

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**ГОЛОВНОЙ НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ПО ОРГАНИЗАЦИИ  
ПЕРЕПОДГОТОВКИ И ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ  
ПЕДАГОГИЧЕСКИХ И РУКОВОДЯЩИХ КАДРОВ СИСТЕМЫ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ**

**ОТРАСЛЕВОЙ ЦЕНТР ПЕРЕПОДГОТОВКИ И ПОВЫШЕНИЯ  
КВАЛИФИКАЦИИ ПЕДАГОГИЧЕСКИХ КАДРОВ ПРИ  
ТАШКЕНТСКОМ ГОСУДАРСТВЕННОМ ТЕХНИЧЕСКОМ  
УНИВЕРСИТЕТЕ**

**УЧЕБНО–МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО  
МОДУЛЮ  
«УВЕЛИЧЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДООТДАЧИ  
ПЛАСТОВ»**

**направление**

**«ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ И ПЕРЕРАБОТКИ  
НЕФТИ И ГАЗА»**

**Ташкент – 2017**

Данный учебно-методический комплекс разработан на основании учебного плана и программы утвержденного приказом Министерства высшего и среднего специального образования Республики Узбекистан № 603 от 29 августа 2017 года.

Разработал: д.т.н. А.А Закиров

Рецензент: ТГТУ, д.т.н.профессор Б.Ш. Акрамов

Данный учебно-методический комплекс рекомендован к использованию Советом Ташкентского государственного технического университета (протокол № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_ 2017 года).

## СОДЕРЖАНИЕ

<u>I. Рабочая программа</u> .....	3
<u>II. Интерактивные методы обучения, используемые в модуле</u> .....	9
<u>III. Теоретические материалы</u> .....	
<u>IV. Материалы практических занятий</u> .....	
<u>V. Банк кейсов</u> .....	72
<u>VI. Темы для самостоятельного обучения</u> .....	78
<u>VII. Глоссарий</u> .....	79
<u>VIII. Список литературы</u> .....	81

# **I. РАБОЧАЯ ПРОГРАММА**

## **Введения**

Рабочая учебная программа включает в себя изучение теоретических и практических основ увеличения углеводородоотдачи пластов, средства, методы, структуру, организацию и проведение занятий по увеличению углеводородоотдачи пластов, планирование и проведение занятий с учетом факторов влияющих на увеличение углеводородоотдачи пластов, равномерное планирование нагрузки, а также задач по проведению научно-исследовательской работы.

**Цель изучения модуля** – формирование знаний, навыков и компетентности у слушателей отраслевого центра переподготовки и повышения квалификации педагогических кадров по физическим изменениям в процессе воздействия на пласт, выбор технологии и техники для их реализации, и проектирование воздействия на пласт и призабойную зону скважин.

**Задачи модуля** - изучение современного состояния развития мировой нефтегазовой промышленности по увеличению углеводородоотдачи пластов; применение новых методов по увеличению углеводородоотдачи пластов, применяемых в мировой нефтегазовой промышленности; применяемое оборудование для увеличения углеводородоотдачи пластов; ознакомление с деятельностью мировых компаний занимающихся увеличением углеводородоотдачи пластов.

### **Требования предъявляемые к знаниям, умениям и навыкам по модулю**

**Ожидаемые результаты:** после освоения модуля “Увеличение углеводородоотдачи пластов” слушатели будут иметь следующие знания, компетентность и квалификацию:

#### ***Слушатель должен знать и уметь о:***

- результатах социально-экономических реформ в нефтегазовой области в результате применения зарубежных методов увеличения углеводородоотдачи пластов на нефтегазовых месторождениях Узбекистана, территориальные проблемы и науки, техники и технологии;
- сути процессов увеличения углеводородоотдачи пластов;
- технологических процессах увеличения углеводородоотдачи пластов.

#### ***Слушатель должен иметь опыт по:***

- определению последовательности действий в процессах увеличения углеводородоотдачи пластов;
- выбору технологии повышения углеводородоотдачи пластов и технологических расчётов.

#### ***Слушатель будет иметь квалификацию:***

- на основе приобретённых знаний и опыта организации производственного технологического процесса с использованием методов повышения углеводородоотдачи пластов;
- решению проблем процесса нефте-газо добычи с использованием методов повышения углеводородоотдачи пластов.

### **Взаимосвязь модуля с другими предметами учебного плана**

Модуль “Увеличение углеводородоотдачи пластов” из учебного плана взаимосвязан с предметом “Добыча нефти и газа в различных условиях”.

### **Применение информационных и педагогических технологий**

При проведении обучения запланировано использование современных методов, педагогических и информационно-коммуникативных технологий:

- лекции запланировано проводить в форме презентаций с использованием современных компьютерных технологий;

– практические занятия запланировано проводить с помощью интерактивных методов (кейс-стади, деловые игры, интервью и др.).

#### Распределение часов модуля

№	Название тем модуля	Учебная нагрузка слушателя, час					
		Всего	Аудиторная учебная нагрузка				Самостоятельное образование
			Всего	из них			
				Теоретическое	Практическое занятие	Выездное занятие	
1.	Определение методов добычи с воздействием на пласт с целью повышения нефтеотдачи.	2	2	2			
2.	Коэффициент вытеснения	2	2	2			
3.	Коэффициент охвата пласта по объему	2	2	2			
4.	Методы добычи с применением растворителей.	6	4	2		2	2
5.	Другие химические методы.	6	4	2		2	2
6.	Проектирование солянокислотной обработки	2	2		2		
7.	Проектирование кислотных ванн	2	2		2		
8.	Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта	4	4		4		
9.	Поддержание пластового давления и повышение нефтеотдачи пласта. Проектирование процесса закачки воды.	4	4		4		
10.	Проектирование процесса внутрипластового горения	4	4		4		
	<b>Итого:</b>	<b>34</b>	<b>30</b>	<b>10</b>	<b>16</b>	<b>4</b>	<b>4</b>

#### СОДЕРЖАНИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

##### 1-тема: Определение методов добычи с воздействием на пласт с целью повышения нефти отдачи

Методы повышения нефти отдачи. Добыча нефти за счет закачки веществ в пласт. Способы и процессы добычи нефти. Рабочие агенты. Период

разработки коллектора. Первичная добыча. Добыча нефти за счет действия механизмов естественного пластового режима. Режима растворенного газа, притока воды, газонапорного режима или гравитационного режима пласта. Вторичная добыча. Закачка газа или воды. Поддержание пластового давления. Третичная добыча. Вытеснения.

### **2-тема: Коэффициент вытеснения**

Коэффициенты отдачи, вытеснения и охвата. Коэффициент охвата по объему. Решения уравнения движения отдельных фаз (в многофазовом потоке). Процессы вытеснения в одномерной, однородной, изотропной, проницаемой среде. Экспериментальное определение коэффициента вытеснения.

### **3-тема: Коэффициент охвата пласта по объему**

Коэффициент охвата пласта по объему. Коэффициент охвата пласта по площади, по мощности и коэффициент вытеснения. Коэффициент нефти отдачи. Несмешивающимся вытеснением нефти водой. Индифферентные или само заостряющиеся вытеснения. Смешивающееся или несмешивающееся вытеснение.

### **4-тема: Методы добычи с применением растворителей**

Метод вытеснения растворителями, смешивающееся и несмешивающееся вытеснения. Метод повышения нефти отдачи. Экстрагирования, растворения, испарения, конденсация или фазовая изменения нефти. Механизмы нефти отдачи (уменьшение вязкости, увеличение объема нефти вследствие обогащения ее газом, режим растворенного газа).

### **5-тема: Другие химические методы**

Химические методы. Мицеллярно-полимерного завидения. Использование ПАВ. Повышения нефти отдачи. Снижение межфазного натяжения. Метод нагнетание в пласт пены. Щелочное завиднение.

## **СОДЕРЖАНИЕ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ**

На практических занятиях у слушателей закрепляются изученные теоретические основы увеличение углеводород отдачи пластов, решаются практические задачи. Полученные знания и навыки подкрепляются по учебникам и учебным пособиям, лекционным материалам, научным статьям и тезисам пользоваться раздаточным материалом.

### **1-практическое занятие: Проектирование соляно кислотной обработки**

Расчёт объёма кислотного раствора. Расчёт объёма товарной кислоты. Расчёт плотности кислоты при температуре  $t = 15 \text{ }^\circ\text{C}$  и объёма товарной кислоты при данной температуре. Расчёт количества бария хлорида. Расчёт объёмов ингибитора и идентификатора. Расчёт объёма воды.

### **2-практическое занятие: Проектирование кислотных ванн**

Расчёт объёма кислотного раствора. Расчёт объёма кислоты. Расчёт количества бария хлорида. Расчёт объёма уксусной кислоты. Расчёт объёма ингибитора. Расчёт объёма интенсификатора. Расчёт объёма воды.

### **3-практическое занятие: Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта**

Расчёт вертикального горного, горизонтального горного и забойного давлений. Расчет плотности жидкости-песко носителя и вязкости жидкости с песком. Расчет коэффициента гидравлического сопротивления и потери на трении. Расчет необходимого числа агрегатов. Расчет объёма продавочной жидкости.

### **4-практическое занятие: Поддержание пластового давления и повышение нефть отдачи пласта. Проектирование процесса закачки воды.**

Расчет Оптимального давления на устье нагнетательной скважины. Расчет гидростатического давления воды в скважине. Расчет давления на забое нагнетательной скважины. Расчет суточной нормы закачиваемой воды

### **5-практическое занятие: Проектирование процесса внутрипластового горения**

Расчет объёма воздуха, необходимый для выжигания единицы объёма пласта. Расчет предельного темпа нагнетания воздуха. Расчет скорости подвижности фронта горения. Коэффициент нефть отдачи в зоне горения. Расчет массы смеси азота и водных паров. Расчет площади горения.

#### **Форма обучения**

Форма обучения отражает такие внешние стороны учебного процесса, как способ его существования: порядок и режим; способ организации обучения: лекция, семинар, самостоятельная работа и др; способ организации совместной деятельности обучающего и обучающихся: фронтальная, коллективная, групповая, индивидуальная.

При обучения важным является выбор формы организации учебной деятельности участников:

- Коллективная – коллективное, совместное выполнение общего учебного задания всеми студентами. Характер полученного результата: итог коллективного творчества.

- Групповая – совместное выполнение единого задания в малых группах. Характер полученного результата: итог группового сотрудничества на основе вклада каждого.

- Индивидуальная – индивидуальное выполнение учебного задания. Характер полученного результата: итог индивидуального творчества. Обычно предшествует групповой работе.

#### **Критерии оценки**

<b>№</b>	<b>Критерии оценки</b>	<b>Балл</b>	<b>Максимальный балл</b>
----------	------------------------	-------------	--------------------------

1 2	Кейс Самостоятельная работа	1.5 балла 1.0 балла	2,5
--------	-----------------------------------	------------------------	-----

## II. ИНТЕРАКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ОБУЧЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В МОДУЛЕ

### КЕЙС-СТАДИ

**«Кейс-стади» (Case-study)** – это система обучения, основывающаяся на анализе, решении и обсуждении реальных и смоделированных (вымышленных) ситуаций. Метод «кейс-стади» интегрирует в себе технологии развивающего обучения, включая процедуры индивидуального, группового и коллективного развития, и формирования различных личностных качеств обучаемых.

Под методом «кейс-стади» понимается активный метод обучения, основанный на организации преподавателем в группе обучающихся обсуждения задания, представляющего собой описание конкретной ситуации с явной или скрытой проблемой.

Кейс-стади (от англ. слова *case* – реальная ситуация) – метод конкретных реальных ситуаций.

Сущность кейс-стади – изучение общих закономерностей на примере анализа конкретных случаев.

Что такое кейс? Кейс – это жизненная история, включающая в себя необходимую информацию: для принятия решения, для разрешения конфликта или проблемы, которая может быть предложена для обсуждения в группе и выявления позиций слушателей по существу вопроса.

Особое место в организации обсуждения и анализа кейса принадлежит использованию метода генерации идей, получившего название «мозговой атаки» или «мозгового штурма». В процессе обучения «мозговая атака» выступает в качестве важнейшего средства развития творческой активности участников.

### Критерии оценки кейсов:

грамотное решение проблемы;	новизна и неординарность решения проблемы;	краткость и четкость изложения теоретической части;	качество оформления решения проблемы;	этика ведения обсуждения (дискуссии).
-----------------------------	--	---	---------------------------------------	---------------------------------------



## **Пример занятия по методу «Кейс-стади»**

**«Case-study – современный инструмент деятельности педагога»**

**Создание условий для актуализации убеждения в необходимости профессионального совершенствования компетентности педагога через применение метода кейсов.**

**Определение значимости метода кейс-стади как интерактивного метода совершенствования профессиональной компетентности педагога.**

**Выявление специфики рассматриваемого метода и условия его организации в процессе профессионального образования.  
Моделирование процесса внедрения кейс-стади в педагогической**

**Участники имеют представление о методе кейсов для совершенствования собственной деятельности;**

**критически подходят к осмыслению, оценке, анализу и синтезу информации, полученной в результате наблюдения, опыта, размышления или рассуждения. что в дальнейшем послужит основанием к действиям.**

**понимание необходимости совершенствования педагогического мастерства;**

**формирование уверенности в необходимости реформирования стратегий управления;**

**овладение информацией о методе кейсов в рамках профессионального совершенствования;**

**Сущность интерактивного метода case-study. Собственное совершенствование педагога позволит повысить результативность методического взаимодействия в целом.**

**Флипчарт, маркеры, стикеры, проектор и презентационный материал.**

**Тема кейса:** Добывающие отрасли промышленности – благо или проклятие?

**Цель** – Выявить влияние нефтедобывающей отрасли промышленности на экосистему Каспийского моря.

**Форма проведения** – дискуссия.

Работа над кейсом осуществляется в 3 этапа:

1. Индивидуальная работа, обучаемая материалами кейса.
2. Работа в малых группах.
3. Презентация и экспертиза результатов работы малых групп на общей дискуссии.

**Рекомендации по анализу кейса:**

1. Ознакомьтесь с ситуацией.
2. Определите значительные факторы.
3. Анализируйте ваши значительные факторы.
4. Определите центральный вопрос.
5. Оцените каждую альтернативу и выберите лучшую как ваш рекомендуемый курс действий.
6. Определите основу для вашего выбора.

**Задание 1:** Охарактеризовать работу нефтяного месторождения на примере Кашаганского нефтяного месторождения.

**Задание 2:** Проанализировать особенности воздействия нефтяной отрасли на окружающую среду (на биоразнообразии Каспийского моря).

**Задание 3:** Определить возможные пути снижения неблагоприятного воздействия на окружающую среду нефтегазовых проектов.

**Задание 4:** Разработать пути решения, способные смягчить экологическую обстановку на северном побережье Каспийского моря. Обоснуйте, почему это решение вы считаете наиболее подходящим в данной ситуации?

**Тексты кейса.**

Нефть это клейкая, маслянистая жидкость, состоящая из сложных углеводородов и небольшого количества соединений, содержащих кислород, серу и азот. Сырая нефть и природный газ часто встречаются на небольшой глубине, как на суше, так и на дне океана.

Наиболее ценная нефть обычно под названием легкой, или обессеренной, содержит небольшое количество серы и ряд других веществ, который можно потом легко превратить в бензин. Чем меньше содержания серы, тем меньше выхода диоксида серы в атмосферу при сжигании нефти. Наименее ценной считается тяжелая, или сернистая нефть. Очень трудно очищать и дороже обходиться превращение такой нефти в бензин.

Если под антиклинальным поднятием имеется достаточное давление воды и природного газа, некоторое количество нефти может подняться на поверхность, если в этом месте пробурить скважину. Такие скважины называются нефтяными фонтанами. Извлечение первичной нефти включает в себя выкачивание нефти, которая собирается под действием силы тяжести на дне скважины. Более тяжелая и текучая нефть при этом не выкачивается.

После выкачивания текучей нефти в соседние скважины закачивается вода, чтобы оставшаяся более тяжелая сырая нефть проникла в центральную скважину и поднялась на поверхность. Эта процедура известна под названием вторичного метода добычи нефти. Обычно при извлечении первичной и вторичной нефти выкачивается только около 1/3 всей сырой нефти, содержащейся в месторождении. Будучи извлеченной из скважины сырая нефть направляется по трубопроводу на нефтеперегонные заводы. Там она

нагревается и подвергается дистилляции для выделения бензина, мазута, дизельного топлива, асфальта и других компонентов. Так как эти компоненты кипят при различных температурах, они удаляются на различных уровнях ректификационных колонн.

Некоторые компоненты, называемые нефтехимическими продуктами, используются как сырье для производства пластмасс, синтетических волокон, пестицидов и многих других продуктов.

## АССЕССМЕНТ

Ассесмент – процедура оценки деловых качеств, знаний, умений и навыков, объединенных понятием «компетенция». Ассесмент включает в себя различные методы оценки (деловые игры, тесты, интервью, опросы), позволяющие определить уровень компетенций в каком-либо вопросе.

**Пример.** Каждые правильные ответы в ячейки оцениваются по 5 или 1-5 баллов

### **Тест**

- 1. Что образует влажность в составе газа?
- А. газогидраты
- В. парафины
- С. эмульсию

### **Сопоставительный анализ**

Анализ физических свойств газа на месторождений Янгиказган.

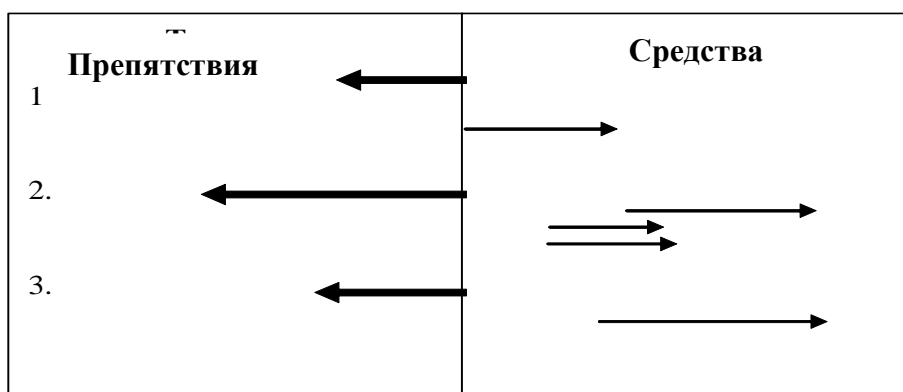
### **Анализ представления**

- Проницаемость...

### **Практические навыки**

- **Проектирование кислотных ванн**

### График "Анализа сил"



#### Правило создания графика «Анализа сил»

Чертится ось координаты, где стрелкой (силовой вектор) влево обозначаются факторы препятствующие общему развитию предприятия или осуществлению конкретного бизнес проекта. Размеры стрелок должны соответствовать степени воздействия на проблему и их серьезность.

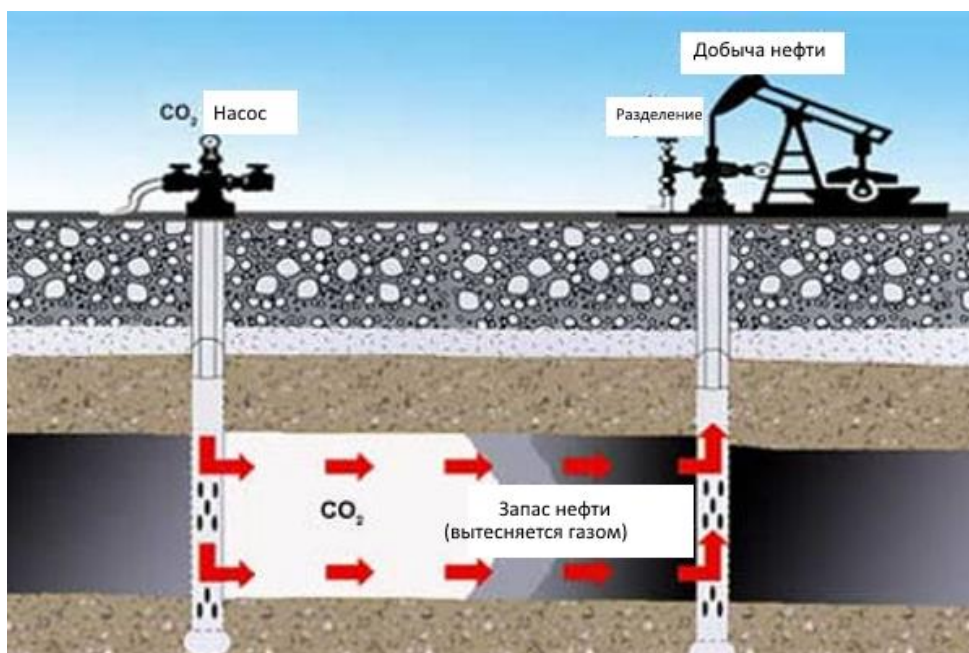
Потом, в противоположной стороне стрелками изображаются противоборствующие этим силам средства. Их количество должно быть на таком уровне, чтобы можно было вывести их результирующее значение.

В общем, это считается способом относительной оценки соотношения сил, которые в дальнейшем должны разделяться и уточняться.

#### Технологии нефтедобычи.

Нефть добывают различными способами. Выбор способа зависит от особенностей месторождения и его рентабельности:

Схематически добычу нефти методом газлифта можно изобразить так: под давлением закачивают газ (например, углекислый), который вытесняет нефть из пласта. Вытесненная нефть добывается традиционной установкой насосно-компрессорного типа.



### Характеристики вытеснения нефти водой (для определения НИЗ)

#### Преимущество

Комплексный учет особенностей геологического строения месторождений, свойств пластовых флюидов, реализованной системы разработки. Простота расчетов. Определение КИН как для условий бесконечной промывки пласта, так и за рентабельный срок разработки по ограничению доли нефти в

#### Недостатки

Возможность использования только в поздней стадии разработки. Невозможность учета мероприятий по изменению реализованной системы разработки

Метод надежно для определения КИН легким аналитическим методом составлением другими методологами

### III. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ

#### Определение методов добычи с воздействием на пласт с целью повышения нефтеотдачи (2 часа).

##### План:

1. Цель увеличения нефтеотдачи.
2. Категория увеличения нефтеотдачи.
3. Необходимость увеличения коэффициента нефтеотдачи.

**Ключевые слова и определения:** нефтеотдача, коэффициент нефтеотдачи, метод, воздействие на пласт, нефть.

Методы повышения нефтеотдачи - это добыча нефти за счет закачки веществ, обычно не присутствующих в пласте. Это определение охватывает все способы добычи нефти (вытеснение, создание репрессивно-депрессивного режима и обработки скважин) и включает в себя многочисленные агенты, используемые в процессе добычи. Наиболее важный момент заключается в том, что это определение не ограничивает методы повышения нефтеотдачи отдельной фазой (первичной, вторичной или третичной) в период разработки коллектора. Первичная добыча – это добыча нефти за счет действия механизмов естественного пластового режима: режима растворенного газа, притока воды, газонапорного режима или гравитационного режима пласта. Вторичная добыча относится к таким методам, как закачка газа или воды, целью которых отчасти является поддержание пластового давления. Третичная добыча – это метод добычи, применяемый после вторичной добычи. Почти все методы повышения нефтеотдачи были испытаны в промысловых условиях в качестве вторичных вытеснений. Многие термические методы применяются в промышленном масштабе, как при первичных, так и при вторичных способах. Большой интерес сосредоточен на третичных методах повышения нефтеотдачи, но это определение не устанавливает никакого ограничения.

Что определение действительно исключает – так это обычное заводнение и подразумевает исключение всех процессов поддержания пластового давления. Иногда последнее разграничение не ясно, т.к. многие процессы поддержания давления носят характер вытеснения. Кроме того, применение таких агентов как метан в вытеснениях газом высокого давления, или двуокись углерода в пласте, содержащем достаточно большое количество  $\text{CO}_2$ , не удовлетворяет определению, и тем не менее оба процесса несомненно являются методами увеличения нефтеотдачи. Обычно те случаи, которые не попадают под определение, классифицируются по цели, которая преследуется процессом. В этой главе мы ограничимся Соединенными Штатами.

1-1. Введение в методы повышения нефтеотдачи. Цель процесса повышения нефтеотдачи

Большой интерес к процессу повышения нефтеотдачи сосредоточен на количестве нефти, к которому данный процесс потенциально применим. Таблица 1.1 показывает, что эта целевая нефть составляет 278 млрд. баррелей в одних только Соединенных Штатах. Это составляет почти 70 % от начального содержания нефти в пласте. Если бы за счет повышения нефтеотдачи можно было бы добыть лишь 10 % от этого количества, это привело бы к увеличению более чем в два раза доказанных отечественных запасов<sup>1</sup>.

Вероятность добычи существенного количества дополнительной нефти за счет повышения нефтеотдачи относится по большей части к будущему. Последние тенденции

---

<sup>1</sup> Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer. 2<sup>nd</sup> p.

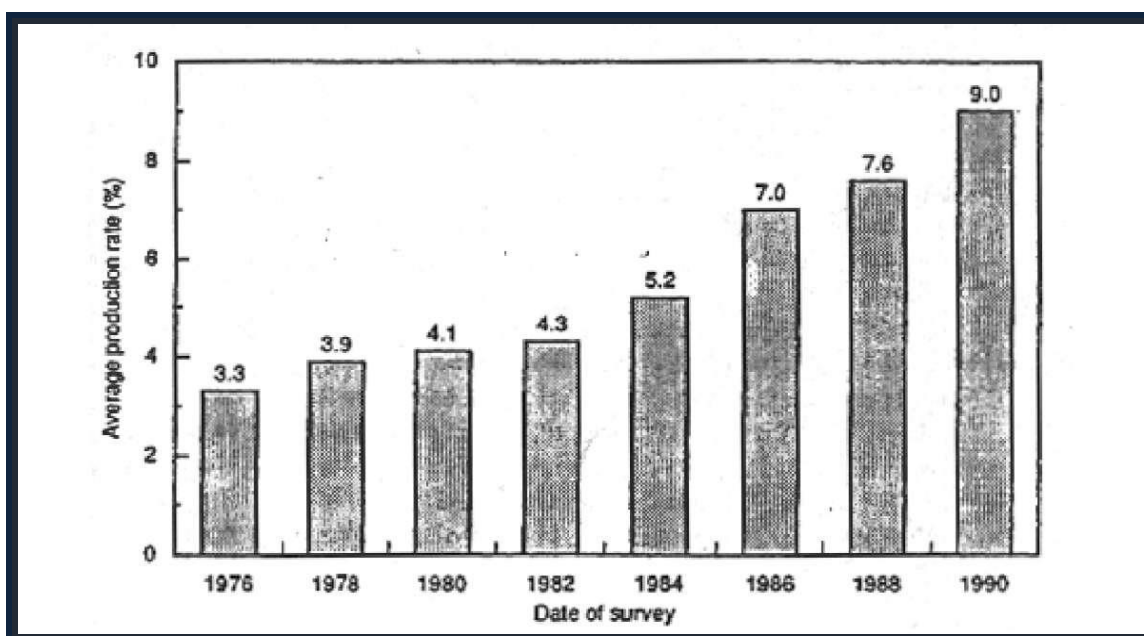
добычи показывают, что отечественная добыча за счет применения методов повышения нефтеотдачи составляет менее 10 % (рис.1.1). Но эта тенденция показывает значительный рост. Ни в тексте, ни в таблице 1.1 не рассматриваются вопросы повышения газоотдачи.

**Таблица 1.1**

**Добыча, запасы и остаточная нефть в пласте; береговые месторождения США, за исключением Аляски**

Категория	Млрд. барр.*	% от начального содержания нефти в пласте
Добыто	101	25.2
Доказанные запасы	22	5.5
Цель повышения нефтеотдачи	278	69.3
Итого	401	100.0

1 баррель = 0.159 м<sup>3</sup>



**Рис. 1.1.** Добыча нефти за счет применения методов повышения нефтеотдачи в виде процента суточной добычи (по данным двухлетнего обзора журнала Oil and Gas Journal)

**Категории методов повышения нефтеотдачи**

За рядом незначительных исключений, все методы повышения нефтеотдачи, бесспорно, попадают в одну из трех категорий: термические методы, химические методы или методы с применением растворителей. Метод добычи с нагнетанием в пласт пены, например, подходит ко всем трем категориям. Каждая категория может дополнительно подразделяться на отдельные процессы, которые в свою очередь имеют несколько разновидностей.<sup>2</sup>

Некоторое представление о популярности отдельных процессов следует и двухлетнего обзора применения методов повышения нефтеотдачи в США, составленного

<sup>2</sup> Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer. 3<sup>rd</sup> p.

журналом Oil and Gas Journal. Приведенные цифры преуменьшают фактическую деятельность, т.к. они основаны на произвольном обзоре. В обзоре не проводится разграничение между процессами, осуществлявшимися в опытном и промышленном масштабах.

Термические методы, особенно, вытеснение и пропитка паром, занимают большую часть среди проектов повышения нефтеотдачи, и с 1971 г. их количество возросло. Большой удельный вес этого метода отражает устойчивый промышленный успех процесса добычи за счет нагнетания в пласт пара. Все другие процессы также показали некоторый рост, причем рост проектов полимерного заводнения и закачки двуокиси углерода носили взрывной характер, начиная с 1980 г. Конечно, общее количество всех проектов повышения нефтеотдачи неуклонно возрастало до падения цен на нефть в 1986 г.

Добыча за счет полимерного заводнения довольно мала для количества зарегистрированных проектов. Этот процесс, по-видимому, предпочтителен для небольших проектов или для проектов, дающих очень мало нефти в начале. Нефтеотдача на проект почти равна нефтеотдаче, получаемой при закачке пара или двуокиси углерода. Это означает, что разница в нефтеотдаче обусловлена лишь разницей в количестве проектов. Нефтеотдача в проектах мицеллярно-полимерного заводнения и щелочного заводнения отражает предельно высокую себестоимость этих процессов на тот момент, когда составлялся обзор.

### ***1-2. Необходимость методов повышения нефтеотдачи***

Даже при приведенной большой разнице коммерческого успеха у различных процессов, нам нужны все виды повышения нефтеотдачи, чтобы сохранять пласты на приемлемом уровне. Это потому, что каждый процесс, даже коммерчески успешный, до сих пор продемонстрировал успех только на какой-то части объекта применения методов повышения нефтеотдачи.

#### **Запасы**

Запасы – это смесь жидких углеводородов (сырая нефть и конденсат), добываемых из известных залежей в условиях существующей экономики и технологии. Они определяются следующим уравнением материального баланса:

Несомненно, запасы со временем могут меняться, т.к. два последних члена уравнения могут меняться во времени.

На протяжении большей части истории добычи нефти в США запасы увеличивались (рис.1.2).

Запасы начали уменьшаться в конце 60-х годов - тенденция, которая в 1971 г. резко изменилась на прямо противоположную с пополнением примерно в 10 млрд. баррелей нефти с месторождения Alaskan North Slope. Однако это уменьшение незамедлительно возобновилось с еще более высокими темпами, чему содействовала нестабильность

**Рис. 1.2. Запасы нефти в Соединенных Штатах (по данным ВаQНс Petroleum Data Book, 1986)**

нефтяных ресурсов за пределами Соединенных Штатов. В начале 80-х, хотя спад значительно замедлился, он не исчез.<sup>3</sup>

Рис. 1.2 также показывает, что соотношение запасов и добычи было относительно постоянным до начала 60-х, а затем с 60-х до конца 70-х отмечался спад. Очевидная

<sup>3</sup> Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer. 5<sup>th</sup> p.



стабилизация, начавшаяся в 1980 г., является результатом выравнивания запасов и ограничения добычи – реакция на рост цены на нефть в предыдущее десятилетие. Как запасы, так и соотношение добычи и запасов еще раз испытывают спад из-за падения цены на нефть в 1986 г. Методы повышения нефтеотдачи являются одним из нескольких способов, сдерживающих этот спад.

### Увеличение запасов

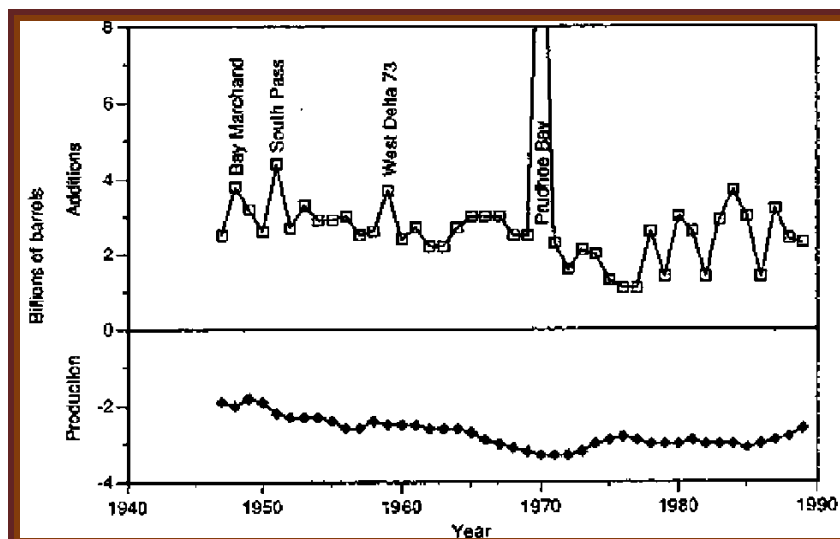
Ниже перечислены четыре категории увеличения запасов:

1. Открытие новых месторождений
2. Открытие новых залежей
3. Расширение пластов известных месторождений
4. Повторное определение запасов, обусловленное изменениями в экономике

технологии добычи.

В оставшейся части этого текста мы рассмотрим категорию 4. Здесь мы приведем обоснование важности упомянутой категории, коротко рассмотрев категории 1-3.

Естественно возникает вопрос о возможности увеличения запасов за счет категорий 1-3. Рис. 1.3 показывает, что поскольку добыча является скорее плавно изменяющейся функцией времени, увеличения запасов за счет новой нефти являются в большей степени случайными.



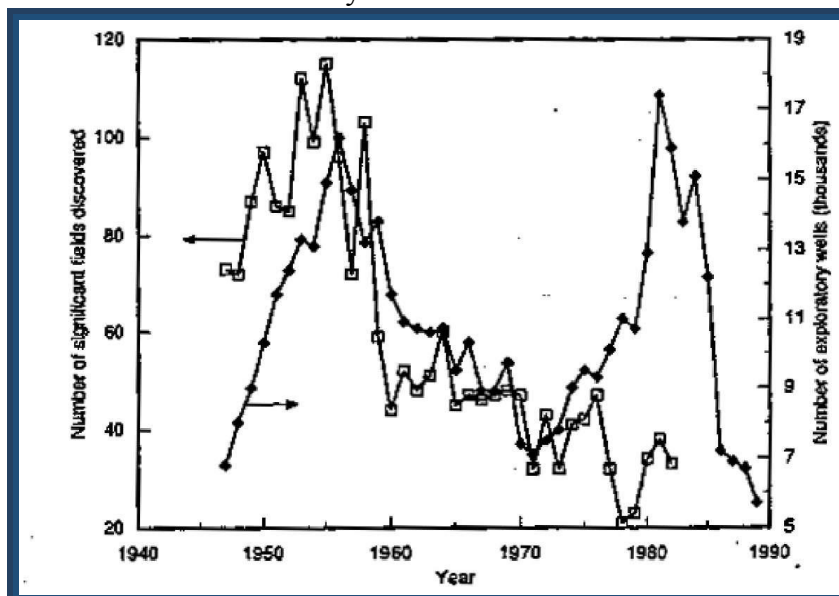
**Рис.1.3.** Вклад новой нефти в запасы Соединенных Штатов (по данным ВаСИС Petroleum Data Book, 1986)

За исключением лет, когда происходят открытия крупных месторождений, добыча превышает увеличение, даже когда процент запаса достаточно постоянный. Поэтому темп истощения запасов может быть хоть сколько-нибудь серьезно изменен только за счет открытия крупных месторождений.

Но вероятность открытия крупных месторождений идет на убыль. На рис.1.4 показана кривая открытия значимых (1 млн. баррелей или больше) месторождений с указанием даты открытия. На рисунке также показано количество разведочных скважин, пробуренных в том же году. Если бы между двумя кривыми существовала корреляция, кривая бурения опережала бы кривую открытия, но произошло противоположное. Это может опять произойти в кривой открытий в восьмидесятые годы. Кривая открытий завершается на 6 лет раньше кривой бурения, т. к. именно это время в среднем уходит на то, чтобы проверить запасы. Обе кривые свидетельствуют о незначительной взаимосвязи между количеством пробуренных скважин и частотой открытия значимых месторождений.

В таком случае, на основании рис. 1.2-1.4 мы можем подытожить необходимость в методах повышения нефтеотдачи следующим образом:

1. Запасы Соединенных Штатов стабильны, но вероятно идут на убыль.
2. С точки зрения поисково-разведочных работ только открытие крупных месторождений может повлиять на темпы убывания запасов.



**Рис.1.4.** Темпы открытия месторождений и бурение (по данным ВаСИс Petroleum Data Book, 1991)

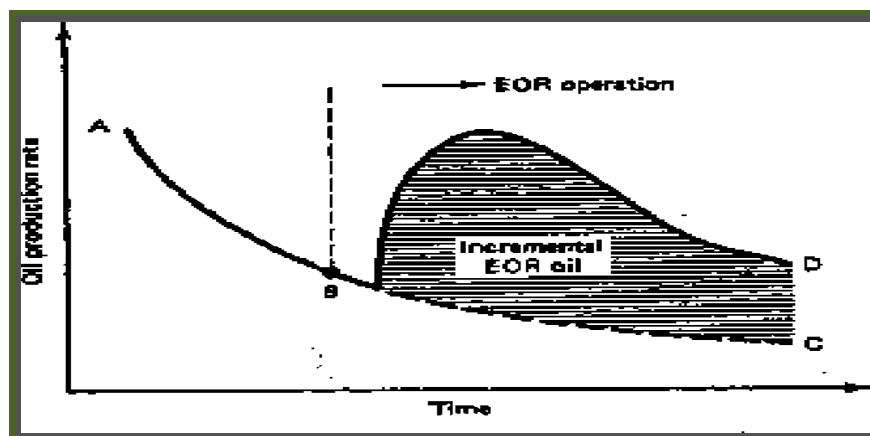
3. Темп открытия крупных месторождений не сопоставим с количеством пробуренных скважин.

Эти наблюдения свидетельствуют о том, что для пополнения запасов Соединенных Штатов требуются иные методы, чем бурение и поисково-разведочные работы. Учитывая цель, составляющую 278 млрд. барр., эти другие методы сосредоточены на повышении нефтеотдачи.

### **1-3. Дополнительная нефть**

Универсальным техническим критерием успеха процесса повышения нефтеотдачи является количество дополнительно добытой нефти. На рис. 1.5 дается определение дополнительной нефти. Представьте месторождение, коллектор или скважину, дебит нефти из которых снижается с А до В. При дебите, равном В, начинают осуществлять проект повышения нефтеотдачи, и в случае успеха, дебит должен показать отклонение от проекции спада в какой-то момент после В. Дополнительная нефть - это разность между тем, что было фактически добыто, В-Д, и тем, что было бы добыто, если бы не осуществили процесс повышения нефтеотдачи, В-С. На рис.1.5 – это заштрихованная область.

Насколько эта концепция проста на рис.1.5, настолько повышение нефтеотдачи трудно определить на практике. Для этого есть несколько причин.



**Рис.1.5.**Дополнительная нефтеотдача в типичном проекте повышения нефтеотдачи (Пратс, 1982)

1. Совместная добыча из скважин, включенных в процесс повышения нефтеотдачи, и скважин, не задействованных в нем. Такая добыча затрудняет определение количества нефти, добытой за счет процесса повышения нефтеотдачи. Происходит смешивание, когда, а дело обычно обстоит именно так, проект повышения нефтеотдачи поэтапно осуществляется на месторождении, на котором осуществляется другой тип добычи.

2. Нефть из других источников. Обычно при осуществлении проекта повышения нефтеотдачи происходит существенная очистка скважин или другие улучшения. Нефть, добываемую в результате такой обработки, нелегко отличить от нефти, получаемой за счет повышения нефтеотдачи.

3. Неточная оценка гипотетического спада. Кривая от В до С на рис.1.5 должна оцениваться точно. Но т.к. этого не случилось, нет способа определения этой точности. К методам, от анализа кривой спада до численного моделирования, нужно подходить критически.

#### **1-4. Сравнение категорий**

Основным предметом обсуждения в данном тексте являются тонкости процессов повышения нефтеотдачи. Здесь мы вносим на рассмотрение некоторые вопросы и сравниваем характеристики трех основных процессов повышения нефтеотдачи. Последние представлены в виде типичной нефтеотдачи (дополнительная нефть, выраженная в виде % от начального содержания нефти в пласте) и по различным коэффициентам использования. В основе лежит фактический опыт.

В табл. 1.2 показано, что чувствительность к высокому содержанию солей является общей чертой для всех химических методов повышения нефтеотдачи. Обще количество растворенных твердых веществ не должно превышать  $100,000 \text{ гр/м}^3$ , а жесткость должна быть менее  $2,000 \text{ гр/м}^3$ . Кроме того, происходит потеря химических реагентов при взаимодействии породы и жидкости. Постоянной проблемой является поддержание на должном уровне приемистости нагнетательной скважины. Статистические данные показывают, что нефтеотдача колеблется от небольшой до умеренно большой. Коэффициенты использования химреагентов имеют смысл только при сравнении со стоимостью отдельных агентов; полимер, например, обычно в три-четыре раза дороже (за единицу массы) поверхностно-активных веществ.

**Таблица 1.2**

**Химические процессы повышения нефтеотдачи (по данным Табера и Мартина, 1983)**

<b>Процесс</b>	<b>Механизм нефтеотдачи</b>	<b>Проблемы</b>	<b>Типичная нефтеотдача (%)</b>	<b>Типичное использование агента*</b>
Полимерное заводнение	Повышает коэффициент охвата по объему за счет уменьшения подвижности	Высокое содержание солей	5	0.3-0.5 фунт. полимера на баррель добытой нефти
Мицеллярно-полимерное заводнение	То же, что и при полимерном заводнении, плюс уменьшает капиллярные силы	Те же, что и при полимерном заводнении, плюс присутствие химреагента, удерживание и высокая минерализация	15	15-25 фунт. ПАВ на баррель добытой нефти
Щелочно-полимерное заводнение	То же, что и при мицеллярно-полимерном заводнении, плюс солюбилизация нефти и изменение смачиваемости	Те же, что и при мицеллярно-полимерном заводнении, плюс состав нефти	5	35-45 фунт. химреагента на барр. добытой нефти

\* 1фунт/баррель ~ 2.86 кг/м<sup>3</sup>

В табл. 1.3 приведено аналогичное сравнение для тепловых методов. В этих процессах нефтеотдачи обычно выше, чем при применении химических методов. И опять, проблемы в заданной категории аналогичные, основными из которых являются: потеря тепла, перемещение пара по верхней части коллектора и загрязнение воздуха. Загрязнение воздуха происходит, т.к. пар обычно получают путем сжигания части добываемой нефти.

Таблица 1.3

## Тепловые методы повышения нефтеотдачи (по данным Табера и Мартина, 1983)

Процесс	Механизм нефтеотдачи	Проблемы	Типичная нефтеотдача, %	Типичное использование агента*
Пар (вытеснение и воздействие на скважину)	Уменьшает вязкость нефти Испарение легких фракций	Глубина потери тепла Перемещение пара по верхней части коллектора Загрязнение	50-65	0.5 барреля расходуемой нефти на баррель добытой нефти
Внутрипластовое горение	Тот же, что и при закачке пара, плюс образование трещин	те же, что и при закачке пара, плюс регулирование горения	10-15	10 тыс. куб. фут. воздуха на баррель добытой нефти*

\* 1 тыс. куб. фут./барр. в стандартных условиях ~ 178 станд. куб. м газа / станд. куб. м нефти

Если это горение происходит на поверхности, продукты выделения загрязняют воздух; если горение происходит в пласте, источником загрязнения могут быть добывающие скважины.

В табл. 1.4 сравниваются процессы заводнения с применением растворителей. В эту категорию входят только две группы, в соответствии с тем, смешивается растворитель или нет с нефтью. Нефтеотдачи обычно ниже, чем при мицеллярно-полимерных заводнениях. Коэффициенты использования растворителей, а так же относительная дешевизна растворителей, привели эти процессы, в частности заводнение двуокисью углерода, к промышленному применению. Различие между смешивающимся и несмешивающимся процессом незначительно.

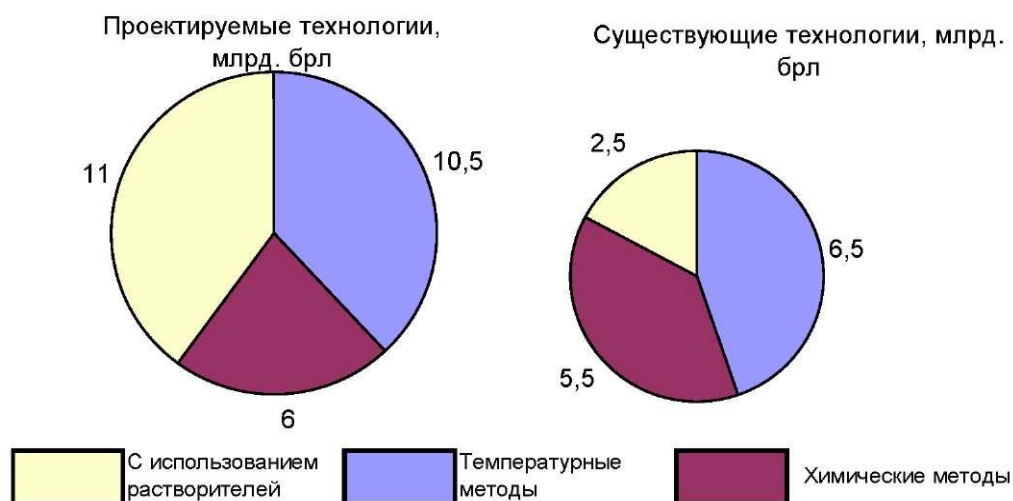
**Методы повышения нефтеотдачи с применением растворителей (по данным Табера и Мартина, 1983)**

*1-5. Будущее методов повышения нефтеотдачи*

Процесс	Механизм нефтеотдачи	Проблемы	Типичная нефтеотдача (%)	Типичное использование агента*
Несмешивающееся вытеснение	Уменьшает вязкость нефти Увеличение объема нефти Растворенный в нефти газ	Стабильность Перемещение по верхней части коллектора Поставка	5-15	10 тыс. куб. фут. растворителя на барр. добытой нефти
Смешивающееся вытеснение	То же, что и при несмешивающемся вытеснении, плюс развитие смешивающегося вытеснения	Те же, что и при Несмешивающемся вытеснении	5-10	10 тыс. куб. фут. растворителя на баррель добытой нефти

\* 1 тыс. куб. фут./барр. в стандартных условиях ~ 178 станд. куб. м растворителя / станд. куб. м нефти

Прогнозирование этих процессов при неустойчивой экономической обстановке - занятие в лучшем случае рискованное. Тем не менее, прогнозирующие тенденции развития методов повышения нефтеотдачи дают некоторое представление о существующем на данный момент мнений.



**Рис.1.6. Прогноз развития методов повышения нефтеотдачи (по данным Национального Нефтяного Совета, 1984)**

На рис.1.6 представлен прогноз, составленный Национальным Нефтяным Советом в 1984 г. В этих прогнозах базисная цена на нефть принимается равной 30 \$ за баррель, а минимальная норма прибыли от капиталовложений принимается равной 10 %. Реализуемая технология, без дополнительного технического развития показывает, что наибольший потенциал имеют тепловые методы добычи, за которыми следует заводнение

с применением растворителей, и затем – химическое заводнение. Прогноз по всем методам повышения нефтеотдачи составляет 14.5 млрд. барр. Это потрясюще мало – всего 5 % от общего количества извлекаемой нефти приведенного в таблице 1.1. Цель, преследуемая здесь, заключается в том, чтобы дать объяснение, почему этот процент так мал, и кратко обозначить, что может быть сделано для улучшения ситуации.

Техническое развитие может коренным образом изменить эту картину. На рис. 1.6 также показана ситуация из того же исследования, проведенного Национальным Нефтяным Советом, когда при использовании передовой технологии потенциал тепловых методов почти удваивается, а потенциал химического заводнения увеличивается более чем в четыре раза. В случае химических методов, когда только потенциал мицеллярно-полимерного заводнения представляет 10 млрд. барр., усовершенствованная технология может превратить процесс с минимальным потенциалом в процесс с максимальным потенциалом. С другой стороны, заводнение с применением растворителей считается довольно хорошо развитым методом. Потенциал передовой технологии в 27.5 млрд. барр. представляет более 10 % от нефти, планируемой добыть за счет методов повышения нефтеотдачи. Эта величина больше доказанных запасов, приведенных в табл. 1.1.

Чтобы подчеркнуть трудности, связанные с применением передовой технологии, мы завершим этот раздел отрезвляющим вопросом. Мы рассматривали объект применения методов повышения нефтеотдачи, будто он останется постоянным. То, что это не так, показано рис. 1.7, прогнозом трех типов запасов, приведенном в табл. 1.1 на следующее столетие. Объектом применения методов повышения нефтеотдачи является количество между верхней и второй линиями. Эта цифра свидетельствует о том, что количество нефти, которую предполагают добыть за счет применения методов повышения нефтеотдачи, со временем будет довольно быстро сокращаться, снизу – за счет фактической добычи, и сверху – за счет потерянной нефти. Потерянная нефть может быть обусловлена техническими или экономическими причинами. Когда месторождение действительно ликвидировано, маловероятно, что методы повышения нефтеотдачи могут оказаться успешными, т.к. немногие процессы могут выдержать расходы, связанные с бурением новых скважин.<sup>4</sup>

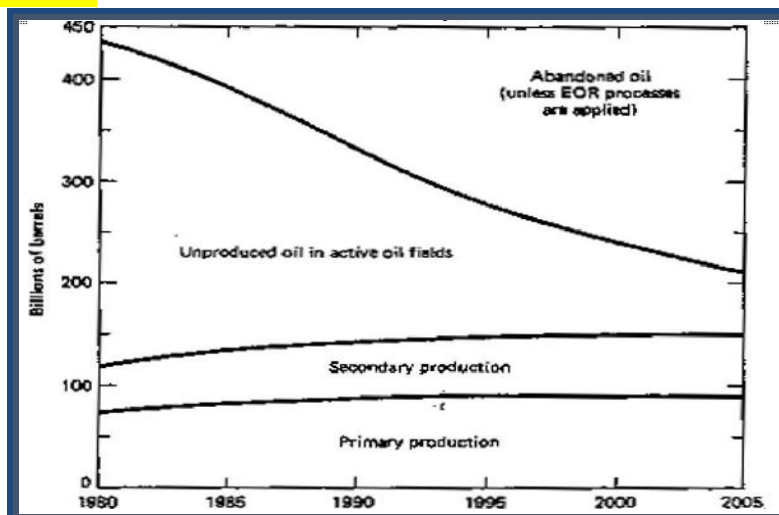


Рис. 1.7. Уменьшение количества нефти, которую предполагают добыть за счет применения методов повышения нефтеотдачи (по данным Клариджа, 1982)

<sup>4</sup> Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer. 12<sup>th</sup> p.

Преимущество методов повышения нефтеотдачи над разведочным бурением заключается в том, что мы знаем местоположение нефти, и большая часть оборудования уже находится на месте.

Уменьшающееся количество нефти, которая может стать объектом применения методов повышения нефтеотдачи, вызывает ощущение безотлагательности реализации методов повышения нефтеотдачи. Чтобы осуществить это, мы должны неустанно изыскивать возможности для методов повышения нефтеотдачи и затем добиваться их успешного выполнения. Для выполнения этого потребуется техническое совершенствование всех ступеней добывающего объединения. Обеспечение этого совершенствования является одной из задач данной публикации.

#### **Контрольные вопросы:**

1. В чём необходимость применения методов увеличения нефтеотдачи?
2. Что такое понятие первичная добыча нефти?
3. Что такое понятие вторичная добыча нефти?
4. Что такое понятие третичная добыча нефти?
5. Расскажите о категориях увеличения запасов.

#### **Использованные литературы:**

1. Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer.
2. [www.Oilandgas.com](http://www.Oilandgas.com)
3. [www.oilandgaslibrary.com](http://www.oilandgaslibrary.com)
4. [http://slovarionline.ru/geologicheskaya\\_entsiklopediya/page/saykling-protsess](http://slovarionline.ru/geologicheskaya_entsiklopediya/page/saykling-protsess).

14386

#### **Коэффициент вытеснения (2 часа).**

##### **План:**

1. *Определение.*
2. *Вытеснение несмешивающихся жидкостей.*
3. *Анализ процесса вытеснения несмешивающихся жидкостей.*

**Ключевые слова и определения:** вытеснения, нефтеотдача, насыщенность, коэффициент охвата, коэффициент отдачи.

Определения для коэффициентов отдачи, вытеснения и охвата в уравнении (2.5-5) применимы к произвольному химическому компоненту, но они почти всецело применимы к вытеснению нефти и газа. Так как коэффициент вытеснения и коэффициент охвата перемножаются, они в равной степени важны для величины коэффициента отдачи и, следовательно, нефтеотдачи. Рассматриваем коэффициент охвата по объему; в этой главе мы приводим основные концепции коэффициента вытеснения.

По большей части, мы ограничиваем наше обсуждение рассмотрением коэффициента вытеснения нефти, основанном на решениях уравнения (2.4-3) движения отдельных фаз (в многофазовом потоке). Мы применяем эти уравнения для рассмотрения процессов вытеснения в одномерной, однородной, изотропной, проницаемой среде. Таким образом, результаты применимы наиболее реалистично к процессам вытеснения в лабораторных условиях, которые являются традиционным способом экспериментального определения коэффициента вытеснения. Конечно, эти результаты не позволяют оценить коэффициент отдачи в условиях трехмерного, нелинейного потока без поправок на коэффициент охвата по объему и коэффициент вытеснения с учетом разницы в масштабе.

Если предположить, что плотность нефти постоянная величина, определение коэффициента вытеснения для нефти будет следующим:



$$E_D = \frac{\text{Количество вытесненной нефти}}{\text{Количество нефти, с которым контактировал вытесняющий агент}}$$

$E_D$  находится между 0 и 1. На скорость, с которой  $E_D$  стремится к 1, сильно влияют исходные условия, вытесняющий агент и количество вытесняющего агента. Жидкость, порода и свойства жидкости и породы также влияют на  $E_d$ . Если вытеснение происходит таким образом, что вытесняющий агент контактирует со всей нефтью, первоначально присутствующей в среде, коэффициент охвата по объему будет равен единице, и  $E_D$  становится коэффициентом отдачи  $ER$ .

Тогда, из уравнения (2.5-4)

$$E_D = 1 - \frac{\bar{S}_2}{\bar{S}_1}$$

для несжимаемой однокомпонентной нефтяной фазы, текущей в несжимаемой проницаемой среде. Уравнение (2.1-2) свидетельствует о том, что  $E_D$  пропорционально средней нефтенасыщенности в среде. Для случаев, когда нефть может встречаться в нескольких фазах, или когда не только нефть может существовать в углеводородной фазе, мы должны использовать общее определение (уравнение 2.5-5b).

**Вытеснение несмешивающихся жидкостей.** Фактически все наше понимание процессов повышения нефтеотдачи начинается с понимания процесса вытеснения одной жидкости второй несмешивающейся жидкостью. Частный случай вытеснения нефти водой был впервые решен Баклеем и Левереттом (1942), позднее был расширен Уэлджем (1952). В этом разделе мы развиваем теорию Баклея-Леверетта таким же образом, как это было сделано в оригинальной статье с несколькими последующими ссылками (Коллинз, 1976; Крейг, 1971; Дэйк, 1978).<sup>5</sup>

В случае изотермического потока нефти и воды в двух несмешивающихся, несжимаемых фазах в одномерной проницаемой среде, уравнения сохранения массы таблицы 2-2 принимают вид:

$$\phi \frac{\partial S_1}{\partial t} + u \frac{\partial f_1}{\partial x} = 0 \quad (2.2-1)$$

В этом уравнении  $f_1$  представляет собой движение водной фазы в многофазовом потоке

$$f_1 = \frac{u_1}{u} = \frac{\lambda_{r1}}{\lambda_{r1} + \lambda_{r2}} \cdot \left( 1 - \frac{k \cdot \lambda_{r2} \cdot \Delta\rho \cdot g \cdot \sin \alpha}{u} \right) \quad (2.2-2)$$

в отсутствие капиллярного давления. В уравнении (2.2-2)  $\alpha$  - это угол падения, определяемый как положительная величина, когда угол замеряется против часовой стрелки от горизонтали, а  $\Delta\rho = \rho_1 - \rho_2$  - это разность плотностей водной и нефтяной фаз.

Выбор  $S_1$  в качестве зависимой переменной в уравнении (2.2-1) является, в значительной степени, условным; мы могли бы с такой же легкостью выбрать  $S_2$ , т.к.  $S_2 + S_1 = 1$ , и  $f_2 + f_1 = 1$ . Важным моментом здесь является то, что в отсутствие капиллярного давления  $f_1$  определяется исключительно как функция  $S_1$  только при помощи соотношений относительных проницаемостей  $\lambda_{r1} = k_{r1}/\mu_1$ ;  $\lambda_{r2} = k_{r2}/\mu_2$ .

В действительности, т.к. форма кривой  $f_1 - S_1$  оказывается главным фактором в определении характера вытеснения, мы ненадолго отвлечемся от темы, чтобы рассмотреть каким образом условия течения влияют на эту кривую.

<sup>5</sup> Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer. 128<sup>th</sup> p.

**Кривые движения отдельных фаз жидкости в многофазовом потоке.** Если мы введем экспоненциальную форму кривых относительной проницаемости нефти и воды в уравнение (5.2-2), мы получим

$$f_i = \frac{1 - N_g^0 (1 - S)^{n_2} \cdot \sin \alpha}{1 + \frac{(1 - S)^{n_2}}{M^0 \cdot S^{n_1}}} \quad (2.2-3)$$

где  $S = \frac{S_1 - S_{1r}}{1 - S_{2r} - S_{1r}}$  приведенная водонасыщенность и  $N_g^0 = \frac{k \cdot k_{r2}^0 \Delta \rho \cdot g}{\mu_2 \cdot u}$  = гравитационное число  $N_g^0$  — это отношение перепадов давления под действием гравитационных и вязкостных сил, исходя их относительной вязкости нефти в конечной точке. В виде уравнения (5.2-3а),  $f_i$  параметрически зависит от  $M^0, N_g^0, \alpha$  и формы кривых относительных проницаемостей ( $n_1$  и  $n_2$ ). Кривая  $f_i - S_i$  чувствительна ко всем этим факторам, но, как правило, наибольшее значение имеют  $M^0$  и  $N_g^0$ . На рис. 5.1 представлены кривые  $f_i - S_i$  для различных значений  $M^0$  и  $N_g^0 \sin \alpha$  при заданных значениях остальных параметров ( $S_{1r} = 0,2, S_{2r} = 0,2, n_1 = n_2 = 2$ ). S-образные кривые имеют точку перегиба, которая меняется в зависимости от  $M^0$  и  $N_g^0 \sin \alpha$ . Кривизна всех кривых становится более отрицательной по мере того, как  $M^0$  возрастает или  $N_g^0 \sin \alpha$  убывает. Кривые, у которых  $f_i$  меньше 0 или больше 1, являются правильными с физической точки зрения. Это условие означает поток, в котором гравитационные силы так сильны, что течение происходит в отрицательном направлении x (вода течет в отрицательном направлении x при  $f < 0$ ). Мы показали, что изменение смачиваемости проницаемой среды с гидрофильной на гидрофобную вызывало увеличение  $k_{r1}^0$  и уменьшение  $k_{r2}^0$ . Таким образом, при постоянных фазовых вязкостях превращение среды в более гидрофобную равноценно, с качественной точки зрения, увеличению  $M^0$ . Но при заданных кривых относительных проницаемостей, увеличение  $\mu_1$  или уменьшение  $\mu_2$  вызывает уменьшение  $M^0$ .

В этом разделе мы рассмотрим два общих эффекта рассеяния в одномерных потоках: капиллярное давление и сжимаемость жидкости. Оба явления являются диссипативными; они являются причиной того, что зоны смешивания растут быстрее или иначе, чем в потоке, в котором рассеяние отсутствует. Оба явления, кроме того, вызывают дополнительные эффекты.

**Капиллярное давление.** Мы не даем решения в аналитическом виде для уравнения сохранения воды. Но мы можем качественно проиллюстрировать влияние капиллярного давления на вытеснение нефти водой и можем привести, используя аргументы масштабирования, количественные ориентиры, когда это может быть важным.

Для несжимаемых жидкостей и при капиллярном давлении  $P_c$  материальный баланс по воде (уравнение 2.2-1) все еще применяется, но движение водной фазы (уравнение 2.2-2) становится равным (см. пример 5F):

$$f_1(S_1) = \frac{\lambda_{r1}}{\lambda_{r1} + \lambda_{r2}} \cdot \left( 1 - \frac{k \cdot \lambda_{r2} \cdot \Delta \rho \cdot g \cdot \sin \alpha}{u} \right) + \frac{k \cdot \lambda_{r1} \cdot \left( \frac{\partial P_c}{\partial x} \right)}{\left( 1 + \frac{\lambda_{r1}}{\lambda_{r2}} \right) \cdot u} \quad (2.3-1)$$

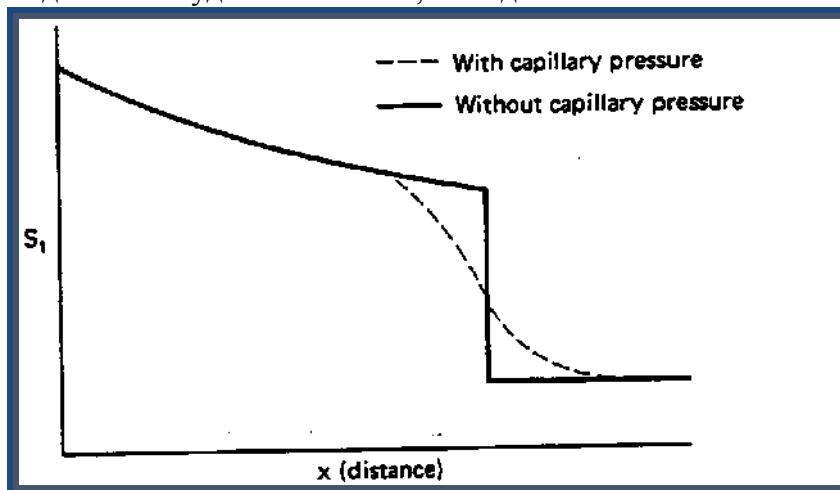
Первый член в правой части уравнения (2.3-1) является просто движением водной фазы в отсутствие капиллярного давления; поэтому многие выводы о вытеснениях при  $P_c = 0$ , хотя и несколько видоизмененные, распространяются на вытеснения, происходящие при наличии капиллярного давления. Второй член в правой части уравнения (2.3-1) представляет собой вклад  $P_c$  в движение водной фазы в многофазовом потоке. Включение члена, представляющего капиллярное давление, является причиной изменения характера уравнения (2.2-1) с гиперболического на параболический — общий результат рассеивающих действий из-за пространственной производной  $P_c$ .

Капиллярное давление в уравнении (2.3-1) представляет собой разность давлений в двух непрерывных фазах – нефтяной и водной. Производное  $\partial P_c / \partial x = (\partial P_c / \partial S_1) \cdot (\partial S_1 / \partial x)$  имеет положительный знак при вытеснениях как в гидрофобной, так и в гидрофильной среде, т.к.  $\partial P_c / \partial S_1$  – отрицательная величина в обоих случаях и  $\partial S_1 / \partial x$  также отрицательная величина. Следовательно, при заводнениях капиллярное давление усиливает движение водной фазы при заданной водонасыщенности. Это усиление имеет особенно большое значение в областях с большими градиентами насыщенности, т.е. вокруг фронтов импульсов, прогнозируемых теорией Баклея-Левретта. При вытеснении воды нефтью  $P_c$  обуславливает меньшее движение водной фазы, т.к.  $\partial S_1 / \partial x > 0$ .

Влияние  $P_c$  на одномерное вытеснение заключается в распространении волны водонасыщенности, особенно вокруг импульсов; рис.2.7, на котором показано как это происходит, представляет собой смоделированный профиль водонасыщенности и давления для процесса одномерного заводнения в гидрофильной среде. На рис.2.7(a) показаны профили водонасыщенности в присутствии и отсутствии капиллярного давления; рис.2.7(b) показывает соответствующие профили давления. Данные обоих рисунков получены при одном и том же значении  $t_D$ . Фазовые давления, представленные на Рис. 2.7(b) пунктирной линией, это давления, которые имели бы место, если бы импульс остался в профиле водонасыщенности. Конечно, изображение импульсных волн при  $P_c \neq 0$  некорректно, но такое изображение показывает движущую силу при капиллярном смешивании.

Впереди фронта (вниз по потоку) разница между давлениями нефтяной и водной фаз постоянна и равна капиллярному давлению при  $S_{11}$ . На фронте фазовые давления быстро меняются. Но позади фронта (вверх по потоку) разница между давлениями нефтяной и водной фаз уменьшается до величины, отмечаемой при  $S_1 = S_{11}$ . Теперь в импульсе имеется градиент локального давления, который заставляет нефть течь вверх (противоточное впитывание), а воду течь вниз быстрее, чем под влиянием только капиллярных сил. Образующееся в результате локальное смешивание обуславливает рассеяние импульса (рис.2.7a) и исчезновение резкого изменения давления. Позади фронта, в распространяющейся части волны водонасыщенности влияние капиллярного давления невелико.

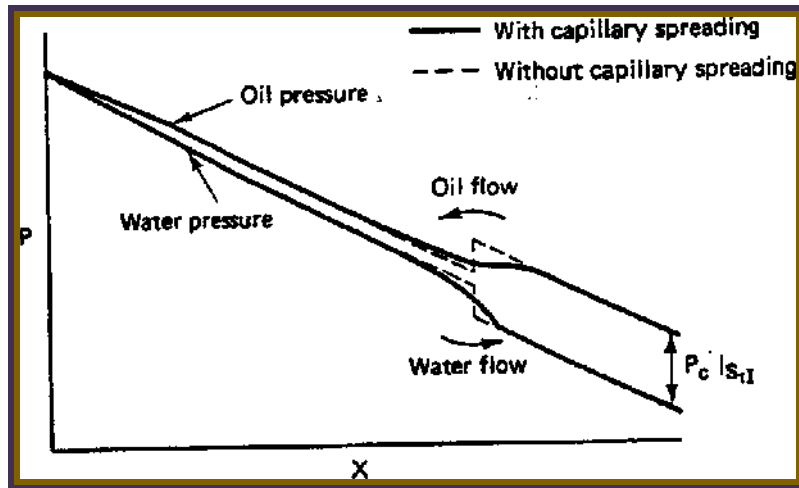
Капиллярное давление будет небольшим, если длина системы  $L$  большая.



--- При капиллярном давлении

— В отсутствии капиллярного давления (a)

Профили водонасыщенности



При распространении капиллярного давления  
 --- При отсутствии распространения капиллярного давления (b) Профили давления водной и нефтяной фаз

**Рис. 2.1 Профили насыщенности и давления при продольном капиллярном впитывании (Йокояма, 1981)**

Рассмотрим безразмерное уравнение сохранения воды с подставленным уравнением (2.3-1) и  $a=0$

$$\frac{\partial S_1}{\partial t_D} + \frac{\partial}{\partial x_D} \left( \frac{1}{1 + \frac{\lambda_{r1}}{\lambda_{r2}}} \right) + \frac{\partial}{\partial x_D} \left( \frac{k \cdot \lambda_{r1}}{u \cdot L \left( 1 + \frac{\lambda_{r1}}{\lambda_{r2}} \right)} \frac{\partial P_c}{\partial x_D} \right) = 0 \quad (2.3-2)$$

Последний член в левой части этого уравнения является нелинейным в отношении  $S_1$  и поэтому трудноопределимым. Используя выражение Леверетта для функции  $j$ , мы можем записать уравнение (5.3-2) как

$$\frac{\partial S_1}{\partial t_D} + \frac{\partial}{\partial x_D} \left( \frac{1}{1 + \frac{\lambda_{r1}}{\lambda_{r2}}} \right) + \frac{1}{N_{RL}} \cdot \frac{\partial}{\partial x_D} \left( g(S_1) \frac{\partial S_1}{\partial x_D} \right) = 0 \quad (2.3-3)$$

где  $g$  – это положительная безразмерная функция водонасыщенности

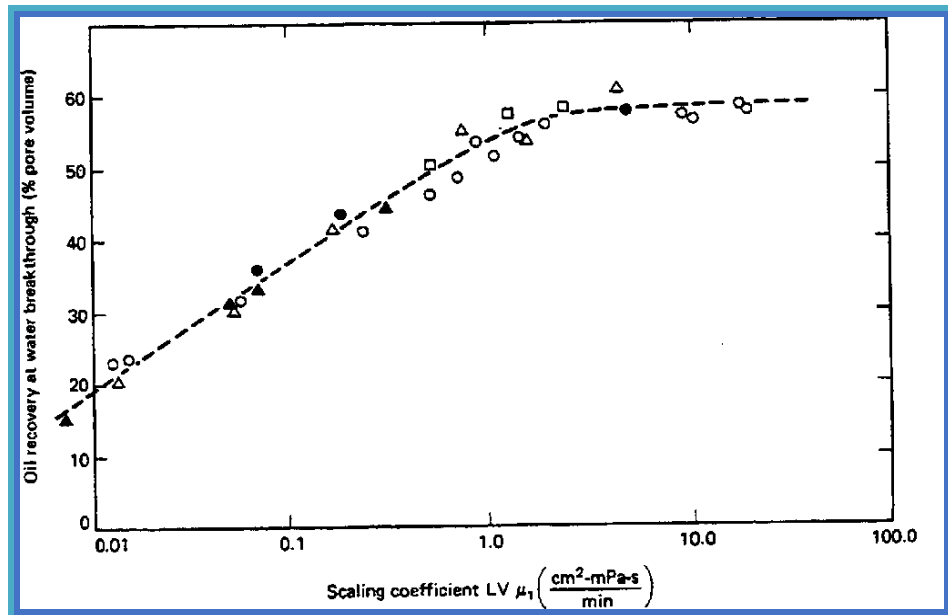
$$g(S_1) = - \left( \frac{1}{1 + \frac{\lambda_{r1}}{\lambda_{r2}}} \right) \cdot \left( \frac{S_1 - S_{1r}}{1 - S_{2r} - S_{1r}} \right)^{n_1} \cdot \frac{dj}{dS_1} \quad (2.3-4)$$

$N_{RL}$  – число Рапопорта и Лиаса – безразмерная константа, впервые примененная этими авторами (1953) для обозначения случаев, когда действие капиллярного давления становится важным.

$$N_{RL} = \left( \frac{\phi}{k} \right)^{\frac{1}{2}} \cdot \frac{\mu_1 \cdot u \cdot L}{k_{r1}^0 \cdot \phi \cdot \sigma_{12} \cos \theta} \quad (2.3-5)$$

Рис.2.8 представляет собой график зависимости нефтеотдачи в момент прорыва от  $\mu_1 v L$  (вспомните  $v=u/\phi$ ), построенный на основании экспериментальной работы Рапопорта и Лиаса. Т.к. в их ядрах  $S_{1I} = 0$ , вертикальная ось на рис.5.8 представляет собой коэффициент вытеснения в момент прорыва,  $E_D^0$ . По мере увеличения  $\mu_1 v L$ ,  $E_D^0$  возрастает до максимального значения, равного 0,58. При больших значениях  $\mu_1 v L$ ,  $E_D^0$  является постоянной величиной, прогнозируемой теорией Баклея – Леверетта.

Рапопорт и Лиас не строили графика зависимости своих результатов от более общего  $N_{RL}$ ; однако, используя заданное значение  $k = 0.439 \mu\text{m}^2$  и  $\phi = 0.24$ , и принимая  $k_{r1}^0 \sigma_{12} \cos \theta = 1 \text{mN/m}$  (что является типичным для гидрофильной среды),  $P_c$  не повлияет на одномерное вытеснение нефти водой, если  $N_{RL}$  примерно больше 3.



**Рис. 2.2** Взаимосвязь нефтеотдачи в момент прорыва и масштабного коэффициента в сухих пленочных ядрах, не содержащих погребенной воды. Разные обозначения изображают меняющуюся длину ядер и вязкость нефти. (Рапопорт и Лиаз, 1953)

Из-за длины, появившейся в числителе уравнения (2.3-5),  $R_c$  будет влиять на фронт вытеснения в гораздо в большей степени в лабораторных заводнениях, чем в промысловых вытеснениях вследствие большого несоответствия  $L$ .

Конечно, в микроскопическом масштабе капиллярные силы имеют большое значение при определении уловленной или остаточной нефти как в лабораторных, так и в промысловых вытеснениях. Мы видели, что величина  $S_{2r}$  зависела от локального соотношения вязкостных и капиллярных сил - капиллярного числа  $N_{vc}$ . Общий вид капиллярного числа  $N_{vc} = v\mu_1/k^o_{r1}a_{12}\cos\theta$  введен в определение  $N_{RL}$

$$N_{RL} = \left(\frac{\phi}{k}\right)^{\frac{1}{2}} \cdot L \cdot N_{vc} \quad (2.3 - 6)$$

Коэффициент  $L(\phi/k)^{1/2}$  является мерой соотношения макроскопического размера проницаемой среды и характеристического размера породы. Следовательно,  $N_{vc}$  и  $N_{RL}$  выражают одно и то же физическое понятие - соотношение вязкостных и капиллярных сил - но в разных масштабах.

Вспомните, что если  $N_{vc}$  меньше, чем примерно  $10^{-5}$ , то остаточные фазовые насыщенности приблизительно постоянны. Для хорошо отсортированной среды мы можем, в таком случае, наложить ограничения на  $N_{RL}$  так, что капиллярные силы в любом масштабе не будут влиять на вытеснение

$$3 < N_{RL} < 10^{-5} L(\phi/k)^{1/2}$$

При большом  $L$  это чрезвычайно широкий диапазон и этим объясняется полное отбрасывание всех капиллярных сил в расчетах одномерных вытеснений. В лабораторном масштабе может оказаться невозможным удовлетворить оба требования.

$N_{RL}$  может быть выражено более прямым способом. Из уравнения (2.3-5) мы можем заменить закон Дарси для воды, определенный как  $S_1 = 1 - S_{2r}$  на  $v = u/\phi$ , получив:

$$N_{RL} = \left(\frac{k}{\phi}\right)^{\frac{1}{2}} \cdot \frac{\Delta P_1}{\sigma_{12} \cos \theta} \quad (2.3 - 7)$$

где  $\Delta P_1$  - это перепад давления в проницаемой среде, замеренный через водную фазу. Члены, содержащие проницаемость и межфазное натяжение, можно выразить в виде

функции  $j$  Леверетта, чтобы получить еще одно приближение для  $N_{RL}$

$$N'_{RL} = \frac{\Delta P_1}{\Delta P_c} \quad (2.3 - 8)$$

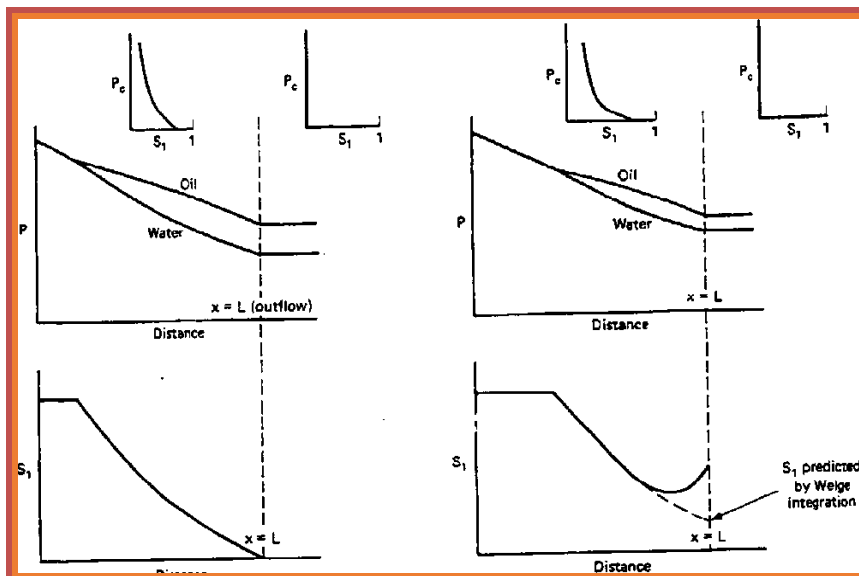
где  $\Delta P_c$  - изменение капиллярного давления между состояниями начальной и конечной водонасыщенности. Уравнение (2.3-9) является непосредственным сравнением перепада вязкостного и капиллярного давления, и является наименее точным, но самым прямым из всех методов измерений.

При небольшом  $N_{RL}$  капиллярное давление вызовет распространение импульсных волн. Хотя существует параллель между дисперсией в смешивающихся вытеснениях и эффектами  $P_c$  в несмешивающихся вытеснениях, аналогия не распространяется на рост зоны смешивания. Мы показываем, что зоны дисперсионного смешивания растут пропорционально квадратному корню времени. Капиллярное давление обычно заставляет зоны смешивания расти экспоненциально до некоторого асимптотического предела, после которого изменение происходит без дальнейшего роста. Как это происходит можно объяснить с качественной точки зрения, рассмотрев волну водонасыщенности, которая представляет собой импульс по всему диапазону возможных насыщенныхностей, как в правой колонке на рис. 2.6, где мы не учитывали эффекты  $P_c$ . Как мы видели, эффекты  $P_c$  вызывают распространение такой волны, но все еще существует сильная тенденция волны заостряться из-за выпуклой направленной вверх формы кривой движения отдельных фаз в многофазовом потоке. Эти два эффекта стремятся уравновесить друг друга, заставляя волну стремиться к асимптотическому пределу. Существование такого предела далее ограничивает значение капиллярного давления как смешивающего механизма в одном измерении. Асимптотические или «стабильные» зоны смешивания отмечались в одномерных лабораторных заводнениях несколькими авторами (Бэйл и Марсден, 1957).

Никакое обсуждение механизмов влияния капиллярного давления на одномерное вытеснение не будет полным без упоминания капиллярного конечного эффекта. Этот эффект имеет место, когда происходит нарушение непрерывности кривой капиллярного давления, как например, когда одномерная проницаемая среда состоит из двух последовательно расположенных однородных сред разной проницаемости. Но чаще всего это происходит в конце лабораторного ядра, когда текущие фазы переходят из проницаемой в непроницаемую область. Характер насыщенности в плоскости нарушения непрерывности значительно отличается от характера, прогнозируемого теорией Баклея-Левретта.

Рассмотрим профили водонасыщенности и давления в процессе заводнения гидрофильной среды, представленные на Рис. 2-9. Капиллярные силы таковы, что их нельзя не учитывать. На рис. 2.9(a) показан момент, когда вода подходит к выходному концу ( $x = L$ ), а на рис. 2.9(b) - некоторое время спустя. На правой стороне выходного конца проницаемая среда отсутствует. Эта область характеризуется кривой нулевого капиллярного давления везде, за исключением  $S_1 = 0$ , где существуют все значения капиллярного давления. Давления нефтяной и водной фаз должны быть непрерывными при  $x = L$ ; поэтому водонасыщенность при  $x > L$  должна равняться нулю, т.к. существует ненулевая разность давления фаз. Это, в свою очередь, подразумевает, что вода не может течь через выходной конец среды до тех пор, пока капиллярное давление как раз внутри системы не исчезнет. При отсутствии добычи при  $x = L$ , но при непрерывном перемещении воды к выходному концу, водонасыщенность должна нарастать при  $x = L$  до тех пор, пока  $P_c = 0$  ( $S_1 = 1 - S_{2f}$ ) в этой плоскости. Следовательно конечной капиллярный эффект является причиной задержки водопритока и расхождения данных водонасыщенности при  $x = L$  по сравнению с водонасыщенностью, прогнозируемой теорией Баклея-Левретта (рис. 2.9b).

Эта задержка может быть причиной значительной ошибки при использовании метода интегрирования Уэлджа. Капиллярный концевой эффект был отмечен Кайтом и Рапопортом (1958) в экспериментальной работе, и Дугласом и др. (1958) – при моделировании. На рис. 2.10 представлены данные, показывающие капиллярный концевой эффект.

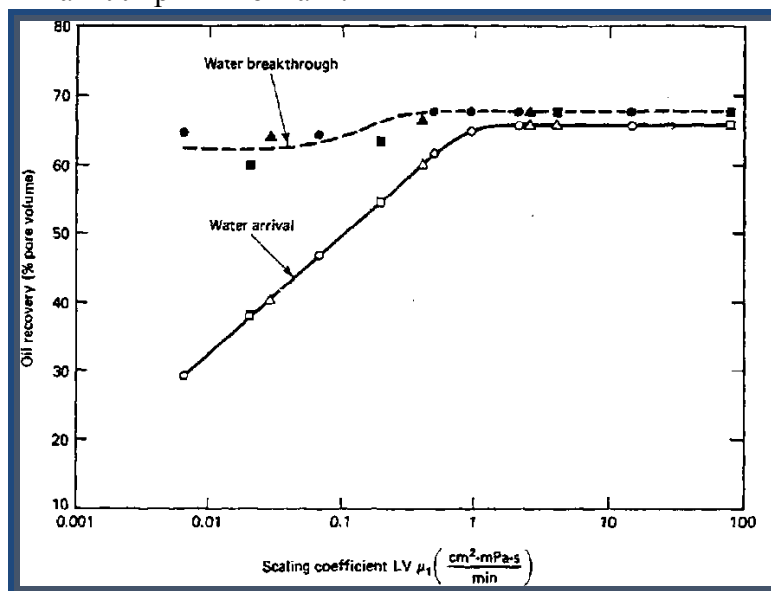


(a) В момент подхода воды при  $x = L$  (b) После подхода воды при  $x = L$

**Рис. 2.3.** Схематическое изображение капиллярного концевой эффекта

(a) At the time of approach of water at  $x = L$  (b) Following the approach of water at  $x = L$

Чтобы исключить капиллярный концевой эффект, лабораторные заводнения проводились при больших скоростях и большой длине керна (и то, и другое увеличивает  $N_{RL}$ ), или размещая второй проницаемый материал на выходном конце, что обеспечивало хороший капиллярный контакт.



**Рис. 2.4** Корреляция данных заводнения, полученных на гидрофильных кернах (Кайт и Рапопорт, 1958)

### Контрольные вопросы:

1. Как определяется коэффициент вытеснения нефти водой?
2. Расскажите о капиллярном давлении.

3. Чем обосновывается профили насыщенности и капиллярного давления при продольном капиллярном впитывании?

4. Схематическое изображение капиллярного концевго эффекта.

**Использованные литературы:**

1. Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer.

2. [www.Oilandgas.com](http://www.Oilandgas.com)

3. [www.oilandgaslibrary.com](http://www.oilandgaslibrary.com)

4. [http://slovarionline.ru/geologicheskaya\\_entsiklopediya/page/saykling-protsess](http://slovarionline.ru/geologicheskaya_entsiklopediya/page/saykling-protsess).

14386



## Коэффициент охвата пласта по объему (2 часа).

### План:

1. Определение.
2. Коэффициент охвата по площади.
3. Критерии неоднородности.

**Ключевые слова и определения:** нефтенасыщенность, вытеснения, нефтеотдача, заводнения, пласт, коэффициент охвата

### 1. Введение.

Типичные величины остаточной нефтенасыщенности и насыщенности погребенной водой свидетельствуют о том, что предельный коэффициент вытеснения обычно составляет 50-80 % от количества нефти, охваченной процессом заводнения. Этот диапазон существенно превышает средний коэффициент нефтеотдачи в 30 %, отмечаемый в процессе обычных заводнений; он также превышает коэффициент нефтеотдачи, получаемый в большинстве проектов увеличения нефтеотдачи. Конечно, причина того, что коэффициент вытеснения выше коэффициента нефтеотдачи заключается в том, что не вся нефть контактирует с вытесняющим агентом. Это явление представлено в уравнении нефтеотдачи, где коэффициент вытеснения умножается на коэффициент охвата пласта по объему  $E_v$ . Исходя из этих приближенных цифр, коэффициент охвата пласта по объему составляет 40-60 % для обычного заводнения. Для многих процессов увеличения нефтеотдачи он может быть гораздо меньше, а для других - увеличение  $E_v$  является основной целью.

В этой главе мы рассмотрим как коэффициент охвата пласта по объему, так и методы, используемые для того, чтобы, комбинируя коэффициент охвата пласта по площади, по мощности и коэффициент вытеснения, прийти к коэффициенту нефтеотдачи. Мы имеем дело почти исключительно с несмешивающимся вытеснением нефти водой, т.к. эта литература по вопросу о коэффициенте нефтеотдачи довольно прочно укоренилась, и многие из наиболее важных особенностей распространяются также на повышение нефтеотдачи. В последующих главах мы рассмотрим коэффициент охвата пласта по объему для конкретных процессов повышения нефтеотдачи. Для проведения дальнейшего различия между коэффициентом охвата по объему и коэффициентом вытеснения мы обычно рассматриваем индифферентные или самоаострающиеся вытеснения, в которых дисперсионные эффекты невелики. Для этих случаев методики расчета в равной степени обоснованы, будь то смешивающееся или несмешивающееся вытеснение, т. к. одновременного течения компонентов не происходит.

### 3.1. Определения

$E_D$  - коэффициент вытеснения, определяемый в уравнении (2.1-1), а  $E_v$  - коэффициент охвата по объему, определяемый как

$$E_v = \frac{\text{Объемы нефти охваченной вытесняющим агентом}}{\text{Объемы начального содержания нефти в пласте}} \quad (3.1-1)$$

Член уравнения ( $S_{21}V_p/B_{21}$ ) представляет пластовую нефть в стандартных объемах на начальное вытеснение. Мы также опустили подстрочный индекс  $i=2$ , т.к. все коэффициенты в этой главе относятся к нефтеотдаче.

Коэффициент охвата по объему можно разложить на произведение коэффициента охвата по площади и коэффициента охвата по мощности:

$$E_v = E_A E_J \quad (3.1-3)$$

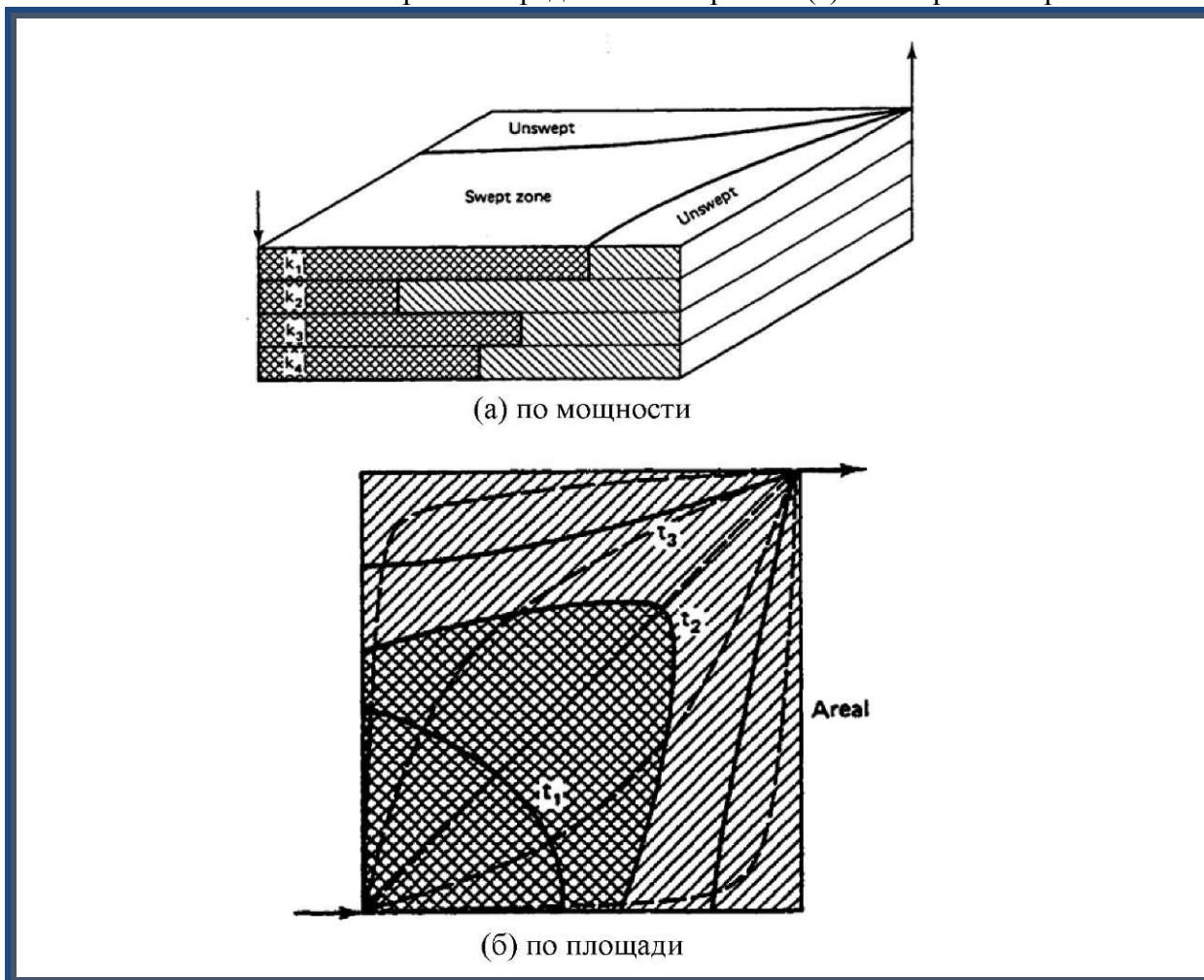
Определение коэффициента охвата пласта по площади следующее:

$$E_A = \frac{\text{Площадь, охваченная вытесняющим агентом}}{\text{Общая площадь}} \quad (3.1-4)$$

На рис. 3.1(а) схематически показано сильно идеализированное поршневое вытеснение в четырехслойном, однородном по площади пласте. Рис.3-1(б) представляет собой площадную проекцию рис.3-1(а). Исходя из определения уравнения (3.1-4), ЕА - это дважды заштрихованная область (в t2), деленная на однократно заштрихованную область. Коэффициент охвата по мощности,

$$E_j = \frac{\text{Площадь поперечного сечения, охваченная вытесняющим агентом}}{\text{Общая площадь поперечного сечения}} \quad (3.1-5)$$

Также аналогичным образом определяется на рис.3-1(а) в конкретное время.



**Рис. 3.1. Схематическое изображение коэффициента охвата**

Определения уравнений (3.1-3) - (3.1-5) имеют ряд неявных противоречий. Как коэффициент охвата по площади, так и коэффициент охвата по мощности представляют собой соотношения площадей; поэтому их произведение  $E_v$  должно быть соотношением площадей в квадрате. Это наблюдение противоречит определению уравнения (3.1-2), которое говорит, что  $E_v$  должно быть соотношением длин, возведенных в куб. Избыточная размерность либо в уравнении (3.1-4), либо в уравнении (3.1-5), является размером, параллельным направлению вытеснения. Это направление является нелинейным и меняется в зависимости, как от положения, так и от времени. Таким образом, разложение уравнения (3.1-3) преобразует  $E_v$  в произведение двух плоских течений.

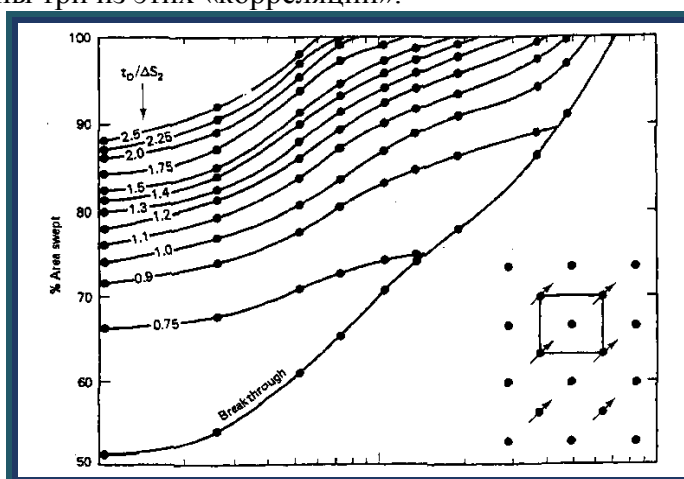
Вторым следствием избыточной размерности в  $E_v$  является то, что как  $E_a$ , так и  $E_j$  зависят друг от друга. Из рис.3.1 видно, что  $E_a$  зависит от вертикального положения. Аналогичным образом, хотя это не так очевидно,  $E_j$  будет отличаться от показанного

поперечного сечения при каждом поперечном сечении между нагнетательной и добывающей скважинами. Если мы ограничимся поперечными сечениями, которые обозначены линиями, показывающими пути прохождения флюидов между нагнетательной и добывающей скважинами, (пунктирные линии на рис.3. б),  $E_j$  будет одинаковым для каждого поперечного сечения, если его можно выразить в безразмерной форме, независимой от скорости. Но для общего случая  $E_j$  является функцией скорости и будет разным для каждого поперечного сечения. Как мы видим практическим результатом этого наблюдения является то, что ни площадной коэффициент охвата, ни коэффициент охвата по мощности в уравнении (3.1-3) не могут быть оценены одновременно, для этого требуется коэффициент охвата по объему.

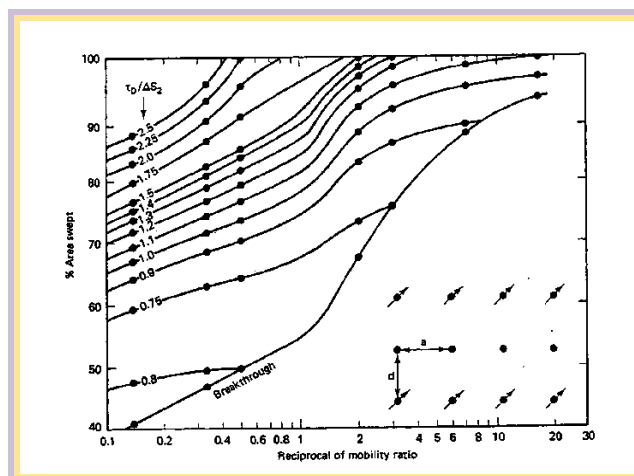
Чтобы использовать уравнение (3.1-1) даже с вышеупомянутыми сложностями, мы должны располагать независимыми оценками  $E_A$  и  $E_j$ . В определенных специфических случаях - ограниченные вытеснения в однородных по площади стандартных моделях, при отсутствии или очень хорошем сообщении по мощности - эти оценки возможны путем корреляции или расчета. В тех случаях, когда эти условия не выполняются,  $E_v$  должно определяться в масштабированных лабораторных опытах или численным моделированием. Несмотря на то, что в последнем случае, несомненно, можно получить оценку коэффициента охвата, сама по себе нефтеотдача может быть определена непосредственно, и уравнение (3.1-1) не нужно. Тем не менее, уравнение дает лучшее понимание концепций коэффициента охвата и факторов, необходимых для того, чтобы максимально увеличить  $E_v$ , чем только одно моделирование.

### 3.2. Коэффициент охвата по площади

Хотя коэффициент охвата по площади можно определить с помощью расчетной кривой или аналитическими методами (Морел-Сейтаукс, 1966), наиболее распространенным источником данных о коэффициенте охвата по площади являются вытеснения, осуществляемые на динамически подобных физических моделях залежи. На рис. 3.2-3.4 представлены три из этих «корреляций».



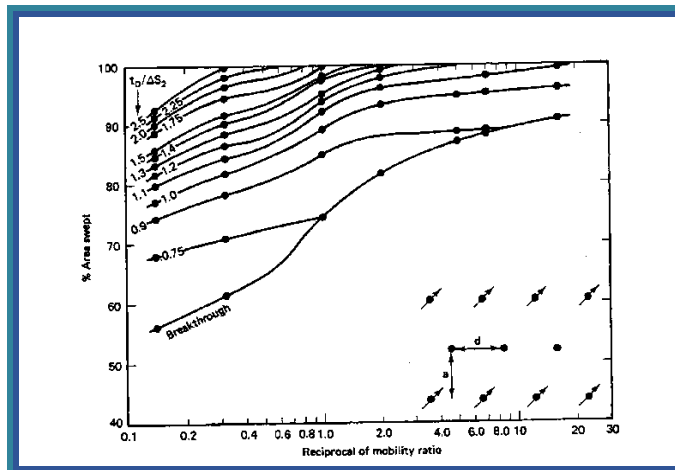
**Рис. 3.2.** Коэффициент охвата по площади при ограниченной пятиточечной схеме размещения скважин (данные Дайса и др., 1954)



**Рис. 3.3.** Коэффициент охвата по площади при ограниченном прямом линейном режиме заводнения,  $d/a = 1$  (Дайс и др., 1954)

Коэффициент охвата по площади из работы Дайса и др. (1954) для трех различных нормальных сеток размещения скважин. Еще несколько этих корреляций имеется в работе Крэйга (1971), и обширная библиография площадного коэффициента охвата дается Клэриджем (1972). Для сеток размещения скважин, показанных в нижнем правом углу, на рис. 3.2-3.4 построена кривая зависимости ЕА (на оси у) от величины, обратной коэффициенту подвижности (на оси х) во времени. Т.к. коэффициент подвижности и сетка размещения скважин – величины постоянные для данного вытеснения, время действительно является зависимой переменной. Безразмерное время на рис. 3.2-3.4 является совокупным количеством закачанного вытесняющего агента, выраженным в единицах вытесняемого объема пор. Т.к. время является зависимой переменной в этих корреляциях, более точным отображением был бы график зависимости ЕА от безразмерного времени при неизменном коэффициенте подвижности и сетке размещения скважин. Вы должны помнить, что эти корреляции для поршневых вытеснений, осуществляемых на стандартных однородных ограниченных моделях. Когда системы расстановки скважин не ограничены, основная площадь в уравнении (3.1-4) может быть гораздо больше, а ЕА - меньше. На основании всестороннего изучения имеющихся корреляций для распространяющихся вытеснений Крэйг (1971) определил, что подходящим коэффициентом подвижности для корреляций площадного охвата является коэффициент подвижности при средней насыщенности.

Из корреляций следует, что ЕА возрастает с увеличением времени или расхода и уменьшением коэффициента подвижности. При постоянном коэффициенте подвижности Еа равно вытесняемому поровому объему, закачанному до прорыва, и дается кривыми, представленными на рис. 3.2-3.4. К тому же ЕА возрастает по мере того, как тип модели приближается к линейному потоку, но эта чувствительность невелика для более общих моделей. Уменьшение ЕА с увеличением М происходит так же, как коэффициент вытеснения меняется в зависимости от коэффициента подвижности, что рассматривалось в Разделе 3-2; таким образом, высокие коэффициенты подвижности отрицательно влияют как на площадной коэффициент охвата, так и на коэффициент вытеснения.



**Рис. 3.4.** Коэффициент охвата по площади при шахматном расположении скважин,  $d/a = 1$  (Дайс и др.)

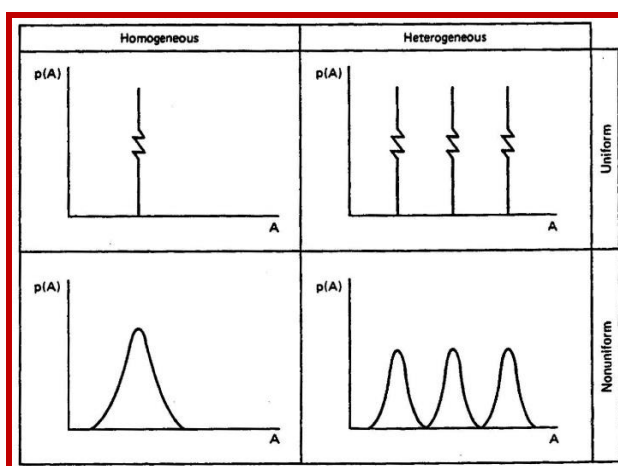
### 3.3. Критерии неоднородности

Учитывая характер залегания коллекторов и сложные диагенетические изменения, происходящие впоследствии, тот факт, что ни один из пластов не является однородным, не должен вызывать удивления. Это не означает, что во всех пластах главенствующим является фактор неоднородности, т.к. во многих случаях какой-нибудь механизм бывает настолько сильным, что он полностью перевешивает все другие факторы. Например, плотность может быть так явно выражена в высокопроницаемом пласте, что до достаточно хорошего приближения он может считаться однородным.

Тем не менее, неоднородность всегда присутствует в пластах, является наиболее трудным для определения параметром, и обычно оказывает наибольшее воздействие на коэффициент охвата по мощности. Поэтому, прежде, чем мы рассмотрим коэффициент охвата по мощности, мы рассмотрим наиболее общие критерии неоднородности и их ограничения.

#### Определения

Тремя главными формами неидеальностей в пласте являются анизотропность, неравномерность и неоднородность. Эти термины могут применяться к любому свойству, но обычно они описывают проницаемость, пористость и изредка относительную проницаемость. Анизотропное свойство меняется с изменением направления измерения и, следовательно, имеет характеристическую тензорную природу. Согласно Гринкорну и Кесслеру (1969) определения неравномерности и неоднородности тесно связаны. Однородное равномерное свойство представлено на графике распределения частот единичной дельта-функцией (пик), а неоднородное равномерное свойство - конечным числом этих функций. Однородное неравномерное свойство не может быть представлено конечным числом дельта-функций, а может быть непрерывной функцией только с одним пиком. Неоднородное неравномерное свойство представлено непрерывной функцией распределения с двумя и более пиками. Большинство вытеснений, проводившихся в лабораторных условиях, являются однородными и неравномерными. Большинство методик расчета предполагают, что пласт является равномерным и неоднородным. Фактические неравномерности «усредняются» за счет капиллярного давления или дисперсии.



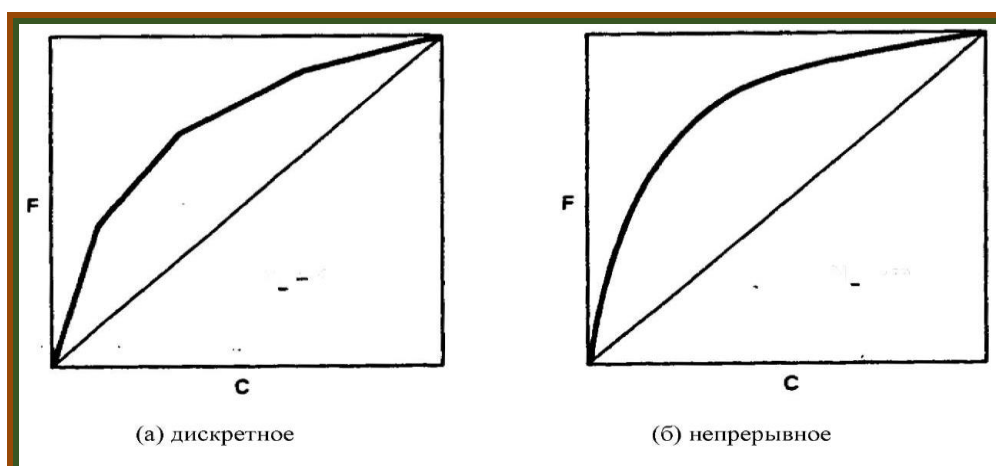
**Рис. 3.5.** Функции распределения вероятностей для параметра А (Гринкорн и Кесслер, 1965)

Пропускная способность и способность к аккумулярованию т.к. проницаемость на небольшом расстоянии в пласте может изменяться в десятки раз, в то время как пористость в том же масштабе меняется лишь на несколько процентов, общепринято считать пласт однородным по пористости и неоднородным по проницаемости. Хотя большинство традиционных критериев неоднородности принимают эту условность, это необязательно, и даже может привести к случайным ошибкам. В исследовании, приведенном ниже, мы включаем в построения изменения пористости; более традиционные построения могут быть восстановлены, если сделать допущение, что пористость и мощности - постоянные величины.<sup>6</sup>

Представьте себе множество элементов в виде проницаемых сред NL, разной проницаемости  $k_e$ , толщины  $h_e$  и пористости  $\phi_e$ . Элементы расположены в виде сопротивлений, параллельных потоку. Из закона Дарси скорость однофазного потока изотопного индикатора в поровом пространстве пропорциональна отношению проницаемости к пористости,  $g_e = k_e/\phi_e$ . Таким образом, если  $g_e$  является произвольной переменной, мы можем перегруппировать элементы в порядке убывания  $g_e$  (это равнозначно расположению в порядке уменьшения скорости жидкости).

Физическая интерпретация  $F_n$  следующая: если элементы NL сгруппированы параллельно,  $F_n$  является частью общего потока со скоростью  $g_n$  или более высокой скоростью.  $C_n$  - относительный объем этих элементов. График зависимости  $F_n$  от  $C_n$  дает кривую, показанную на рис. 3.6(a); если NL становится очень большим, множество приближается к непрерывному распределению, показанному на рис. 3.6(b). Мы обозначим непрерывное распределение через  $F$  и  $C$  без подстрочных индексов. Из определений  $F$ ,  $C$  и  $g$  угол наклона любой кривой при любом значении  $C$  - это скорость в поровом пространстве в этой точке, деленная на среднюю скорость всего множества:

<sup>6</sup> Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer. 195<sup>th</sup> p.



**Рис. 3.6.** Схематическое изображение дискретного и непрерывного построения кривых зависимости пропускной способности от способности к аккумулярованию.

#### Контрольные вопросы:

1. Как определяется коэффициент охвата пласта по объему?
2. Как определяется коэффициент охвата по площади при ограниченной пятиточечной схеме размещения скважин?
3. Как определяется коэффициент охвата по площади при ограниченном прямом линейном режиме заводнения?
4. Как определяется коэффициент охвата по площади при шахматном расположении скважин?
5. Как определяется критерии неоднородности?

#### Использованная литература:

1. Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer.

#### Методы добычи с применением растворителей (2 часа).

##### План:

1. Изучение метода вытеснения растворителями.
2. Свойства растворителей.
3. Свойства нефтерастворителей.

**Ключевые слова и определения:** жидкость, раствор, агент, вытеснения, нефтеотдача, нефть

Одним из наиболее ранних методов добычи дополнительной нефти является применение растворителей для извлечения нефти из проницаемой среды. В начале 60-х годов большое внимание уделялось закачке сжиженного нефтяного газа небольшими «оторочками» с последующим вытеснением сжиженного нефтяного газа сухим природным «продавочным» газом. С увеличением стоимости растворителя этот процесс стал менее привлекательным с экономической точки зрения. В конце 70-х годов из-за повышения цены на нефть и возросшего доверия в способность более точного определения нефтеотдачи, отмечается возрождение интереса к методам, применяющим растворители. В этот период лидирующее положение среди растворителей заняла

двуокись углерода, хотя несколько других жидкостей также нашли свое применение (Сталкап, 1985).<sup>7</sup>

Две жидкости, смешивающиеся во всех пропорциях в одну жидкую фазу, являются смешивающимися жидкостями. Следовательно, смешивающиеся агенты смешивались бы во всех пропорциях с вытесняемой нефтью. Но наиболее рациональные смешивающиеся агенты только частично смешиваются с самой нефтью, поэтому в этом тексте мы используем термин вытеснение нефти растворителями. Конечно, многие растворители смешиваются с сырой нефтью при правильно выбранных условиях, но все растворители, представляющие коммерческий интерес, не смешиваются с водной фазой.

Вытеснение нефти растворителями относится к тем методам повышения нефтеотдачи, в которых главная нефтедобывающая функция осуществляется благодаря экстрагированию, растворению, испарению, солубилизации, конденсации или какому-либо другому фазовому изменению, в котором участвует нефть. В этих методах задействованы другие, иногда очень важные механизмы нефтеотдачи (уменьшение вязкости, увеличение объема нефти вследствие обогащения ее газом, режим растворенного газа), но основным механизмом должна быть экстрагирование.

Это экстрагирование нефти может осуществляться многими жидкостями: органическими спиртами, кетонами, очищенными углеводородами, сжиженным нефтяным газом, природным газом и сжиженным природным газом, двуокисью углерода, воздухом, азотом, отработавшим газом, топливным газом и др. В этой главе мы остановимся на смешивающемся заводнении с применением газообразных растворителей  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$  и  $\text{N}_2$ , но вы должны помнить, что существует много потенциальных агентов.

#### **4.1. Рассмотрение в общих чертах процесса вытеснения нефти растворителями**

Учитывая многообразие растворителей, типов процессов и пластов, в нашем обсуждении мы вынуждены опустить один или несколько интересных вариантов. Поэтому в этом разделе мы рассмотрим вытеснение нефти двуокисью углерода ( $\text{CO}_2$ ), и далее выделим наиболее общие аспекты процесса вытеснения нефти растворителями.

На рис.4.1 показан идеализированный вертикальный разрез между нагнетательной и добывающей скважинами. Безусловно, наиболее общее применение методов вытеснения нефти растворителями происходит в режиме вытеснения, как показано на рисунке, но сообщалось также и о закачке и добыче через одни и те же скважины (Монгер и Кома, 1986). Закачка растворителей в пласт начинается на какой-то стадии истощения пласта, чаще всего при остаточной нефтенасыщенности или истинных третичных условиях. Большинство процессов вытеснения нефти растворителями проводится в пластах, содержащих легкие нефти (вязкость нефти менее 3 мПа-сек), хотя имеется ряд исключений (Гудрих, 1980). Растворитель может закачиваться непрерывно, неразбавленным, попеременно с водой в процессе попеременной закачки газа и воды, как показано на рис.4.1, или может закачиваться даже одновременно с водой через парные нагнетательные скважины. Таким способом вода закачивается с растворителем, уменьшая обычно неблагоприятное отношение подвижностей между растворителем и нефтью. В частности, двуокись углерода может закачиваться растворенной в воде при явно несмешивающемся режиме, в результате которого нефть добывается за счет увеличения объема нефти вследствие обогащения ее газом и уменьшения ее вязкости (Мартин, 1951).

Если растворитель полностью (при первом контакте) смешивается с нефтью, процесс дает очень высокий предельный коэффициент вытеснения, т.к. существование

---

<sup>7</sup> Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer. 234<sup>th</sup> p.



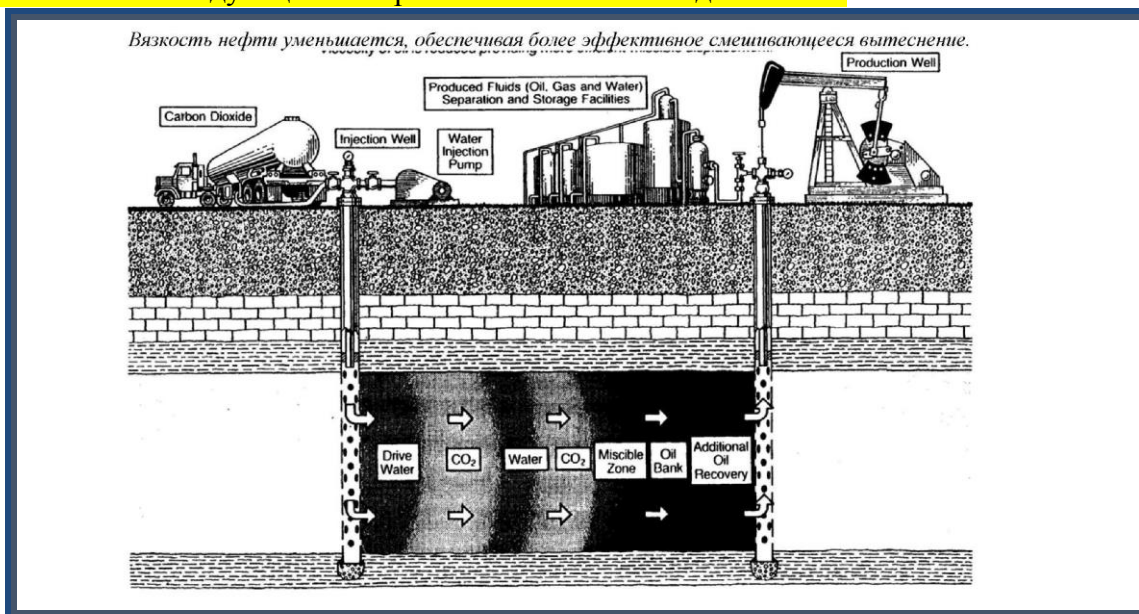
остаточных фаз при этом невозможно. Если растворитель только частично смешивается с нефтью, общий состав в зоне смешивания (смешивающаяся зона на рис.4.1) растворителя и нефти может изменяться, образуя или развивая смешиваемость на месте. Независимо от того, является ли вытеснение развиваемым или смешивающимся при первом контакте, растворитель должен несмешивающимся образом вытеснять любую подвижную воду, присутствующую в пласте наряду с пластовыми жидкостями.

Экономика процесса обычно не позволяет закачивать растворитель бесконечно. Поэтому, обычно за ограниченным количеством или оторочкой растворителя следует продавочная жидкость, функция которой заключается в вытеснении растворителя в направлении добывающих скважин. Эта продавочная жидкость – N<sub>2</sub>, воздух, вода и сухой природный газ (наиболее употребительные для этой цели вещества) – сама по себе может не быть хорошим растворителем. Но ее выбор обусловлен совместимостью с растворителем и наличием в больших количествах.

Сходство между продавочной жидкостью в процессе вытеснения нефти растворителями и буферной оторочкой, регулирующей подвижность, в процессе мицеллярно-полимерного заводнения хорошо видно на рис.4.1.

### Вытеснение нефти двуокисью углерода

Этот метод представляет собой процесс смешивающегося вытеснения, применимого ко многим пластам. Наиболее приемлемым методом является закачка оторочки CO<sub>2</sub> с последующей попеременной закачкой воды и CO<sub>2</sub>.<sup>8</sup>



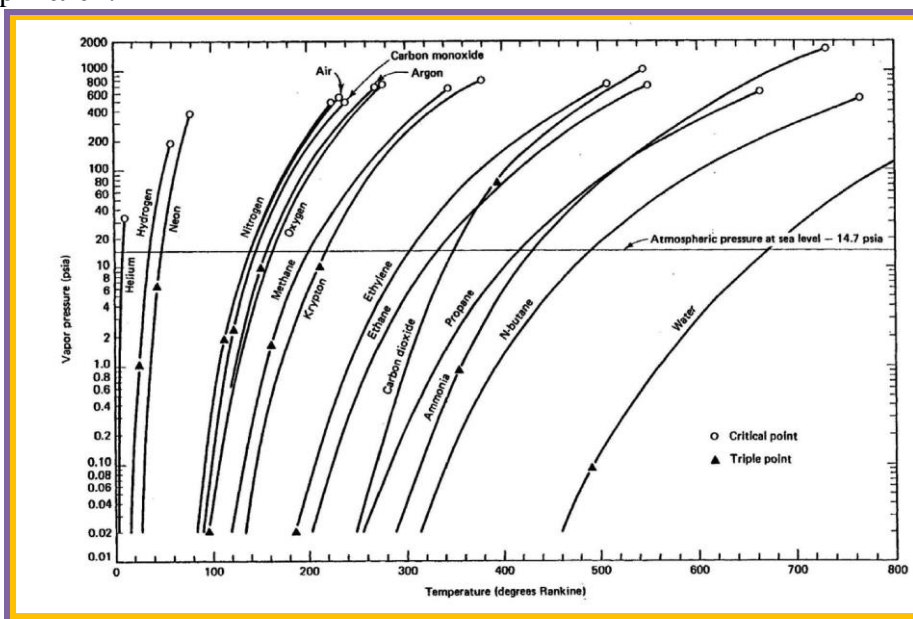
**Рис. 4.1.** Схематическое изображение процесса вытеснения нефти с применением растворителей (рисунок Джо Линдлея, Департамент энергетики США, Бартлесвилл, шт. Оклахома)

### 4.2. Свойства растворителей

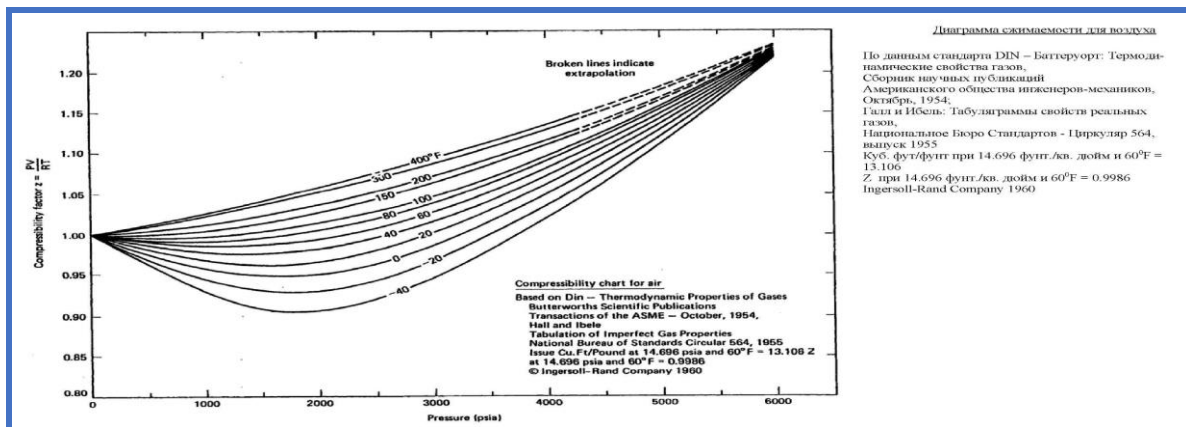
<sup>8</sup> Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer. 237<sup>th</sup> p.

На рис. 4.2 представлены данные фазового поведения (диаграмма зависимости давления от температуры (P-T)) для различных чистых компонентов и воздуха. Для каждой кривой линия, соединяющая тройную и критическую точки, является кривой давления насыщенного пара; продление ниже тройной точки дает кривую сублимации. Кривая плавления не показана. График зависимости давления от температуры действительно является огибающей, но его молекулярно-весовое распределение такое узкое, что оно кажется линией на рис.4-2. Дымовой газ также представляет собой смесь азота, угарного газа и двуокиси углерода с аналогично узким молекулярно-весовым распределением; его кривая зависимости давления от температуры прошла бы рядом с кривой азота на рис.4-2.

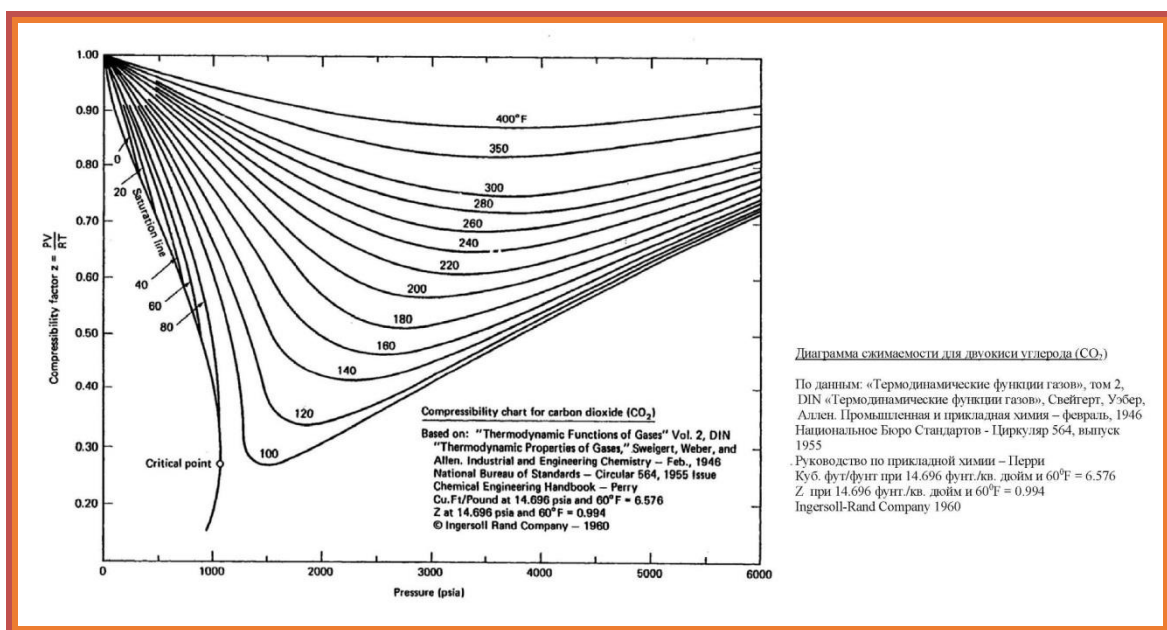
Критические давления для большинства компонентов попадают в относительно узкий диапазон 3.4-6.8 МПа (500 - 1000 фунт./кв. дюйм, но критические температуры колеблются в гораздо более широком диапазоне. Критические компоненты большинства компонентов возрастают с увеличением молекулярного веса. Двуокись углерода (молекулярная масса, MW = 44) является исключением в этой тенденции, его критическая температура равна 304 K (87.80 F), что ближе к критической температуре этана (MW = 30), чем пропана (MW = 44). (Для получения данных о свойствах CO<sub>2</sub> см. Вукаловича и Алтунина (1968).) Большинство пластовых применений происходят в температурном диапазоне 294-394 K (70-2500F) и при давлениях, превышающих 6.8 МПа (1000 фунт./кв. дюйм); следовательно, воздух, N<sub>2</sub> и сухой природный газ - все будут сверхкритическими жидкостями в пластовых условиях. Такие растворители, как сжиженный нефтяной газ с молекулярной массой, равной молекулярной массе бутана или тяжелее, будут жидкостями. Двуокись углерода обычно является сверхкритической жидкостью, т. к. большинство пластовых температур превышает критическую температуру. Близость к критической температуре придает CO<sub>2</sub> скорее свойства жидкости, чем легких растворителей.



**Рис. 4.2.** Кривые давления насыщенного пара для разных веществ (Гиббс, 1971)



**Рис. 4.3.** Диаграмма сжимаемости для воздуха (Гиббс, 1971)

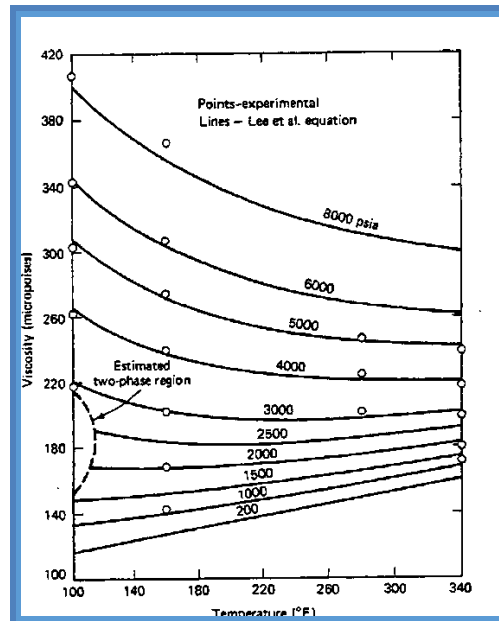


**Рис. 4.4.** Диаграмма сжимаемости для двуокиси углерода (CO<sub>2</sub>) (Гиббс, 1971)

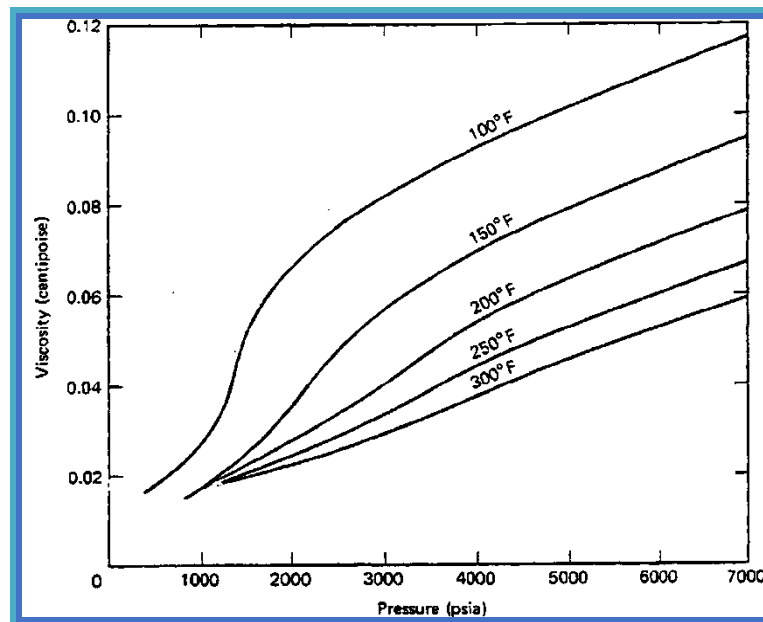
**Fig. 4.4.** Compressibility chart for carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) (Gibbs, 1971)

Исходя из коэффициентов пластового объема, требуется 370 стандартных куб. м CO<sub>2</sub>, чтобы заполнить один кубический метр объема пласта, тогда как для этой же цели требуется только 140 стандартных куб. м воздуха при той же температуре и давлении. Таким образом, для заполнения одного и того же объема пласта требуется почти в три раза больше грамм-молекул (вспомните, что V<sub>3</sub> - это удельный молярный объем) CO<sub>2</sub>, чем воздуха.

На рис. 4.5 и 4.6 приведены вязкости смеси природного газа и чистого CO<sub>2</sub>. В представленном диапазоне давлений и температур, который включает в себя условия, представляющие интерес для процессов повышения нефтеотдачи, вязкости природного газа и CH<sub>4</sub>, воздуха, дымового газа и N<sub>2</sub> почти одинаковы. А вязкость CO<sub>2</sub> обычно в два-три раза выше. Относительно вязкости углеводородной жидкости или воды эти значения все равно низкие, так что заметного облегчения закачки этих растворителей не будет. Однако отношение подвижностей CO<sub>2</sub> – нефти будет в два-три раза меньше, чем при использовании других легких растворителей, отсюда объемный коэффициент охвата обычно лучше при использовании CO<sub>2</sub>. (Соотношения с другими растворителями и смесями растворителей см. у МакКейна, 1973; Рейда и др., 1977; а также издание Gas Processors Suppliers Association, 1973.)



**Рис. 4.5.** Вязкость пробы природного газа (Ли и др., 1966)  
**Fig. 4.5.** The viscosity of the gas sample (Lee and oth., 1966)



**Рис. 4.6.** Вязкость двуокиси углерода в виде функции давления при разных температурах (Гудрих, 1980)

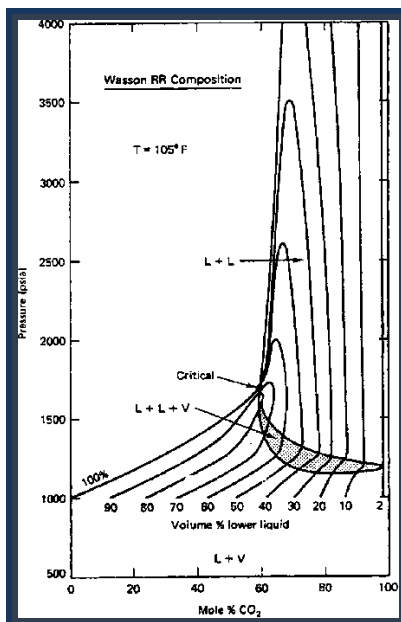
### 4.3. Свойства смеси растворителя – сырой нефти

В разделах 4-1 и 4-2 мы рассматривали общие вопросы фазового поведения для чистых компонентов и смесей. В этом разделе мы приведем характерные особенности фазового поведения смеси растворителя – сырой нефти, необходимые для развития в последующих разделах.

На рис. 4.7 и 4.8 показаны диаграммы давление – состав (P-z) для двух разных систем растворителя и сырой нефти. Помните, что эти диаграммы представляют собой графики зависимости давления (при постоянной температуре) от суммарного молекулярного процента растворителя, контактирующего с сырой нефтью. Эти графики показывают количество и типы фаз и объемный процент жидкости. На рис. 4.7 показана

рекомбинированная сырая нефть с месторождения Вассон при 1050 F (314 K), а на Рис. 4.8 показана сырая нефть с месторождения Уикс Айленд «S» Сэнд при 2250 F (381 K). Публикации других диаграмм имеются в литературных источниках (Турек и др., 1980; Опп и Дженсон, 1982). Данные на рис. 4.7 и 4.8 представляют поведение типичных низко- и высокотемпературных систем. Вспомните, что во время изменения фазового поведения вода отсутствует. Для смесей молекулярный процент может представлять, как фазовую, так и суммарную концентрации.

Диаграммы давление – состав (P-z) имеют один и тот же общий вид, независимо от температуры. Левая вертикальная ось дает фазовое поведение сырой нефти, не содержащей CO<sub>2</sub>; таким образом, как видно из рис. 4.7, точка начала кипения рекомбинированной сырой нефти Вассон при температуре 314 K (1050 F) составляет 6.81 МПа (1000 фунтов/кв. дюйм). Правая вертикальная ось аналогичным образом представляет свойства чистого CO<sub>2</sub>, который для рис. 7.7 и 7.8 будет однофазной жидкостью, так как оба показывают ситуацию выше критической температуры CO<sub>2</sub>. При низких давлениях и при всех концентрациях CO<sub>2</sub>, за исключением тех, что располагаются очень близко к правой оси, смесь представляет собой двухфазную жидкость и пар. Показаны также линии качества объема жидкости. При высоких давлениях и низкой концентрации CO<sub>2</sub> смесь представляет собой единую фазу. Примерно при 60% CO<sub>2</sub> имеется критическая точка, через которую проходят две однофазные границы. Состав CO<sub>2</sub> в этой точке является критическим составом при постоянной температуре и указанном давлении. Линия фазовой границы ниже критической точки представляет собой кривую начала кипения, а линия фазовой границы выше критической точки является кривой температуры конденсации. Таким образом, верхний левый угол диаграммы P-z является сверхкритической областью жидкости. Система могла бы образовывать жидкую фазу по мере увеличения концентрации легкого компонента при постоянном давлении, превышающем критическое. Это изменение является каким-то типом обратного поведения.

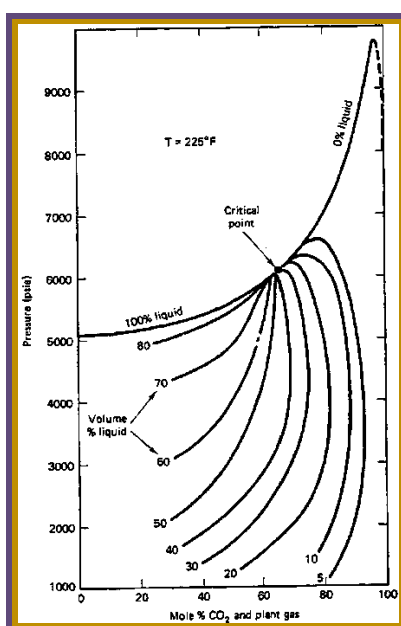


**Рис. 4.7.** Диаграмма P-z для системы рекомбинированной сырой нефти Вассон - CO<sub>2</sub> (Гарднер и др., 1981)

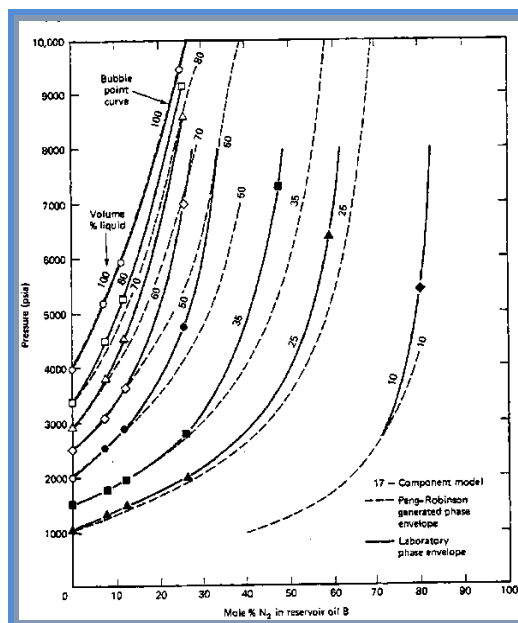
Хотя в литературе имеется очень мало диаграмм давление – состав (P-z) для растворителей помимо CO<sub>2</sub>, исходя из данных по системе N<sub>2</sub> – сырая нефть, представленных на рис. 4.9, очевидно, что вышеприведенные качественные

характеристики применимы также и к другим растворителям. Критическое давление для смеси, содержащей растворитель N<sub>2</sub>, на рис. 7.9 гораздо выше, чем любое из критических давлений систем, содержащих CO<sub>2</sub>, представленных на рис. 4.7 и 4.8.

Основное различие между низко- и высокотемпературным фазовым поведением является наличие на рис. 4.7 небольшой трехфазной области, непосредственно ниже и вправо от критической точки. Эти фазы представляют собой две жидкости – легкая или верхняя фаза и тяжелая или нижняя фаза – и парообразную фазу. Такое поведение обычно не отмечалось при высоких температурах (рис. 4.8) (Турек и др., 1980). Кроме того, при низких температурах может существовать небольшое количество твердого осадка в некоторых диапазонах композиций и давлений. Осадок состоит, главным образом, из асфальтенов – фракции сырой нефти, нерастворимой в n-гептане (Гиршберг и др., 1982). Область образования осадка может наложиться на трехфазную область. Это поведение является осложнением для процесса вытеснения и даже может вызвать эксплуатационные проблемы, так как твердый осадок может повлечь за собой закупорку пласта.



**Рис. 4.8.** Фазовая огибающая для системы, состоящей из сырой нефти Уикс Айленд «S» Сэнд, 95% CO<sub>2</sub> и 5% газа без жидких фракций при 2250 F (Перри, 1978)



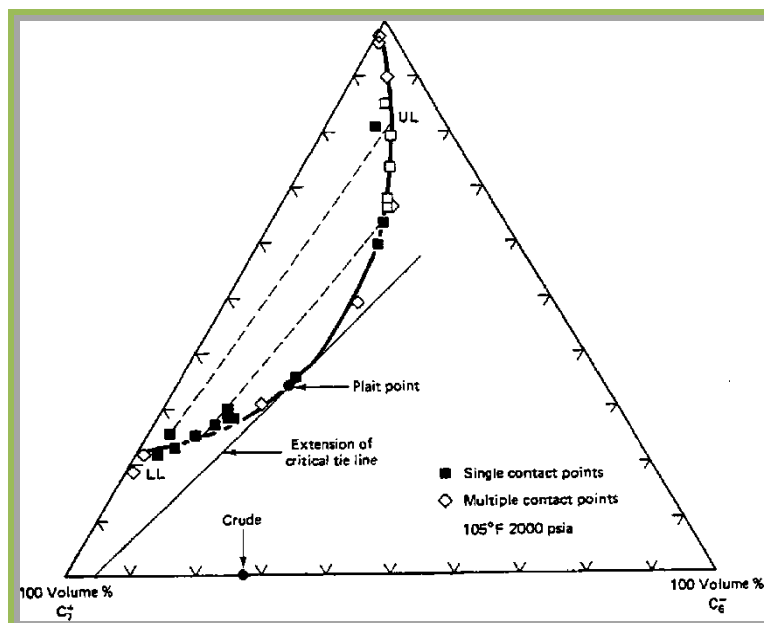
**Рис. 4.9.** Диаграмма P-z для системы пластовая жидкость В - азот при 1640 F (347 K) (Хонг, 1982)

Рассмотрим теперь вытеснение нефти чистым растворителем в проницаемой среде в какой-то период времени до прорыва растворителя. Условия на конце среды, куда осуществляется закачка, нанесем на правую вертикальную ось диаграммы P-z, а условия на конце добычи - на левую ось при более низком давлении. Условия в среде между крайними значениями не представлены на схеме P-z, т. к. относительные количества содержания каждого углеводорода не остаются постоянными в течение вытеснения, как это происходит при измерениях PVT, представленные на рис. 4.7-4.9. Поэтому диаграммы не особенно полезны для классификации вытеснений, основанной на тройных диаграммах, которые мы опишем далее. И все же из этих диаграмм видно, что для полностью смешивающихся вытеснений, т.е. тех, которые являются однофазными при всех концентрациях растворителя, потребовались бы высокие пластовые давления, свыше 66.7 МПа (9,800 фунт./кв. дюйм) для данных, представленных на рис.4.8.<sup>9</sup>

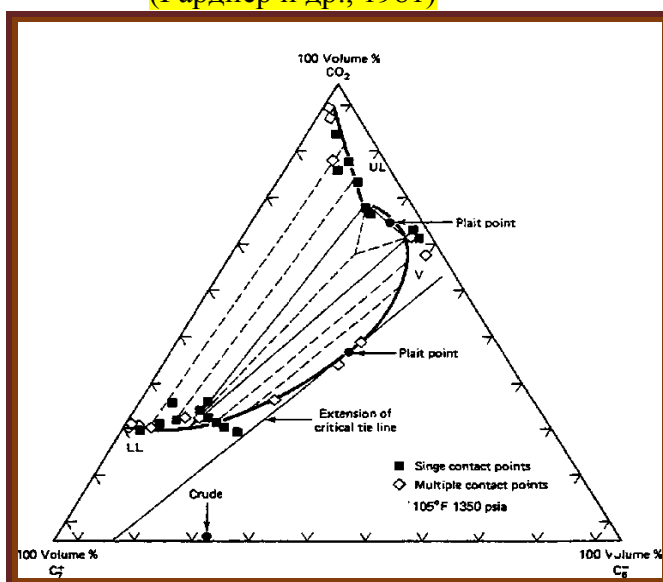
Тройные диаграммы больше подходят для классификации вытеснений нефти растворителями, т.к. они дают больше информации о составе, чем диаграммы P-z. На рис. 4.10-4.12 приводится изображение тройных диаграмм. На этих диаграммах смесь растворителя и нефти представлена тремя компонентами: легкий компонент – на верхней вершине, средняя фракция нефти – на правой вершине, а тяжелая фракция – на левой. Точное разделение между средними и тяжелыми компонентами нефти несущественно для общих признаков фазовых равновесий или классификации смешиваемости. На рис. 4.10 и 4.11 разделение происходит между фракциями с молекулярной массой C6 и C7.

100 Volume % CO<sub>2</sub>,

<sup>9</sup> Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer. 242<sup>th</sup> p.



**Рис. 4.10.** Тройное равновесие для смеси CO<sub>2</sub> - рекомбинированная сырая нефть Вассон (Гарднер и др., 1981)



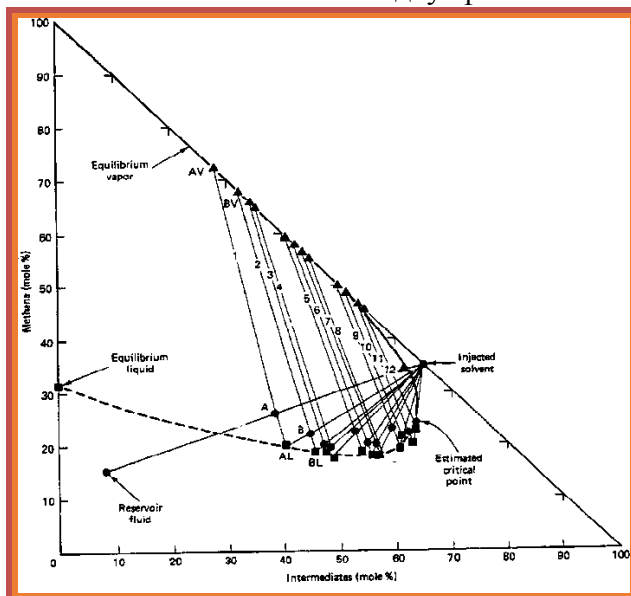
**Рис. 4.11.** Тройные диаграммы для системы CO<sub>2</sub> - рекомбинированная сырая нефть (Гарднер и др., 1981)

Поэтому, ни один из углов этих тройных диаграмм не представляет чистые компоненты, отсюда обозначение – псевдокомпоненты. Как и раньше, вода на диаграммах не показана. Помимо диаграмм, представленных здесь, тройные диаграммы можно найти в нескольких других литературных источниках: для спиртовых растворителей (Холм и Сазар, 1956; Табер и Мэйер, 1965), для растворителей природного газа (Роув, 1967), для CO<sub>2</sub> (Меткалф и Ярборо, 1978; Опп и др., 1981; Опп и Силва, 1982) для растворителей N<sub>2</sub> (Ахмед и др., 1981) и для смесей CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> и CH<sub>4</sub> (Сазег, 1981).

Хороший пример равновесий CO<sub>2</sub> - сырой нефти показан на рис. 4.10 для рекомбинированной нефти Вассон. В этих системах растворитель – сырая нефть фазовое равновесие сильно зависит от пластовой температуры и давления (вспомните, что тройная диаграмма показана при постоянных T и P). Хотя типично давление выше, чем критическое псевдодвойной смеси легкого и среднего компонента; следовательно, эти два компонента смешиваются во всех пропорциях. Это давление меньше, чем давление



двойной смеси легкого и тяжелого компонента, и на оси легкого - тяжелого компонента находится область ограниченной смешиваемости или двухфазного поведения.



**Рис. 4.12.** Тройная диаграмма фазового поведения смеси метана - сырой нефти (Бенгам и др., 1961)

Эта область фазового поведения простирается во внутреннюю часть тройной диаграммы и ограничена бинодальной кривой. Внутри бинодальной кривой расположены рабочие линии, чьи концы представляют состав равновесных фаз. Они сокращаются до точки полного смешения частично смешивающихся жидкостей, где свойства двух фаз неразличимы. Точка полного смешения частично смешивающихся жидкостей является критической смесью при этой температуре и давлении.

Большое значение в том, что следует, имеет критическая рабочая линия - воображаемая рабочая линия, касательная к бинодальной кривой в точке полного смешения частично смешивающихся жидкостей. Критическая рабочая линия является предельным случаем подлинных рабочих линий по мере приближения точки полного смешения частично смешивающихся жидкостей. По мере возрастания давления двухфазная область сжимается, т.е. возрастает смешиваемость легкого – тяжелого компонентов.

Невозможно в общих чертах высказаться о влиянии температуры, хотя, как правило, двухфазная область увеличивается с повышением температуры. При низком давлении и температуре в двухфазную область может вторгнуться трехфазная область.

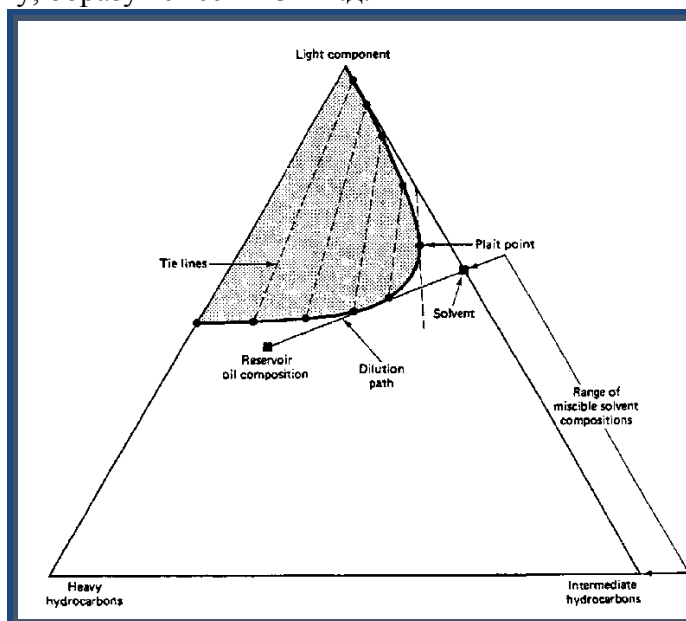
Эти общие характеристики относятся к растворителям, исключая CO<sub>2</sub>. Состав пластовой нефти можно разместить на тройной диаграмме, как может быть размещен состав растворителя. Делая это, мы не учитываем изменение давления, которое, несомненно, является существенной составляющей, которая заставляет течь жидкости в пласте. Даже при этой аппроксимации все составы в зоне смешения растворителя и сырой нефти не располагаются на прямой линии, соединяющей исходный и закачиваемый составы. Это объясняется тем, что на изменения составов влияет фазовое поведение. По сути, эти изменения являются основой для классификации вытеснений нефти растворителями, о чем мы расскажем в следующих параграфах (Хатчинсон и Браун, 1961).

На рис. 4.13 мы на тройной диаграмме представляем одномерное вытеснение нефти растворителем. Нефть находится во внутренней части тройной диаграммы, что означает, что изначально в нефти присутствует какой-то из легких компонентов. Если прямолинейная траектория разбавления растворителя и нефти не пересекает двухфазную область, вытеснение будет состоять из единой углеводородной фазы, которая изменяется

по составу от нефти до неразбавленного растворителя через зону смешения растворителя и нефти.<sup>10</sup>

Траектория разбавления является прямолинейной, т.к. единственным механизмом смешивания является дисперсия; течение воды или эффекты движения отдельных фаз, связанные с единой углеводородной фазой, отсутствуют. Вытеснение, которое полностью происходит в одной углеводородной фазе, является смешивающимся при первом контакте. Имеется целый ряд растворителей, которые смешиваются при первом же контакте с нефтью при этой температуре и давлении.

Предположим, что растворитель полностью состоит из легкого компонента. Вытеснение не является смешивающимся при первом же контакте, т.е. траектория разбавления проходит через двухфазную область. Вообразите ряд хорошо перемешанных ячеек, которые представляют собой проницаемую среду в одномерном вытеснении. Первая ячейка изначально содержит нефть, к которой мы добавляем какое-то количество растворителя, так что общий состав обозначается как M1. Смесь разделится на две фазы – газ G1 и жидкость L1, определяемые рабочими линиями равновесия. Газ G1 будет обладать гораздо большей подвижностью, чем L1, и эта фаза движется преимущественно во вторую ячейку смешения, образуя смесь M2. Жидкость L1 остается позади, смешиваясь с более чистым растворителем. Во второй ячейке смесь M2 разделяется на газ G2 и жидкость L2; G2 течет в третью ячейку, образуя смесь M3 и т.д.

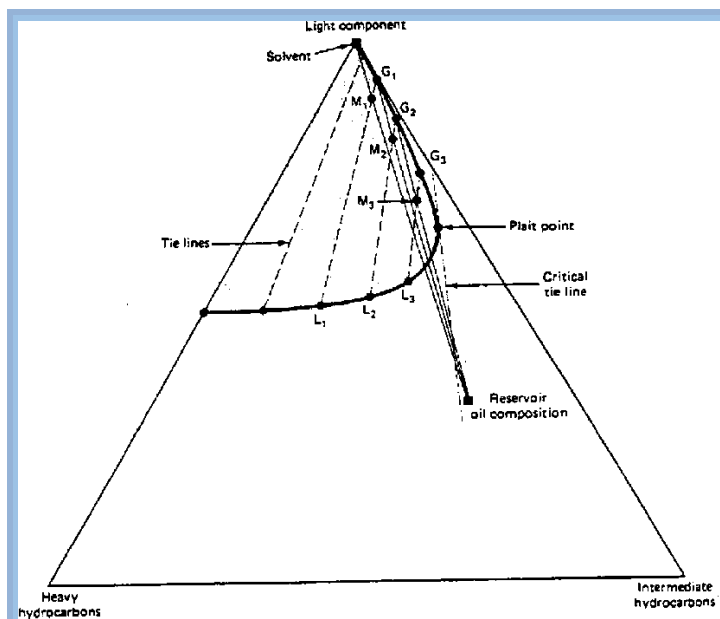


**Рис. 4.13.** Схематическое изображение процесса, смешивающегося при первом контакте

В какой-то ячейке после третьей (на этой диаграмме) газовая фаза больше не образует две фазы при смешивании с нефтью. С этого момента впредь все составы, участвующие в вытеснении, будут располагаться на прямолинейной траектории разбавления между сырой нефтью и точкой, касательной к бинодальной кривой. Вытеснение будет смешивающимся при первом же контакте при составе растворителя, заданном точкой касания. Процесс развил смешиваемость, т.к. растворитель обогатился промежуточными компонентами, чтобы смешиваться с сырой нефтью. Т.к. промежуточные компоненты испаряются из сырой нефти, процесс представляет собой

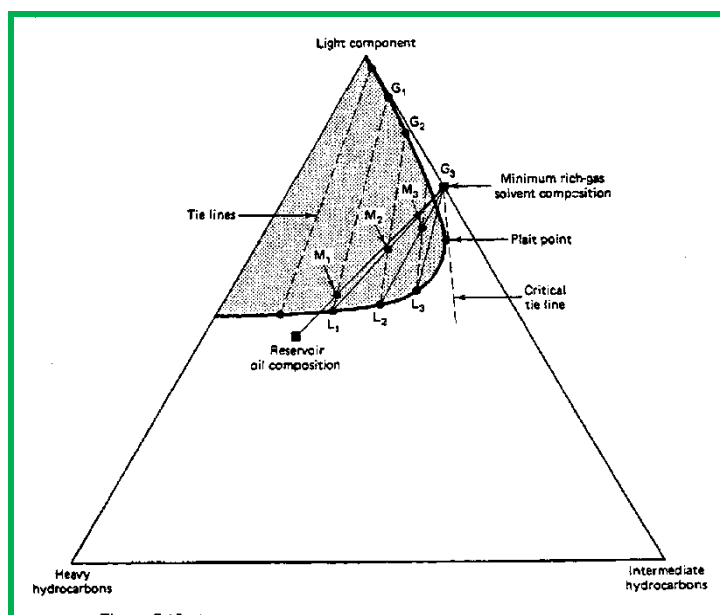
<sup>10</sup> Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer. 248<sup>th</sup> p.

режим вытеснения испаряющимся газом. Смешиваемость будет развиваться в этом процессе до тех пор, пока закачиваемый растворитель и сырая нефть находятся на противоположных сторонах критической рабочей линии.



**Рис. 4.14.** Схематическое изображение процесса вытеснения за счет режима испаряющегося газа (Сталкап, 1983)

Предположим, что составы сырой нефти и растворителя опять находятся на противоположных сторонах критической рабочей линии, но в ситуации, противоположной режиму испаряющегося газа (рис. 4.15). В первой ячейке смешивания общий состав  $M_1$  разделяется на газ  $G_1$  и  $L_1$ . Газ  $G_1$  движется в следующую ячейку смешивания, как и раньше, а жидкость  $L_1$  смешивается со свежим растворителем, образуя смесь  $M_2$ . Жидкость  $L_2$  смешивается со свежим растворителем и т.д. Таким образом, в первой ячейке смешивания этот процесс смешивания в конце концов приведет к однофазной смеси.



**Рис.4.15.** Схематическое изображение процесса вытеснения за счет режима обогащенного газа (Сталкап, 1983)

Т.к. газовая фаза уже прошла через первую ячейку, смешиваемость теперь развивается на заднем конце зоны смешивания растворителя - нефти как следствие обогащения жидкой фазы присутствующими здесь средними компонентами. Фронт зоны смешивания является областью несмешивающегося потока благодаря непрерывному контактированию газовых фаз G1; G2 и т.д. с нефтью (это также справедливо в отношении заднего края зоны смешивания при режиме испаряющегося газа). Процесс, изображенный на рис. 4.15, представляет собой процесс вытеснения обогащенным газом, т.к. добавились средние компоненты, обогащая закачанный растворитель. Т.к. эти средние компоненты конденсируются в жидкой фазе, процесс иногда называют процессом вытеснения нефти конденсирующим газом.<sup>11</sup>

#### **Контрольные вопросы :**

1. На чем основаны методы теплового воздействия?
2. Основная цель обработки призабойной зоны скважины?
3. От какого поверхностного натяжения зависит количество добываемой нефти?
4. При каких условиях нагнетается горячая вода в пласт?
5. При каком режиме разработки нефтяных залежей самый низкий коэффициент нефтеотдачи?
6. Причины снижения дебита скважины?
7. С какой целью нагнетается газ в газовую шапку?
8. Цель нагнетания воды в пласт?

#### **Использованные литературы:**

1. Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer.
2. [http://slovarionline.ru/geologicheskaya\\_entsiklopediya/page/saykling-protsess. 14386](http://slovarionline.ru/geologicheskaya_entsiklopediya/page/saykling-protsess.14386)

---

<sup>11</sup> Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer. 254<sup>th</sup> p.

## Другие химические методы (2 часа).

### План:

1. Закачка в пласт пены.
2. Свойства пены.
3. Щелочное заводнение.
4. Типы щелочи.

**Ключевые слова и определения:** ПАВ, пена, щелоч, мицеллярный раствор, вытеснения, агент

ПАВ-ва играют большую роль в процессах повышения нефтеотдачи, чем снижение межфазного натяжения. Они могут использоваться для изменения смачиваемости, могут способствовать образованию эмульсии, уносу, снижению вязкости в объеме фазы и стабилизации дисперсий. В этой главе мы рассмотрим два химических метода, в основе которых, так же как и в случае мицеллярно-полимерного заводнения, лежит эффективное использование ПАВ.<sup>12</sup>

Первый метод - нагнетание в пласт пены - использует ПАВ для снижения подвижности газообразной фазы за счет образования устойчивой газожидкостной пены. Снижение межфазного натяжения не имеет в данном случае большого значения. При щелочном заводнении - второй рассматриваемый здесь метод - снижение межфазного натяжения имеет большое значение, но ПАВ образуется в пласте, в отличие от мицеллярно-полимерного заводнения. Щелочное заводнение очень напоминает мицеллярно-полимерное заводнение по важности фазового поведения. В случае как пенного, так и щелочного заводнения, требуется понимание природы и характера действия ПАВ.

### 5.1 Нагнетание в пласт пены

Газожидкостные пены являются альтернативой полимерам в вопросе обеспечения регулирования подвижностей в процессе мицеллярных заводнений. Кроме того, что, вероятно, более важно, пены могут использоваться в качестве агентов, регулирующих подвижность, в смешивающихся заводнениях и в обработках скважин, и уже предлагались, и испытывались на промысле в термозаводнениях. Т.к. большинство свойств пены возникает из добавления в водную фазу ПАВ, и основные моменты, связанные с этими реагентами, приведены ниже, мы посвятим часть этой главы рассмотрению вопроса применения пен во всех процессах повышения нефтеотдачи.

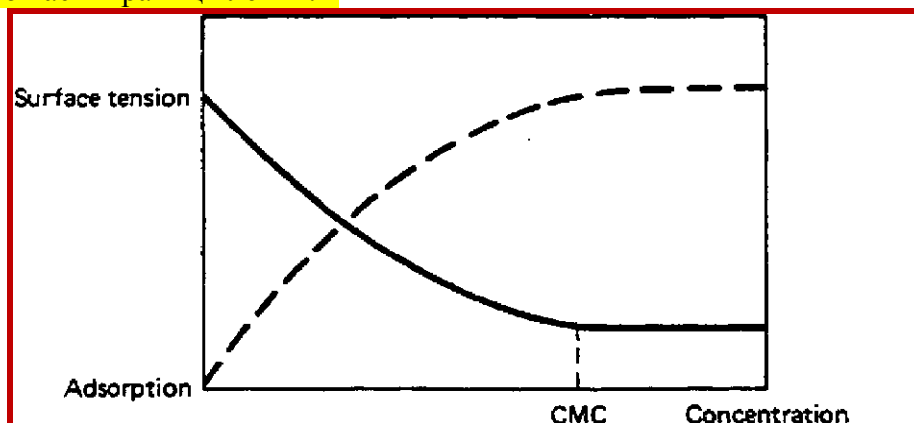
Пены представляют собой дисперсии газовых пузырьков жидкости. Такие дисперсии, как правило, довольно нестойкие и быстро разрушаются в очень короткий промежуток времени. Но если в жидкость добавить ПАВ, стабильность сильно возрастает так, что некоторые пены могут существовать бесконечно долго. ПАВ, применяемые в качестве пенообразующих агентов, обладают многими свойствами, описанными для случая мицеллярно-полимерного заводнения. В случае применения водных пен желательно, чтобы ПАВ имело несколько меньший молекулярный вес, чтобы повысить его растворимость в воде. Фрайд (1960) и Паттон (1981) дают большой перечень ПАВ, которые обладают способностью регулировать подвижность. Несомненно, можно предположить, что эти ПАВ обладают также и многими нежелательными свойствами, которые присущи ПАВ, используемым для мицеллярно-полимерного заводнения, в частности чувствительностью к действию сильно минерализованной воды, температуре, типу нефти и удерживанию.

---

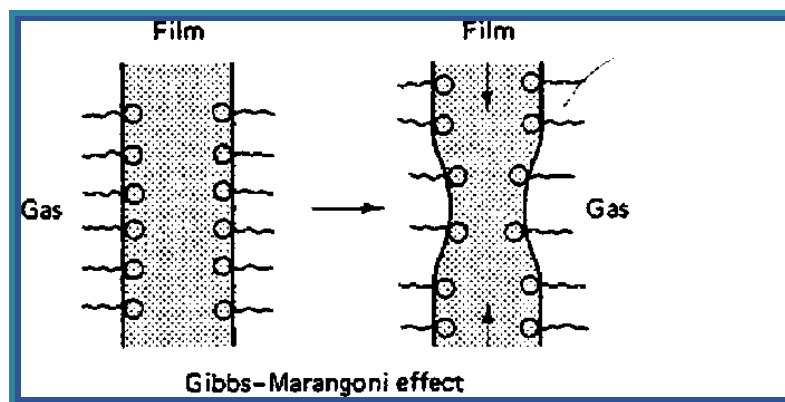
<sup>12</sup> Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer. 260<sup>th</sup> p.

## 5.2 Стойкость пены

Вопрос стабильности пены можно рассмотреть на примере пленки жидкости, разделяющей два пузырька воздуха, что в разрезе показано на рис.5.1(b). Полярные головные группы ПАВ ориентированы во внутрь пленки, а неполярные хвосты - в направлении основной массы газовой фазы. За исключением, возможно, случая плотных углеводородных газов, хвостовые части фактически не находятся во внешней жидкости, как показано, но большинство молекул ПАВ ориентировано, как показано, именно во внутреннюю часть границ пленки.<sup>13</sup>



(a) Поверхностное натяжение и адсорбция ПАВ в зависимости от концентрации



Эффект Гиббса – Марангони

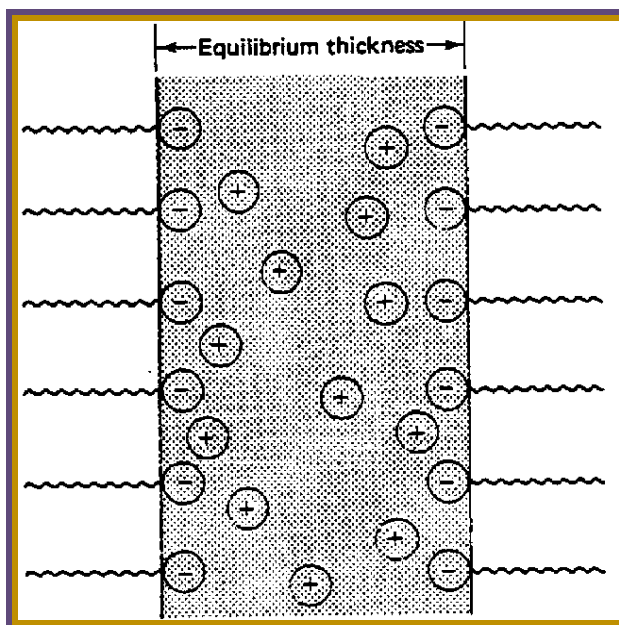
**Рис.5.1.** Механизм стойкости пленки (Овербик, 1972)

Рис.5.1 (а) показывает, что поверхностное натяжение на границе раздела газа и жидкости является убывающей функцией адсорбции ПАВ, которая определяется по разности между концентрацией на поверхности и в объеме. Предположим, что какая-то внешняя сила заставляет пленку истончаться, как показано на рис.5.1. Площадь поверхности пленки в этом месте увеличивается, вызывая уменьшение концентрации ПАВ на поверхности и увеличение

<sup>13</sup> Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer. 468<sup>th</sup> p.

поверхностного натяжения. Это увеличение создает разницу в поверхностном натяжении вдоль границ пленки и заставляет пленку восстановить свою первоначальную конфигурацию. Это восстановление называется эффектом Гиббса - Марангони (Овербик, 1972). Несомненно, поверхностное натяжение на границах раздела газа и жидкости играет важную роль в стойкости пен. Очень низкие поверхностные натяжения были бы неблагоприятным фактором; к счастью, поверхностные натяжения на границах раздела газа и жидкости редко бывают меньше, чем 20 мН/м, даже при использовании самых лучших пенообразующих ПАВ. При отсутствии внешних сил пленка находится в состоянии равновесия, что обусловлено балансом между силами отталкивания электрического слоя внутри границ пленки и ван- дер-ваальсовыми силами притяжения между молекулами в пленке (рис.5.2).

Вышеупомянутое может быть изложено на основе давления в пленке. В этом и во всех последующих аналогичных аргументах мы принимаем давление в газовой фазе постоянным благодаря ее относительно низкой плотности (если пена находится в статическом состоянии) или низкой вязкости (если пена находится в движении). Т.к. капиллярное давление обратно пропорционально кривизне границы раздела, давление в истонченной части пленки ниже, чем в соседней плоской части. Это обуславливает перепад давления в истонченной и не истонченной частях в пленке, в потоке и восстановление.



**Рис.5.2** Электрический двойной слой в пленке ведет к отталкиванию между поверхностями (Овербик, 1972)

### 5.3 Критерии, используемые для характеристики пен

С физической точки зрения пены характеризуются по трем критериям.<sup>14</sup>

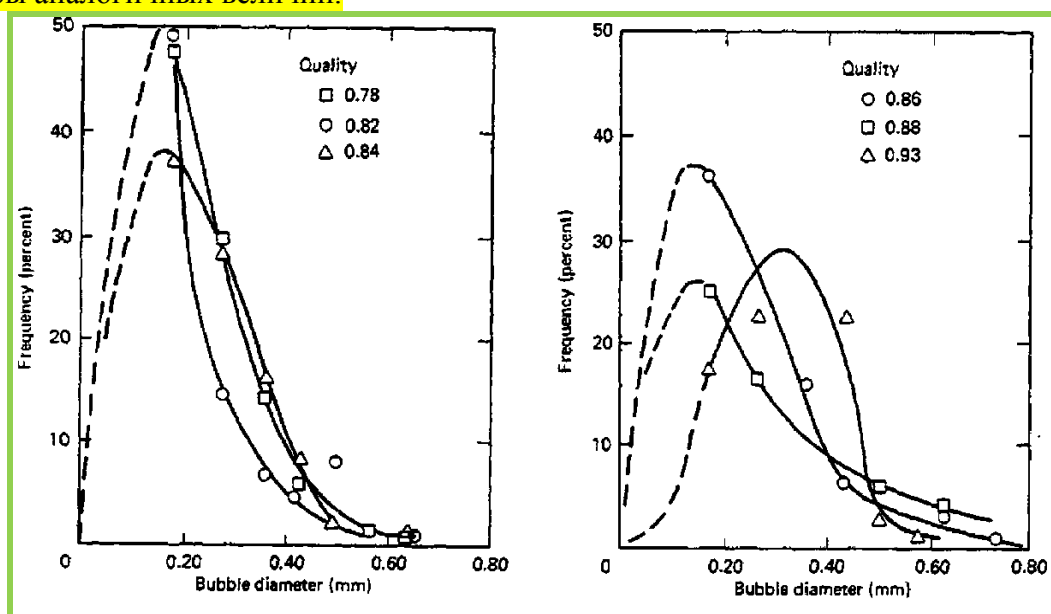
1. *Качество* - объем газа в пене, выраженный в виде процента или доли от общего объема пены. Качество может изменяться в зависимости от температуры и давления, т.к. объем газа может меняться, и газ, растворенный жидкой фазе, может выйти

<sup>14</sup> Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer. 274<sup>th</sup> p.

из раствора. Качество пены может быть довольно высоким, во многих случаях достигая 97%. Пена, имеющая качество выше 90%, является обезвоженной пеной.

2. Средний размер пузырьков, именуемый *текстурой* пены. Диапазон текстур большой: от коллоидного размера (0.01 - 0.1 дм) до размера макроэмульсии. На рис.5.4 показано типичное распределение пузырьков пены по размерам. Текстура определяет, как пена будет течь через пористую среду. Если средний размер пузырьков гораздо меньше диаметра пор, пена течет как диспергированные пузырьки в поровых каналах. Если средний размер пузырьков больше порового диаметра, течение пены представляет собой продвижение пленок, разделяющих отдельные пузырьки газа. Учитывая типичные текстуры пен и размеры пор, последнее условие в большей степени близко к реализации, особенно для пен высокого качества.

3. Разброс пузырьков по размерам. Как уже упоминалось, пены с большим разбросом размеров пузырьков, вероятнее всего, являются нестойкими. Несомненно, вы отметили параллели между этими критериями пены и локальными свойствами пористой среды. Качество пены - это аналог пористости, текстура - среднего размера пор, а распределение пузырьков по размерам - распределения пор по размерам. Многие из свойств потока пены в пористой среде можно объяснить, сравнивая относительные размеры аналогичных величин.



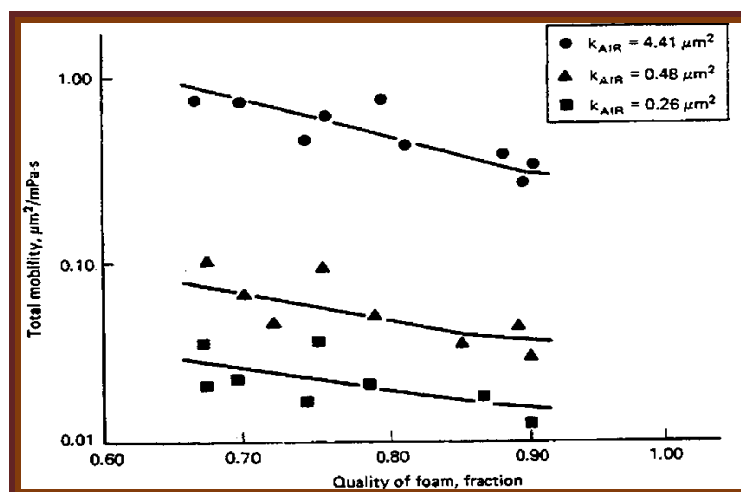
**Рис.5.3.** Частотное распределение пузырьков по размерам (Дэвид и Марсден, 1969)

#### 5.4 Снижение подвижности

Пены, текущие в пористой среде, могут очень сильно уменьшать подвижность газовой фазы. Данные, приведенные на рис.5.5 иллюстрируют этот эффект. На этом рисунке показана установившаяся подвижность пен различного качества в керне песчаника Бириа при трех разных проницаемостях. Отмеченные подвижности меньше подвижности однофазной воды (это должно быть несколько меньше, чем проницаемости по воздуху, показанные на рисунке) и значительно меньше подвижности газовой фазы. Таким образом, подвижность пены ниже, чем подвижность каждой из ее составляющих. Подвижность пены уменьшается с повышением качества до тех пор, пока пленки между пузырьками газа не начинают разрушаться. В этой точке (на рис.5.5 не показана) пена разрушается, и подвижность возрастает до подвижности газа. Пены эффективны в снижении подвижности при всех трех проницаемостях, показанных на рис.5.5, но эффект



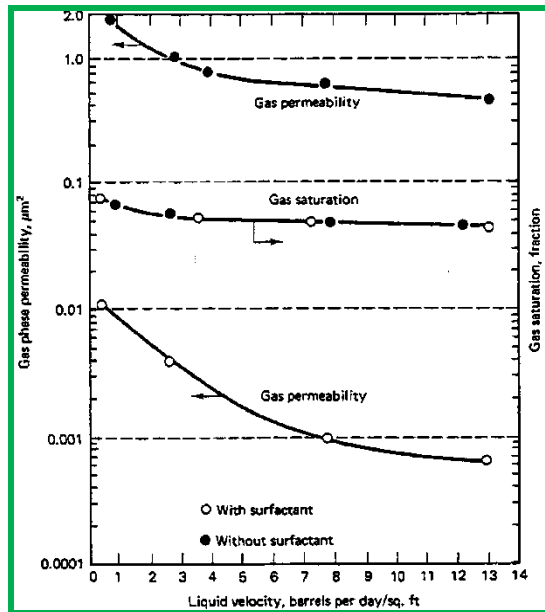
качества пены относительно более выражен при самой большой проницаемости. Это следствие несоразмерности текстуры пены и среднего порового размера среды (Фрайд, 1960).



**Рис.5.4.** Соотношение эффективной проницаемости - вязкости в зависимости от качества пены для случая цементированной проницаемой среды и 0,1 % аэрозольной пены (Хан, 1965)

Уменьшение подвижности, обусловленное пеной, можно наблюдать в виде повышения вязкости однофазного потока или уменьшения проницаемости по газовой фазе. В первом случае эффективную вязкость получаем путем деления замеренной подвижности на однофазную газопроницаемость. Во втором случае проницаемость газовой фазы следует из умножения замеренной подвижности на вязкость газа. Рис.5.6 показывает представительные данные второго типа; он показывает проницаемость по газовой фазе в присутствии и отсутствии пены, и насыщенность газом, представленную в виде графика зависимости от скорости закачки жидкости. По сравнению с вытеснением, проводившемся без ПАВ, пена вызывает значительное уменьшение газопроницаемости при той же самой скорости течения и даже при той же газонасыщенности (средняя кривая). С другой стороны, рис.5.7 показывает, что ни газонасыщенность, ни присутствие пенообразующего агента не влияет на относительную проницаемость для водной фазы.<sup>15</sup>

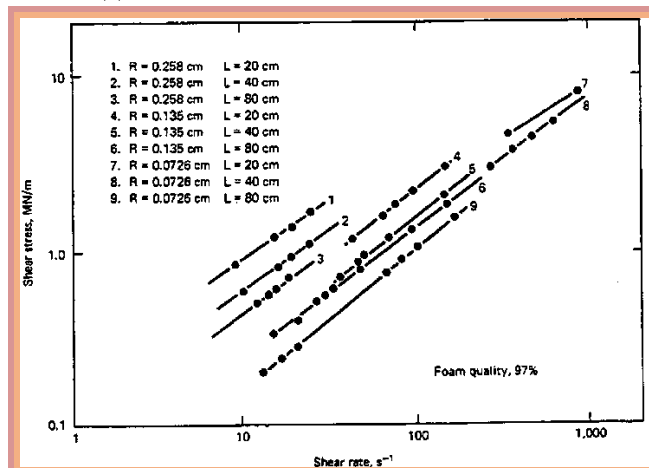
<sup>15</sup> Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer. 277<sup>th</sup> p.



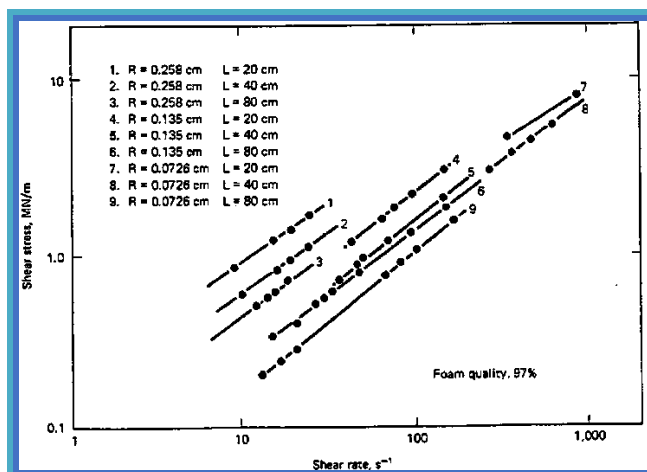
**Рис.5.5** Воздействие скорости течения жидкости и газонасыщенности в присутствии и отсутствии ПАВ (Бернард и Холм, 1964)

Предполагается, что низкие подвижности в пене обусловлены, по меньшей мере, двумя разными механизмами: (1) образованием или увеличением насыщенности уловленной остаточной газовой фазы и (2) закупоркой поровых сужений под действием газовых пленок. Из рис.5.6 видно, что влияние уловленной газонасыщенности, которая снижает подвижность за счет снижения относительной проницаемости, гораздо меньше эффекта блокирования порового сужения. Но эффект уловленной газонасыщенности может стать важным на последних этапах вытеснения, когда более низкие давления могут привести к выходу газа из раствора.

Снижение подвижности пен, проявляющиеся в виде увеличения вязкости, было исследовано на капиллярных трубках (Холбрук и др., 1981). На Рис.5.8 представлены данные этого типа. На графике зависимости касательного напряжения от скорости сдвига, построенного в двойном логарифмическом масштабе, угол наклона 1 показывает ньютоновскую жидкость. Пены, представленные на рис.5.8 все имеют угол наклона кривой меньше 1, что указывает на поток, характеризуемый псевдопластичностью или сдвиговым разжижением. Уровень этих кривых на таком графике показывает общее сопротивление течению в виде показателя степени степенного закона.



**Рис.5.7** Влияние пенообразующего агента на относительную проницаемость по воде (Бернард и др., 1965)



**Рис.5.8** Зависимость касательного напряжения от скорости сдвига для потока пены в капиллярных трубках (Паттон и др., 1981)

Общий коэффициент самый большой в трубках с большим радиусом, так же как и эффект уменьшения подвижности был наиболее ярко выражен в кернах с самой высокой проницаемостью. Рис.5.8 также показывает зависимость от длины трубки, что, вероятно, является результатом частично разрушающейся пены.

### 5.5 Щелочное заводнение

Вторым химическим процессом повышения нефтеотдачи является процесс, во время которого производится закачка агента с высоким рН, или щелочное заводнение, схематическое изображение которого представлено на рис.5.10. Как и в процессе полимерного и мицеллярно-полимерного заводнения, в этом случае обычно производится предварительная промывка водой, позволяющая создать нужные условия, затем закачивается определенный объем нефтевытесняющего химреагента и буферная вытесняющая оторочка с меняющейся подвижностью; кроме того, весь процесс, как правило, вытесняется продавочной водой. При закачке и агента с высоким рН, и в мицеллярно-полимерном заводнении, закачивают ПАВ, при заводнении агентом с высоким рН ПАВ образуется в пласте.<sup>16</sup>

Высокий рН означает большие концентрации анионов гидроокиси ( $\text{OH}^-$ ). рН идеального водного раствора определяется как

$$pH = -\log[H^+](5.5-1)$$

где концентрация ионов водорода  $[H^+]$  дается в кг-моль/ $\text{м}^3$  воды. По мере того, как концентрация  $\text{OH}^-$  возрастает, концентрация  $H^+$  уменьшается, а концентрация воды в водной фазе почти постоянна. Эти размышления подсказывают два способа введения высокого рН в пласт: диссоциация гидроксилсодержащих видов или добавление реагентов, которые избирательно связывают ионы водорода.

Для создания условий высокого рН можно было бы использовать многие химреагенты, но наиболее распространенным для этого являются гидроокись натрия (каустическая сода или  $\text{NaOH}$ ), ортосиликат натрия и карбонат натрия ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ).  $\text{NaOH}$

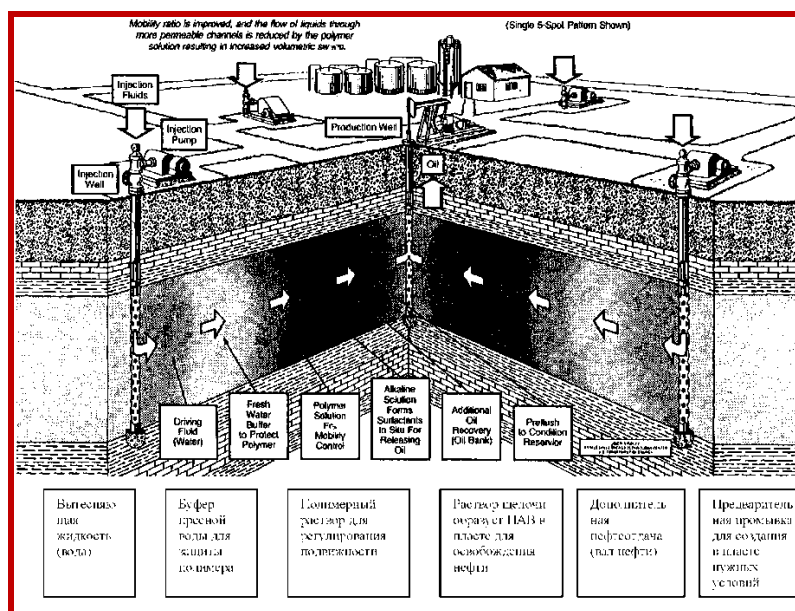
<sup>16</sup> Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer. 284<sup>th</sup> p.

образует  $\text{OH}^-$  путем диссоциации, а два последних - путем образования слабо диссоциирующих кислот (кремниевой и угольной кислоты, соответственно), которые удаляют из раствора свободные ионы  $\text{H}^+$  для карбоната натрия.

Химреагенты с высоким рН, как правило, использовались на промысле в концентрациях до 5 вес % (закачиваемые рН - 11-13) при размере оторочки до 0.2 объема пор. Они дают количество реагента, вполне сопоставимое с применением ПАВ в мицеллярно-полимерном заводнении; однако реагенты с высоким рН значительно дешевле.

Для осуществления представленного метода требуется предварительная промывка, чтобы создать в пласте нужные условия, затем следует закачка щелочи или щелочно-полимерного раствора, обеспечивающего регулирование подвижности, и закачка вытесняющей жидкости (воды) для вытеснения реагентов и образующегося нефтяного вала к добывающим скважинам.

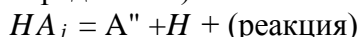
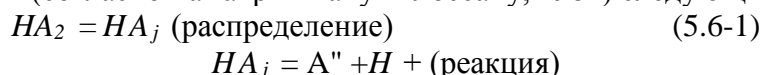
*Соотношение подвижностей улучшено, и поток жидкостей через более проницаемые каналы уменьшается за счет действия полимерного раствора, применение которого приводит к повышению охвата пласта по объему.*



**Рис.5.10** Схематическое изображение щелочного заводнения (рисунок Джо Линдлея, Департамент Энергетики США, Бартлесвилл, Оклахома)

### 5.6 Образование ПАВ

Сама по себе  $\text{OH}^-$  не является ПАВ, т.к. отсутствие липофильного хвоста делает ее всецело растворимой в воде. Если сырая нефть содержит кислотный углеводородный компонент  $\text{HA}_2$ , какая-то его часть,  $\text{HA}_1$ , может распределиться в водную фазу, где она может прореагировать (согласно Рамакришнану и Уоссану, 1982) следующим образом:



Хотя точная природа  $\text{HA}_2$  неизвестна, вероятно, она сильно зависит от типа сырой нефти. Недостаток ионов водорода в водной фазе обуславливает распространение этой реакции вправо. Анионные виды  $\text{A}_j^-$  являются ПАВ, которое может обладать многими свойствами и быть составной частью большинства явлений.

Если изначально  $\text{HA}_2$  не присутствует в сырой нефти, то в этом случае может образоваться мало ПАВ. Использование кислотного числа - является эффективной методикой определения характеристики сырых нефтей на предмет того, насколько они привлекательны для щелочного заводнения. Кислотное число - это количество (в мг) гидроксида калия (KOH), требуемое для нейтрализации одного грамма сырой нефти. Чтобы сделать это измерение, сырая нефть экстрагируется водой до тех пор, пока не будут удалены кислотные виды  $\text{HA}_2$ . Затем водная фаза, содержащая  $\text{HA}_1, \text{A}^-$  и  $\text{H}^+$ , доводится до  $\text{pH} = 7$  путем добавления KOH.<sup>17</sup>

Чтобы получить величину, поддающуюся интерпретации, сырая нефть не должна содержать кислотных добавок (например, ингибитора образования отложений) и кислых газов ( $\text{CO}_2$  или  $\text{H}_2\text{S}$ ). Хорошим кандидатом для щелочного заводнения считается сырая нефть, имеющая кислотное число 0.5 мг/г или выше, но кислотные числа, равные 0.2 мг/г могут также представлять интерес, т. к. в этом случае потребуется небольшое количество ПАВ для насыщения поверхностей раздела нефти и воды. На рис.10-11 показана гистограмма кислотных чисел, основанная на работе Дженнинга и др. (1974).

#### Контрольные вопросы:

1. На чем основаны методы нагнетание в пласт пены?
2. Назначение соляно-кислотной обработки?
3. Основная цель обработки призабойной зоны скважины?
4. От какого поверхностного натяжения зависит количество добываемой нефти?
5. Почему добавляется ПАВ в нагнетаемую в пласт воду?
6. При каких условиях нагнетается щелочь в пласт?
7. Сколько процентов кислотной концентрации добавляют для обработки скважины методом кислотной ванны?
8. Сколько процентов серы должно быть в сернистых нефтяных месторождениях?

#### Использованные литературы

1. Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer.
2. [www.Oilandgas.com](http://www.Oilandgas.com)
3. [www.oilandgaslibrary.com](http://www.oilandgaslibrary.com)
4. [http://slovarionline.ru/geologicheskaya\\_entsiklopediya/page/saykling-protsess](http://slovarionline.ru/geologicheskaya_entsiklopediya/page/saykling-protsess).

14386

---

<sup>17</sup> Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer. 289<sup>th</sup> p.

#### IV. МАТЕРИАЛЫ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

На практических занятиях у слушателей закрепляются изученные теоретические основы углеводородоотдачи пластов, решаются практические задачи. Полученные знания и навыки подкрепляются по учебникам и учебным пособиям, лекционным материалам, научным статьям и тезисам пользоваться раздаточным материалом.

##### 1-практическое занятие:

##### Проектирование солянокислотной обработки (2 часа).

**Цель:** освоить особенности проектирования солянокислотной обработки

**Необходимый инвентарь:** флипчарт, маркеры.

Проектирование соляно-кислотной обработки (СКО) сводится к выбору концентрации кислотного раствора, устанавливаемой экспериментально, а также к расчету необходимого количества товарной кислоты и химических реагентов. Норма расхода кислотного раствора  $v_D$  составляет 1-1,2 м<sup>3</sup> на один метр обрабатываемой толщины пласта. Тогда объем кислотного раствора

$$V_D = v_D h, (1)$$

где  $h$  – обрабатываемый кислотным раствором интервал продуктивного пласта, м.

Объем товарной кислоты (в м<sup>3</sup>)

$$V_K = \frac{V_p x_p (5,09 x_p + 999)}{[x_k (5,09 x_k + 999)]}, (2)$$

где  $x_D$ ,  $x_K$  – соответственно объемные доли (концентрации) кислотного раствора и товарной кислоты, %.

Если в процессе хранения и транспорта концентрация кислоты изменяется, то с учетом этого изменения объем товарной кислоты (в м<sup>3</sup>)  $V'_K$  рассчитывают по формуле

$$V'_K = V_p \frac{5,09 x_p (5,09 x_p + 999)}{[\rho_{K15} (\rho_{K15} - 999)]}, (3)$$

где  $\rho_{K15}$  – плотность товарной кислоты при 15 °С, кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_{K15} = \rho_{Kt} + (2,67 \cdot 10^{-3} \rho_{Kt} - 2,52)(t - 15), (4)$$

где  $\rho_{Kt}$  – плотность кислоты при температуре.

В качестве химических реагентов при солянокислотной обработке используют стабилизаторы (замедлители реакции), ингибиторы коррозии и интенсификаторы. Как правило, в технической соляной кислоте содержится до 0,4 % серной кислоты, которую нейтрализуют добавкой хлористого бария, количество которого рассчитывают по формуле (кг)

$$G_{xб} = 21,3 V_p (a x_p / x_k - 0,02), (5)$$

где  $a$  – объемная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, % ( $a \cong 0,4$  %).

Объем хлористого бария

$$V_{xб} = G_{xб} / \rho_{xб}. (6)$$

где  $\rho_{xб}$  – плотность раствора хлористого бария, кг/м<sup>3</sup> (кг/м<sup>3</sup>).

В качестве стабилизатора используют уксусную кислоту, объем которой рассчитывают по формуле

$$V_{ук} = 3 \cdot 12,65 / 80 = 4,74 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3. (7)$$

где  $b_{\text{и}}$  – норма добавки 100%-ной уксусной кислоты (= 3 %);  $c_{\text{и}}$  – объемная доля товарной уксусной кислоты (= 80 %).

Объем ингибитора

$$V_{\text{и}} = \frac{b_{\text{и}} V_{\text{р}}}{c_{\text{и}}}, \quad (8)$$

где  $b_{\text{и}}$  – норма добавки ингибитора, %. Если в качестве ингибитора используют реагент В-2, то  $b_{\text{и}} = 0,2$  %;  $c_{\text{и}}$  – объемная доля товарного ингибитора, % ( $c_{\text{и}} = 100$  %).

Объем интенсификатора

$$V_{\text{ин}} = 0,3 - 2,88/100 = 8,64 - 10^{-3} \text{ м}^3, \quad (9)$$

где  $b_{\text{ин}}$  – норма добавки интенсификатора, %.

Если в качестве интенсификатора используют Марвелан-К, то  $b_{\text{ин}} = 0,3$  %.

Объем воды для приготовления кислотного раствора

$$V_{\text{в}} = V_{\text{р}} - V_{\text{к}} - (V_{\text{хб}} + V_{\text{ук}} + V_{\text{и}} + V_{\text{ин}}), \quad (10)$$

Порядок приготовления кислотного раствора следующий: наливают в емкость воду, добавляют к воде расчетные объемы ингибитора  $V_{\text{и}}$  уксусной кислоты, а затем расчетное количество товарной соляной кислоты, тщательно перемешивая. Затем добавляют хлористый барий и интенсификатор. Перемешивают раствор и оставляют для реакции и осветления.<sup>18</sup>

**Задача 1.** Рассчитать необходимое количество реагентов для приготовления кислотного раствора при обработке карбонатного продуктивного горизонта, вскрытая толщина которого  $h=11,5$  м. Техническая соляная кислота имеет концентрацию 27,5%, температура приготовления кислоты 15°C. Плотность соляной кислоты при 25°C составляет  $\rho_{\text{к15}}=1134$  кг/м<sup>3</sup>. Кислотный раствор должен иметь концентрацию 13,5%.

**Решение.** Рассчитываем объем кислотного раствора

$$V_{\text{д}} = 1,1 \cdot 11,5 = 12,65 \text{ м}^3.$$

В соответствии с условиями задачи  $x_{\text{к}}=27,5$ %,  $x_{\text{д}}=13,5$ %. Вычисляем объем товарной кислоты

$$V_{\text{к}} = 12,65 \cdot 13,5 (5,09 \cdot 13,5 + 999) / [27,5 (5,09 \cdot 27,5 + 999)] = 182339,02 / 31321,812 = 5,82 \text{ м}^3.$$

Рассчитываем плотность кислоты при  $t=15$ °C:

$$\rho_{\text{к15}} = 1134 + (2,67 \cdot 10^{-3} \cdot 1134 - 2,52) (25 - 15) = 1139,08 \text{ кг/м}^3.$$

При данной температуре объем товарной кислоты

$$V'_{\text{к}} = 12,65 \cdot 5,09 \cdot 13,5 (5,09 \cdot 13,5 + 999) / 1139,08 (1139,08 - 999) = 928105,61 / 159562,32 = 5,82 \text{ м}^3.$$

Рассчитываем количество хлористого бария:

$$G_{\text{хб}} = 21,3 \cdot 12,65 (0,4 \cdot 13,5 / 17,5 - 0,02) = 47,52 \text{ кг}$$

или его объем

$$V_{\text{хб}} = 47,52 / 4000 \cong 1,19 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3.$$

Рассчитываем объем уксусной кислоты

$$V_{\text{ук}} = 3 \cdot 12,65 / 80 = 4,74 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3.$$

<sup>18</sup> Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer. 325<sup>h</sup> p.

Затем рассчитываем соответственно объем ингибитора и интенсификатора:

$$V_{\text{И}} = 0,2 \cdot 12,65/100 = 2,53 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{ИИ}} = 0,3 \cdot 12,65/100 = 3,795 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3.$$

Наконец, рассчитываем объем воды

$$V_{\text{В}} = 12,65 - 5,82 - (0,0119 + 0,474 + 0,0253 + 0,03795) = 6,28 \text{ м}^3.$$

Расчет давления и времени закачки кислотного раствора для известного агрегата ведется по известным формулам.

Варианты	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$h$	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
$x_k$	5	7	10	12	15	18	20	22	25	27
$t$	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
$\rho_{k15}$	1134	1134	1134	1134	1134	1134	1134	1134	1134	1134
$x_r$	3	5	7	10	12	15	18	20	22	25

### Контрольные вопросы:

1. На чем основаны методы нагнетание в пласт пены?
2. Назначение соляно-кислотной обработки?
3. Основная цель обработки призабойной зоны скважины?
4. От какого поверхностного натяжения зависит количество добываемой нефти?

### Использованные литературы:

1. Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer.
2. [www.Oilandgas.com](http://www.Oilandgas.com)
3. [www.oilandgaslibrary.com](http://www.oilandgaslibrary.com)
4. [http://slovarionline.ru/geologicheskaya\\_entsiklopediya/page/saykling-protssess.14386](http://slovarionline.ru/geologicheskaya_entsiklopediya/page/saykling-protssess.14386)

### 2-практическое занятие:

#### Проектирование кислотной ванны (2 часа).

**Цель:** освоить особенности проектирования кислотной ванны.

**Необходимый инвентарь:** флипчарт, маркеры.

Для очистки продуктивного карбонатного пласта от глинистой и цементной корки, продуктов коррозии и т.д. можно применять в скважинах с открытым забоем кислотные ванны.

Основной вопрос при проектировании кислотной ванны – расчет объема кислотного раствора, который должен быть равен объему скважины в интервале от забоя до кровли обрабатываемого интервала.

Если обозначить через  $r_c$  радиус скважины в этом интервале, то объем кислотного раствора (в  $\text{м}^3$ ):

$$V_{\text{D}} = \pi r_c^2 h, \quad (11)$$

где  $h$  – толщина обрабатываемого пласта, м.



При проектировании кислотной ванны концентрация кислотного раствора принимается  $x_D = 15 - 20 \%$ .

Количество химических реагентов рассчитывают точно также, как и для простой СКО.<sup>19</sup>

The amount of chemicals is calculated the same way as for the simple NAT (Hydrochloric acid treatment).

**Задача 2.** Рассчитать необходимое количество кислотного раствора для проведения кислотной ванны, а также химических реагентов и воды, если радиус скважины  $r_c = 0,18$  м, а толщина обрабатываемого пласта  $h = 28,3$  м. Концентрация кислоты  $x_k = 27,5\%$ , а концентрация кислотного раствора  $x_D = 20\%$ .

**Решение.** Вычисляем объем кислотного раствора

$$V_D = 3,14 (0,18)^2 \cdot 28,3 \cong 2,88 \text{ м}^3.$$

Рассчитываем объем кислоты

$$V_k = 2,88 \cdot 20 (5,09 \cdot 20 + 999) / [27,5 (5,09 \cdot 27,5 + 999)] = 63\,406,08 / 31\,321,81 = 2,03 \text{ м}^3.$$

Количество хлористого бария

$$G_{хб} = 21,3 \cdot 2,88 (0,4 \cdot 20 / 27,5 - 0,02) = 16,62 \text{ кг}$$

или его объем

$$V_{хб} = 16,62 / 4000 = 4,153 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3.$$

Объем уксусной кислоты

$$V_{ук} = 3 - 2,88 / 80 = 1,08 \cdot 10^{-1} \text{ м}^3.$$

Объем ингибитора

$$V_{и} = 0,2 \cdot 2,88 / 100 = 5,76 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3.$$

Объем интенсификатора

$$V_{ин} = 0,3 - 2,88 / 100 = 8,64 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3.$$

Объем воды

$$V_B = 2,88 - 2,03 - (0,004153 + 0,108 + 0,00576 + 0,00864) = 0,724 \text{ м}^3.$$

Полученный раствор закачивают в скважину и оставляют для реакции на 16 – 24 ч.

Варианты	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$r_s$	0.18	0.114	0.114	0.18	0.18	0.114	0.18	0.114	0.18	0.114
$h$	10	12	15	18	20	22	23	25	27	30
$x_k$	5	7	10	12	15	18	20	22	25	27
$x_D$	3	5	7	10	12	15	18	20	22	25

### Контрольные вопросы:

1. От какого поверхностного натяжения зависит количество добываемой нефти?
2. Почему добавляется ПАВ в нагнетаемую в пласт воду?
3. При каких условиях нагнетается щелочь в пласт?
4. Сколько процентов кислотной концентрации добавляют для обработки скважины методом кислотной ванны?
5. Сколько процентов серы должно быть в сернистых нефтяных месторождениях?

<sup>19</sup> Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer. 336<sup>h</sup> p.

**Использованные литературы:**

1. Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer.
2. [www.Oilandgas.com](http://www.Oilandgas.com)
3. [www.oilandgaslibrary.com](http://www.oilandgaslibrary.com)
4. [http://slovarionline.ru/geologicheskaya\\_entsiklopediya/page/saykling-protsess](http://slovarionline.ru/geologicheskaya_entsiklopediya/page/saykling-protsess).

14386

### 3-практическое задание:

#### Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта (2 часа).

**Цель:** освоить особенности проектирования процесса гидравлического разрыва пласта.

**Необходимый инвентарь:** флипчарт, маркеры.

Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта представляет собой достаточно сложную задачу, которая состоит из двух частей: расчет основных характеристик процесса и выбор необходимой техники для его осуществления; определение вида трещины и расчет ее размеров.

Для расчета забойного давления разрыва пласта при использовании нефилтующейся жидкости можно воспользоваться следующей формулой (при закачке 1 м<sup>3</sup> жидкости разрыва):

$$\frac{p_{\text{заб п}}}{p_{\text{гг}}} \left( \frac{p_{\text{заб п}}}{p_{\text{гг}}} - 1 \right)^3 = 5,25 \frac{1}{(1-v^2)^2} \left( \frac{E}{p_{\text{гг}}} \right)^2 \frac{Q \mu_{\text{жр}}}{p_{\text{гг}}}, \quad (13)$$

где – горизонтальная составляющая горного давления, МПа:

$$p_{\text{гг}} = p_{\text{гв}} \frac{v}{(1-v)} \quad (14)$$

где:  $v$  – коэффициент Пуассона горных пород ( $v = 0,2-0,3$ );  $p_{\text{гв}}$  – вертикальная составляющая горного давления, МПа:

$$p_{\text{гв}} = \rho_{\text{п}} g L_c 10^{-6}; \quad (15)$$

где:  $\rho_{\text{п}}$  – плотность горных пород над продуктивным горизонтом, кг/м<sup>3</sup> ( $\rho_{\text{п}} = 2600$  кг/м<sup>3</sup>);  $E$  – модуль упругости пород ( $E = (1-2) 10^4$  МПа);

$Q$  – темп закачки жидкости разрыва, м<sup>3</sup>/с (в соответствии с характеристикой насосного агрегата);  $\mu_{\text{жр}}$  – вязкость жидкости разрыва, Па·с.

Для приближенной оценки забойного давления разрыва пласта при использовании фильтрующей жидкости можно использовать формулу<sup>20</sup>

$$p_{\text{заб п}} = 10^{-2} K L_c \quad (16)$$

где:  $K$  – коэффициент, принимаемый равным (1,5 – 1,8) МПа/м.

При закачке жидкости-песконосителя давление на устье скважины

$$p_{\text{у}} = p_{\text{заб п}} - \rho_{\text{жп}} g L_c + p_{\text{тр}}, \quad (17)$$

где:  $\rho_{\text{жп}}$  – плотность жидкости-песконосителя, кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_{\text{жп}} = \rho'_{\text{жп}} (1 - \beta_{\text{п}}) \rho_{\text{п}} \beta_{\text{п}}, \quad (18)$$

где:  $\rho'_{\text{жп}}$  – плотность жидкости, используемой в качестве песконосителя, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{п}}$  – плотность песка, кг/м<sup>3</sup> ( $\rho_{\text{п}} = 2500$  кг/м<sup>3</sup>);  $\beta_{\text{п}}$  – объемная концентрация песка в смеси

$$\beta_{\text{п}} = \frac{\frac{C_{\text{п}}}{\rho_{\text{п}}}}{\frac{C_{\text{п}}}{\rho_{\text{п}}} + 1}, \quad (19)$$

где:  $C_{\text{п}}$  – концентрация песка в 1 м<sup>3</sup> жидкости, кг/м<sup>3</sup> ( $C_{\text{п}} = 250 - 300$  кг/м<sup>3</sup>). Потери давления на трение жидкости-песконосителя:

<sup>20</sup> Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer. 348<sup>h</sup> p.

$$p'_{\text{тр}} = \frac{8\lambda Q^2 L_c \rho_{\text{жп}}}{\pi^2 d_{\text{вн}}^2}, \quad (20)$$

где:  $\lambda$  – коэффициент гидравлических сопротивлений:

$$\lambda = \frac{64}{Re'}, \quad (21)$$

$$Re = 4Q\rho_{\text{жп}}/(\pi d_{\text{вн}}\mu_{\text{жп}}), \quad (22)$$

где:  $Q$  – темп закачки, м<sup>3</sup>/с;  $\mu$  – вязкость жидкости с песком. Па · с;

$$\mu_{\text{жп}} = \mu'_{\text{жп}} \exp(3,18\beta_{\text{п}}), \quad (23)$$

– вязкость жидкости, используемой в качестве песконосителя, Па·с.

Если  $Re > 200$ , то потери давления на трение по (10.16) увеличивают в 1,52 раза:

$$p_{\text{тр}} = 1,52 p'_{\text{тр}}. \quad (24)$$

Необходимое число насосных агрегатов

$$N = \frac{p_y Q}{(p_p Q_p K_{\text{тс}})} + 1, \quad (25)$$

где  $p_p$  – рабочее давление агрегата;  $Q_p$  – подача агрегата при данном  $p_p$ ; коэффициент технического состояния агрегата ( $= 0,5 - 0,8$ ).

Необходимый объем продажной жидкости (при закачке вНКТ)

$$V_{\text{п}} = 0,785 d_{\text{вн}}^2 L_c \quad (26)$$

Минимальный темп закачки жидкости разрыва определяется по формулам:

для горизонтальной трещины

$$Q_{\text{min г}} \geq 10^{-3} \frac{\pi R_{\text{т}} \omega_0}{\mu_{\text{жр}}}, \quad (27)$$

для вертикальной трещины

$$Q_{\text{min в}} \geq 10^{-3} \frac{h \omega_0}{\mu_{\text{жр}}} \quad (28)$$

где  $R_{\text{т}}$  – радиус горизонтальной трещины, м;  $\omega_0$  – ширина (раскрытость) трещины на стенке скважины, м;  $\mu$  – вязкость жидкости разрыва, Па · с;  $h$  – толщина пласта, м.

В случае проведения разрыва пласта нефилтующейся жидкостью можно принять фактический темп закачки жидкости  $Q$  равным  $Q_{\text{min}}$ . При проведении разрыва фильтрующей жидкостью фактический темп закачки жидкости  $Q > Q_{\text{min}}$

Количество песка  $Q_{\text{п}}$  на один гидравлический разрыв пласта принимается равным 8-10 т. При концентрации песка в 1 м<sup>3</sup> жидкости  $C_{\text{п}}$  объем жидкости

$$V_{\text{ж}} = \frac{Q_{\text{п}}}{C_{\text{п}}}. \quad (29)$$

**Задача 6.** Рассчитать основные характеристики гидроразрыва пласта в добывающей скважине глубиной  $L = 2270$  м. Вскрытая толщина пласта  $h = 10$  м. Разрыв провести по НКТ с пакером, внутренний диаметр НКТ - 0,0759 м. В качестве жидкости разрыва и песко носителя используется нефилтующаяся амбарная нефть плотностью  $\rho = 945$  кг/м<sup>3</sup> и вязкостью  $\mu = 0,285$  Па·с. Предполагается закачать в скважину  $Q_{\text{п}} = 4,5$  т песка диаметром зерен 1 мм. Принимаем темп закачки  $Q = 0,010$  м<sup>3</sup>/с. Используем агрегат 4АН-700.

**Решение.** Рассчитываем вертикальную составляющую горного давления

$$p_{\text{гв}} = 2600 \cdot 9,81 \cdot 2270 \cdot 10^{-6} = 57,9 \text{ МПа}$$

Принимая  $v = 0,3$  рассчитываем горизонтальную составляющую горного давления

$$p_{гг} = 57,9 \frac{0,3}{(1-0,3)} = 24,8 \text{ МПа.}$$

В данных условиях предположительно образуются вертикальные или наклонные трещины.

По формуле (10.13) рассчитываем забойное давление разрыва

$$\frac{p_{заб\ p}}{24,8} \left( \frac{p_{заб\ p}}{24,8} \right)^3 = \frac{5,25(1 \cdot 10^{10})^2 0,001 \cdot 0,285}{(1-0,3)^2 (24,8 \cdot 10^6)^2 24,8 \cdot 10^6} \cong 2 \cdot 10^{-5}$$

или  $\frac{p_{заб\ p}}{24,8} = 1,0269$  или  $p_{заб\ p} = 25,47 \text{ МПа}$ . Рассчитываем  $\beta_{п}$  (принимая  $C_{п} = 275 \text{ кг/м}^3$ ):

$$\beta_{п} = \frac{\frac{275}{2500}}{\frac{275}{2500} + 1} = \frac{0,11}{1,11} = 0,01.$$

Рассчитываем плотность жидкости-песконосителя:

$$\rho_{жп} = 945(1 - 0,1) + 2500 \cdot 0,1 = 1100 \text{ кг/м}^3.$$

Рассчитываем по (10.23) вязкость жидкости с песком:

$$\mu_{ж} = 0,285 \exp(3,18 \cdot 0,1) = 0,392 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

Число Рейнольдса

$$Re = 4 \cdot 0,010 \cdot \frac{1100}{(3,14 \cdot 0,0759 \cdot 0,392)} = 471.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda = 64/471 = 0,136$ . Потери на трение рассчитываем по (10.20):

$$p'_{тр} = 8 \cdot 0,136(0,01)^2 \cdot 2270 \cdot \frac{1100}{(3,14^2 \cdot 0,0759^5)} = 11 \text{ МПа.}$$

Учитывая, что  $Re = 471 > 200$ , потери на трение составят:

$$p_{тр} = 1,52 \cdot 11 = 16,72 \text{ МПа.}$$

Давление на устье скважины при закачке жидкости-песконосителя

$$p_{у} = 25,47 - 1100 \cdot 9,81 \cdot 2270 \cdot 10^{-6} + 16,72 = 17,7 \text{ МПа.}$$

При работе агрегата 4АН-700 на IV скорости  $p_{р} = 29 \text{ МПа}$ , а  $Q_{р} = 0,0146 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Необходимое число агрегатов

$$N = \frac{12,7 \cdot 0,01}{29,0 \cdot 0,0146 \cdot 0,5} + 1 = 2.$$

Объем продавочной жидкости  $V_{п} = 0,785 \cdot 0,0759^2 \cdot 2270 = 10,3 \text{ м}^3$ . Объем жидкости для осуществления гидроразрыва (жидкость разрыва и жидкость-песконоситель)  $V_{ж} = 4500/275 = 16,4 \text{ м}^3$ .

Суммарное время работы одного агрегата 4АН-700 на IV скорости

$$t = \frac{V_{ж} + V_{п}}{Q_{р}} \quad (30)$$

или  $t = (16,4 + 10,3)/0,0146 = 1829 \text{ с}$  или 30,5 мин.

Варианты	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$L$	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900	2200	2200	2400
$h$	5	8	10	12	14	16	18	20	25	28
$d_{п}$	0,0759									
$\rho'_{п}$	945	935	925	940	930	920	915	910	900	905

$\mu'_{\square}$	0,285	0.280	0.275	0.270	0.265	0.260	0.255	0.250	0.245	0.240
$Q_q$	4,5	4.3	4.0	3.8	3.6	3.5	3.2	3.0	2.8	2.5
$Q$	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010

**Контрольные вопросы:**

1. При каких условиях нагнетается щелочь в пласт?
2. Сколько процентов кислотной концентрации добавляют для обработки скважины методом кислотной ванны?
3. Сколько процентов серы должно быть в сернистых нефтяных месторождениях?

**Использованные литературы**

1. Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer.

#### 4-практическое занятие:

##### Поддержание пластового давления и повышение нефтеотдачи пласта.

##### Проектирование процесса закачки воды (4 часа)

**Цель:** освоить особенности проектирования процесса закачки воды в пласт, поддержание пластового давления и повышения нефтеотдачи пластов.

**Необходимый инвентарь:** флипчарт, маркеры.

Поддержание пластового давления – эффективное средство разработки нефтяного месторождения. Процесс проектирования закачки воды с целью поддержания пластового давления представляет сложную технико-экономическую задачу, решаемую на этапе составления технологической схемы или проекта разработки месторождения.

Проектирование процесса закачки воды сводится к определению для конкретных условий оптимального давления на устье нагнетательной скважины, давления на забое и необходимого количества воды. Кроме того, рассчитывается число нагнетательных скважин и их приемистость.<sup>21</sup>

Оптимальное давление на устье нагнетательной скважины вычисляют по формуле академика А.П. Крылова:

$$p_{ун} = \sqrt{\frac{C_c \eta}{K_{прм} 365 t w C_B}} - (p_{ст} - \bar{\rho}_{пл} - p_{тр}) \quad (1)$$

где  $C_c$  – стоимость нагнетательной скважины, руб.;  $t$ ;  $\eta$  – КПД насосного агрегата; – коэффициент приемистости нагнетательной скважины,  $m^3/(сут \cdot MPa)$ ;  $t$  – время работы нагнетательной скважины, год;  $w$  – энергетические затраты на нагнетание  $1 m^3$  воды при повышении давления на  $1 MPa$ ,  $kWh/(m^3 \cdot MPa)$  ( $w = 0,27$ );  $C_B$  – стоимость  $1 kWh$  электроэнергии, руб./ $(kWh \cdot ч)$  ( $C_B \cong 0,015$ ); – гидростатическое давление воды в скважине глубиной  $L_c$ ,  $MPa$

$$p_{ст} = 10^{-6} \rho_B g L_c \quad ;(2)$$

– среднее пластовое давление в зоне нагнетания воды,  $MPa$ ; – потери давления при движении воды от насоса до забоя,  $MPa$ . Давление на забое нагнетательной скважины

$$p_{заб н} = p_{ун} + 10^{-6} \rho_B g L_c - p_{тр} \quad (3)$$

Величину можно принять равной  $3 MPa$ .

Необходимое количество закачиваемой воды  $V_B$  (в  $m^3/сут$ ) рассчитывают по формуле

$$V_B = 1,2 ( ), \quad (4)$$

где – объем добываемой из залежи нефти, приведенной к пластовым условиям,  $m^3/сут$ ; – объем свободного газа в пласте при и , который добывается вместе с нефтью за сутки,  $m^3/сут$ ; – объем добываемой из залежи воды,  $m^3/сут$ . Объем нефти в пластовых условиях

$$V_{нпл} = 10^3 Q_{нд} b_{нпл} / \rho_{нд}, \quad (5)$$

объем свободного газа

<sup>21</sup> Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer. 354<sup>h</sup> p.

$$V_{\text{ГСВПЛ}} = \frac{V_{\text{НПЛ}}(G_0 - \alpha \bar{\rho}_{\text{ПЛ}})z p_0 T_{\text{ПЛ}}}{\bar{\rho}_{\text{ПЛ}} T_{\text{СТ}}}, \quad (6)$$

объем воды

$$V_{\text{ВПЛ}} = 10^3 Q_{\text{В}} b_{\text{ВПЛ}} / \rho_{\text{В}}, \quad (7)$$

где  $Q_{\text{В}}$  – соответственно количество дегазированной нефти и воды, добываемое из залежи за сутки, т/сут;  $b_{\text{ВПЛ}}$  – соответственно объемные коэффициенты нефти и воды при пластовых условиях;  $G_0$  – газовый фактор, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $\alpha$  – средний коэффициент растворимости газа в нефти, м<sup>3</sup>/(м<sup>3</sup> · МПа).

**Задача 1.** Рассчитать основные показатели процесса закачки воды, если из залежи извлекается нефти  $Q_{\text{Н}} = 11000$  т/сут, воды  $Q_{\text{В}} = 5600$  т/сут, газовый фактор  $G_0 = 60$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, среднее пластовое давление меньше давления насыщения  $p_0 = 8,5$  МПа; коэффициент растворимости газа в нефти  $\alpha = 5$  м<sup>3</sup>/(м<sup>3</sup> · МПа), пластовая температура  $T_{\text{ПЛ}} = 303$  К, объемный коэффициент нефти  $b_{\text{НПЛ}} = 1,15$ , плотность дегазированной нефти  $\rho_{\text{Н}} = 852$  кг/м<sup>3</sup>, объемный коэффициент пластовой воды  $b_{\text{ВПЛ}} = 1,01$ . Стоимость нагнетательной скважины  $C_{\text{С}} = 120000$  руб., коэффициент приемистости нагнетательной скважины  $C_{\text{В}} = 50$  м<sup>3</sup>/(сут · МПа), время работы нагнетательной скважины  $t = 12$  лет, КПД насосного агрегата  $\eta = 0,6$ . Глубина скважины  $L_{\text{С}} = 1200$  м, а плотность нагнетаемой воды  $\rho_{\text{В}} = 1050$  кг/м<sup>3</sup>. Коэффициент сверхсжимаемости газа принять:  $z = 0,87$ .

**Решение.** Вычисляем оптимальное давление на устье нагнетательной скважины:

$$p_{\text{УН}} = \sqrt{\frac{120000 \cdot 0,6}{50 \cdot 365 \cdot 12 \cdot 0,27 \cdot 0,15}} - (10^{-6} \cdot 1050 \cdot 9,81 \cdot 1200 - 8,5 - 3) =$$

$$= 8,1 \text{ МПа}$$

При этом гидростатическое давление воды в скважине  $p_{\text{СТ}} = 10^{-6} \cdot 1050 \cdot 9,81 \cdot 1200 = 12,4$  МПа.

Давление на забое нагнетательной скважины

$$p_{\text{Заб Н}} = 8,1 + 12,4 - 3 = 17,5 \text{ МПа.}$$

Рассчитываем  $V_{\text{НПЛ}}$ ,  $V_{\text{ГСВПЛ}}$ ,  $V_{\text{ВПЛ}}$ :

$$V_{\text{НПЛ}} = 10^3 \frac{11000 \cdot 1,15}{852} = 14,85 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$V_{\text{ГСВПЛ}} = \frac{14,85 \cdot 10^3 (60 - 5 \cdot 8,5) 0,87 \cdot 0,1 \cdot 303}{8,5 \cdot 293} = 2750 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$V_{\text{ВПЛ}} = 10^3 \frac{5600 \cdot 1,01}{1050} = 5387 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Рассчитываем суточный объем закачки воды

$$V_{\text{В}} = 1,2 (14850 + 2750 + 5387) = 27585 \text{ м}^3/\text{сут}.$$



Таким образом, для заданных условий суточный объем закачки составляет 27585м<sup>3</sup> при давлении на устье нагнетательной скважины =8,1 МПа.

Варианты	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$Q_{nd}$	11000	11050	11100	11150	1120	1125	1130	1130	1130	1130
$Q_{\square}$	5600	5600	5600	5600	5600	5600	5600	5600	5600	5600
$G_0$	60	55	50	45	40	35	30	25	20	10
$\bar{\rho}_{\square}$	8.5	8.2	8.0	7.8	7.5	7.3	7.0	6.8	6.5	6.0
$\alpha$	5	4.5	4.0	3.5	3.0	2.5	3.0	3.5	4	4.5
$T_{\square}$	303	320	315	307	317	309	340	306	308	315
$b_{\square}$	1.15	1.15	1.13	1.12.	1.17	1.19	1.16	1.18	1.11	1.10
$\rho_{\square}$	852	850	848	846	844	843	840	856	854	860
$b_{\square}$	1.01	1.04	1.06	1.08	1.02	1.03	1.05	1.08	1.09	1.1
$C_q$	120000			125000			150000			
$K_{\square}$	50	55	40	60	45	70	65	80	75	90
$\eta$	122	112	118	116	120	124	114	110	126	128
$L_q$	0.6	0.4	0.2	0.8	0.4	0.3	0.5	0.7	0.1	0.9
	1050	1005	1010	1020	1030	1060	1040	1070	1080	1090
$z$	0.87	0.86	0.84	0.82	0.83	0.85	0.89	0.87	0.81	0.85

## 5-практическое занятие:

### Проектирование процесса внутрипластового горения (4 часа)

**Цель:** освоить особенности проектирования процесса внутрипластового горения.

**Необходимый инвентарь:** флипчарт, маркеры.

Внутрипластовое горение – перспективный способ повышения коэффициента нефтеотдачи залежей нефтей высокой вязкости ( $> 30$  мПа · с). К настоящему времени создано несколько видов внутрипластового горения (сухое, влажное, сверхвлажное), но эффективность их зависит от целого ряда параметров, связанных как с физико-химическими свойствами самой нефти, так и с коллекторскими свойствами пласта и глубиной его залегания <sup>22</sup>

Рассмотрим схему процесса проектирования сухого горения в пятиточечном элементе, при которой в пласт нагнетается воздух.

Объем воздуха, необходимый для выжигания единицы объема пласта

$$V' = gv'_{\text{окс}}, \quad (13)$$

где  $g$  – расход топлива при горении, равный количеству кокса, образующегося в пласте, кг/м<sup>3</sup>;  $v'_{\text{окс}}$  – удельный расход окислителя (воздуха), м<sup>3</sup>/кг.

Предельный темп нагнетания воздуха, м<sup>3</sup>/сут

$$q_{\text{прв}} = \frac{7,4k h_{\text{э}}(p_{\text{забн}}^2 - p_{\text{пл}}^2)}{\mu_{\text{г}} T_{\text{пл}} \left( \ln \frac{a^2}{r_{\text{с}} r_{\text{ф}}} - 1,238 \right)}, \quad (14)$$

где  $k$  – проницаемость пласта для воздуха, м<sup>2</sup>;  $h_{\text{э}}$  – эффективная толщина пласта, м;  $p_{\text{забн}}$  – соответственно забойное давление в нагнетательной и добывающей скважинах, Па;  $\mu_{\text{г}}$  – вязкость воздуха в пластовых условиях. Па·с;  $T_{\text{пл}}$  – пластовая температура, К;  $a$  – расстояние между нагнетательной и добывающими скважинами, м;  $r_{\text{с}}$  – радиус скважин, м;  $r_{\text{ф}}$  – радиус фронта горения в конце первого периода процесса, м.

Скорость (в м/сут) продвижения фронта горения в конце первого периода процесса:

$$w_{\text{ф}} = \frac{q_{\text{прв}}}{2\pi h V' r_{\text{ф}}} \quad (15)$$

Проверяют выполнение следующего условия

$$w_{\text{ф}} > 3w_{\text{ф} \text{ min}}, \quad (16)$$

где  $w_{\text{ф} \text{ min}}$  – минимальная скорость перемещения фронта горения, зависящая от эффективной толщины пласта и расхода топлива, м/сут. Величина  $w_{\text{ф} \text{ min}}$  определяется по рис. 1, причем

$$h_{\text{э}} = \alpha_{\text{н}} h, \quad (17)$$

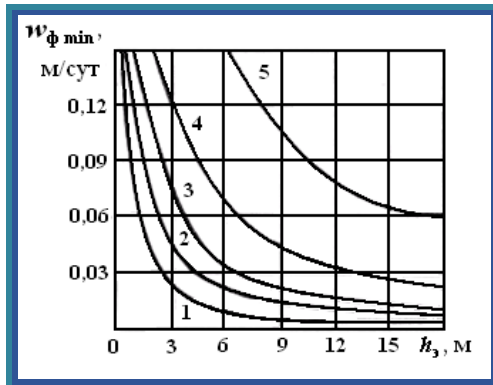
где  $\alpha_{\text{н}}$  – коэффициент охвата пласта фронтом горения по толщине;  $h$  – толщина пласта, м.

Если выполняется условие (16), то принятая величина  $r_{\text{ф}}$  остается в силе. Если условие (16) не выполняется, то изменяют соответствующим образом  $r_{\text{ф}}$ .

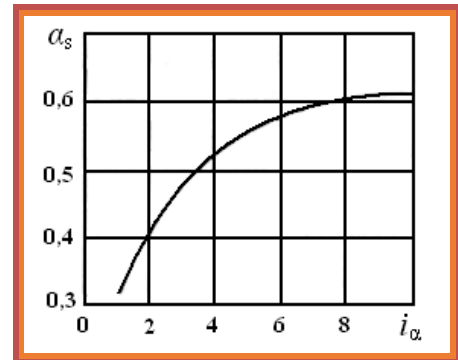
Затем вычисляют параметр  $i_{\alpha}$ :

<sup>22</sup> Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer. 368<sup>h</sup> p.

$$i_{\alpha} = \frac{q_{\text{прв}}}{(ah_3 w_{\phi} \min V t)'} \quad (18)$$



**Рис. 1.** Зависимости минимальной скорости перемещения фронта горения от эффективной толщины пласта и концентрации топлива (при  $T = 533 \text{ K}$ ):  $g, \text{ кг/м}^3$ : 1 – 32; 2 – 24; 3 – 20; 4 – 19,2; 5 – 18,4.



**Рис. 2.** Зависимость коэффициента охвата пласта по площади фронтом горения  $\alpha_s$  от параметра  $i_{\alpha}$ .

а по рис. 2 и рассчитанному значению  $i_{\alpha}$  определяют коэффициент охвата пласта фронтом горения по площади  $\alpha_s$ .

Коэффициент нефтеотдачи в зоне, где прошел фронт горения, оценивается по формуле:

$$\eta' = 1 - \frac{s_1 - s_2}{s_H} \quad (19)$$

где  $s_1$  – коэффициент, вычисляемый так:

$$s_1 = \frac{g}{\rho_{\text{нп}} m} \quad (20)$$

$m$  – пористость пласта.

Коэффициент  $s_2$  рассчитывают по формуле

$$s_2 = s_1 v'_{\text{окс}} Q'_{\Gamma} / Q'_{\text{н}} \quad (21)$$

– соответственно удельная теплота сгорания газа ( $= 1,257 \text{ МДж/м}^3$ ) и нефти ( $= 41,9 \text{ МДж/кг}$ );  $s_H$  – нефтенасыщенность пласта.

Коэффициент нефтеотдачи всего элемента

$$\eta = \alpha_n \alpha_s \eta' + \lambda (1 - \alpha_n \alpha_s) \quad (22)$$

где  $\lambda$  – коэффициент нефтеотдачи для зоны, не охваченной горением. Длительность первого периода горения, сут:

$$\tau_1 = \frac{r_{\phi}}{w_{\phi}} \quad (23)$$

Потребное количество воздуха за этот период,  $\text{м}^3$

$$V_{\text{п}} = \frac{q_{\text{прв}} \tau_1}{2} \quad (24)$$

В момент прорыва оторочки горячей продукции в добывающие скважины радиус фронта горения

$$r_{\phi\text{п}} = r_0 / \sqrt{\frac{G_{\text{см}} c_{\text{см}} \rho_{\text{см}} V t}{c_{\text{пл}} \rho_{\text{пл}} G_{\text{п}}}} \quad (25)$$

где  $r_0$  – радиус оторочки при прорыве горячей продукции в добывающие скважины ( $r_0 = a$ ), м;  $m$  – масса смеси прореагировавшего  $V_{\text{п}}$  объема воздуха, состоящая в основном из азота и паров воды, кг;  $c$  – удельная теплоемкость смеси, кДж/(кг · К);  $\rho$  – плотность смеси, кг/м<sup>3</sup>;  $c_{\text{п}}$  – удельная теплоемкость смеси в пластовых условиях, кДж/(кг · К);  $\rho_{\text{п}}$  – плотность смеси в пластовых условиях, кг/м<sup>3</sup>;  $G_{\text{п}}$  – масса воздуха объемом  $V_{\text{п}}$ , кг.

$$G_{\text{п}} = V_{\text{п}} 1,293. \quad (26)$$

Масса (в кг) смеси азота и паров воды

$$G_{\text{см}} = \left[ 0,79\rho_{\text{а}} + \delta\rho_{\text{в}} + \frac{y}{v'} \left( \frac{9gn}{12+n} + s_{\text{в}} m \rho_{\text{в}} \right) \right] V_{\text{п}}, \quad (27)$$

где  $\rho_{\text{а}}$  – плотность азота, кг/м<sup>3</sup> ( $\rho_{\text{а}} = 1,36$ );  $\delta$  – отношение объема воды к объему нагнетаемого воздуха ( $\delta = 2 \cdot 10^{-3}$ );  $\rho_{\text{в}}$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  $y$  – коэффициент использования воздуха ( $y = 0,9$ );  $n$  – отношение в коксовом остатке водорода к углероду ( $n = 1,2$ );  $s_{\text{в}}$  – водонасыщенность пласта.

Для предварительных расчетов плотность смеси можно принять  $\rho_{\text{см}} = 0,93$  кг/м<sup>3</sup>, а удельную теплоемкость смеси  $c_{\text{см}} = 11,23$  кДж/(кг·К). В пластовых условиях указанные параметры могут быть приняты равными:  $\rho_{\text{п}} = 4,95$  кг/м<sup>3</sup>,  $c_{\text{п}} = 253$  кДж/(кг · К).

Для оценки площади (в м<sup>2</sup>) выжженной зоны  $S_{\text{г}}$  можно воспользоваться следующими зависимостями: при 50 м

$$S_{\text{г}} = 160 r_{\text{фп}}; \quad (28)$$

при  $> 50$  м

$$S_{\text{г}} = 8000 + 348(r_{\text{фп}} - 50). \quad (29)$$

Объем выжженной зоны

$$V_{\text{г}} = S_{\text{г}} \alpha_{\text{н}} h. \quad (30)$$

Суммарное количество воздуха  $\Sigma V$ , необходимое для выжигания этого объема

$$\Sigma V = \frac{V_{\text{г}}}{y}.$$

Время (в сут), затрачиваемое на выжигание данного объема пласта.

$$\tau_2 = \frac{\Sigma V - V_{\text{п}}}{q_{\text{прв}}} + \tau_1. \quad (31)$$

при Объем извлекаемой из пласта нефти

$$V_{\text{н}} = 2a^2 h_3 m s_{\text{н}} \eta. \quad (32)$$

Расход воздуха на извлечение 1 м<sup>3</sup> нефти

$$G_{\text{в}} = \frac{\Sigma V}{V_{\text{н}}}. \quad (33)$$

Средний дебит (в м<sup>3</sup>/сут) одной добывающей скважины

$$Q_{\text{н}} = \frac{V_{\text{н}}}{4 \tau_2}. \quad (34)$$

**Задача 4.** Рассчитать процесс внутрипластового горения на пятиточечном элементе при следующих условиях: пористость терригенного пласта  $m = 0,31$ ; толщина пласта  $h = 5,55$  м; пластовая температура  $T_{\text{п}} = 303$  К; плотность пластовой нефти  $\rho_{\text{н}} = 960$  кг/м<sup>3</sup>; плотность воды  $\rho_{\text{в}} = 1100$  кг/м<sup>3</sup>; нефтенасыщенность пласта  $s_{\text{н}} = 0,76$ ; водонасыщенность пласта  $s_{\text{в}} = 0,24$ ; расстояние от нагнетательной до добывающих скважин  $r_{\text{с}} = 300$  м; забойное давление в добывающих скважинах  $p_{\text{з}} = 10$  МПа; забойное давление в нагнетательной скважине  $p_{\text{н}} = 21$  МПа; радиус нагнетательной и добывающих скважин  $r_{\text{с}} = 0,075$  м; проницаемость пласта для воздуха  $k = 0,35 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>; вязкость воздуха в пластовых

условиях  $\mu_{\Gamma} = 1,8 \cdot 10^{-5}$  Па · с; расход топлива  $G = 27,4$  кг/м<sup>3</sup>; удельный расход окислителя 14,7 м<sup>3</sup>/кг.

Принять радиус фронта горения в конце первого периода = 50 м; коэффициент охвата пласта по толщине  $\alpha_{\text{н}} = 0,9$ ; коэффициент нефтеотдачи на участках, не охваченных горением,  $\lambda = 0,3$ .

**Решение.** Рассчитываем объем воздуха для выжигания 1 м<sup>3</sup> пласта:

$$V' = 27,4 \cdot 14,7 = 402,8 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Предельный темп закачки воздуха

Вычисляем скорость продвижения фронта горения по (11.15):

$$w_{\Phi} = \frac{9,14 \cdot 10^4}{2 \cdot 3,14 \cdot 5,55 \cdot 0,9 \cdot 402,8 \cdot 50} = 0,145 \frac{\text{м}}{\text{сут}}.$$

По рис. 1 определяем для  $h_{\text{э}} = 5$  м  $w_{\Phi \text{min}} = 0,019$  м/сут.

Условие (16) выполняется:  $w_{\Phi} = 0,145 > 3w_{\Phi \text{min}} = 0,057$ , поэтому принятую величину  $r_{\Phi} = 50$  оставляем без изменения. По (18) вычисляем:

$$i_{\alpha} = \frac{9,14 \cdot 10^4}{300 \cdot 5 \cdot 0,019 \cdot 402,8} = 7,96$$

По рис. 2 определяем  $\alpha_{\text{с}} = 0,6$ .

Вычисляем коэффициент  $s_1$  по (20):  $s_1 = 27,4/(960 \cdot 0,31) = 0,092$ .

По формуле (21) вычисляем коэффициент  $s_2$ :  $s_2 = 0,092 \cdot 1,47 \cdot 1,257/41,9 = 0,04$ .

Коэффициент нефтеотдачи в выжженной зоне

$$\eta' = 1 - \frac{0,092 + 0,04}{0,76} = 0,826$$

Коэффициент нефтеотдачи всего элемента:

$$\eta = 0,9 \cdot 0,6 \cdot 0,826 + 0,3(1 - 0,9 \cdot 0,6) = 0,584.$$

Длительность первого периода рассчитываем по формуле (11.23)  $\tau_1 = 50/0,145 = 345$  сут.

Потребное количество воздуха за этот период  $V_{\text{п}} = 9,14 \cdot 10^4 \cdot 345/2 = 15,77 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>.

По формуле (26)

$$G_{\text{п}} = 15,77 \cdot 10^6 \cdot 1,293 = 20,39 \cdot 10^6 \text{ кг.}$$

Масса смеси азота и паров воды

Рассчитываем радиус фронта горения к моменту прорыва оторочки в добывающие скважины:

Площадь выжженной зоны рассчитываем по (11.29):  $S_{\Gamma} = 8000 + 348(99,4 - 50) = 25191,2$  м<sup>2</sup>.

Объем выжженной зоны  $V_{\Gamma} = 25191,2 \cdot 0,9 \cdot 5,55 = 125830$  м<sup>3</sup>. Суммарное количество воздуха для выжигания этого объема

$$\Sigma V = 402,8 - 125830 / 0,9 = 5,631 - 10^7 \text{ м}^3.$$

Рассчитываем время выжигания:

$$\tau_1 = \frac{5,631 \cdot 10^7 - 15,77 \cdot 10^6}{9,14 \cdot 10^4} + 345 = 789 \text{ сут.}$$

Объем извлекаемой из пласта нефти  $V_{\text{н}} = 2 \cdot 300^2 \cdot 5 \cdot 0,31 \cdot 0,76 \cdot 0,584 = 123 \ 831,4$  м<sup>3</sup>. Расход воздуха на извлечение 1 м<sup>3</sup> нефти  $G_{\text{о}} = 5,631 \cdot 10^7 / 123 \ 831,4 = 455$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Дебит каждой добывающей скважины  $Q_{\text{н}} = 123 \ 831,4 / (4 - 789) = 39,24$  м<sup>3</sup>/сут.

Варианты	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
m	0.31	0.33	0.32	0.34	0.33	0.35	0.32	0.29	0.3	0.32

H	5.55	5.55	5.45	5.54	5.6	5.7	5.8	5.5	5.6	5.5
	303	302	305	304	302	303	302	301	303	305
$\rho_{\square}$	960	970	980	960	975	985	970	990	965	955
	1100	1000	1020	1030	1040	1050	1060	1070	1080	1090
$s_n$	0.76	0.75	0.74	0.73	0.72	0.75	0.76	0.77	0.74	0.73
	0.24	0.2	0.21	0.22	0.24	0.25	0.23	0.21	0.2	0.24
$a$	300	400	500	350	450	360	370	300	310	320
$p.$	10	15	12	13	14	16	11	12	13	13
$p.$	21	21	23	22	24	23	21	22	23	24
$r_q$	0.075	0.07	0.073	0.074	0.075	0.073	0.072	0.071	0.072	0.075
$k$	0.35	0.3	0.32	0.33	0.31	0.34	0.35	0.36	0.32	0.35
$\mu_g$	1.8	1.5	1.4	1.6	1.7	1.3	1.3	1.3	1.2	1.1
$g$	27.4	27.2	27.5	27.3	27.2	27.3	27.3	27.2	27.4	27.5
$v'_{окс}$	14.7	14.5	14.6	14.4	14.7	14.6	14.4	14.3	14.7	14.8

## V. БАНК КЕЙСОВ (ассесмент модуля)



**Ассесмент** – процедура оценки деловых качеств, знаний, умений и навыков, объединенных понятием компетенция. Ассесмент включает в себя различные методы оценки (деловые игры, тесты, интервью, опросы), позволяющие определить компетенции в каком-либо вопросе.

Ассесмент состоит из четырех этапов:

1) Деловая игра – совокупность всех заданий, которые моделируют рабочие ситуации, как правило, объединенные сюжетом. Деловые игры могут проводиться в нескольких основных форматах:

- групповая дискуссия (с распределёнными или нераспределёнными ролями);
- парные ролевые игры (беседа, переговоры и т.п.);
- индивидуальные аналитические презентации;
- инбаскет (планирование времени и ресурсов, анализ документации).

2) Интервью – беседа эксперта с участником о его работе и трудовой биографии.

3) Согласование оценок – процедура выставления интегральной оценки участнику по компетенциям, в ходе которой эксперты излагают его поведение и оценки в деловой игре и интервью и вырабатывают общее виденье.

4) Обратная связь – донесение в устной и письменной форме до участника и его руководителей результатов прохождения участником ассесмента, с выделением его сильных и слабых сторон, рекомендаций по развитию.

В ходе проведения ассесмента оцениваются основные групповые и индивидуальные компетенции (или навыки):

- понимание стратегии;
- прогнозирование будущего;
- ориентация на студента/коллегу;
- мышление (аналитическое, системное) и принятие решений;
- ориентация на результат (постановка целей, инициативность, мотивация достижения, стрессоустойчивость);
- открытость новому (гибкость мышления, адаптивность к обстоятельствам, стремление к саморазвитию, творческое мышление);
- планирование (управление временем, планирование работ, управление ресурсами, самоорганизация, управление проектом);
- управление исполнением (постановка задач, делегирование, контроль исполнения);
- лидерство в команде (ситуативное, эмоциональное);
- влияние (навыки убеждения, переговоров);
- коммуникативная компетентность;
- работа в команде (способность к кооперации, формирование команды, межфункциональное взаимодействие, работа в команде).

## **«Кейс-стади» в модуле «Увеличение углеводородоотдачи пластов»**

**«Кейс-стади» (Case-study)**– система обучения, базирующаяся на анализе, решении и обсуждении ситуаций, как смоделированных, так и реальных. Метод «кейс-стади» интегрирует в себе технологии развивающего обучения, включая процедуры индивидуального, группового и коллективного развития, формирования многообразных личностных качеств обучаемых.

Под методом «кейс-стади» понимается активный метод обучения, основанный на организации преподавателем в группе обучающихся обсуждения задания, представляющего собой описание конкретной ситуации с явной или скрытой проблемой.

Особое место в организации дискуссии при обсуждении и анализе кейса принадлежит использованию метода генерации идей, получившего название «мозговой атаки» или «мозгового штурма». В процессе обучения «мозговая атака» выступает в качестве важнейшего средства развития творческой активности участников. «Мозговая атака» включает в себя три фазы.

Первая фаза представляет собой вхождение в психологическую раскованность, отказ от стереотипности, страха показаться смешным и неудачником; достигается созданием благоприятной психологической обстановки и взаимного доверия, когда идеи теряют авторство, становятся общими. Основная задача этой фазы – успокоиться и расковаться.

Вторая фаза – это собственно атака; задача этой фазы – породить поток, лавину идей; «мозговая атака» в этой фазе осуществляется по следующим принципам:

- есть идея – говорю, нет идеи – не молчу;
- поощряется любое ассоциирование, чем более неожиданной покажется идея, тем лучше;
- количество предложенных идей должно быть как можно большим;
- высказанные идеи разрешается заимствовать и как угодно комбинировать, видоизменять и улучшать;
- исключается критика, можно высказывать любые мысли без боязни, что их признают плохими, критикующих лишают слова;
- не имеют никакого значения социальные статусы участников, это абсолютная демократия и одновременно авторитаризм идеи;
- все идеи записываются в протокольный список идей;
- время высказываний – не более 1-2 минут.

Третья фаза представляет собой творческий анализ идей с целью поиска конструктивного решения проблемы по следующим правилам:

- анализировать все идеи без дискриминации какой-либо из них;
- найти место идее в системе и найти систему под идею;
- не умножать сущностей без надобности;
- не должна нарушаться красота и изящество полученного результата;
- должно быть принципиально новое видение («жемчужина в навозе»).

### **Пример занятия по методу «Кейс-стади»**

**Тема:** «Case-study – современный инструмент деятельности педагога»

**Цель:** Создание условий для актуализации убеждения в необходимости профессионального совершенствования компетентности педагога через применение кейсового метода.



**Задачи:** 1. Определение значимости метода кейс-стади как интерактивного метода совершенствования профессиональной компетентности педагога.

2. Выявление специфики рассматриваемого метода и условия его организации в процессе профессионального образования.

3. Моделирование процесса внедрения кейс-стади в педагогической деятельности.

**Результативность обучения:**

– участники имеют представление о кейсовом методе интерактивного взаимодействия для совершенствования собственной деятельности;

– критически подходят к осмыслению, оценке, анализу и синтезу информации, полученной в результате наблюдения, опыта, размышления или рассуждения, что может в дальнейшем послужить основанием к действиям.

**Критерии успешности:**

– понимание необходимости совершенствования педагогического мастерства;

– формирование уверенности в необходимости реформирования стратегий управления;

– овладение информацией о кейсовом методе в рамках профессионального совершенствования;

– способность доказать важность использования данного интерактивного метода в практике управления образовательным процессом;

– способность планирования учебно-методической деятельности через использование современного инструментария кейс-стади.

**Ключевая идея:** Сущность интерактивного метода case-study. Собственное совершенствование педагога позволит повысить результативность методического взаимодействия в целом.

**Ресурсы, материалы и оборудование:** Флипчарт, маркеры, стикеры, листы бумаги, проектор и презентация «Кейс-стади – технология интерактивного взаимодействия».

## **Этап I. Погружение в проблему**

### **Приветствие. Визуализация.**

Уважаемые коллеги!

Для начала, давайте представим себя и познакомимся.

В качестве визитной карточки предлагается использовать цветные листочки. Впишите своё имя в визитку, прикрепите их на флипчарте (листки разных цветов для ротации в дальнейшем).

### **Актуализация проблемы.**

#### **«Чёрный ящик»**

Уважаемые коллеги!

Перед вами знаменитый чёрный ящик. Как вы думаете, какой вопрос будет сопровождать этот чёрный ящик? (ответы участников)

*Предполагаемый ответ:* Что находится в чёрном ящике?

- Это традиционный вопрос, но мы пойдём другим путём.

- Скажите, с чем можно ассоциировать чёрный ящик?

- Можно ли ассоциировать человека с чёрным ящиком? Почему?

*Предполагаемый ответ:* мыслительный аппарат человека устроен настолько загадочно, что никто не может знать, какие мысли, идеи у человека в голове. Это на самом деле – чёрный ящик: со своими загадками, непредсказуемостью, неординарностью.

Мы можем только его исследовать: на ощупь, на слух, на вес...

- Если акцентировать внимание непосредственно на образовании и представить деятельность педагога, то наглядно можно увидеть, что приходится управлять процессом взаимодействия вслепую...

**Вывод:** Наша задача, как педагогов, исследовать потенциал каждого обучающегося и заинтересовать его в конструктивном взаимодействии в рамках профессионального сообщества.

Возвращаясь к чёрному ящику и вопросу о том, что находится внутри, можем мы это узнать наверняка? Можем мы его открыть?

Если говорить о человеке, что нужно сделать, чтобы убедить его афишировать свои идеи, мысли?

**Вывод:** Убеждение – великая сила. А для этого, как и любого другого человека, должна быть заинтересованность в афишировании собственных идей: морально, физически и, как ни странно, материально.

Мы должны построить свою систему работы так, чтобы каждый педагог был заинтересован в презентации собственной деятельности. И чтобы этого добиться необходимо совершенствоваться постоянно в режиме быстро меняющихся событий нашего времени.

#### **Круг вопросов для обсуждения.**

- Что для этого нужно сделать? Как создать систему работы?
- Прежде всего, избавиться от стереотипов, планировать деятельность в инновационном режиме через новые формы, методы и приёмы.
- Предлагаю вам рассмотреть одно из направлений учебно-методической деятельности.

#### **Презентация системы работы.**

Мы условно распределили формы работы на три группы:

традиционные (исторически сложившиеся)

инновационные (современные формы, которые широко используются, как современный инструмент деятельности)

модифицированные (в эту группу мы включили те формы, которые не достигли широкого использования)

Давайте подробнее остановиться на одной из ярких форм методической деятельности – кейс-стади. Но? прежде чем перейти к презентации, зададим проблемный вопрос:

- Иногда случаются неприятные события: не сдаются вовремя тесты и нормативы, неправильно выполняются задания, отказываются от участия в работе, подводит в реализации проектов... и т.д. И, при этом, всегда находятся оправдания. Как сделать так, чтобы виновник признал свои ошибки, не унижая его достоинства?

*Предполагаемый ответ:* погрузить искусственно его в ситуацию, где он сможет проявить эмпатию.

**Вывод:** Именно в этом и заключается сущность кейсовой технологии...

#### **Этап II. Осмысление содержания** (10 мин).

##### **Презентация новой информации**

Кейс-стади – это форма, основанная на кейсовой технологии, являющейся технологией интерактивного взаимодействия.

Высказывание, которое отражает основную мысль кейс-стади:

*«Чтобы научиться водить машину, вам не нужно слушать многочасовые лекции об устройстве двигателя внутреннего сгорания. Все, что нужно, это машина и хороший инструктор».*

Кейс-стади (от англ. слова *case* – реальная ситуация) – метод конкретных реальных ситуаций.

Сущность кейс-стади – изучение общих закономерностей на примере анализа конкретных случаев.

Возникла технология ещё в самом начале XX века в Гарвардской школе бизнеса (США). Позже преподаватели ВУЗов стали применять их в обучении юристов. Молодым юристам для того, чтобы они научились на практике мастерству, предлагали старые архивные судебные дела для разработки. Исследования показали, что данный метод превосходит результат обучения, нежели слушание лекций, чтение литературы.

Что такое кейс? Кейс – это жизненная история, включающая в себя необходимую информацию: для принятия решения, для разрешения конфликта или проблемы, которая может быть предложена для обсуждения в группе и выявления позиций слушателей по существу вопроса.

Существует много разновидностей кейсов, но мы не будем останавливаться на теории каждого кейса. Мы остановимся на одном из видов кейсов – это кейс-айсберг, который предусматривает решение ситуации, где дополнительная информация не предоставляется, участники информацию добывают самостоятельно, основываясь на собственном опыте. В нашем случае – решение ситуации будет основано на собственном опыте.

Обратите внимание на модель разработки кейса.

Вам предлагается основной кейс. Для того, чтобы найти решение ситуации основного кейса, вам понадобится информация, которая предусматривает решение ряда мини-кейсов.

Критерии оценивания кейсов:

- грамотное решение проблемы;
- новизна и неординарность решения проблемы;
- краткость и четкость изложения теоретической части;
- качество оформления решения проблемы;
- этика ведения дискуссии.

### **Этап III. Разработка кейса**

**Тема кейса:** Добывающие отрасли промышленности – благо или проклятие?

**Цель** – Выявить влияние нефтедобывающей отрасли промышленности на экосистему Каспийского моря.

**Форма проведения** – дискуссия.

Работа над кейсом осуществляется в 3 этапа:

4. Индивидуальная работа, обучаемая материалами кейса.
5. Работа в малых группах.

6. Презентация и экспертиза результатов работы малых групп на общей дискуссии.

**Рекомендации по анализу кейса:**

7. Ознакомьтесь с ситуацией.
8. Определите значительные факторы.
9. Анализируйте ваши значительные факторы.
10. Определите центральный вопрос.
11. Оцените каждую альтернативу и выберите лучшую как ваш рекомендуемый курс действий.
12. Определите основу для вашего выбора.

**Задание 1:** Охарактеризовать работу нефтяного месторождения на примере Кашаганского нефтяного месторождения.

**Задание 2:** Проанализировать особенности воздействия нефтяной отрасли на окружающую среду (на биоразнообразии Каспийского моря).

**Задание 3:** Определить возможные пути снижения неблагоприятного воздействия на окружающую среду нефтегазовых проектов.

**Задание 4:** Разработать пути решения, способные смягчить экологическую обстановку на северном побережье Каспийского моря. Обоснуйте, почему это решение вы считаете наиболее подходящим в данной ситуации?

**Тексты кейса.**

Нефть это клейкая, маслянистая жидкость, состоящая из сложных углеводородов и небольшого количества соединений, содержащих кислород, серу и азот. Сырая нефть и природный газ часто встречаются на небольшой глубине, как на суше, так и на дне океана.

Наиболее ценная нефть обычно под названием легкой, или обессеренной, содержит небольшое количество серы и ряд других веществ, который можно потом легко превратить в бензин. Чем меньше содержания серы, тем меньше выхода диоксида серы в атмосферу при сжигании нефти. Наименее ценной считается тяжелая, или сернистая нефть. Очень трудно очищать и дороже обходиться превращение такой нефти в бензин.

Если под антиклинальным поднятием имеется достаточное давление воды и природного газа, некоторое количество нефти может подняться на поверхность, если в этом месте пробурить скважину. Такие скважины называются нефтяными фонтанами. Извлечение первичной нефти включает в себя выкачивание нефти, которая собирается под действием силы тяжести на дне скважины. Более тяжелая и текучая нефть при этом не выкачивается.

После выкачивания текучей нефти в соседние скважины закачивается вода, чтобы оставшаяся более тяжелая сырая нефть проникла в центральную скважину и поднялась на поверхность. Эта процедура известна под названием вторичного метода добычи нефти. Обычно при извлечении первичной и вторичной нефти выкачивается только около 1/3 всей сырой нефти, содержащейся в месторождении. Будучи извлеченной из скважины сырая нефть направляется по трубопроводу на нефтеперегонные заводы. Там она нагревается и подвергается дистилляции для выделения бензина, мазута, дизельного топлива, асфальта и других компонентов. Так как эти компоненты кипят при различных температурах, они удаляются на различных уровнях ректификационных колонн.

Некоторые компоненты, называемые нефтехимическими продуктами, используются как сырье для производства пластмасс, синтетических волокон, пестицидов и многих других продуктов.

## VI. ТЕМЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО ОБУЧЕНИЯ

Слушатель во время подготовки самостоятельной работы по данному модулю должен:

- изучить главы и содержание учебной литературы по предмету;
- освоить по раздаточному материалу определенные части лекций;
- работать над темами модуля с использованием специальной литературы;
- глубоко изучить главы предмета, связанные с выполнением учебно-научной работой;
- использовать интерактивные методы обучения, дистанционное обучение.

Рекомендуемые темы самостоятельных работ:

1. Нестационарное заводнение. Изменение направления фильтрационного потока.
2. Вытеснение нефти с помощью ПАВ. Виды ПАВ.
3. Закачка в пласт газа и растворителей. Технология вытеснения нефти углеводородными газами.
4. Источники карбоната ангидрита и их перевозка.
5. Тепловое поле пласта. Коэффициент вытеснения нефти.
6. Опыт увеличения нефтеотдачи с помощью теплоносителей.
7. Внутрискважинное оборудование. Технология внутрислоевого горения, пропорция воды и воздуха.
8. Технология и механизм обработки призабойной зоны пласта хлоридной кислотой.
9. Торпедование призабойной зоны скважины. Вибровоздействие.
10. Принципы заводнения нефтяных залежей
11. Влияния оптимального размещения скважин на конечной нефтеотдачи пластов
12. Заводнение залежей с аномальными свойствами нефтей
13. Влияния геолого-физических и технологических факторов на эффективность заводнения нефтяных залежей.
14. Полимерное заводнения.
15. Щелочное заводнение.
16. Подготовка и свойства нагнетаемой воды.
17. Новые методы увеличения нефтеотдачи пластов.
18. Водогазовое циклическое воздействие на пласты.
19. Эффективность увеличения нефтеотдачи пластов.
20. Оценка технологического эффекта при применении методов увеличения нефтеотдачи пластов с начала разработки.

## VII. Глоссарий

Термин	Пояснение на русском языке	Пояснение на английском языке
Разработка	Это комплекс мероприятий, направленных на обеспечение притока нефти и газа из залежи к забою скважин, предусматривающих, с этой целью определенный порядок скважин на площади, очередность их бурения и ввода в эксплуатацию, установление и поддержание определенного режима их работы	This set of measures aimed at ensuring the oil and gas flow from the deposit to the bottom of wells, providing, with this purpose to a certain order of wells in the area, the sequence of drilling and commissioning, establishment and maintenance of a certain mode of operation
Залежь	Место естественного скопления углеводородов (нефти или газа) в ловушке, целостная флюидодинамическая система	Place a natural accumulation of hydrocarbons (oil or gas) trapped integrated fluid dynamic system
Газ	Смесь газов, образовавшихся в недрах Земли при анаэробном расположении органических веществ	The gas mixture formed in the bowels of the earth in the anaerobic decomposition of organic matter
Нефть	Природная маслянистая горючая жидкость со специфическим запахом, состоящая в основном из сложной смеси углеводородов различной молекулярной массы и некоторых других механических соединений	Natural oily flammable liquid with a specific smell, consisting mainly of a complex mixture of hydrocarbons of various molecular weights and other mechanical connections
Месторождение	Скопление углеводородов в одной или нескольких залежах, связанных территориально, общностью геологического строения и нефтегазоносности	The accumulation of hydrocarbons in one or more deposits of territorial, common geological structure and oil and gas
Коллектор	Горная порода, содержащая пустоты (поры, каверны или системы трещин) и способная вмещать и фильтровать флюиды (нефть, газ, воду)	The rock containing voids (pores, cavities or cracks of the system) and the ability to contain and filter fluids (oil, gas, water)
Пористость	Наличие пустот (пор, каверн, трещин и т.п.), не заполненных твердым веществом	The presence of voids (pores, cavities, cracks and the like) are not filled with a solid
Проницаемость	Способность горной породы через себя пропускать жидкость или газ при перепаде давления	The ability of the rock by themselves pass through a liquid or gas at a pressure drop
Пластовое давление	Давление в некоторой точке пласта, не затронутой воздействием воронок депрессии соседних работающих скважин	The pressure of the reservoir at a point not touched by the influence of neighboring funnels depression working

		wells
Эксплуатация	Движение жидкости и газа под действием пластовых сил через пористую среду, слагающую нефтеносный пласт. Подъем жидкости и газа по стволу скважины на поверхность	Movement of fluid and gas reservoir under the influence of forces through the porous medium term oil-bearing formation. Raising the liquid and gas through the wellbore to the surface
Вязкость	Одно из явлений переноса, свойство текучих жидкостей или газов оказывать сопротивление перемещению одной их части относительно другой	One of the transfer phenomena property flowable liquids or gases to provide resistance to movement of one part relative to another
Парафин	Воскоподобная смесь предельных углеводородов преимущественно нормального состава. В зависимости от соотношения концентраций тяжелых и легких углеводородов парафин может быть жидким, твердым и мелкокристаллическим	Waxy mixture of saturated hydrocarbons predominantly normal composition. Depending on the ratio of the concentrations of the heavy and light hydrocarbon wax can be liquid, solid and small crystal
Смола	Собирательное название аморфных веществ, относительно твердых при нормальных условиях и размягчающихся или теряющих форму при нагревании	Collective name amorphous substances, relatively solid under normal conditions or softens and loses its shape when heated
Асфальтен	Наиболее высокомолекулярные компоненты нефти. Твердые хрупкие вещества черного или бурого цвета	Most high molecular weight components of oil. Solid brittle substance black or brown in color
Коэффициент извлечения нефти	Отношение величины извлекаемых запасов к величине геологических запасов	The ratio of the recoverable reserves to the amount of geological reserves

## VIII. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

### Основные литературы:

1. Larry Lake. EOR Fundamentals. The Society of petroleum engineer. Volume 2015, Number 4
2. Основные дискуссионные вопросы нефтегазового дела. Э.К. Ирматов, А.Х. Агзамов, Б.Х. Хужаёров. Ташкент – 2013.
3. «Основы технологии добычи газа» Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. ОАО Издательство, Недр, Москва - 2003 г., 880 стр.
4. «Добыча нефти в осложнённых условиях» Персиянцев М.Н., Недр, Москва-2000 г., 653 стр.
5. «Разработка и эксплуатация газовых месторождений», Москва ООО «Недра-бизнес центр» 2002 г., 880 стр.
6. Газизов А.А. «Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки» - М: ООО «Недра-бизнес» 2002, 639 с.
7. Ермеков М.М. Справочная книга добыча нефти. – Алматы: «TST -Company», 2007, 415 с. ил.
8. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. М.63. Основы технологии добычи газа. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 2003, 880 с.: ил.
9. Б.Ш. Акрамов, Н.Н. Махмудов “Нефт ва газ қазиб олиш технологияси ва техникаси” фанидан ўқув кўлланма. Тошкент. 2003 й.
10. Акрамов Б.Ш., Хайитов О.Ф Neft va gaz quduqlarini ishlatish. Тошкент-2004 й.
11. Акрамов Б.Ш., Махмудов Н.Н. «Нефт ва газ қазиб олиш техникаси ва технологияси» фанидан амалий машғулотлар учун услубий кўрсатма. Тошкент-2005 й.
12. Акрамов Б.Ш., Мавлонов А.В. Қатламларнинг нефт бераолишлигини ошириш технологияси. Тошкент - 2004 й.
13. Л.Х. Ибрагимов, И.Т. Мищенко. Интенсификация добычи нефти. М., Недр 2000, 414 с.

### Интернетные ресурсы:

1. [www.Oilandgas.com](http://www.Oilandgas.com)
2. [www.oilandgaslibrary.com](http://www.oilandgaslibrary.com)
3. [www.twirpx.com](http://www.twirpx.com)
4. [www.gubkin.ru](http://www.gubkin.ru)
5. [www.onepetro.com](http://www.onepetro.com)
6. [http://slovarionline.ru/geologicheskaya\\_entsiklopediya/page/saykling-protsess.14386](http://slovarionline.ru/geologicheskaya_entsiklopediya/page/saykling-protsess.14386)