

Кроме того, для образования СПС расход цитрата алюминия на порядок выше по сравнению с ацетатом хрома (20 ммоль в пересчете на алюминий по сравнению с 1 ммоль для хрома). Однако, согласно экологической точке зрения, гели, полученные на основе цитрата алюминия и частично гидролизованного полиакриламида, могут быть перспективными системами.

### **Модифицированные полимерные технологии**

1. Среди модифицированных технологий полимерного воздействия следует отметить технологию на основе полимердисперсных систем (глинистый раствор и полиакриламид в качестве флокулянта), а также модификаций на ее основе. При реализации этой технологии полимерно-дисперсная система приобретает вязкоупругие свойства в процессе продвижения по пласту за счет образования полимерно-минеральных комплексов из дисперсных частиц глинистой суспензии и дисперсных частиц пласта. Существует множество модификаций этой технологии, включающих использование других реагентов (ПАВ, растворителей, щелочных составов), а также сшивателей (солей алюминия).

2. Разработанная в ТатНИПИнефть технология капсулированных полимерных систем (КПС) позволяет за счет образования микрогелевых частиц

воды, стабилизированных сшитыми полимерными молекулами, резко снизить затраты на полимер, так как концентрация его в этом случае в 10 и более раз ниже, чем при СПС. Величины образующихся микрогелевых частиц могут быть с помощью подбора концентраций полимера и сшивателей адаптированы таким образом, чтобы превышать средние размеры поровых каналов и эффективно создавать фильтрационные сопротивления в необходимых зонах пласта.

3. Использование эфиров целлюлозы широко практиковалось в промышленных жидкостях в бурении – это карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ). Для целей увеличения нефтеотдачи были опробованы и применяются также и другие эфиры целлюлозы – метилметилцеллюлоза, оксиэтил- и гидроксипропилцеллюлоза. Для поздней стадии в качестве аналогов СПС и ВУС могут использоваться эфиры целлюлозы со сшивателями, такими же, что применяются с полиакриламидами – соли поливалентных металлов: алюминия, хрома, железа.

4. Компанией «Бритиш Петролеум» разработана полимерная технология под маркой “bright water” («сияющая» вода). Эта технология основана на применении терморегулируемого по вязкости полимера. Низкая вязкость раствора такого полимера при поверхностных условиях позволяет его эффективно ввести в пласт, где с ростом температуры растет и его вязкость. Таким образом удастся снизить:

- потери на деструкцию полимера в ходе нагнетания в насосе,
- гидравлические потери в коммуникациях и НКТ.

## Лекция №18

План:

1. Термические МУН, краткая классификация.
2. Нагнетание горячей воды.
3. Расчет изменения температурного поля пласта по схеме Ловерье.

### Термические МУН, краткая классификация

Самое большое количество проектов в мире по разработке месторождений и увеличению нефтеотдачи залежей вязких нефтей и битумов связано с применением термических методов.

К термическим методам принято относить:

- 1) закачку горячей воды;
- 2) закачку пара;
- 3) внутрислоевого горение.

Важной особенностью первых двух технологий является то, что эффект от их применения существенно отложен во времени. Пока значительный объём пласта не будет прогрет, эффекта от воздействия не будет. Поэтому нередко эти технологии используются в виде тепловых обработок призабойных зон добывающих скважин, причем даже при воздействии паром, горячей водой и горением в качестве МУН, на первом этапе нередко проводятся тепловые ОПЗ добывающих и нагнетательных скважин до создания между ними гидродинамической связи.

### Нагнетание горячей воды

Повышение температуры нефти, воды и породы влечет за собой: снижение вязкости жидкостей; тепловое расширение твёрдого тела и жидкостей; изменение межфазного взаимодействия на границе нефть–вода, степени десорбции веществ, осаждающихся при определенных условиях на стенках пор

коллектора; изменение смачиваемости и ряд других физико-химических процессов.

Как при изотермическом вытеснении нефти водой в пористой среде, так и при различных температурах нефти и воды, влияние температуры на движение фронта и физические процессы в материале породе и пластовых флюидах заключается:

- в снижении вязкостей и изменении отношения подвижностей нефти и воды;
- в изменении остаточной нефтенасыщенности и относительной фазовой проницаемости;
- в тепловом расширении коллектора и насыщающих его жидкостей.

Закачка горячей воды, также как и пара, очень дорогостоящее мероприятие, поскольку необходимо специальное обустройство, включающее генерацию тепла (парогенератор), специальные теплоизолированные коммуникации, специальные конструкции скважин, а вода требует специальной подготовки до введения в парогенераторы. Кроме того, говоря о тепловых методах, следует иметь в виду, что объёмы закачиваемого теплоносителя велики (оторочки могут достигать величин поровых объёмов), а эффект часто отложен во времени.

Эффективность вытеснения нефти нагретой водой ниже, чем её вытеснение паром в силу низкой теплоемкости воды. Поэтому использовать эту технологию рекомендуется в тех случаях, когда нагнетание пара неприемлемо или затруднительно. Например, при разработке глубокозалегающих пластов, когда теплоноситель должен подаваться под высоким давлением, а также подогретой минерализованной водой при наличии в пласте глин, разбухающих от пресной воды.

Необходимость закачки горячей воды может возникнуть и на месторождении с маловязкой нефтью в случае, если температура выпадения парафина практически равна начальной пластовой температуре. В этом случае за-

качка холодной воды сразу приведёт к кристаллизации парафина и большим проблемам. Например, на месторождении высокопарафинистой нефти Узень в Казахстане используется нагнетание горячей воды и путевой подогрев добытой нефти.

### Расчет изменения температурного поля пласта по схеме Ловерье

При проектировании тепловых методов сначала рассчитывается изменение температурного поля пласта.

Температурное поле пласта рассчитывается путём решения *уравнения неразрывности температуры*. Для одномерного случая оно записывается следующим образом:

$$\lambda_{Tx} \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} - v_{жс} \cdot c_{жс} \cdot \rho_{жс} \frac{\partial T}{\partial x} + \lambda_{Tz} \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} = c_{П} \cdot \rho_{П} \frac{\partial T}{\partial t}, \quad (18.1)$$

где  $\lambda_T$  – коэффициент теплопроводности;

$v_{жс}$  – скорость движения жидкости;

$c_{жс}$  – удельная объёмная теплоёмкость;

$\lambda_{Tx} \frac{\partial^2 T}{\partial x^2}$  – изменение температуры за счёт теплопроводности;

$v_{жс} \cdot c_{жс} \cdot \rho_{жс} \frac{\partial T}{\partial x}$  – конвективный перенос тепла;

$\lambda_{Tz} \frac{\partial^2 T}{\partial z^2}$  – теплопотери в выше- и нижележащие пласты;

$c_{П} \cdot \rho_{П} \frac{\partial T}{\partial t}$  – изменение температуры пласта во времени;

$c_{П}$  – удельная объёмная теплоёмкость пластовой системы (жидкость и порода):

$$c_{П} \cdot \rho_{П} = (1 - m) c_{ск} \cdot \rho_{ск} + m \cdot c_{жс} \cdot \rho_{жс},$$

где  $\rho_n, \rho_3, \rho_{ж}$  – коэффициенты теплопроводности пласта, материала породы и насыщающего флюида, соответственно;

$c_3, c_{ж}$  – удельные объёмные теплоёмкости материала породы и насыщающего флюида, соответственно.

Теплопотери в кровлю и подошву пласта (рис. 18.1) являются большой проблемой при термическом воздействии на пласт. Причём, чем тоньше пласт, тем больше удельные потери.

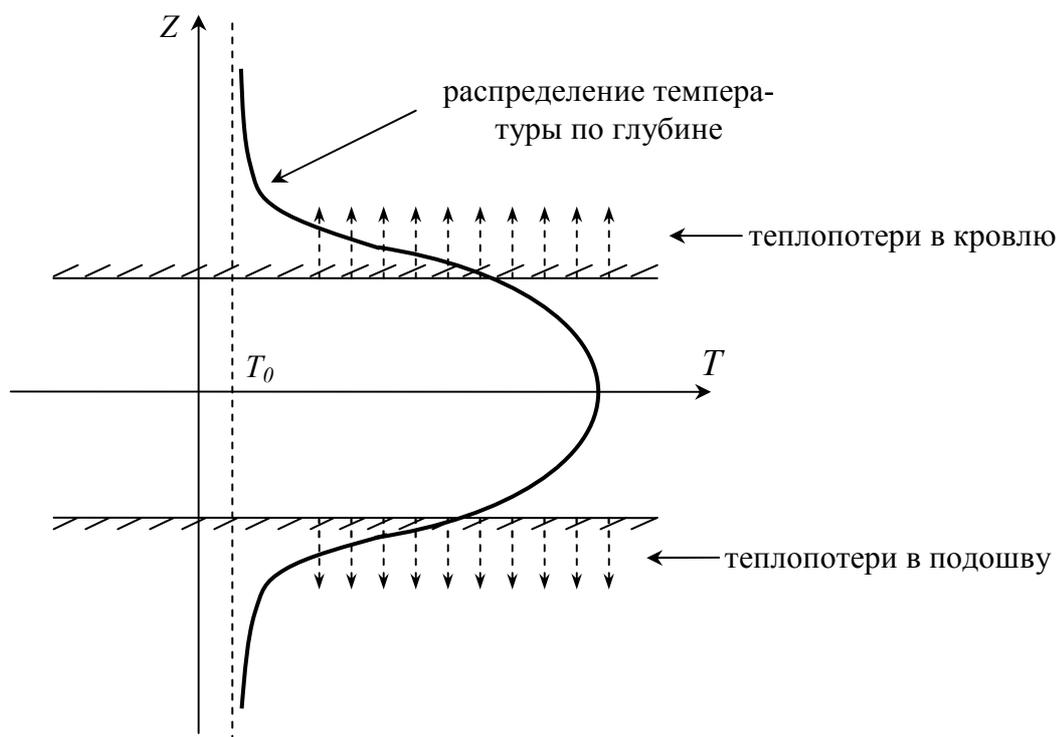


Рис. 18.1 Распределение температуры внутри и вблизи продуктивного пласта при закачке теплоносителя

Решение уравнения (18.1) при соответствующих условиях (потери тепла только в бесконечные по толщине кровлю и подошву, теплоемкость нагретого пласта пренебрежимо мала, а теплопроводность его в вертикальном направлении бесконечно велика) получило название *формулы Ловерье*:

$$\frac{T(\xi, t) - T_0}{T_3 - T_0} = \operatorname{erfc} \left[ \frac{\xi}{2\sqrt{b(\tau - \xi)}} \right] \sigma(\tau - \xi),$$

где  $\xi$  – баланс между сообщаемым теплом и потерями:

$$\xi = \frac{4\lambda_1 x}{v c_\epsilon \rho_\epsilon h^2} \text{ – для плоскопараллельного случая;}$$

$$\xi = \frac{4\pi\lambda_1 r^2}{q_\epsilon c_\epsilon \rho_\epsilon h} \text{ – для плоскорадиального случая;}$$

$T(r, t)$  – значение температуры на расстоянии  $r$  от скважины через время  $t$ ;

$T_0$  – начальная пластовая температура;

$T_3$  – температура на забое;

$erfc(x)$  – дополнительная функция ошибки,  $erfc(x) = 1 - erf(x)$ ;

$\lambda_1$  – коэффициент теплопроводности окружающих пород;

$\tau$  – безразмерное время:

$$\tau = \frac{4\lambda_{II} \cdot t}{c_{II} \cdot \rho_{II} \cdot h^2};$$

$$b = \frac{c_{II} \cdot \rho_{II}}{c_{on} \cdot \rho_{on}} \text{ – отношение удельных объёмных теплоёмкостей пласта и ок-}$$

ружающих пород;

$\sigma(\tau - \xi)$  – единичная функция Хевисайда может принимать только два значения:

$$\sigma(\tau - \xi) = \begin{cases} 1, & \text{при } \tau > \xi \\ 0, & \text{при } \tau \leq \xi \end{cases}.$$

При закачке горячей воды в пласте образуются два фронта (рис. 18.2) – тепловой фронт (окончание зоны 1) и фронт вытеснения (окончание зоны 2).

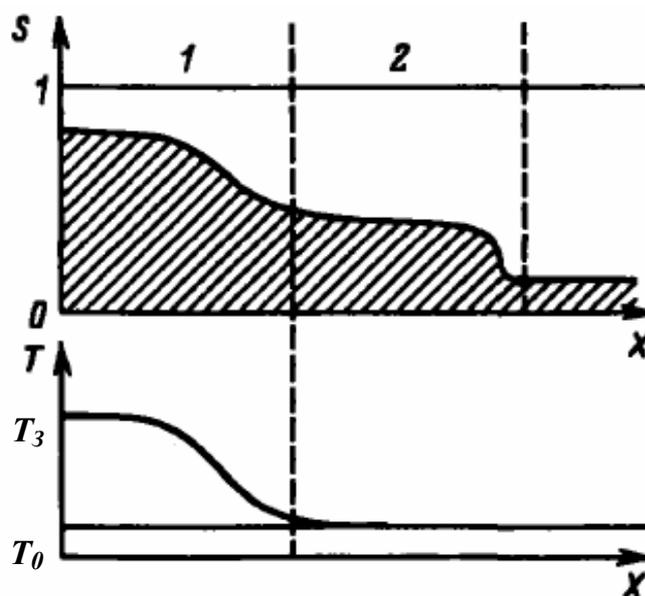


Рис. 18.2 Изменение водонасыщенности и температуры по пласту при закачке горячей воды

Таким образом, на рис. 18.2 наглядно демонстрируется, что в случае, когда температура воды на тепловом фронте становится равной пластовой, вытеснение идёт как при обычном заводнении.

Со временем пласт прогревается, и фронт повышенной температуры распространяется вглубь (рис. 18.3).

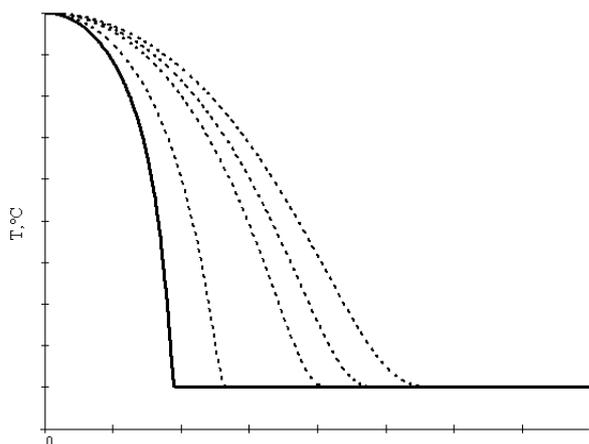


Рис. 18.3 Динамика изменения температуры по пласту при закачке горячей воды

Чем дольше прогревается пласт, тем вклад термической составляющей в процессе вытеснения больше.

В формулу Ловерье входит величина температуры воды на забое. Поскольку далеко не все скважины, которые используются для закачки горячей

воды, оборудуются забойными датчиками температуры, то возникает необходимость расчёта этого значения. Также эта необходимость возникает на этапе проектирования теплового воздействия при оценке теплотерь по стволу скважины.

Большое распространение в таких инженерных расчётах получила формула А.Ю. Намиота:

$$T_z = \theta_0 + \frac{\Gamma_T}{\beta_0}(\beta_0 H - 1) + (T_y - \theta_0 + \frac{\Gamma_T}{\beta_0}) \cdot \exp(-\beta_0 H),$$

где

$$\beta_0 = \frac{2\pi \cdot \lambda_{оп}}{q_v \cdot c_v \cdot \rho_v \cdot \ln \frac{r(t)}{r_c}};$$

$$r(t) = 2\sqrt{\chi_{оп} \cdot t};$$

$\theta_0$  – температура нейтрального слоя (то есть температура на такой глубине, где прекращаются сезонные колебания температуры),  $^{\circ}\text{C}$ ;

$\Gamma_T$  – геотермический градиент,  $\text{м}^{\circ}\text{C}$ ;

$H$  – глубина, м;

$\lambda_{оп}$  – коэффициент теплопроводности окружающих пород;

$\chi_{оп}$  – коэффициент температуропроводности окружающих пород.

Температура нейтрального слоя  $\theta_0$  различна для регионов, например, для Урало-Поволжья  $6^{\circ}\text{C}$ , а для Коми Республики  $4^{\circ}\text{C}$ . Рассмотренные выше расчетные зависимости были выведены для случая непрерывной закачки. Однако такой вид воздействия применяется крайне редко. Чаще формируются тепловые оторочки. То есть сначала закачивается горячая вода (пар), а затем оторочка проталкивается обычной холодной водой.

При этом в пласте создается перемещающаяся в направлении процесса вытеснения нефти нагретая область. Существуют методики выбора оптимальных размеров тепловых оторочек при различных геолого-физических условиях пластов, темпах нагнетания в пласт теплоносителей, их параметрах и других технологических показателях разработки месторождений.

Использование тепловых оторочек позволяет получить несколько меньшую нефтеотдачу, чем при непрерывной закачке горячей воды в пласт. Но в таком случае затраты на подготовку и нагрев воды и, значит, удельные затраты на дополнительную добычу нефти значительно меньше.

Рассмотрим, как распределяется температура по пласту при закачке оторочки. Будем считать, что после закачки горячей воды в пласт начали нагнетать воду с начальной пластовой температурой. К температуре можем применить принцип суперпозиции. Математически это выглядит так:

$$\frac{T(\xi, t) - T_0}{T_s - T_0} = \operatorname{erfc} \left[ \frac{\xi}{2\sqrt{b(\tau - \xi)}} \right] \sigma(\tau - \xi) - \operatorname{erfc} \left[ \frac{\xi}{2\sqrt{b(\tau - \tau_1 - \xi)}} \right] \sigma(\tau - \tau_1 - \xi)$$

где  $\tau_1$  – безразмерное время закачки неподогретой воды.

Тогда графически динамика изменения температуры по пласту во времени будет выглядеть следующим образом (рис. 18.4):

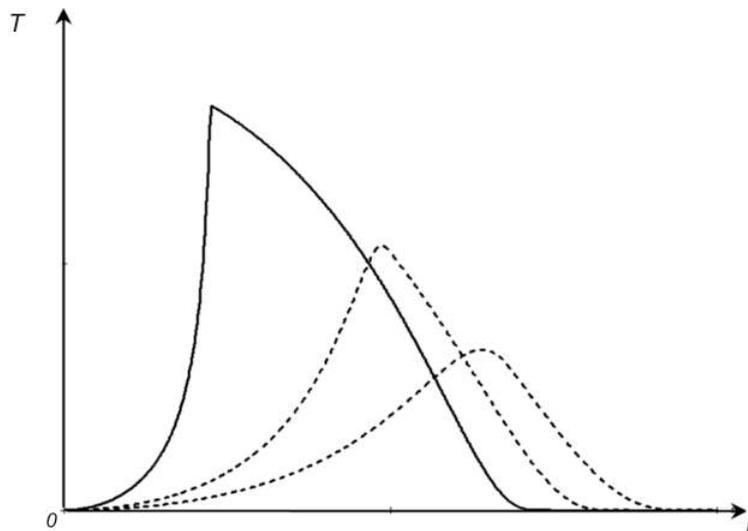


Рис. 18.4 Динамика изменения температуры в пласте при закачке оторочки горячей воды

По рисунку 18.4 можно видеть, как при продвижении оторочки теплоносителя пик температуры снижается, а сама оторочка размазывается по пласту.

## Лекция №19

План:

1. Применение паротеплового воздействия.
2. Расчет теплового поля по схеме Маркса-Лонгенгейма.
3. Некоторые практические аспекты технологий закачки пара.
4. Классификация тяжелых нефтей и битумов, их залежи на территории современного Татарстана.

### Применение паротеплового воздействия

С нагнетанием пара связано большинство реализуемых на сегодняшний день термических МУН.

Процессы, происходящие в пласте при закачке пара, несколько сложнее, чем при закачке горячей воды. Эффект от закачки пара в нефтяные пласты обуславливается различными факторами, помимо перечисленных для технологий с горячей водой происходит и существенная дистилляция легких фракций, а также гидродинамическое вытеснение нефти паром. Легкие фракции, выделившиеся из нефти на фронте вытеснения паром, продвигаясь вперед, снижают вязкость нефти перед фронтом вытеснения. Вклад отдельных факторов в вытеснение нефти определяется геолого-физическими свойствами пласта и конкретным типом технологии. Доли вклада в вытеснение паром нефти плотностью 930-1000 кг/м<sup>3</sup> оценены [19.1] как следующие: снижение вязкости 33%, дистилляция паром 12%, термическое расширение 7%, режим растворенного газа 6%.

Кроме того, пар является очень подвижной фазой, и большую опасность могут создать прорывы пара. Практические аспекты применения технологий закачки пара будут рассмотрены позже. А сейчас отметим некоторые теоретические аспекты.

При проектировании и осуществлении закачки в пласт водяного пара важно знать термодинамическое состояние воды: в виде пара, в виде смеси воды и пара или даже в закритическом состоянии.

Область существования пара определяется  $P$ - $T$  диаграммой для воды (рис. 19.1). Линия насыщения (кривая 1) разделяет области существования воды в жидкой и паровой фазах. При этом критическая зона характеризуется точкой 2. Для воды  $P_{кр} = 22,12$  МПа,  $T_{кр} = 647,3$  К.

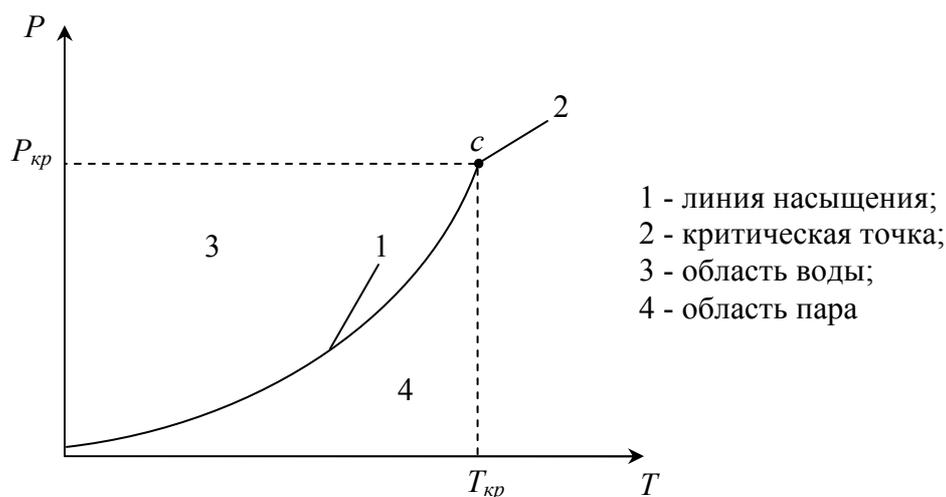


Рис. 19.1 Диаграмма «давление-температура» для воды

Если давление воды и ее температура таковы, что соответствующая этим значениям точка на этой диаграмме находится на линии насыщения, то вода пребывает одновременно и в парообразном и в жидком состояниях.

Сколько в единице массы будет содержаться воды в жидком и парообразном состояниях, зависит от теплосодержания единицы массы воды. Если давление и температура пара соответствуют давлению и температуре на линии насыщения, то пар называется насыщенным. Над линией насыщения состояние воды будет только жидкое, а под нею – только в виде перегретого пара.

Пусть некоторый объем воды находится в состоянии, соответствующем линии насыщения (линия 1 на рис 19.1). Масса паровой фазы в этом объеме

равна  $M_{\text{п}}$ , а масса водяной фазы  $M_{\text{в}}$ . Тогда величина  $X = \frac{M_{\text{п}}}{M_{\text{п}} + M_{\text{в}}}$  будет на-

зываться **сухостью пара**.

Она изменяется от нуля, если термодинамическое состояние воды соответствует точкам, находящимся над линией насыщения (рис. 19.1), то есть вода является жидкостью, до единицы или 100 %, когда вся вода представляет собой перегретый пар.

Важной термодинамической характеристикой является **теплосодержание  $i$** :

$$\begin{aligned} i_{\text{воды}} &= c_{\text{в}} T_{\text{в}} \\ i_{\text{пара}} &= c_{\text{в}} T_{\text{в}} + E_{\text{п}} \end{aligned}$$

где  $c_{\text{в}}$  – теплоемкость воды;  $E_{\text{п}}$  – скрытая теплота парообразования; а  $T_{\text{в}}$  – температура воды. То есть, теплосодержание пара – это такое количество теплоты, которое необходимо для превращения воды в пар при постоянной температуре.

Существует заблуждение, заключающееся в том, что считается, чем выше температура пара, тем лучше.

На самом деле, теплосодержание пара очень слабо зависит от температуры, поскольку с ростом температуры первое слагаемое увеличивается, а второе уменьшается, так как энергия перехода воды в пар с ростом температуры снижается, а в критической точке  $E_{\text{п}} = 0$ .

Важной характеристикой является сухость пара именно на забое. Её можно приблизительно оценить следующим образом:

$$X_{\text{з}} = X_{\text{у}} - \frac{2\pi \cdot \lambda_{\text{оп}} \cdot \Delta T' \cdot H}{q_{\text{п}} \cdot E_{\text{п}} \cdot \ln \frac{r(t)}{r_{\text{с}}}}$$

где  $r(t) = 2\sqrt{\chi_{\text{оп}} \cdot t}$ ;

$$\Delta T' = T_{\text{п}} - T_{\text{ср}};$$

$T_{cp}$  – средняя начальная температура в скважине;

$X_y$  – сухость пара на устье;

$q_{II}$  – темп нагнетания пара;

$H$  – глубина скважины.

При закачке пара в пласт образуется четыре характерные зоны (рис. 19.2, 19.3).

Различают четыре основные зоны, расположенные в направлении нагнетания пара.

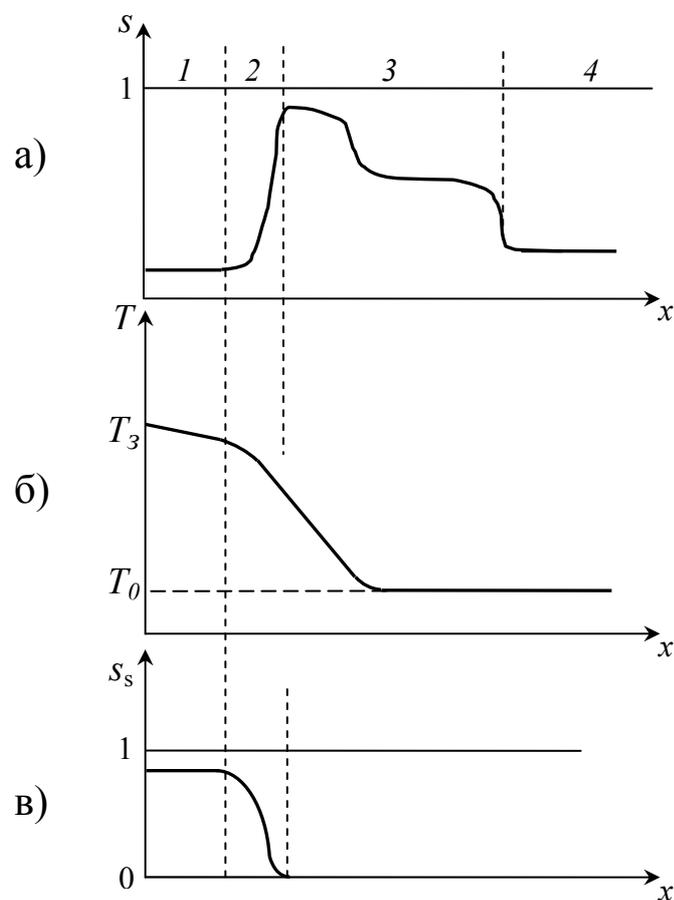


Рис. 19.2 Распределение водонасыщенности (а), температуры (б) и паронасыщенности (в) по пласту при закачке пара

Зона 1. В этой зоне существует водяной пар, лёгкие углеводородные фракции, перешедшие в газовую фазу, вода и жидкая фаза углеводородов. Температура близка к постоянной, медленно снижается при удалении от границы ввода пара в соответствии с зависимостью температуры насыщения от давления. Нефтенасыщенность изменяется за счет гидродинамического вы-

теснения нефти из этой зоны и вследствие испарения легколетучих компонентов.

Зона 2 (конденсация). В этой зоне пары воды и углеводородные фракции конденсируются при их контакте с холодным коллектором. На рис. 19.2 показано, что в этой зоне резко начинает расти водонасыщенность, снижаться температура, а в конце этой зоны паронасыщенность становится равной 0.

Зона 3. Процессы в этой зоне аналогичны процессам, происходящим при вытеснении горячей водой. Однако объем, занимаемый единицей массы пара, гораздо больше, чем объем единицы массы воды; а так как объем зоны I (зоны пара) в ходе вытеснения возрастает, скорость воды в зоне 3 в данном случае значительно выше, чем при нагнетании внутрь залежи непосредственно воды той же температуры и с тем же массовым расходом.

Зона 4. Процессы в этой зоне аналогичны процессам, происходящим при обычном заводнении.

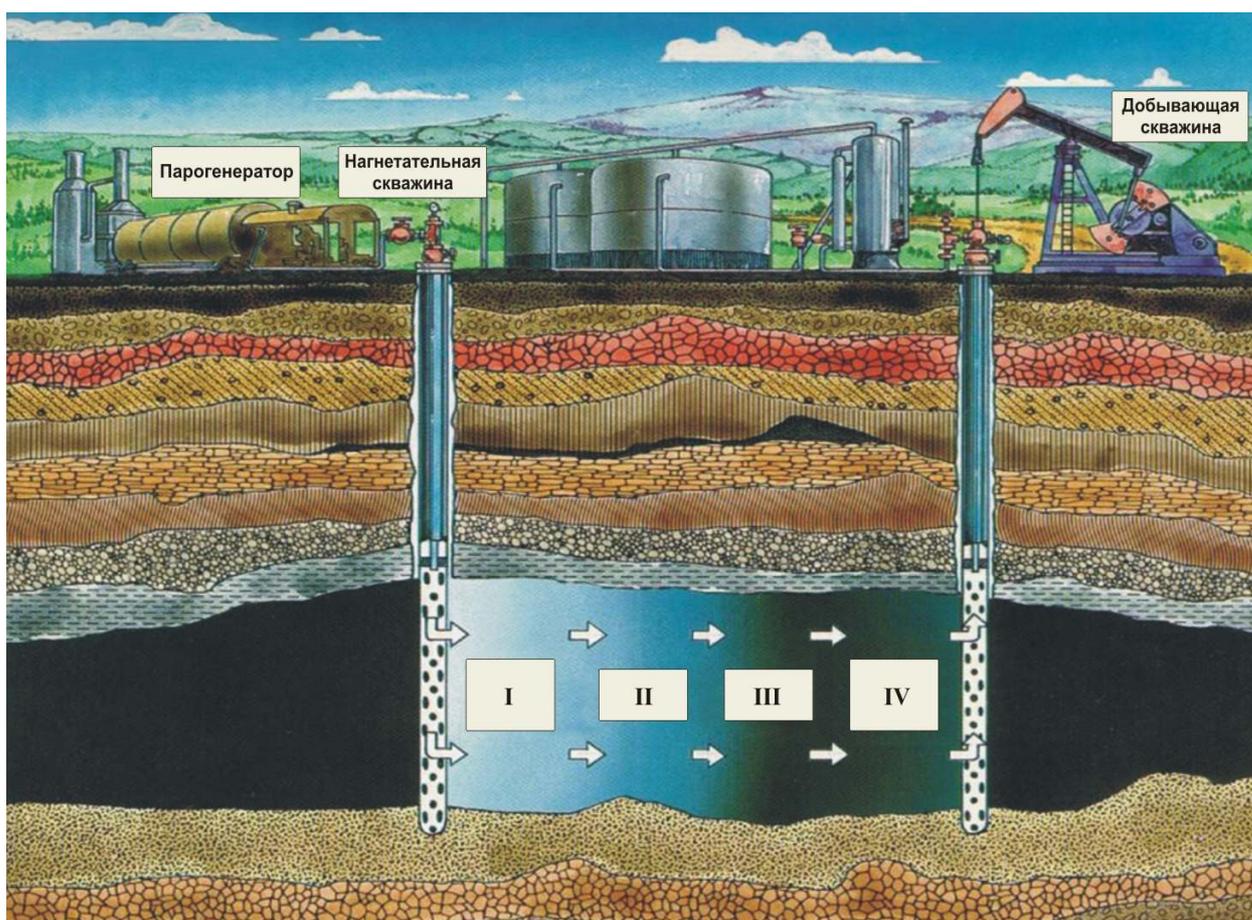


Рис. 19.3 Схематизация процесса и оборудования паротеплового воздействия

При проектировании технологии закачки пара так же возникает необходимость расчета распределения температуры по пласту.

Формула Ловерье изначально была выведена для закачки горячей воды, однако её можно модифицировать, введя фиктивную теплоёмкость, учитывающую скрытую теплоту парообразования. Подробно на формуле Ловерье повторно останавливаться не будем.

### Расчет теплового поля по схеме Маркса-Лонгенхейма

В инженерных расчётах при реализации закачки пара большую важность имеет определение площади прогретой части пласта. Эту величину можно получить, решив при соответствующих начальных и граничных условиях уравнение теплопроводности, рассмотренное на предыдущей лекции.

Эти условия следующие:

- величина теплопроводности в пласте пренебрежимо мала;
- потери тепла происходят только в вертикальном направлении;
- температура на участке пласта от входа в пласт до точки фронта прогрева  $x_T$  постоянна и равна  $T_{пл}$ ;
- температура пласта в зоне за координатой фронта прогрева  $x_T$  и далее до добывающей скважины равна  $T_0$ .

Это решение для площади прогретой зоны до точки фронта прогрева  $x_T$  получило название *формулы Маркса-Лонгенхейма*.

$$S_{np} = \frac{q_T \cdot h \cdot \eta \cdot c_{пл} \cdot \rho_{пл}}{4\Delta T_{пл} \cdot \lambda_{оп} \cdot c_{оп} \cdot \rho_{оп}} \left[ e^\tau \cdot erfc\sqrt{\tau} + 2\sqrt{\frac{\tau}{\pi}} - 1 \right],$$

где  $q_T = q_{II} (c_v \cdot \Delta T_{II} + E_{II} \cdot X)$  – темп подачи тепла в пласт;

$$\tau = \frac{4\lambda_{оп} \cdot c_{оп} \cdot \rho_{оп} \cdot t}{h^2 \cdot \eta^2 \cdot c_{пл}^2 \cdot \rho_{пл}^2},$$

$$\Delta T_{II} = T_{II} - T_0,$$

$\eta$  – коэффициент охвата пласта вытеснением по толщине.

### Некоторые практические аспекты технологий закачки пара

На промыслах используется только один вид пара, который называется сухим насыщенным. Продукцией промышленного парогенератора является смесь горячей воды и водяного пара. Почти во всех парогенераторах максимальная степень сухости пара равна 0,8. Это значит, что на выходе из парогенератора мы получаем смесь, состоящую по массе на 80 % из водяного пара и на 20 % из горячей воды.

В случае теплового воздействия паром также целесообразнее вести не постоянную закачку, а закачку оторочек. При этом, как и в случае с горячей водой, в пласт нагнетают (в пересчёте на воду) десятки, а иногда и сотни процентов от порового объёма, а затем созданную тепловую оторочку проталкивают холодной водой.

Решая вопрос об оптимальной температуре пара, длительности и объёмах его закачки, необходимо учитывать следующий аспект. Вязкость нефти при увеличении температуры снижается резко только в определённом диапазоне температур, например для тяжелой нефти Ашальчинского месторождения от 20 °С до 40 °С (рис. 19.4).

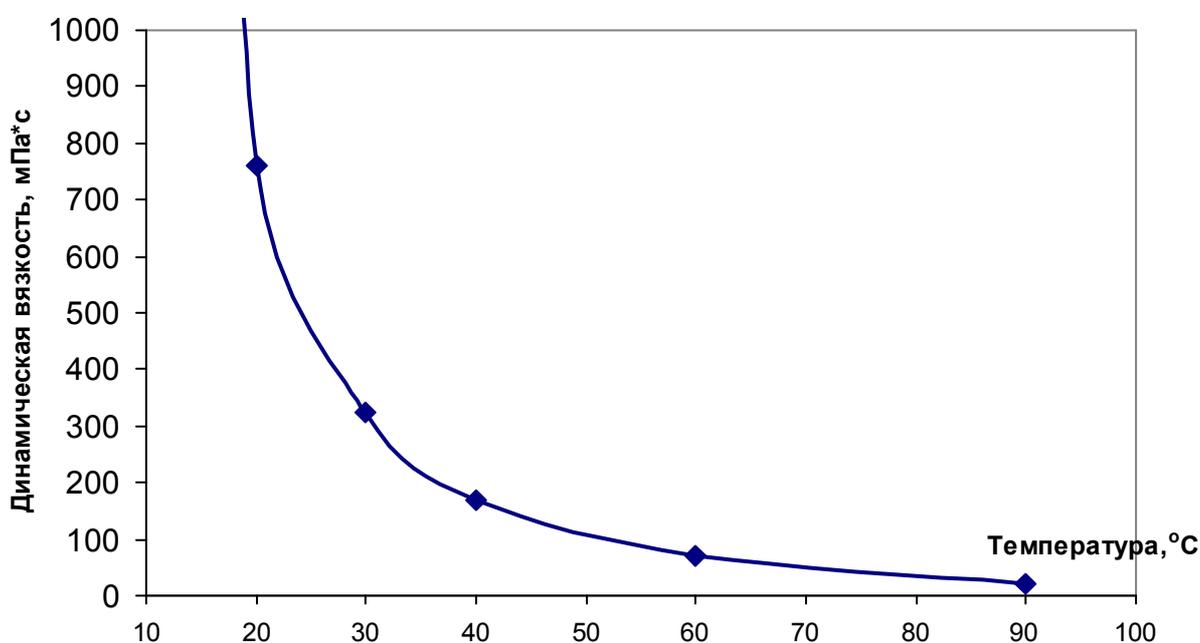


Рисунок 19.4- Зависимость вязкости Ашальчинской высоковязкой нефти от температуры

Самое значительное снижение вязкости отмечается при начальном увеличении температуры. При достижении определённого значения темп снижения вязкости падает. Поэтому при проектировании закачки пара необходимо определить область температур, при которых происходит наиболее значительное снижение вязкости, чтобы затем в охватываемом вытеснением объеме пласта стремиться поддерживать именно этот температурный режим. На этой основе оцениваются эффективные размеры оторочек при паротепловом вытеснении. В противном случае будет идти нерациональный расход теплоносителя.

Очень распространена на сегодняшний день технология паротепловых обработок скважин (ПТОС) – в англоязычной литературе широко используется термин «cyclic steam stimulation (CSS)». При ПТОС в скважину закачивают десятки (иногда сотни) тонн пара на 1 метр эффективной нефтенасыщенной толщины. Затем скважину останавливают для пропитки – перераспределения тепла в окружающие породы и флюиды на период до нескольких суток для перераспределения температуры в пласте. Длительные остановки чреваты чрезмерными потерями тепла в окружающие породы, а короткие – непроизводительным отбором закачанного пара. По завершении остановки скважину пускают в эксплуатацию. Постепенно, по мере охлаждения пласта, приток нефти из пласта в скважину будет снижаться. Когда дебит приблизится к предельно рентабельному уровню, ПТОС повторяют. Современные технологии ПТОС предусматривают использование и горизонтальных скважин, что повышает эффективность процесса.

Для пермокарбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения, разрабатываемой сеткой вертикальных скважин, эти периоды в цикле воздействия составляли: закачка 5-7 сут, пропитка 2-3 сут, отбор до двух недель в зависимости от темпов закачки пара и отбора продукции.

Изменение дебита скважины и расхода пара во времени выглядит следующим образом (рис. 19.5):

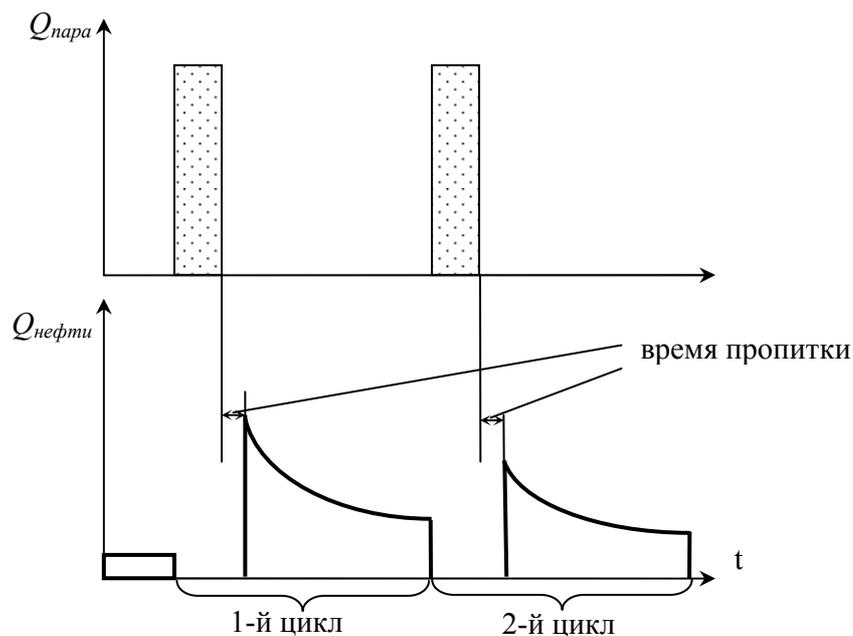


Рис. 19.5 Изменение при ПТОС дебита по нефти и расхода пара во времени

Проблема теплотерь по стволу скважины сегодня достаточно эффективно решается за счёт использования теплоизолированных труб. Самым распространенным вариантом является использование двухслойных труб (труба в трубе, а между ними вакуум). Но при использовании даже самых эффективных теплоизолированных труб для скважин глубиной более 1000 м потери тепла будут весьма значительны и применение методов на основе нагнетания пара, а тем более горячей воды, неэффективно.

Следует иметь в виду, что при нагнетании теплоносителя НКТ спускаются до интервала перфорации, а над интервалом перфорации устанавливают пакер, который препятствует возникновению конвекции в затрубном пространстве. Если этого не сделать, то закачиваемый пар, имеющий низкую плотность, будет подниматься вверх по затрубному пространству, и теплотери резко возрастут.

Интегрирующим показателем эффективности паротеплового воздействия является паронефтяное отношение (Steam-oil ratio):

$$\text{SOR} = V_s/V_o \quad (19.1)$$

где:

$V_s$  – масса закачанного пара, т,

$V_o$  – масса добытой нефти, т.

Достижение при реализации паротеплового воздействия величины этого параметра менее 3 свидетельствует о технологической эффективности процесса и возможном экономическом эффекте.

### **Классификация тяжелых нефтей и битумов, их залежи на территории современного Татарстана**

Широко используемая классификация тяжелых углеводородов принята Международной организацией по тяжелым нефтям и битумам (UNITAR). Величины вязкостей и плотностей по этой классификации приведены в табл. 19.1. Кроме того, графически эти параметры приведены в **1-й части курса** на рис. 1.1., там же приведена и формула для пересчета плотности из системы СИ в  $^{\circ}\text{API}$ .

Таблица 19.1

Величины вязкостей и плотностей нефтей и битумов по классификации UNITAR

Углеводород	Вязкость, мПа с	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Плотность, $^{\circ}\text{API}$
Тяжелая нефть (Heavy oil)	100-10000	934-1000	10-20
Битум (Bitumen)	>10000	>1000	<10

На территории, занимаемой в настоящее время Татарстаном, и севере Самарской области в конце XVIII и 30-х годах XIX столетий впервые обнаружены и описаны выходы асфальтовых пород на Самарской Луке, на реке Кармалке, в бассейнах рек Сока и Шешмы, у села Сюкеево на реке Волга и в других местах (например, П. Рычков и др.). В 60-70-е годы прошлого века пробурено несколько нефтепоисковых скважин на малые глубины (Шандор и др.), расположенных на востоке республики вблизи селений Нижняя Кармалка, Шугурово и Сарабикулово. Американцем венгерского происхождения Шандором в селе Шугурово в 1900 г. был построен нефтеперегонный завод,

являющийся старейшим промышленным нефтеперерабатывающим объектом в Татарстане.

Еще до революции учеными Г.Д. Романовским (1864) и П.В. Еремеевым (1867) выдвигались предположения о связи поверхностных проявлений с запасами из каменноугольных и девонских отложений. После революции, в 1918 году, в район села Сюкеево, с целью оценки имеющихся там признаков нефти и изучения возможностей открытия залежей промышленного значения, направлялась специальная партия Геолкома правительства СССР под руководством Н.Н. Тихоновича. В Сокско-Шешминский район в 1919 -20-м годах выезжал известный теолог К.П. Калицкий, придававший универсальное значение гипотезе первичного залегания нефти. Исходя из таких представлений, К.П. Калицкий рассматривал залежи битумов в пермских породах как свидетельство полного разрушения некогда существовавших нефтяных месторождений и считал возможным заложить скважины только в районе Сюкеево, подальше от выходов насыщенных битумом слоев, полагая, что в более погруженных, изолированных от поверхности частях тех же пластов возможно присутствие жидкой нефти.

Стрижов И.Н. (1927-1928) призвал расширить поиски нефти в Урало-Поволжье, Розанов А.Н. (1928) ставит конкретные задачи по поиску нефти в каменноугольных и девонских отложениях, в частности, в Самарском районе. Стрижовым И.Н. было запланировано в 1929 г. бурение в Ишимбае.

Целенаправленное изучение пермских битумов было начато в 70-е годы прошлого столетия. За период 1970-2006 гг. была пробурена 4221 специальная скважина с суммарной протяженностью более 773,5 тыс. м, испытано на приток 188 скважин.

Таким образом, в настоящее время установлено, что на территории Татарстана природные битумы и тяжелые нефти преимущественно сконцентрированы в пермских отложениях, залегают на глубинах до 400 м и, частично, в поверхностных условиях в отложениях уфимского и казанского ярусов (рис. 19.6).

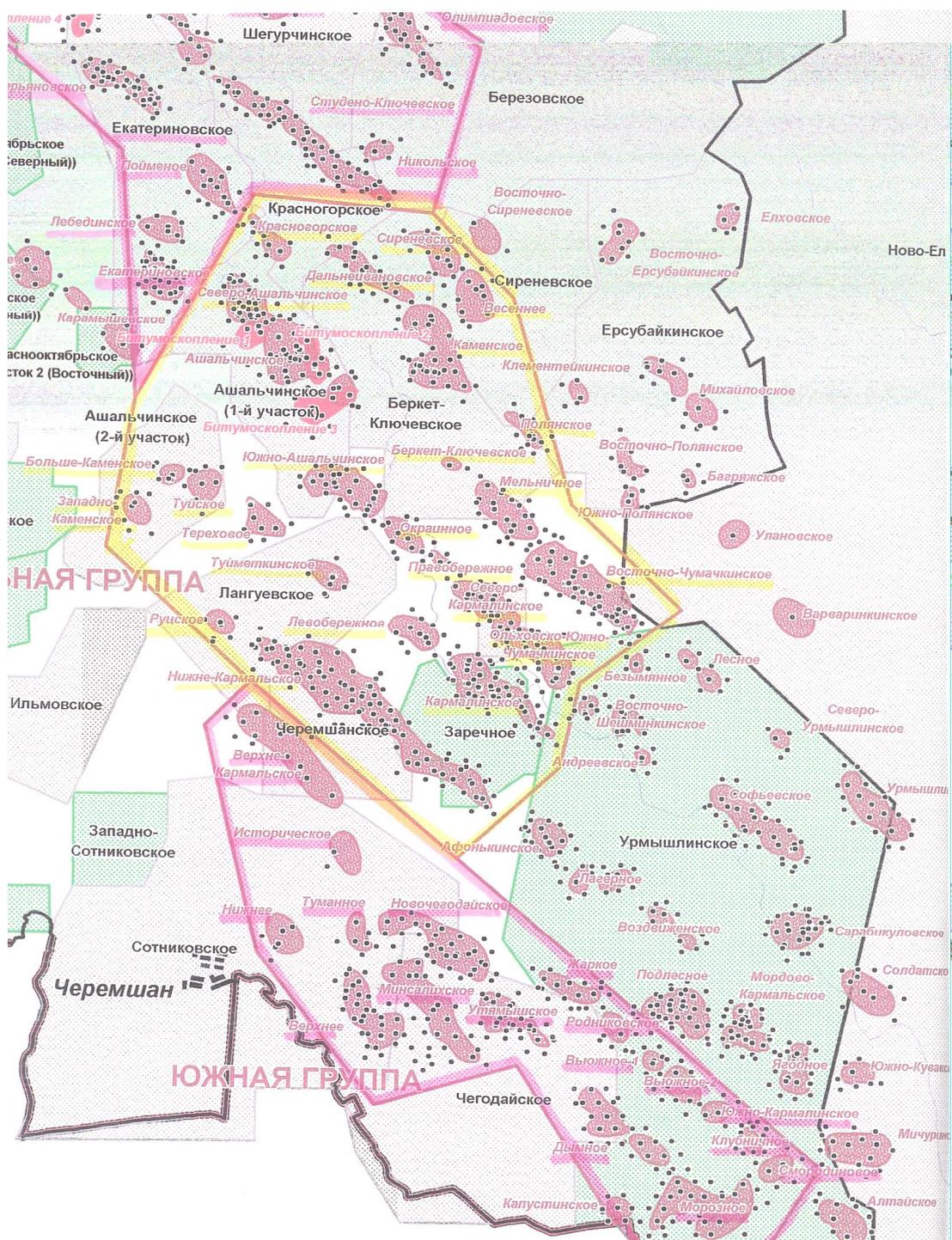


Рис. 19.6 Карта расположения основных залежей битума в отложениях уфимского яруса пермского возраста (точками обозначены пробуренные разведочные скважины)

Ресурсы их в Республике Татарстан, по разным оценкам, составляют от 1,5 до 7 млрд. т.

## Лекция №20

План:

1. Парогравитационное воздействие.
2. Расчёт дебита скважин при парогравитационном воздействии.
3. Практические аспекты реализации технологии.
4. Примеры реализации парогравитационного воздействия в России.

### Парогравитационное воздействие

Идея использования высокой плотности битумов в качестве движущей силы в процессе добычи – не нова. Впервые она была реализована на Ярегском месторождении в СССР. Однако нагнетание пара на этом месторождении осуществлялась в условиях добычи высоковязкой нефти шахтным способом (см. лекцию №22). Строительство экспериментальной шахты для реализации теоретических исследований, в том числе и по использованию горизонтальных технологий при термических методах воздействия, стало ключевым этапом в развитии разработки тяжелых нефтей и битумов в Канаде. Эта шахта, называемая UTF (Underground Test Facility), была построена в штате Альберта, около города Форт Макмюррей.

С развитием техники и технологии бурения горизонтальных скважин, многие технологии получили своё новое развитие, в частности и технология парогравитационного воздействия.

Принципиальными проблемами технологий воздействия паром на пласты высоковязких нефтей и природных битумов является существенная, почти на порядок, разница в плотности пара и углеводорода. На использовании этого эффекта канадскими специалистами был развит метод, основанный на оригинальной идее использования гравитационно-ориентированного потока – SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage). Для этого бурится пара горизонтальных скважин, расположенных на вертикальном расстоянии 4-7 метров друг от друга (рис. 20.1).

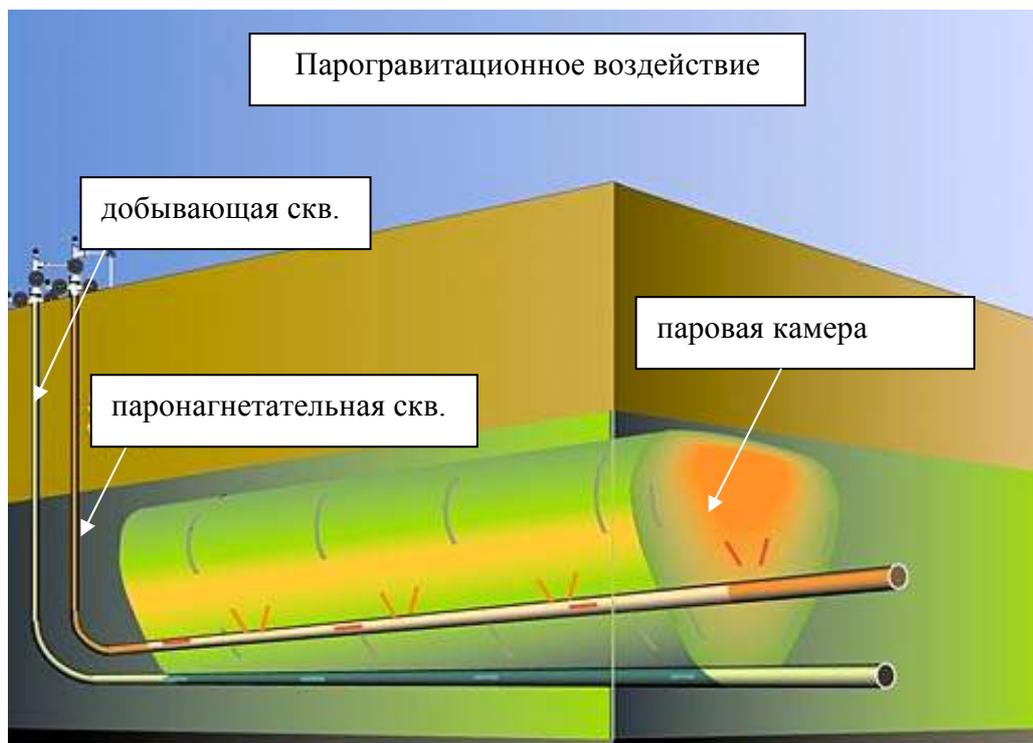


Рис. 20.1 Принципиальная схема парогравитационного воздействия

Такие горизонтальные скважины на малую глубину – до 250 м – бурят-ся специальными наклонными буровыми станками, при большей глубине возможно использование обычных вертикальных буровых станков.

Верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания пара, а нижняя – для добычи разогретого битума.

Закачиваемый пар создает в пласте так называемую «паровую камеру» (*steam chamber*), объем которой в процессе реализации метода распространяется в пласте. Сначала пар устремляется вверх до кровли пласта, а затем камера распространяется вширь от оси скважины. Пар конденсируется на границе камеры, при этом высвобождается скрытая теплота парообразования и битумосодержащая порода прогревается, при этом вязкость битума снижается до величин, при которой его перемещение в пласте становится возможным.

Вязкости природных битумов могут колебаться в широких пределах и достигать 10 миллионов мПа·с, в то время как самые тяжёлые компоненты битума имеют вязкость в сотни миллионов мПа·с. Поэтому даже при закачке

пара добыча битума начинается не сразу и необходим ряд предварительных этапов, или фаз реализации парогравитационного воздействия (ПГВ).

Потенциальными ограничениями для применения этой технологии являются:

- наличие слоистой неоднородности – глинистые и водоносные линзы, ограничивающие создание паровой камеры и, значит, охват пласта воздействием;
- малая толщина пласта (менее 15 м), ведущая к значительным удельным по объему продуктивного пласта потерям тепла;
- газовые шапки;
- повышенная водонасыщенность в кровле пласта.

В самом общем случае классическая парогравитационная технология имеет 4 фазы:

1. **Фаза прогрева (*Preheat phase*)**. Этот период длится в среднем до 3-х месяцев. В фазе прогрева пар закачивается как в нижнюю, так и в верхнюю скважины. Часто в каждую скважину идёт одновременно и закачка, и отбор из нее. То есть в НКТ подается пар низкого качества, а отбор сконденсировавшейся жидкости и части разогретого битума осуществляется через затрубье. Главная цель – это добиться гидродинамической связи между добывающей и нагнетательной скважинами. По завершению этой стадии нижняя скважина переводится под добычу, а отбор из затрубья верхней скважины прекращается.
2. **Фаза высокого давления (*High Pressure Phase*)**. В это время начинается собственно интенсивное нагнетание пара и прогрев зоны вокруг нагнетательной скважины.
3. **Фаза депрессии или сброса давления (*Depressurization phase*)**. В этот период давление в добывающей скважине снижают, чтобы ликвидировать пар в окрестности добывающей скважины, который может в последующем послужить «проводником» закачиваемого пара, способствовать его прорыву. 2-я и 3-я фазы длятся, как правило, не более полутора месяцев.

**Основная фаза ПГВ (SAGD phase).** Во время основной фазы скважины выводятся на установленный по проекту режим закачки, отбора, с поддержанием соответствующих величин давления и температуры. С начала этого периода уже существует надежная гидродинамическая связь между скважинами, обеспечены хорошая приемистость для пара, условия для роста паровой камеры и начинают добываться первые тонны битума. В связи с тем, что пар занимает в пласте при одинаковой массе существенно больший объем, то в этой фазе добыча жидкости существенно превышает массу закачиваемого пара. Для характеристики этого процесса используют параметр - жидкостно-паровое отношение (Fluid-oil ratio):

$$\text{FOR} = V_f/V_s \quad (20.1)$$

где:

$V_s$  – масса закачанного пара, т,

$V_f$  – масса добытой жидкости, т.

Величина этого соотношения может достигать 1.5-2.0.

### **Расчёт дебита скважин при парогравитационном воздействии**

При реализации любого метода добычи нефти важнейшей задачей является прогнозирование объёмов добычи и дебитов скважин.

Получение точных аналитических зависимостей для расчета дебита добывающей скважины пары ПГВ невозможно ввиду чрезвычайной сложности и многообразия процессов, протекающих при реализации метода. Однако при использовании ряда допущений и схематизаций вывод аналитической формулы дебита скважины становится возможным.

Одним из первых, кто начал серьёзное теоретическое и экспериментальное изучение ПГВ, был канадский инженер Роджер Батлер, которого иногда считают «отцом» ПГВ. Эта идея пришла к нему после того, как он, проработав в проекте выщелачивания солей, понял, что этот метод может быть аналогично перенесен на процесс воздействия паром на битумы. Он провел целый ряд лабораторных экспериментов и разработал первые аналитические модели для расчета дебитов добывающих скважин пары SAGD. Де-

тали вывода уравнений, основные допущения, сравнения с лабораторными экспериментами, а также результаты применения формул к реальным скважинам, можно найти в работах [6-9].

Батлером были предложены несколько моделей притока к добывающей скважине при ПГВ. Для расчета дебита скважины по нефти применим одну из этих формул в конечном виде:

$$q = 2L \sqrt{\frac{1,5 \cdot k_n \cdot g \cdot \alpha \cdot m \cdot \Delta S_o \cdot h}{\phi \cdot \nu_s}}, \quad (20.1)$$

где  $L$  – длина скважины;

$k_n$  – коэффициент абсолютной проницаемости пласта по нефти;

$g$  – ускорение свободного падения;

$\alpha$  – коэффициент температуропроводности пластовой системы;

$m$  – коэффициент пористости;

$\Delta S_o$  – изменение величины нефтенасыщенности после прохождения фронта паровой камеры;

$h$  – толщина пласта;

$\nu_s$  – коэффициент кинематической вязкости нефти при температуре закачиваемого пара;

$\phi$  – константа модели вязкости.

При выводе формул Батлер использовал следующую степенную модель изменения вязкости нефти с увеличением температуры:

$$\frac{\nu_s}{\nu_R} = \left( \frac{T - T_{nl}}{T_S - T_{nl}} \right)^\phi,$$

где  $\nu_R$  – коэффициент кинематической вязкости нефти при пластовой температуре;

$T_S$  – температура пара;

$T_{nl}$  – пластовая температура.

Поскольку в формуле для расчёта дебита скважины в явном виде используется значение  $\phi$ , то необходимо его получить расчётным путём. После ряда преобразований можно записать:

$$\phi = \left( v_s \int_{T_{nl}}^{T_s} \left( \frac{1}{v} \right) \frac{dT}{T - T_{nl}} \right)^{-1}, \quad (20.2)$$

Как правило, значение  $\phi$  лежит между 3 и 5.

Как уже было сказано выше, процессы, протекающие при реализации ПГВ, сложны и многообразны. Помимо многофазной фильтрации сложной геометрии, имеют место эффекты нестационарной теплопередачи, фазовых переходов, геомеханические эффекты и т. д. В связи с этим в последнее время чаще всего используют технику численного гидродинамического моделирования с использованием компьютеров. Одним из самых совершенных на сегодняшний день программных комплексов в области моделирования тепловых методов воздействия является пакет программ компании *Computer Modeling Group* (Канада) под названием *STARS*.

### Практические аспекты реализации технологии

Следует подчеркнуть особенность парогравитационного воздействия, заключающуюся в том, что разогретый битум «стекает» не только за счёт разности давлений нагнетания и отбора между нагнетательной и добывающей скважинами, но и под действием гравитационных сил. Чем больше плотность добываемой продукции, тем выше эффективность метода. И, наоборот, на многих месторождениях даже с очень вязкой нефтью этот процесс неприменим ввиду низкой плотности нефти.

В процессе широкомасштабного внедрения этой технологии был выявлен целый ряд сложностей, с которыми можно столкнуться при промышленной реализации метода. Их можно подразделить на 2 категории:

#### 1. Связанные с особенностями пласта:

- а) высокая неоднородность;
- б) наличие выше- и нижележащих водонасыщенных зон;
- в) наличие газовых шапок;
- г) высокая концентрация серосодержащих элементов в нефти, ведущая к коррозии оборудования и экологическим рискам.

#### 2. Связанные с особенностью режимов работы скважин:

- а) выбор давления нагнетания;
- б) оптимизация паронефтяного отношения;
- в) выбор стратегии поддержания перепада давления между зоной нагнетания и зоной отбора (Sub Cool);
- г) выбор способа добычи (механизированный или фонтанная эксплуатация).

Некоторые из вышеназванных проблем заслуживают отдельного внимания.

### ***Наличие выше- и нижележащих водонасыщенных зон и газовых шапок***

В процессе формирования битумной залежи и последующей гравитационной дифференциации на ряде месторождений сформировались выше- и нижележащие водонасыщенные зоны или газовые шапки (рис. 20.2).

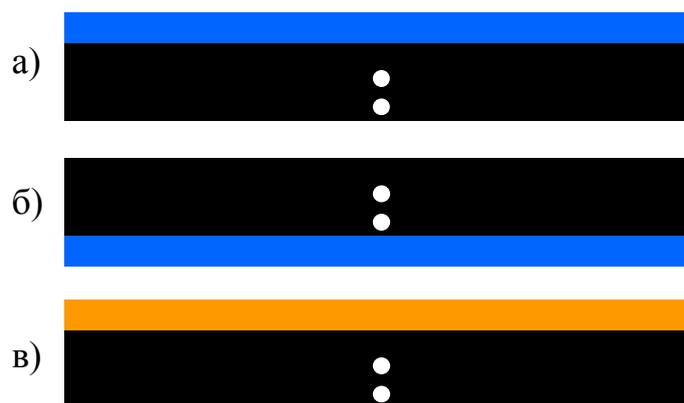


Рис. 20.2 а) вышележащая водонасыщенная зона; б) нижележащая водонасыщенная зона; в) газовая шапка

Наличие этих зон может значительно снизить эффективность ПГВ. Эти зоны оказывают отрицательное воздействие на паровую камеру, её рост и, соответственно, на эффективность охвата пласта тепловым воздействием.

Рассмотрим сначала, как растёт паровая камера без зон осложнения. На рис. 20.3 представлен результат моделирования роста камеры в однородном пласте (на вертикальном разрезе поперек оси скважины показана половина камеры).

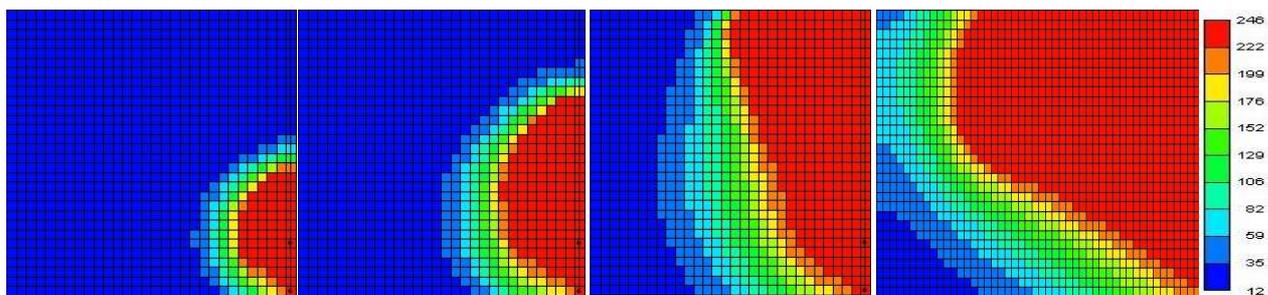


Рис. 20.3 Рост паровой камеры при отсутствии осложнений, параметр – температура

Паровая камера вначале растёт преимущественно вверх, затем, достигнув кровли пласта, начинает распространяться в стороны от нагнетательной скважины.

При наличии высокой водонасыщенности у кровли пласта происходят следующие изменения. Камера, достигнув кровли, сталкивается с холодной водой, у которой большая теплоёмкость и скрытая теплота парообразования.

Таким образом, энергия закачиваемого пара сначала расходуется на прогрев и частичное испарение пластовой воды, имеющей низкую начальную температуру, высокую теплоёмкость и скрытую теплоту парообразования.

Всё это замедляет рост камеры и ухудшает охват пласта тепловым воздействием (рис. 20.4)

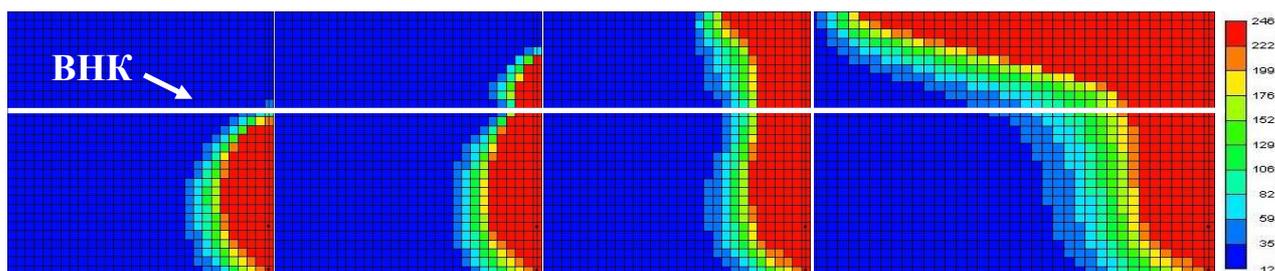


Рис. 20.4 Влияние верхней водонасыщенной зоны на рост паровой камеры

При наличии газовой шапки возможны два случая: неистощённая и истощённая газонасыщенные зоны. Последний вариант является самым неблагоприятным в силу того, что прежде чем начнется охват нефтенасыщенной части пласта, энергия пара будет расходоваться на увеличение давления в газовой части и на её прогрев (рис. 20.5).

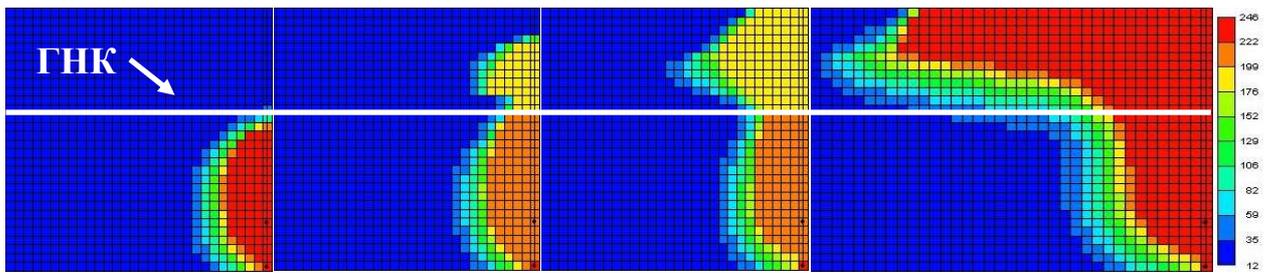


Рис. 20.5 Рост паровой камеры при наличии истощённой газовой шапки

### ***Неоднородность пласта***

На охват пласта тепловым воздействием существенно влияют различные виды неоднородности. Приведем лишь один пример – наличие глинистых включений в пласте. На рис. 20.6 представлены результаты моделирования половины паровой камеры в пласте с глинистыми включениями. Видно, что неоднородности по проницаемости и тепловым свойствам пород деформируют паровую камеру, замедляют её рост и иногда могут поставить под вопрос эффективность применения метода ПГВ.

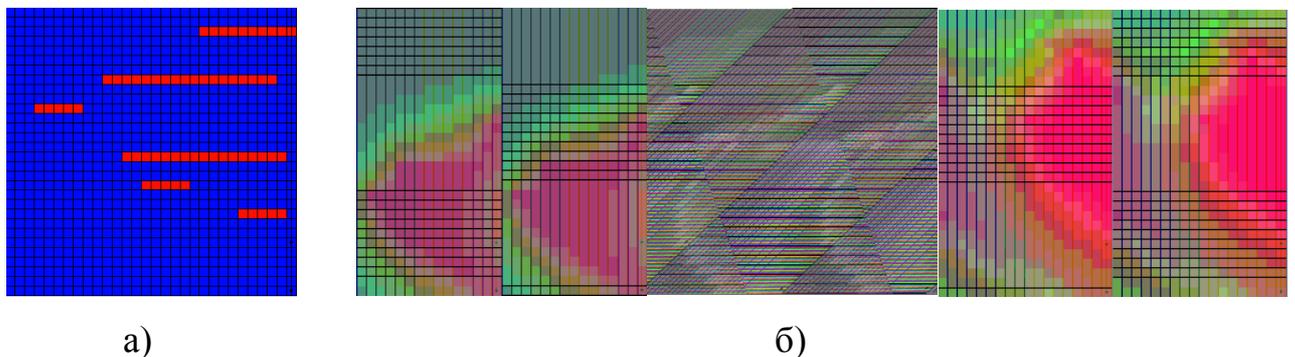


Рис. 20.6 а) глинистые включения; б) рост паровой камеры

### ***Режим поддержания забойной температуры в добывающей скважине (Sub Cool)***

Оптимальная реализация метода ПГВ предусматривает недопущение добычи пара. Поддержание забойной температуры в добывающей скважине ниже точки кипения воды при данных условиях обеспечивает управление паровой камерой (steam trap control), а величина разности этих температур – интенсивность отбора жидкости из камеры (sub cool). Концепция перепада

температур для регулирования интенсивности отбора лучше понятна, если рассмотреть Р-Т диаграмму воды (рис. 20.7).

Пусть красная точка на рис. 20.7 соответствует термобарическим условиям в окрестности добывающей скважины ПГВ. Температура насыщения пара при данном давлении составляет примерно 195 °С. Таким образом, перепад температур  $\Delta T = 195 \text{ }^\circ\text{C} - 165 \text{ }^\circ\text{C} = 30 \text{ }^\circ\text{C}$ .

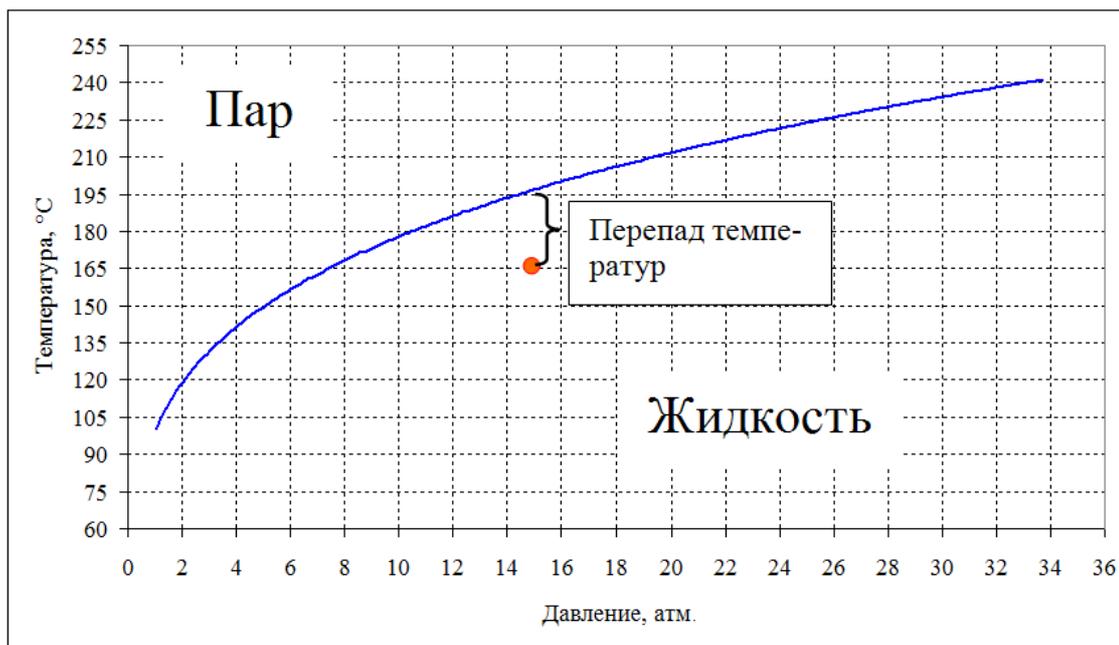


Рис. 20.7 Р-Т диаграмма воды и иллюстрация концепции поддержания перепада температур

В реальных условиях при заданной температуре закачки пара можно регулировать лишь давление вблизи добывающей скважины посредством изменения притока. Кроме того, повышением давления в затрубном пространстве можно поднимать на определенную величину давление на приеме насоса. Поэтому на современных промыслах применяют оптоволоконные кабели, пропущенные вдоль горизонтальных скважин. По изменению свойств проходящих через них оптических сигналов в непрерывном режиме регистрируются и передаются данные, после интерпретации которых получают распределение температуры по длине ствола. Сравнивая эти значения с заданной величиной перепада температур, принимается решение по регулированию дебита добывающей скважины, либо при невозможности предотвратить прорывы пара корректируется режим работы нагнетательной скважины.

Управление отбором и нагнетанием, таким образом, является непрерывным процессом и способствует:

- повышению энергетической эффективности метода и снижению паронефтяного отношения;
- устойчивому транспорту продукции от забоя скважины и в системе сбора, предотвращая пульсации потока;
- уменьшению выноса песка из околоскважинной зоны, что, в свою очередь, предотвращает ускоренный износ нефтепромыслового оборудования и проблемы в системе сбора продукции.

Обобщая промысловые и экспериментальные данные, можно сказать, что рекомендуемые величины перепада температур (sub cool) изменяются от 5 до 40 °С. В каждом конкретном случае решение о выборе этой величины должно приниматься индивидуально, принимая во внимание геолого-физические параметры пласта и планируемые режимы работы скважин.

### ***ПГВ высокого и низкого давления***

В настоящее время существуют два основных вида ПГВ: ПГВ высокого и низкого давления. О преимуществах и недостатках каждого вида ведётся широкая дискуссия в инженерных кругах. Приведем здесь лишь краткий перечень преимуществ и недостатки технологии ПГВ низкого давления. Для ПГВ высокого давления соответствующие пункты будут иметь противоположный характер и, соответственно, плюсы станут минусами и наоборот.

*Преимущества технологии ПГВ низкого давления:*

- менее энергоёмка;
- ниже паронефтяное отношение;
- ниже потери энергии, особенно при наличии зон осложнения (вода, газ);
- отсутствует интенсивное воздействие на породу и, как следствие, меньше вынос песка.

*Недостатки технологии ПГВ низкого давления:*

- ниже температура и, как следствие, ниже дебиты скважин;
- как следствие первого пункта – необходимо большее количество скважин для одинакового объема добычи;
- незначительная регенерация тепла;

- геомеханические эффекты, которые могут способствовать процессу извлечения битума, не развиваются в должной мере;
- необходима механизированная добыча.

### **Примеры реализации парогравитационного воздействия в России**

Впервые в России парогравитационные скважины были пробурены в 1998 г. на Мордово-Кармальском месторождении. В силу технологических ограничений при бурении вертикальным станком на малую глубину (до 100 м) длину горизонтального ствола не удалось довести далее 150 м, кроме того, не удалось достичь и равной удаленности горизонтальных стволов друг от друга. Указанные проблемы сказались на дебитах этой пары скважин – не более 4-5 т/сут, что не позволило достичь рентабельности добычи. Аналогичные этой паре 3 пары скважин длиной горизонтального ствола 500 м были спроектированы и пробурены на Ярегском месторождении на глубине пласта 250 м для компании Лукойл в Коми Республике компанией Шлюмберже в 2005 г. Максимальный дебит из 2-х работающих добывающих скважин не превысил 45 т/сут (конец 2006 г., затем, после заиливания скважин дебит снизился в 2008 г. до 20 т/сут).

Для бурения таких скважин на новом технологическом уровне в ТатНИПИнефть были разработаны конструкции двухустьевых скважин (рис. 20.8), которые также могут быть пробурены обычными вертикальными буровыми станками.

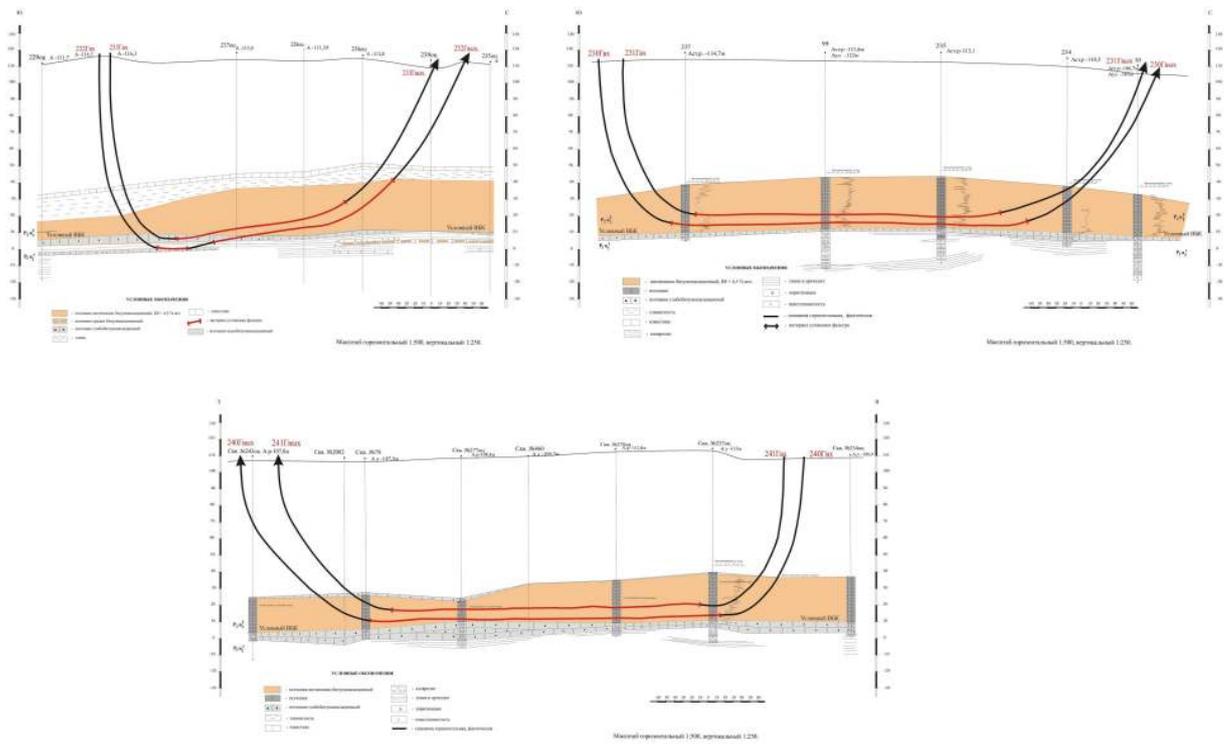


Рис. 20.8 Схемы двухустьевых пар парогравитационных скважин Ашальчинского месторождения

Наличие двухустьевой конструкции скважин при их строительстве вертикальными станками на мелких залежах позволяет завести скважинный-фильтр через наклонный выход. При эксплуатации же таких скважин двухустьеовое оборудование дополнительно позволяет гибко задавать режимы закачки и отбора (рис. 20.9).

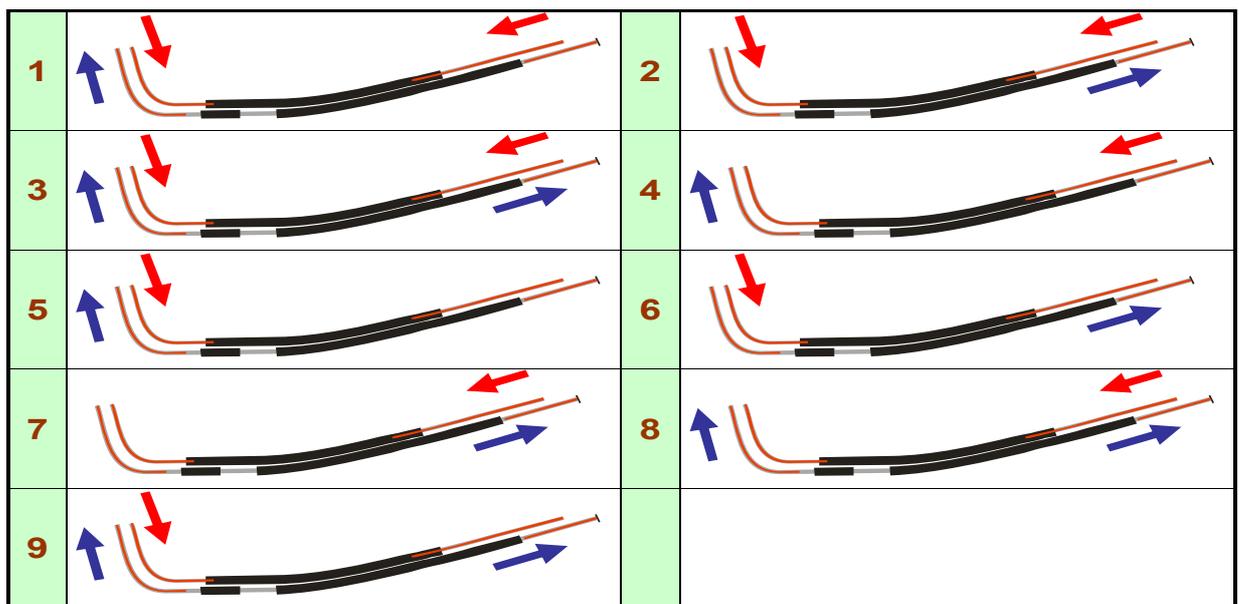


Рис. 20.9 Схема управления закачкой и отбором при парогравитационном воздействии с использованием двухустьевых скважин

На первой стадии ОПР, начиная с 2006 г., на Ашальчинском месторождении были пробурены 3 пары таких двухустьевых скважин (рис. 20.10).

Первые результаты применения парогравитационного воздействия на 2-х парах скважин в 2006-2007 гг. позволили обеспечить уже на первой стадии дебиты скважин до 25 т/сут. Показатели текущего паронефтяного соотношения достигли величины 3 т пара на 1 т добытой нефти, что по мировым стандартам обеспечивает эффективные эксплуатационные показатели (рис. 20.11). В 2009 г. удалось достичь суммарного дебита 2-х пар скважин 60 т/сут.

Для промышленного применения парогравитационного метода спроектирована схема разработки залежи уфимского яруса Ашальчинского месторождения системой пар горизонтальных скважин (рис. 20.12).

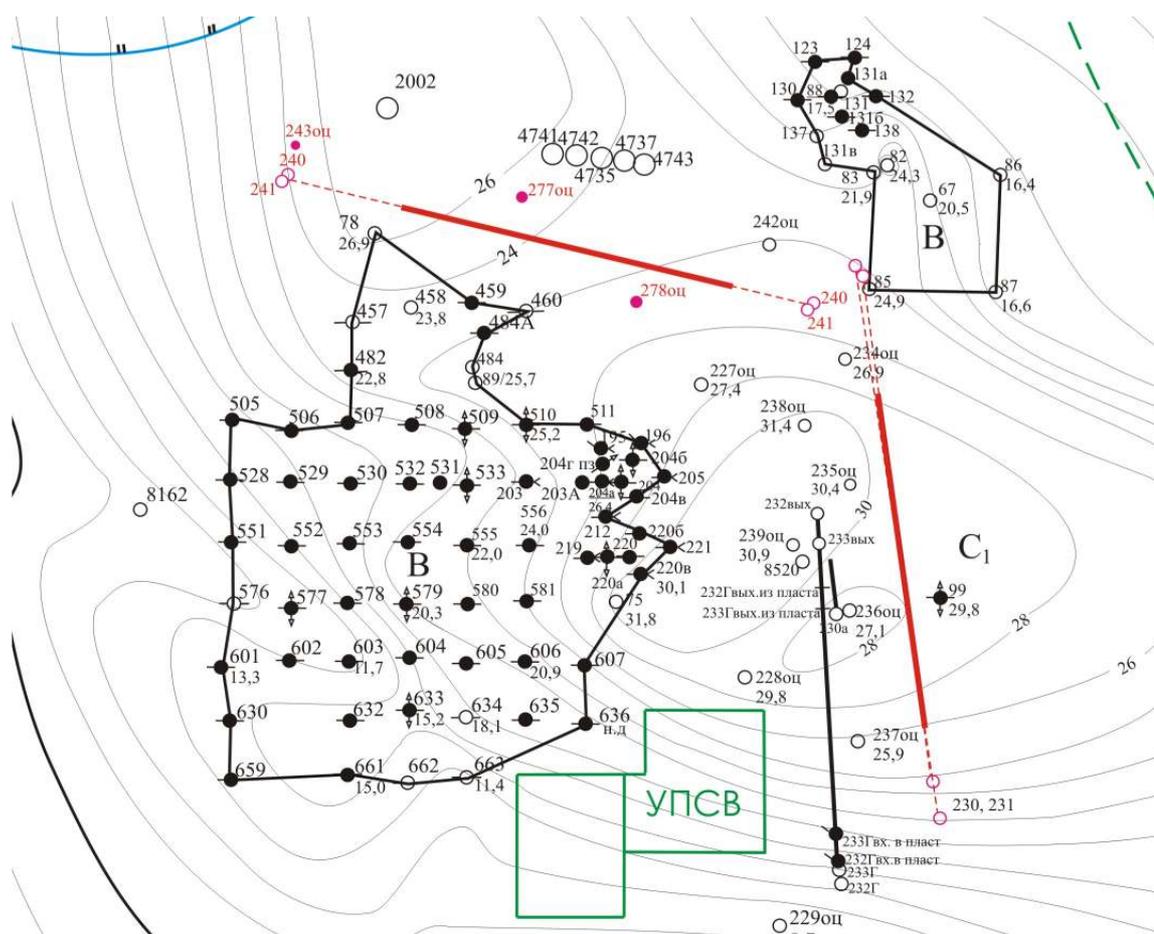


Рис. 20.10 Схема размещения пробуренных скважин опытного участка Ашальчинского месторождения

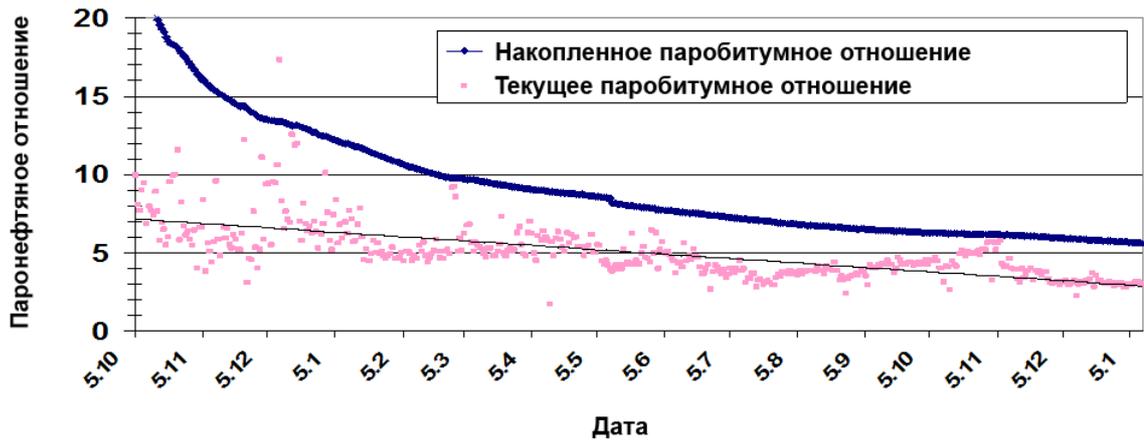


Рис. 20.11 Динамика изменения паробитумного отношения в 2007-2008 гг. (первая пара скважин Ашальчинского месторождения)

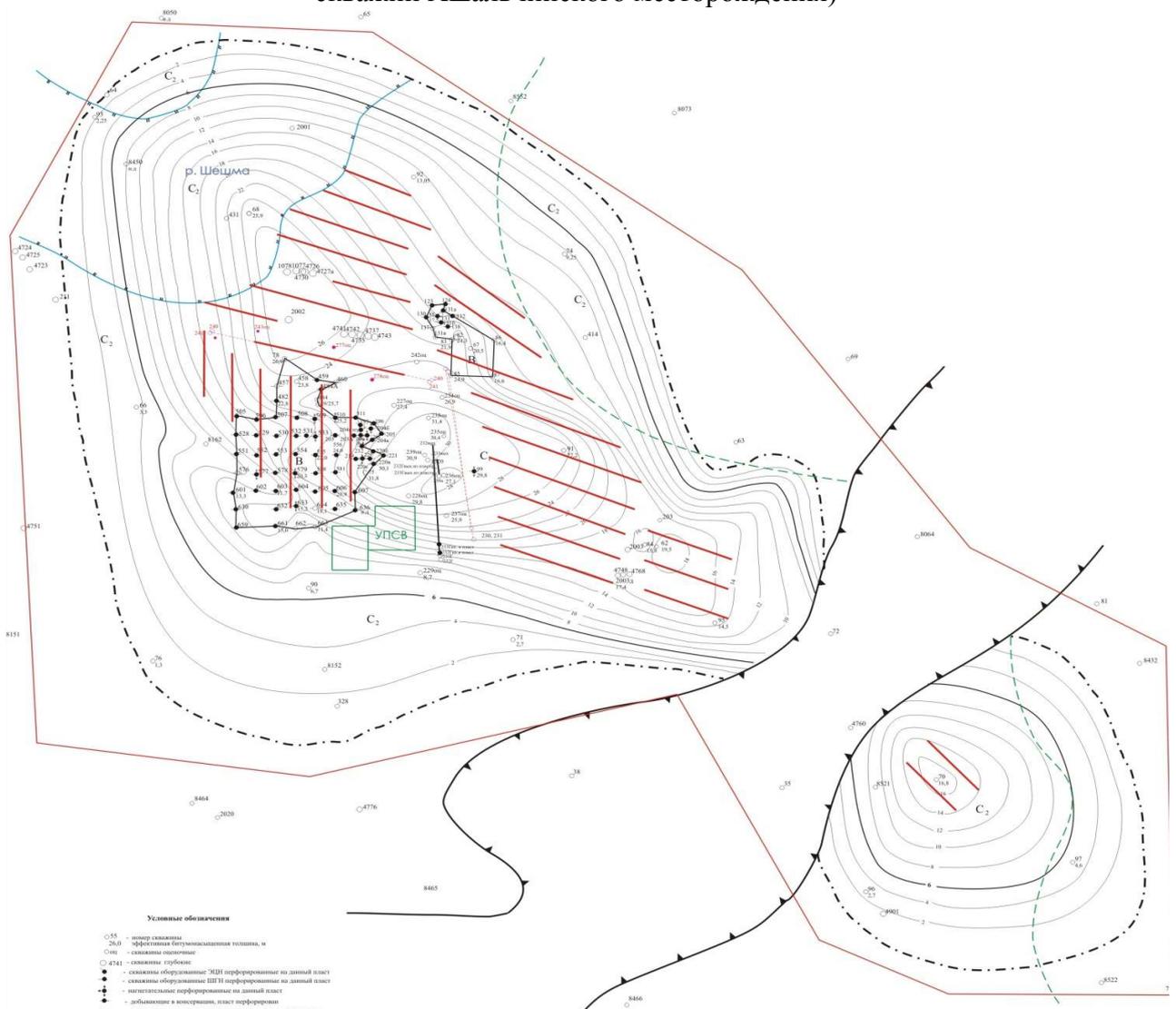


Рис. 20.12 Схема размещения проектных скважин залежи уфимского яруса Ашальчинского месторождения

К концу 2008 г. обеспечена работа трех пилотных пар скважин и подготовлены документация и оборудование для промышленной разработки Ашальчинского месторождения. В ОАО «Татнефть» приобретен и работает станок National Oilwell Varco (Канада) для наклонного бурения. Новая буровая установка (рис. 20.13) позволяет усложнить профили горизонтальных скважин, проводя профиль не только в вертикальной плоскости, но и в наклонной. Это обеспечивает увеличение охвата пласта воздействием, снижение затрат на формирование куста, а также ускоряет процесс бурения скважины за счет лучшей навигации. Профиль такой 5-й пары скважин без выхода на поверхность представлен на рис. 20.14.



Рис.20.13 Буровой станок DRECO 2000M для наклонного бурения.

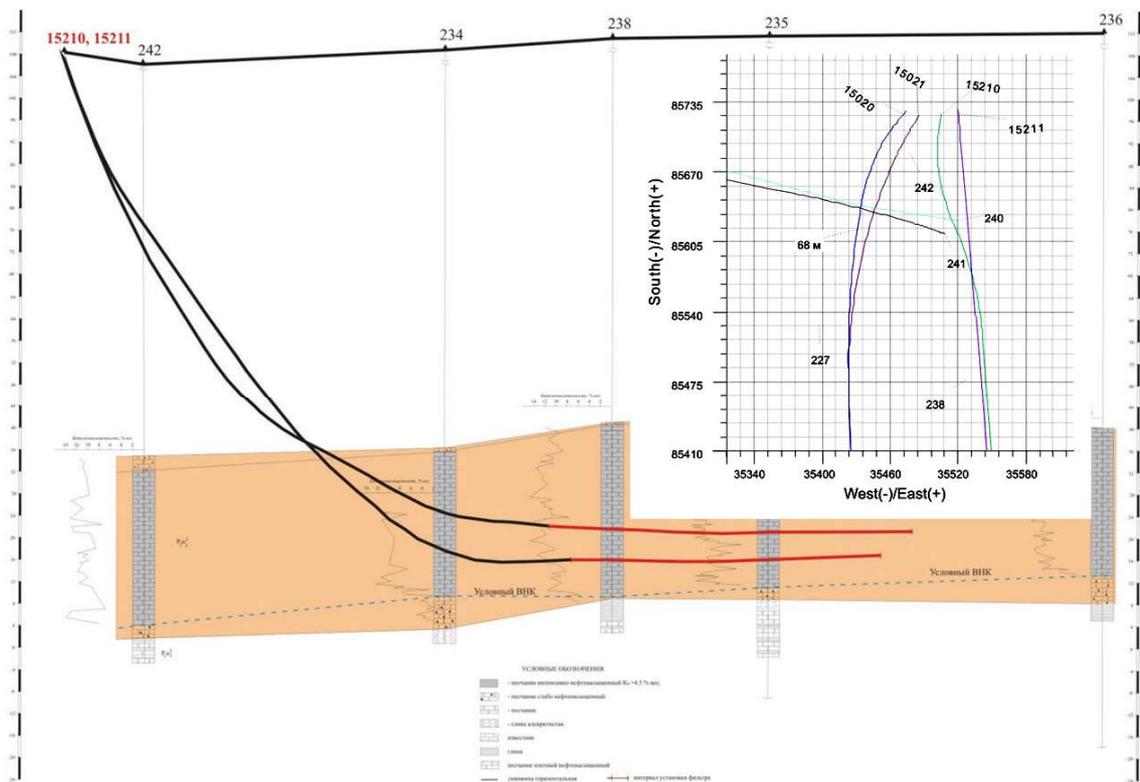


Рис.20.14 Профиль 5-й пары скважин на Ашалчинском месторождении.

Новый буровой станок позволяет обеспечить прохождение участка горизонтального ствола длиной до 500 м за трое суток.

## Лекция №21

План:

1. Внутрипластовое горение. Механизм процесса.
2. Методы расчета процесса внутрипластового горения. Уравнение Аррениуса.
3. Технология внутрипластового горения «от носка к пятке» (THAI – Toe - to- Hill Air Injection).
4. Новые термические технологии воздействия на пласт. Электропрогрев пласта (E-T technology). Внутрипластовая переработка битума.

### Внутрипластовое горение. Механизм процесса

Ранее рассмотренные методы были основаны на закачке в пласт сгенерированного на поверхности теплоносителя. В то же время сам углеводородсодержащий пласт может быть использован в качестве источника генерации тепла. На основе инициирования и поддержания процесса горения в пластовых условиях путем нагнетания воздуха (кислорода) основан метод внутрипластового горения (ВГ). Примерно на таком же процессе был основан и предложенный Д.И. Менделеевым метод подземной газификации угля. В последнее время в связи с «экологизацией» терминологии в ряде источников для наименования процесса внутрипластового горения перешли на термин «нагнетание воздуха» (air injection), хотя в последнее время рассматривается и применяется в опытном масштабе (компания Statoil на месторождении в Северном море) нагнетание воздуха в качестве вытесняющего, но не окисляющего в высокотемпературном режиме, агента для легких нефтей. В этом случае возможны процессы низкотемпературного химического (с достижением температур до 250 °С) или микробиологического окисления.

Внутрипластовое горение в качестве метода увеличения нефтеотдачи требует наличия нагнетательной скважины, в которую нагнетается окислитель, чаще воздух. Перед запуском процесса необходимо обеспечить гидродинамическую связь между зоной нагнетания и зоной отбора, для чего в обе скважины (добывающую и нагнетательную) закачивается пар. После того, как необходимая связь обеспечена, производится инициирование процес-

са горения путем закачки воздуха в разогретую зону, при необходимости, с использованием забойного электронагревателя, химических или других методов. После создания очага горения при закачке последующих объемов окислителя (воздуха) легкие фракции, как наиболее подвижные, устремляются вперед, а тяжелые (для битумных залежей – кокс) выгорают, генерируя тепло и поддерживая движение фронта горения вглубь пласта.

Схематизация процесса движения фронта горения и распределения температуры по пласту приведена на рис. 21.1. Здесь в зоне 3, в достаточно узкой полосе находится фронт очага горения с температурой  $T_0$ , впереди которого в зоне 1 двигаются разогретые легкие фракции нефти, охлаждаясь вплоть до температуры пласта  $T_{пл}$  у добывающей скважины. С тыльной части фронта на забое нагнетательной скважины температура равна температуре закачиваемого окислителя практически во всей зоне 4, который двигается к фронту горения через прогретую зону 3.

Для описания процесса окисления, точнее скорости выделения тепла, используют формулу закона Аррениуса:

$$K = A \exp\left(-\frac{E_A}{RT}\right), \quad \text{X}$$

где

$K$  – константа скорости реакции горения, безразмерная;

$A$  – константа Аррениуса, безразмерная;

$E_A$  – энергия активации, кДж/моль;

$R$  – универсальная газовая постоянная, равная 8,314 кДж/К· моль;

$T$  – температура, К.

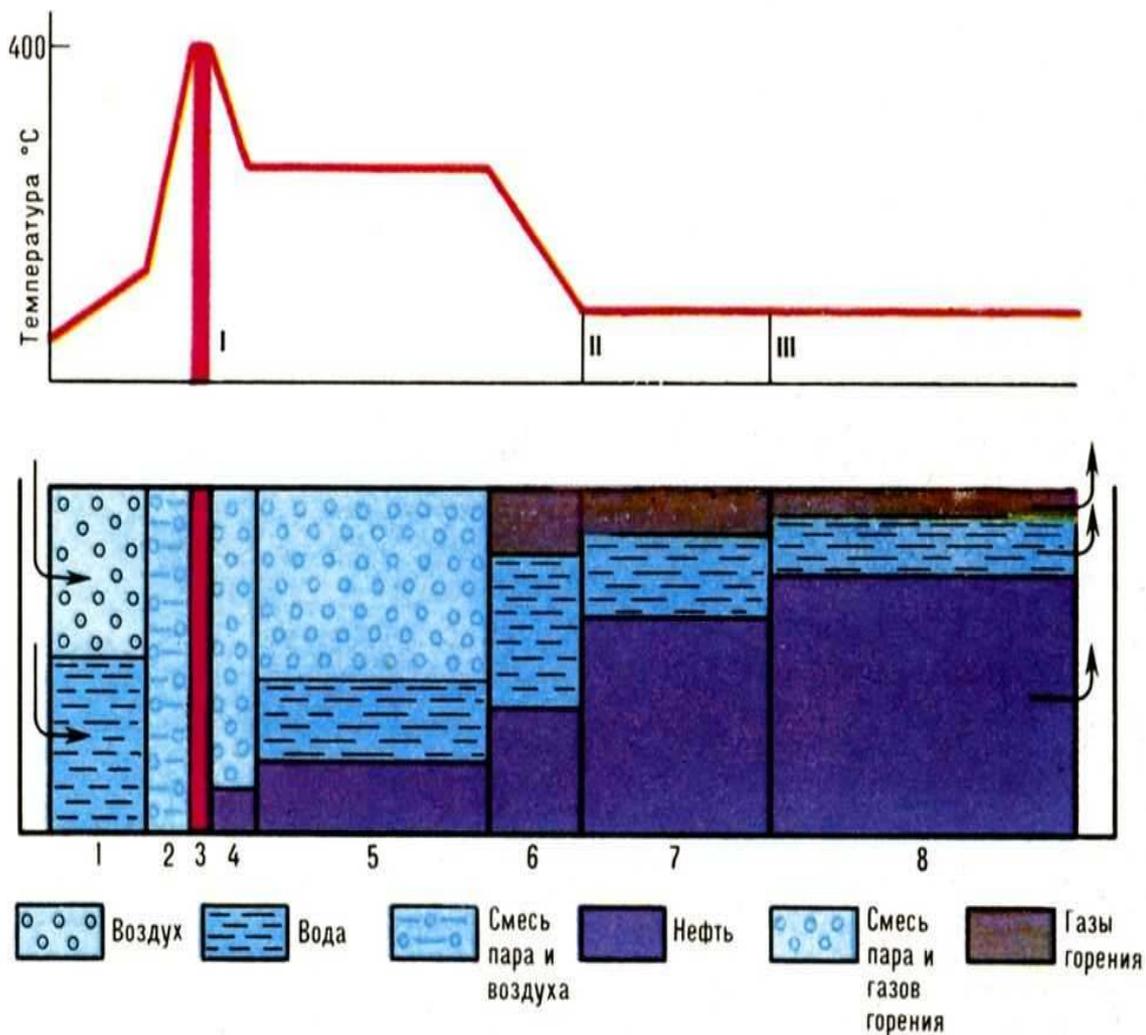


Рис. 21.1. Схематизация процесса движения фронта горения и распределения 1 - зона фильтрации закачиваемой воды и воздуха; 2, 4 - зоны перегретого пара; 3 - фронт горения; 5 - зона насыщенного пара; 6, 7 - зоны вытеснения горячей водой и водой при пластовой температуре (соответственно); 8 - зона фильтрации; I - фронт горения; II - тепловой фронт; III - фронт вытеснения ненагретым флюидом.

Энергия активации – характеристика величины энергии, необходимой для разрыва связи в молекуле, обеспечивающей реакцию горения. Константа Аррениуса характеризует частотную характеристику столкновений молекул в процессе горения. Зона от  $250^{\circ}\text{C}$  до примерно  $300^{\circ}\text{C}$  – это область низкотемпературного окисления – в этой зоне окисляются низкомолекулярные углеводороды (рис. 21.2). При достижении температуры выше  $450^{\circ}\text{C}$  реализуется процесс высокотемпературного горения, при котором легкие фракции

перемещаются от фронта горения к зоне отбора, а в процессе горения окисляется кокс – тяжелая часть нефти.

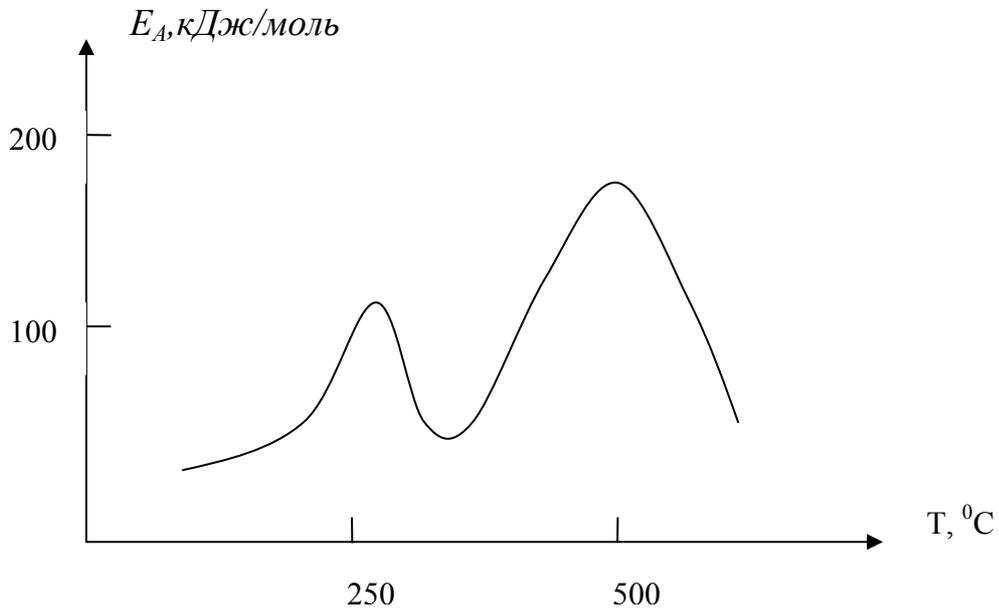


Рис. 21.2 Зависимость энергии активации от температуры

Для определения параметров движения фронта горения определим потребное количество окислителя для выделенного объема пласта. Используем для этого уравнение горения кокса с соотношением атомов водорода и углерода  $H/C = n$  при взаимодействии с кислородом воздуха, а также отношение молей генерируемых при горении двуокиси и окиси углерода  $CO_2/CO = m$ . Объем воздуха, потребный для этого в  $1 \text{ м}^3$ :

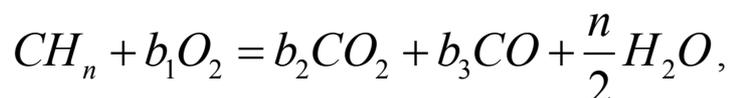
$$R_0 = \frac{22,4 \cdot (1 + \frac{n}{2}) \cdot z}{a_1 \cdot a_2 \cdot (12 + n)},$$

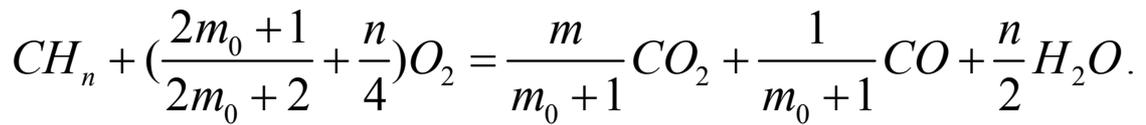
где  $z$  – удельное содержание кокса в объеме пласта,  $\text{кг/м}^3$ ;

$a_1$  – содержание окислителя в воздухе, доли ед.;

$a_2$  – степень использования окислителя, доли ед.

Запишем уравнение горения кокса:





где  $b_2/b_3 = m_0$

Таким образом, определив необходимое количество молекул кислорода для окисления 1 моля кокса как  $\left(\frac{2m_0 + 1}{2m_0 + 2} + \frac{n}{4}\right)$  молей кислорода.

Молекулярная масса кокса  $M_{\text{мс} + n} = 12 + n$ . Для простоты примем полное сгорание до  $CO_2$ , следовательно, на 1 кг кокса придется  $(1 + \frac{n}{2})$  кг-молей  $O_2$ .

Таким образом, на 1 кг-моль  $CH_n$  потребуется  $\frac{(1 + \frac{n}{2})}{12 + n} \cdot 22,4$  м<sup>3</sup>/кг окислителя.

Объем потребного воздуха составит:

$$R_0 = \frac{22,4 \cdot (1 + \frac{n}{2}) \cdot z}{a_1 \cdot a_2 \cdot (12 + n)}$$

По опытным данным  $n = 1,6$ , а содержание кокса в поровом объеме  $z = 25$  кг/м<sup>3</sup>.

Содержание  $O_2$  – коэффициент  $a_1$  для воздуха 0,21, а степень использования окислителя – коэффициент  $a_2 = 0,9$ .

Для 1 м<sup>3</sup> пласта объем воздуха равен:

$$R_0 = \frac{22,4 \cdot (1 + \frac{1,6}{2}) \cdot 25}{0,21 \cdot 0,9 \cdot (12 + 1,6)} = 392,16 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Экспериментально определено, что скорость продвижения фронта горения прямо пропорциональна расходу окислителя, то есть это подтверждает факт узкого фронта горения. Кинетика горения очень высока, поэтому увеличение объема подаваемого окислителя не приводит к увеличению зоны горения.

Для определения скорости движения фронта горения используем соотношение:

$$v_{\phi} = \frac{dx_{\phi}}{dt} = \frac{Q_0}{R_0 S}, \quad (21.1)$$

где  $Q_0$  – расход окислителя, приведенный к атмосферным условиям;

$S$  – площадь сечения пласта, через который проходит фронт горения.

Для определения объема добычи нефти можно оценить величину потери доли нефти на горение, а остальной объем считать вытесненным с коэффициентом нефтеизвлечения, равным 0,75. Тогда при пористости 20 % и начальной нефтенасыщенности 80 % в 1 м<sup>3</sup> породы содержится 160 л нефти или при плотности 900 кг/м<sup>3</sup> 144 кг, из которых около 108 кг будет извлечено. Таким образом, рассчитывая охваченный объем по формуле (21.1), можно определять и динамику добычи нефти.

### **Технология внутрислоевого горения «от носка к пятке» (ТНАИ – Toe – to- Hill Air Injection)**

Внутрислоевое горение (ВГ) с использованием нагнетания воздуха в вертикальную и отбор продукции через горизонтальную скважины.

#### 1. Теоретические основы:

В модификации ТНАИ удается за счет отбора продукции в горизонтальный ствол, так же как и при парогравитационном методе, использовать гравитационный принцип вытеснения битума из верхней части пласта, предохраняя процесс от прорыва воздуха по верхней части пласта самым коротким путем между скважинами. Владельцем патента на технологию является канадская фирма «Петробанк» (Petrobank).

Механизм процесса показан на рис. 21.3.

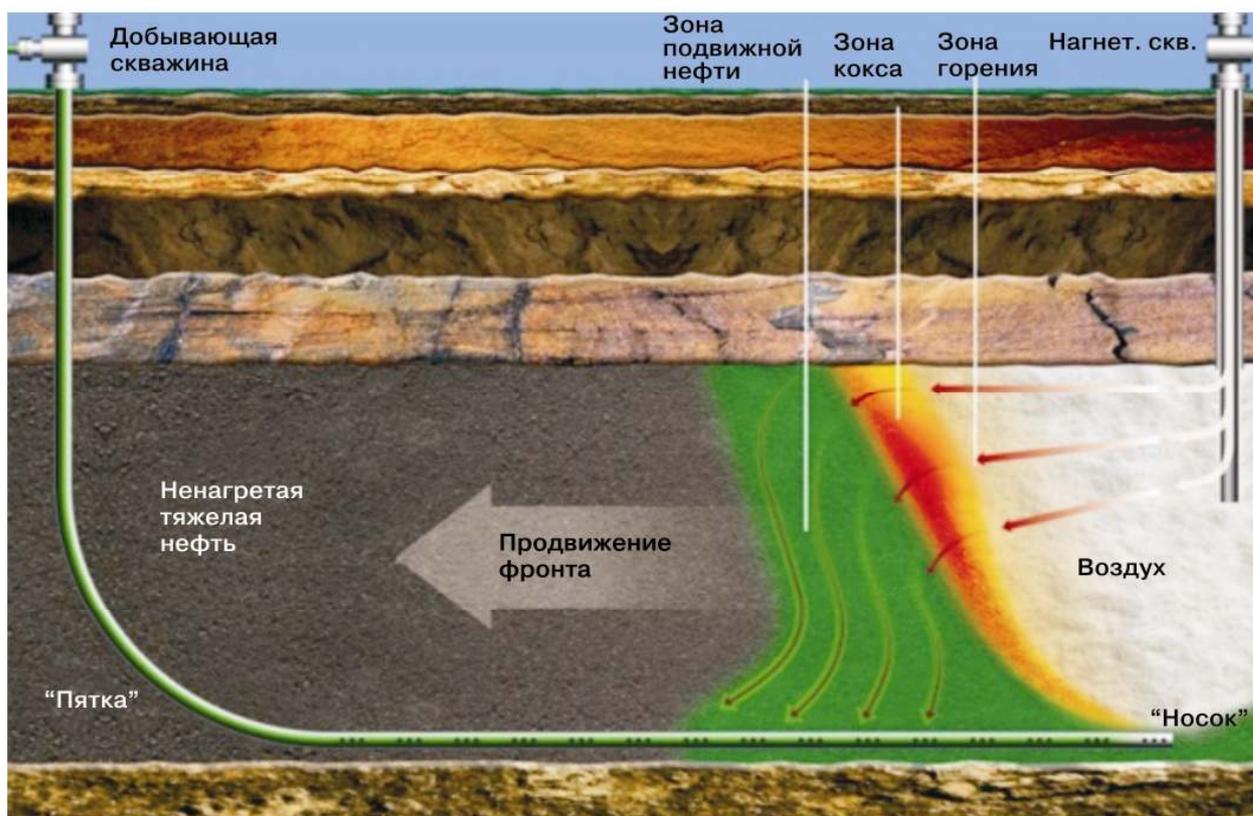


Рис. 21.3 Схема процесса ВГ по принципу «от носка к пятке», т.е. отбор от забоя до точки вскрытия кровли горизонтальной скважины

Сопоставление с показателями других технологий (паротепловые обработки и ПГВ), показывающее его эффективность, приводится в табл. 21.1.

Таблица 21.1

Сопоставление показателей термических технологий  
(условия месторождения Whitesand)

Процесс	Паротепловые обработки (CSS)	ПГВ	ТНАИ (Внутрипластовое горение с закачкой в вертикальную и отбором через горизонтальную скважину)
Параметры			
Краткая характеристика	Перебегающие циклы закачки пара, пропитки и последующего отбора через одну и ту же скважину	Использование пары ГС	Использование вертикальной нагнетательной и добывающей ГС. Пар необходим первые 3 месяца для создания гидродинамической связи между скважинами и разогрева пласта для розжига.

			В ходе процесса происходит улучшение качества продукции за счет выгорания тяжелой части битума через коксование, остающегося после опережающей фильтрации легкой части
Коэффициент нефтеотдачи	25-50 %	25-50 %	70-80 %
Границы рентабельных глубин, м	< 400	< 400	100-500
Границы рентабельных толщин, м	>15	>15	2-45
Достижимые паронефтяные отношения, д.ед.	2–3,5	2–3,5	Эквивалентно 1,0
Вязкость добываемого битума для месторождения White sand	555000 мПа·с	555000 мПа·с	1850 мПа·с
Объекты применения	* Imperial Cold Lake * Husky Pikes Peak	* Shell Hilda Lake * CNRL Wolf Lake/ Primrose * ConocoPhillips Surmont	Whitesand
Доля потребного растворителя для транспорта	30 % растворитель, 70 % ПБ	30 % растворитель, 70 % ПБ	20 % растворитель, 80 % ПБ

## 2. Промысловый эксперимент:

На месторождении Whitesand с глубиной пласта 400 м и толщиной 20 м в 2006 г. пробурены 3 пары скважин (BC – воздухонагнетательные и GC – добывающие с длиной GC 500 м) с расстоянием между парами 100 м. Проект внутрипластового горения был начат после последовательного прогрева закачкой пара каждой пары скважин до достижения гидродинамической связи между вертикальной и горизонтальной скважинами.

На конец 2008 г. в работе находятся 3 пары, рядом пробурена 4-я с длиной GC 700 м. Средний дебит продукции участка по битуму около 300 м<sup>3</sup>/сут. Обводненность около 50 %. Закачка воздуха компрессорами ведется при 8,0 МПа, отбор из добывающих скважин фонтаном на устье добывающих скважин давление поддерживается в диапазоне 3,0-5,0 МПа. Плотность добываемого

мого битума за счет термических процессов окисления и преобразования высокомолекулярных соединений (выделение в пласте кокса) на 10-15 % ниже плотности пластового. Для контроля за фронтом горения пробурены по 3 вертикальные скважины (ВС) по всей длине участка вдоль каждой ГС.

Результаты даже первых 1,5 лет работы по новой технологии свидетельствуют о перспективности процесса. Проблем по прорывам воздуха, коррозии не отмечается. Единственной проблемой при подготовке продукции явилось наличие большого объема добываемого песка – 10% от продукции в связи с ошибкой в расчете размера перфорационных отверстий

Новым проектом предусмотрено пробурить еще 3 пары скважин с длиной ГС 700 м. Планируется перенести туда все основное, высвобождаемое на пилотном участке оборудование.

### **Новые термические технологии. Электропрогрев пласта. Внутрипластовая переработка битума**

*Электропрогрев пласта* заключается в использовании эффекта разогрева пласта за счет преобразования электрической энергии в тепловую из-за высокого сопротивления битума и обеспечения необходимой для охвата пласта проводимости дозированной подкачкой воды через скважину-электрод.

#### 1.1. Теоретические основы:

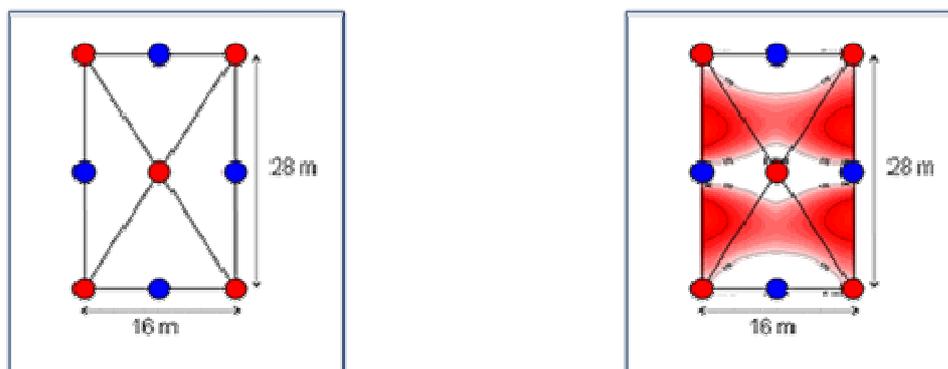
Технология основана на использовании эффекта разогрева пласта за счет электропроводимости в системе нагнетательная – добывающая скважина. При этом подкачиваемый через скважины с электродами минимальный объем воды предназначен для обеспечения минимальной проводимости для разогрева высокоомной битумной среды.

В Канаде действует регулирование тарифов на электроэнергию по времени суток, а технологический режим позволяет производить нагрев по льготным временным отрезкам.

#### 1.2. Промысловый эксперимент:

Опытный участок стандовых испытаний разбурен по треугольной сетке, где по углам треугольника скважины электроды с подводом отдельных фаз поскважинно, в центре добывающая. Глубина пласта 65 м, средняя толщина 35 м. Расстояние между добывающей и электродной скважинами 8-14 м (рис. 21.4). На электродные скважины ток подается пофазно – на каждую из 3-х окружающих добывающую скважину по фазе ток напряжением 600 В мощностью до 25000 кВА. Для обеспечения проводимости пласта в каждую электродную скважину ведется подкачка воды. Это позволяет разогреть межскважинный интервал до 120 °С. В ходе электровоздействия реализуются следующие электрохимические процессы: разогрев за счет сопротивления битумонасыщенного пласта, электрофорез (движение электрозаряженных частиц в электрическом поле) и электроосмос (перемещение заряженных частиц с поверхности с противоположным зарядом – обезвоживание набухшей глины).

Добыча разогретого и мобилизованного таким образом жидкости с битумом ведется скважинными насосами.



Расположение скважин (светлые – электроды, темные – добывающие)

Распределение зоны разогрева

Рис. 21.4 Проектная сетка расположения скважин – электродов и добывающих скважин

### *Внутрипластовый ангрейдинг*

Up-grading – повышение качества битума (тяжелой нефти) путем выделения тяжелой части (кокса) и элементарной серы и (или) гидрированием тяжелых фракций с получением искусственной нефти – syntetic oil, которая

легче и существенно менее сернистая. В процессе внутрипластового горения идут реакции коксования и крекинга, что также улучшает качественные показатели добываемого битума (табл. 21.1), хотя и вызывает рост объемов сероводорода, в который переходит часть углеводородных соединений серы. Рядом исследователей рассматривается использование нагрева пласта и иными методами, чем горение, с продолжительным поддержанием пластовых температур выше 350 °С и проведением в пласте крекинга и других процессов облагораживания нефти. Для этого используются процессы, связанные с вводом в пласт водорода, различных газовых смесей и др.

1. Компанией Shell в проекте Викинг на залежи тяжелой нефти в регионе Cold Lake в провинции Альберта (Канада) ведутся пилотные испытания технологии внутрипластового апгрейдинга. Разогрев пласта обеспечивается электроэнергией через систему электродов, помещенных в горизонтальные скважины. При этом прошедшая апгрейдинг облегченная часть нефти перемещается в верхнюю часть пласта, а утяжеленная – в нижнюю.

2. Рядом с проектом ТНАИ на месторождении Whitesand на 4-й паре ГС начата реализация технологии CAPRI (*catalytic production in-situ*) – внутрипластовая каталитическая обработка при добыче битума.

В качестве модификации процесса горения разработана для испытаний технология CAPRI – внутрипластовое горение с использованием катализатора высокотемпературного для облагораживания добываемого битума. Катализатор располагается в специальном цилиндрическом контейнере вокруг ствола добывающей скважины. Для испытаний этой технологии с сентября 2008 г. на объекте внутрипластового горения по технологии ТНАИ в скважину спущено оборудование – контейнер длиной 30 м с катализатором.

## Лекция №22

План:

1. Разработка нефтяных (битумных) месторождений открытым способом (open pit mining).
2. Шахтная разработка нефтяных (битумных) месторождений (mining).

### **Разработка нефтяных (битумных) месторождений открытым способом**

Открытая разработка нефтяных (битумных) месторождений известна с самых древних времен. В первую очередь такими методами добывались углеводороды в местах выхода залежей углеводорода на поверхность. Это, часто склоны гор, размытые речным потоком – берег реки Атабаска (Канада), берег реки Шешма около поселка Шугурово в Татарстане и многие другие. Для газовых залежей известны выходы природного газа по трещинам в земной коре, огням которых в древние времена поклонялись язычники, например, в Ираке на поверхности известного месторождения Киркук, недалеко от одноименного города.

Для добычи таких запасов, а также мелкозалегающих (по опыту Канады до глубины 70 м), может применяться открытая разработка или, другими словами, карьерные методы.

Последовательность работы при реализации таких технологий следующая:

1. Вскрышные работы, при которых снимаются верхние слои почвы – до кровли продуктивного пласта.
2. Продуктивный пласт вынимается с помощью гигантских экскаваторов и загружается в гигантские же грузовики с грузоподъемностью 400 т и более.
3. Битумонасыщенный песок, правильнее – смесь песка, битума и пластовой воды, перевозится на специальный завод для переработки.
4. На этом заводе осуществляется цикл технологических процессов по отделению песка от битума и воды путем обработки горячей водой с добавлением растворителей и ПАВ при температуре 60-70 °С с последующим перемещением для сепарации песка через циклон.

5. Далее битум отделяется от воды путем гравитационного отстоя.

Такие заводы часто совмещают с установками первичной переработки битума так называемыми апгрейдером (Upgrader). Этот процесс уже был охарактеризован в предыдущей лекции, на заводах же эти химические реакции легче управляемы, но технически и технологически не менее сложны. При этом значительный объем работ и затрат связан с переработкой и последующей транспортировкой малоценных продуктов – элементарной серы, кокса. Полученная в результате синтетическая нефть может далее смешиваться с обычной нефтью и транспортироваться по трубопроводным коммуникациям до обычных НПЗ.

### **Шахтная разработка нефтяных (битумных) месторождений (mining)**

Шахтная разработка нефтяных месторождений достаточно широко и давно известна, также как и добыча битума открытым способом. Исторический опыт разработки месторождений легкой нефти шахтными методами в ряде стран мира показывает возможность достижения коэффициента нефтеизвлечения до 60 %.

Опыт шахтной добычи тяжелой нефти наиболее продолжителен в России, где в конце 30-х годов 20 века на территории Республики Коми началось строительство шахт для разработки Ярегского месторождения тяжелой нефти [10].

Принципиальными решениями, выработанными при применении паротеплового воздействия в шахтных условиях, стали (рис. 22.1):

1. Проведение шахтных стволов по кровле продуктивного пласта с созданием наклонных стволов – уклонов под подошву нефтенасыщенной части пласта.
2. Бурение из выработок на кровле пласта нисходящих наклонных паронагнетательных скважин, а из-под подошвы вверх восходящих, также наклонных добывающих скважин.
3. Длина этих скважин составляла 30 м для пласта толщиной 25 м.

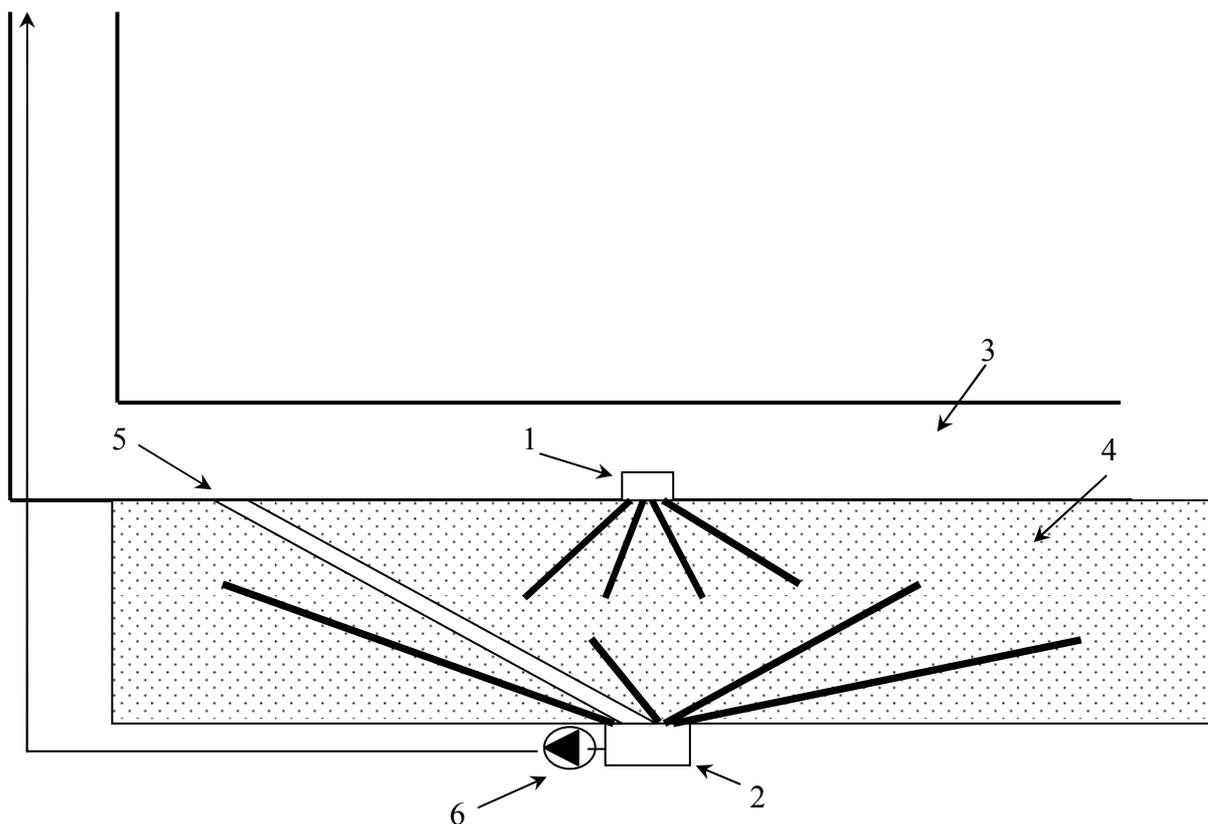


Рис. 22.1 Схема разработки месторождения термошахтным методом (разрез шахты Ярегского месторождения):

1 – паронагнетательная гребенка для подачи пара в нисходящие нагнетательные скважины; 2 – камера для откачки нефти, поступившей из восходящих добывающих скважин; 3 – горизонтальная шахтная выработка над кровлей продуктивного пласта; 4 – продуктивный пласт; 5 – уклон – выработка сквозь продуктивный пласт для обслуживания добывающих скважин и прокладки труб для откачки нефти; 6 – насос для откачки нефти на поверхность

Эти решения позволили существенно увеличить охват пласта воздействием по сравнению с возможностями разбуривания с поверхности. Размер поверхностной сетки на соседнем опытном участке в подобных условиях составлял 70x70 м, что существенно крупнее достигаемых в шахтных условиях, и обеспечивает меньший коэффициент извлечения. Результаты этих работ послужили основой для развития парогравитационного воздействия (лекция 20).

Для условий Горского и Ашальчинского месторождений битума Татарстана также рассматривались варианты разработки с применением шахтного метода. Одна из предложенных схем представлена на рис. 22.2.

Крупным недостатком этой технологии является опасность для работающих – необходимость работать в шахтных условиях со всеми вытекаю-

щими из этого опасностями окружающей среды для работающих, и высокой опасностью взрыва смеси углеводорода и воздуха в шахтных условиях.

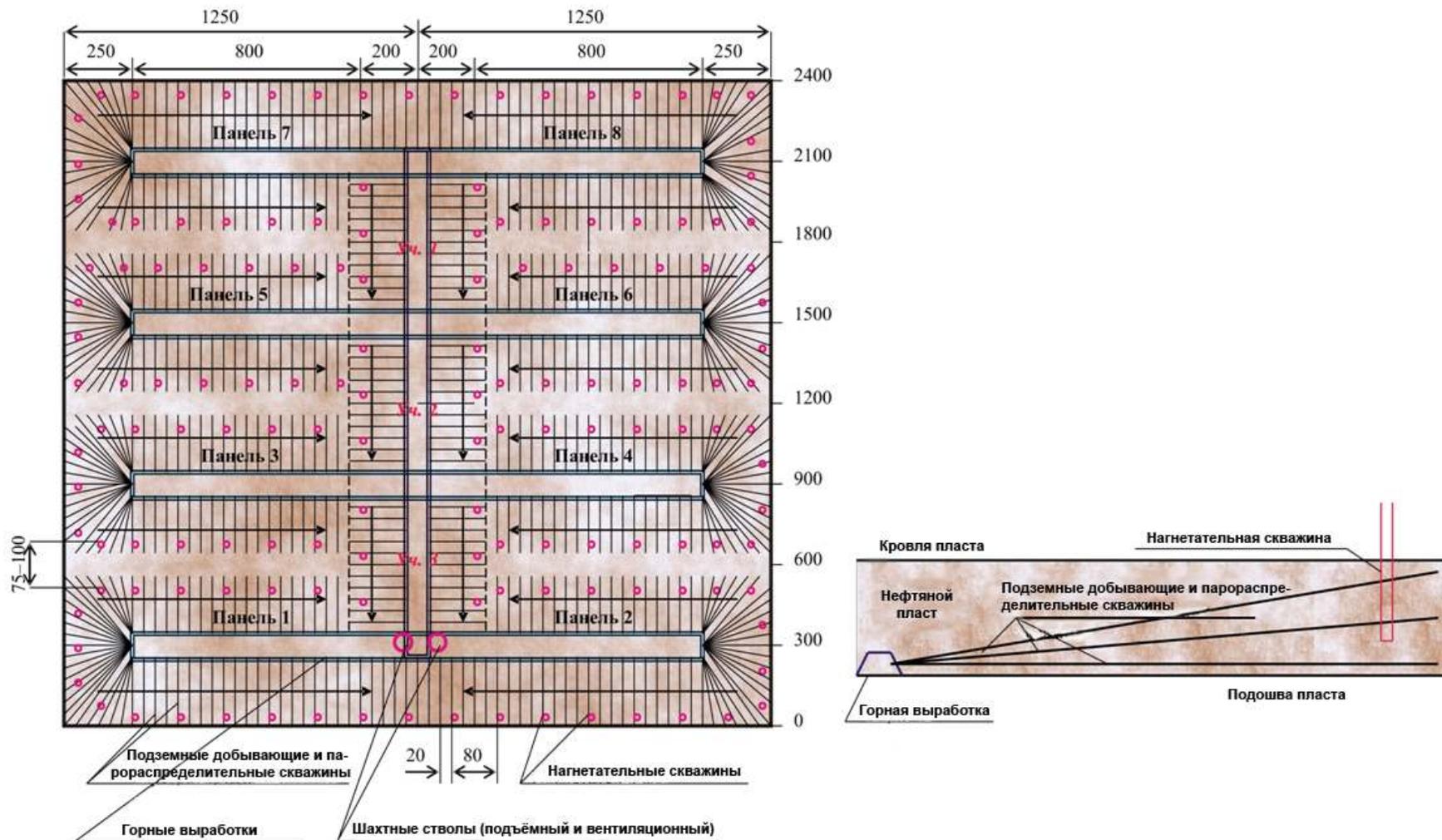


Рис. 22.2 Принципиальная система разработки шахтным способом залежи битума (размеры в метрах)

## Лекция №23

План:

1. Газовые методы увеличения нефтеотдачи пластов.
2. Циклическая закачка газа, водогазовое воздействие (Water Alternate Gas (WAG)).
3. Закачка углекислого газа. Опыт планирования и применения CO<sub>2</sub> на Елабужском месторождении.

### Газовые методы увеличения нефтеотдачи пластов

К газовым методам увеличения нефтеотдачи обычно относят применение углеводородных газов, углекислого газа, азота и газов горения. Механизм реализации процессов, улучшающих извлечение нефти этими методами из пластов, существенно зависит от термобарических условий месторождений. Например, растворимость азота в нефти возможна при существенно более высоких давлениях, чем, например, для углекислого газа.

Применение газовых методов имеет большую историю, так как прямо на месторождениях или поблизости могут быть доступны значительные ресурсы различных газов. Нередко месторождения нефти содержат большое количество растворенного газа. Кроме того, бывают доступны и ресурсы газовых месторождений, в том числе и углекислого газа, как, например, на многих проектах применения CO<sub>2</sub> в США.

В 21-м столетии применение газовых методов существенно активизируется в связи с принятием большинством стран мира требований протокола Киото по ограничению выброса так называемых «парниковых» газов, которые, накапливаясь в верхних слоях атмосферы, препятствуют излучению тепла с поверхности Земли. В результате этого процесса, по мнению большинства специалистов, происходит потепление климата, то есть по эффекту воздействия на планету такие газы, которые ответственны за изменение свойств атмосферы, называют «парниковыми». Кроме того, начиная с 2012 г. в России планируется увеличение платы за сжигание попутного нефтяного газа.

Особенностью закачки газов в нефтяной пласт является фазовые переходы при различных термобарических условиях. Для анализа и прогноза таких переходов удобно использовать трехфазные диаграммы (рис. 23.1).

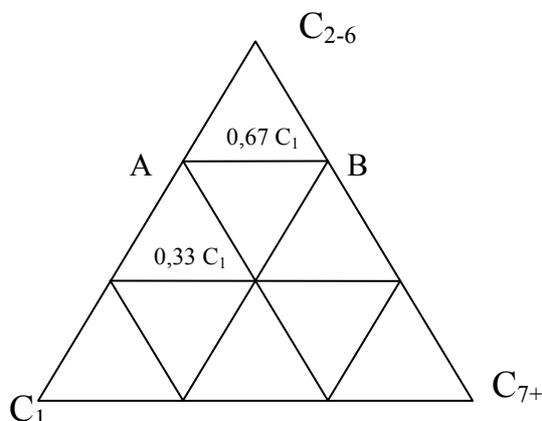


Рис. 23.1 Фазовая диаграмма для трехфазной углеводородной системы ( $C_1$  – метан;  $C_{2-6}$  – «летучие» углеводороды;  $C_{7+}$  - жидкие углеводороды)

Эта диаграмма для системы из трех типов углеводородов позволяет определять их количественные соотношения в различных термобарических условиях. Например, разбив каждую сторону треугольной диаграммы на 3 приблизительно равные части, мы получим хорды, отсекающие составы на 1/3 часть содержащие одну из компонент при изменении по движению по хорде составов 2-х оставшихся. Например, состав по хорде АВ будет содержать 2/3 метана при изменении составов 2-х остальных фаз.

На следующей трехфазной диаграмме (рис. 23.2) можно увидеть, как при определенных термобарических условиях может располагаться линия фазовых переходов АКВ [11]. Внутри этой кривой располагается двухфазная зона. С помощью такой диаграммы можно определить массовый состав смеси при перемешивании 2-х составов, например, газ из точки G массой  $m_G$  с жидкостью массой  $m_L$  из точки L.

Точка D, соответствующая составу результирующей смеси, будет лежать на отрезке GL, а ее положение определяется по правилу рычага:

$$GD/DL = m_G / m_L$$

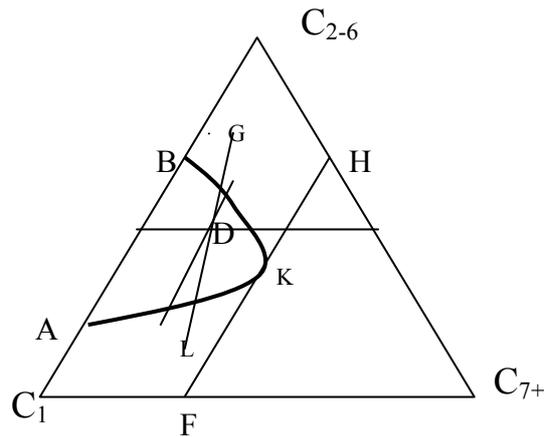


Рис. 23.2 Фазовая диаграмма для трехфазной углеводородной системы ( $C_1$  – метан;  $C_{2-6}$  – «летучие» углеводороды;  $C_{7+}$  – жидкие углеводороды; K – критическая точка; AK и KB – линии раздела составов)

Существует 2 типа вытеснения при различных компонентных составах вытесняющего и вытесняемого агентов, а также при различных условиях вытеснения, которые могут быть проиллюстрированы следующим образом на основе трехфазной диаграммы (рис. 23.2):

1. Несмешивающееся:

- 1.1. Вытесняющий агент представлен преимущественно метаном – в этом случае происходит испарение легкой жидкой фазы в газ.
- 1.2. Кроме того, исходная фаза может содержать большее количество тяжелых компонентов газа, чем в случае 1.1, поэтому может происходить также несмешивающееся вытеснение нефти с процессом конденсации в нефть тяжелых компонентов газа.

2. Смешивающееся:

- 2.1. Закачка обогащенного газа при смешении с жидким составом за пределами касательной к критической точке HF – при этом будет достигаться смешение.
- 2.2. Закачка растворителя, то есть смешение легких углеводородов с газом.
- 2.3. Одноконтактное смешение достигается и при закачке сухого газа с вытеснением легкой нефти.

2.4. Многоконтактное смешение достигается при вытеснении сухим газом нефти в закритической области с переходом (конденсацией) в газ легких фракций нефти.

В целом эффект от применения метода увеличения нефтеотдачи с помощью углеводородных газов обеспечивается следующими механизмами:

- набухание нефти при растворении в ней газа;
- снижение вязкости нефти;
- достижение смесимости с нефтью и вовлечение остаточной нефти в движение;
- выравнивание вязкости на фронте вытеснения при смешении нефти и газа.

### **Циклическая закачка газа, водогазовое воздействие (Water Alternate Gas (WAG))**

Малая вязкость и низкая плотность газа – важнейшие факторы, ограничивающие применение классических газовых методов, предполагающих непрерывную закачку. Одним из решений этой проблемы было снижение относительной фазовой проницаемости по газу за счет увеличения насыщенности подвижной водой. Это осуществляется посредством поочередной закачки газа и воды (создания оторочек) либо формированием устойчивой водогазовой смеси с применением ПАВ.

Для условий образца керна карбонатных отложений Алексеевского месторождения с проницаемостью 0.056 мкм и коэффициентом вытеснения по воде  $K_{выт} = 0.48$  были проведены исследования с применением водогазовой смеси /23.1/. На рис. 23.3 представлены результаты прироста коэффициента вытеснения для различных соотношений воды и газа в смеси.

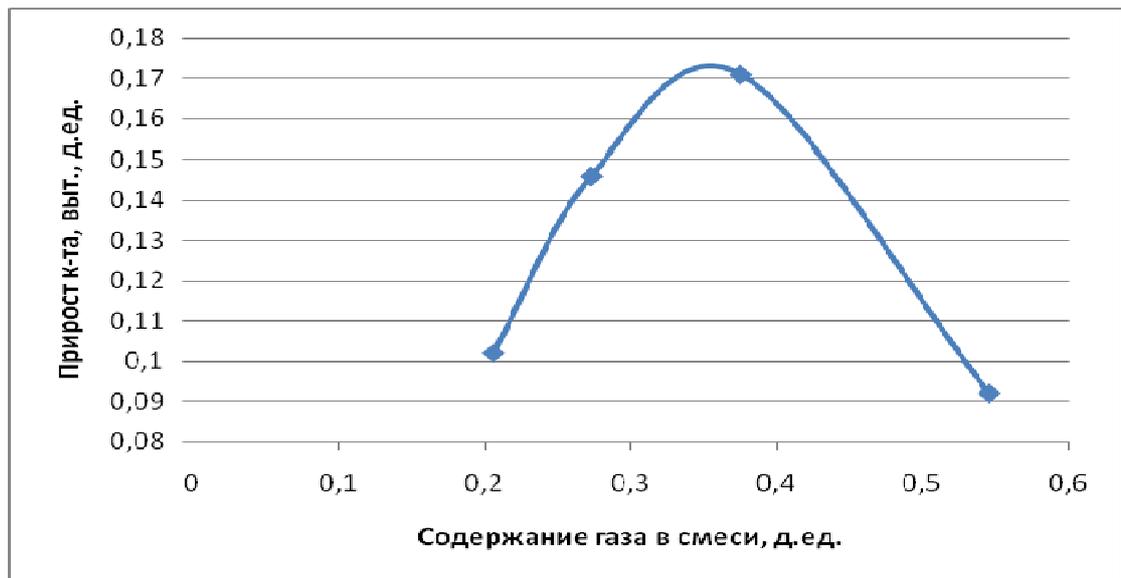


Рис.23.3. Зависимость прироста коэффициента вытеснения от содержания газа в водогазовой смеси

На основании лабораторных данных ряда институтов построена сравнительная зависимость (рис. 23.4) коэффициентов вытеснения нефти водой (кривые 1-7) и ВГС (кривая 8) от проницаемости пласта для ряда месторождений для Западной Сибири.

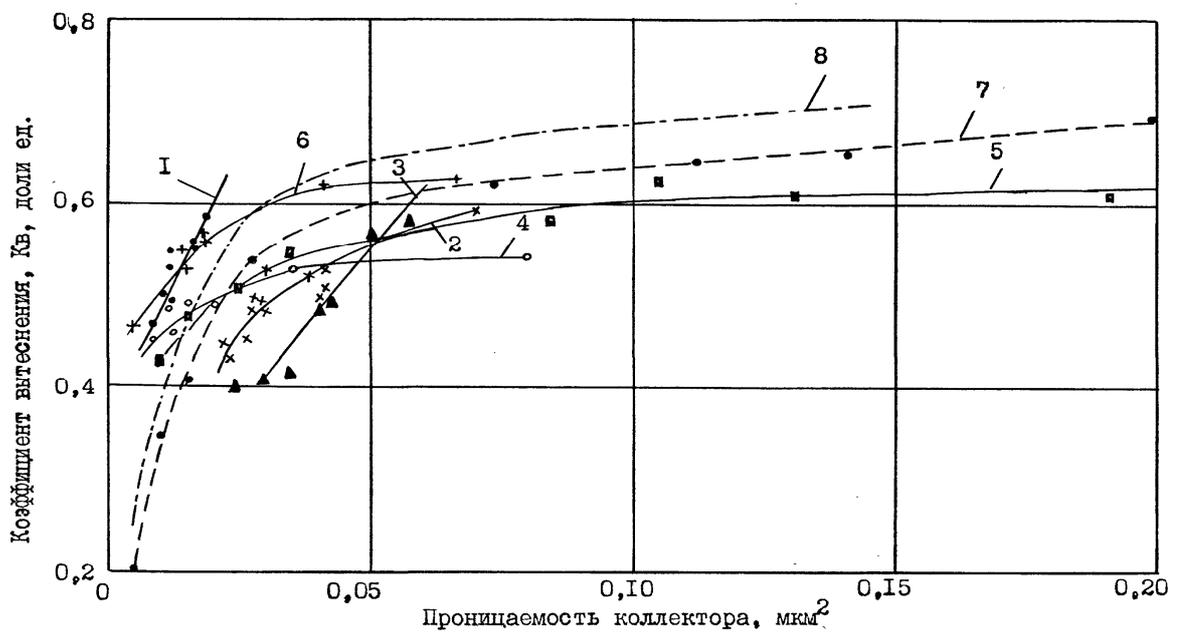


Рис.23.4. Влияние проницаемости пород-коллекторов на коэффициент вытеснения:

- 1- Восточно-Вахское; 2 - Чкаловское; 3 - Игольско-Таловое; 4 - Западно-Ка-тыльгинское;
- 5 - Стрежевское; 6 - Ломовое; 7- сводная по Западной Сибири;
- 8 - водогазовое воздействие.

По этим результатам видно, что прирост коэффициента вытеснения при водогазовом воздействии по сравнению с вытеснением нефти водой составляет 0.10-0.19 /23.2/.

Эффективность применения водогазового воздействия может объясняться следующим механизмом (рис. 23.3):

1. Нефть вытесняется газом (смешивающееся/несмешивающееся вытеснение), при этом газ в результате гравитационной сегрегации движется по верхним участкам пласта.
2. Нефть вытесняется водой, которая занимает нижнюю часть пласта.
3. Вблизи нагнетательной скважины происходит совместное движение воды и газа.

Проведенный анализ основных факторов, влияющих на степень извлечения нефти из пласта, показал, что одним из таких факторов является отношение подвижностей вытесняющего и вытесняемого флюидов. Это положение легло в основу методики оценки оптимального газоводяного фактора ВГС, которое основано на том, чтобы количество газа в смеси уменьшало подвижность ВГС до подвижности нефти данного пласта /23.3/.

На основании этого критерия выведено уравнение для определения оптимального объемного газоводяного фактора ВГС в пластовых условиях:

$$\beta^{0.33} = \frac{\mu_{\text{н}} - \mu_{\text{в}}}{\mu_{\text{н}}},$$

где  $\beta$  - газоводяной фактор в пластовых условиях;

$\mu_{\text{н}}$  - коэффициент динамической вязкости нефти;

$\mu_{\text{в}}$  - коэффициент динамической вязкости воды.

Проведенные исследования показали, что оптимальное значение газоводяного фактора зависит от ряда характеристик пласта, прежде всего вязкости нефти и воды, а также от пластовой температуры, давления, состава газа и т.п.

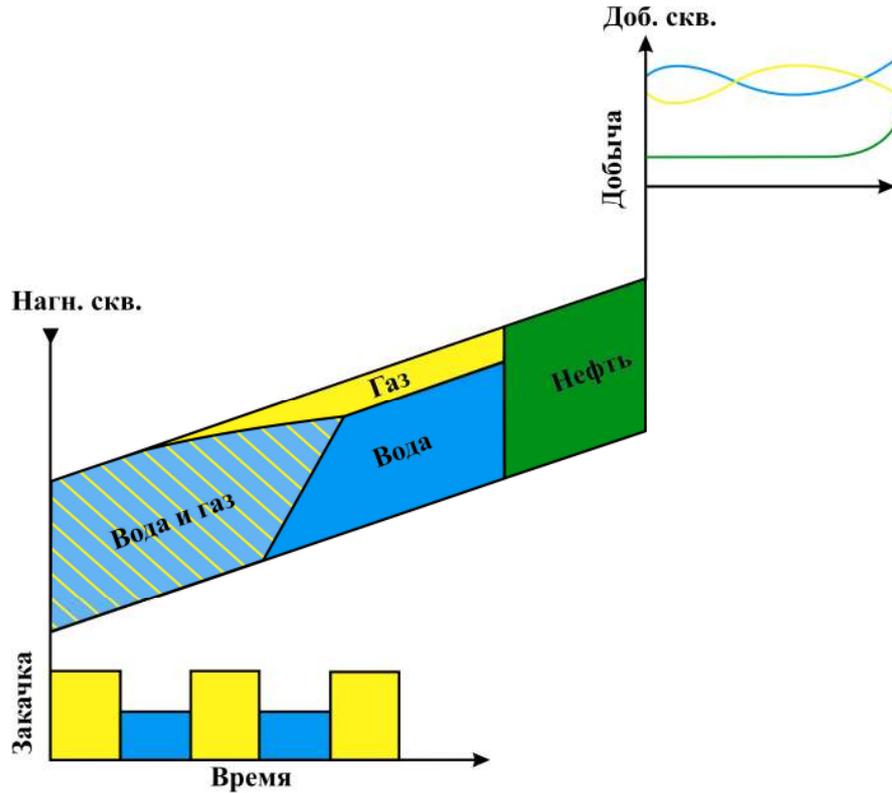


Рис. 23.3 Схема водогазового воздействия (ось абсцисс – время, ординат – закачка; желтым цветом обозначен газ, синим – вода, зеленым – нефть) [12]

Распространение водогазовой смеси зависит от соотношения вязкостных и гравитационных сил и может характеризоваться следующим безразмерным параметром:

$$R_{g-2} = \frac{C \mu h}{\Delta \rho k_{\text{верт}} L \left( \frac{k_g}{\mu_g} + \frac{k_2}{\mu_2} \right)},$$

где  $h$  – толщина пласта, м;  $u$  – скорость фильтрации водогазовой смеси, м/с;  $L$  – расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами, м;  $k_{\text{верт}}$  – коэффициент абсолютной проницаемости коллектора по вертикали, м<sup>2</sup>;  $\Delta \rho$  – разность плотностей воды и газа, кг/м<sup>3</sup>;  $k_g$  и  $k_2$  – коэффициенты относительной проницаемости воды и газа;  $\mu_g$  и  $\mu_2$  – коэффициенты динамической вязкости воды и газа, Па·с; коэффициент  $C = 0,102 \text{ с}^2/\text{м}$  – при использовании системы СИ.

Наилучшие условия для водогазового воздействия достигаются, когда вязкостные силы превышают гравитационные, то есть  $R_{в-г} > 1$ . В этом случае сегрегация фаз не начинается до тех пор, пока водогазовая смесь не достигнет добывающей скважины.

Одним из методов создания водогазовой смеси при незначительных объемах имеющегося газа является технология с использованием бустерной установки. В этом случае нагнетание воды через струйное устройство на поверхности или в скважине (рис. 23.4) позволяет эжектировать небольшой объем газа с последующим нагнетанием полученной водогазовой смеси в пласт.

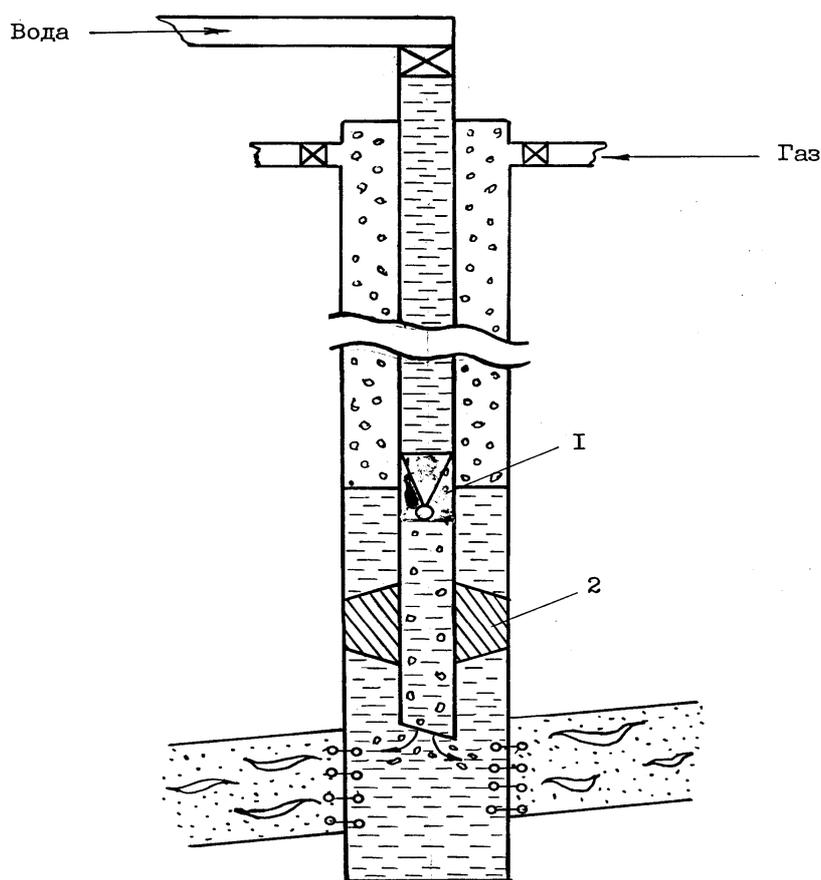


Рис. 23.4 Схема оборудования нагнетательной скважины при глубинном расположении эжектора

1 – эжектор; 2 – пакер.

## Закачка углекислого газа

Углекислый газ ( $\text{CO}_2$ ) имеет молекулярную массу 44, то есть более чем в 1,5 раза тяжелее воздуха, при стандартных условиях его плотность  $1,95 \text{ кг/м}^3$ ; критические свойства (рис. 23.5):

- $T_{кр}: 31,05 \text{ } ^\circ\text{C}$

- $P_{кр}: 7,39 \text{ МПа}$

Тройная точка:

- $T_3: -56,6 \text{ } ^\circ\text{C}$

- $P_3: 0,51 \text{ МПа}$ .

$\text{CO}_2$  – это газ, отнесенный к категории «парниковых» газов, и Россия, подписав Киотский протокол, приняла на себя важные международные обязательства по сокращению эмиссии таких газов. В настоящее время, кроме использования газа для увеличения нефтеотдачи пластов, во всем мире активно рассматриваются меры по закачке углекислого газа с целью его захоронения в поглощающих пластах.

$\text{CO}_2$  в силу своих свойств – не горюч, не взрывоопасен, не опасен при дыхании – является привлекательным реагентом для закачки в пласт. Газ помимо отходов производства используется также и из месторождений с высоким содержанием  $\text{CO}_2$ . Для этого требуется компрессорное оборудование, а также обязательная осушка газа, в силу высокой коррозионной активности угольной кислоты, образующейся при смешении  $\text{CO}_2$  с водой:



Осушка  $\text{CO}_2$  производится также и в ходе закачки отсепарированного  $\text{CO}_2$ , после того, как он появляется в продукции скважин.

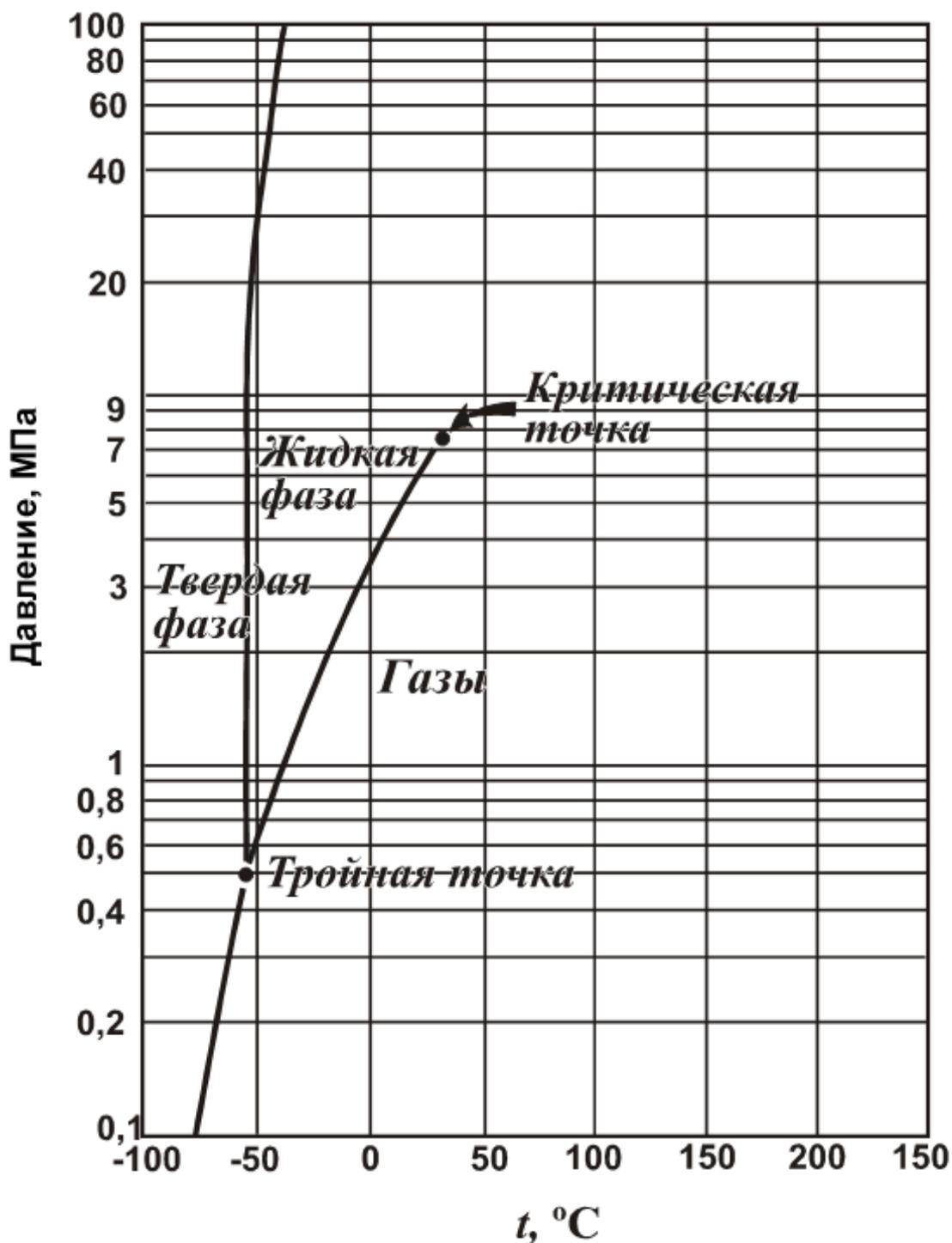


Рис. 23.5 Диаграмма состояния углекислого газа (P – давление; T – температура)

Принципиальными отличиями применения углекислого газа от описанного в предыдущих разделах применения углеводородных газов является то, что  $\text{CO}_2$  может экстрагировать более тяжелые углеводороды, вплоть до  $\text{C}_{30}$ . В частности, на этом основано эффективное применение метода на месторождении тяжелой нефти Бати – Раман в Турции с вязкостью нефти более

2000 мПа·с. Растворимость  $\text{CO}_2$  в нефти лучше, чем у метана, а потому набухание нефти при этом значительнее. К преимуществам МУН с применением  $\text{CO}_2$  дополнительно к преимуществам углеводородных газов относятся:

- растворимость в воде;
- большая растворимость в нефти;
- снижение разницы плотностей между нефтью и водой;
- снижение межфазного натяжения на границе между нефтью и водой.

В то же время недостатками метода наряду с коррозионной активностью являются также высокая подвижность  $\text{CO}_2$ , приводящая к возможным прорывам к добывающим скважинам, и опасность выпадения в пласте асфальтенов при экстракции легких фракций углеводородов из нефти.

Одним из важных факторов экономической эффективности применения метода является стоимость двуокиси углерода. По США эта стоимость преимущественно для источника из месторождения  $\text{CO}_2$  в виде эксплуатационных затрат с учетом приобретения и подготовки газа составляет от 12,6 до 18,9 долл./т (по ценам 2002 г.), что больше, чем затраты на заводнение примерно на 10 %. Оценка для условий нового проекта для разработки месторождений в Пермском нефтегазоносном бассейне США при цене 110 долл./т показала потенциальную прибыль при применении метода с  $\text{CO}_2$  примерно 45 долл./т, при этом технологическая эффективность составляет 1 м<sup>3</sup> добычи нефти на 890 м<sup>3</sup> закачанного  $\text{CO}_2$ .

### **Опыт планирования и применения $\text{CO}_2$ на Елабужском месторождении**

В бывшем СССР опыт применения  $\text{CO}_2$  был накоплен в ходе процессов, реализованных в Самарской области, Башкортостане и Татарстане.

Елабужское нефтяное месторождение находится в северо-восточной части Татарстана на левом берегу реки Кама. Промышленное разбуривание его начато в 1969 г. Поддержание пластового давления осуществлялось с 1972 г. путем законтурного заводнения через нагнетательные скважины, расположенные по периметру внешнего контура нефтеносности. В непосредственной близости от месторождения на Нижнекамском нефтехимкомбинате

после запуска производства окиси этилена образовался масштабный отход жидкой двуокиси углерода, являющейся побочным продуктом. Для испытания метода увеличения нефтеизвлечения, основанного на применении жидкой  $\text{CO}_2$ , на Елабужском нефтяном месторождении был выбран опытный участок. По расчетам, прирост нефтеизвлечения за счет закачки  $\text{CO}_2$  должен был составить 8,15 %.

Продуктивный горизонт, к которому приурочена залежь нефти в терригенной толще девона, представлен кыновско-пашийским объектом (пласты  $D_0+D_1$ ), в большинстве случаев – это единый пласт  $D_0$ . Он сложен преимущественно песчаниками с включением алевролитов и подстилается глинистым непроницаемым разделом толщиной 2-8 м, отделяющим пласт от нижележащих водоносных пашийских отложений.

Залежь нефти объекта  $D_0+D_1$  имеет хорошую гидродинамическую связь с законтурной областью. Залежь эксплуатировалась на смешанном режиме: начальном – упруговодонапорном и водонапорном (вытеснение водой). На опытном участке по закачке двуокиси углерода, расположенном в центральной части месторождения, по треугольной сетке размером 500x500 м пробурено четыре ряда добывающих скважин. Нагнетательные ряды расположены на границе внешнего контура нефтеносности залежи: западный включает скв. 803, 805, 813; восточный – скв. 538, 540, 545, 552, 553 (рис. 23.6).

Для увеличения нефтеотдачи пластов на Елабужском месторождении была разработана следующая технологическая схема использования двуокиси углерода. Жидкая двуокись углерода из Нижнекамского нефтехимического комбината при температуре 278-283 К и давлении 9,5 МПа насосами подается в продуктопровод (длиной 5 км), затем на узел распределения и по выкидным трубопроводам – в специальные нагнетательные скважины для закачки  $\text{CO}_2$ . Последние были пробурены в 1980-1985 гг.; к ним относятся: на западном крыле участка – скв. 542, 543, 544, а на восточном – скв. 545, 546.

Эти скважины были названы «створовыми», так как располагались в створе между водонагнетательными и первым рядом добывающих скважин.

Такое решение было выбрано для того, чтобы можно было эффективно управлять соотношением воды и жидкой  $\text{CO}_2$  при подаче в контур залежи и в то же время избежать коррозионноопасного смешения воды и  $\text{CO}_2$  в поверхностных и скважинных условиях.

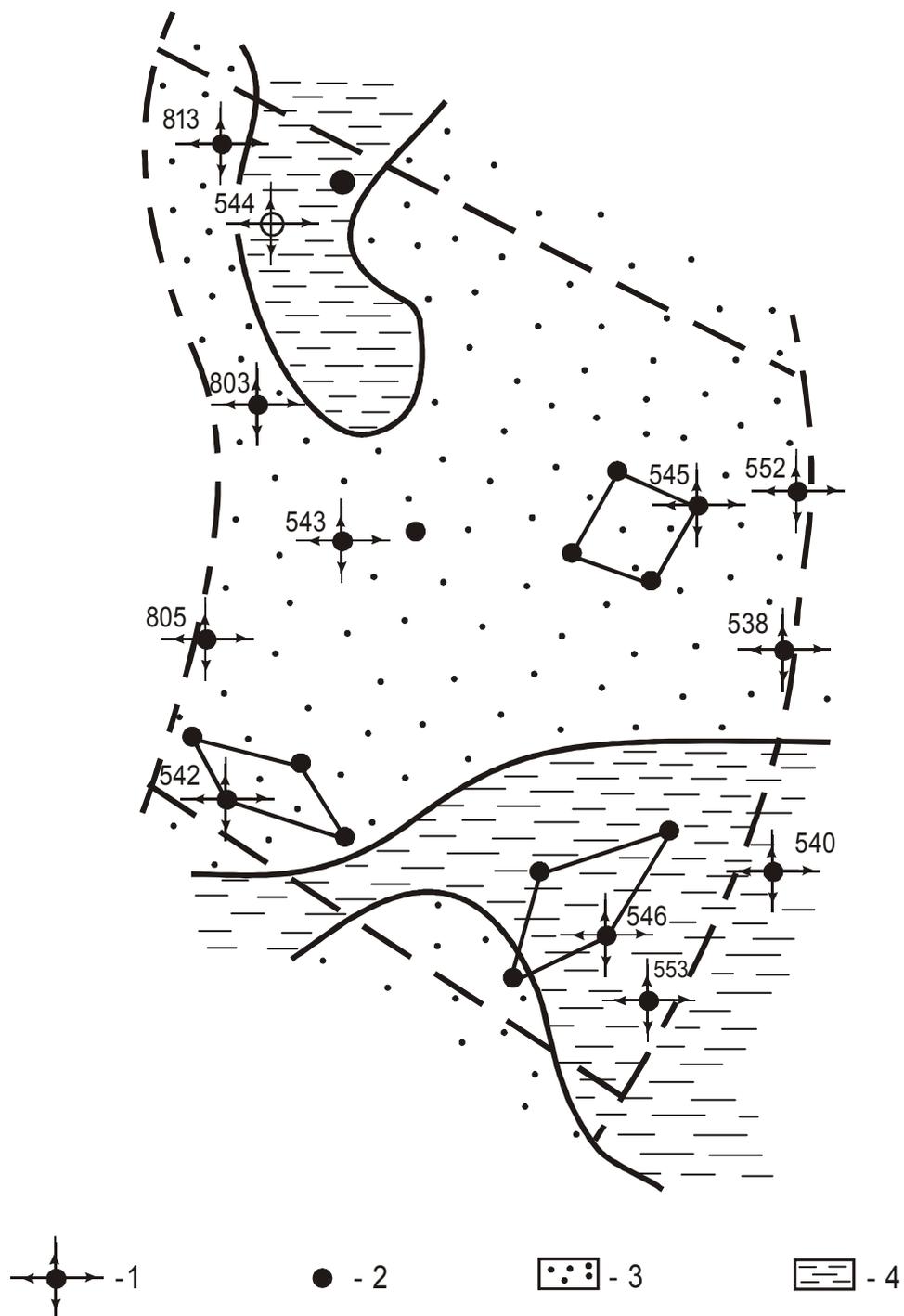


Рис. 23.6 Схема расположения нагнетательных скважин на опытном участке Елабужского месторождения

При этом соотношение объемов воды и жидкой  $\text{CO}_2$  было выбрано равным 2/1. Опыт применения такого метода свидетельствует об эффективных соотношениях в диапазоне от 1/1 до 3/1.

Общее число пробуренных под закачку  $\text{CO}_2$  скважин выбирали так, чтобы их суммарная приемистость при эксплуатации в непрерывном режиме превышала максимальный объем подачи  $\text{CO}_2$  в 1,5-2 раза. Резерв приемистости был предусмотрен на случай ремонтных и профилактических работ в системе нагнетания двуокиси углерода.

Максимальный объем закачки  $\text{CO}_2$  предполагалось достичь через 3-5 лет после начала нагнетания. Для условий заводненной залежи технологическая эффективность была принята равной 1 тонне дополнительной добычи нефти на 3 т закачанной жидкой двуокиси углерода или 0,33 т нефти на 1 т закачанной жидкой  $\text{CO}_2$ . В связи с этим для отработки эффективных параметров технологического процесса перед началом крупномасштабного его применения необходимо было выбрать такие первоочередные участки с нагнетательными скважинами для подачи  $\text{CO}_2$ , показатели разработки которых обеспечат быстрый и достоверный анализ получаемых результатов.

Выбор первоочередных участков под нагнетание  $\text{CO}_2$  осуществлялся на основании следующих критериев.

1. **Минимальное время проявления эффекта от процесса закачки  $\text{CO}_2$ .** Оно зависит от геологической характеристики пласта-коллектора, а также равномерности распределения и полноты отбора продукции в ближайших добывающих скважинах участка. Чем лучше коллекторские свойства пласта, тем меньше время проявления эффекта. С увеличением числа ближайших добывающих скважин на участке эффект от процесса также проявляется быстрее, а количественная оценка становится достовернее.

2. **Максимальная доля остаточных извлекаемых запасов на участке.** Этот показатель характеризует перспективы экономической успешности применения МУН на обустраиваемом участке.

**3. Соотношение объемов подачи реагента и расчетной приемистости скважин.** Закачка  $\text{CO}_2$  в нагнетательные скважины прямо зависела от объемов подаваемой с Нижнекамского нефтехимического комбината двуокиси углерода. Объемы планируемой подачи  $\text{CO}_2$  приведены в табл. 23.1. При этом давление на устье  $\text{CO}_2$ -нагнетательных скважин должно было быть не ниже расчетного значения 8,5 МПа. Результаты расчета приемистости  $\text{CO}_2$ -нагнетательных скважин при указанном давлении приведены в табл. 23.2.

Таблица 23.1

Планируемые объемы подачи CO<sub>2</sub> по годам с начала закачки

Показатели	1-й	2-й	3-й
Объемы подачи CO <sub>2</sub> , т/сут	68,5	137,0	233,0

Таблица 23.2

Расчетные величины приемистости CO<sub>2</sub>-нагнетательных скважин

Скважины	542	543	544	545	546
Расчетная приемистость, м <sup>3</sup> /сут	155,1	218,3	65,5	169,6	35,3

С учетом объемов планируемой подачи двуокиси углерода на месторождение и приемистости скв. 542 и 545 в первые три года был рекомендован ввод лишь одной из них, например скв. 542, тогда как другая – скв. 545, остается в резерве. По итогам трех лет работ по закачке CO<sub>2</sub> на Елабужском месторождении была реализована опытная закачка в скв. 542, 544 и 545. В 1989 г. эксперимент по финансовым причинам был остановлен, но в настоящее время в связи с развитием ограничений по выбросам «парниковых» газов подобный опыт может быть вновь востребован.

## Лекция №24

План:

1. Микробиологические технологии в нефтяной промышленности.
2. Микробиологические методы воздействия на пласты и скважины.
3. Микробиологический метод увеличения нефтеотдачи заводненных пластов, основанный на активации пластовой микрофлоры.
4. ММУН на основе интенсификации микробиологических процессов в условиях заводнения. Характеристика пластовой микрофлоры в условиях заводненных коллекторов нефтяных месторождений Татарстана.
5. ММУН для условий трещинно-поровых карбонатных коллекторов.
6. Расчетная схема для моделирования процессов микробиологического воздействия в условиях неоднородных пластов.

### **Микробиологические технологии в нефтяной промышленности**

В настоящее время в мире широко известны следующие основные направления применения микробиологических технологий в нефтяной промышленности с целью:

- увеличения нефтеотдачи пластов;
- стимуляции скважин;
- очистки почвы и воды от нефтяных загрязнений;
- очистки (ингибирования) скважинного оборудования от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО);
- очистки (ингибирования) отложений солей в скважинном оборудовании и трубопроводах.

Как и многие другие технологии, основанные на микробиологических процессах, микробиологические методы в нефтяной промышленности привлекают внимание малой инвестиционной потребностью, высокой эффективностью и экологической безопасностью. Ранее в курсе (см. лекцию 17) упоминалось о микробиологических продуктах, производимых в поверхностных, промышленных условиях, например, ксантановые биополимеры.

В биотехнологиях, реализуемых в пласте и скважинном оборудовании, используются практически те же механизмы, что и при физико-химических методах, но микробные метаболиты (продукты жизнедеятельности бактерий) образуются или концентрируются из растворов и генерируются непосредственно на поверхностях раздела (нефть-вода-порода, водный раствор-АСПО-стенка колонны НКТ и т.д.), что увеличивает эффективность их воздействия.

При использовании большинства микробиологических технологий в пласте закачиваемые питательные вещества проникают в промытые водой каналы и зоны и создают там благоприятные условия для метаболизма бактерий, имеющихся в пласте. В результате их жизнедеятельности закупориваются высокопроницаемые зоны, и происходит перераспределение закачиваемого агента в непромытые малопроницаемые зоны. Лабораторными и промышленными экспериментами доказано, что продукты микробного генезиса изменяют межфазное натяжение между нефтью и водой, вызывают рост фильтрационных сопротивлений для водных растворов в высокопроницаемых зонах пласта, улучшают эффективность смачивания пород вытесняющей водой.

Таким образом, микроорганизмы генерируют обширный ряд метаболитов, обладающих необходимыми для увеличения эффективности извлечения нефти свойствами. В табл. 24.1 приведен перечень метаболитов, влияющих на процессы в пластовых системах и скважинах, в том числе на свойства и состав пластовых флюидов и пород, составляющих пористые среды.

### **Микробиологические методы воздействия на пласты и скважины**

Важными особенностями микробиологических методов увеличения нефтеотдачи (ММУН) являются интенсивность и масштаб процессов жизнедеятельности микроорганизмов.

Продукты микробиологического генезиса (метаболиты),  
влияющие на процессы в пластах и скважинах

Метаболиты	Механизм воздействия
Кислоты	Изменение коллекторских свойств пород: увеличение пористости и проницаемости, реакция с карбонатами с выделением $\text{CO}_2$
Биомасса	Избирательное или неизбирательное закупоривание, эмульгирование или деэмульгирование вследствие различной адгезии к углеводородам, изменение смачиваемости пород
Газы ( $\text{CO}_2$ , $\text{CH}_4$ , $\text{N}_2$ )	Локальное восстановление пластового давления, увеличение удельного объема нефти при растворении в ней $\text{CO}_2$ , уменьшение вязкости, увеличение проницаемости вследствие растворения карбонатных пород под воздействием $\text{CO}_2$
Растворители	Растворение нефти
БиоПАВ	Снижение межфазного натяжения, эмульгирование
Биополимеры	Контроль подвижности пластовых жидкостей, избирательное или неизбирательное закупоривание

Создание оптимальных экологических условий для них, или быстрая адаптация к существующим являются одним из важнейших факторов эффективности методов. По этой причине разработка всех микробиологических методов ведется на основе детального изучения природных и искусственных параметров физико-химической и микробиологической обстановки нефтяного пласта. Сложность и взаимовлияние этих факторов можно оценить по характеристикам, представленным в табл. 24.2.

Основные факторы, контролирующие микробиологическое  
воздействие

Природные	Искусственные
Температура пласта	Температура закачиваемой воды
Минерализация пластовой воды	Тип закачиваемой воды: -пресная -минерализованная
Нефтенасыщенность пласта	Состав и концентрация питательных сред
Тип коллектора	Режим нагнетания
Бактериальная заселенность пласта	Вид вводимых (активируемых) микроорганизмов
Проницаемость пласта	Размер клеток микроорганизмов
Пористость пласта	Достижимые концентрации микроорганизмов

В Татарстане разрабатываются и широко применяются микробиологические методы воздействия на основе процессов, реализуемых преимущественно в пласте, которые могут быть подразделены на 2 основные группы по способу ввода микроорганизмов и питания.

К первой следует отнести те методы, при которых в пласт вводятся микроорганизмы и питательные вещества, например, при использовании мелассы в качестве питания и введения бродильных микроорганизмов. Во вторую группу входят методы, реализация которых связана с использованием естественной пластовой микрофлоры с вводом питания с поверхности (активация микрофлоры призабойной зоны, сформировавшейся при закачке воды с целью поддержания пластового давления).

**Микробиологический метод увеличения нефтеотдачи заводненных пластов, основанный на активации пластовой микрофлоры**

Микробиологический метод увеличения нефтеотдачи заводненных пластов, основанный на активации пластовой микрофлоры, сформировав-

шейся в призабойной зоне нагнетательной скважины в процессе закачки пресной воды, способствует вытеснению нефти, в том числе остаточной, продуктами микробиологической деградации части углеводородов нефти, находящейся в призабойной зоне скважины.

Технология метода циклическая и состоит из двух последовательных этапов (рис. 24.1):

- 1) собственно активация микрофлоры в призабойной зоне нагнетательных скважин, приводящая к образованию комплекса нефтевытесняющих агентов, – продуктов биodeградации углеводородов;
- 2) обычное заводнение, в соответствии со схемой разработки данного участка месторождения для перемещения выработанного на первом этапе комплекса агентов к добывающим скважинам.

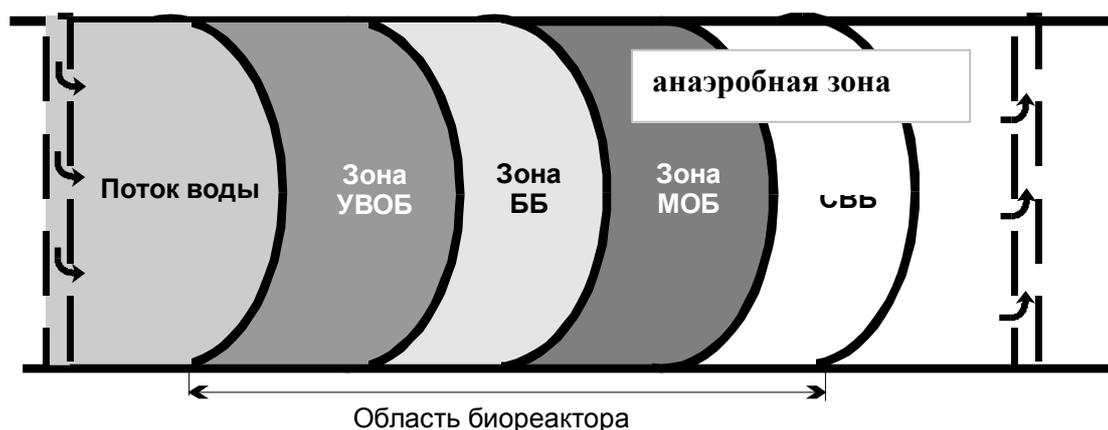


Рис. 24.1 Схема вытеснения нефти при активации пластовой микрофлоры:

УВОБ – углеводородоокисляющие бактерии (аэробы);

ББ – броидильные бактерии (аэробы и анаэробы);

МОБ – метанобразующие бактерии (анаэробы);

СВБ – сульфатвосстанавливающие бактерии (анаэробы).

При этом на первом этапе механизм действия пластовой микрофлоры на процесс вытеснения нефти основан на резком увеличении активности биоценоза, сформированного в призабойной зоне, путем закачки аэрированного раствора минеральных солей (неорганические компоненты питания микроорганизмов). В процессе жизнедеятельности последовательно активируемых аэробных и анаэробных микроорганизмов нарабатываются вещества, обладающие высокой нефтевытесняющей способностью, – жирные кислоты,

полимеры (полисахариды), спирты, альдегиды, двуокись углерода и др. При этом по ряду проб дегазированной нефти с опытных участков отмечено снижение содержания парафиновых (на 10-30 %) и смол силикагелевых (на 20-40 %); существенно снизилась доля метана (на 20-30 %) при соответствующем росте доли углекислого газа, этана и пропана. Особенностью вытесняющего действия метаболитов является то, что они генерируются на межфазной поверхности микроорганизмами, получающими фосфор и азот из соединений, растворенных в воде, а углеводород – из остаточной нефти.

На основании опыта применения микробиологической технологии увеличения нефтеотдачи пластов в различных регионах России и бывшего СССР (Татарстан, Башкортостан, Западная Сибирь, Азербайджан) были выделены основные критерии применения этих методов, отмеченные ранее в табл. 15.1.

Современный уровень изученности микроорганизмов, способных ассимилировать углеводороды и другие органические соединения нефти в лабораториях и природных условиях, позволяет эффективно осуществлять управляемые технологические процессы интенсификации нефтедобычи и повышения коэффициента нефтеотдачи пласта за счет жизнедеятельности микрофлоры в пластовых условиях.

### **Микробиологические МУН на основе интенсификации микробиологических процессов в условиях заводнения. Характеристика пластовой микрофлоры в условиях заводненных коллекторов нефтяных месторождений Татарстана**

Разработка основных запасов нефти месторождений Татарстана ведется с применением закачки пресных и минерализованных вод. Наряду с возможным развитием аборигенной микрофлоры, внесенные с поверхности микроорганизмы широко представлены в призабойных зонах нагнетательных скважин Ромашкинского, Бондюжского и других месторождений. Исследованиями скважинных проб показано, что в состав аэробного сообщества входят:

- сапротрофные бактерии ( $10^3$  кл/мл);
- углеводородокисляющие бактерии на среде гексадекан ( $10^2$  кл/мл);
- метаноокисляющие бактерии ( $10^2$  кл/мл).

Кроме этого, анаэробная микрофлора представлена широким рядом бактерий с бродильным типом метаболизма ( $10^3$ - $10^4$  кл/мл); сульфатвосстанавливающими (от единиц –  $10^4$  кл/мл), метанобразующими (единицы кл/мл).

Особенностью ММУН является тот факт, что определяющим фактором успешности процесса является активная жизнедеятельность микроорганизмов. По этой причине создание оптимальных экологических условий для них, или быстрая адаптация к существующим, и является одним из важнейших элементов эффективности методов. На поздней стадии разработки в призабойной зоне нагнетательных скважин с продолжительной закачкой пресной воды зачастую создается развитый биоценоз, ограниченный в развитии, в первую очередь, питательными веществами (в ряде случаев – применением бактерицидов). Из элементов, определяющих развитие пластовой микрофлоры, это в основном фосфор, азот и кислород. Для многих участков заводненых пластов на поздней стадии в призабойной зоне (в области развития биоценоза) коллектор обеднен и легкими углеводородами. Как показывает опыт исследования образцов керна из заводненных зон, их нефтенасыщенность часто оказывается близкой к неснижаемой, то есть достигаются коэффициенты вытеснения до 80 %. Еще одной особенностью разработки нефтяных пластов при заводнении на поздней стадии является широкое использование гидродинамических МУН, в частности, циклического заводнения. Использование ММУН на таких объектах представляет определенные трудности, так как требуется согласование процессов активации жизнедеятельности (подачи питательных веществ) биоценоза и режимов циклического нагнетания.

Для успешной реализации воздействия в условиях заводненных коллекторов разработаны два следующих метода, направленные на повышение эффективности микробиологических процессов на поздней стадии разработки.

1. **Ввод дополнительного питания.** Известно, что углеводородокисляющие бактерии, составляющие аэробную часть пластового биоценоза, перерабатывают преимущественно легкие углеводороды, которых не хватает в обычных условиях в призабойной зоне нагнетательных скважин при дли-

тельной закачке воды. Это связано с тем, что через нее проходит значительное количество закачиваемой воды, содержащей растворенный кислород (с концентрацией до 5-8 мг/л в летнее время), которая вытесняет и окисляет остаточную нефть, превращая ее в более тяжелую и смолистую.

В модификации метода после активации микрофлоры путем закачки на первых циклах азрированных растворов неорганических солей, на последующих подаются порции углеводорода в качестве дополнительного питания. Таким образом, закачкой углеводорода удается повысить насыщенность углеводородом и тем самым интенсифицировать деятельность углеводородокисляющей микрофлоры в аэробной зоне и, соответственно, микрофлору анаэробной зоны, которая частично использует продукты жизнедеятельности аэробных микроорганизмов.

Результаты научно-исследовательских работ по активации пластовой микрофлоры с закачкой в обводненный пласт оторочки углеводорода показали высокую эффективность предлагаемого метода. Если при известном способе активации пластовой микрофлоры, предусматривающем стимуляцию развития в пласте микроорганизмов путем закачки водных растворов азотных и фосфорных солей, интенсивность процесса метаногенеза возрастает в 1,1-1,2 раза, то при предварительной закачке порции углеводорода последняя возрастает в 2,6-3,9 раза. Это свидетельствует о значительной интенсификации микробиологических процессов в пласте, так как процесс метаногенеза (анаэробный) является производным от активности аэробного биоценоза и в тоже время является хорошим индикатором жизнедеятельности микрофлоры.

**2. Комбинированное гидродинамическое и микробиологическое воздействия.** На месторождениях Татарстана широкое распространение получили технологии гидродинамического воздействия на пласты с целью увеличения нефтеотдачи пластов. Ряд его модификаций основан на циклическом режиме нагнетания воды. В то же время процесс адаптации и развития микроорганизмов также нестационарен во времени, как и процессы массообмена при гидродинамическом воздействии на пласт, а наибольшего развития пластовый биоценоз достигает на поздней стадии разработки заводнением. На

основе этих механизмов был разработан метод, при котором технология активации пластовой микрофлоры совмещается с циклической гидродинамической закачки. При этом предусматривается закачка водного аэрированного раствора питательных веществ (солей азота и фосфора) таким образом, чтобы окончание его закачки совпадало с окончанием цикла закачки воды, проводимого в соответствии с программой заводнения.

В этом случае остановка нагнетательной скважины (или группы скважин), необходимая для развития микроорганизмов в призабойной зоне пласта на введенной питательной среде, совмещается с предусмотренной планом закачки, а срока остановки скважины до начала следующего цикла закачки вполне достаточно для максимального развития микроорганизмов. Сочетание этих двух методов – гидродинамического и микробиологического – не требует внесения изменений в систему разработки месторождения (площади, участка) и позволяет повысить эффективность вытеснения нефти за счет синергетического действия технологий. Наиболее эффективным с точки зрения охвата объектов и удобства управления процессом воздействия является организация ММУН совместно с гидродинамическим воздействием через кустовые насосные станции (КНС).

Этот метод был реализован на Северо-Азнакаевской площади Ромашкинского месторождения.

После проведения активации в режиме циклического заводнения в попутно добываемой воде были определены следующие изменения. Существенно возросла численность метаногенных бактерий до 100 кл/мл, скорость метаногенеза возросла на порядок и составила 310 нл  $\text{CH}_4$ /(л/сут). Скорость сульфатредукции, напротив, уменьшилась и не превышала по всем пробам 0,1 мкг  $\text{S}^{-2}$ /(л/сут). Отмеченные изменения наряду с достигнутой дополнительной добычей свидетельствуют об эффективности процесса активации микрофлоры.

## ММУН для условий трещинно-поровых карбонатных коллекторов

В промышленных микробиологических технологиях для карбонатных коллекторов успешно используются микроорганизмы *p.Clostridium* и *p.Bacillus.*, продуцирующие ПАВ, газы, спирты, кислоты и биополимеры.

Широко изучены и распространены методы, основанные на использовании мелассы и сбраживающих её микроорганизмов. Меласса – это отход производства сахара с содержанием сахара 42-46 %. Эти методы могут применяться на различных стадиях процесса разработки пластов, чаще карбонатных, и могут применяться в различных вариантах закачки мелассы и бактерий:

- 1) в больших объемах в нагнетательные скважины с целью воздействия на пласт;
- 2) небольшие оторочки для обработки призабойных зон добывающих и нагнетательных скважин.

Сбраживание мелассы микроорганизмами рода *Clostridium* в пласте является основой ряда механизмов вытеснения нефти:

- 1) обильное образование газов ведет к росту давления в зоне воздействия;
- 2) образование органических и минеральных кислот вызывает реакции с карбонатами вмещающих пород, вызывая увеличение проницаемости пород и дополнительную внутрипластовую генерацию газов;
- 3) образование ПАВ, которые снижают межфазное натяжение на границе нефть-вода и модифицируют (гидрофилизуют) поверхность, обеспечивая увеличение капиллярного массообмена между высоко- и низкопроницаемыми элементами пласта;
- 4) растворение  $CO_2$  в нефти снижает ее вязкость и, тем самым, увеличивает подвижность.

В Татарстане опытно-промышленные испытания по нагнетанию раствора мелассы проводились в 1992-1994 годах на опытном участке №2 башкирских отложениях среднего карбона 302 залежи Ромашкинского месторождения (рис. 24.2). Биотехнология основывалась на циклическом нагнетании в пласт оторочек 6%-го раствора мелассы и бактерий *Clostridium tyrobutyricum*. При исследованиях было определено, что такая концентрация

мелассы угнетает сульфатредуцирующие бактерии, являющиеся конкурентной микрофлорой.

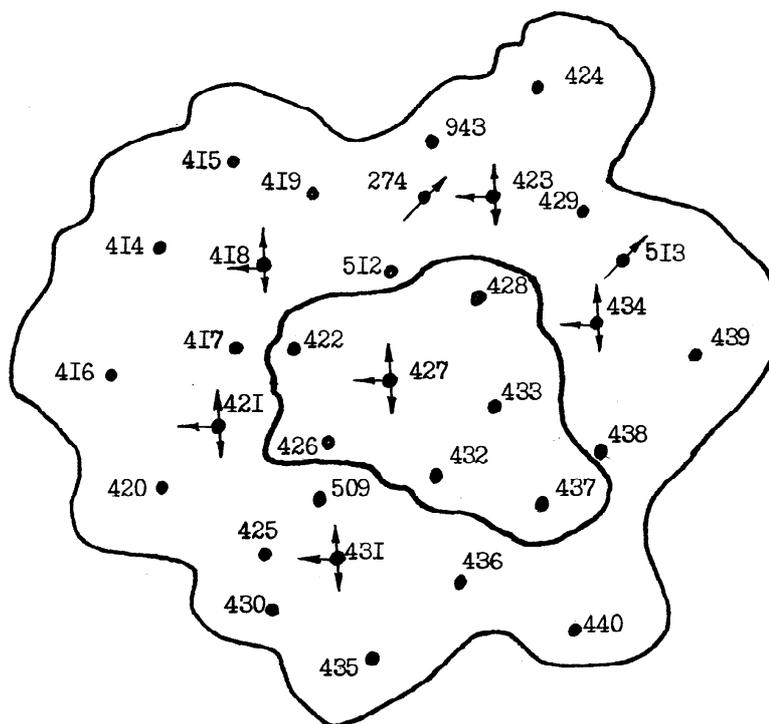


Рис. 24.2 Схема размещения скважин на опытном участке №2 залежи 302 (отложения башкирского яруса) Ромашкинского нефтяного месторождения:

- - добывающая скважина;
- ⊕ - нагнетательная скважина

По результатам предварительных исследований, проведенных до начала эксперимента, было установлено следующее:

- 1) в состав микробного сообщества входят углеводородокисляющие, бродильные, сульфатвосстанавливающие и метанобразующие бактерии;
- 2) обнаружена тесная взаимосвязь бродильных и сульфатвосстанавливающих бактерий при сбраживании мелассы;
- 3) бродильные бактерии рода *Clostridium*, присутствующие в пластовой воде опытного участка, проявляют высокую метаболическую активность в потреблении мелассы с образованием  $\text{CO}_2$ , сравнимую с лучшими культурами *Clostridium*, используемыми в мелассных биотехнологиях повышения нефтеотдачи;
- 4) по микробиологическим, гидрохимическим и физико-химическим параметрам опытный участок залежи 302 Ромашкинского нефтяного месторождения подходит для проведения опытно-промышленных испытаний мелассной биотехнологии повышения нефтеотдачи.

Опытный участок по испытанию технологии состоял из 5 нагнетательных и 24 добывающих скважин (рис. 24.3). Нефтенасыщенная толщина пласта составляет 8,3 м, пористость – 0,110, начальная нефтенасыщенность – 0,79. Нефти башкирских отложений относятся к тяжелым, высокосернистым и высоковязким (вязкость при 200 °С составляет 99,8 мПа·с), содержание серы – 3,5 % масс., парафинов – 3,0 % масс., плотность разгазированной нефти – 902 кг/м<sup>3</sup>).

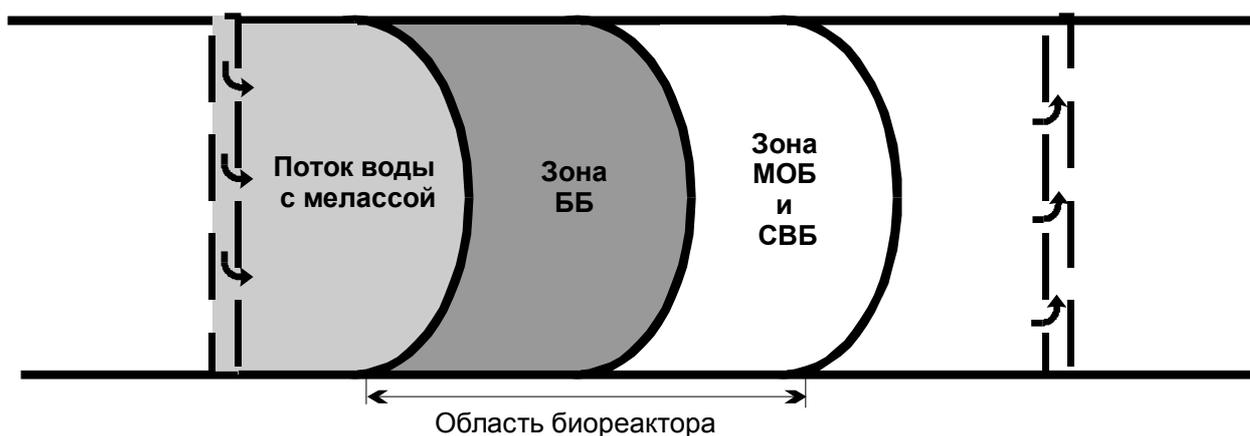


Рис. 24.3 Схема вытеснения нефти при меласном заводнении:

УВОБ – углеводородокисляющие бактерии (аэробы);

ББ – броидильные бактерии (аэробы и анаэробы);

МОБ – метанобразующие бактерии (анаэробы);

СВБ – сульфатвосстанавливающие бактерии (анаэробы)

Микробиологическое воздействие, начатое в 1992 г. на опытном участке путем закачки мелассы и микроорганизмов в одну скважину, в 1993 г. было расширено и охватило уже пять нагнетательных скважин участка, и в 1994 г. закачка меласного раствора осуществлялась в те же 5 нагнетательных скважин участка. В августе 1994 г. эксперимент был завершён.

Всего за период с 1992 по 1994 гг. на опытном участке было закачено 1052,3 т мелассы. Дополнительная добыча нефти на 01.01.96 г. составила 4806 т, доля дополнительно добытой нефти к общей добыче нефти по участку в период от начала воздействия до января 1996 г. равна в среднем 30,6 %. Таким образом, технологическая эффективность метода составила 4,58 т дополнительно добытой нефти на 1 т закачанной мелассы.

Метод воздействия на карбонатные коллекторы с применением меласной технологии показал перспективные результаты и на месторождении

Фуйу (Китай). В 2001 г. на этом месторождении было закачано 236 т мелассы и за первые 6 месяцев после воздействия получено около 2700 т дополнительно добытой нефти, т.е. более 11 т дополнительно добытой нефти на 1 т закачанной мелассы.

### **Расчетная схема для моделирования процессов микробиологического воздействия в условиях неоднородных пластов**

Как уже указывалось выше, механизм микробиологических процессов в пласте остается слабоизученным в силу влияния большого числа факторов, а также многокомпонентности и взаимосвязанности происходящих микробиологических и физико-химических взаимодействий. Поэтому создание математической модели пласта необходимо для более полного изучения происходящих микробиологических и физико-химических взаимодействий и прогноза технологических показателей для промышленного применения метода. В то же время создание полной и содержательной математической модели для таких сложных физико-химических и микробиологических процессов является отдельной и весьма сложной задачей для нынешней стадии изученности метода. Имеются решения таких задач в пакетах некоторых композиционных моделей (*STARS* компании CMG, Канада).

Для учебных целей приведем первое приближение такой модели в виде расчетной схемы, позволяющей оценить ряд важных физико-химических, микробиологических и технологических параметров процесса [4].

Заводненные пласты характеризуются значительной неоднородностью по фильтрационным свойствам, существенно большей, чем при первичном вытеснении. Это связано с тем, что на неоднородность коллекторских свойств на поздней стадии разработки накладывается и вязкостная неоднородность в виде низких фильтрационных сопротивлений в высокопроницаемых водонасыщенных зонах пласта. Предельным случаем неоднородности пласта может быть принят трещинно-поровый коллектор, в котором нефть быстро вытесняется из трещин, а матрица остается в значительной мере неф-

тенасыщенной. Это так называемая среда с «двойной пористостью» – приближение модели с отдельно принятой пористостью блоков и трещин.

Для рассмотрения фильтрации жидкостей в трещиноватых породах примем, что вытеснение нефти из пористых блоков осуществляется за счет противоточной капиллярной пропитки водой, находящейся в трещинах этого пласта. Для оценки динамики нефтеотдачи на базе расчета для одного блока предложен метод суммирования нефтеотдачи набора блоков, при этом нефтеотдача  $P$  единичного элемента трещинно-поровой среды определяется безразмерным соотношением:

$$P = \frac{t \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{\mu_n \cdot l_s^2} \sqrt{\frac{k_{\text{бл}}}{m_{\text{бл}}}}, \quad (24.1)$$

где  $t$  – время, с;

$\sigma$  – коэффициент межфазного натяжения, Н/м;

$\theta$  – угол смачивания, град;

$\mu_n$  – коэффициент динамической вязкости нефти, Па·с;

$l_s$  – характерная величина блока, м;

$k_{\text{бл}}$  – коэффициент проницаемости блока, м<sup>2</sup>;

$m_{\text{бл}}$  – коэффициент пористости блока, доли ед.

Основным фактором вытеснения нефти из поровых блоков, где сосредоточена большая ее часть, примем противоточную капиллярную пропитку. Вытесняющая и вытесняемая жидкости, как отмечалось выше, приняты несжимаемыми. Тогда изменение водонасыщенности в  $i$ -ом поровом блоке будет подчиняться уравнению:

$$m_{\text{бл}} \frac{ds}{dt} - \varphi(t - \tau_i) = 0 \quad (24.2)$$

Для описания скорости капиллярной пропитки используем функцию [2]:

$$\varphi(t - \tau_i) = \frac{\alpha \exp(-\beta(t - \tau_i))}{\sqrt{\beta(t - \tau_i)}}, \quad (24.3)$$

где  $\alpha$ ,  $\beta$  – параметры пропитки;

$\tau_i$  – время начала пропитки.

В зависимости (24.3) параметры пропитки просто и надежно получают-ся при обработке экспериментальных данных противоточного капиллярного вытеснения нефти из образцов пористой среды:

$$\beta = \frac{36 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{\mu_H \cdot l_S^2} \sqrt{\frac{k_{\text{ол}}}{m_{\text{ол}}}} \quad (24.4)$$

Зависимость (24.3) соответствует зависимости коэффициента противоточного капиллярного вытеснения нефти  $S$  (впитывания воды) от времени  $t$  в виде интеграла вероятности:

$$S = S \cdot \text{erf}(\sqrt{\beta t}) \quad , \quad (24.5)$$

где

$$\text{erf}(\sqrt{\beta t}) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\sqrt{\beta t}} \exp(-z^2) dz \quad (24.6)$$

Таким образом, по уравнению (24.5) можно определить рост водонасыщенности в процессе капиллярного впитывания воды в нефтенасыщенный блок.

### ***Основные положения расчетной схемы для трещинно-порового пласта***

При разработке расчетной схемы были использованы следующие предпосылки [4]:

- в качестве объекта моделирования рассматривается трещинно-поровый коллектор;
- в пласт закачивается раствор мелассы с бактериями вида *Clostridium*;
- предполагается, что бактерии могут свободно перемещаться по капиллярам пласта;
- в качестве активного фактора, влияющего на процесс вытеснения нефти в пласте, рассматривается воздействие образующихся в процессе жизнедеятельности микроорганизмов БиПАВ и  $\text{CO}_2$ ;
- вытесняющая и вытесняемая жидкости принимаются несжимаемыми;

- для скорости противоточного капиллярного впитывания принимается полуэкспериментальный закон (24.3);
- в качестве модели развития микроорганизмов рассматривается модель Монода;
- для связи физико-химических характеристик пласта и концентраций продуктов жизнедеятельности микроорганизмов используются экспериментально полученные зависимости (24.7) - (24.10):

$$\eta_* = \eta_*(M_s(t)) = \eta_*(t), \quad (24.7)$$

$$\mu_{oil} = \mu_{oil}(M_{CD}(t)) = \mu_{oil}(t), \quad (24.8)$$

$$\sigma = \sigma(M_s(t)) = \sigma(t), \quad (24.9)$$

$$\theta = \theta(M_s(t)) = \theta(t), \quad (24.10)$$

где

$\eta_*$  – коэффициент вытеснения нефти из блоков;

$M_s$  – концентрация биоПАВ;

$M_{cd}$  – концентрация углекислого газа.

Полагая известными (экспериментально вычисленными) коэффициенты уравнения, проинтегрируем (24.3) по времени от 0 до  $\infty$ .

После ряда преобразований [4] используем аналогично процессу заводнения трещинно-порового пласта зависимости (14.6) и (14.8) для координаты фронта капиллярной пропитки для случаев прямолинейно-параллельной и плоско-радиальной фильтрации. При численном решении этих уравнений на каждом временном шаге используем значения параметров из (24.7) - (24.10).

### *Динамика развития бактериального биоценоза*

Рассмотрим микробиологическое воздействие на пласт с вводом питания (мелассы) и микроорганизмов для внутрипластового генерирования

продуктов, довытесняющих остаточную нефть. Бактерии считаем приспособленными к развитию в пластовых условиях и свободно перемещающимися по трещинам и поровым каналам пласта.

В качестве математической модели развития биомассы в пласте воспользуемся уравнением:

$$\frac{dN}{dt} = n \cdot N \cdot \left( 1 - \frac{N}{N_{\max}} \right), \quad (24.11)$$

где  $N$  – текущая численность микроорганизмов (концентрация биомассы);

$N_{\max}$  – предельная численность микроорганизмов;

$n$  – коэффициент нормирования процесса развития биоценоза.

Решим (24.13) методом разделения переменных и после преобразований получаем динамику концентрации биомассы во времени:

$$N = N_o \frac{\exp(n \cdot t)}{1 - \frac{N_o}{N_{\max}} (1 - \exp(n \cdot t))}. \quad (24.12)$$

На этой основе получим динамику концентрации мелассы во времени:

$$M_o + \frac{N_{\max} - N_o}{m} \frac{1 - \exp(n \cdot t)}{\frac{N_{\max}}{N_o} - (1 - \exp(n \cdot t))}. \quad (24.13)$$

Полагая, что выделение микроорганизмами  $\text{CO}_2$  и БиоПАВ друг с другом не связано и зависит лишь от количества потребленной мелассы, получим зависимости концентраций  $\text{CO}_2$  и БиоПАВ во времени:

$$M_S(t) = -\frac{N_{\max} - N_o}{m_S} \frac{1 - \exp(n \cdot t)}{\frac{N_{\max}}{N_o} - (1 - \exp(n \cdot t))}, \quad (24.14)$$

$$M_{CD}(t) = -\frac{N_{\max} - N_o}{m_{CD}} \frac{1 - \exp(n \cdot t)}{\frac{N_{\max}}{N_o} - (1 - \exp(n \cdot t))}, \quad (24.15)$$

где  $m_{CD}$ ,  $m_S$  – коэффициенты нормирования процесса генерации углекислого газа и биоПАВ.

На рис. 24.4 показана характерная динамика процесса развития микроорганизмов и генерации метаболитов. На рис. 24.5, 24.6 построены графики зависимостей числа клеток, а также концентраций БиоПАВ и  $\text{CO}_2$  от времени.

Перейдем к технологическим показателям разработки. Распределение концентраций  $\text{CO}_2$  и БиоПАВ в пласте полагаем предзаданными, а коэффициенты  $\alpha$  и  $\beta$  (в дальнейшем) зависящими от соответствующих концентраций, и, таким образом, от времени. Уравнения движения фронта капиллярной пропитки при существенно нелинейных зависимостях скорости капиллярного впитывания в блоки не имеют аналитического решения, поэтому решаются численно.

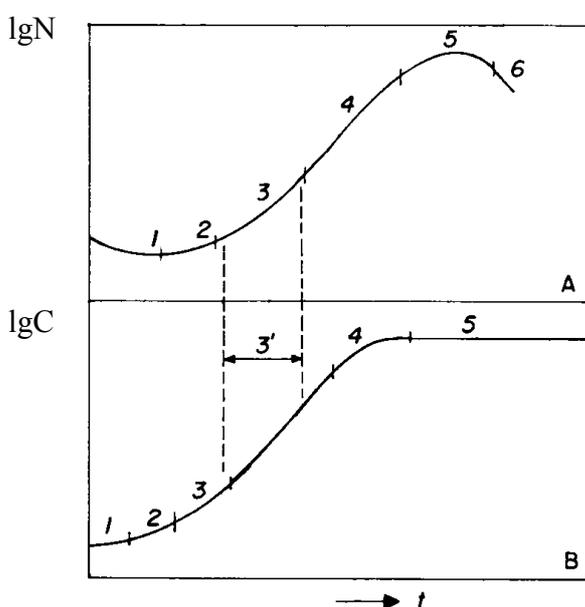


Рис. 24.4 Динамика роста микроорганизмов:

А – логарифмическая зависимость числа клеток ( $\lg N$ );

В – логарифмическая зависимость концентрации метаболитов ( $\lg C$ );

1 – фаза запаздывания роста (лаг-фаза);

2 – фаза экспоненциального роста;

3 – фаза замедления (отрицательного ускорения) роста;

4 – стационарная фаза;

5 – фаза ускоренного отмирания;

6 – фаза экспоненциального отмирания

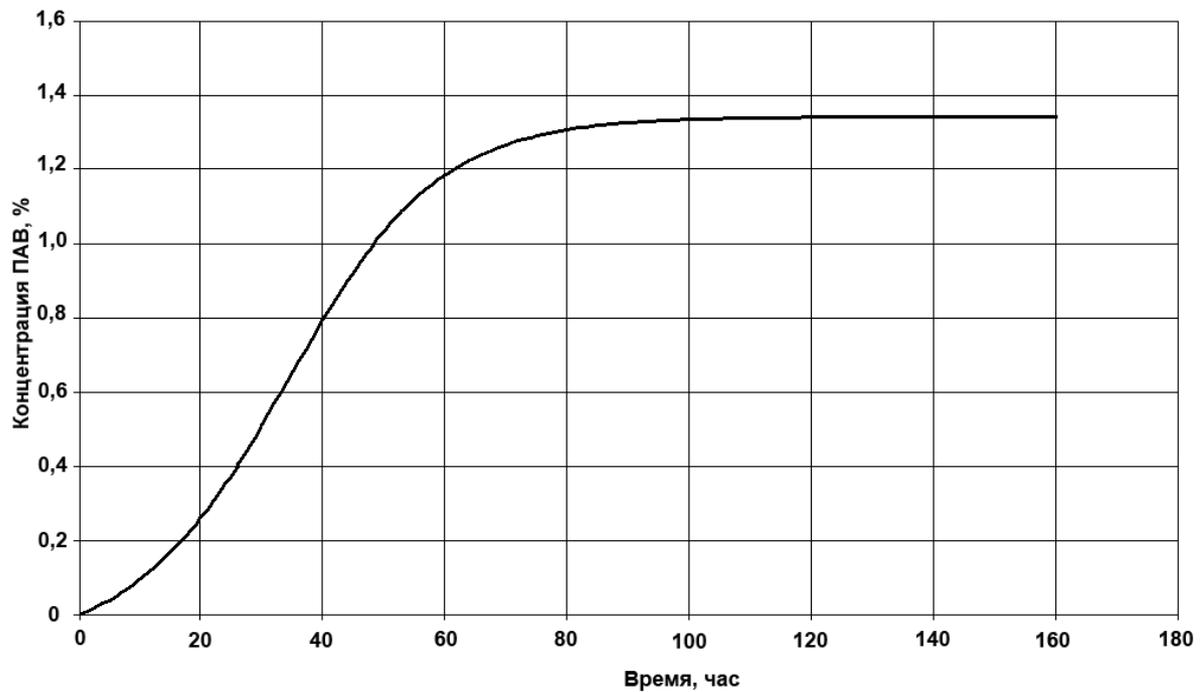


Рис. 24.5 Динамика концентрации ПАВ  $N_{ПАВ}$  (в %), произведенного бактериями в пласте ( $N_0^{ПАВ} = 0$ ;  $n = 0,0806$ ;  $m^{ПАВ} = 70$ )

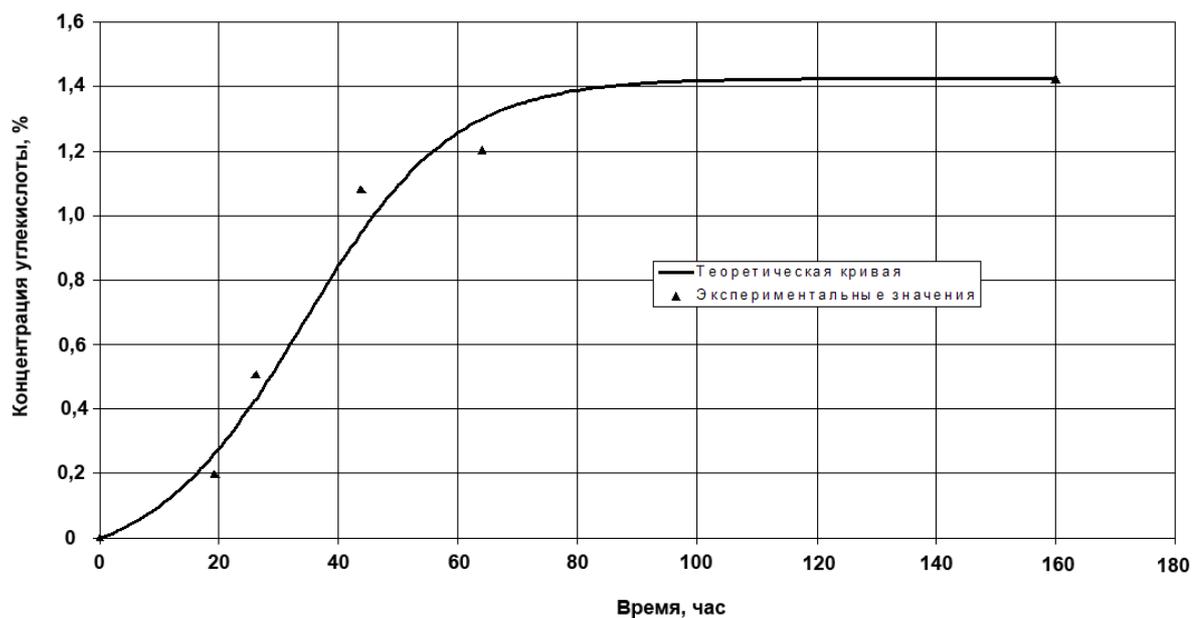


Рис. 24.6 Динамика концентрации  $CO_2$   $N_{CO_2}$  (в %), произведенного бактериями в пласте ( $N_0^{CO_2} = 0$ ;  $n = 0,0806$ ;  $m^{CO_2} = 66$ )

Результаты расчетов приведены в сопоставлении с обычным заводнением в виде графиков на рис. 24.7-24.10 [13].

По этим результатам видно, что за счет интенсификации капиллярных процессов при меласном заводнении (увеличение скорости капиллярного впитывания – рис. 24.8) фронт капиллярной пропитки движется медленнее,

чем при обычном заводнении (рис. 24.9). При этом на один и тот же объем закачанной жидкости в охваченном объеме достигается существенно больший коэффициент нефтеотдачи (рис. 24.10). Снижение скорости охвата блоков пропиткой при мелассном заводнении существенно снижает опасность прорыва воды к добывающим скважинам, т.е. непроизводительного расходования нагнетаемой воды, и конечная нефтеотдача будет при мелассной технологии выше для той же величины водонефтяного фактора, что при обычном заводнении.

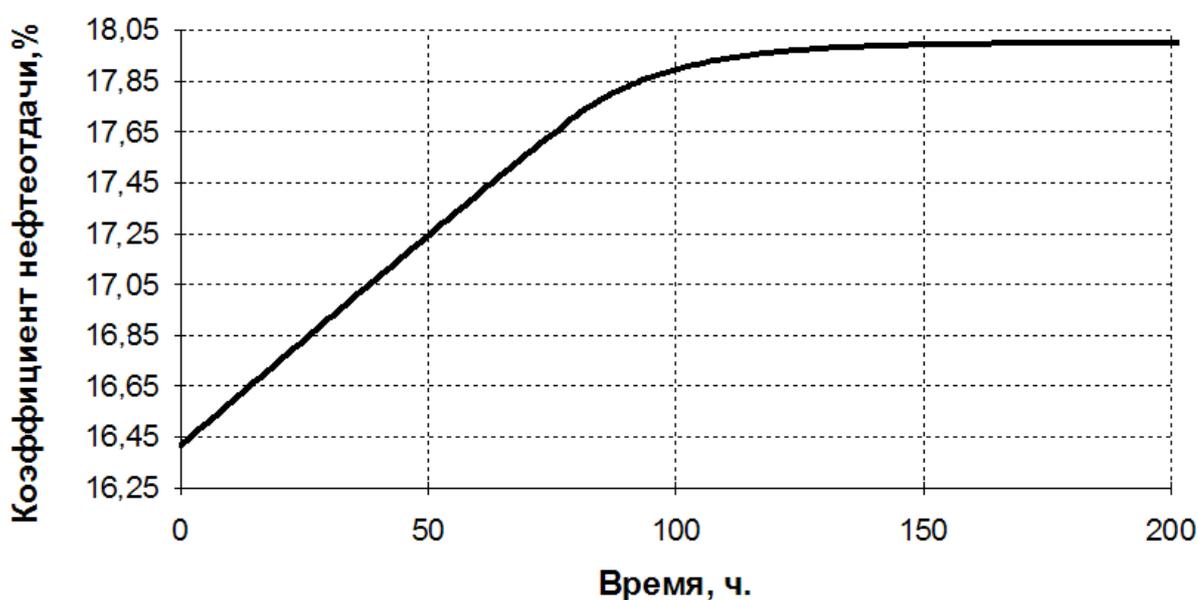


Рис. 24.7 Зависимость коэффициента нефтеотдачи блока во времени

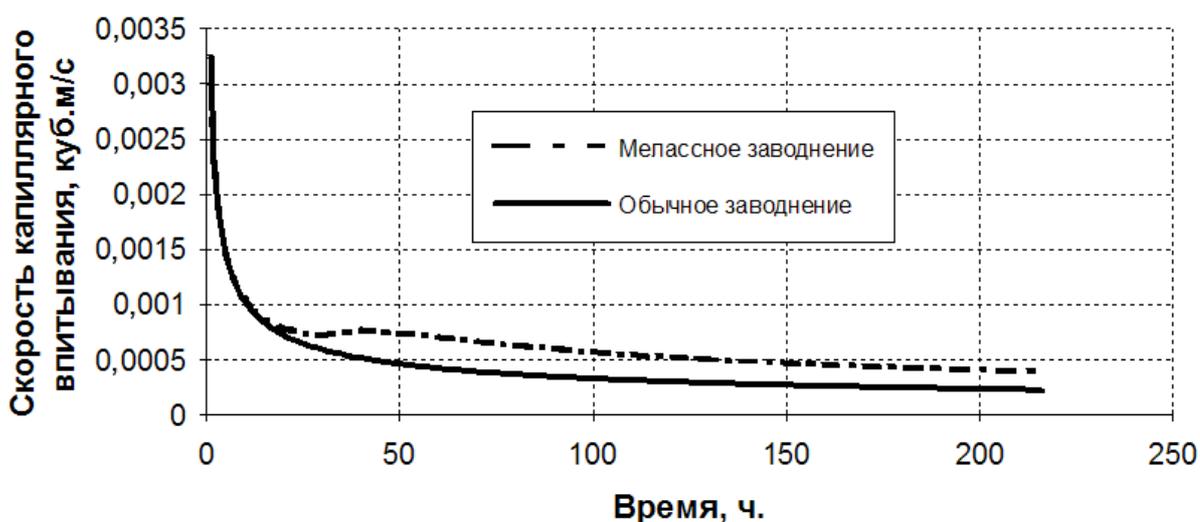


Рис. 24.8 Зависимость скорости капиллярного впитывания от времени

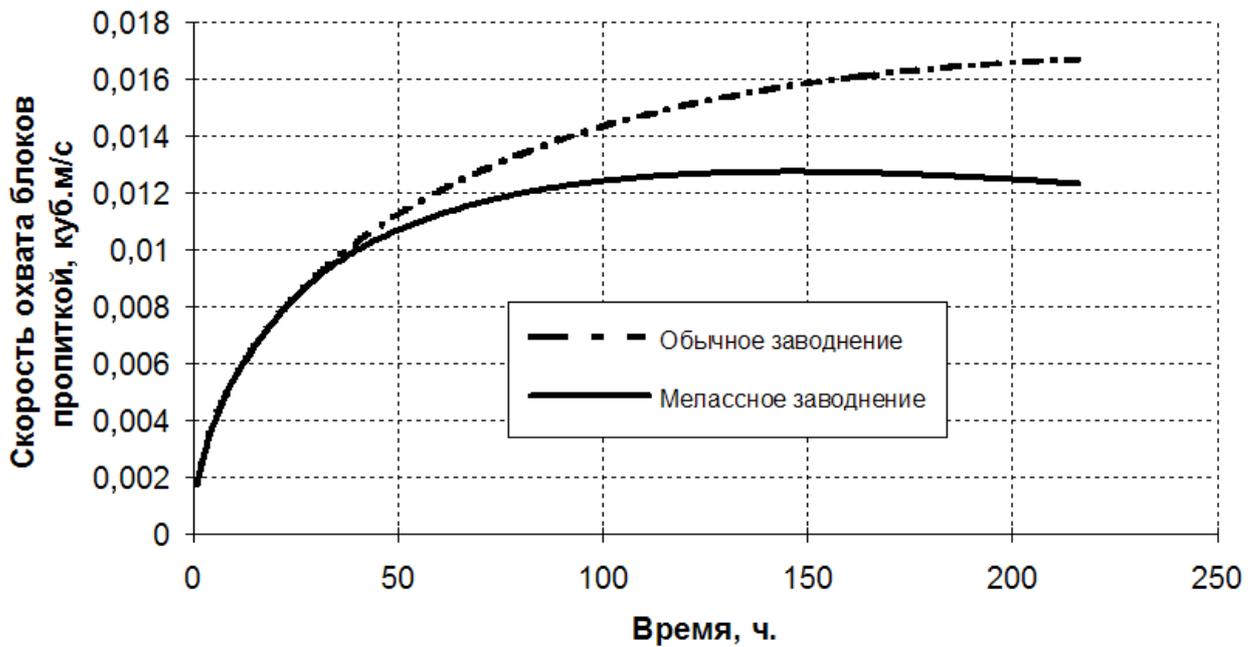


Рис. 24.9 Зависимость скорости охвата блоков пропиткой от времени

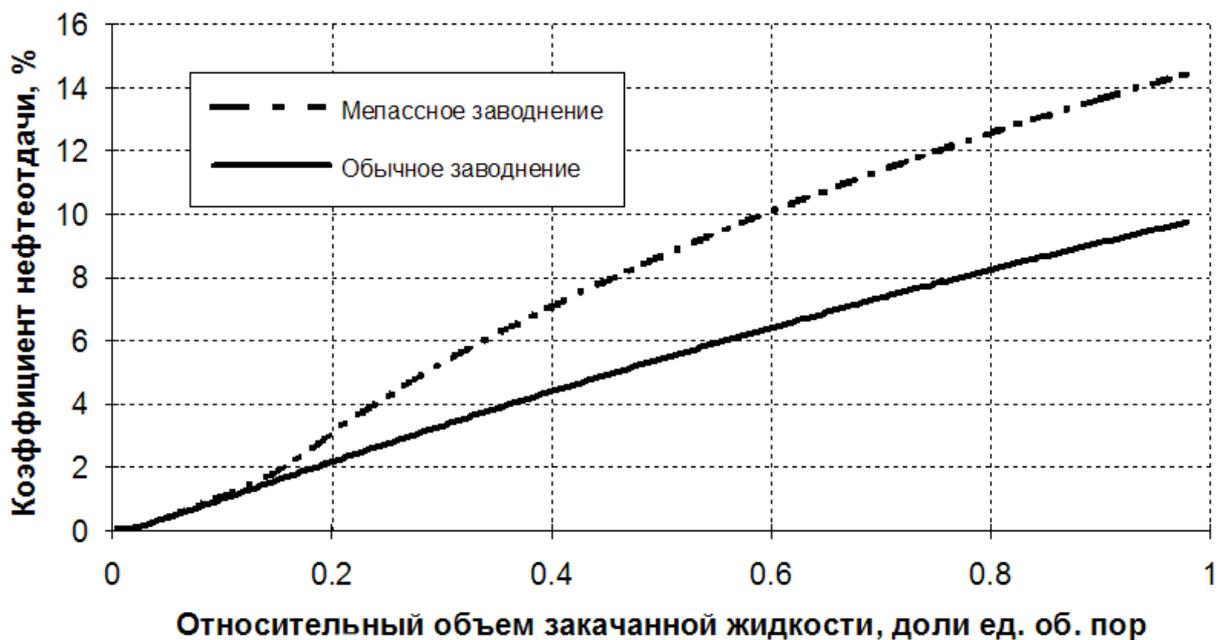


Рис. 24.10 Зависимость коэффициента нефтеотдачи от объема закачанной жидкости

Таким образом, расчетная схема процесса микробиологического воздействия на неоднородные (трещинно-поровые) пласты позволяет определять параметры ММУН и оценивать динамику процессов вытеснения.

## **Лекция №25**

План:

1. Анализ технологической эффективности применения МУН и ОПЗ.
2. Идентификация добывающих скважин опытного участка.
3. Канонический подход к оценке пригодности участка для анализа.
4. Методы прямой оценки эффективности применения геолого-технических мероприятий. Применение динамических рядов (методика «прямого счета»).
5. Характеристики вытеснения (ХВ). Последовательность оценки эффективности геолого-технологических мероприятий с применением ХВ.
6. Методология корректного выбора и использования ХВ.

### **Анализ технологической эффективности применения МУН и ОПЗ**

Анализ технологической эффективности геолого-технических мероприятий, к которым относятся МУН и ОПЗ, состоит из ряда последовательных этапов:

- идентификация добывающих скважин опытного участка;
- определение пригодности участка для проведения анализа эффективности;
- определение методов оценки эффективности, пригодных для анализа;
- собственно оценка эффективности МУН и ОПЗ.

### **Идентификация добывающих скважин опытного участка**

После того, как выбран и сформирован участок (в более простом случае объект разработки), подлежащий оценке эффективности применения на нем МУН, одной из важнейших задач является идентификация (выявление, распознавание) добывающих скважин, реагирующих на закачку воды в конкретную нагнетательную скважину опытного участка. При этом нередко существуют трудности, связанные с широкомасштабным применением рассредоточенного заводнения на основных эксплуатационных объектах крупных месторождений, разрабатываемых внутриконтурным заводнением. На этой основе проявляется сильное взаимовлияние (интерференция) элементов раз-

работки, которое для поздней стадии разработки существенно нестационарно. Поэтому можно лишь качественно определить добывающие скважины, реагирующие на закачку воды в конкретную нагнетательную скважину в определенный промежуток времени в условиях постоянно меняющейся внутренней (в пределах участка) и внешней (за пределами участка) обстановки (динамики отбора и закачки жидкостей).

В связи с этим необходимо подчеркнуть следующий факт – в условиях рассредоточенного заводнения самостоятельный элемент разработки (опытный участок) появляется только после пуска скважины под закачку воды. До этого участка не существовало, и скважины принадлежали другому элементу разработки (обычно более крупному). Отсюда вытекает очевидный вывод – для целей оценки величины дополнительной добычи нефти при применении МУН предысторию сформированного опытного участка правильно начинать только после начала стабильной закачки воды, точнее, после достижения определенной компенсации отбора закачкой. На практике начало предыстории (нулевой отсчет) удобно брать с начала года, следующего после года начала закачки воды.

Вообще говоря, чем длительнее период предыстории, тем больше вероятность различных помех, а попытки объяснения – весьма трудоемкое дело, которое является платой за многолетнюю предысторию. Поэтому в ТатНИ-ПИНефть было предложено в качестве упрощающих вариантов использовать «плавающий нуль», то есть начало предыстории брать не только с года после пуска под закачку воды, но и за 2, 3 и 4 года до начала воздействия МУН, то есть ближнюю предысторию, что значительно сужает временной интервал идентификации.

Задача выявления на опытном участке добывающих скважин, реагирующих на закачку воды в данную нагнетательную скважину, то есть задача формирования участка как относительно самостоятельного элемента разработки при всей своей неопределенности с той или иной вероятностью может быть определена следующими способами (первые два способа наиболее точ-

ные, но в то же время наиболее трудоемкие):

- 1) путем проведения промысловых исследований индикаторным методом по РД 39-23-1236-85. Применение нагнетания в скважину растворов – индикаторов (тритиевый метод, флюоресцеин и т.д.) с последующим анализом проб из добывающих скважин участка;
- 2) путем промысловых гидродинамических исследований (например, гидропрослушивание или способом фильтрационных волн давления – Н.Н. Непримеров, КГУ);
- 3) с использованием коэффициента ранговой корреляции Спирмана и других статистических приемов.

Кроме того, к качественным способам можно отнести следующие:

- 1) заметное (кратное) увеличение добычи жидкости из скважин в текущем или следующем году по сравнению с предыдущим годом (при этом текущий год – год начала закачки воды или предыдущего локализованного воздействия). Но этот прием часто пригоден лишь в начальный период существования участка; в дальнейшем, в зависимости от изменения промысловой обстановки, вероятность принадлежности добывающей скважины к данному элементу разработки может измениться;

- 2) уменьшение (увеличение) годовой добычи жидкости из скважины при резком уменьшении (увеличении) годовой закачки воды в очаговую нагнетательную скважину;

- 3) изменение минерализации добываемой воды при закачке воды с минерализацией, значительно отличающейся от минерализации добываемой воды;

- 4) изменение параметров продукции добывающих скважин из-за влияния закачанного реагента или продуктов его взаимодействия с нефтью, пластовой водой и породой в количествах, существенно превышающих фоновые (сульфат и фосфат-ионы, НПАВ, рН, межфазное натяжение на границе добываемая нефть–добываемая вода, отношение концентрации хлор-иона к концентрации ионов кальция и/или магния в случае внутрипластового осадкооб-

разования и др.);

5) использование текущих карт разработки и карт изобар. Так, если более удаленная от нагнетательной скважины участка добывающая скважина имеет более высокое пластовое давление, чем более близкая, то, вероятно, что она работает от «чужой» нагнетательной скважины (если она есть вблизи этой добывающей скважины); то же, если в добывающей скважине пластовое давление больше, чем в нагнетательной скважине этого участка и т.д.

### **Канонический подход к оценке пригодности участка для анализа**

Основной задачей подготовительной работы по определению технологической эффективности МУН является оценка пригодности участка для дальнейшего анализа. Согласно А.Х. Мирзаджанзаде, перед определением ожидаемой добычи по статистическим материалам предшествующей разработки необходима проверка на репрезентативность. Эта проверка сводится к тому, что документированные величины текущих (месячных) дебитов, принимаемые для статистической обработки, должны тщательно отбираться для исключения непредставительных результатов, обусловленных различными помехами, в частности, для нашего случая, – перераспределением отбора между скважинами, переходом с упругого режима на водонапорный и т.п. Если обрабатываются материалы по добыче нефти отдельных скважин, то подлежат исключению дебиты, замеренные перед подземным ремонтом и сразу после ремонта, а также дебиты нефти, замеренные после различных технологических мероприятий. Это относится, в первую очередь, к обработке динамических (временных) рядов текущих показателей добычи. Но основная идея, идея о репрезентативности (представительности) в качественном и количественном смысле, остается в силе и при обработке накопленных показателей добычи.

Поэтому предлагается в качестве критерия пригодности участка для дальнейшего анализа использовать монотонность роста годовой обводненности продукции в период ближней (непосредственно предшествующей применению МУН) предыстории в течение 3-4 лет. Если в период такой предыстории годовая обводненность монотонно растет, участок пригоден для анализа,

если же годовая обводненность то растет, то падает, необходимо найти скважину (скважины), с соответствующими параметрами, и, по возможности, исключить ее из анализа. В противном случае придется искать более сложные виды анализа или отказаться от анализа участка. Если предыстория составляет 1-2 года, то можно использовать значения обводненности с осреднением по квартальным или полугодовым значениям. В качестве дополнительных критериев можно использовать относительную стабильность годовой добычи жидкости ( $\pm 50\%$ ) в период ближней предыстории, а также величину годовой компенсации отбора жидкости закачкой воды, которая должна быть больше единицы.

Однако критерий монотонности роста текущей обводненности продукции в период ближней предыстории не всегда может быть реализован, в частности, при разработке трещинных или трещинно-поровых коллекторов. В этом случае предлагается использование характеристик истощения (падения) первой группы.

Очевидным является требование, чтобы в добывающих скважинах работали те же пласты, в которые производится закачка воды в нагнетательную скважину участка. Но при определении показателей закачки и добычи по многопластовым участкам, если нет воспроизводимых инструментальных данных о приемистости и притоках по пропласткам, предлагается использовать эти данные в целом по горизонту, что увеличивает «шумы», но избавляет от субъективного подхода.

В период предыстории и истории анализируемого периода необходимо использовать участок в составе одних и тех же добывающих скважин.

### **Методы прямой оценки эффективности применения геолого-технических мероприятий. Применение динамических рядов (методика «прямого счета»)**

После формирования участка и выбора исходных показателей для анализа задачами следующего этапа работы по оценке эффективности МУН являются построение и анализ динамических (временных) рядов месячной до-

бычи нефти, жидкости, а также обводненности и закачки воды за 2-3 года ближней предыстории и весь период истории. Такие ряды, построенные по эксплуатационным карточкам, часто зигзагообразны и поэтому сложны для визуального анализа. Поэтому возможно проведение предварительного сглаживания этих данных, чтобы убрать единичные одномесячные пики вверх и вниз, например, способом трех- или пятичленной скользящей средней или трехчленной скользящей медианы.

Для промысловых специалистов важно после воздействия оценить изменение добычи нефти в измеряемых на промысле величинах. Для этих целей предлагается простая экспресс-методика прямого счета для оценки эффективности МУН с использованием месячных величин добычи нефти и воды по опытному участку. Суть ее заключается в следующем.

В координатах «месячная добыча нефти – время» за нулевой отсчет времени принимают месяц на 1-2 года раньше месяца начала воздействия МУН, т.е. в качестве ближней предыстории берут 12-24 месяца, причем за 12-й или 24-й месяц предыстории принимают месяц начала воздействия МУН (рис. 25.1). На график наносят точки месячной добычи нефти по месяцам предыстории и истории. Проводят вертикальную черту через месяц начала воздействия. Далее определяют среднемесячную добычу нефти в период предыстории и проводят равную ей горизонтальную линию до пересечения с вертикальной чертой.

Затем период предыстории второй вертикальной чертой делят на два равных полупериода, каждый длительностью 6-12 месяцев. Таким образом, период предыстории превратился графически в квадрантную диаграмму, в которой первый (*a*) и второй (*b*) квадранты расположены выше среднемесячной добычи нефти, а третий (*в*) и четвертый (*г*) – ниже ее.

Для определения наличия тренда и его надежности предлагается использовать наиболее простой критерий – коэффициент ассоциации Юла [14]:

$$K_{\text{Юл}} = (a \cdot г - б \cdot в) / (a \cdot г + б \cdot в), \quad (25.1)$$

где *a*, *б*, *в* и *г* – количество точек в соответствующих квадрантах.

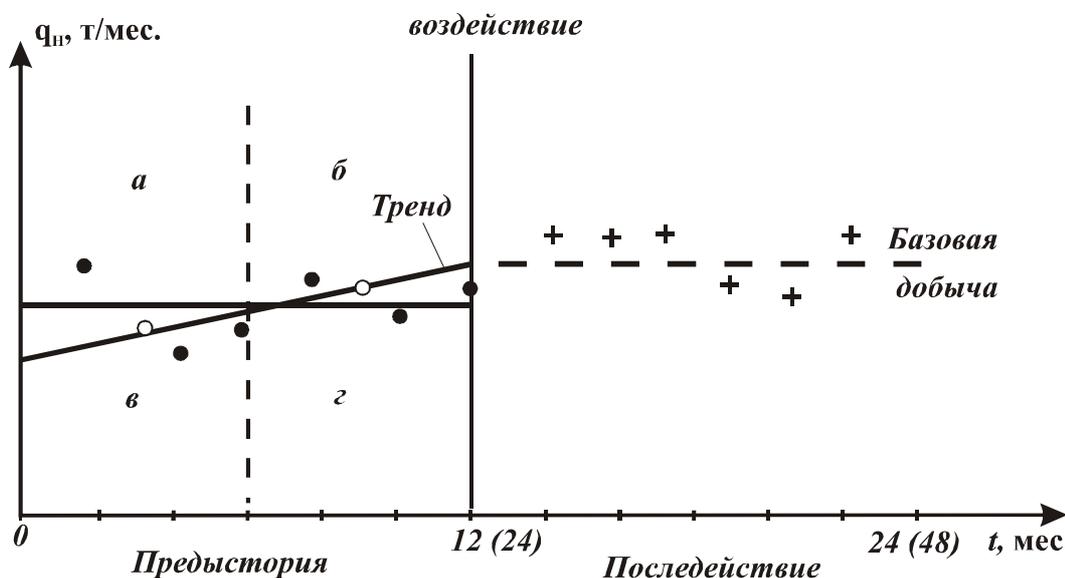


Рис. 25.1 Схематизация динамики добычи нефти по участку применения МУН для расчета по методике “прямого счета” (● – месячный дебит скважин; ○ – осредненный месячный дебит скважин за полупериод предыстории; + - фактический месячный дебит скважин после воздействия)

Если по абсолютной величине  $K_{aЮл}$  больше 0,7, тренд считается установленным и достаточно надежным. Перебором вариантов с четным числом месяцев предыстории от 12 до 24 определяют вариант с максимальной величиной коэффициента ассоциации Юла, который берут за основу.

Далее определяют количественные показатели тренда. Для этого вычисляют среднемесячную добычу нефти за первые и вторые 6-12 месяцев предыстории, графическим или расчетным путем наносят прямую тренда до пересечения с первой вертикальной чертой (месяцем начала воздействия).

В точке пересечения определяют базовую среднемесячную добычу нефти и из нее проводят горизонтальную (параллельную оси времени) прямую на весь период истории. Таким образом, считают, что падение добычи нефти происходит только в период предыстории, а в период после воздействия базовая добыча нефти является постоянной, что, естественно, занижает технологический эффект при оценке методов, осуществленных в период устойчивого падения базовой добычи.

Разумеется, если динамика месячной добычи нефти в период предыстории имеет малый разброс точек (что редко бывает для малых участков) и представляет собой плавную кривую, то базовую месячную добычу нефти можно определить графическим или расчетным путем. Но в любом случае, во избежание завышения эффекта, на большей части периода времени после воздействия базовая месячная добыча нефти должна быть постоянной.

По количеству и положению точек после начала воздействия МУН относительно горизонтальной базовой прямой наглядно выявляется качественный эффект и его динамика. Для количественного определения величины эффективности вычисляют среднемесячную добычу нефти от месяца начала воздействия до даты анализа, вычитают из нее базовую среднемесячную добычу, и умножением на указанное число месяцев рассчитывают дополнительную добычу нефти и ее долю от всей добычи нефти после воздействия, а также удельный технологический эффект в т/т (тонн дополнительной добычи на тонну использованного товарного химреагента).

Для того чтобы оценить, за счет какого фактора получена дополнительная нефть – за счет интенсификации или за счет увеличения нефтеотдачи, предлагается определять фактическую среднемесячную обводненность продукции за 12 месяцев предыстории и за период после воздействия и сопоставлять их с расчетной базовой средней обводненностью после воздействия МУН, используя для этого объем среднемесячной добычи воды в периоды предыстории и истории и объем расчетной базовой средней добычи нефти.

Таким образом, методика прямого счета основана на использовании необработанных, непреобразованных данных «прямых» замеров, отраженных в эксплуатационных карточках скважин. Опыт применения этой методики показал, что в среднем такой подход дает величины технологического эффекта, как и следовало ожидать, более низкие, чем при использовании характеристик вытеснения, но близкие к нижнему пределу изменения их величин.

Чаще всего в промысловой практике используется определение величины дополнительной добычи нефти, а не извлекаемого запаса, поэтому не имеет смысла переводить параметры добычи в пластовые условия. Таким образом, расчет добычи нефти, воды, жидкости ведется в тоннах в поверхностных условиях.

## Характеристики вытеснения

Характеристики вытеснения получили очень широкое распространение в качестве удобного инструмента оперативного анализа состояния разработки месторождения, а также как способ оценки эффективности геолого-технологических мероприятий (ГТМ).

Под характеристиками вытеснения (ХВ) принято понимать аналитические или эмпирические зависимости изменения технологических параметров добычи пластовых жидкостей в ходе процесса разработки. В целях анализа и прогноза они используются с применением статистических методов обработки промысловых данных. К настоящему времени известно более 150 различных ХВ, которые в ряде случаев являются связанными между собой.

В качестве текущих (месячных, квартальных, годовых) показателей добычи используются текущая добыча нефти ( $q_n$ ), текущая обводненность в долях единицы ( $B$ ) и время ( $T$ ). Они являются параметрами так называемых «дифференциальных» зависимостей.

В числе накопленных показателей добычи применяются: накопленная добыча нефти ( $Q_n$ ), воды ( $Q_в$ ) и жидкости ( $Q_{жс}$ ). Они являются параметрами так называемых «интегральных» зависимостей.

Все эти ХВ с точки зрения пользователя удобно сгруппировать в 3 существенно различающиеся группы (информацию по авторам и некоторым примерам применения можно найти в источнике [4]). К первой группе относятся ХВ, в которых применяются только текущая и накопленная добыча нефти ( $q_n$ ,  $Q_n$ ) и время ( $T$ ). Некоторые, наиболее используемые из них, показаны ниже:

$$Q_n = a - v/T \quad , \quad (25.2)$$

$$T/Q_n = a + v \cdot T \quad , \quad (25.3)$$

$$\ln q_n = a - v \cdot Q_n \quad , \quad (25.4)$$

$$q_n = a \cdot e^{-vT} \quad . \quad (25.5)$$

Как видно, характерной особенностью ХВ первой группы является то, что они «сухие», в них не фигурирует добыча воды (жидкости). Поэтому их

можно использовать, если текущая добыча жидкости в периоды предистории и истории держится примерно на одинаковом уровне. В частности, опыт показал правомочность и целесообразность использования характеристик первой группы при разработке карбонатных коллекторов с трещинной проводимостью (при использовании накопленной добычи нефти).

Ко второй группе ХВ относятся «смешанные» ХВ, которые содержат как текущий показатель – обводненность ( $B$ ), так и накопленные – нефти ( $Q_H$ ) и жидкости ( $Q_{жс}$ ). К ним можно отнести, в частности, следующие:

$$\ln(1 - B) = a - v \cdot Q_H, \quad (25.6)$$

$$\ln B = a + v \cdot \ln Q_H, \quad (25.7)$$

$$\ln(1 - B) = a - b \cdot \ln Q_{жс}, \quad (25.8)$$

$$\ln B = a + v \cdot Q_H. \quad (25.9)$$

Опыт обработки промысловых данных ХВ второй группы, как и большинства ХВ первой группы (в которые входят текущие показатели), показывает, что их точность недостаточна из-за большого разброса точек в зависимостях даже для залежей с большим количеством скважин.

К третьей группе ХВ относятся характеристики вытеснения, в которые входят только накопленные величины добычи нефти ( $Q_H$ ) и жидкости ( $Q_{жс}$ ):

$$Q_{жс} / Q_H = a + v \cdot Q_v, \quad (25.10)$$

$$Q_v / Q_H = a + v \cdot Q_{жс}, \quad (25.11)$$

$$\ln Q_v / Q_H = a + v \cdot Q_H, \quad (25.12)$$

$$Q_H / Q_{жс} = a - v \cdot Q_{жс}, \quad (25.13)$$

$$Q_H = a - v / Q_{жс}, \quad (25.14)$$

$$Q_H = a - v / (Q_{жс})^{0,5}, \quad (25.15)$$

$$Q_H = a + v \cdot Q_{жс}, \quad (25.16)$$

$$(Q_{жс} / Q_H)^2 = a + v \cdot Q_{жс}^2. \quad (25.17)$$

## Последовательность оценки эффективности геолого-технологических мероприятий с применением ХВ

Таким образом, определим следующую последовательность оценки технологической эффективности мероприятий с применением ХВ.

1. Прежде всего, необходимо выбрать продолжительность анализируемой предыстории. Критерием длительности служит максимальная корреляция при максимально длительной предыстории.

2. Далее необходимо выбрать одну или несколько ХВ. Коэффициенты, входящие в уравнения, определяются, как правило, по методу наименьших квадратов. Легче использовать линейные зависимости, которые можно рассчитать даже вручную.

3. Затем осуществляется экстраполяция и расчёт технологического эффекта (если оценивается эффективность ГТМ). Графически, для нелинейной зависимости, это может выглядеть так (рис. 25.2):

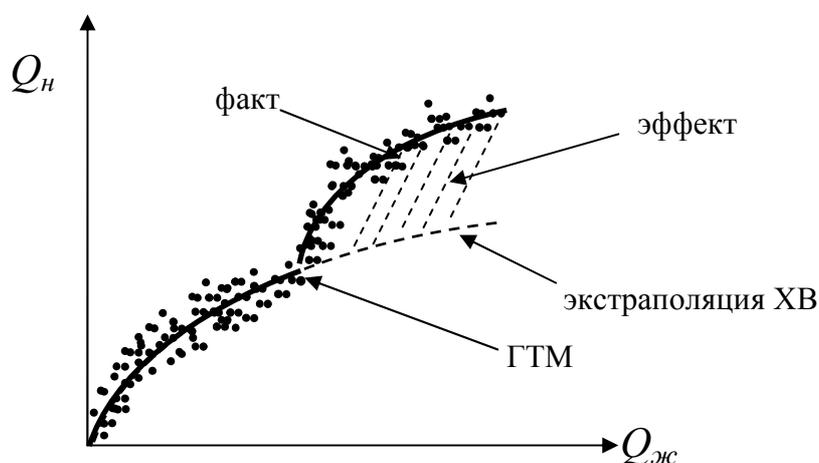


Рис. 25.2 Расчёт технологического эффекта от ГТМ с помощью ХВ

С помощью ХВ при возможности эффективной экстраполяции данных с начала периода выработки участка можно оценить потенциальные извлекаемые запасы при данной системе разработки месторождения (рис. 25.3) в предположении, что никаких дополнительных мероприятий за весь оставшийся период разработки на нём проводиться не будет. Например, по зави-

симости Камбарова (25.14) строится ХВ в накопленных координатах  $Q_n$  и  $1/Q_{жс}$  :

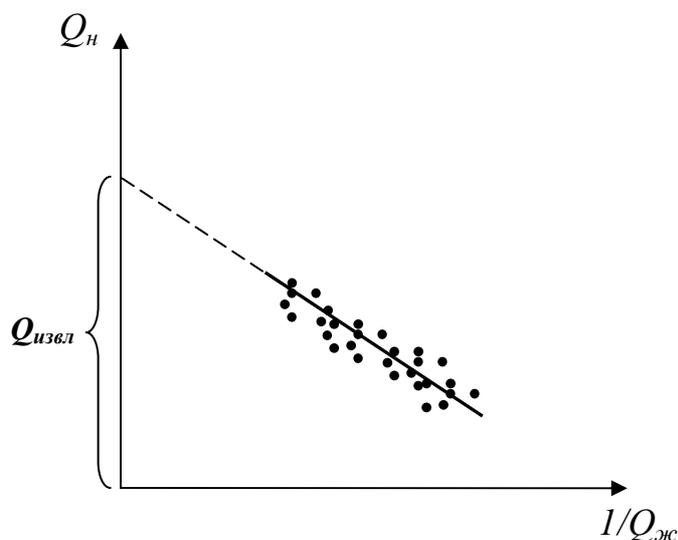


Рис. 25.3 Оценка извлекаемых запасов с помощью ХВ

Далее ХВ экстраполируется до линии пересечения с осью накопленной добычи нефти. Точка пересечения ХВ с осью и будет примерным значением величины потенциальных извлекаемых запасов.

### Методология корректного выбора и использования характеристик вытеснения

Как видно из приведенного перечня известных характеристик вытеснения, большинство из них имеет вид уравнения прямой, то есть в соответствующих координатах графики зависимости должны «выходить» на прямую линию. Однако на практике они имеют, в лучшем случае, вид кусочно-линейной зависимости в результате постоянно меняющихся условий разработки и эксплуатации нефтяного объекта. Поэтому нет и не может быть универсальных ХВ, описывающих одним простым уравнением всю сложную динамику добычи нефти. Таким образом, все ХВ, вообще говоря, равноправны, по крайней мере, в качественном смысле. Это в равной мере относится и к «физически содержательным» и к «виртуальным» аппроксимациям (ХВ).

Как известно, надежность прогноза в общем виде (в нашем случае базовый вариант – экстраполяция) тем выше, чем меньше среднеквадратическое отклонение фактических от аппроксимированных данных в период предыстории и чем больше отношение периода предыстории к периоду прогноза (истории/экстраполяции).

Отсюда очевиден основной критерий подбора наиболее «эффективных» характеристик вытеснения к конкретным условиям анализируемого опытного участка – минимальный разброс фактических данных вдоль аппроксимирующей прямой в период предыстории и максимальная величина прямолинейного периода ближней предыстории. Отсюда неизбежен вывод, что оценка эффективности МУН путем построения касательной в точке начала воздействия МУН, или секущей в каком-то интервале предыстории, строго говоря, недопустима, так как обладает неопределенной надежностью.

Поэтому предлагается использовать только те ХВ, которые дают прямую предысторию для того или иного опытного участка в течение не менее 6 месяцев перед началом воздействия МУН (на практике этот период редко превышает 15-20 месяцев).

Рекомендуется на графиках ХВ, а именно на оси ординат, откладывать величины добычи нефти или параметр, напрямую с ними связанный, независимо от того, является ли он функцией или аргументом в каноническом виде ХВ, представленной ее автором.

Так как часть МУН применяется для увеличения эффективности вытеснения из промытых зон обводненного пласта, а при этом до появления вала повышенной нефтенасыщенности закономерности добычи не отличаются от периода предыстории (так называемый индукционный период или лаг-фаза), предлагается включать этот индукционный период в период прямой предыстории для последующей экстраполяции.

Предлагается определять величину дополнительной добычи нефти (разница между фактической добычей и расчетной по экстраполированной

предыстории) везде, где это можно, при расчетной добыче жидкости, равной фактической добыче жидкости.

Поскольку динамика части характеристик вытеснения не инвариантна (то есть зависит от отсчетного начала предыстории – отсчетный нуль), предлагается в качестве подвариантов использовать «плавающий нуль», но отсчет предыстории начинать не позже одного года до начала реализации МУН. При этом для оценки эффективности МУН следует использовать тот вариант, который дает максимальную во времени прямолинейную ближнюю предысторию.

Опыт использования характеристик вытеснения как рекомендуемых существующими РД по определению технологической эффективности МУН, так и известных по публикациям, показывает, что, несмотря на очень большое число ХВ, сформулированные выше критерии и условия корректного применения ХВ зачастую трудно, а иногда и невозможно реализовать из-за их значительной жесткости.

Но, с другой стороны, известно, что ХВ применяют достаточно произвольно с целью промысловой оценки величины технологического эффекта. При этом, нередко не нарушая этих РД, так как в них не указаны жесткие критерии и условия корректного применения ХВ для оценки эффективности МУН. Это, в свою очередь, приводит к тому, что у разных исследователей по одному и тому же опытному участку могут получиться совершенно разные, иногда взаимоисключающие, результаты.

## Лекция №26

1. Управление разработкой месторождения
2. Информационная база процессов управления
3. Уровни управления разработкой
4. Инструментарий управления разработкой

### Управление разработкой месторождения

Управление разработкой месторождений – активно развивающееся в последнее время направление, интегрирующее в себе последние достижения как в технике и технологии геофизических исследований, эксплуатации скважин, методов воздействия на пласты и, конечно, информационные технологии.

Под управлением разработкой следует понимать комплекс методов определения, контроля и поддержания оптимального технологического, экологического и экономического режима разработки месторождения, максимально соответствующего проектным показателям.

По каждому элементу процесса управления существует соответствующий инструментарий. В современном интегрированном виде процесс управления базируется на следующем комплексе программных, аппаратно-технических и технологических решений. Он включает:

1. Средства информационной поддержки: источники получения и передачи информации, базы данных;
2. Средства анализа и выработки (принятия) технологического решения;
3. Технические устройства исполнения решения.

### *Информационная база процессов управления*

#### *1. Стадия геофизического изучения сейсмическими методами*

2D и 3D сейсмические исследования площадей и разрезов. Эти методы основаны на сопоставлении скоростей прохождения и времени регистрации отраженных волн от пластов, слагающих разрез изучаемой территории или месторождения. В результате получают, т.н. временные характеристики разреза, в случае 3D исследований – «временной» куб, после интерпретации преобразуемый в геологический куб.

На этой основе по перспективным структурам строятся геологические модели, учитывающие информацию по соседним структурам, а также по аналогичным месторождениям в схожих геологических условиях.

## ***2. Стадия геологоразведочного бурения***

Для дальнейшего исследования перспектив нефтеносности или уточнения границ перспективных участков необходимо переходить к поисковому или разведочному бурению. В ходе этого этапа кроме уточнения разреза отбираются керны из перспективных элементов разреза, а также пластовые флюиды.

## ***3. Стадия определения запасов***

Исследования керна и пластовых флюидов для последующего подсчета запасов. Динамика изменения свойств коллектора и пластовых флюидов при различных режимах извлечения для оценки коэффициента извлечения нефти.

### ***Этапы проектирования***

Реально процесс разработки месторождения начинает планироваться после фиксации его промышленного открытия, которое происходит после оценки положительных результатов поискового бурения.

Цели проектирования определяются стадией освоения открытого месторождения:

- Моделирование определение системы разбуривания и параметров для получения добывных характеристик месторождения и скважин.
- Пробная эксплуатация – процесс продолжительностью до 3-х лет.
- ТЭО КИН
- Подсчет запасов
- ТСП

### ***Интегрированное проектирование***

Самым перспективным направлением в современных информационных технологиях разработки нефтяных месторождений является использование программных продуктов, обеспечивающих взаимодействие параметров гидродинамических моделей и моделей проектирования поверхностного обустройства.

В ходе разработки месторождения информационная база по технологическим параметрам разработки в режиме он-лайн дополняется информацией по добыче, сбору, подготовке и реализации нефти. В особых случаях возможно ведение информационной базы по переработке нефти и выработке технологического сырья для использования в ходе разработки. Такая схема реализована в масштабном проекте компаний NEXEN и OPTI в интегрированной схеме добычи и переработки на месторождении природного битума Long Lake в канадском штате Альберта [\*\*\*]. В этом проекте добываемый битум полностью перерабатывается на собственном НПЗ, а вырабатываемый на установке газификации тяжелых остатков переработки битума газ направ-

ляется на выработку пара на парогенераторы для реализации парогравитационного воздействия на месторождение.

Интегрированная модель в перспективе должна быть постоянно действующей и сопровождать со всеми изменениями и дополнениями процесс разработки месторождения на всем его протяжении вплоть до ликвидации скважин.

### ***Уровни управления разработкой***

Уровни управления разработкой могут подразделяться по организационной структуре управления нефтедобывающим производством, по объектам разработки или по тому и другому уровню вместе.

По организационной структуре управления нефтедобывающим производством чаще всего осуществляется диспетчеризация по эксплуатационным характеристикам скважинам по цепочке: скважина – цех – НГДУ – компания – центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса Министерства энергетики РФ (ЦДУ ТЭК).

Сдача нефти в систему магистральных нефтепроводов государственной компании ОАО «Транснефть» ведется по разработанным с нефтедобывающими компаниями графикам, предусматривающим поставку нефти на НПЗ России и на экспорт по трубопроводам и через портовые терминалы. В этой цепочке решаются следующие проблемы управления (контроля):

- контроль за эксплуатационными характеристиками скважины,
- контроль за потоками нефти в системе нефтесбора,
- контроль за процессами подготовки и сдачи в магистральные нефтепроводы нефти,
- реакция на условия сдачи (поставки) нефти по магистральным нефтепроводам.

Принятие решения по уровням организационной структуры нефтяной компании чаще всего осуществляется по схеме: ограничить добычу (остановить скважины), увеличить добычу или подать дополнительные объемы нефти из товарных парков, перераспределить потоки нефти по системе промышленных нефтепроводов.

По объектам разработки управление ведется на основе проектных решений по разработке месторождений (группы месторождений). В настоящее время начато использование постоянно действующих геологических моделей для выдачи управляющих решений для различных уровней по цепочке: месторождение (группа месторождений) – элемент разработки – нагнетательные и добывающие скважины.

### ***Инструментарий управления разработкой***

*intelligent well* (интеллектуальная скважина)

*intelligent field* (интеллектуальное месторождение)

*smart field* (высокотехнологичное месторождение)

Схематически вся цепочка технологического процесса добычи, промышленного сбора, подготовки и сдачи нефти, а также подготовки и нагнетания воды для ППД представлена на рис. 26.1.

## Принципиальная схема промышленного учета нефти, газа и воды

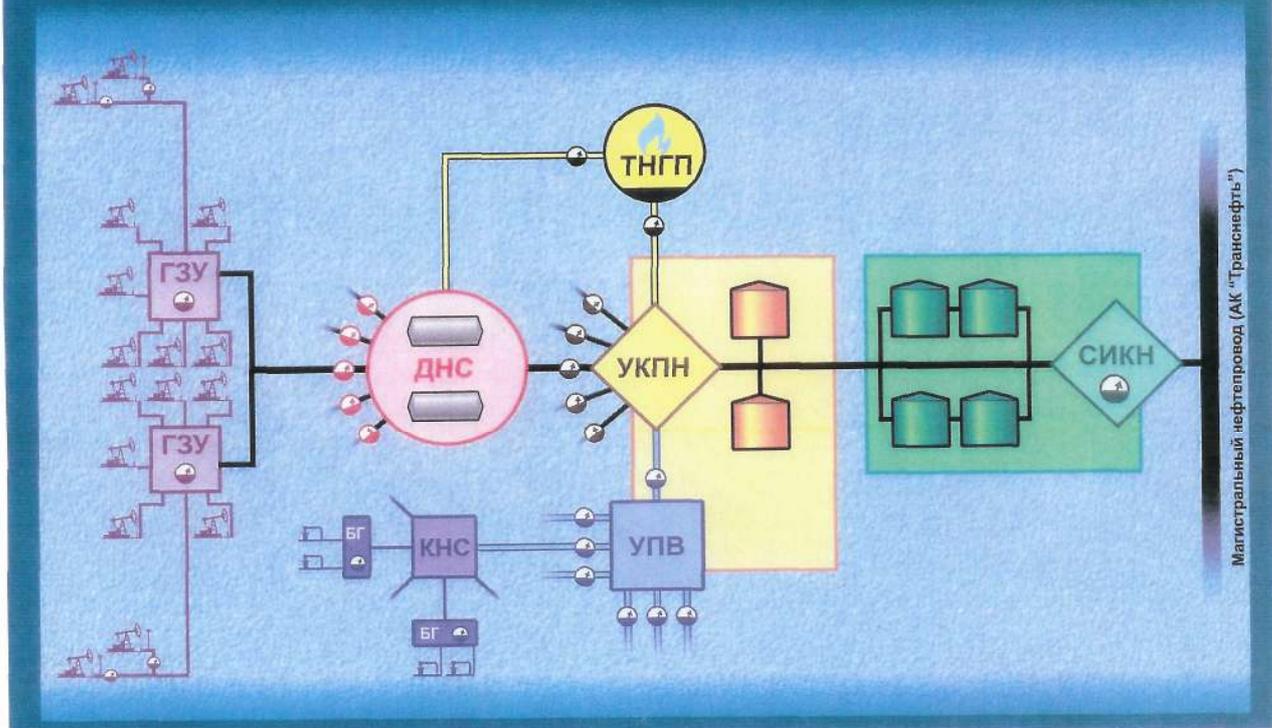


Рис. 26.1. Принципиальная схема процесса добычи, промышленного сбора, подготовки и сдачи нефти, а также подготовки и нагнетания воды для ППД

Технические средства:

- первичные датчики технологических параметров (давление, расходы флюидов, температуры) в различных точках технологической цепочки,
- устройства преобразования и передачи информации (модемы, проводные, оптоволоконные коммуникации),
- устройства принятия решения (постоянно-действующая модель, контроллер с заданными установками по давлениям, расходам флюидов, температурам)
- исполнительные устройства (регулируемые штуцеры, клапаны, задвижки, насосы с регулируемым приводом...)

В условиях ОАО «Татнефть» реализуется проект на основе использования контроллеров на скважинах, оборудованных ШГН для контроля за поддержанием заданных забойных давлений в добывающих скважинах на Березовской площади Ромашкинского месторождения.

### ***Реализация процессов управления разработкой месторождения***

Управление заводнением можно разделить на 2 элемента: управление нагнетанием и управление отбором.

Для обеспечения реального процесса технологического управления разработкой месторождения требуется оснащение всего оборудования управляющими системами с частотно-регулируемыми приводами электродвигателей насосов. В ОАО "Татнефть" уже есть регулирование по нагнетанию для закачки. То есть, существует возможность управления нагнетанием воды, объемами и давлением на расстоянии. С добычей при применении ШГН ситуация более сложная, так как это более дорогая задача в связи с большей рассосредоточенностью добывающих скважин. Хотя управлять отбором также необходимо. В принципе, на базе детализированной модели и автоматизированных устройств управления, можно было бы регулировать закачку и отборы в оптимальном режиме, с тем, чтобы достигать максимальной эффективности процесса на уровне пары скважин - микрообъекта.

На аналогичных приведенной схеме принципах и базируются направления дальнейшего развития моделирования и управления разработкой, которые в масштабах месторождения необходимо решать в ближайшие 5-10 лет.

### **Управление процессом термического воздействия**

Важнейшим этапом дальнейшего развития моделирования как элемента информационных технологий является переход к управлению процессом разработки в режиме реального времени. Возможность и специфику реализации этого процесса можно продемонстрировать на примере уникальных парогравитационных двухустьевых скважин. В мире есть только три таких пары, и все они пробурены на Ашальчинском месторождении (рис.2).

В этой схеме мы, в отличие от известной технологии SAGD, можем закачивать пар и отбирать продукцию с двух сторон. При этом схема управления позволяет закачивать и отбирать 8 разными способами.

Вдоль всего ствола проведен оптоволоконный кабель, который позволяет в каждой точке в режиме реального времени знать температуру и давление. Для эффективной выработки пласта можно закачкой и отбором регулировать прогрев пласта. В любой точке сети "ТАТНЕФТЬ" в режиме online может быть выведен дистанционный доступ, и практически любой сотрудник может посмотреть состояние распределения температур (рис.26.2).

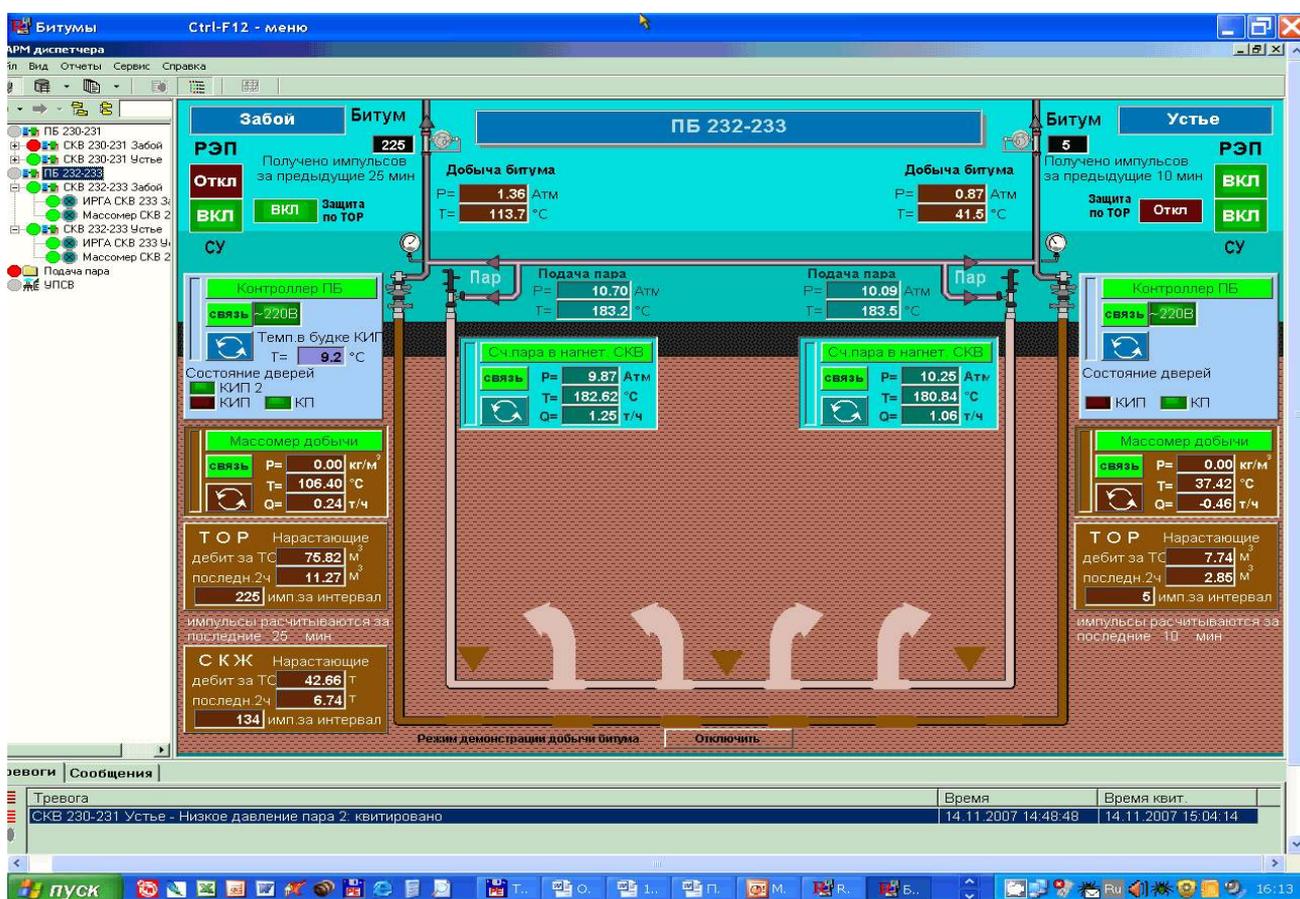


Рис. 26.2 Пример информационного обеспечения процесса парогравитационного воздействия на Ашалчинском месторождении

Как это видно по рисунку, по каждой скважине и по каждому устью снимаются в режиме реального времени давление, расходы закачиваемого пара на устье скважины, а также температуры на устьях нагнетательной и

добывающей скважин и распределение температуры по стволу добывающей скважины.

## Лекция №27

План:

1. Экономическая оценка проектов разработки. Нормативные документы.
2. Показатели экономической оценки вариантов разработки.
3. Основные направления капитальных вложений и эксплуатационных затрат при разработке нефтяных месторождений.
4. Налогообложение нефтедобывающих предприятий.
5. Закон о недрах.

### **Экономическая оценка проектов разработки. Нормативные документы**

В условиях рыночной экономики любые проекты разработки месторождений должны рассматриваться как инвестиционные, причем как с точки зрения интересов инвестора – коммерческого предприятия, так и с точки зрения владельца недр – государства.

В настоящее время основными нормативными документами по оценке инвестиционных проектов в области нефтяной промышленности являются методические рекомендации и регламенты [15-17].

### **Показатели экономической оценки вариантов разработки**

В качестве основных экономических показателей, характеризующих эффективность разработки нефтяных месторождений, приняты следующие показатели:

1. *Дисконтированный поток наличности* – сумма прибыли от реализации нефти и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину капиталовложений, направляемых на освоение месторождения. Дисконтированный поток наличности рассчитывается по формуле:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E)^{t-t_p}},$$

где  $NPV$  (*net present value*) – дисконтированный поток денежной наличности;

$\Pi_t$  – прибыль от реализации в  $t$ -м году;

$A_t$  – амортизационные отчисления в  $t$ -м году;

$K_t$  – инвестиции в разработку месторождения в  $t$ -м году;

$E_n$  – норматив дисконтирования, д. ед.;

$t, t_p$  – соответственно текущий и расчетный год.

2. *Прибыль от реализации* – совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину производственных (эксплуатационных) расходов. Прибыль от реализации рассчитывается по формуле:

$$\Pi = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - P_t}{(1 + E_n)^{t-t_p}},$$

где  $\Pi$  – прибыль от реализации продукции;

$T$  – расчетный период оценки деятельности предприятия;

$B_t$  – выручка от реализации продукции в  $t$ -м году;

$P_t$  – производственные расходы в  $t$ -м году;

$E_n$  – норматив дисконтирования, д. ед.;

$t, t_p$  – соответственно текущий и расчетный год.

Выручка от реализации продукции ( $B_t$ ) рассчитывается как произведение цены реализации нефти на объем добычи:

$$B_t = C_{nt} \times Q_{nt},$$

где  $C_{nt}$  – цена реализации нефти в  $t$ -м году;

$Q_{nt}$  – добыча нефти в  $t$ -м году.

3. *Индекс доходности инвестиций (PI)* характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарного приведенного потока наличности к суммарному дисконтированному объему капитальных вложений. Индекс доходности инвестиций рассчитывается по формуле:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_t + A_t) / (1 + E_n)^{t-t_p}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_n)^{t-t_p}}.$$

4. *Индекс доходности затрат (коэффициент «выгоды/затраты»)* представляет собой отношение дисконтированных притоков (выручки) к дисконтированным оттокам (сумме капитальных и производственных затрат, налоговых отчислений).

5. *Окупаемость капитальных вложений* определяется количеством лет, по истечении которых начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются последующими ее положительными значениями. Период окупаемости капитальных вложений рассчитывается по формуле:

$$\sum_{t=1}^{P_{ок}} \frac{(П_t + A_t) - K_t}{(1 + EН)^{t-t_p}} = 0,$$

где  $P_{ок}$  – период возврата вложенных средств, лет.

6. *Внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR)*, определяемая вычислением такого переменного норматива дисконтирования, при котором величина суммарного потока денежной наличности за расчетный срок равна нулю:

$$\sum_{t=1}^T \frac{(П_t + A_t) - K_t}{(1 + IRR)^{t-t_p}} = 0.$$

7. *Доход государства* – совокупность налогов и платежей, отчисляемых в бюджетные фонды страны.

При определении экономически обоснованного значения КИН *рентабельным сроком* эксплуатации объекта принят тот период времени, в течение которого значения накопленного чистого дисконтированного дохода (NPV) имеют вид положительно возрастающей функции до точки достижения ее максимума.

## **Основные направления капитальных вложений и эксплуатационных затрат**

В проектах разработки капитальные вложения и эксплуатационные затраты рассчитываются в соответствии с «Регламентом ...» [16].

Основными направлениями капитальных затрат при разработке нефтяных месторождений являются затраты на бурение и обустройство скважин, на внутрипромысловое обустройство месторождений, а также затраты природоохранного назначения.

Ниже для примера приводятся основные направления и нормативы капитальных затрат по Ромашкинскому месторождению.

Нормативы капитальных затрат разрабатываются проектной частью института «ТатНИПИнефть» для каждого месторождения и периодически уточняются.

Зная нормативы затрат и технологические параметры проекта (тип скважин, количество метров проходки, количество добывающих и нагнетательных скважин, вводимых из бурения), можно рассчитать объем необходимых капитальных вложений по годам и за весь проектируемый период в целом. На 2005 г. приблизительные величины нормативов капитальных затрат по месторождениям Татарстана составляли следующие величины (табл. 27.1).

Эксплуатационные затраты включают в себя расходы, связанные с производством и реализацией продукции (материальные расходы, расходы на оплату труда, сумму начисленной амортизации, прочие расходы), а также некоторые обязательные налоги и платежи, которые снижают налогооблагаемую базу для исчисления налога на прибыль.

Учитываются также затраты на применение современных технологий интенсификации добычи нефти, затраты на новые технологии вскрытия пласта, расходы на ликвидацию скважин, а также по переводу скважин с одного горизонта на другой и из категории добывающих в нагнетательные.

Приблизительные величины нормативов капитальных затрат для условий месторождений Урало-Поволжья (в ценах 2006 г.)

Название норматива капитальных затрат	Значение
Стоимость 1 м проходки наклонно направленных скважин, руб./м	5100
Стоимость 1 м проходки горизонтальных скважин, руб./м	6000
Оборудование, не входящее в сметы строок, для нефтедобычи, тыс. руб./скв. доб.	740
Сбор и транспорт нефти и газа, тыс. руб./скв. доб.	540
ППД, тыс. руб./скв. нагн.	1725
Электроснабжение и связь, тыс. руб./скв. доб.	200
КИП и АТ, тыс. руб./скв. доб.	180
Автодорожное строительство, тыс. руб./скв. доб.	108
Промышленное водоснабжение, тыс. руб./скв. доб.	215
Природоохранные мероприятия, % от нефтепром. стр-ва и обустройства	15

Для справки: средняя стоимость бурения одной скважины на глубину 1800 м составляет около 10 млн. руб., затраты на нефтепромысловое строительство и обустройство – около 5 млн. руб. на одну вводимую добывающую скважину (также по состоянию на 2006 г.).

Эксплуатационные затраты условно можно разделить на 2 группы: зависящие от объема добываемой нефти или жидкости (условно-переменные) и не зависящие от этих технологических показателей (условно-постоянные).

К *условно-переменным затратам* относятся затраты, связанные с извлечением жидкости насосами (т.е. затраты на электроэнергию), затраты по искусственному воздействию на пласт, затраты по сбору и транспортировке нефти, а также затраты по технологической подготовке нефти.

К *условно-постоянным* относятся затраты по обслуживанию скважин, общепроизводственные и цеховые расходы.

При расчете эксплуатационных затрат в проектах разработки также используется нормативный метод.

Ниже для примера приводятся основные направления и величины нормативов эксплуатационных затрат по месторождениям Урало-Поволжья на 2005 г. (табл. 27.2).

## Приблизительные величины нормативов эксплуатационных затрат

Название норматива эксплуатационных затрат	Значение
Извлечение жидкости насосами, руб./т жидкости	7
Искусственное воздействие на пласт, руб./м <sup>3</sup>	25
Сбор и транспортировка нефти, руб./т жидкости	6
Технологическая подготовка нефти, руб./т жидкости	12
Обслуживание скважин, тыс. руб./скв.-год	370
Общепроизводственные и цеховые расходы	120

Эксплуатационные затраты, рассчитанные на единицу продукции, называются **производственной себестоимостью** продукции.

### Налогообложение нефтедобывающих предприятий

Экономическая оценка вариантов разработки выполняется в соответствии с действующей в РФ налоговой системой. Основным документом для расчета налогов является Налоговый Кодекс Российской Федерации.

При расчете экономических показателей должны быть учтены следующие виды налогов и платежей (по состоянию на 01.01.2009 г.):

- *налог на добавленную стоимость* исчисляется от цены реализации нефти и составляет 18 %;
- *налог на имущество* учитывается в расчетах в размере 2,2 % от среднегодовой стоимости основных фондов;
- *налог на прибыль* исчисляется от дохода, остающегося после компенсации затрат на производство и реализацию продукции, и составляет 20 %;
- *вывозная таможенная пошлина* рассчитывается в зависимости от цены реализации нефти на внешнем рынке (с 1 июля 2008 г. – около 400 долл./т, а во время кризиса – с 1 февраля 2009 г. – около 100 долл./т).

От фонда оплаты труда исчисляется *единый социальный налог (ЕСН)* в размере 26 %.

**Налог на добычу полезных ископаемых** (НДПИ) был введен в действие Налоговым Кодексом Российской Федерации с 1 января 2002 года. [3(1)]

Налогообложению подлежит каждая тонна добытой нефти, учтенная после технологической подготовки – обезвоживания, обессоливания и стабилизации.

НДПИ рассчитывается по формуле:

$$H = H_0 \times K_u \times K_v,$$

где  $H$  – налог на добычу полезных ископаемых, руб./т;

$H_0$  – базовая ставка налога, руб./т;

$K_u$  – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть;

$K_v$  – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретного участка недр.

Базовая ставка НДПИ устанавливается законодательно. По состоянию на 01.01.2007 г. базовая ставка НДПИ принята равной 419 руб./т.

Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть ( $K_u$ ), определяется ежемесячно по формуле:

$$K_u = (C - 15) \times P / 261,$$

где  $C$  – средний за налоговый период уровень цен нефти сорта «Urals», долл./барр.;

15 долл./барр. – так называемая цена «отсечения», при которой НДПИ не взимается;

$P$  – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемый Центральным банком Российской Федерации, руб./долл.

Значение  $C$  определяется как сумма средних арифметических цен покупки и продажи на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) за все дни торгов, деленная на количество дней торгов в соответствующем налоговом периоде.

Коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр ( $K_e$ ), определяется на основе величин степени выработанности в следующем порядке (табл. 27.3):

Таблица 27.3

Коэффициенты выработанности для расчета понижающих ставок НДС

[4(1)]

При $C_e < 0,8$	$K_e = 1$
При $0,8 \leq C_e \leq 1$	$K_e = 3,8 - 3,5 \times C_e$
При $C_e > 1$	$K_e = 0,3$

В приведенных выше выражениях  $C_e$  – степень выработанности запасов конкретного участка недр – рассчитывается на основании данных утвержденного государственного баланса запасов полезных ископаемых за календарный год, предшествующий налоговому периоду, в котором происходит применение коэффициента  $K_e$ , по формуле:

$$C_e = N / V ,$$

где  $N$  – сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (включая потери при добыче) по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых за календарный год, предшествующий налоговому периоду, в котором происходит применение коэффициента  $K_e$ ;

$V$  – начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные с учетом прироста и списания запасов нефти (за исключением списания запасов добытой нефти и потерь при добыче) и определяемые как сумма запасов категорий А, В, С1 и С2 по конкретному участку недр в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых на 1 января 2006 года.

При добыче сверхвязкой нефти, добываемой из участков недр, содержащих нефть вязкостью более 200 мПа·с (в пластовых условиях), при использовании прямого метода учета количества добытой нефти на конкретных участках недр налогообложение производится по ставке НДС, равной 0 руб./т.

При добыче газового конденсата ставка НДС составляет 17,5 % от цены реализации.

При добыче природного горючего газа ставка НДС установлена в размере 147 рублей за 1 000 кубических метров газа.

Налог на добычу полезных ископаемых (НДС) является федеральным налогом и подлежит полностью зачислению в бюджет Российской Федерации.

### **Закон о недрах**

Закон принят в феврале 1992 г., в последующем в него вносились поправки (последние – в июне 2007 г.).

Закон регулирует отношения, возникающие в процессе изучения, использования и охраны недр территории Российской Федерации, ее континентального шельфа и морской исключительной экономической зоны, а также отходов горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих производств, торфа, сапропелей и иных специфических минеральных ресурсов.

**Недра – это часть земной коры, расположенной ниже почвенного слоя и дна водоемов, простирающейся до глубин, доступных для геологического изучения и освоения.**

Используемые участки и неиспользуемые части недр в пределах государственных границ Российской Федерации составляют Государственный фонд недр, распоряжение которым осуществляется в интересах народов Российской Федерации. Определена компетенция Российской Федерации, ее субъектов и муниципальных образований в сфере регулирования отношений недропользования.

Пользователями недр (за исключением использования для добычи радиоактивного сырья) могут быть субъекты предпринимательской деятельности независимо от форм собственности, в том числе юридические лица и граждане других государств, если иное не предусмотрено законодательными актами Российской Федерации.

Недра предоставляются в пользование на основании лицензии на определенный срок (от 5 до 25 лет – в зависимости от вида пользования) или без ограничения срока. Определены основания прекращения этого права.

**Пользование недрами является платным** (за исключением случаев освобождения от платы отдельных категорий пользователей). Система платежей включает в себя: платежи за право на пользование недрами; отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы; сбор за выдачу лицензий; акцизный сбор; платежи за пользование акваторией и участками морского дна. Кроме того, пользователи недр уплачивают налоги, сборы и другие платежи, предусмотренные законодательством: за землю, за геологическую информацию и т.д.

Закон содержит правовые и экономические основы комплексного рационального использования и охраны недр. За его нарушение предусматривается уголовная и административная ответственность.

**Метод расчета параметров плоскорадиального фильтрационного потока упругой жидкости**

Для расчета плоскорадиального фильтрационного потока упругой жидкости используем основную формулу теории упругого режима фильтрации [6]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial p}{\partial t} = \chi \left( \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right); \\ p(r, t) = p_{\kappa} \quad \text{при } t = 0; \\ p(r, t) = p_{\kappa} \quad \text{при } r = \infty; \end{array} \right.$$

$$\frac{2\pi kh}{\mu} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=0} = Q_0 = \text{const}; \Rightarrow \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=0} = \frac{Q_0 \mu}{2\pi kh};$$

Умножим обе части выражения на величину  $\frac{1}{p_{\kappa}}$ , тогда получим безразмерную функцию:  $\frac{p}{p_{\kappa}} = u;$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial u}{\partial t} = \chi \left( \frac{\partial^2 u}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial u}{\partial r} \right); \\ u(r, t) = 1 \quad \text{при } t = 0; \\ u(r, t) = 1 \quad \text{при } r = \infty; \\ r \frac{\partial u}{\partial r} \Big|_{r=0} = \frac{Q_0 \mu}{2\pi kh p_{\kappa}} = \tilde{Q}. \end{array} \right.$$

$$p = f(r, t, \chi, \tilde{Q}), \quad \text{но } [\tilde{Q}] = 1 \Rightarrow 3 - 2 = 1 \quad (4 - 3 = 1).$$

$$u = \Phi(\xi); \quad \xi = \frac{r}{\sqrt{\chi t}};$$

$$\frac{\partial u}{\partial t} = \Phi' \frac{r}{\sqrt{\chi}} \frac{-1}{2\sqrt{t^3}} = \frac{-\xi}{2t} \Phi';$$

$$\frac{\partial^2 u}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial u}{\partial r} = \frac{1}{\chi t} \Phi'' + \frac{1}{r} \frac{1}{\sqrt{\chi t}} \Phi' = \Phi'' \frac{1}{\chi t} + \frac{1}{\xi \sqrt{\chi t}} \frac{1}{\sqrt{\chi t}} \Phi';$$

$$\frac{-\xi}{2t} \Phi' = \chi \left( \frac{1}{\chi t} \Phi'' + \frac{1}{\xi} \frac{1}{\chi t} \Phi' \right);$$

$$\frac{-\xi}{2} \Phi' = \left( \Phi'' + \frac{1}{\xi} \Phi' \right);$$

$$\Phi'' = -\Phi' \left( \frac{\xi}{2} + \frac{1}{\xi} \right);$$

$$(\ln(\Phi'))' = \frac{\Phi''}{\Phi'} = -\left( \frac{\xi}{2} + \frac{1}{\xi} \right);$$

$$d(\ln(\Phi')) = -\left( \frac{\xi}{2} + \frac{1}{\xi} \right) d\xi;$$

$$\ln\left(\frac{\Phi'}{C}\right) = -\frac{\xi^2}{4} - \ln(\xi);$$

$$\ln\left(\frac{\Phi'}{C}\right) = -\left( \left( \frac{\xi}{2} \right)^2 + \ln(\xi) \right);$$

$$\Phi' = Ce^{-\left( \frac{\xi}{2} \right)^2 - \ln(\xi)} = Ce^{-\left( \frac{\xi}{2} \right)^2} e^{-\ln(\xi)} = C \frac{e^{-\left( \frac{\xi}{2} \right)^2}}{\xi};$$

$$\Phi(\xi) = C \int_0^\xi \frac{e^{-\left( \frac{\xi}{2} \right)^2}}{\xi} d\xi + C_1;$$

$$\Phi' = \left( C \int_0^\xi \frac{e^{-\left( \frac{\xi}{2} \right)^2}}{\xi} d\xi \right)' = C \frac{e^{-\left( \frac{\xi}{2} \right)^2}}{\xi} \Rightarrow \xi \Phi' = C e^{-\left( \frac{\xi}{2} \right)^2} \Big|_{\xi=0} = C = \tilde{Q};$$

$$\Phi = \tilde{Q} \int_0^\xi \frac{e^{-\left( \frac{\xi}{2} \right)^2}}{\xi} d\xi + C_1 = \tilde{Q} \int_0^\infty \frac{e^{-\left( \frac{\xi}{2} \right)^2}}{\xi} d\xi - \tilde{Q} \int_\xi^\infty \frac{e^{-\left( \frac{\xi}{2} \right)^2}}{\xi} d\xi + C_1 = C_2 - \tilde{Q} \int_\xi^\infty \frac{e^{-\left( \frac{\xi}{2} \right)^2}}{\xi} d\xi;$$

$$\Phi(\infty) = 1 \Rightarrow C_2 = 1;$$

$$\Phi = 1 - \tilde{Q} \int_{\xi}^{\infty} \frac{e^{-\left(\frac{\xi}{2}\right)^2}}{\xi} d\xi = 1 - \frac{\tilde{Q}}{2} \int_{\xi}^{\infty} \frac{e^{-\left(\frac{\xi}{2}\right)^2}}{\left(\frac{\xi}{2}\right)^2} d\left(\frac{\xi}{2}\right)^2;$$

так как  $\int_{\xi}^{\infty} \phi[\psi(\xi)] d[\psi(\xi)] = \int_{\psi(\xi)}^{\infty} \phi[t] dt$ ; где  $\psi(\xi) = t$ . Тогда:

$$\Phi = 1 - \frac{\tilde{Q}}{2} \int_{\left(\frac{\xi}{2}\right)^2}^{\infty} \frac{e^{-t}}{t} dt = 1 - \frac{\tilde{Q}}{2} \left\{ -Ei \left[ -\left(\frac{\xi}{2}\right)^2 \right] \right\} = 1 - \frac{\tilde{Q}}{2} \left\{ -Ei \left[ -\frac{r^2}{4\chi t} \right] \right\};$$

$$u = \frac{p}{p_{\kappa}} = 1 - \frac{\tilde{Q}}{2} \left\{ -Ei \left[ -\frac{r^2}{4\chi t} \right] \right\} = 1 - \frac{Q_0 \mu}{4\pi k h p_{\kappa}} \left\{ -Ei \left[ -\frac{r^2}{4\chi t} \right] \right\};$$

$$p = p_{\kappa} - \frac{Q_0 \mu}{4\pi k h} \left\{ -Ei \left[ -\frac{r^2}{4\chi t} \right] \right\};$$

Зависимость для интегральной показательной функции  $Ei$  имеет вид, показанный на рис. П 1.1

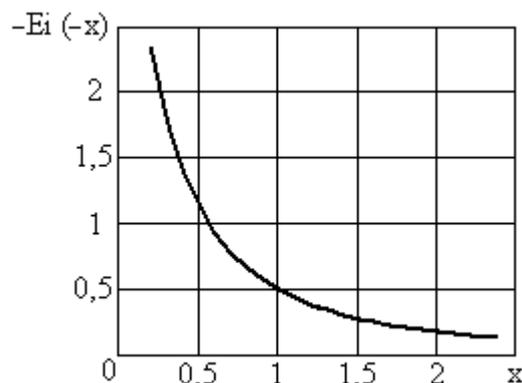


Рис. П 1.1 График интегральной показательной функции

Зависимость интегральной показательной функции представляет собой:

$$-Ei \left[ -\frac{r^2}{4\chi t} \right] = \int_{\frac{r^2}{4\chi t}}^{\infty} \frac{e^{-t}}{t} dt.$$

$$-Ei(-x) = \ln\left(\frac{1}{x}\right) - 0,5772 + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^{n+1}}{nn!} x^n,$$

$$-Ei(-x) \approx \ln\left(\frac{1}{x}\right) - 0,5772.$$

При этом погрешность не превосходит:

$$0,25\%, \text{ если } x = \frac{r^2}{4\chi t} \leq 0,01;$$

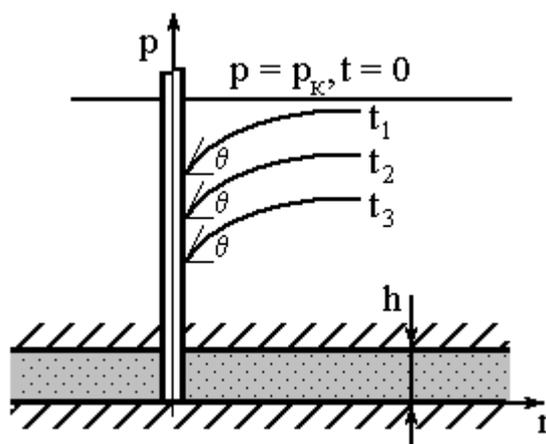
$$1\%, \text{ если } x \leq 0,03;$$

$$5,7\%, \text{ если } x \leq 0,1;$$

$$9,7\%, \text{ если } x \leq 0,14.$$

$$\text{Для значений } \frac{r^2}{4\chi t} \ll 1 \quad p(r,t) = p_k - \frac{Q_0\mu}{4\pi kh} \left\{ \ln\left(\frac{4\chi t}{r^2}\right) - 0,5772 \right\}.$$

$$Q(r,t) = \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} 2\pi rh = Q_0 e^{-\frac{r^2}{4\chi t}}, \quad w = \frac{Q_0}{2\pi rh} e^{-\frac{r^2}{4\chi t}}.$$



Пьезометрические кривые при пуске скважины с постоянным дебитом  $Q_0$

$$\left. \frac{\partial p}{\partial r} \right|_{r \approx r_c} = \frac{Q_0\mu}{2\pi k r h}.$$

Приложение 1

Перечень методов увеличения нефтеотдачи

Таблица П 1.1

Код технологии	Краткое наименование технологии (состав)	Условное наименование технологии
1	Не требуется воздействия	Не треб.
2	Водорастворимые поверхностно-активные вещества	ПАВ вр
3	Состав на основе серной кислоты 1	АСК нз
4	Состав на основе серной кислоты 2	АСК внз
5	Смачиватель	ТНФ
6	Состав на основе щелочи и соляной кислоты	ЩСПК+НСІ
7	Аммонийная соль	АмСел
8	Полиакриламид	ПАА
9	Микробиологическое воздействие	МБВ даф
10	Маслорастворимые поверхностно-активные вещества	ПАВ мр

11	Гидрофобная эмульсия	ГФобЭм
12	Состав на основе солей алюминия 1	СКА
13	Состав на основе солей алюминия 2	АІСІз
14	Биополимер 1	БиоПол
15	Целлюлоза	ОЭЦ
16	Полимерно-гелевая система	ТпСкрин
17	Сшитая полимерная система	СПС
18	Состав на основе жидкого стекла 1	НмЖС
19	Состав на основе жидкого стекла 2	ВмЖС
20	Силикат-полимерный гель	СПГ
21	Управляемый силикатный гель 1	УСГ
22	Полимер-дисперсная система	ПДС
23	Потокоотклоняющий состав 1	СНПХ-95м
24	Потокоотклоняющий состав 2	ДНПХ-1
25	Потокоотклоняющий состав 3	ПДС+ГОК
26	Коллоидно-дисперсная система	КДС
27	Полимер-гелевая композиция	ПГК
28	Волокнисто-дисперсная система	ВДС
29	Полимер-органическая система	ПОРС

## Перечень методов обработки призабойной зоны пласта

Таблица П 2.2

Код технологии	Краткое наименование технологии	Условное наименование технологии
1	Не требуется воздействия	Не треб.
2	Кислотный поверхностно-активный состав	КПАС
3	Глинокислотная обработка	ГКО
4	Декольматация	Дклм
5	Состав на основе серной кислоты 3	АСК и
6	Кислотно-имплозионное воздействие	КИВ
7	Состав на основе соляной кислоты 1	СНПХ-9010
8	Состав на основе соляной кислоты 2	НСКО
9	Состав на основе соляной кислоты 3	ГСКО
10	Состав на основе соляной кислоты 4	КНН
11	Свабирование	Сваб
12	Сейсмо-акустическое воздействие	САВ
13	Акустико-химическое воздействие	АХВ
14	Дилатантно-волновое воздействие	ДВВ
15	Растворитель	Дстл
16	Химико-депресссионное воздействие	КХДВ
17	Имплозионное воздействие	Импл
18	Гидроразрыв пласта	ГРП
19	Эмульсионный состав	СНПХ-9633
20	Состав с упруго-деформируемой фазой	РзКр
21	Реагент многофункционального действия	РМД-1
22	Гидрофобизатор	Плсл
23	Биополимер 2	БиоПм
24	Водонабухающий полимер	ВНП
25	Вязкоупругая система	ВУС
26	Состав на основе солей алюминия 3	АlCl <sub>3</sub>
27	Состав на основе жидкого стекла 3	ВмЖС
28	Состав на основе жидкого стекла 4	НмЖС
29	Состав на основе жидкого стекла 5	Гп+ЖС
30	Управляемый силикатный гель 2	УСГ
31	Силикат-гелевая система	МСГС
32	Кремнийорганическое соединение	КрОС
33	Кольматация	Клмт

## Перечень параметров обучения нейросистемы

Таблица П 3.3

Код параметра	Параметры
2	Карбонатность, %
3	Глинистость, %
4	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>
5	Нефтенасыщенность текущая, %
6	Расстояние до водонасыщенного пласта, м
7	Толщина нефтенасыщенного пласта, м
8	Температура, град.С
9	Вязкость нефти, мПа·с
10	Содержание асфальтенов и смол в нефти, %
11	Содержание парафинов в нефти, %
12	Минерализация пластовой воды, кг/куб. м
13	Минерализация закачиваемой воды, кг/куб. м
14	Соотношение скважин, ед.
15	Приемистость, куб. м/сут
16	Производительность, куб. м/сут
17	Темп изменения производительности, ед.
18	Плотность отбираемой воды, т/куб. м
18	Темп изменения плотности отбираемой воды, ед.
20	Давление пластовое, МПа
21	Дебит жидкости средний, т/сут
22	Темп изменения среднего дебита жидкости, ед.
23	Обводненность средняя, %
24	Темп изменения средней обводненности, ед.
25	Дебит нефти средний, т/сут
26	Коэффициент вариации дебитов жидкости, ед.
27	Расстояние до контура нефтеносности, м
28	Количество проведенных ОПЗ
29	Количество проведенных ВИР

## Список литературы

### (1)-я часть

1. Галеев Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья.- М.: КУбКа, 1997. -352 с.
2. Муслимов Р.Х. О роли геологической науки в добыче трех миллиардов тонн нефти в Татарстане // Нефтяное хозяйство. - 2007. - № 7.
3. Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть I от 31 июля 1998 г. № 146-ФЗ; часть II от 5 августа 2000 г. № 117-ФЗ (с изменениями от 30 марта, 9 июля 1999 г., 2 января, 5 августа, 29 декабря 2000 г., 24 марта, 30 мая, 6, 7, 8 августа, 27, 29 ноября, 28, 29, 30, 31 декабря 2001 г., 29 мая, 24, 25 июля, 24, 27, 31 декабря 2002 г., 6, 22, 28 мая, 6, 23, 30 июня, 7 июля, 11 ноября, 8, 23 декабря 2003 г.).
4. Федеральный закон Российской Федерации от 27 июля 2006 г. № 151-ФЗ "О внесении изменений в главу 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и признании утратившими силу отдельных положений законодательных актов Российской Федерации".
5. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1998.- 364 с.
6. Кадет В.В. Методы математической физики в решении задач нефтегазового производства: курс лекций.- М.: Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 2004.- 147 с.

### (2)-я часть

1. К.М. Мусин, О.С. Сотников Моделирование слоисто-неоднородного песчано-глинистого коллектора с использованием модифицированных относительных фазовых проницаемостей // Нефтепромысловое дело. – 2008. №9. – С. 11-15.
2. Скворцов Э.В. К одномерной задаче вытеснения нефти водой в трещиновато-пористой среде // Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа. 1967. №5. С. 164-168.

3. Подземная гидромеханика / Басниев К.С. [и др.]. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 488 с.
4. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений (методы, теория, практика) / Р.Р. Ибатуллин [и др.]. М.: Недра–Бизнесцентр, 2004. 292 с.
5. Фазлыев Р.Т. Площадное заводнение нефтяных месторождений. М.: Недра, 1979. 254 с.
6. Butler, R.M., G.S., Mc Nab, and H.Y. Lo: Theoretical Studies on the Gravity Drainage of Heavy Oil During In-Situ Steam Heating, Canadian Journal of Chemical Engineering, 1981, pp. 455-460.
7. Butler, R.M., Stephens, D.I.: The Gravity Drainage of Steam-Heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells", J. of Can. Petrol. Tech., 1981, 20 (2), 90-96
8. Butler, R.M.: New Interpretation of the Meaning of the Exponent "m" in the Gravity Drainage Theory for Continuously Steamed Wells. AOSTRA J. of Res., 1985, 2 (1), pp. 67-71.
9. Butler, R.M.: Thermal Recovery of Oil and Bitumen, Prentice Hall Publishing Company, New Jersey, 1991.
10. Термошахтная разработка нефтяных месторождений / Коноплев Ю.П.[и др.]. М.: Недра–Бизнесцентр, 2006. 292 с.
11. Методы извлечения остаточной нефти / М.Л. Сургучев [и др.]. М.: Не-дра, 1991. 347 с.
12. Anatoly B. Zolotukhin, Jann-Rune Ursin: Fundamentals of Petroleum Reservoir Engineering - Kristiansand S., Nøyskoleforlaget AS, 2000, 420.
13. Биометоды увеличения нефтеотдачи / Н.А. Еремин [и др.]: Лекцион-ный курс. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. 153 с.
14. Кильдишев Г.С. Общая теория статистики. М.: Статистика, 1980. 423 с.
15. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестицион-ных проектов / М-во экономики РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике. 2-я редакция. М.: Экономика, 2000. 421 с.

16. РД 153-39-007-96. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений / Минтопэнерго РФ. М., 1996. 202 с.

17. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений: Приложение к Приказу МПР России от 21.03.2007 г. №61.

\*\*\* Kerr, R., Birdgeneau, Batt, B., Yang, P., Nieuwenburg, G., Rettger, P., Arnold, J., Bronicki, Y.: *The Long Lake Project – The First Field Integration of SAGD and Upgrading*, SPE Paper 79072, 2002

\*\*\*\* Ибатуллин Р.Р., Гарипова Л.И. Сборник задач по дисциплине «Теоретические основы процессов разработки нефтяных месторождений: Учебно-методическое пособие.- Альметьевск: АГНИ, 2008.- 52 с.

19.1. Kastrop J.E. The quest noise over steam flooding // *Petroleum Management*.- 1964.-Vol.36.-N2.-p.82-36.

23.1. Вафин Р.В. Разработка нефтенасыщенных трещиновато-поровых коллекторов водогазовым воздействием на пласт. СПб.:ООО Недра, 2007. 217 с.

23.2. Крючков В.И., Бабуров В.И., Губеева Г.И. и др. «Руководство по применению технологии водогазового воздействия на нефтяные пласты» РД 39Р – 05753520 – 1125 – 94.

23.3 Romanov G.V., Lebedev N.A., Yusupova T.N., Zakirov R.Kh., Kryuchkov V.I. Physical and Chemical Problems of IOR and A Combined Approach to Selection of Technologies for Hardly Recoverable Oils // *Progress in Mining and Oil-field Chemistry*. Vol.3. 2001.