

Министерство образования и науки Республики Татарстан
Альметьевский государственный нефтяной институт

Р.Р. Ибатуллин

***Теоретические основы процессов
разработки нефтяных месторождений***

Курс лекций

Часть II

Процессы воздействия на пласты
(технологии и методы расчета)

для студентов очной формы обучения и студентов АЗЦ специальности
130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Альметьевск 2009

УДК 622.276.1/.4

Ибатуллин Р.Р.

Теоретические основы процессов разработки нефтяных месторождений: Курс лекций. Часть 2. Процессы воздействия на пласты (технологии и методы расчета) для студентов очной формы обучения и студентов АЗЦ специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2009. – 200 с.

Курс лекций предназначен для студентов, обучающихся в вузах по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». В настоящей второй части курса приводятся сведения о технологических процессах, проектируемых и реализуемых с целью увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. Кроме того, рассмотрены вопросы оценки технологической и экономической эффективности результатов применения методов воздействия на пласт и скважины.

Печатается по решению учебно-методического совета АГНИ.

Рецензенты:

- Иктисанов В.А. – заведующий лабораторией гидродинамических исследований института «ТатНИПИнефть», д.т.н.
Фазлыев Р.Т. – главный научный сотрудник института «ТатНИПИнефть», д.т.н.
Хамзин Р.Г. – старший научный сотрудник ООО «Наука»

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
Лекция №10.....	7
Свойства и состав остаточных нефтей, методы исследования. Изменение оптических свойств нефтей в процессе фильтрации и вытеснения из пористых сред. Сущность метода фотоколориметрии	
Непоршневое вытеснение нефти водой. Уравнение неразрывности	
Уравнение Раппопорта-Лиса.	
Необходимость учёта капиллярных и гравитационных сил	
Лекция №11.....	16
Модель Бакли-Левретта	
Характерные точки функции Бакли-Левретта	
Использование безразмерных параметров для расчёта некоторых технологических показателей разработки	
Лекция №12.....	24
Вытеснение нефти при наличии подвижной воды в начальный момент времени. Пример решения задач	
Вытеснение нефти при больших углах падения пласта	
Лекция №13.....	32
Нестационарное заводнение	
Использование подземных вод для заводнения. Межскважинная и внутрискважинная перекачка воды для нагнетания	
Экологические проблемы заводнения	
Лекция №14.....	40
Вытеснение нефти из трещинно-поровых коллекторов	
Анализ технологических показателей разработки	
Лекция №15.....	46
Классификация методов увеличения нефтеотдачи (МУН)	
Достоинства и недостатки современных МУН. Критерии применимости МУН и этапы принятия решения об их применении	
Выбор МУН и объектов для их применения	
Использование методов искусственного интеллекта в задачах выбора МУН	

Лекция №16.....	59
Химические методы (ХМ)	
Применение поверхностно-активных веществ (ПАВ). Определение скорости продвижения фронта сорбции	
Технологические процессы применения ПАВ при заводнении	
Сопоставление эффективности воздействия ПАВ при его отмывающем действии или при образовании эмульсионной системы для увеличения охвата	
Лекция №17.....	74
Щелочное заводнение	
Применение полимерного воздействия	
Модифицированные полимерные технологии	
Лекция №18.....	89
Термические МУН, краткая классификация	
Нагнетание горячей воды	
Расчет изменения температурного поля пласта по схеме Ловерье	
Лекция №19.....	97
Применение паротеплового воздействия	
Расчет теплового поля по схеме Маркса-Лонгенгейма	
Некоторые практические аспекты технологий закачки пара	
Классификация тяжелых нефтей и битумов, их залежи на территории современного Татарстана	
Лекция №20.....	108
Парогравитационное воздействие – ПГВ (Steam Assisted Gravity Drainage)	
Расчёт дебита скважин при парогравитационном воздействии	
Практические аспекты реализации технологии	
Примеры реализации парогравитационного воздействия в России	
Лекция №21.....	124
Внутрипластовое горение. Механизм процесса	
Методы расчета процесса внутрипластового горения. Уравнение Аррениуса	
Технология внутрипластового горения «от носка к пятке» (THAI – Toe-to-Hill Air Injection)	
Новые термические технологии воздействия на пласт. Электропрогрев пласта. Внутрипластовая переработка битума	

Лекция №22.....	134
Разработка нефтяных (битумных) месторождений открытым способом	
Шахтная разработка нефтяных (битумных) месторождений	
Лекция №23.....	138
Газовые методы увеличения нефтеотдачи пластов	
Циклическая закачка газа, водогазовое воздействие	
Закачка углекислого газа. Опыт планирования и применения CO ₂ на Елабужском месторождении	
Лекция №24.....	150
Микробиологические технологии в нефтяной промышленности	
Микробиологические методы воздействия на пласты и скважины	
Микробиологический метод увеличения нефтеотдачи (ММУН) заводнен- ненных пластов, основанный на активации пластовой микрофлоры	
ММУН на основе интенсификации микробиологических процессов в ус- ловиях заводнения. Характеристика пластовой микрофлоры в условиях завод- ненных коллекторов нефтяных месторождений Татарстана	
ММУН для условий трещинно-поровых карбонатных коллекторов	
Расчетная схема для моделирования процессов микробиологического воздействия в условиях неоднородных пластов	
Лекция №25.....	171
Анализ технологической эффективности применения МУН и ОПЗ	
Идентификация добывающих скважин опытного участка	
Канонический подход к оценке пригодности участка для анализа	
Методы прямой оценки эффективности применения геолого- технических мероприятий. Применение динамических рядов (методика «прямого счета»)	
Характеристики вытеснения (ХВ). Последовательность оценки эффек- тивности геолого-технологических мероприятий с применением ХВ	
Методология корректного выбора и использования ХВ	
Лекция №26.....	185
Экономическая оценка проектов разработки. Нормативные документы	
Показатели экономической оценки вариантов разработки	
Основные направления капитальных вложений и эксплуатационных за- трат при разработке нефтяных месторождений	
Налоговая система	
Закон о недрах	
Приложения.....	195
Список литературы.....	198

ВВЕДЕНИЕ

В настоящем пособии приводятся материалы по курсу «Теоретические основы процессов разработки нефтяных месторождений», содержащие описание процессов воздействия на пласты нефтяных месторождений (технологии и методы расчета). В основе курса использована последовательность изложения, близкая к учебнику Ю.П. Желтова «Разработка нефтяных месторождений». Лекция №26 подготовлена к.э.н. С.И. Ибатуллиной. Разделы по теоретическим аспектам парогравитационного воздействия и внутрипластового горения в лекциях №20 и №21 подготовлены аспирантом РГУНГ им. И.М. Губкина Таиром Ибатуллиным. В ряде лекций использованы материалы лекций профессора А.Б. Золотухина, доцентов Л.Н. Назаровой и И.Н. Стрижова из РГУНГ им. И.М. Губкина.

В ряде случаев в тексте с учебной целью приводится и перевод на английский язык некоторых употребительных терминов.

Лекция №10

План:

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

Свойства и состав остаточных нефтей, методы исследования

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

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

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

**Физико-химические свойства нефтей девона
Ромашкинского месторождения**

Годы	$P_{нас}$, МПа	Газовый фактор, м ³ /т	Плотность пластовой нефти, г/см ³	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Коэфф. сжимаемости, 10 ⁻⁴ 1/МПа	Плотность газа, кг/м ³	Удельная молекулярная масса, кг/кмоль
1953-1962	8,8	61,75	0,8038	3,05	9,50	1,1107	146,6
1975-1979	8,0	58,04	0,8132	4,17	9,19	1,1055	155,3
1995-2001	6,6	55,61	0,8095	5,74	10,08	1,4205	172,8

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

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

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

Наиболее чувствительными, достаточно быстро и точно определяемыми интегральными параметрами нефти являются оптические характеристики, а именно, коэффициент светопоглощения ($K_{сп}$) нефти. Он зависит от содержания в нефти асфальтенов и смол и определяется из закона Бугера–Ламберта–Бэра объективным фотоэлектрическим методом при помощи спектрофотометров или фотоэлектроколориметров. На основе указанного закона величина $K_{сп}$ не опре-

деляется концентрацией нефти в растворителе и толщиной слоя нефтяного раствора, а зависит лишь от длины волны проходящего света.

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

Непоршневое вытеснение нефти водой. Уравнение неразрывности

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

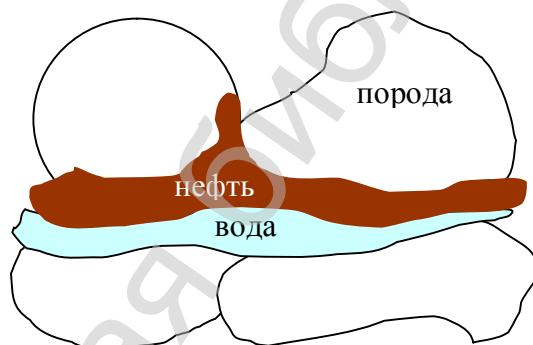


Рис. 10.1 Схематизация процесса непоршневого вытеснения

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

$$МАССА_{вх} - МАССА_{вых} = МАССА_{л}$$

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

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

где m – пористость; ρ – плотность.

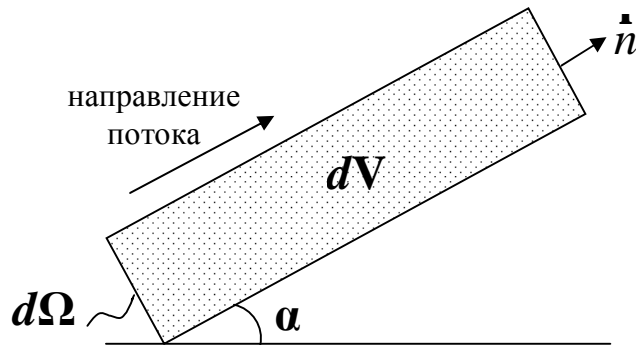


Рис. 10.2 Схематизация элемента пласта и потока жидкости

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

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

$$dM_1 = -(\mathbf{r} \mathbf{v} \mathbf{n}) d\Omega dt ;$$

- dM_2 – наличие источников и стоков в этом элементарном объеме:

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

Тогда можно записать:

$$dM = dM_1 + dM_2.$$

Подставляя выражения для dM , dM_1 и dM_2 , получим:

$$\frac{\partial}{\partial t} m r dV dt = -(\mathbf{r} \mathbf{v} \mathbf{n}) d\Omega dt + (rQ_{\text{нагн}} - rQ_{\text{доб}}) dt ,$$

Пусть отсутствуют источники и стоки, тогда:

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

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

$$\int_{\Omega} (r \dot{v} \dot{n}) d\Omega = \int_V \operatorname{div}(r \dot{v}) dV$$

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

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

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

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

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

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

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

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

$$m_i = m \cdot s_i,$$

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

Допустим, что справедлив обобщенный закон Дарси:

$$n_n = -k \frac{k_n}{m_n} \left(\frac{\partial p_n}{\partial x} + g r_n \sin a \right),$$

$$n_g = -k \frac{k_g}{m_g} \left(\frac{\partial p_g}{\partial x} + g r_g \sin a \right),$$

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

m_n, m_e – коэффициенты динамической вязкости нефти и воды;

Γ_n, Γ_e – коэффициенты плотности нефти и воды;

α – угол наклона пласта к горизонтали (угол падения пласта).

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

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

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

$$p_n - p_e = P_c = \frac{S_{нв} \cdot \cos q}{\sqrt{k/m}} \cdot J(s), \quad (10.4)$$

где P_c – капиллярное давление;

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

$S_{нв}$ – коэффициент межфазного натяжения на границе нефть – вода;

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

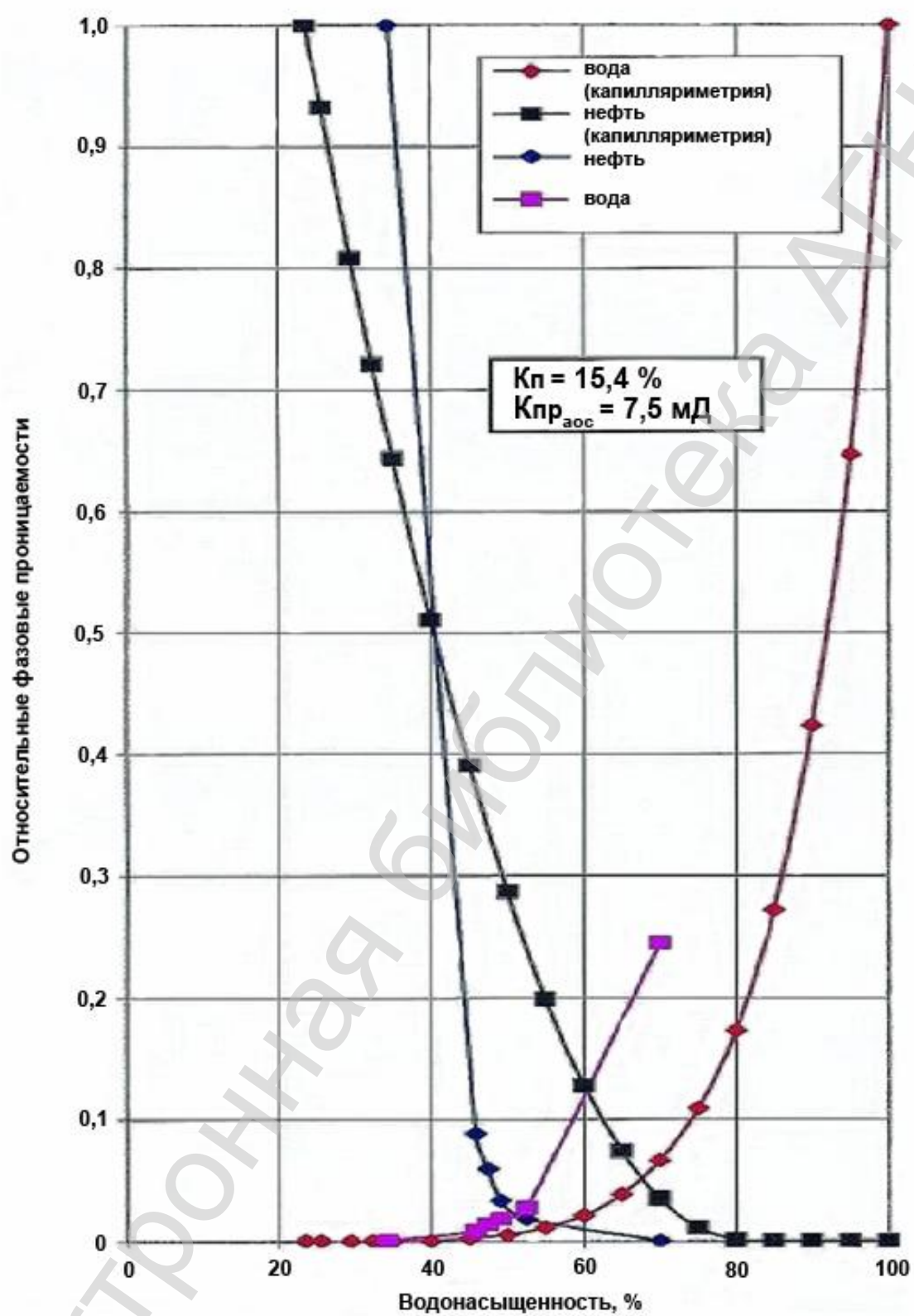


Рис. 10.3 Результаты исследований процесса вытеснения фаз при капилляриметрии и совместной фильтрации нефти и воды [1].

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

Лиса:

$$m \frac{\partial s}{\partial t} + v \frac{\partial F(s)}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x} \left\{ \frac{k \cdot k_n}{m_n} F(s) \cdot \left[\frac{\partial P_c}{\partial x} - g \Delta r \sin a \right] \right\} = 0, \quad (10.5)$$

где $v = v_n + v_g$,

$$F(s) = \frac{k_g(s)}{k_g(s) + \frac{m_g}{m_n} k_n(s)} - \text{функция Бакли-Левретта.} \quad (10.6)$$

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

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

Оценим теперь необходимость учёта капиллярных сил.

Перепишем полученное уравнение, используя следующие безразмерные параметры:

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

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

$$\frac{\partial s}{\partial t} + \frac{\partial F(s)}{\partial x} = e \frac{\partial}{\partial x} \left[y(s) \frac{\partial s}{\partial x} \right] + N_g \frac{\partial}{\partial x} [k_h(s) F(s)] , \quad (10.7)$$

где $y(s) = -k_h(s)F(s)J'(s)$, а

$$e = \frac{s_{не} \cos q}{nm_h L} \sqrt{km} , \quad N_g = \frac{kg \Delta p \sin a}{nm_h} .$$

Теперь оценим величины ε и N_g при типичных значениях геолого-физических свойств. Пусть L – расстояние между скважинами и $L = 400$ м,

$$s_{не} = 0,03 \text{ Н/м}; \cos q = 0,99; \sin a = 0,02; m_h = 3 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}; m = 0,2;$$

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

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

Таким образом, можно заключить, что для нашего примера в масштабе расстояния между скважинами, капиллярными силами можно пренебречь. Гравитационными же силами можно пренебречь при небольшом угле падения пласта и невысокой плотности нефти.

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

Лекция №11

План:

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

Модель Бакли-Левретта

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

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

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

Для решения этого уравнения необходимо записать начальное и граничное условия:

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

то есть, в начальный момент времени водонасыщенность по всему пласту равна определённой величине s_{e0} (в частном случае, насыщенности связанной водой), а второе условие означает, что на стенке нагнетательной скважины водонасыщенность максимальна и равна разнице между 1 и величиной неснижае-

мой остаточной нефтенасыщенности s_e^0 . Далее для простоты будем использовать обозначение для насыщенностей воды – начальной s_0 и неснижаемой s^0 .

Решение этого уравнения выглядит следующим образом:

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

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

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

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

Характерные точки функции Бакли-Левретта

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

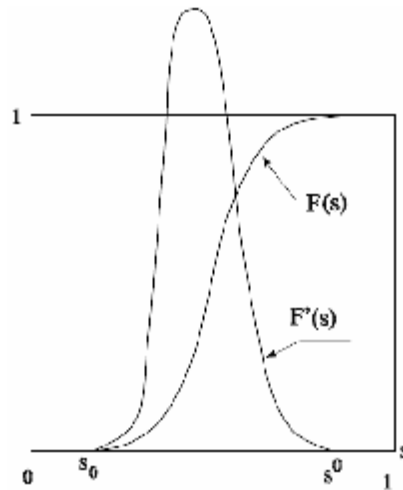


Рис. 11.1 Функция Бакли-Лeverетта и её производная

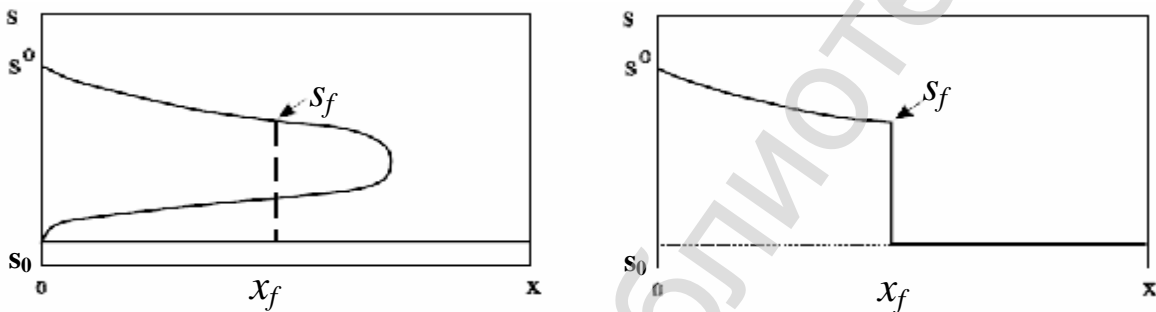


Рис. 11.2 Распределение водонасыщенности между добывающей и нагнетательной скважинами: слева – физически некорректное решение; справа – с учётом фронта вытеснения

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

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

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

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

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

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

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

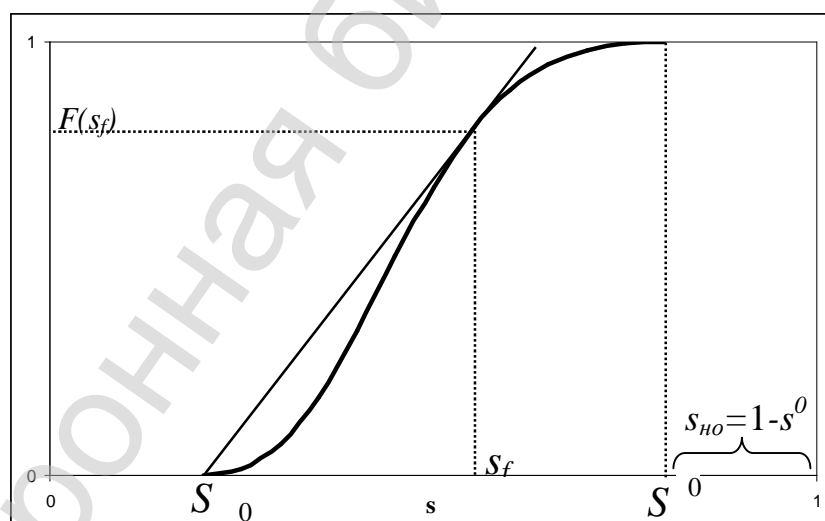


Рис. 11.3 Функция Бакли-Левретта, касательная к ней и характерные точки

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

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

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

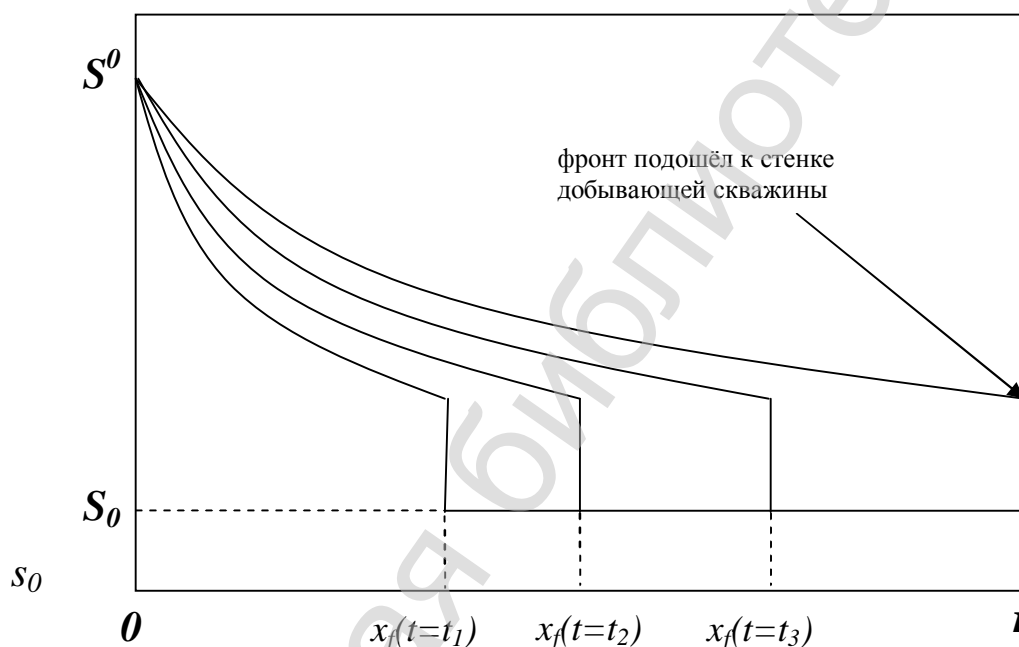


Рис. 11.4 Изменение водонасыщенности по пласту при движении фронта вытеснения

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

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

Использование безразмерных параметров для расчёта некоторых технологических показателей разработки

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

Безразмерная координата:

Для плоскопараллельной задачи (linear case): $X = \frac{x}{L}$,

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

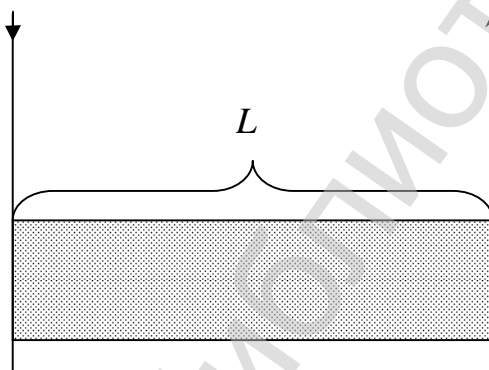


Рис. 11.5 Схематизация плоскопараллельного случая вытеснения

Для плоскорадиальной задачи (radial case): $x = \frac{r^2 - r_c^2}{R_k^2 - r_c^2}$,

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

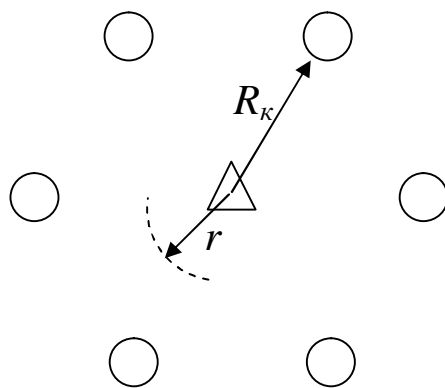


Рис. 11.6 Схематизация плоскорадиального случая вытеснения

Безразмерное время:

$$t = \frac{\int_0^t q(l) dl}{V_{\text{пор.}}} \quad (11.3)$$

где q – темп закачки воды (например, м³/сут).

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

Используя безразмерные параметры, уравнение неразрывности можно переписать следующим образом:

$$\frac{\partial s}{\partial t} + \frac{\partial F}{\partial x} = 0.$$

Запишем начальное и граничное условия:

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

Тогда получим следующее решение:

$$x(s, t) = t F'(s).$$

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

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

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

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

И, следовательно:

$$1 = t \cdot F'(s_f) \Rightarrow t = \frac{1}{F'(s_f)}.$$

Для случая, когда величина начальной водонасыщенности равна величине связанной:

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

Тогда, определив безразмерное время τ , можно перейти к размерному времени t .

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

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

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

s_0 – значение начальной водонасыщенности.

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

$$h(t_{\text{безводн.}}) = 1 - \frac{1 - s_f}{1 - s_0} = 1 - \frac{1 - [F(s_f)]}{1 - s_0} = \frac{t}{1 - s_0}.$$

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

Лекция №12

План:

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

Вытеснение нефти при наличии подвижной воды в начальный момент времени

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

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

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

где s_0 – начальная водонасыщенность ($s_0 > s_{св}$).

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

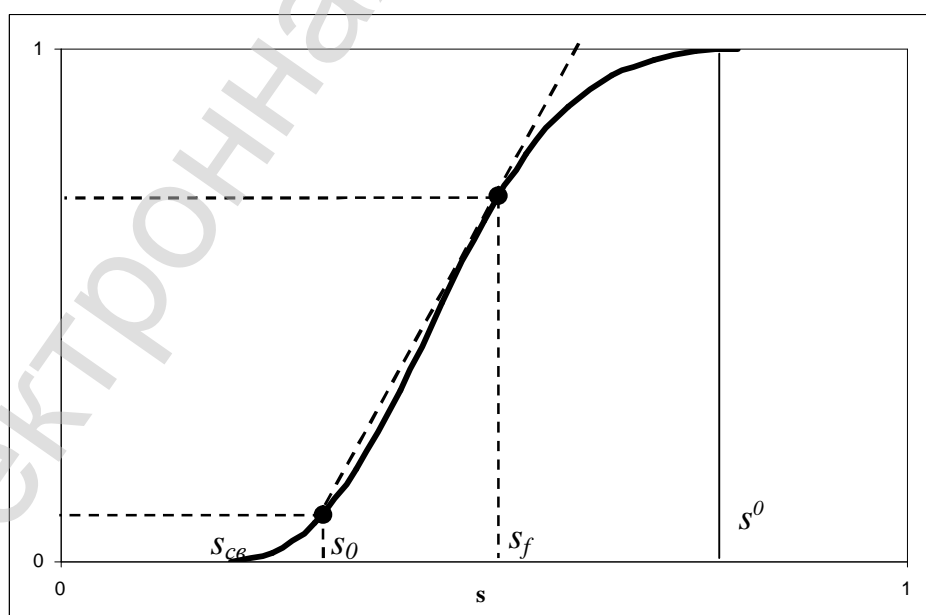


Рис. 12.1 Касательная к функции Бакли-Левретта в случае наличия подвижной воды

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

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

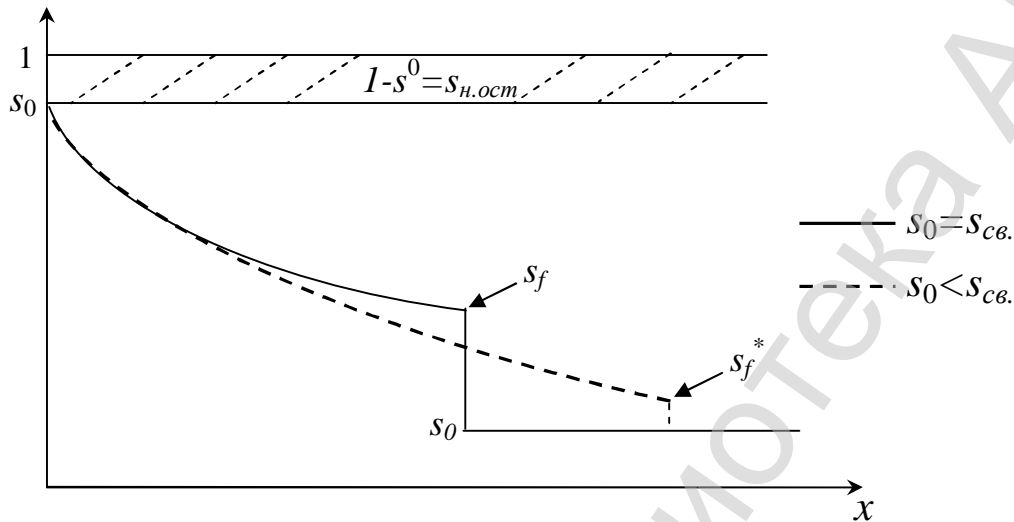


Рис. 12.2 Распределение водонасыщенности по пласту для случая подвижной и неподвижной воды при начале заводнения

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

Проиллюстрируем теперь динамику обводнённости и нефтеотдачи для двух рассматриваемых случаев (рис. 12.3).

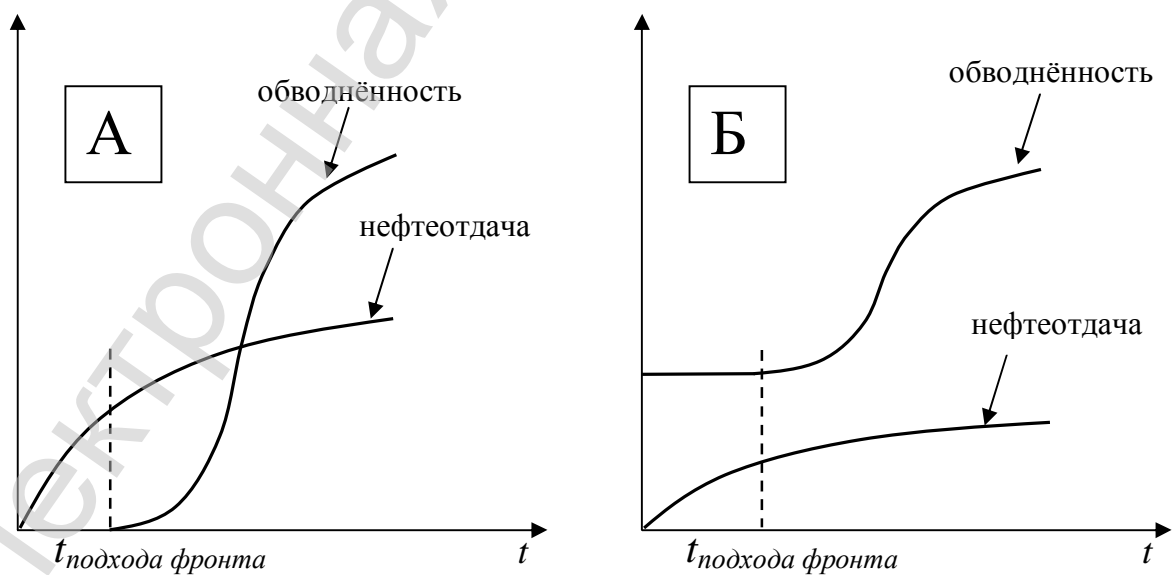


Рис. 12.3 Динамика обводнённости и нефтеотдачи при вытеснении нефти водой:
А – изначально пластовая вода неподвижна; Б – пластовая вода подвижна с самого начала закачки

Легко видеть, что в первом случае в продукции добывающих скважин вода появляется только при подходе фронта вытеснения. Во втором же случае имеется некоторая начальная обводненность, которая при подходе фронта вытеснения начинает возрастать.

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

Пример решения задач

Пример №1: Элемент рядной системы расстановки скважин разрабатывается с применением заводнения. Известны следующие параметры: $h = 10$ м, $m = 0,20$, $\mu_n = 5$ мПа·с, $\mu_v = 1$ мПа·с. Ширина элемента $B = 100$ м, расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами $L = 500$ м.

Относительные фазовые проницаемости заданы следующими зависимостями:

$$k_{\text{в}}(s) = \frac{(s - s_0)^2}{(1 - s_0)^2};$$

$$k_{\text{н}}(s) = \frac{(1 - s_{\text{н.ост}} - s)^2}{(1 - s_0)^2};$$

$$s_{\text{н.ост}} = 0,3; \quad s_0 = 0,2.$$

Определить время безводного периода разработки элемента в предположении справедливости теории фильтрации Бакли-Левретта. Темп закачки и дебит $q = 50$ м³/сут. На начало вытеснения величина водонасыщенности равна величине связанной водонасыщенности.

Решение:

Задачу будем решать, используя безразмерные параметры. В соответствии с моделью Бакли-Левретта запишем следующее дифференциальное уравнение:

$$\frac{\partial s}{\partial t} + \frac{\partial F}{\partial x} = 0.$$

Начальное и граничное условия:

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

Решив его, получаем расчётное соотношение:

$$x(s, t) = t F'(s).$$

Безводный период закончится, когда x станет равным расстоянию между скважинами, и тогда:

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

Откуда следует, что

$$t = \frac{1}{F'(s_f)}.$$

Определим необходимые величины.

Для случая фазовых проницаемостей квадратичного вида насыщенность на фронте с использованием (10.6) и (12.1) можно вычислить по следующей формуле:

$$s_f = s_0 + (1 - s_{н.ост} - s_0) \cdot \sqrt{\frac{m_0}{1 + m_0}}, \text{ где } m_0 = \frac{m}{m_n}.$$

Подставим исходные данные:

$$s_f = 0,2 + (1 - 0,3 - 0,2) \cdot \sqrt{\frac{1/5}{1 + 1/5}} = 0,404.$$

Зная насыщенность на фронте, можем определить значение функции Бакли-Левретта. Для этого рассчитаем относительные фазовые проницаемости:

$$k_B(s_f) = \frac{(s_f - s_0)^2}{(1 - s_0)^2} = \frac{(0,404 - 0,2)^2}{(1 - 0,2)^2} = 0,065;$$

$$k_H(s_f) = \frac{(1 - s_{н.ост} - s_f)^2}{(1 - s_0)^2} = \frac{(1 - 0,3 - 0,404)^2}{(1 - 0,2)^2} = 0,137.$$

Тогда:

$$F(s_f) = \frac{k_g(s_f)}{k_g(s_f) + k_n(s_f) \cdot m_0} = \frac{0,065}{0,065 + 0,137 \cdot 1/5} = 0,703.$$

Откуда сразу находим производную:

$$F'(s_f) = \frac{F(s_f) - F(s_0)}{s_f - s_0} = \frac{0,703 - 0}{0,404 - 0,2} = 3,480.$$

Теперь можем определить безразмерное время безводной добычи:

$$t_{\text{безв.}} = \frac{1}{F'(s_f)} = \frac{1}{3,48} = 0,287.$$

С другой стороны:

$$t_{\text{безв.}} = \frac{q \cdot t_{\text{безв.}}}{V_{\text{нор.}}} \Rightarrow t_{\text{безв.}} = \frac{t_{\text{безв.}} \cdot V_{\text{нор.}}}{q}$$

$$V_{\text{нор.}} = BhLm = 100 \cdot 10 \cdot 500 \cdot 0,2 = 100000 \text{ м}^3.$$

В конечном итоге находим:

$$t_{\text{безв.}} = \frac{t_{\text{безв.}} \cdot V_{\text{нор.}}}{q} = \frac{0,287 \cdot 100000}{50} = 574 \text{ сут.}$$

Пример №2: Элемент рядной системы расстановки скважин разрабатывается с применением заводнения. Известны следующие параметры: $h = 10$ м, $m = 0,20$, $s_0 = 0,2$, $s_f = 0,5$, $F(s_f) = 0,9$, $B = 100$ м, $L = 500$ м. Темп закачки задан следующей зависимостью: $q = at$, где $a = 4 \cdot 10^3 \frac{\text{м}^3}{\text{год}^2}$. Определить время безводного периода разработки.

Решение:

В соответствии с моделью Бакли-Левретта запишем следующее дифференциальное уравнение:

$$\frac{\partial s}{\partial t} + \frac{\partial F}{\partial x} = 0.$$

При начальном и граничном условиях:

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

Его решение:

$$x(s, t) = tF'(s).$$

Безводный период закончится, когда x станет равным расстоянию между скважинами, и тогда:

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

Откуда следует, что

$$t_{\text{безв.}} = \frac{1}{F'(s_f)}.$$

$$F'(s_f) = \frac{F(s_f)}{s_f - s_0} = \frac{0,9}{0,5 - 0,2} = 3;$$

$$t_{\text{безв.}} = \frac{1}{F'(s_f)} = \frac{1}{3}.$$

С другой стороны:

$$t = \frac{\int_0^t a t dt}{V_{\text{нор.}}} = a \cdot \frac{t^2}{2V_{\text{нор.}}} \Rightarrow t = \sqrt{\frac{2tV_{\text{нор.}}}{a}},$$

$$V_{\text{нор.}} = BhLm = 100 \cdot 10 \cdot 500 \cdot 0,2 = 100000 \text{ м}^3$$

Тогда получаем размерное время безводного периода:

$$t_{\text{безв.}} = \sqrt{\frac{2t_{\text{безв.}} V_{\text{нор.}}}{a}} = \sqrt{\frac{2 \cdot \frac{1}{3} \cdot 100000}{4 \cdot 10^3}} \approx 4,1 \text{ год}$$

Вытеснение нефти при больших углах падения пласта

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

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

$$\Phi(s) = F(s) \pm \frac{kg\Delta r \sin \alpha}{m_v}$$

«+» – если вытеснение идёт сверху вниз;

«-» – при вытеснении снизу вверх.

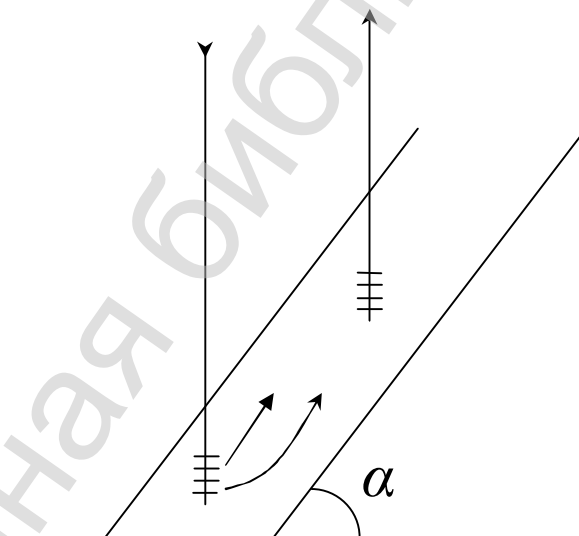


Рис. 12.4 Схема вытеснения нефти при закачке воды ниже по вертикали

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

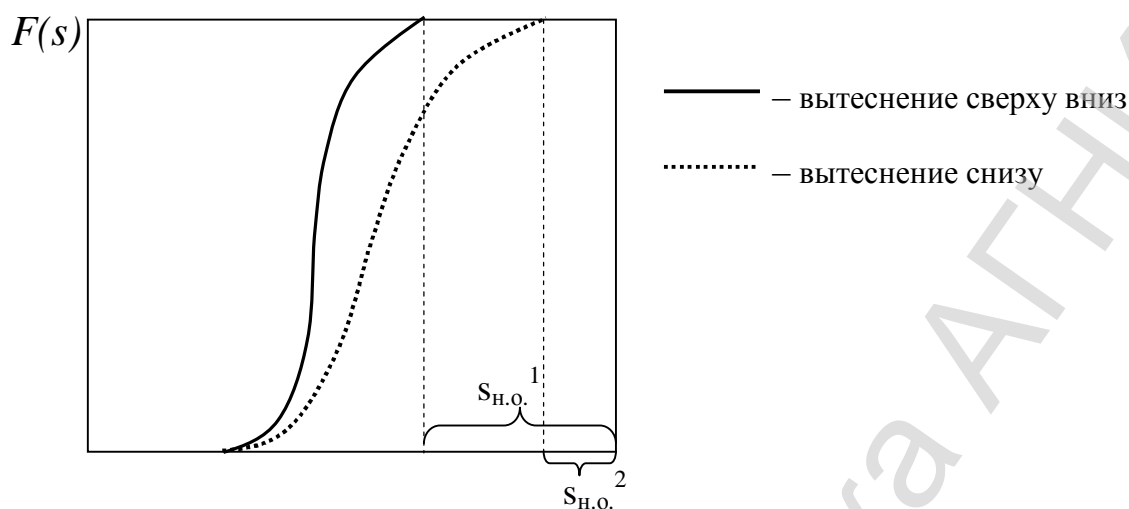


Рис. 12.5 Графики функции Бакли-Левретта для случаев заводнения снизу
 вверх и сверху вниз

В случае закачки газа (например, в газовую шапку) или пара в битумный пласт гравитационные силы будут производить обратный эффект (рис. 12.6).

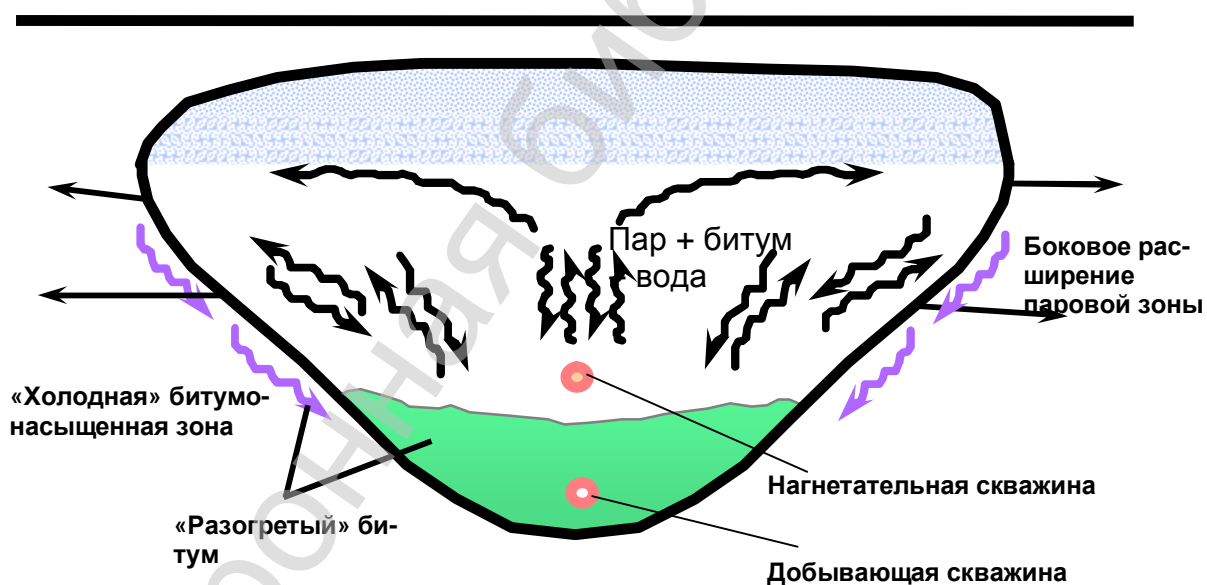


Рис. 12.6 Механизм парогравитационного метода (ПГВ)

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

Лекция №13

План:

1. Нестационарное заводнение.
2. Использование подземных вод для заводнения. Межскважинная и внутрискважинная перекачка воды для нагнетания.
3. Экологические проблемы заводнения.

Нестационарное заводнение

Под *нестационарным заводнением*, как правило, подразумевают две группы технологий:

1. Изменение направлений фильтрационных потоков.
2. Циклическое заводнение.

Технологии изменения направления фильтрационных потоков родились одновременно с технологией заводнения.

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

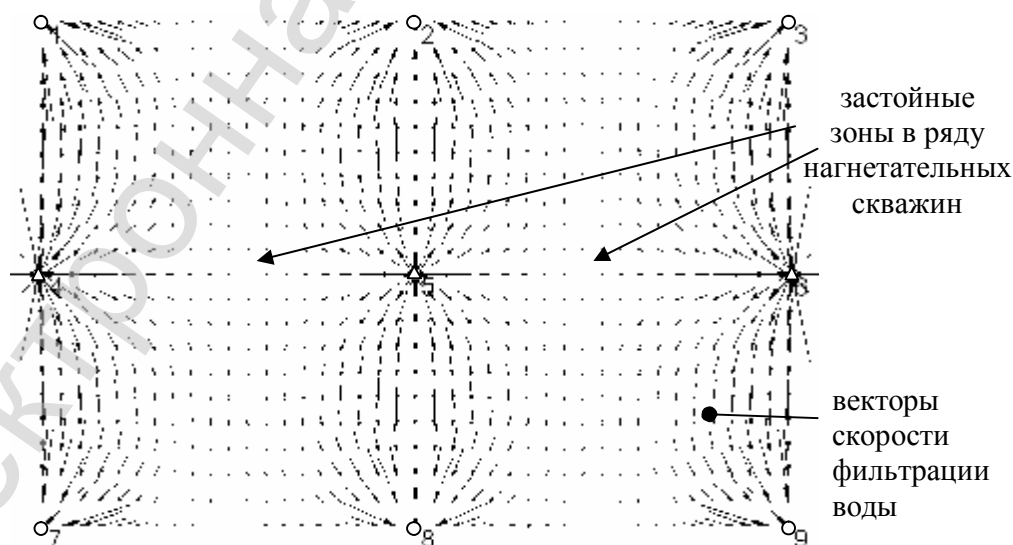


Рис. 13.1 Схема образования застойных зон

Если каждая вторая скважина в ряду сначала обрабатывается на нефть, то запасы нефти между скважинами в ряду достаточно быстро извлекаются. После того, как в этих скважинах обводнённость достигнет высоких значений, их переводят под нагнетание (рис. 13.2).

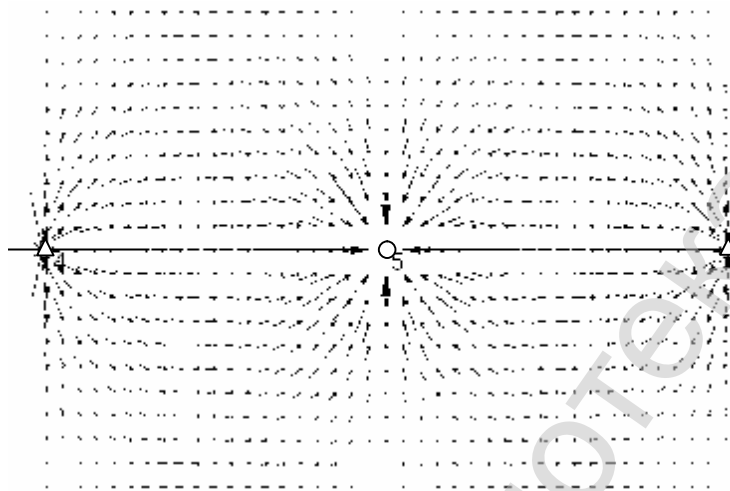


Рис. 13.2 Схема обработки нагнетательной скважины на нефть

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

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

Очень широко в России применяются также потокоотклоняющие технологии, которые в определенной степени могут быть отнесены к нестационарному заводнению. При реализации этих технологий в пласты закачивают растворы полимеров, эмульсии, гелеобразующие системы (ГОС), вязкоупругие системы (ВУС), полимер-дисперсные системы (ПДС) и т.д. Обычно, эти составы закачивают в нагнетательные скважины, а затем проталкивают их по пласту во-

дой. Если подобные технологии используют в добывающих скважинах, то тогда их называют водоизоляционными.

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

На практике часто меняют объёмы закачки циклически, но не по отдельным скважинам, а по кустам. Благодаря этому может достигаться изменение фильтрационных потоков, а нефтеотдача увеличивается за счет существенного прироста коэффициента охвата пласта воздействием. Примером такой реализации метода может быть разработка Восточно-Сулеевской и Алькеевской площадей Ромашкинского месторождения в 80-90-е годы прошлого столетия. При циклическом воздействии отключались попеременно добывающие и нагнетательные скважины на одной и другой половинах площадей с периодом циклическости в зависимости от пластовых параметров и соответствующей реакции на воздействие.

Иногда циклическое заводнение реализуется следующим образом: в зимний период проводится незначительная закачка воды в пласт (так предотвращается замерзание водоводов), а при положительных температурах закачка увеличивается и осуществляется ремонт системы ППД.

Главным результатом циклического воздействия для гидрофильного неоднородного по проницаемости пласта является внедрение воды на цикле повышения давления в поры меньшего диаметра в сравнении с вытеснением в стационарном режиме. Впоследствии, на этапе снижения давления, эта вода

удерживается капиллярными силами. В это же время нефть по порам большего диаметра вытесняется из охваченной капиллярно удержанной водой зоны. В качестве примера можно привести характерное нормальное распределение пор по размерам (рис. 13.3).

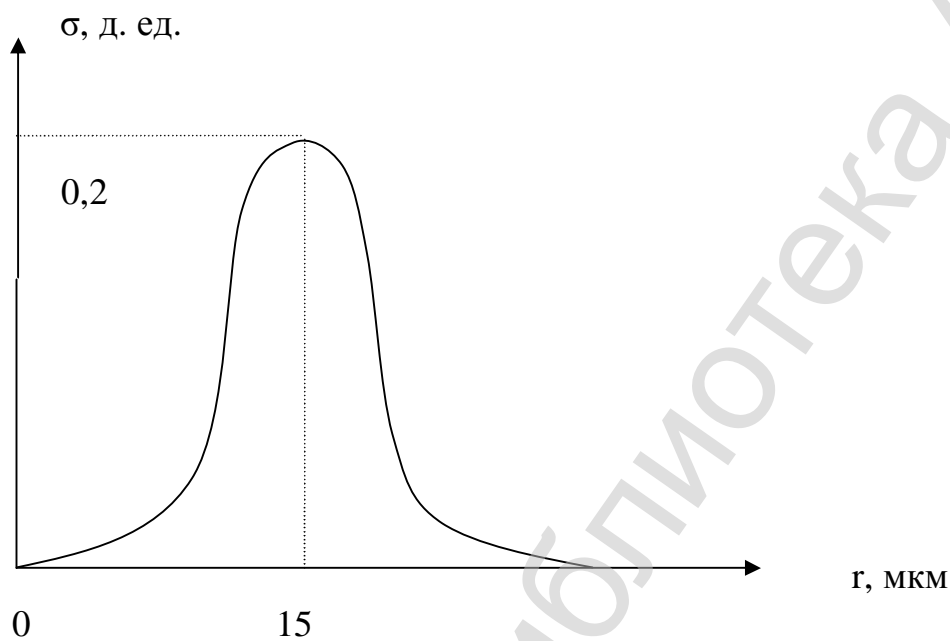


Рис. 13.3 Нормальное распределение пор по размерам

На основе такого распределения и результатов исследований зависимости капиллярного давления от диаметра капилляра можно определить долю объема нефти в капиллярах разного размера, потенциально подвижную при циклическом превышении внешнего давления над капиллярным. По результатам этих исследований, зная объемы неоднородного по проницаемости гидрофильного пласта, можно оценить эффективность циклического воздействия.

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

Существуют различные источники воды для организации системы ППД. Помимо наземных источников можно использовать залежи, содержащие большое количество воды. Самым ярким примером подобных вариантов является использование для заводнения сеноманских вод в Западной Сибири.

На значительной площади Западной Сибири присутствуют мощные сеноманские отложения, обладающие высокой проницаемостью, способные обеспечить высокие дебиты скважин по воде (сотни и тысячи кубометров в сутки с одной скважины). Часто дебита одной такой скважины достаточно, чтобы обеспечить работу целого куста нагнетательных скважин.

Иногда с помощью сеноманских вод удаётся решить проблему замерзания водоводов у нагнетательных скважин с низкой приёмистостью.

Лабораторные эксперименты показали, что наиболее высокий коэффициент вытеснения достигается в том случае, если в пласты закачивается «родная» пластовая вода. При использовании сеноманской воды коэффициент вытеснения почти такой же, как и у «родной» воды.

Однако очень большой проблемой при использовании сеноманских вод является вынос твёрдых взвешенных частиц (ТВЧ) из сеноманских отложений. Именно поэтому такая вода может не подойти для заводнения низкопродуктивного коллектора.

На территории Татарстана также применяется технология использования подземных вод для заводнения, например, на залежах 301-303 и Карамалинской площади Ромашкинского месторождения. Для применения таких технологий могут использоваться модификации техники заводнения: межскважинная перекачка (МСП), внутрискважинная перекачка (ВСП).

МСП используется в технологии заводнения без обустройства КНС, когда из скважины, пробуренной на водоносный пласт целевым образом, или проектной добывающей, вскрывшей водоносный горизонт, добывают насосом воду, закачивая ее в другую скважину – нагнетательную.

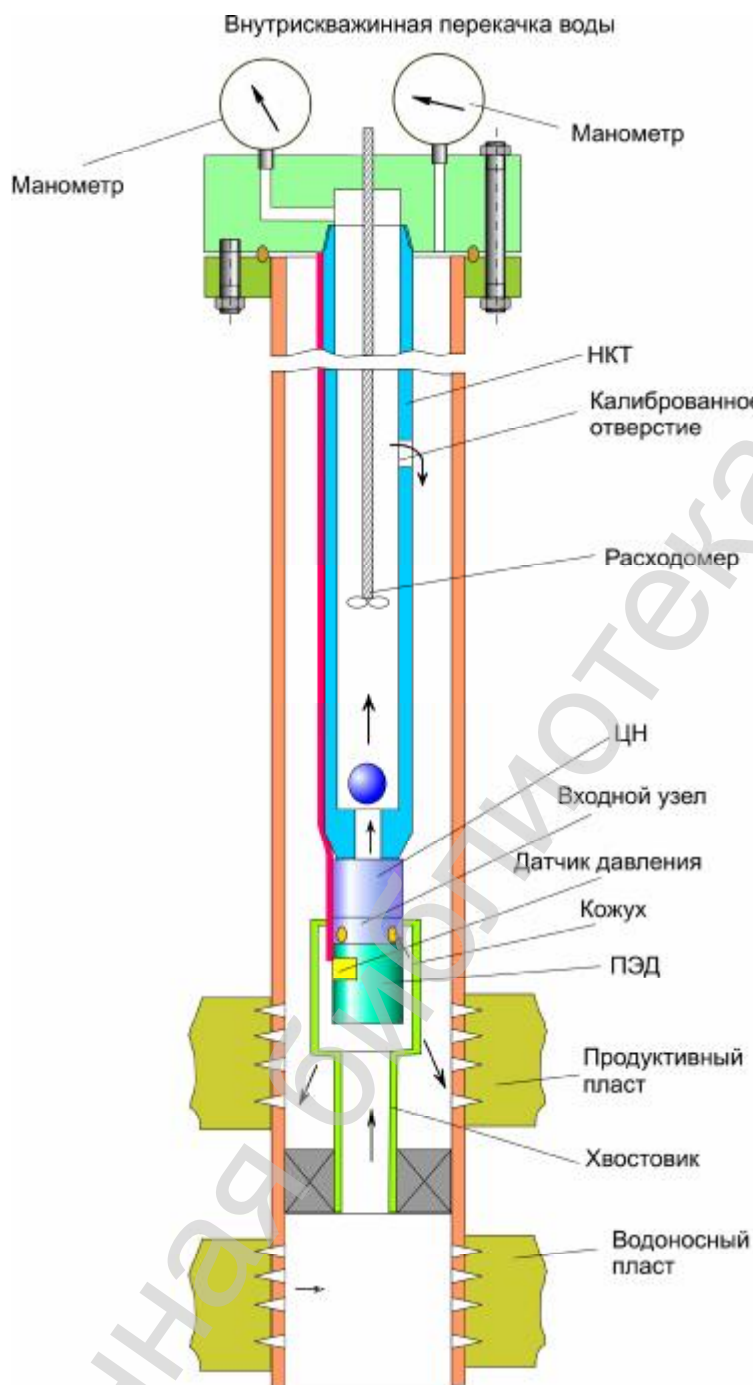


Рис. 13.4 Схема внутрискважинной перекачки воды (ВСП) для заводнения с использованием погружного электроцентробежного насоса (ЦН)

ВСП применяется в скважине, оборудованной по принципу одновременно-раздельной эксплуатации (рис. 13.4). При этом из одного пласта, чаще всего нижележащего, отбирается вода, а в другой, отсеченный от водоносного пакером, она нагнетается. В этом случае обеспечивается незамерзаемость подаваемой для заводнения воды.

При этом при всех технологиях использования в качестве источника воды для заводнения залежей воды, несвязанных с целевой нефтяной, необходимо предварительно, в соответствии с законодательством о недрах, подсчитать и защитить на Государственной комиссии по запасам (ГКЗ) ресурсы пластовых вод.

Второй встречающийся на промыслах вариант использования подземных вод – это геотермальное заводнение.

Залежи высоковязких нефтей обычно залегают на относительно небольших глубинах, где начальная пластовая температура невелика.

Если вязкие нефти находятся при низкой пластовой температуре, то даже небольшое её повышение (на 30-50 °С) приводит к существенному снижению вязкости нефти. При закачке в такие залежи воды, взятой с большой глубины, где температура велика, существенно увеличивается не только коэффициент вытеснения, но и коэффициент охвата заводнением).

Экологические проблемы заводнения

Срок службы скважины зависит от региона, где она пробурена (качество грунтов, климатические особенности...), способа разработки месторождения, качества эксплуатационных труб и ряда других факторов.

Средний срок надежной эксплуатации скважины – 30 лет. Наименьшая продолжительность ее надежной эксплуатации может быть на месторождениях с системой ППД на основе высокоминерализованных вод, а также морских месторождениях, где в пласты закачивают солёную морскую воду, воздействующую не только на внутреннюю часть трубы, но и, частично, на внешнюю и снаружи. В ряде случаев, чтобы предотвратить быструю коррозию, на эксплуатационные колонны наносят внутренние и внешние специальные покрытия.

Если из-за коррозии скважины будут преждевременно выходить из строя, то управление выработкой пласта будет резко осложняться (удорожаться). Наиболее подвижная нефть будет отобрана в первые годы, а извлечение оставшихся запасов потребует бурения большого количества скважин-дублёров. Такая разработка месторождения может оказаться неэффективной.

Конструкция скважин должна предусматривать их эксплуатационную надежность в течение многих лет. Однако совершенно ясно, что даже при самых идеальных условиях настанет время, когда эксплуатационные колонны прокорродируют, начнутся перетоки солёных пластовых вод в верхние пласты, содержащие пресную воду. Всё это может привести к тому, что на территории, где были нефтяные месторождения, подземные пресноводные горизонты начнут осолоняться, что может привести к загрязнению родников, пригодных для питья. В настоящее время в системе заводнения широко используются металлопластмассовые трубы с внутренним полиэтиленовым покрытием (МПТ), трубы с внутренним полимерным (эмалевым) покрытием (ППТ) и стеклопластиковые трубы (СПТ). В результате вся система нагнетания минерализованных вод защищена с использованием труб с покрытием, в нагнетательных скважинах, кроме труб с покрытием, используются пакеры (например, М1-Х) для защиты межколонного пространства, а межколонное пространство заполняется антикоррозийными жидкостями (АКЖ).

Лекция №14

План:

1. Вытеснение нефти из трещинно-поровых коллекторов.
2. Анализ технологических показателей разработки.

Вытеснение нефти из трещинно-поровых коллекторов

Разработка пластов, сложенных трещинно-поровыми и трещинными породами, является одним из сложнейших вопросов теории и практики разработки месторождений.

На разработку трещиноватых и трещинно-поровых пластов может оказывать существенное влияние резкое изменение объема трещин при изменении давления жидкости, насыщающей трещины, в результате деформации горных пород.

При применении заводнения на таких месторождениях задача их разработки ещё более усложняется, так как возникает опасность прорыва воды по высокопроницаемым трещинам.

При этом, по данным экспериментальных исследований и опыта разработки, известно, что из самой системы трещин нефть вытесняется довольно эффективно и коэффициент вытеснения достигает 0,8-0,85. Опыт также показывает, что и из матриц трещинно-поровых пластов при их заводнении нефть вытесняется, хотя коэффициент нефтевытеснения сравнительно невелик, составляя 0,20-0,30.

Вытеснение нефти водой из матриц трещинно-поровых пластов происходит под действием нескольких сил.

Во-первых, это сила, обусловленная градиентами давления в системе «трещины – блоки».

Следующая сила связана с разностью капиллярного давления в воде и нефти, насыщающих блоки. Действие этой силы приводит к возникновению капиллярной пропитки пород, то есть к замещению нефти водой в них под действием указанной разности капиллярного давления. Капиллярная пропитка ока-

зывается возможной, если породы гидрофильные. Капиллярная пропитка матрицы или блоков трещинно-поровых пластов вполне объяснима не только с позиции действия капиллярных сил, но и с энергетической точки зрения, так как минимум поверхностной энергии на границе нефти с водой будет достигнут, когда нефть соберется воедино в трещинах, а не будет насыщать поры матрицы, обладая сложной, сильно разветвленной поверхностью.

Для определения скорости капиллярного впитывания удобно пользоваться следующей формулой, выведенной на базе зависимости [2]:

$$j(t) = \frac{ae^{-bt}}{\sqrt{bt}} \quad (14.1)$$

Из соображений размерности и физики процесса впитывания коэффициент нормирования процесса пропитки β можно выразить следующим образом:

$$b = \frac{AkS \cos q}{l_s^3 m_n}; \quad A = f\left(k_n, k_e, \frac{m_n}{m_e}, m, \frac{k^{0,5}}{l_s}\right),$$

где k_n, k_e – относительные фазовые проницаемости для нефти и воды; k – абсолютная проницаемость; σ – межфазное натяжение на границе нефть – вода; θ – угол смачивания пород пласта водой; μ_n – вязкость нефти; l_s – длина грани блока, m – коэффициент пористости блока, A – экспериментальная функция.

Коэффициент a в выражении для скорости капиллярного впитывания находится из соображений материального баланса. За бесконечное время количество впитавшейся в кубический блок с длиной грани l_* воды равно объему извлеченной из него нефти. То есть:

$$\int_0^{\infty} j(t) dt = ml_s^3 s_{n0} h_* \quad (14.2)$$

где t – время;

s_{n0} – начальная нефтенасыщенность блока породы;

h_* – величина конечной нефтеотдачи блока при его капиллярной пропитке.

Интеграл находим, подставив выражение (14.1) для скорости капиллярной пропитки:

$$\int_0^{\infty} j(t) dt = \int_0^{\infty} \frac{ae^{-bt}}{\sqrt{bt}} dt = \frac{a}{b} \int_0^{\infty} \frac{e^{-t}}{\sqrt{t}} dt = \frac{a\sqrt{p}}{b} \quad (14.3)$$

Тогда, приравнявая (14.2) и (14.3), получим:

$$a = \frac{ml_s^3 s_{H0} h_* b}{\sqrt{p}}.$$

Рассмотрим непосредственно процесс вытеснения нефти водой из трещинно-порового пласта (рис. 14.1). Будем полагать, что блоки можно представить кубами с длиной грани l_s . Поскольку вытеснение нефти водой начинается с границы пласта $x = 0$, то первые блоки, находящиеся у входа в пласт, будут пропитаны водой больше, чем более удаленные.

Весь расход воды q , закачиваемой в модель прямолинейно-параллельного вытеснения, впитывается в определенное число блоков породы, так что в каждый момент времени пропитка их происходит в области $0 < x < x_\phi$ до достижения предельной водонасыщенности и прекращения процесса пропитки (x_ϕ – координата фронта капиллярной пропитки).

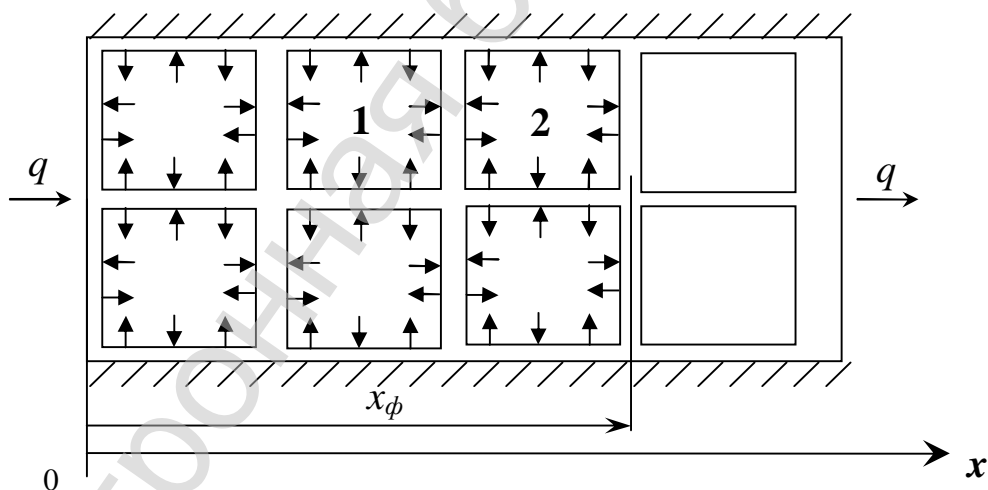


Рис. 14.1 Схема заводняемого трещинно-порового прямолинейного пласта:

1 – блок породы, охваченный капиллярной пропиткой; 2 – блок породы, до которого не дошёл фронт капиллярной пропитки

Этот фронт будет перемещаться в пласте со скоростью

$$v_{\phi} = \frac{dx_{\phi}}{dt}.$$

Если считать, что блоки породы в каждом сечении пласта начинают пропитываться в момент времени λ , то скорость впитывания воды необходимо исчислять от этого момента времени.

Пусть в течение времени $\Delta\lambda$ «вступило» в пропитку некоторое число блоков породы. Расход воды Δq , входящей в эти блоки, составит

$$\Delta q = \frac{bhj(t-l)v_{\phi}(l)\Delta l}{l_*^3}.$$

Скорость впитывания воды $\varphi(t)$ ранее была определена для одного блока. Чтобы выразить ее как скорость впитывания воды в единицу объема трещинно-порового пласта, мы разделили $\varphi(t)$ на l_s^3 .

Суммируя приращения расходов Δq и устремляя $\Delta\lambda$ к нулю, приходим к следующему интегральному выражению:

$$q = \frac{bh}{l_*^3} \int_0^{\infty} j(t-l)v_{\phi}(l)dl,$$

или, используя формулу для скорости капиллярной пропитки и найденный коэффициент a :

$$q = bhbh_*ms_{H0} \int_0^t \frac{e^{-b(t-l)}}{\sqrt{pb(t-l)}} v_{\phi}(l)dl.$$

Часто на практике задается расход q и необходимо найти скорость продвижения фронта пропитки $v_{\phi}(\lambda)$. Чтобы найти скорости фронта, необходимо решить интегральное уравнение. Методика его решения выходит далеко за рамки стандартного курса высшей математики, поэтому приведем лишь конечный результат:

$$v_{\phi}(t) = \frac{q}{bh_*ms_{H0}} \left[\frac{e^{-bt}}{\sqrt{pbt}} + \operatorname{erf}(\sqrt{bt}) \right].$$

С другой стороны:

$$v_{\phi}(t) = \frac{dx_{\phi}}{dt} \Rightarrow x_{\phi} = \int_0^t v_{\phi}(t) dt$$

$$x_{\phi}(t) = \frac{q}{bh h_* m s_{h0}} \int_0^t \left[\frac{e^{-bt}}{\sqrt{pbt}} + \operatorname{erf}(\sqrt{bt}) \right] dt.$$

Если значение t очень велико (порядка 50 суток), то интеграл становится близким к единице. Тогда получим прямую зависимость для координаты стабилизированного фронта пропитки:

$$x_{\phi}(t) \approx \frac{q}{bh h_* m s_{h0}} t.$$

Таким образом по пласту будет двигаться зона пропитки с интенсивным началом ее на переднем фронте, а через определенное время может сформироваться и задний фронт, на котором пропитка уже закончится.

Анализ технологических показателей разработки

В процессе разработки месторождений накапливается большой объем информации, например, данные по добыче нефти, жидкости, объемам закачанной воды и так далее.

В случае, если нет сомнений в достоверности этих данных, то они представляют собой хороший инструмент для анализа состояния разработки месторождения, а также для оценки эффективности мероприятий, проводимых на нём.

Рассмотрим, например, как с помощью данных по обводнённости и добыче нефти можно оценить извлекаемые запасы для случая статистически устойчиво сформировавшейся связи между ними. Такая связь устанавливается после добычи значительных объемов запасов.

Зная объёмы добытой из месторождения нефти по годам, определяется величина текущей нефтеотдачи. Далее, можно построить зависимость обводнённости по годам от нефтеотдачи.

С помощью методов обработки экспериментальных данных строится определённого вида зависимость (рис. 14.2) обводнённости от нефтеотдачи (из предыдущих лекций становится понятным, почему динамика обводнённости, как правило, носит *S*-образный характер). Затем экстраполируется зависимость до установленного экономически рентабельного значения обводнённости. Опустив перпендикуляр вниз, получим коэффициент нефтеотдачи, соответствующий предельной обводнённости.

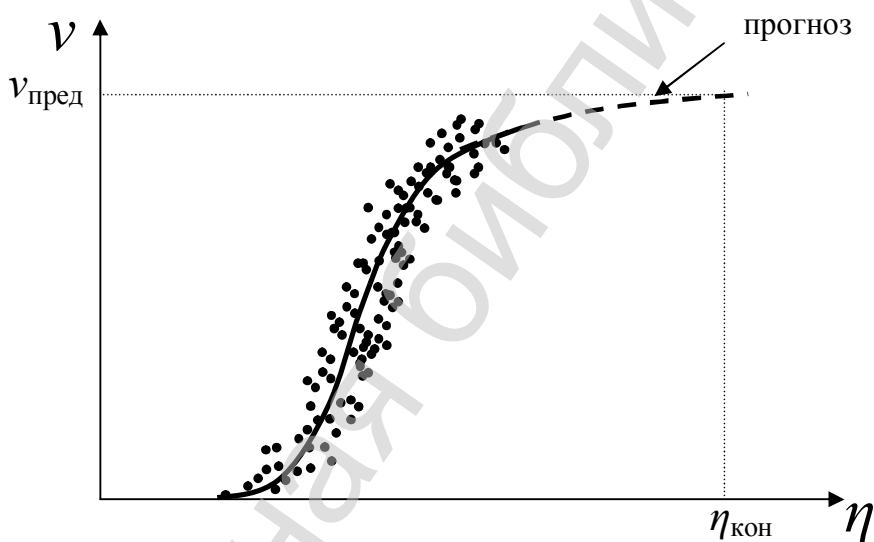


Рис. 14.2 Анализ зависимости динамики обводнённости от величины текущей нефтеотдачи

С помощью этого метода можно оценить, сможем ли мы при указанной динамике технологических показателей достичь величины проектного коэффициента нефтеотдачи или нет. Аналогичные результаты можно получить также и с применением метода характеристик вытеснения (depletion curve analysis), описанного подробнее далее в курсе.

Лекция №15

План:

1. Классификация методов увеличения нефтеотдачи (МУН).
2. Достоинства и недостатки современных МУН. Критерии применимости МУН и этапы принятия решения об их применении.
3. Выбор МУН и объектов для их применения.
4. Использование методов искусственного интеллекта в задачах выбора МУН.

Классификация методов увеличения нефтеотдачи (МУН)

МУН – это такие методы воздействия на пласт, которые позволяют получать дополнительные объёмы нефти по сравнению с базовыми вариантами разработки. Таким образом, применение МУН увеличивает извлекаемые запасы по сравнению с базовым вариантом разработки. На практике эти методы (МУН) нередко применяют в качестве базовых – это в первую очередь тепловые методы (внутрипластовое горение, парогравитационное воздействие).

Схематично долю МУН в общей добыче из геологических запасов для условий месторождений девона Татарстана можно изобразить следующим образом (рис. 15.1):

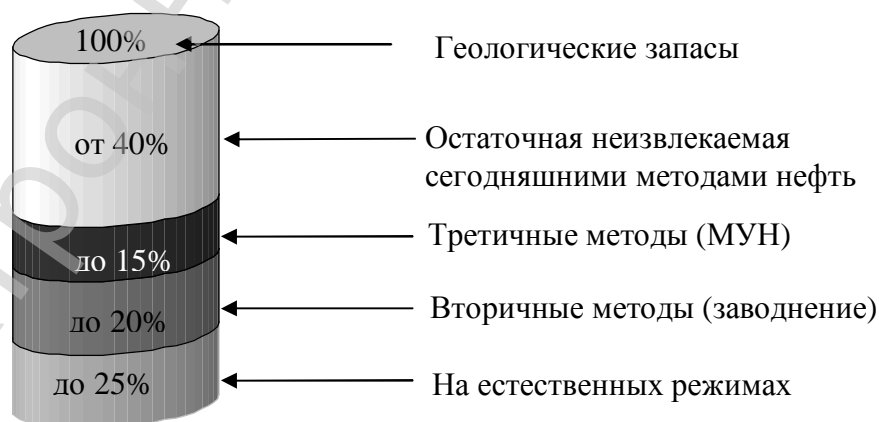


Рис. 15.1 Доля МУН в коэффициенте извлечения нефти (на примере терригенных отложений девона Ромашкинского месторождения)

На сегодняшний день предложено множество классификаций МУН. В данном курсе будем использовать классификацию МУН по типу рабочего агента:

1. **Гидродинамические МУН** (*waterflooding managment*) – управление заводнением, включая нестационарное заводнение, изменение фильтрационных потоков... .
2. **Химические методы (ХМ)** (*chemical methods*) – полимерное воздействие, ПАВ, щелочи, кислоты и т.д.
3. **Тепловые методы** (*thermal methods*) – закачка горячей воды, пара, внутрипластовое горение.
4. **Газовые методы** (*gas methods*) – закачка газа.
5. **Микробиологические методы** (*microbial methods*) – закачка или активация пластовой микрофлоры и (или) закачка метаболитов.
6. **Физические методы** (*physical methods*) – волновые методы, основанные на создании нелинейных волновых возмущений различных частот и амплитуд в пластовой среде и (или) закачиваемыми флюидами.

В ряде случаев к методам увеличения нефтеотдачи относят и следующие виды воздействия на залежи и месторождения:

- разукрупнение объектов разработки;
- бурение горизонтальных скважин;
- гидроразрыв пласта.

Но эти воздействия нередко только интенсифицируют процесс добычи, и относить их к МУН можно только после специального анализа по итогам воздействия. Правильнее такие методы, без которых иногда невозможно рентабельно разрабатывать месторождение, можно отнести к методам, обеспечивающим достижение экономически приемлемых величин коэффициента нефте-

извлечения по месторождению, не всегда приводящие к приросту величины конечного коэффициента нефтеизвлечения.

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

Положительный результат применения МУН понятен из самого названия. Но, неизбежно, на пути к промышленному применению у этих технологий существуют и значительные препятствия:

- большая наукоёмкость и высокая технологичность (прежде, чем применить тот или иной метод, необходимо провести немалое число лабораторных исследований, иногда приходится разрабатывать специальные виды оборудования для промышленной реализации);
- многие МУН энерго- и материалоемкие;
- часто стоимость промышленной реализации МУН высока (до 70 % затрат парогравитационного метода относится к промышленному обустройству, которое необходимо обеспечить до начала реализации метода);
- нередко эффект от применения отложен во времени, то есть период окупаемости может быть значителен;
- ряд МУН могут быть экологически опасны и др.

Для каждого МУН определяются свои критерии применимости.

Критерии применимости – это интервалы значений геолого-физических параметров, при которых была получена (предполагается стадия ОПР) технологическая эффективность того или иного метода. Например, критерии применения для метода увеличения нефтеотдачи путем активации пластовой микрофлоры приведены в табл. 15.1 и на рис. 15.2.

Критерии применимости микробиологического МУН на основе активации пластовой микрофлоры

Характеристики пласта и флюидов	Допустимый интервал	Оптимальные значения
Тип коллектора	Поровый, трещинно-поровый	Поровый
Толщина продуктивного пласта, м	не менее 1	3-10
Пористость, %	12-25	17-25
Проницаемость, мкм ²	больше 0,05	больше 0,2
Пластовое давление, МПа	до 40,0	до 30,0
Температура пласта, °С	20-80	30-50
Общая минерализация пластовых вод, г/л	до 300	до 100
Общая минерализация закачиваемых вод, г/л	до 60	до 30
Содержание сульфатов в пластовой и закачиваемых водах, мг/л	до 100	до 5
Обводненность, %	40-95	60-80
Вязкость нефти, мПа·с	1-100	3-20



Рис. 15.2 Этапы принятия решения о применении МУН

Выбор МУН и объектов для их применения

Выбор технологий увеличения нефтеизвлечения выполняется на основе анализа геологического строения пласта, характеристик коллектора и насыщающих его флюидов, потенциальных возможностей системы разработки и иных регламентирующих требований технологического процесса.

При выборе вида воздействия для условий конкретной скважины у специалистов обычно возникают сложности, определяющиеся рядом факторов:

- некоторые технологические процессы в функциональном отношении предназначены для применения в сходных условиях;
- регламентами применения ряда технологий не определяется полный перечень критериев эффективного использования технологий;
- исторически сложившиеся технические и технологические предпочтения в практике работы предприятий-операторов на месторождении;
- используемая геолого-промысловая информация по конкретным скважинам не всегда полна, регулярна, точна.

Поэтому успешность осуществления воздействия кардинально зависит от информированности, опыта и навыков работы промыслового геолога и разработчика-технолога, принимающих решение в конкретной ситуации.

Для решения таких задач в настоящее время создаются программные средства, позволяющие не только подготовить проектные решения по оптимизации разработки залежи за счет применения технологий увеличения нефтеизвлечения, но и обеспечить промыслового специалиста рекомендациями по оперативному выбору вида воздействия на пласт в условиях конкретной скважины или участка.

Известны традиционные аналитические технологии, основанные на детерминированных моделях принятия решения по заданному алгоритму. Необходимым условием применения детерминированных моделей принятия решения является полное и детальное определение порядка действий некоторым набором известных функций и параметров во всех возможных ситуациях. В силу

сложности природных объектов, характеризующихся ограниченным количеством доступных для измерения параметров, и схожести различных технологий МУН и ОПЗ практическая реализация решения задачи таким способом представляется затруднительной из-за невозможности одновременного охвата всего многообразия взаимосвязей разнородных компонентов.

Использование методов искусственного интеллекта в задачах выбора МУН

В мировой практике известны исследования в области применения аналитических технологий на основе искусственного интеллекта (ИИ) для задач выбора и оптимизации процессов разработки нефтяных месторождений, направленные на поиск решений по выбору оптимального метода увеличения нефтеотдачи.

В условиях разработки крупных месторождений на поздней стадии основным методом воздействия является управление заводнением, а применение различных технологий увеличения нефтеизвлечения локализовано в ближайшей окрестности нагнетательных и добывающих скважин и призвано улучшить продуктивные характеристики системы пласт-скважина. Это значит, что объектом воздействия являются запасы нефти весьма малого природного объекта с индивидуальными характеристиками небольшого блока скважин, а спектр возможных вариантов применения технологий воздействия на пласт весьма широк и разнообразен. Кроме того, при описании разработки нефтяных месторождений велика роль параметров, характеризующихся на уровне качественных понятий (наилучшее, наихудшее и другие). Проблема подбора вида воздействия для условий конкретной скважины относится к задачам классификации. Отметим, что задачи классификации (класса распознавания понятий по символам) плохо алгоритмируются.

Поэтому часто такие задачи решают с использованием систем ИИ. По сравнению с технологиями, использующими алгоритмические модели, основ-

ным преимуществом информационных технологий, использующих модели ИИ, является способность совокупного учета влияния множества недоступных напрямую выявлению функциональных и стохастических зависимостей.

Нейросети

В последнее время наблюдается активное развитие аналитических технологий искусственного интеллекта, основанных на имитации природных явлений, таких как мыслительная деятельность нейронов мозга или процесс естественного отбора. Их использование представляется предпочтительным в случаях выбора оптимального решения на основе анализа большого объема разнородной и неполной информации, где жесткого алгоритмического решения добиться очень трудно или вообще невозможно. Наиболее перспективными из этих технологий представляются нейронные сети и генетические алгоритмы.

Искусственная нейронная сеть (нейросеть) – это набор соединенных между собой самостоятельных узлов анализа (нейронов).

Как правило, передаточные функции всех нейронов в сети фиксированы, а веса являются параметрами сети и могут изменяться. Работа нейросети состоит в преобразовании входного вектора в выходной вектор, причем это преобразование задается весами сети.

Нейросети способны принимать решения, основываясь на выявляемых ими скрытых закономерностях в многомерных данных. Отличительное свойство нейросетей от экспертных систем состоит в том, что они не программируются – не используют никаких правил вывода для постановки диагноза, а обучаются делать это на примерах. Это особенно актуально при работе с изучаемыми объектами, характеризующимися большим числом входных параметров со схожими признаками принадлежности к определенному виду. Нейронный метод обучения хорошо работает с многочисленными, разнородными данными. Результат представляет собой многовариантную ранжированную классификацию.

Генетические алгоритмы

Генетические алгоритмы предназначены для поиска оптимальных решений путем реализации идеи естественного отбора среди живых организмов в природе. Генетический метод обучения лучше себя проявляет с более определенными, но с менее насыщенными данными. В этом случае выдается результат в виде однозначного решения в отличие от нейронного метода.

Генетические алгоритмы часто применяются совместно с нейронными сетями, позволяя создавать весьма быстрые, гибкие и эффективные инструменты анализа данных. В случае критического «недонасыщения» данными генетический метод откажется выдавать какую-либо рекомендацию, нейронный же метод выдаст рекомендацию в виде равномерного распределения классификации на все технологии, что не будет правильным решением. Таким образом, главными преимуществами нейросетей по сравнению с логическими и вычислительными методами принятия решений являются нестрогие требования к точности, полноте и непротиворечивости исходных данных.

В ТатНИПИнефть были разработаны программные средства, основанные на нейронной сети, адаптированной к условиям разработки месторождений Татарстана и способной синтезировать рекомендации на основе обучения на примерах успешного опыта реализации геолого-технических мероприятий на аналогичных объектах.

Результаты исследований

Опираясь на опыт промышленного применения 60 наиболее распространенных технологий (приложения 1, 2 табл. П 1.1, П 2.2), реализуемых на месторождениях Татарстана через нагнетательные и добывающие скважины, нами выделено четыре группы параметров (приложение 3 табл. П 3.3), включающие следующие данные.

1. О коллекторе: карбонатность, глинистость, проницаемость, нефтенасыщенность, расстояние до водонасыщенного пласта, толщина нефтенасыщенного пласта.

2. О пластовых жидкостях: температура, вязкость, содержание асфальтенов и смол, содержание парафинов, минерализация пластовой воды.

3. Параметров включает данные о системе заводнения: соотношение добывающих и нагнетательных скважин, приемистость нагнетательной скважины, минерализация закачиваемой воды, производительность нагнетательной скважины, темп изменения приемистости скважины.

4. О системе отбора: пластовое давление, плотность отбираемой воды, темп изменения плотности отбираемой воды, дебит жидкости, темп изменения дебита жидкости, коэффициент вариации дебитов жидкости, дебит нефти, обводненность отбираемой продукции, темп изменения обводненности отбираемой продукции, расстояние до контура нефтеносности, количество проведенных ранее воздействий по ОПЗ и водоограничению (ВИР) в добывающих скважинах.

Кроме того, технологии охарактеризованы группой параметров, отражающих и другие особенности применения технологий: затратность, успешность, технологическая эффективность, класс опасности реагента, продолжительность операций.

Программные средства обучены в общей сложности на более чем 2200 примерах, отражающих корректные условия реализации воздействия рассматриваемыми 60 технологиями (главным образом для пластов девонского горизонта и в меньшей степени отложений карбона). Выявлена степень влияния того или иного геолого-промыслового параметра на итоговое решение (рис. 15.3, 15.4).

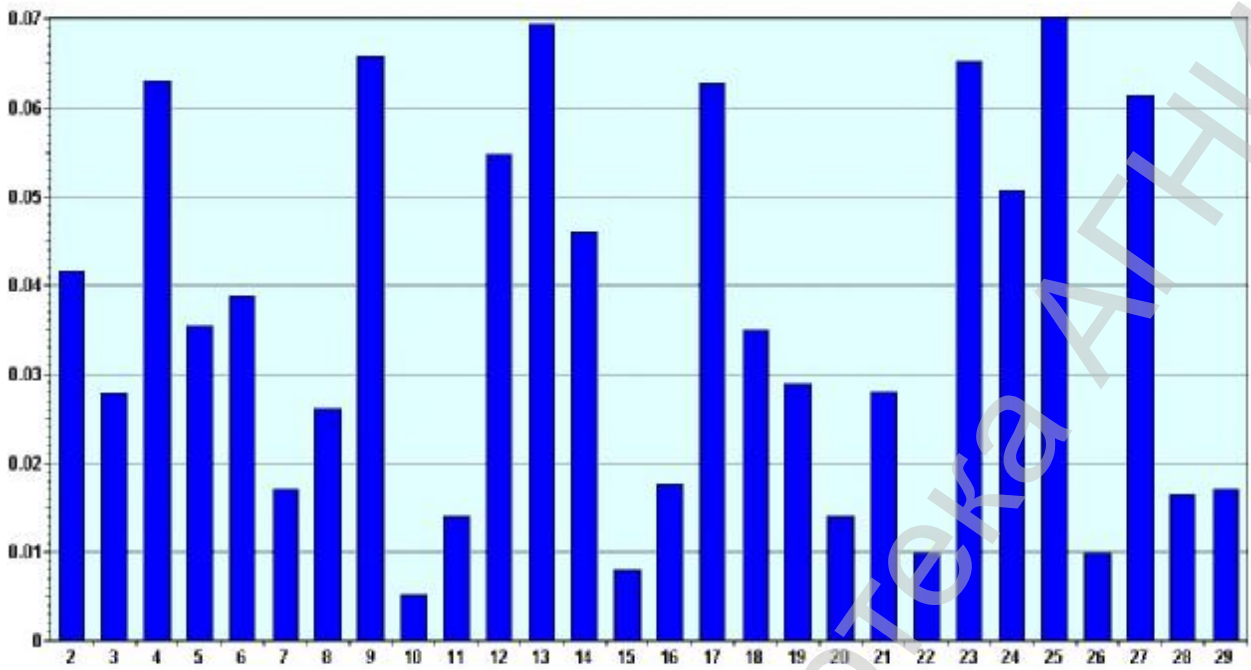


Рис. 15.3 Доля вклада параметров в обучение аналитической системы (совершенствование заводнений) (д. е.)

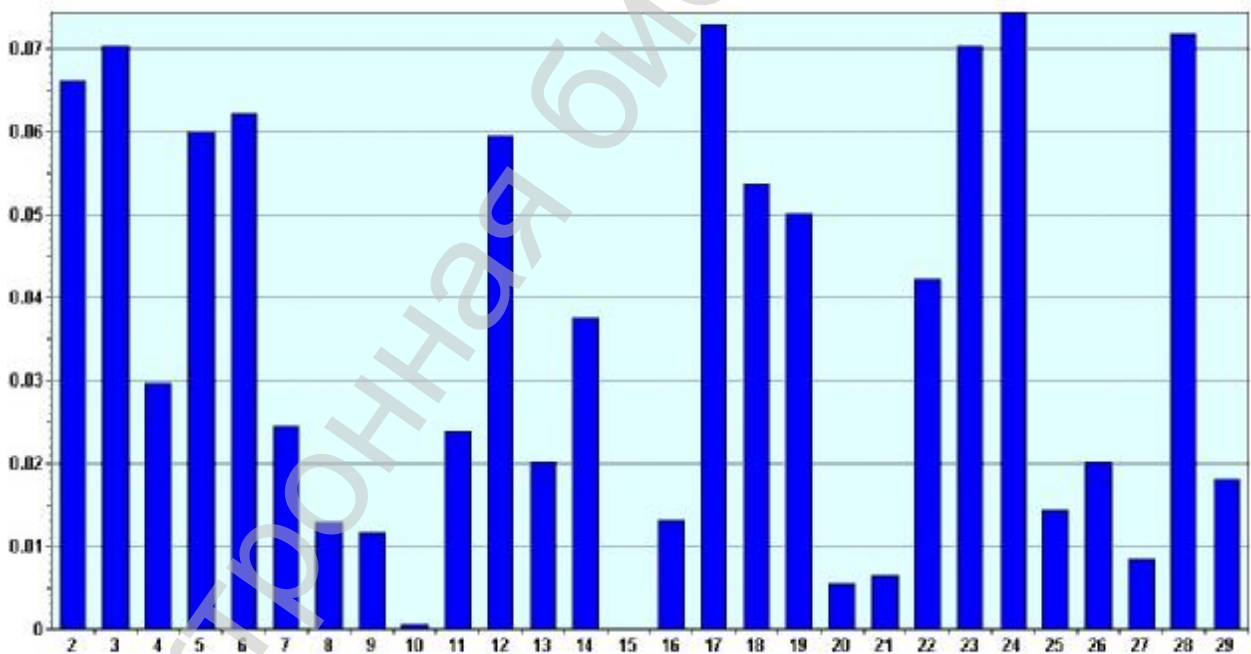


Рис. 15.4 Доля вклада параметров в обучение аналитической системы (оптимизация отбора) (д. е.)

Программные средства тестировались на предмет распознавания произвольно заданной выборки из обучаемого набора данных. Тестирование показало, что для условий девонского горизонта уверенно распознается более 98 % наборов данных, соответствующих заданным критериям применимости технологий, реализуемых через нагнетательные скважины, и более 99 % – через добывающие. Причем, если считать несущественной ошибку в распознавании данных, соответствующих заданным критериям применимости технологий, охарактеризованных идентичными диапазонами применимости, то удовлетворительно распознаются все наборы данных. Разница в уровне распознавания, как представляется, определяется большей неопределенностью характеристик четвертой группы в части условий эксплуатации, реагирующих на воздействие добывающих скважин.

В части полноты перечня представляемых к оценке данных необходимо отметить следующее.

Данные первой и второй групп параметров вполне доступны, так как регулярно замеряются и в установленном порядке пополняют штатные базы данных предприятий. Исключением является один из ключевых параметров – текущая нефтенасыщенность пласта. Этот параметр не замеряется напрямую, но может быть получен косвенными способами, например, на основе построения математической модели процесса разработки нефтяной залежи.

Данные третьей и четвертой групп параметров также доступны, поскольку регулярно замеряются и в установленном порядке пополняют штатные базы данных. Однако определение на их основе ряда косвенных показателей (особенно, ключевых – дебита, обводненности) для технологий, реализуемых через нагнетательные скважины, вызывает затруднения из-за невозможности точной формализации расположения и взаимовлиянии скважин рассматриваемого участка нефтяной залежи и состояния выработанности его запасов. Это вызывает необходимость ручного ввода некоторой части исходных показателей на основе специального анализа промысловой ситуации. В результате исследований была показана особая важность для выбора большинства методов ряда параметров (рис. 15.3, 15.4), таких как проницаемость коллектора, вязкость нефти, нефте-

насыщенность пласта, минерализация пластовой и закачиваемой воды, дебит скважин по нефти, приемистость скважин и обводненность продукции.

Нами была опробована возможность использования метода на основе искусственного интеллекта для выдачи рекомендаций по проведению технологий увеличения нефтеотдачи пластов и стимуляции скважин для реальных условий 296 добывающих и 79 нагнетательных скважин девонских отложений Ромашкинского месторождения (табл. 15.2). Скважины были обеспечены информацией лишь по 10-16 наиболее доступным позициям из 28, на которых обучалась нейросистема. Исследования показали, что нейросистеме удалось сформировать рекомендации в 80 % случаев, несмотря на недостаток информации.

Результаты анализа с использованием нейросистемы могут выдаваться в виде ранжированного ряда по предпочтению (рис. 15.5, 15.6).

Таблица 15.2

Рекомендации для объектов Ромашкинского месторождения
(девонский горизонт)

Наименование	Площадь 1		Площадь 2		Площадь 3	
	скв.	%	скв.	%	скв.	%
Количество информационных параметров по объектам нагнетательных скважин	10 из 28		-		16 из 28	
Всего объектов	13		-		66	
Получены рекомендации	13	100	-	-	66	100
Количество информационных параметров по объектам добывающих скважин	15 из 28		10 из 28		15 из 28	
Всего объектов	45		39		212	
Получены рекомендации	40	89	32	80	122	58

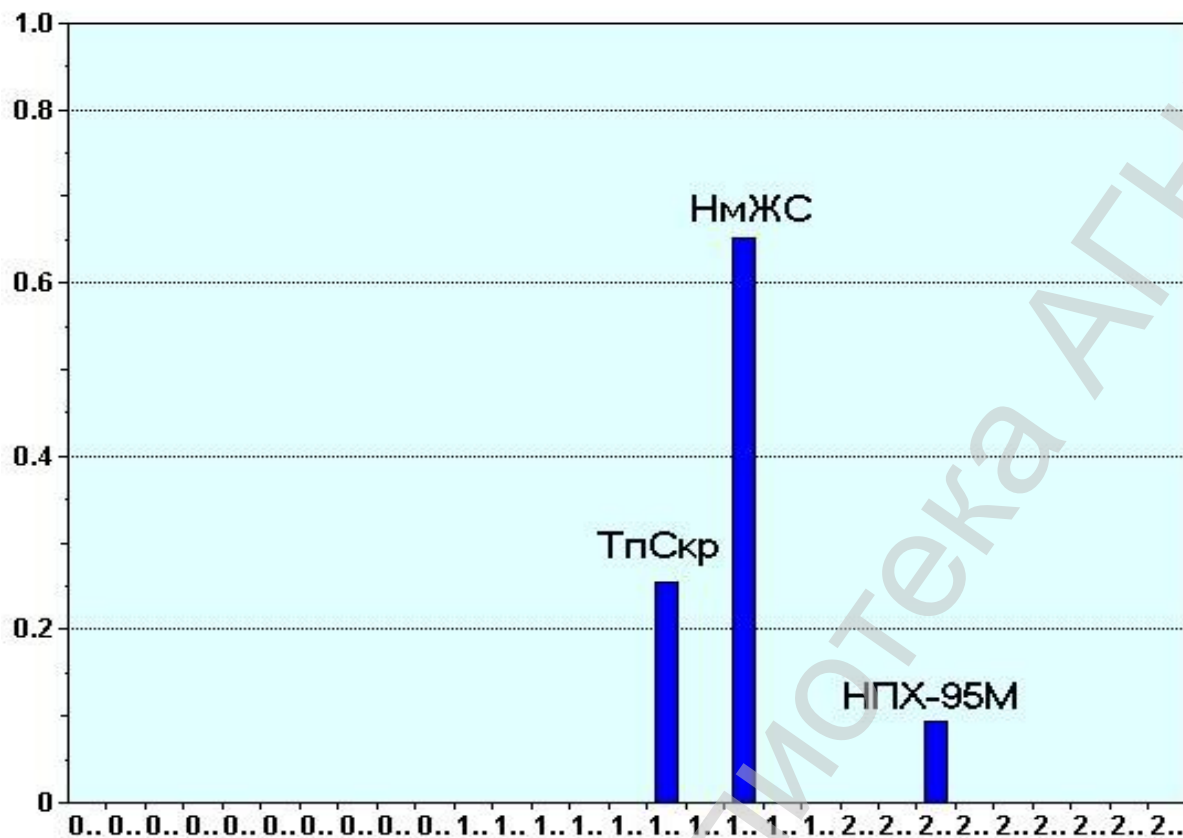


Рис. 15.5 Пример выбора вида воздействий для условий нагнетательной скв. 160 (предпочтительность вида воздействия)

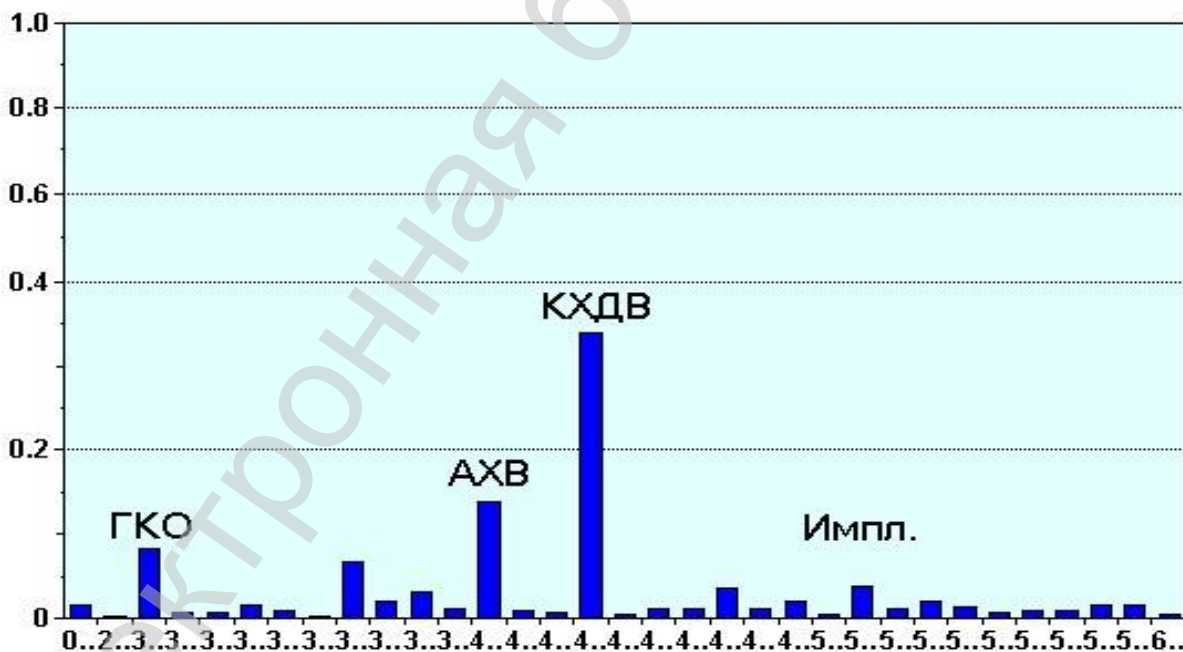


Рис. 15.6 Пример выбора вида воздействий для условий добывающей скв. 10852 (предпочтительность вида воздействия)

Лекция №16

План:

1. Химические методы (ХМ).
2. Применение поверхностно-активных веществ (ПАВ). Определение скорости продвижения фронта сорбции.
3. Технологические процессы применения ПАВ при заводнении.
4. Сопоставление эффективности воздействия ПАВ при его отмывающем действии или при образовании эмульсионной системы для увеличения охвата.

Химические методы (ХМ)

В связи с широким внедрением систем заводнения на протяжении многих лет разрабатывались ХМ, преимущественной базой для которых является заводнение.

Классификация ХМ:

I группа – основана на заводнении – добавка индивидуальной активной примеси в воду:

- 1) закачка оторочки водного раствора полимера;
- 2) закачка кислот, щёлочи;
- 3) закачка ПАВ и т.д.

II группа – закачка гетерогенных сред:

- 1) мицеллярные растворы;
- 2) полимер-дисперсные системы (ПДС) и т.д.

Возможно сочетание 2-х групп при последовательной закачке оторочек, такой метод, как щелочно-ПАВ – полимерный – ПАВ (ASP – alkaline- surfactant – polimer).

Оторочка (slug) – это определенный объём воды с добавкой химического реагента определённой концентрации, выраженный в долях порового объёма. Например, $V_{от.} = 0,15V_{пор.}$

Воду для ХМ подготавливают особенным образом, более тщательно, так как, например, полимеры очень чувствительны к механическим примесям, кислой среде.

Существуют два типа оторочек:

- 1) низкоконцентрированные оторочки;
- 2) высококонцентрированные оторочки.

Оптимальная оторочка – это такая оторочка, которая при подходе к добывающей скважине сохраняет свои свойства и имеет минимальный объём.

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

ПАВ по отношению к растворителю может быть водо- или/и маслорастворимым. Рассмотрим закачку водного раствора ПАВ.

Существует два основных вида ПАВ:

- 1) ионные (диссоциирующие с активными частями – анионные и катионные, например, алкилсульфаты, алкилсульфонаты);
- 2) неионные (не диссоциируют на ионы в водной среде, например, оксиэтилированные алкилфенолы, оксипропилированные алкилфенолы; в России промышленно выпускаются ОАО «Нижнекамскнефтехим»).

Крупным недостатком ионных НПАВ при применении в условиях минерализованных пластовых и закачиваемых вод является их «высаливание», то есть потеря поверхностно-активных свойств в результате взаимодействия с солями жесткости. Этот недостаток ярко проявился в процессе испытания мицеллярной технологии в условиях отложений девона Ромашкинского месторождения (минерализация пластовой воды 280 г/л), когда проектная композиция ПАВ из-за взаимодействия с солями пластовых вод «развалилась», то есть концентрации ПАВ снизились ниже значений, обеспечивавших взаимную растворимость углеводородов и воды в оторочке.

Как известно, молекулы ПАВ имеют дифильную структуру. То есть, например, гидрофобную бензольную (так называемую «голову») и гидрофильную линейную оксиэтильную (так называемый «хвост»). Таким образом, эти молекулы могут ориентироваться в пространстве в соответствии с энергетической целесообразностью. Этим же обусловлено такое явление, как адсорбция (рис. 16.1).

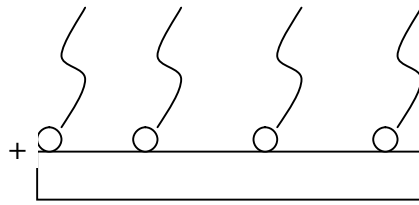


Рис. 16.1 Ориентирование адсорбированных из водного раствора молекул ПАВ на гидрофобной поверхности (кружок - гидрофобная «голова»; кривая линия – гидрофильный «хвост»)

При закачке в пласт молекулы ПАВ адсорбируются на поверхностях пор, капилляров и трещин, модифицируя их межфазные свойства (рис. 16.2). При этом меняются межфазные натяжения на границах раздела поверхностей и, как следствие, краевые углы смачивания.

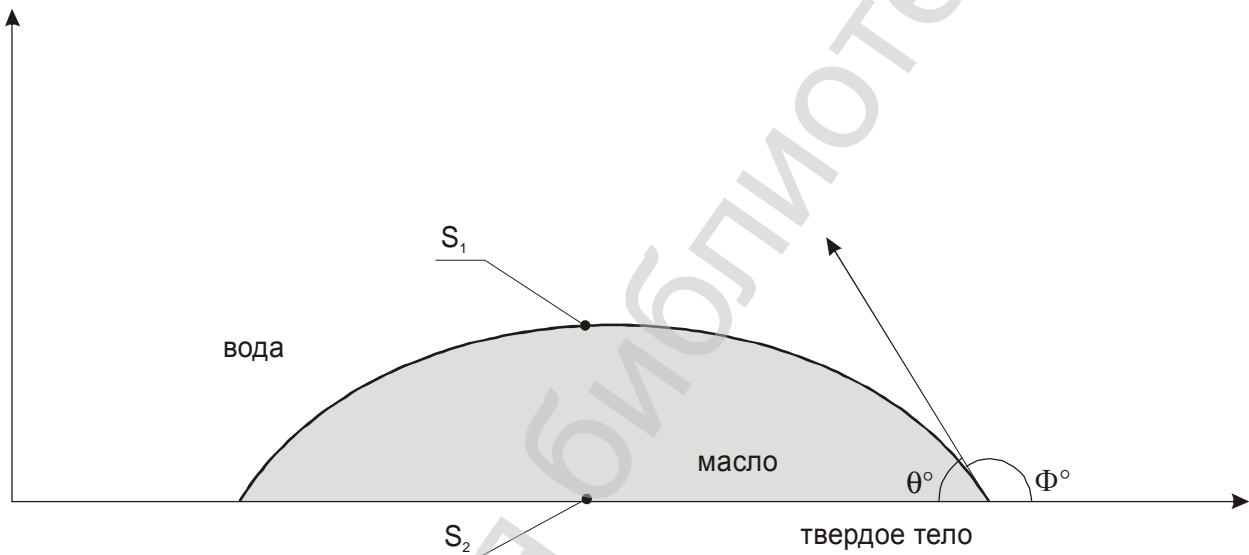


Рис. 16.2 Проекция капли масла в воде на твердой поверхности

Однако не вся поверхность породы может притягивать молекулы ПАВ. Молекулы притягиваются только на активных элементах поверхности. Значительное количество активных элементов может располагаться в призабойной зоне, что снижает эффективность некоторых МУН на основе ПАВ, так как призабойная зона работает как фильтр для водного раствора.

Рассмотрим распределение концентрации оторочки химического реагента при ее движении по пласту (рис. 16.3).

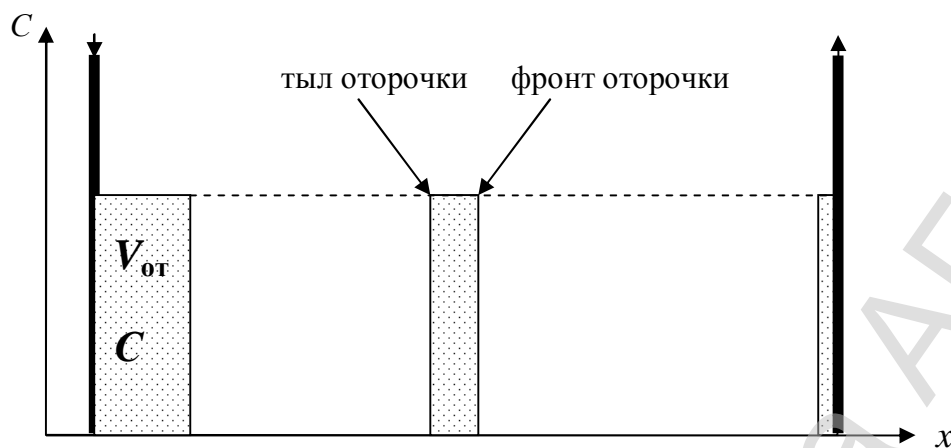


Рис. 16.3 Продвижение идеальной оторочки по пласту

В случае идеальной оторочки концентрация химического реагента в ней остаётся постоянной, а размер её закономерно уменьшается. При подходе к добывающей скважине правильно рассчитанная по размеру оторочка практически «схлопывается» (координата тыла становится равной координате фронта).

На практике в пласте наблюдается следующая картина (рис. 16.4):

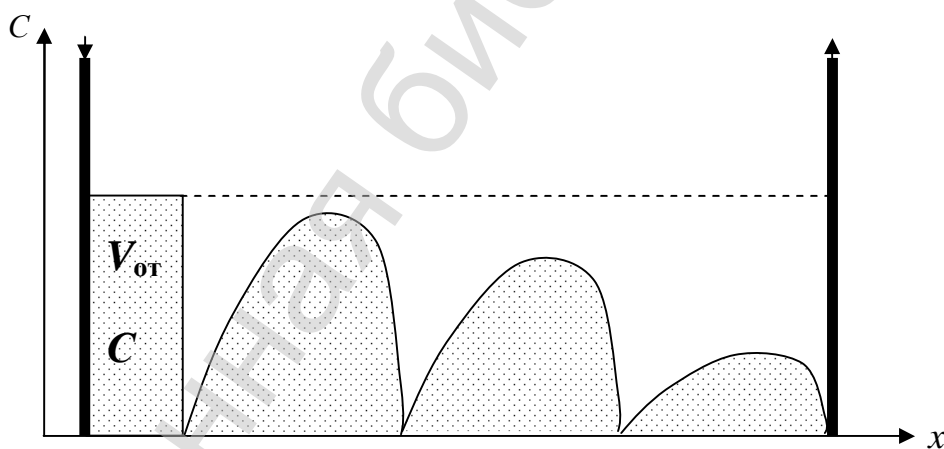


Рис. 16.4 Продвижение реальной оторочки по пласту

Видно, что в реальности оторочка «размазывается» по пласту. Пласт обычно в значительной мере неоднороден, химический реагент в оторочке также распределён неравномерно, поэтому абсолютно точно необходимые размеры и концентрацию реагента в оторочке рассчитать не представляется возможным.

Зависимости концентрации молекул, адсорбированных на поверхности, описывают изотермы сорбции. Существуют два наиболее известных уравнения:

1) *изотерма сорбции Генри (при малых концентрациях):*

$$\Gamma(c) = \Gamma_{\infty} \cdot K_L \cdot c = \alpha c, \text{ где } c \text{ – концентрация ПАВ в водном растворе;}$$

K_L – константа адсорбционного равновесия; α – константа Генри;

2) *изотерма сорбции Лэнгмюра (при больших концентрациях):*

$$\Gamma(c) = \Gamma_{\infty} \frac{K_L c}{1 + K_L c}, \text{ где } \Gamma_{\infty} \text{ – предельная адсорбция.}$$

Графически кинетика адсорбции выглядит так (рис. 16.5):

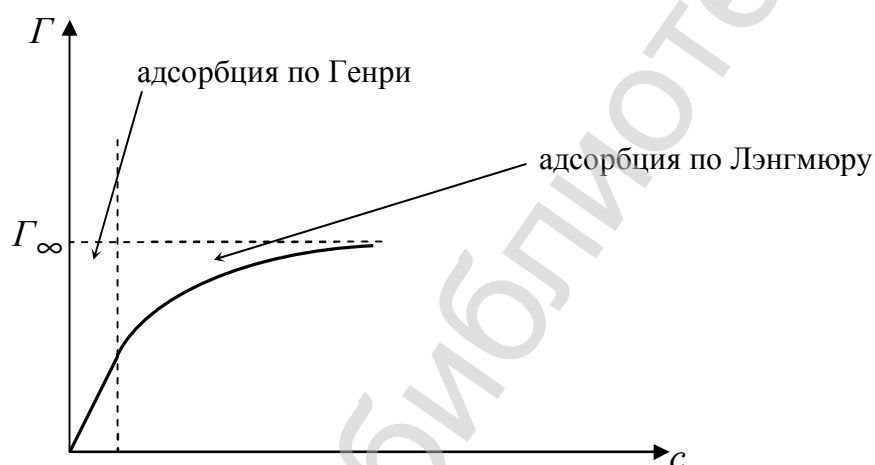


Рис. 16.5 Кинетика адсорбции

Однако наряду с адсорбцией происходит процесс десорбции. В реальных условиях десорбируется не весь объём ПАВ. В случае десорбции в области малых концентраций:

$$\Gamma(c) = K_D c + (K_G - K_D) c^0.$$

$\Gamma_0 = (K_G - K_D) c^0$ – характеризует необратимо сорбированное породой количество ПАВ (рис. 16.6).

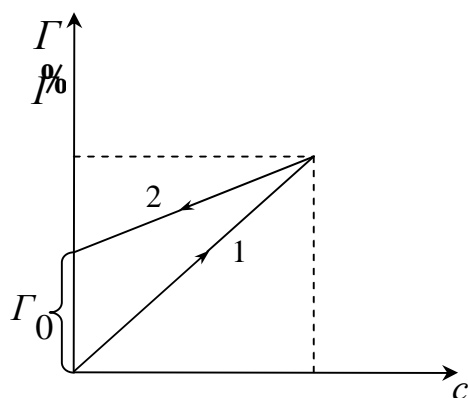


Рис. 16.6 Адсорбция (1) и десорбция (2)

Важнейшим свойством ПАВ является способность изменять величины межфазного натяжения (на границе между двумя несмешивающимися жидкостями, или жидкостью и газом), или поверхностное натяжение (например, на контакте между породой и жидкостью).

Напомним, что физический смысл поверхностного натяжения σ – это работа, которую необходимо совершить для создания единицы новой поверхности. Этот физический смысл проще пояснить на примере. Обычная вода не пенится, но стоит в поток попасть мылу или шампуню (т.е. ПАВ), так сразу с лёгкостью начинают образовываться новые поверхности – пузыри. Это происходит потому, что сильно снижается межфазное натяжение на границе воздух–вода и работа по созданию новой поверхности также становится невелика.

Количество адсорбированных молекул и изменение величины σ связывается уравнением адсорбции Гиббса:

$$\Gamma(c) = -\frac{c}{RT} \frac{\partial \sigma}{\partial c}. \quad (16.1)$$

Снижение межфазного натяжения в зависимости от концентрации ПАВ выглядит схематически так (рис. 16.7):

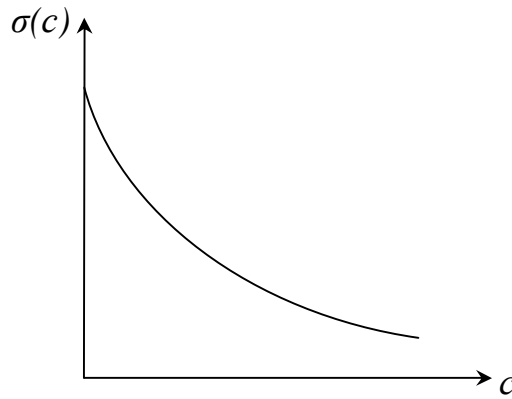


Рис. 16.7 Изменение величины межфазного натяжения при изменении концентрации ПАВ

Рассмотрим процесс продвижения фронта сорбции ПАВ по пласту.

Для начала выведем уравнение материального баланса. Для этого выделим элемент объёма пласта $\Delta V = \Delta x b h$, в котором будем считать движение жидкостей происходит вдоль оси x , и составим уравнение баланса объёма ПАВ. Воду и водный раствор ПАВ будем считать несжимаемыми жидкостями.

За время Δt в элемент ΔV войдёт объём ПАВ:

$$Q_1 = q_{\text{ПАВ}} \Delta t = q c(x, t) \Delta t.$$

За это же время из элемента выйдет следующий объём ПАВ:

$$Q_2 = q_{\text{ПАВ}} \Delta t = q c(x + \Delta x, t) \Delta t.$$

В момент времени t в элементе объёма пласта было ПАВ:

$$Q_3 = m \Delta V [c(\%t) + \Gamma(\%t)].$$

За время Δt количество ПАВ изменилось и стало равным:

$$Q_4 = m \Delta V [c(\%t + \Delta t) + \Gamma(\%t + \Delta t)],$$

где $\%$ – некоторая точка интервала Δx , в которой концентрация ПАВ равна среднему значению концентрации в элементе объёма ΔV в моменты времени t и $t + \Delta t$.

Составляя уравнение баланса, получим:

$$Q_1 - Q_2 = Q_4 - Q_3.$$

Подставляя значения, можем записать так:

$$q c(x, t) \Delta t - q c(x + \Delta x, t) \Delta t = m \Delta V [c(\%t) + \Gamma(\%t) - c(\%t + \Delta t) - \Gamma(\%t + \Delta t)].$$

Разделив обе части уравнения на $\Delta V \Delta t$ и устремляя Δx и Δt к нулю, получим:

$$m \frac{\partial}{\partial t} [c + \Gamma(c)] + \frac{q}{bh} \frac{\partial c}{\partial x} = 0.$$

Рассмотрим задачу определения скорости продвижения фронта сорбции ПАВ.

Пусть в заводнённый участок пласта шириной $b = 400$ м, толщиной $h = 15$ м, пористостью $m = 0,25$ и с расстоянием между нагнетательной и добывающей галереями $l = 500$ м через нагнетательную галерею закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией c^0 и темпом закачки $q = 500$ м³/сут. ПАВ сорбируется породой по закону Генри $\Gamma(c) = \alpha c$, где α – коэффициент сорбции и $\alpha = 0,2$. При этом пренебрегается переход ПАВ в нефть. Определить скорость продвижения фронта сорбции ПАВ.

Так как по условию задачи адсорбция подчиняется закону Генри ($\Gamma(c) = \alpha c$), то, проведя преобразования, можем записать уравнение баланса водного раствора ПАВ в первоначально водонасыщенном пласте:

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q}{mbh(1+\alpha)} \frac{\partial c}{\partial x} = 0.$$

Для его решения необходимо сформулировать начальное и граничное условия. Они по аналогии с процессом заводнения будут следующими:

$$\begin{cases} c(x, 0) = 0, \\ c(0, t) = c^0. \end{cases}$$

То есть, в начальный момент времени ПАВ в пласте отсутствует, а начиная с момента времени $t = 0$ в пласт закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией закачки $c = c^0$.

Решение уравнения даёт распределение концентрации ПАВ по пласту во времени:

$$c(x, t) = c^0, \quad x \leq \frac{q}{mbh(1+\alpha)} t,$$

$$c(x, t) = 0, \quad x > \frac{q}{mbh(1+\alpha)} t.$$

Видно, что выражение $\frac{q}{mbh(1+a)}$ – не что иное, как скорость фронта сорбции ПАВ, то есть:

$$v_c = \frac{q}{mbh(1+a)} = \frac{v}{m(1+a)},$$

где v – линейная скорость фильтрации.

Тогда скорость фронта численно будет равна:

$$v_c = \frac{q}{mbh(1+a)} = \frac{500}{0,25 \cdot 400 \cdot 15(1+0,2)} = 0,27 \text{ м/сут}$$

Пользуясь аналогичными приёмами, можно моделировать более сложные условия при закачке оторочки, находить частные случаи распределения концентрации ПАВ по пласту и решать задачи об определении оптимальной величины оторочки.

Технологические процессы применения ПАВ при заводнении

Длительными исследованиями процессов вытеснения с применением НПАВ институтом «БашНИПИнефть» было обосновано, что основным ХМ в СССР может быть применение водных растворов ПАВ (например, ОП-10) с концентрацией примерно 0,05 % масс. и величиной оторочки до 20 % порового объема. Для создания такой концентрации в нагнетаемой воде применялось оборудование для долговременного дозирования, устанавливаемое чаще всего на КНС и требующее постоянного контроля.

В последующем выяснилось, что прирост коэффициента вытеснения в реальном коллекторе составляет всего несколько пунктов. Охват пласта при этом практически не изменялся. Это связано с тем, что большинство коллекторов обладают очень высокой удельной поверхностью, на которой способно адсорбироваться громадное количество ПАВ, а прирост коэффициента нефтеотдачи в неоднородных, особенно заводненных пластах, в большей степени определяется коэффициентом охвата. Расход ПАВ при реализации этой технологии оказался очень большим, при технологической эффективности до 200 т дополнительной добычи нефти на 1 т использованного НПАВ.

Модификацией этой технологии стала разработанная в ТатНИПИнефть так называемая «разовая» технология закачки ПАВ. При этом тот же объем товарного ПАВ закачивался в концентрации 10 % масс. с размером оторочки в 0,1 % порового объема. При указанных концентрациях эффективность межфазного воздействия практически не меняется, но уменьшается время создания оторочки. Таким образом, при реализации такого процесса удастся провести создание оторочки в короткое время, обычно за 5-7 сут с использованием автоцистерн и передвижного насосного агрегата.

Для повышения эффективности и расширения области применения большее распространение получили технологии закачки композиций ПАВ. Грамотно подобранные композиции ПАВ являются очень эффективными вытесняющими, нефтеотмывающими агентами. Они позволяют совместить как нефтевытесняющие свойства, так и механизм охвата пласта вытеснением. К таким технологиям относятся разработанные в ТатНИПИнефть технология применения водных дисперсий маслорастворимых НПАВ типа АФ₉₋₆ и технология с использованием композиций НПАВ АФ₉₋₆ и АФ₉₋₁₂ [4].

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

Для высоких минерализаций пластовых и закачиваемых вод нефтяных месторождений Татарстана широкое применение нашли технологии на основе водорастворимых НПАВ как наиболее устойчивых к этим условиям. К сожалению, при использовании минерализованных вод не всегда удается достичь отмывающего эффекта за счет прямого вытеснения с поверхности, так как при этом поверхность силикатов гидрофобизуется (угол натекания воды на углеводород на кварцевой пластинке растет с 80° до 115°) и только лишь снижения величины межфазного натяжения становится недостаточно. В этом случае реализовать отмыв возможно с помощью солубилизации (растворения) остаточной нефти в растворе НПАВ и (или) внесения дополнительной механической (гидродинамической) энергии.

Одним из важнейших элементов увеличения нефтеотдачи пласта, особенно заводненного, является достижение максимального его охвата процессом вытеснения. Технологии на основе водорастворимых НПАВ в условиях месторождений Урало-Поволжья ориентированы на улучшение отмывающих свойств воды, то есть на гидрофилизацию поверхности коллектора, а также на снижение межфазного натяжения на границе «нефть-раствор ПАВ» и перевод нефти в эмульсию прямого типа, и в незначительной степени влияют на охват пласта. Как указывалось выше, в условиях высокой минерализации закачиваемых или пластовых вод эффективность отмыва существенно снижается и энергетически более выгодным может стать увеличение вязкости вытесняющего агента путем образования обратных эмульсий.

Для достижения эмульгируемости углеводорода необходимыми условиями являются снижение межфазного натяжения и наличие механического (гидродинамического) воздействия. В сравнении с водорастворимыми НПАВ – маслорастворимые, в силу большего сродства к углеводороду, легче и быстрее переходят в нефть, способствуя образованию обратных эмульсий.

Сопоставляя результаты ТатНИПИнефть с данными, полученными ранее для водорастворимых НПАВ Г.А. Бабаляном и др., можно сделать вывод о сопоставимой эффективности снижения межфазного натяжения водо- и маслорастворимыми НПАВ типа ОЭАФ, при этом маслорастворимые НПАВ позволяют достичь эффективного эмульгирования остаточной после заводнения нефти. Как это видно из результатов исследования реологических свойств, эмульсионные системы на основе маслорастворимых НПАВ будут работать преимущественно на охват за счет того, что при разбавлении водой в заводненных зонах они резко загущаются, в то же время в нефтенасыщенных зонах их можно продвигать на значительные расстояния за счет снижения вязкости. Указанные эмульсии устойчивы к разбавлению в свободном объеме вплоть до 30-кратного первоначального объема.

С одной стороны, составы, обладающие высокой вязкостью, позволяют существенно увеличить охват, с другой стороны, при этом затрудняется процесс довытеснения (доотмыва) из заводненных зон пласта. Основываясь на закон Дарси, можно сделать вывод о том, что при фиксированном перепаде дав-

ления, создаваемом при вытеснении оторочки композиционной системы, глубина проникновения ее обратно пропорциональна вязкости. Для регулирования вязкостных характеристик эмульсий при сохранении их поверхностно-активных свойств наиболее эффективны композиционные системы, содержащие масло- и водорастворимые НПАВ, воду и, при необходимости, углеводород. На Сиреневском месторождении в Татарстане успешно применялась оторочка композиции растворов НПАВ АФ₉₋₆ и АФ₉₋₁₂.

При оценке возможности образования обратных эмульсий следует учитывать, что важную роль играет насыщенность углеводородами зоны, вплотную примыкающей к скважине. При наличии достаточного объема углеводорода значительные гидродинамические силы в этой области будут способствовать эффективному образованию обратных эмульсий. Для условий высокой обводненности предусматривается дополнительное введение углеводорода или непосредственно в композиционную систему, или в призабойную зону пласта.

Для сопоставления вытеснения коэффициента нефтеизвлечения за счет отмывающих свойств ПАВ и за счет охвата системами на основе композиций водо- и маслорастворимых НПАВ рассмотрим случаи вытеснения оторочкой водорастворимого НПАВ нефти из элемента пятиточечной системы, разрабатываемого заводнением сточной (минерализованной) водой пласта, а также увеличения охвата такого же элемента эмульсионной системой с повышенной вязкостью. Примем прирост коэффициента вытеснения в первом случае по результатам БашНИПИнефть равным 3-5 %, для оценки изменения охвата пласта вытеснением примем величину коэффициента охвата пласта по исследованиям Р.Т. Фазлыева на основе решения интегро-дифференциального уравнения движения границы двух развязких жидкостей в пористой среде [5]:

$$\eta = 0,718[(1+\mu_0)/(2\mu_0)]^{0,5} \quad , \quad (16.2)$$

где η – коэффициент охвата пласта вытеснением до прорыва вытесняющего агента;

μ_0 – соотношение величин вязкости жидкостей перед и за фронтом вытеснения.

Эффективность действия НПАВ в составе отмывающей и эмульгирующей композиций оценим по приросту коэффициента нефтеотдачи и объему пласта, в котором может происходить доотмыв нефти с поверхности породы, а также существовать обратная эмульсия с радиусом частиц дисперсной среды до $r = 20; 100; 1000$ мкм (блокирование капилляров с соответствующим средним радиусом пор). Примем объем потребного количества ПАВ в обоих случаях одинаковым, адсорбцию в рассматриваемых объемах пренебрежимой. Основным фактором, ограничивающим действие систем на основе ПАВ, примем разбавление их водой и углеводородом до предельной его концентрации, при которой сохраняются технологические свойства.

Рассчитаем величину предельной межфазной площади S_{∞} , стабилизируемой НПАВ из раствора с концентрацией 10 % масс. (0,2 моль/л) и объемом 1 л :

$$S_{\infty} = (c_0 - c_{\text{ост.}}) \cdot V_{\text{непр.}} / \Gamma_{\infty},$$

где c_0 – начальная концентрация эмульгатора в объеме дисперсионной среды;

$c_{\text{ост.}}$ – равновесная концентрация в объеме дисперсионной среды после эмульгирования;

$V_{\text{непр.}}$ – объем непрерывной фазы;

Γ_{∞} – величина предельной адсорбции.

В соответствии с результатами исследований поверхностного натяжения по уравнению Гиббса (16.1) определим величину предельной адсорбции Γ .

Для расчетов используем величины концентраций НПАВ и соответствующих межфазных натяжений при предельной адсорбции, которые соответствуют началу выхода на прямую (линейную зависимость) и вплоть до достижения критической концентрации мицеллообразования. Рассмотрим следующие диапазоны изменения величин поверхностного натяжения и логарифма концентраций НПАВ (табл. 16.1).

Расчетные величины для определения величин предельной адсорбции
(диапазон изменения)

Разность величин поверхностного натяжения, мДж/м ² $\Delta\sigma = \sigma_{\infty} - \sigma_{\text{ККМ}}$	Разность величин логарифмических концентраций, $\Delta \ln c = \ln c_{\text{ККМ}} - \ln c_{\infty}$
5	0,2
10	0,4
15	0,6
20	0,8
25	1,0

Произведем оценку эмульгирующей способности НПАВ типа АФ₉₋₆ для зависимости поверхностного натяжения дисперсии в минерализованной воде [4], где для температуры 300 К величина Γ_{∞} составляет 10^{-5} моль/м² и величина предельной межфазной площади S_{∞} составит для 1 литра исходного 10 %-го раствора АФ₉₋₆ при полном переходе НПАВ на межфазную границу около 2000 м². При учете неполного перехода НПАВ в связи с уходом в водную фазу, а также незначительной адсорбции маслорастворимого НПАВ из углеводородного раствора величину S_{∞} примем равной 1800 м².

Взяв конечное содержание водной фазы в эмульсии равным 1 %, оценим объем эмульсии через объем дисперсной фазы, образуемой водой в виде шарообразных дисперсных частиц объемом в $4/3 \pi r^3$ с площадью поверхности $4\pi r^2$.

Для характеристики действия эмульсии оценим возможный ее объем в оторочке следующим образом:

- определим число дисперсных частиц: $n = S_{\infty} / (4 \pi r^2)$;
- определим объем дисперсной фазы $V_{\text{в}} = 4/3 \pi r^3 \cdot n = r S_{\infty} / 3$;
- определим объем эмульсии в целом при разбавлении углеводородом до концентрации водной фазы, равной 1 %.

Для заданных соотношений один объем оторочки композиции ПАВ позволит получить следующие объемы эмульсионной системы (табл. 16.2):

Объемы эмульсионной системы для различных размеров дисперсных частиц

Радиус дисперсных частиц, мкм	Относительные объемы эмульсионной системы
20	0,6
100	6
1000	60

При этом следует отметить, что, увеличивая размер дисперсных частиц, мы увеличиваем объем дисперсной системы, но в то же время глубина обработки будет снижаться из-за капиллярного удержания этих частиц, при этом ускорится блокирование наиболее проницаемых, промытых зон.

Величину минимальной концентрации водорастворимого ПАВ для достижения отмывающего эффекта примем равной по исследованиям БашНИПИ-нефть 0,05 %. Тогда с помощью 10 %-го раствора ПАВ можно обработать максимально до 200 частей порового объема (без учета адсорбции и перехода НПАВ в нефть) раствором с предельной концентрацией 0,05 % для достижения в указанном объеме доотмыва нефти 3-5 %.

При расчете прироста коэффициента охвата по (16.1) принято соотношение вязкостей μ_0 , равным 1 для эмульсионной системы и 10 для сравнения с базой при вытеснении девонской нефти водой. Как известно, величины коэффициентов вытеснения и охвата вытеснением в равной степени – в качестве множителей, определяют при расчете величину коэффициента нефтеотдачи. В нашем случае полученный при расчете по уравнению (16.1) прирост коэффициента охвата с применением эмульсионной системы составил 19 %, что, как видно при сравнении, существенно выше, чем прирост коэффициента вытеснения (3-5 %) в сопоставимых объемах пласта (10-200 объемов исходной оторочки НПАВ), также по отношению к заводнению. А это значит, что для элементов с одинаковыми (близкими) исходными величинами коэффициентов вытеснения и охвата вытеснением прирост коэффициента нефтеотдачи при использовании композиционной системы будет существенно выше, чем при применении оторочки водорастворимого НПАВ. Эта разница будет нарастать для условий более поздней стадии разработки в неоднородных коллекторах, когда прирост коэффициента охвата будет становиться более значимым и, наоборот, будет меньше для начальных стадий применения указанных методов.

Лекция №17

План:

1. Щелочное заводнение (alkaline flooding).
2. Применение полимерного воздействия (polymer flooding).
3. Модифицированные полимерные технологии.

Щелочное заводнение

Основной механизм нефтевытесняющего действия щелочи такой же, как и при применении ПАВ. При контакте водного раствора щёлочи с нефтью (а точнее с нефтяными кислотами) происходит химическая реакция, продуктами которой являются различные ПАВ, преимущественно анионные.

Таким образом, возможность эффективного применения этого метода очень тесно связана с химическим составом и свойствами нефти. В этом отношении важной характеристикой является кислотное число нефти.

Кислотное число (КЧ) – это количество миллиграммов гидроксида калия (KOH), необходимое для нейтрализации 1 г нефти. Кислотное число определяют по результатам титрования навески нефти спиртовым раствором KOH.

В соответствии с кислотным числом определяется активность нефти:

- 1) неактивная нефть, КЧ = 0,01-0,1 мг/г;
- 2) малоактивная нефть, КЧ = 0,1-0,3 мг/г;
- 3) активная нефть, КЧ = 0,3-1 мг/г;
- 4) высокоактивная нефть, КЧ > 1 мг/г.

Все основные расчёты для этой категории МУН будут схожи с расчётами для закачки водного раствора ПАВ.

Практический аспект применения щёлочи.

Щелочное заводнение в последнее время в чистом виде практически не применяется. Раньше на этот метод возлагались большие надежды, связанные с тем фактом, что при проведении лабораторных исследований, при относитель-

но низких концентрациях щёлочи в воде (десятые и сотые доли %) межфазное натяжение на границе нефть-вода резко снижалось. Именно поэтому в первых реализациях технологий ориентировались на диапазон концентраций, при которых межфазное натяжение относительно низкое. Однако в последующем выяснилось, что межфазное натяжение в действительности снижается недостаточно, чтобы существенно повлиять на коэффициент вытеснения. Это связано с тем, что в результате реакции щелочи с кислыми компонентами нефти генерируются анионные ПАВ, концентрация которых не достигает оптимальных величин.

Кроме того, в ходе экспериментов выяснилось, что межфазное натяжение существенно снижается только в начальный момент времени, а затем достаточно быстро восстанавливается практически до начального.

Если использовать щёлочь для повышения коэффициента вытеснения, то необходимо иметь в виду, что этот химический агент, помимо основной реакции с нефтью, вступает в реакцию с солями пластовой воды и породой. В результате значительная часть щёлочи может нейтрализоваться на небольшом расстоянии от нагнетательной скважины и для реализации щелочного заводнения потребуются большие объёмы щелочи. Хотя при этом может реализоваться фактор увеличения охвата пласта вытеснением, но товарная щелочь – дорогостоящий реагент, поэтому в качестве осадкообразующих составов эффективнее применять дешёвые реагенты – глинистый раствор (полимер-дисперсные системы), а также различные отходы, такие как активный ил очистных сооружений, сульфат-спиртовая барда – отход целлюлозно-бумажной промышленности.

В этом отношении щелочное заводнение может рассматриваться как очень перспективная технология, если использовать его совместно с полимерами и ПАВ (метод ASP), так как адсорбция и ПАВ и полимеров в щелочной среде существенно более низкая, чем в кислой, поэтому в такой комбинации реализуется синергетический эффект (т.е. сверхсуммарный).

Применение полимерного воздействия

Принципиально применение полимера в процессах заводнения формализуется как активная примесь, воздействующая на вязкостную составляющую процесса вытеснения, поэтому уравнение неразрывности концентрации при движении раствора полимера принимаются аналогично расчетам с использованием ПАВ (см. лекцию №15).

Чаще всего в процессах воздействия на пласты и призабойную зону скважин применяют следующие виды полимеров – полиакриламиды и биополимеры.

Молекула гидролизованного полиакриламида представляет собой цепочку мономеров и его мономер может быть изображен в следующем виде (рис. 17.1). При этом молекулярная масса полимера определяет вязкость раствора, а содержание анионных компонентов (звеньев акриловой кислоты) – X определяет растворимость в воде (табл. 17.1). При наличии солей жесткости величина анионности определяет устойчивость к «высаливанию» полимера.

Таблица 17.1

Основные характеристики полимеров на основе полиакриламида

Молекулярная масса, млн. Dalton	Низкомолекулярные	Среднемолекулярные массы	Высокомолекулярные
	0,05-3	3-10	> 10
Содержание анионной части, масс. %	Плохо растворимые в воде	Промежуточная растворимость	Хорошо растворимые в воде
	3-5	5-10	10-15

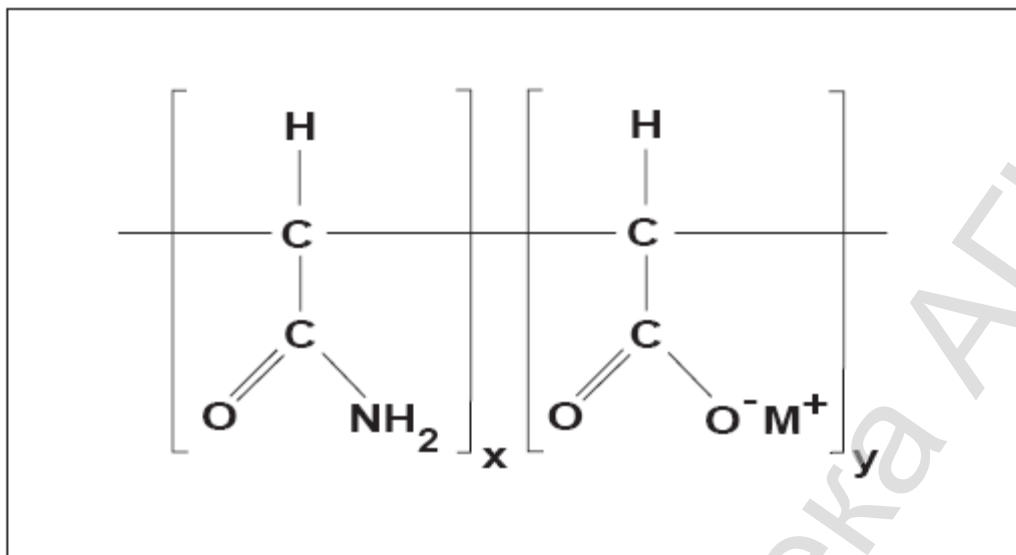


Рис. 17.1 Структура мономера молекулы полиакриламида

К биополимерам, промышленно выпускаемым для процессов нефтяной промышленности, относятся, в первую очередь, ксантановые. Они являются метаболитом (продуктом жизнедеятельности) бактерий вида *Xantamonas campestris*. Отличительной особенностью биополимеров от полиакриламидов является их большая соле- и термоустойчивость.

Фактор сопротивления, фактор остаточного сопротивления

При расчетах процессов полимерного заводнения важное значение имеет величина фактора сопротивления R , оказываемого полимерной оторочкой при продвижении в пласте, по сравнению с сопротивлением при заводнении. На этот процесс оказывают влияние как адсорбция полимера, так и физическое удержание («застревание») молекул полимера в небольших порах (рис. 17.2). При этом для характеристики влияния этого процесса на движение жидкости используются соотношения подвижностей при движении воды и полимерного раствора:

$$R = \frac{k_e}{m_e} / \frac{k_{np}}{m_{np}},$$

где k_g и k_{np} – соответственно, относительные фазовые проницаемости, а μ_g и μ_{np} – коэффициенты динамической вязкости воды и полимерного раствора.



Рис. 17.2 Удержание молекул полимера в пористой среде

Кроме того, при применении оторочек полимерных растворов значительную роль играет процесс десорбции и, в меньшей мере, вовлечение физически удержанных молекул полимера при проталкивании оторочки полимера закачиваемой водой. Этот процесс характеризуется остаточным фактором сопротивления $R_{ост}$:

$$R_{ост} = \frac{k_g}{m_g} / \frac{k_{npв}}{m_{npв}},$$

где k_g и $k_{npв}$ – соответственно, относительные фазовые проницаемости, а μ_g и $\mu_{npв}$ – коэффициенты динамической вязкости воды и полимерного раствора в вытесняющей оторочку воде.

Область применения полимерного заводнения

Классический вариант полимерного заводнения – это использование больших объемов (десятков процентов от объема пор пласта) слабokonцентрированных растворов полимеров (примерно 0,05 % масс.).

Практика применения подобной технологии в промышленных условиях не подтвердила экономическую эффективность этой технологии.

В ходе промышленных испытаний выяснилось, что при использовании малokonцентрированных растворов полимера фактор остаточного сопротивления оказывается очень низким.

Проницаемость пористой среды при прокачке полимерного раствора снижается вследствие адсорбции молекул полимера на поверхности поровых каналов. Однако чем больше проницаемость, тем меньше удельная поверхность пористой среды, а значит, меньше адсорбция и, следовательно, фактор остаточного сопротивления. Это главная причина, по которой сегодня практически не применяется классический вариант полимерного заводнения.

В последнее время широкое применение в нефтедобыче нашли модифицированные полимерные системы, позволяющие управлять их технологическими свойствами в зависимости от геологических условий конкретного объекта и состояния его разработки. Среди модифицированных технологий полимерного воздействия можно выделить сшитые полимерные системы (СПС). Применяемые сегодня технологии предполагают использование относительно небольших объемов растворов полимеров, в которые добавляют какие-либо сшивающие агенты, для того, чтобы между отдельными молекулами полимера создавалась связь. По этой схеме практически реализуется обработка призабойной зоны пласта нагнетательной скважины. В качестве сшивателей используются соли поливалентных металлов, способные образовывать множественные связи с молекулами полимеров, образуя разветвленные структуры с высокими реологическими свойствами. Сшивающий агент превращает полимерный раствор в гель (иногда полимер сшивается так плотно, что образовавшийся состав напо-

минает резину). В ряде случаев используют предварительно сшитые сухие полимерные составы, которые набухают, увеличиваясь в свободном объеме до 5-6 раз при контакте с пресной водой и в 2-3 раза при контакте с минерализованной (из таких составов изготавливают, например, детские «памперсы») для использования в процессах водоизоляции.

Сущность метода с применением сшитых полимерных систем заключается в добавке к закачиваемому в пласт раствору полимера незначительных количеств сшивающего агента, под действием которого происходит структурирование («сшивка») макромолекул полимера в пористой среде с образованием микрогелевых частиц. В этом случае сшивающий агент присоединяется к двум соседним реакционноспособным группам одной и той же полимерной молекулы. При реализации таких технологий можно предусмотреть использование медленно сшивающихся композиций «полимер-сшиватель», вследствие чего их можно подавать вглубь высокопроницаемых зон пласта на значительные расстояния и, следовательно, эффективно регулировать распределение потоков в пластах.

Разновидностью применения СПС является технология ВУС-полимерного заводнения, сущность которой заключается в том, что в процессе закачки оторочки полимера призабойная зона нагнетательных скважин по мере необходимости обрабатывается небольшими (30-100 м³) объемами СПС, имеющими малое (4-24 час) время гелеобразования. В этом случае сшивающий агент присоединяется к реакционноспособным группам, принадлежащим разным полимерным молекулам. Получающиеся гидрогели обладают очень низкой подвижностью, высоким начальным градиентом сдвига и ярко выраженными вязкоупругими свойствами.

Основные геолого-физические условия эффективного применения технологий полимерного воздействия (со сшивателем и без него) представлены в табл. 17.2.

Геолого-физические условия эффективного применения технологий полимерного воздействия

Параметры	Технология воздействия		
	Полимерное заводнение	ВУС-полимерное воздействие	Полимерное воздействие с сшивающими реагентами (СПС)
Тип и физико-химические свойства коллектора	Терригенный и карбонатный без трещин, глинистость не более 10 %	Терригенный и карбонатный, допускается слабая трещиноватость, глинистость не более 10 %	Терригенный и карбонатный, допускается трещиноватость, глинистость не более 10 %
Проницаемость пласта, мкм ²	от 0,2 до 1,0	0,2 до 1,0	от 0,2 до 1,0
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	от 10 до 100	от 3 до 100	от 3 до 100
Пластовая температура, °С	- до 90 для раствора в пресной воде - до 70 для раствора в минерализованной воде	до 90	до 90
Состав растворителя (воды)	Чувствительность к высокому содержанию солей жесткости. Допустимо содержание железа и H ₂ S до 2 мг/л	Нет ограничений	Нет ограничений

Свойства полимерных растворов или сшивающихся систем на их основе во многом определяются характеристиками растворителя. Это делает необходимым выбор растворителя с учетом характеристик полимера, сшивающего агента, типа объекта воздействия, а также технологии полимерного воздействия.

Физико-химический состав вод, используемых для приготовления полимерных растворов, а также наличие в воде примесей естественного и искусственного происхождения оказывают существенное влияние на технологические свойства растворов полимеров и композиций на их основе и, прежде всего, на растворимость полимеров, подверженность деструкции, вязкостные, вязкоупругие и фильтрационные характеристики полимерных растворов.

Полимерные молекулы в водном растворе под действием различных факторов могут необратимо разрушаться вследствие их деструкции или деградации. Деструкция уменьшает молекулярную массу полимера и, как следствие,

загущающую способность – основу эффективности его применения в качестве вытесняющего агента.

Деструкция может быть химической, термической, механической или сдвиговой и микробиологической. Химическая деструкция происходит вследствие взаимодействия кислорода воздуха с полимерными молекулами. В случае использования обескислороженной воды предельная пластовая температура для растворов в пресной воде равна 90 °С. При температуре выше 130 °С наступает термическая деструкция.

Механическая деструкция обусловлена разрывом макромолекул полимера или их агрегатов при высоких скоростях движения, т.е. при движении полимерных растворов по трубам, насосам, через перфорационные отверстия и в призабойной зоне пласта. Микробиологическая деструкция полимерных молекул может происходить под действием аэробных бактерий, которые развиваются в призабойной зоне пласта при закачке их с водой, вследствие окисления нефти. Величина деструкции оценивается по специальным методикам, а в качестве параметра – коэффициента стойкости, применяется отношение вязкостных характеристик раствора полимера после деструктирующего воздействия к вязкости исходного раствора.

Для сохранения свойств полимерных составов предусматривается использование водорастворимых стабилизаторов окислительной и биологической деструкции. Стабилизаторы окислительной деструкции чаще всего представлены соединениями серы. В качестве стабилизаторов биологической деструкции полимеров используются органические соединения, обладающие дезинфицирующими свойствами, – бактерициды. Часто эти стабилизаторы уже присутствуют в товарной форме полимера.

Полимерные реагенты для технологий добычи нефти производятся различными фирмами. Основные требования к сухим порошкообразным полиакриламидам приведены в табл. 17.3.

Таблица 17.3

Основные требования к физико-химическим и технологическим свойствам полиакриламидов

Параметры	Технические требования
Товарная форма	Порошок
Дисперсность порошка, % вес. фракции с размером частиц: ≤ 0,25мм ≥ 1,00мм	≤ 10 ≤ 10
Содержание основного вещества, % вес.	≥ 90
Содержание нерастворимых веществ, % вес.	≤ 0,30
Молекулярная масса, млн. дальтон (D)	0,05-20
Характеристическая вязкость, дл/г	15-20
Степень гидролиза (анионность), % мол.	5-30
Время растворения, мин в пресной воде сточной воде	≤ 60 ≤ 240
Коэффициент стойкости к механической деструкции, д. ед. в пресной воде в сточной воде	≥ 0,50 ≥ 0,50
Коэффициент солестойкости, д. ед.	≥ 0,8
Коэффициент стойкости к термоокислительной деструкции в пресной/сточной воде через 30 сут	≥ 0,8

В качестве сшивающих агентов чаще всего используют соли поливалентных металлов (алюминия, хрома). Соединения хрома – один из широко применяемых сшивающих агентов. В связи с высокой токсичностью хрома в шестивалентной форме и вредным влиянием его на окружающую среду чаще используют при шивке соли хрома, в которых содержится хром меньшей валентности – Cr^{+3} . Технологии применения СПС на основе растворов полиакриламида и хрома (+3) отличаются простотой реализации, широким диапазоном регулируемости времени гелеобразования, слабой чувствительностью к изменению пластовых характеристик коллектора и флюидов и т.д. Однако слабая изученность экосистем с точки зрения возможности окисления трехвалентной

формы хрома в шестивалентную, а также возможное присутствие Cr^{+6} в товарном продукте, содержащем соли хрома в трехвалентной форме, привели к определенным ограничениям в использовании технологий на базе соединений хрома в ряде западных стран.

В последнее время большие усилия прилагаются к поиску альтернативного хрому сшивающего агента. Среди предложенных реагентов перспективными считаются соли алюминия, в том числе и цитрат алюминия. В ТатНИПИнефть разработаны капсулированные полимерные системы (КПС), в качестве сшивателя в них используются сульфаты алюминия.

Отбираемые для промысловых испытаний СПС должны отвечать различным технологическим требованиям (воздействие на призабойную зону или глубокая обработка пласта) в зависимости от решаемой задачи.

В случае, когда воздействие осуществляется на призабойную зону и ограничивается радиусом обработки, равным 0,5-2 м, СПС, называемая в этом случае вязкоупругим составом (ВУС), характеризуется малым временем гелеобразования до 24 час, обеспечивает высокие фильтрационные характеристики и обладает начальным градиентом сдвига. Технологические требования к ВУС даны в табл. 17.4.

Таблица 17.4

Технологические требования к ВУС для воздействия на призабойную зону пласта

Показатели	Величины
Начальная вязкость исходной композиции, раствора, мПа·с	20-200
Время гелеобразования, час	1-24
Период сохранения технологических свойств в пластовых условиях, сут	не менее 90
Степень снижения проницаемости (остаточный фактор сопротивления), отн. ед.:	
– для пористой среды	100-10000
– для трещин (раскрытие 0,2-0,3 мм)	50-1000
Начальный градиент давления сдвига, МПа/м:	
– для пористой среды	не менее 0,1
для трещин (раскрытость 0,2-0,3 мм)	не менее 0,2

Основным отличием СПС, используемых для глубокой обработки пласта с радиусом обработки больше 2 м, являются следующие технологические характеристики (табл. 17.5).

Таблица 17.5

Технологические требования к СПС, используемым для глубокой обработки пласта

Показатели	Величины
Начальная вязкость исходной композиции, мПа·с	не более 20
Время гелеобразования, сут	2-20
Фильтруемость композиции СПС до начала сшивки	хорошая
Фактор сопротивления при закачке исходной композиции СПС, отн.ед.	не более 20
Остаточный фактор сопротивления, отн. ед. – для пористой среды – для трещин (раскрытость 0,2-0,3 мм)	10-1000 10-100
Начальный градиент давления сдвига, МПа/м – для пористой среды – для трещин (раскрытость 0,2-0,3 мм)	не менее 0,01 не менее 0,01
Период сохранения технологических свойств СПС в пластовых условиях (остаточный фактор сопротивления), сут.	не менее 365

Таким образом, в зависимости от геолого-физических параметров пластов, состояния разработки месторождения и экономических ограничений могут быть реализованы различные технологии применения сшитых полимерных систем для увеличения нефтеотдачи.

Важным параметром композиции для получения ВУС является время гелеобразования (τ_r) – время, за которое композиция превращается в гель. Время гелеобразования должно быть больше времени от момента получения композиции до окончания закачки ее в пласт. При течении композиции в трубопроводах и в пористой среде она подвергается так называемому сдвиговому воздействию, характеризуемому скоростью сдвига (γ , сек⁻¹). При очень больших скоростях сдвига, например, в ЭЦН, эжекторах, может происходить механический разрыв молекул полимера.

Для оценки влияния скорости сдвига на вязкость полимерных систем используют модель Карре (рис. 17.3), позволяющую оценивать неньютоновские свойства системы:

$$\frac{m - m_{\infty}}{m_0 - m_{\infty}} = \left[1 + (tg)^2 \right]^{(n-1)/2}$$

где μ – вязкость системы;

μ_0 – вязкость системы при нулевой скорости сдвига;

μ_{∞} – вязкость системы при бесконечно высокой скорости сдвига;

τ – константа релаксации;

n – показатель экспоненциального закона ($n < 1$).

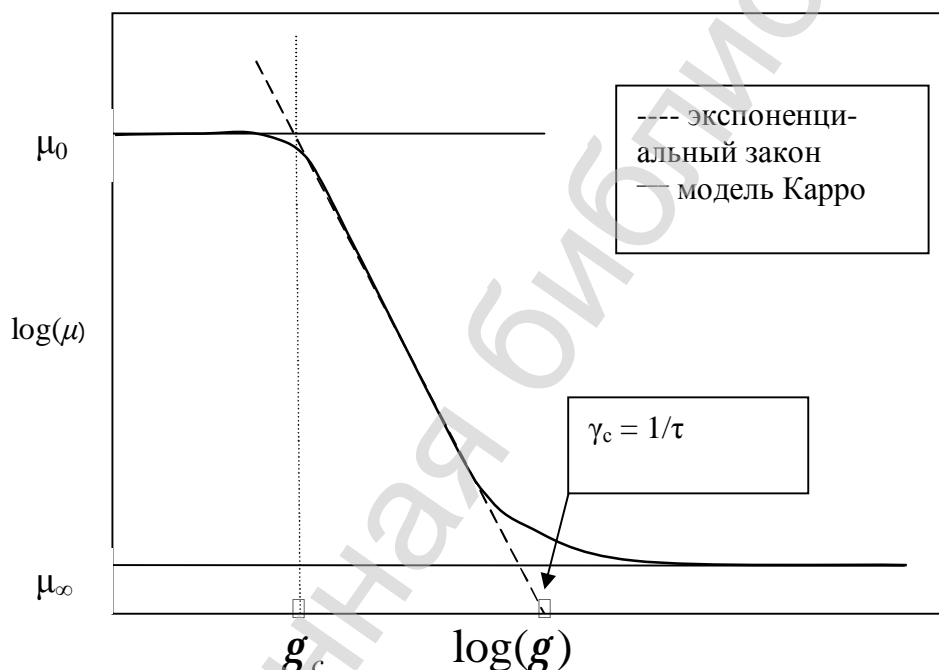


Рис. 17.3 Модель Карре для вязкости полимерных систем

Исследования влияния этого фактора на время гелеобразования показали, что время гелеобразования увеличивается с увеличением времени воздействия (τ_b) и скорости сдвига. При больших величинах τ_b и τ_r или при условии $\tau_b > \tau_r$ (время гелеобразования меньше времени закачки композиции) гелеобразование

может не происходить после прекращения течения ($\tau_r \rightarrow \infty$), и технологический эффект не будет достигаться.

Для предотвращения этой ситуации необходимо наличие возможности регулировать время гелеобразования. Простейшим способом регулирования τ_r является подбор типа (марки) полимера и сшивателя, варьирование их концентраций, кроме того, возможно регулирование времени гелеобразования путем изменения величины рН раствора. Установлено, что СПС, полученные на основе цитрата алюминия, чувствительны к типу цитрата алюминия и полимера, на их прочность влияет окружающая среда (в частности, величина рН). Эти системы не такие прочные, как полученные с использованием солей хрома.

Кроме того, для образования СПС расход цитрата алюминия на порядок выше по сравнению с ацетатом хрома (20 ммоль в пересчете на алюминий по сравнению с 1 ммоль для хрома). Однако, согласно экологической точке зрения, гели, полученные на основе цитрата алюминия и частично гидролизованного полиакриламида, могут быть перспективными системами.

Модифицированные полимерные технологии

1. Среди модифицированных технологий полимерного воздействия следует отметить технологию на основе полимердисперсных систем (глинистый раствор и полиакриламид в качестве флокулянта), а также модификаций на ее основе. При реализации этой технологии полимерно-дисперсная система приобретает вязкоупругие свойства в процессе продвижения по пласту за счет образования полимерно-минеральных комплексов из дисперсных частиц глинистой суспензии и дисперсных частиц пласта. Существует множество модификаций этой технологии, включающих использование других реагентов (ПАВ, растворителей, щелочных составов), а также сшивателей (солей алюминия).

2. Разработанная в ТатНИПИнефть технология капсулированных полимерных систем (КПС) позволяет за счет образования микрогелевых частиц воды, стабилизированных сшитыми полимерными молекулами, резко снизить затраты на полимер, так как концентрация его в этом случае в 10 и более раз ни-

же, чем при СПС. Величины образующихся микрогелевых частиц могут быть с помощью подбора концентраций полимера и сшивателей адаптированы таким образом, чтобы превышать средние размеры поровых каналов и эффективно создавать фильтрационные сопротивления в необходимых зонах пласта.

3. Использование эфиров целлюлозы широко практиковалось в промышленных жидкостях в бурении – это карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ). Для целей увеличения нефтеотдачи были опробованы и применяются также и другие эфиры целлюлозы – метилметилцеллюлоза, оксиэтил- и гидроксипропилцеллюлоза. Для поздней стадии в качестве аналогов СПС и ВУС могут использоваться эфиры целлюлозы со сшивателями, такими же, что применяются с полиакриламидами – соли поливалентных металлов: алюминия, хрома, железа.

Лекция №18

План:

1. Термические МУН, краткая классификация.
2. Нагнетание горячей воды.
3. Расчет изменения температурного поля пласта по схеме Ловерье.

Термические МУН, краткая классификация

Самое большое количество проектов в мире по увеличению нефтеотдачи связано с применением термических методов.

К термическим методам принято относить:

- 1) закачку горячей воды;
- 2) закачку пара;
- 3) внутрислоевого горение.

Важной особенностью первых двух технологий является то, что эффект от их применения отложен во времени. Пока значительный объём пласта не будет прогрет, эффекта от закачек не будет. Поэтому нередко эти технологии используются в виде тепловых обработок призабойных зон добывающих скважин, причем даже при воздействии паром, горячей водой и горением в качестве МУН, на первом этапе нередко проводятся тепловые ОПЗ добывающих и нагнетательных скважин до создания между ними гидродинамической связи.

Нагнетание горячей воды

Повышение температуры нефти, воды и породы влечет за собой: снижение вязкости жидкостей; тепловое расширение твёрдого тела и жидкостей; изменение межфазного взаимодействия на границе нефть–вода, степени десорбции веществ, осаждающихся при определенных условиях на стенках пор коллектора; изменение смачиваемости и ряд других физико-химических процессов.

Как при изотермическом вытеснении нефти водой в пористой среде, так и при различных температурах нефти и воды, влияние температуры на движение фронта и теплообмен заключается:

- в снижении вязкостей и изменении отношения подвижностей нефти и воды;
- в изменении остаточной нефтенасыщенности и относительной фазовой проницаемости;
- в тепловом расширении коллектора и насыщающих его жидкостей.

Закачка горячей воды, также как и пара, очень дорогостоящее мероприятие, поскольку необходимо специальное обустройство, включающее генерацию тепла (парогенератор), специальные теплоизолированные коммуникации, специальные конструкции скважин, а вода требует специальной подготовки до введения в парогенераторы. Кроме того, говоря о тепловых методах, следует иметь в виду, что объёмы закачиваемого теплоносителя велики (оторочки могут достигать величин поровых объёмов), а эффект часто отложен во времени.

Эффективность вытеснения нефти нагретой водой ниже, чем её вытеснение паром в силу низкой теплоемкости воды. Поэтому использовать эту технологию рекомендуется в тех случаях, когда нагнетание пара неприемлемо или затруднительно. Например, при разработке глубокозалегающих пластов, когда теплоноситель должен подаваться под высоким давлением, а также подогретой минерализованной водой при наличии в пласте глин, разбухающих от пресной воды.

Необходимость закачки горячей воды может возникнуть и на месторождении с маловязкой нефтью в случае, если температура выпадения парафина практически равна начальной пластовой температуре. В этом случае закачка холодной воды сразу приведёт к кристаллизации парафина и большим проблемам. Например, на месторождении высокопарафинистой нефти Узень в Казахстане используется нагнетание горячей воды и путевой подогрев добытой нефти.

Расчет изменения температурного поля пласта по схеме Ловерье

При проектировании тепловых методов сначала рассчитывается изменение температурного поля пласта.

Температурное поле пласта рассчитывается путём решения *уравнения неразрывности температуры*. Для одномерного случая оно записывается следующим образом:

$$I_{Tx} \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} - v_{ж} c_{ж} r_{ж} \frac{\partial T}{\partial x} + I_{Tz} \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} = c_{\Pi} r_{\Pi} \frac{\partial T}{\partial t}, \quad (18.1)$$

где I_T – коэффициент теплопроводности;

$v_{ж}$ – скорость движения жидкости;

$c_{ж}$ – удельная объёмная теплоёмкость;

$I_{Tx} \frac{\partial^2 T}{\partial x^2}$ – изменение температуры за счёт теплопроводности;

$v_{ж} c_{ж} r_{ж} \frac{\partial T}{\partial x}$ – конвективный перенос тепла;

$I_{Tz} \frac{\partial^2 T}{\partial z^2}$ – теплопотери в выше- и нижележащие пласты;

$c_{\Pi} r_{\Pi} \frac{\partial T}{\partial t}$ – изменение температуры пласта во времени;

c_{Π} – удельная объёмная теплоёмкость пластовой системы (жидкость и порода):

$$c_{\Pi} r_{\Pi} = (1 - m) c_{ск} r_{ск} + m c_{ж} r_{ж}.$$

Теплопотери в кровлю и подошву пласта (рис. 18.1) являются большой проблемой при термическом воздействии на пласт. Причём, чем тоньше пласт, тем больше удельные потери.

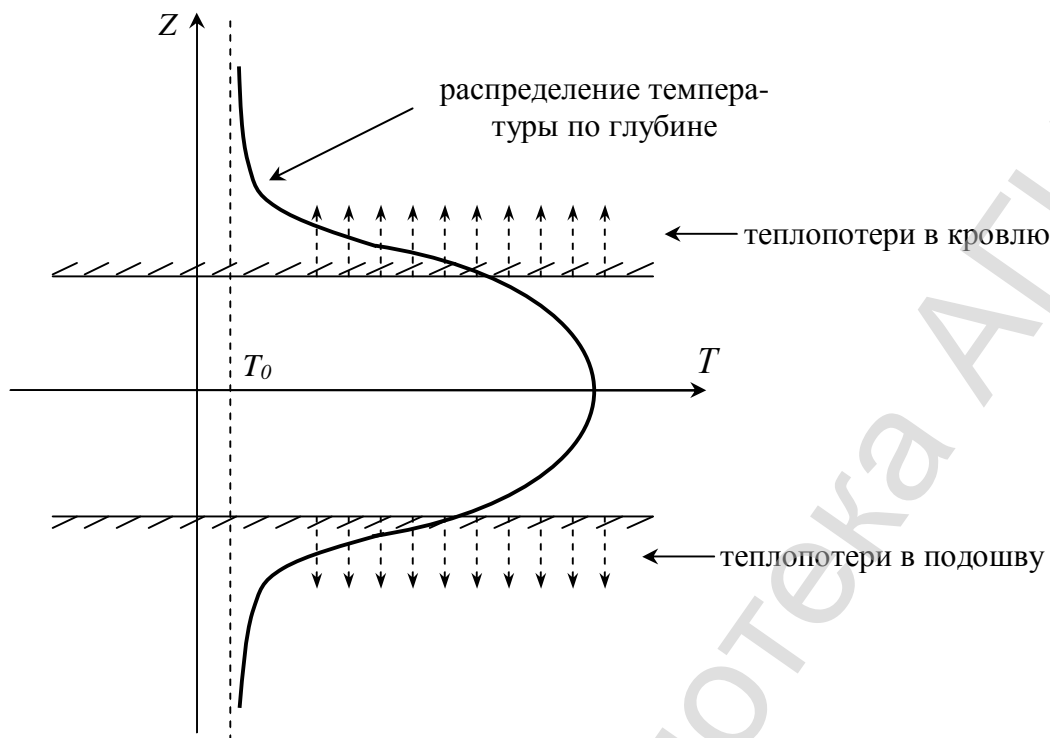


Рис. 18.1 Распределение температуры внутри и вблизи продуктивного пласта при закачке теплоносителя

Решение уравнения (18.1) при соответствующих условиях (потери тепла только в бесконечные по толщине кровлю и подошву, теплоемкость нагретого пласта пренебрежимо мала, а теплопроводность его в вертикальном направлении бесконечно велика) получило название *формулы Ловерье*:

$$\frac{T(x,t) - T_0}{T_3 - T_0} = \operatorname{erfc} \left[\frac{x}{2\sqrt{b(t-x)}} \right] S(t-x),$$

где X – баланс между сообщаемым теплом и потерями:

$$X = \frac{4I_1 x}{v_g c_g r_g h^2} \text{ – для плоскопараллельного случая;}$$

$$X = \frac{4pl_1 r^2}{q_g c_g r_g h} \text{ – для плоскорадиального случая;}$$

$T(r,t)$ – значение температуры на расстоянии r от скважины через время t ;

T_0 – начальная пластовая температура;

T_3 – температура на забое;

$\operatorname{erfc}(x)$ – дополнительная функция ошибки, $\operatorname{erfc}(x) = 1 - \operatorname{erf}(x)$;

l_1 – коэффициент теплопроводности окружающих пород;

t – безразмерное время:

$$t = \frac{4l_{\Pi}t}{c_{\Pi}r_{\Pi}h^2};$$

$$b = \frac{c_{\Pi}r_{\Pi}}{c_{on}r_{on}} \text{ – отношение удельных объёмных теплоёмкостей пласта и окружающих пород;}$$

$s(t-x)$ – единичная функция Хевисайда может принимать только два значения:

$$s(t-x) = \begin{cases} 1, & \text{при } t > x \\ 0, & \text{при } t \leq x \end{cases}$$

При закачке горячей воды в пласте образуются два фронта (рис. 18.2) – тепловой фронт (окончание зоны 1) и фронт вытеснения (окончание зоны 2).

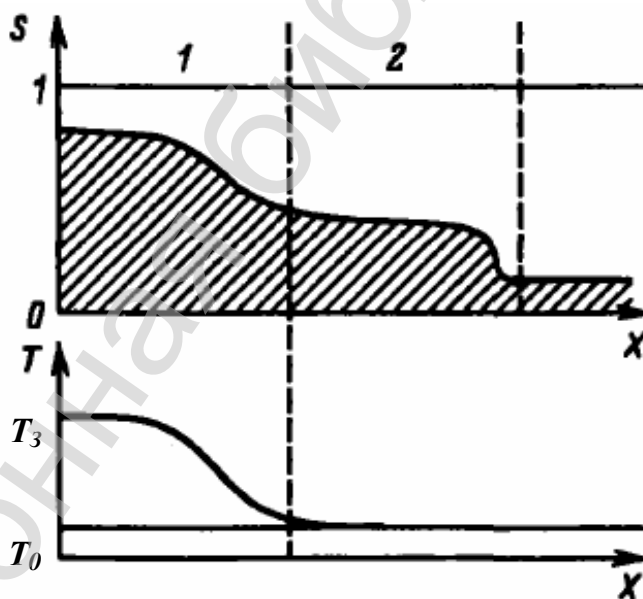


Рис. 18.2 Изменение водонасыщенности и температуры по пласту при закачке горячей воды

Таким образом, на рис. 18.2 наглядно демонстрируется, что в случае, когда температура воды на тепловом фронте становится равной пластовой, вытеснение идёт как при обычном заводнении.

Со временем пласт прогревается, и фронт повышенной температуры распространяется вглубь (рис. 18.3).

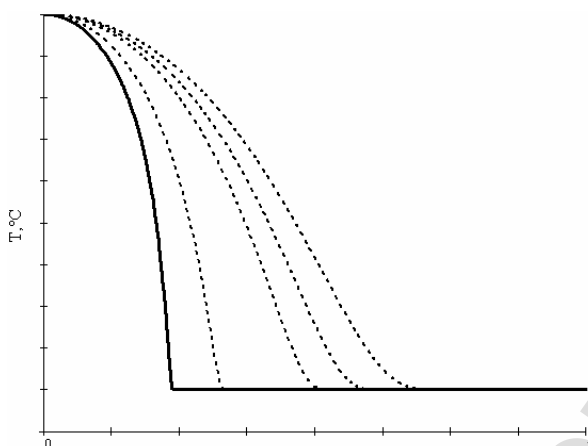


Рис. 18.3 Динамика изменения температуры по пласту при закачке горячей воды

Чем дольше прогревается пласт, тем вклад термической составляющей в процессе вытеснения больше.

В формулу Ловерье входит величина температуры воды на забое. Поскольку далеко не все скважины, которые используются для закачки горячей воды, оборудуются забойными датчиками температуры, то возникает необходимость расчёта этого значения. Также эта необходимость возникает на этапе проектирования теплового воздействия при оценке теплотерь по стволу скважины.

Большое распространение в таких инженерных расчётах получила формула А.Ю. Намиота:

$$T_3 = q_0 + \frac{\Gamma_T}{b_0}(b_0 H - 1) + (T_y - q_0 + \frac{\Gamma_T}{b_0}) \cdot \exp(-b_0 H),$$

где

$$b_0 = \frac{2pl_{оп}}{q_s c_s r_s \ln \frac{r(t)}{r_c}}$$

$$r(t) = 2\sqrt{c_{оп}t};$$

q_0 – температура нейтрального слоя (то есть температура на такой глубине, где прекращаются сезонные колебания температуры), $^{\circ}\text{C}$;

Γ_T – геотермический градиент, $\text{м}^{\circ}\text{C}$;

H – глубина, м;

$I_{оп}$ – коэффициент теплопроводности окружающих пород;

$C_{оп}$ – коэффициент температуропроводности окружающих пород.

Рассмотренные выше расчетные зависимости были выведены для случая непрерывной закачки. Однако такой вид воздействия применяется крайне редко. Чаще формируются тепловые оторочки. То есть сначала закачивается горячая вода (пар), а затем оторочка проталкивается обычной холодной водой.

При этом в пласте создается перемещающаяся в направлении процесса вытеснения нефти нагретая область. Существуют методики выбора оптимальных размеров тепловых оторочек при различных геолого-физических условиях пластов, темпах нагнетания в пласт теплоносителей, их параметрах и других технологических показателях разработки месторождений.

Использование тепловых оторочек позволяет получить несколько меньшую нефтеотдачу, чем при непрерывной закачке горячей воды в пласт. Но в таком случае затраты на подготовку и нагрев воды и, значит, удельные затраты на дополнительную добычу нефти значительно меньше.

Рассмотрим, как распределяется температура по пласту при закачке оторочки. Будем считать, что после закачки горячей воды в пласт начали нагнетать воду с начальной пластовой температурой. К температуре можем применить принцип суперпозиции. Математически это выглядит так:

$$\frac{T(x,t) - T_0}{T_3 - T_0} = \operatorname{erfc} \left[\frac{x}{2\sqrt{b(t-x)}} \right] S(t-x) - \operatorname{erfc} \left[\frac{x}{2\sqrt{b(t-t_1-x)}} \right] S(t-t_1-x)$$

где t_1 – безразмерное время закачки неподогретой воды.

Тогда графически динамика изменения температуры по пласту во времени будет выглядеть следующим образом (рис. 18.4):

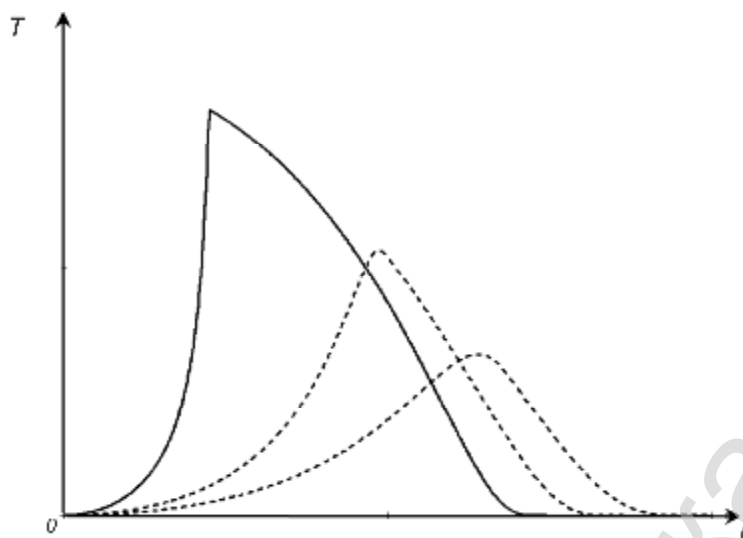


Рис. 18.4 Динамика изменения температуры в пласте при закачке оторочки горячей воды

Из рисунка 18.4 можно видеть, как при продвижении оторочки теплоносителя пик температуры снижается, а сама оторочка размазывается по пласту.

Электронная библиотека АГНУИ

Лекция №19

План:

1. Применение паротеплового воздействия.
2. Расчет теплового поля по схеме Маркса-Лонгенхейма.
3. Некоторые практические аспекты технологий закачки пара.
4. Классификация тяжелых нефтей и битумов, их залежи на территории современного Татарстана.

Применение паротеплового воздействия

С нагнетанием пара связано большинство реализуемых на сегодняшний день термических МУН.

Процессы, происходящие в пласте при закачке пара, несколько сложнее, чем при закачке горячей воды. Эффект от закачки пара в нефтяные пласты обуславливается различными факторами, помимо перечисленных для технологий с горячей водой происходит и существенная дистилляция легких фракций, а также гидродинамическое вытеснение нефти паром. Вклад отдельных факторов в вытеснение нефти определяется геолого-физическими свойствами пласта и конкретным типом технологии.

Кроме того, пар является очень подвижной фазой и большую опасность могут создать прорывы пара. Практические аспекты применения технологий закачки пара будут рассмотрены позже. А сейчас отметим некоторые теоретические аспекты.

При проектировании и осуществлении закачки в пласт водяного пара важно знать термодинамическое состояние воды: в виде пара, в виде смеси воды и пара или даже в закритическом состоянии.

Область существования пара определяется P - T диаграммой для воды (рис. 19.1). Линия насыщения (кривая 1) разделяет области существования воды в жидкой и паровой фазах. При этом критическая зона характеризуется точкой 2. Для воды $P_{кр} = 22,12$ МПа, $T_{кр} = 647,3$ К.

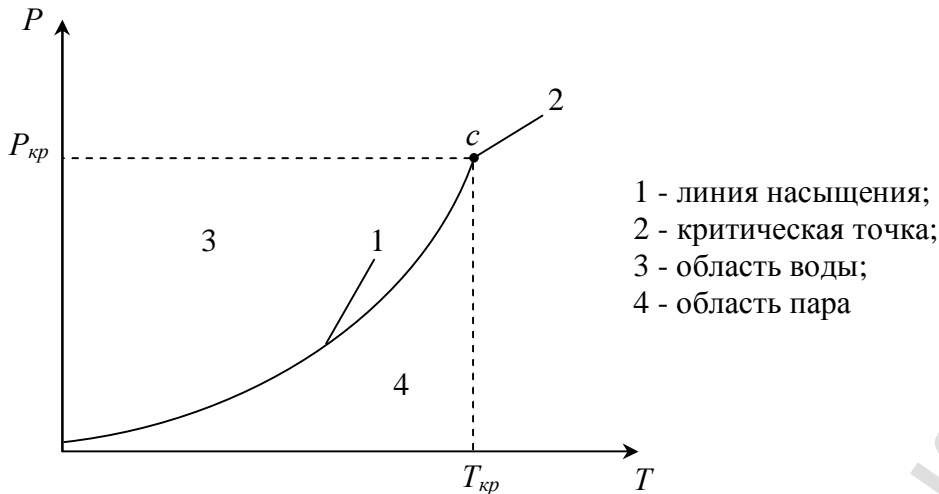


Рис. 19.1 Диаграмма «давление-температура» для воды

Если давление воды и ее температура таковы, что соответствующая этим значениям точка на этой диаграмме находится на линии насыщения, то вода пребывает одновременно и в парообразном и в жидком состояниях.

Сколько в единице массы будет содержаться воды в жидком и парообразном состояниях, зависит от теплосодержания единицы массы воды. Если давление и температура пара соответствуют давлению и температуре на линии насыщения, то пар называется насыщенным. Над линией насыщения состояние воды будет только жидкое, а под нею – только в виде перегретого пара.

Пусть некоторый объем воды находится в состоянии, соответствующем линии насыщения. Масса паровой фазы в этом объеме равна $M_{\text{п}}$, а масса водяной фазы $M_{\text{в}}$. Тогда величина $X = \frac{M_{\text{п}}}{M_{\text{п}} + M_{\text{в}}}$ будет называться *сухостью пара*.

Она изменяется от нуля, если термодинамическое состояние воды соответствует точкам, находящимся над линией насыщения (рис. 19.1), то есть вода является жидкостью, до единицы или 100 %, когда вся вода представляет собой перегретый пар.

Важной термодинамической характеристикой является *теплосодержание i* :

$$i_{\text{воды}} = c_{\text{в}} T_{\text{в}}$$

$$i_{\text{пара}} = c_{\text{в}} T_{\text{в}} + E_{\text{п}}$$

где $c_{\text{в}}$ – теплоемкость воды; $E_{\text{п}}$ – скрытая теплота парообразования; а $T_{\text{в}}$ – температура воды. То есть, теплосодержание пара – это такое количество теплоты, которое необходимо для превращения воды в пар при постоянной температуре.

Существует заблуждение, заключающееся в том, что считается, чем выше температура пара, тем лучше.

На самом деле, теплосодержание пара очень слабо зависит от температуры, поскольку с ростом температуры первое слагаемое увеличивается, а второе уменьшается, так как энергия перехода воды в пар с ростом температуры снижается, а в критической точке $E_{\text{п}} = 0$.

Важной характеристикой является сухость пара именно на забое. Её можно приблизительно оценить следующим образом:

$$X_{\text{з}} = X_{\text{у}} - \frac{2pl_{\text{оп}} \Delta T' H}{q_{\text{п}} E_{\text{п}} \ln \frac{r(t)}{r_{\text{с}}}}$$

где $r(t) = 2\sqrt{c_{\text{оп}} t}$;

$$\Delta T' = T_{\text{п}} - T_{\text{ср}};$$

$T_{\text{ср}}$ – средняя начальная температура в скважине;

$X_{\text{у}}$ – сухость пара на устье;

$q_{\text{п}}$ – темп нагнетания пара;

H – глубина скважины.

При закачке пара в пласт образуется четыре характерные зоны (рис. 19.2, 19.3).

Различают четыре основные зоны, расположенные в направлении нагнетания пара.

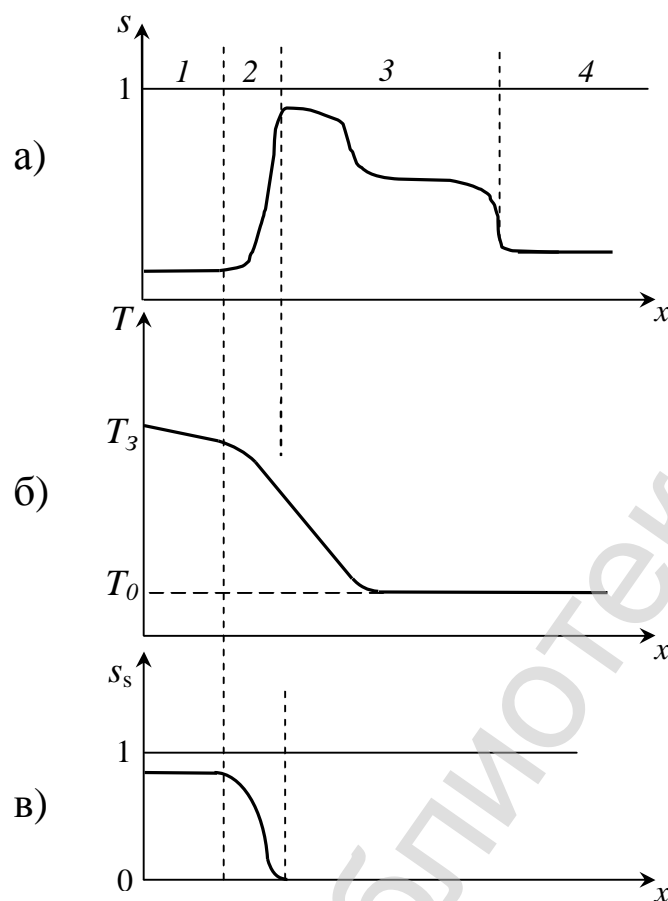


Рис. 19.2 Распределение водонасыщенности (а), температуры (б) и паронасыщенности (в) по пласту при закачке пара

Зона 1. В этой зоне существует водяной пар, лёгкие углеводородные фракции, перешедшие в газовую фазу, вода и жидкая фаза углеводородов. Температура близка к постоянной, медленно снижается при удалении от границы ввода пара в соответствии с зависимостью температуры насыщения от давления. Нефтенасыщенность изменяется за счет гидродинамического вытеснения нефти из этой зоны и вследствие испарения легколетучих компонентов.

Зона 2 (конденсация). В этой зоне пары воды и углеводородные фракции конденсируются при их контакте с холодным коллектором. На рис. 19.2 показано, что в этой зоне резко начинает расти водонасыщенность, снижаться температура, а в конце этой зоны паронасыщенность становится равной 0.

Зона 3. Процессы в этой зоне аналогичны процессам, происходящим при вытеснении горячей водой. Однако объем, занимаемый единицей массы пара, гораздо больше, чем объем единицы массы воды; а так как объем зоны 1 (зоны пара) в ходе вытеснения возрастает, скорость воды в зоне 3 в данном случае

значительно выше, чем при нагнетании внутрь залежи непосредственно воды той же температуры и с тем же массовым расходом.

Зона 4. Процессы в этой зоне аналогичны процессам, происходящим при обычном заводнении.

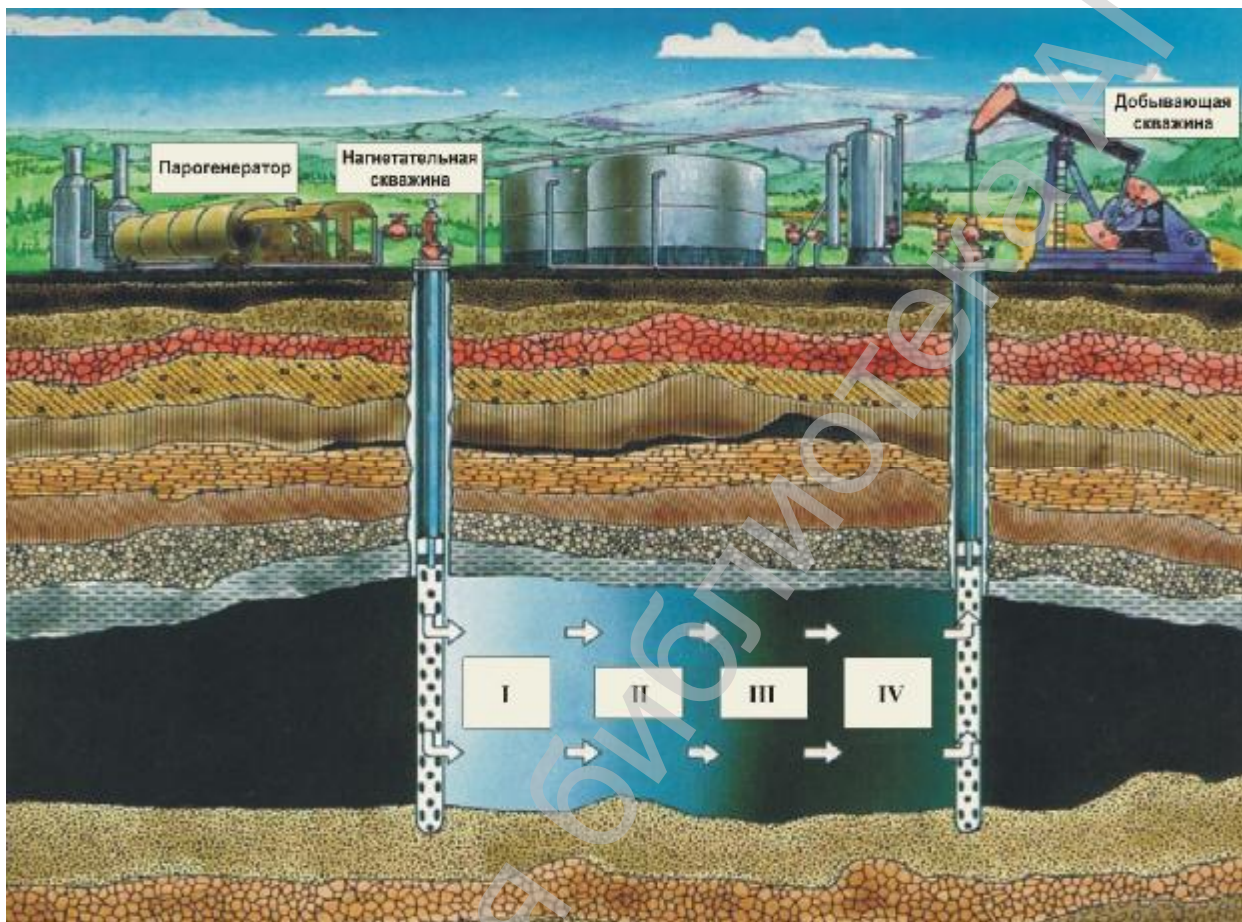


Рис. 19.3 Схематизация процесса и оборудования паротеплового воздействия

При проектировании технологии закачки пара так же возникает необходимость расчета распределения температуры по пласту.

Формула Ловерье изначально была выведена для закачки горячей воды, однако её можно модифицировать, введя фиктивную теплоёмкость, учитывающую скрытую теплоту парообразования. Подробно на формуле Ловерье повторно останавливаться не будем.

Расчет теплового поля по схеме Маркса-Лонгенхейма

В инженерных расчётах при реализации закачки пара большую важность имеет определение площади прогретой части пласта. Эту величину можно по-

лучить, решив при соответствующих начальных и граничных условиях уравнение теплопроводности, рассмотренное на предыдущей лекции.

Эти условия следующие:

- величина теплопроводности в пласте пренебрежимо мала;
- потери тепла происходят только в вертикальном направлении;
- температура на участке пласта от входа в пласт до точки фронта прогрета x_T постоянна и равна T_{II} ;
- температура пласта в зоне за координатой фронта прогрета x_T и далее до добывающей скважины равна T_0 .

Это решение для площади прогретой зоны до точки фронта прогрета x_T получило название *формулы Маркса-Лонгенхейма*.

$$S_{np} = \frac{q_T h c_{nl} r_{nl}}{\Delta T_{nl} 4 l_{оп} c_{оп} r_{оп}} \left[e^t \cdot \operatorname{erfc} \sqrt{t} + 2 \sqrt{\frac{t}{p}} - 1 \right],$$

где $q_T = q_{II} (c_e \Delta T_{II} + E_{II} X)$ – темп подачи тепла в пласт;

$$t = \frac{4 l_{оп} c_{оп} r_{оп} t}{h^2 h^2 c_{nl}^2 r_{nl}^2},$$

$$\Delta T_{II} = T_{II} - T_0,$$

h – коэффициент охвата пласта вытеснением по толщине.

Некоторые практические аспекты технологий закачки пара

На промыслах используется только один вид пара, который называется сухим насыщенным. Продукцией промышленного парогенератора является смесь горячей воды и водяного пара. Почти во всех парогенераторах максимальная степень сухости пара равна 0,8. Это значит, что на выходе из парогенератора мы получаем смесь, состоящую по массе на 80 % из водяного пара и на 20 % из горячей воды.

В случае теплового воздействия паром также целесообразнее вести не постоянную закачку, а закачку оторочек. При этом, как и в случае с горячей водой, в пласт нагнетают (в пересчёте на воду) десятки, а иногда и сотни процен-

тов от порового объёма, а затем созданную тепловую оторочку проталкивают холодной водой.

Решая вопрос об оптимальной температуре пара, длительности и объёмах его закачки, необходимо учитывать следующий аспект. Вязкость нефти при увеличении температуры снижается резко только в определённом диапазоне температур (рис. 19.4):

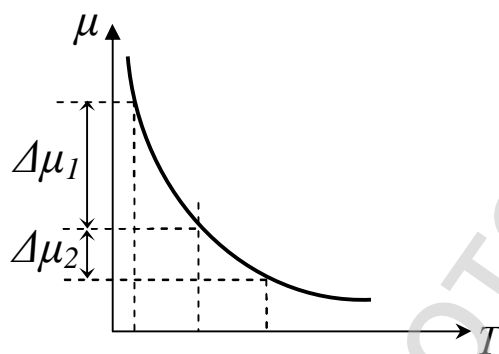


Рис. 19.4 Изменение вязкости при увеличении температуры

Самое значительное снижение вязкости отмечается при начальном увеличении температуры. При достижении определённого значения темп снижения вязкости падает. Поэтому при проектировании закачки пара необходимо определить область температур, при которых происходит наиболее значительное снижение вязкости, чтобы затем в охватываемом вытеснением объёме пласта стремиться поддерживать именно этот температурный режим. На этой основе оцениваются эффективные размеры оторочек при паротепловом вытеснении. В противном случае будет идти нерациональный расход теплоносителя.

Очень распространена на сегодняшний день технология паротепловых обработок скважин (ПТОС) – в англоязычной литературе широко используется термин «cyclic steam stimulation (CSS)». При ПТОС в скважину закачивают десятки (иногда сотни) тонн пара на 1 метр эффективной нефтенасыщенной толщины. Затем скважину останавливают для пропитки – перераспределения тепла в окружающие породы и флюиды на период до нескольких суток для перераспределения температуры в пласте. Длительные остановки чреватые чрезмерными потерями тепла в окружающие породы, а короткие – непроизводительным отбором закачанного пара. Потом скважину пускают в эксплуатацию. Постепенно, по мере охлаждения пласта, приток нефти из пласта в скважину будет

снижаться. Когда дебит приблизится к предельно рентабельному уровню, ПТОС повторяют.

Для пермокарбоновой залежи Усинского месторождения высоковязкой нефти эти периоды в цикле воздействия составляли: закачка 5-7 сут, пропитка 2-3 сут, отбор до двух недель в зависимости от темпов закачки пара и отбора продукции.

Изменение дебита скважины и расхода пара во времени выглядит таким образом (рис. 19.5):

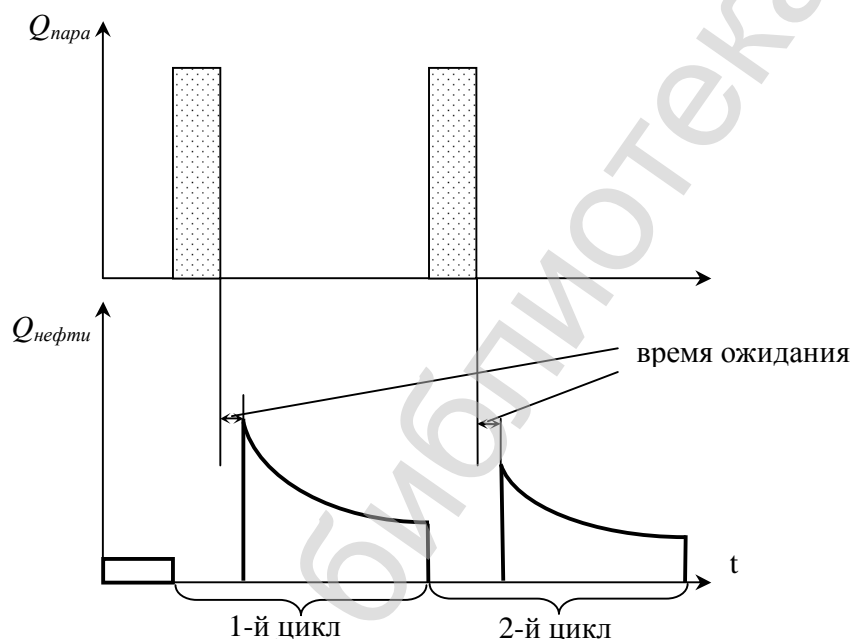


Рис. 19.5 Изменение дебита скважины и расхода пара во времени при ПТОС

Проблема теплопотерь по стволу скважины сегодня достаточно эффективно решается за счёт использования теплоизолированных труб. Самым распространённым вариантом является использование двухслойных труб (труба в трубе, а между ними вакуум). Но при использовании даже самых эффективных теплоизолированных труб для скважин глубиной более 1000 м потери тепла будут весьма значительны и применение методов на основе нагнетания пара, а тем более горячей воды, неэффективно.

Следует иметь в виду, что при нагнетании теплоносителя НКТ спускаются до интервала перфорации, а над интервалом перфорации устанавливают пакер, который препятствует возникновению конвекции в затрубном простран-

ве. Если этого не сделать, то закачиваемый пар, имеющий низкую плотность, будет подниматься вверх по затрубному пространству, и теплотери резко возрастут.

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

Широко используемая классификация тяжелых углеводородов принята Международной организацией по тяжелым нефтям и битумам (UNITAR). Величины вязкостей и плотностей по этой классификации приведены в табл. 19.1, размерности плотностей связаны соотношением (19.1). Кроме того, графически эти параметры приведены в 1-й части курса на рис. 1.1.

Таблица 19.1

Величины вязкостей и плотностей нефтей и битумов по классификации UNITAR

Углеводород	Вязкость, мПа с	Плотность, кг/м ³	Плотность, ⁰ API
Тяжелая нефть (Heavy oil)	100-10000	934-1000	10-20
Битум (Bitumen)	>10000	>1000	<10

$$\text{API}^0 = (141,5/\gamma) - 131,5, \quad (19.1)$$

где γ – удельная плотность, г/см³.

На территории, занимаемой в настоящее время Татарстаном, и севере Самарской области в конце XVIII и 30-х годах XIX столетий впервые обнаружены и описаны выходы асфальтовых пород на Самарской Луке, на реке Кармалке, в бассейнах рек Сока и Шешмы, у села Сюкеево на реке Волга и в других местах (Г. Шобер, П. Рычков, И. Лепехин, П. Паллас, Н. Широкий, А. Гурьев). В 60-70-е годы прошлого века пробурено несколько нефтепоисковых скважин на малые глубины (Малакиенко, Шандор и др.), расположенных на востоке республики вблизи селений Нижняя Кармалка, Шугурово и Сарабикулово. Американ-

цем венгерского происхождения Шандором в селе Шугурово в 1900 г. был построен нефтеперегонный завод, являющийся старейшим промышленным нефтеперерабатывающим объектом в Татарстане.

После революции, в 1918 году, в район села Сюкеево, с целью оценки имеющихся там признаков нефти и изучения возможностей открытия залежей промышленного значения, направлялась специальная геологическая партия под руководством Н.Н. Тихоновича. В Сокско-Шешминский район в 1919 году выезжал известный геолог К.П. Калицкий, придававший универсальное значение гипотезе первичного залегания нефти. Исходя из таких представлений, К.П. Калицкий рассматривал залежи битумов в пермских породах как свидетельство полного разрушения некогда существовавших нефтяных месторождений и считал возможным заложить скважины только в районе Сюкеево, подальше от выходов насыщенных битумом слоев, полагая, что в более погруженных частях тех же пластов возможно присутствие жидкой нефти. Таким образом, практические рекомендации К.П. Калицкого (1920 г.) заключались в том, чтобы производить разведку пермских отложений, так как наличие нефти в более древних слоях им по теоретическим соображениям отрицалось.

Совершенно к однозначному, но противоположному заключению пришел И.М. Губкин, посетивший районы Сюкеево и Шешмы в 1919 году. С позиций антиклинальной теории распределения нефтяных залежей И.М. Губкин рассматривал широко развитые в Поволжье поверхностные нефтепроявления как прямое свидетельство наличия нефтяных залежей в недрах, а не как остатки некогда существовавших месторождений.

Целенаправленное изучение пермских битумов было начато в 70-е годы прошлого столетия. За период 1970-2006 гг. была пробурена 4221 специальная скважина с суммарной протяженностью более 773,5 тыс. м, испытано на приток 188 скважин.

Таким образом, в настоящее время установлено, что на территории Татарстана природные битумы, сконцентрированные в пермских отложениях, за-

легают на глубинах до 400 м и, частично, в поверхностных условиях в отложениях уфимского и казанского ярусов (рис. 19.6).

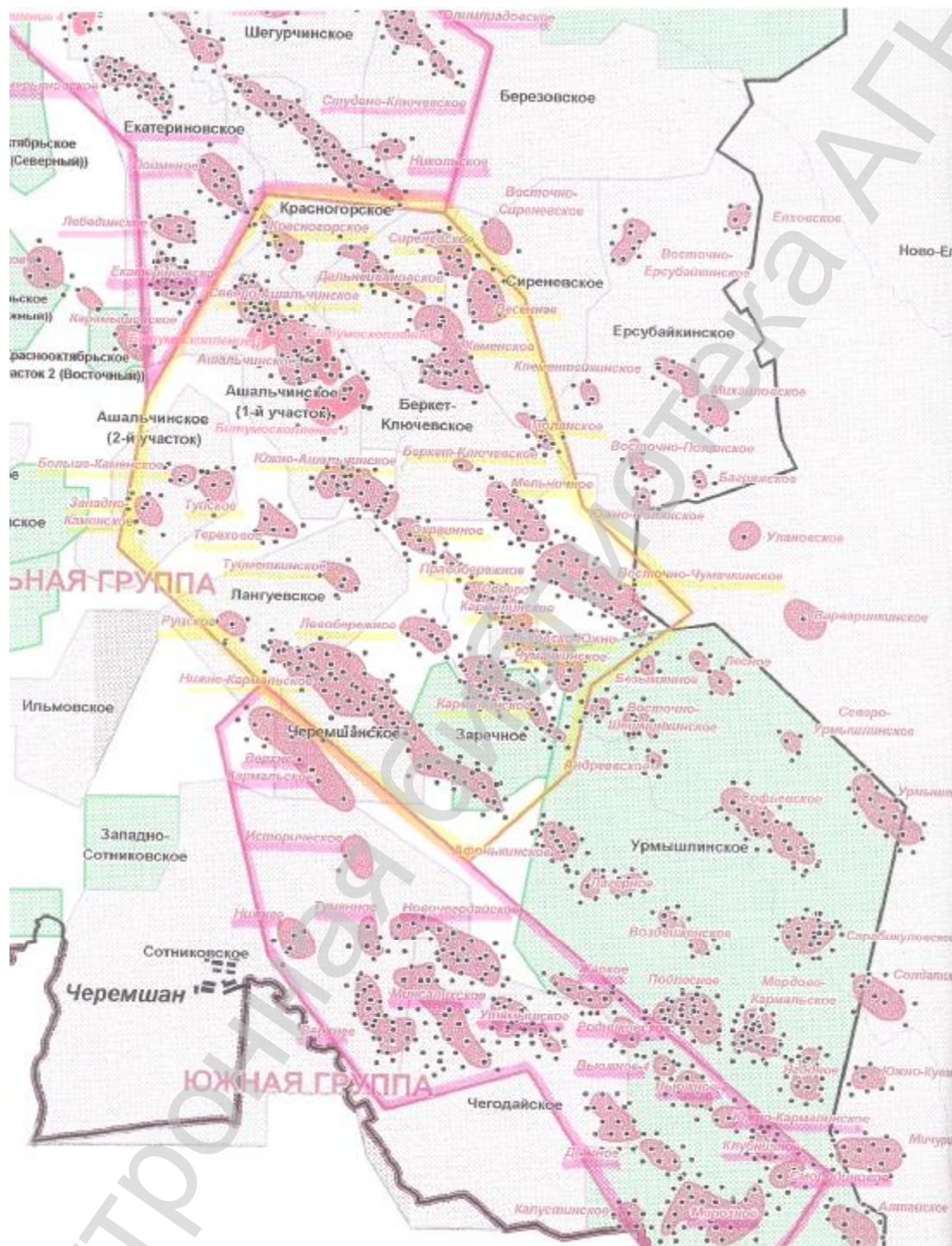


Рис. 19.6 Карта расположения основных залежей битума в отложениях уфимского яруса пермского возраста (точками обозначены пробуренные разведочные скважины)

Ресурсы их в Республике Татарстан, по разным оценкам, составляют от 1,5 до 7 млрд. т.

Лекция №20

План:

1. Парогравитационное воздействие.
2. Расчёт дебита скважин при парогравитационном воздействии.
3. Практические аспекты реализации технологии.
4. Примеры реализации парогравитационного воздействия в России.

Парогравитационное воздействие

Идея использования высокой плотности битумов в качестве движущей силы в процессе добычи – не нова. Впервые она была реализована на Ярегском месторождении в СССР. Однако нагнетание пара на этом месторождении осуществлялась в условиях добычи высоковязкой нефти шахтным способом (см. лекцию №22). Строительство экспериментальной шахты для реализации теоретических исследований, в том числе и по использованию горизонтальных технологий при термических методах воздействия, стало ключевым этапом в развитии разработки тяжелых нефтей и битумов в Канаде. Эта шахта, называемая UTF (Underground Test Facility), была построена в штате Альберта, около города Форт Макмюррей.

С развитием техники и технологии бурения горизонтальных скважин, многие технологии получили своё новое развитие, в частности и технология парогравитационного воздействия.

Принципиальными проблемами технологий воздействия паром на пласты высоковязких нефтей и природных битумов является существенная, почти на порядок, разница в плотности пара и углеводорода. На использовании этого эффекта канадскими специалистами был развит метод, основанный на оригинальной идее использования гравитационно-ориентированного потока – SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage). Для этого бурится пара горизонтальных скважин, расположенных на вертикальном расстоянии 4-7 метров друг от друга (рис. 20.1).

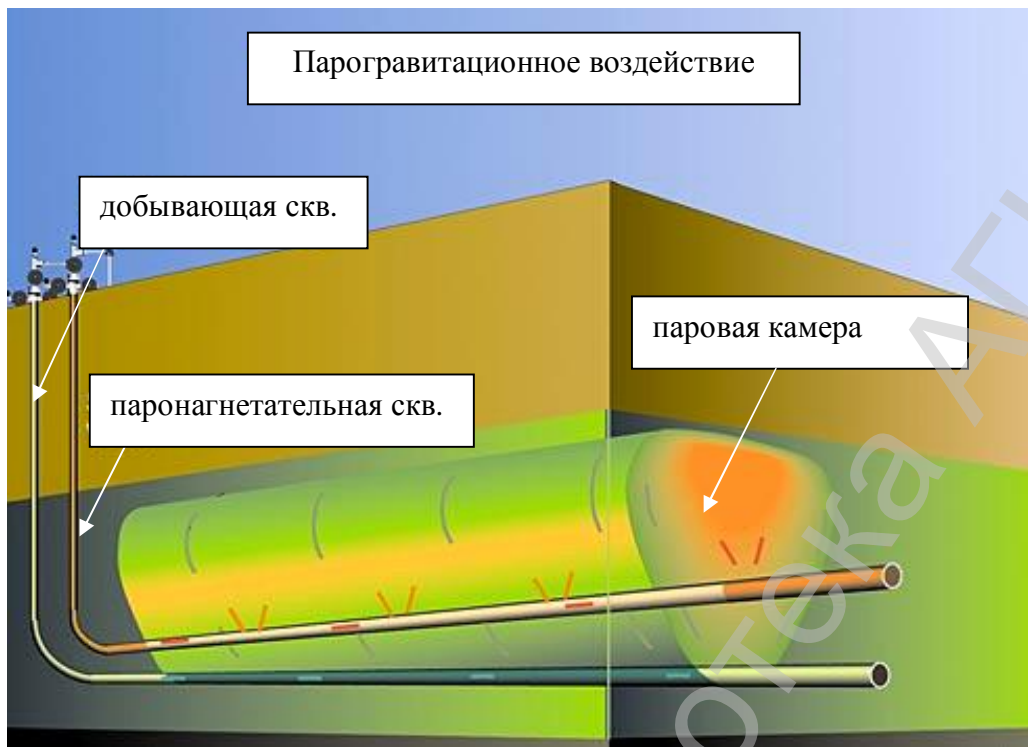


Рис. 20.1 Принципиальная схема парогравитационного воздействия

Такие горизонтальные скважины на малую глубину – до 250 м – бурятся специальными наклонными буровыми станками, при большей глубине возможно использование обычных вертикальных буровых станков.

Верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания пара, а нижняя – для добычи разогретого битума.

Закачиваемый пар создает в пласте так называемую «паровую камеру» (*steam chamber*), объем которой в процессе реализации метода распространяется в пласте. Пар конденсируется на границе камеры, тем самым высвобождается скрытая теплота парообразования и битумосодержащая порода прогревается, при этом вязкость битума снижается до величин, при которой его перемещение в пласте становится возможным.

Вязкости природных битумов могут колебаться в широких пределах и достигать 10 миллионов мПа·с, в то время как самые тяжёлые компоненты битума имеют вязкость сотни миллионов мПа·с. Поэтому даже при закачке пара добыча битума начинается не сразу и необходим ряд предварительных этапов, или фаз реализации парогравитационного воздействия (ПГВ).

Потенциальными ограничениями для применения этой технологии являются:

- наличие слоистой неоднородности – глинистые и водоносные линзы, ограничивающие создание паровой камеры и, значит, охват пласта воздействием;
- малая толщина пласта (менее 15 м), ведущая к значительным удельным по объему продуктивного пласта потерям тепла;
- газовые шапки;
- повышенная водонасыщенность в кровле пласта.

В самом общем случае классическая парогравитационная технология имеет 4 фазы:

1. **Фаза прогрева (*Preheat phase*)**. Этот период длится в среднем до 3-х месяцев. В фазе прогрева пар закачивается как в нижнюю, так и в верхнюю скважины. Часто в каждую скважину идёт одновременно и закачка, и отбор из нее. То есть в НКТ подается пар низкого качества, а отбор сконденсировавшейся жидкости и части разогретого битума осуществляется через затрубье. Главная цель – это добиться гидродинамической связи между добывающей и нагнетательной скважинами. По завершению этой стадии нижняя скважина переводится под добычу, а отбор из затрубья верхней скважины прекращается.
2. **Фаза высокого давления (*High Pressure Phase*)**. В это время начинается собственно интенсивное нагнетание пара и прогрев зоны вокруг нагнетательной скважины.
3. **Фаза депрессии или сброса давления (*Depressurization phase*)**. В этот период давление в добывающей скважине снижают, чтобы ликвидировать пар в окрестности добывающей скважины, который может в последующем послужить «проводником» закачиваемого пара, способствовать его прорыву. 2-я и 3-я фазы длятся, как правило, не более полутора месяцев.
4. **Основная фаза ПГВ (*SAGD phase*)**. Во время основной фазы скважины выводятся на установленный по проекту режим закачки, отбора, с поддержанием соответствующих величин давления и температуры. С начала

этого периода уже существует надежная гидродинамическая связь между скважинами, обеспечены хорошая приемистость для пара, условия для роста паровой камеры и начинают добываться первые тонны битума.

Расчёт дебита скважин при парогравитационном воздействии

При реализации любого метода добычи нефти важнейшей задачей является прогнозирование объёмов добычи и дебитов скважин.

Получение точных аналитических зависимостей для расчета дебита добывающей скважины пары ПГВ невозможно ввиду чрезвычайной сложности и многообразия процессов, протекающих при реализации метода. Однако при использовании ряда допущений и схематизаций вывод аналитической формулы дебита скважины становится возможным.

Одним из первых, кто начал серьёзное теоретическое и экспериментальное изучение ПГВ, был канадский инженер Роджер Батлер, которого иногда считают «отцом» ПГВ. Он провел целый ряд лабораторных экспериментов и разработал первые аналитические модели для расчета дебитов добывающих скважин пары SAGD. Детали вывода уравнений, основные допущения, сравнения с лабораторными экспериментами, а также результаты применения формул к реальным скважинам, можно найти в работах [6-9].

Батлером были предложены несколько моделей притока к добывающей скважине при ПГВ. Для расчета дебита скважины по нефти применим одну из этих формул в конечном виде:

$$q = 2L \sqrt{\frac{1,5k_n g a m \Delta S_o h}{f n_s}}, \quad (20.1)$$

где L – длина скважины;

k_n – коэффициент абсолютной проницаемости пласта по нефти;

g – ускорение свободного падения;

a – коэффициент температуропроводности пластовой системы;

m – коэффициент пористости;

ΔS_o – изменение величины нефтенасыщенности после прохождения фронта паровой камеры;

h – толщина пласта;

n_s – коэффициент кинематической вязкости нефти при температуре закачиваемого пара;

f – константа модели вязкости.

g – ускорение свободного падения;

a – коэффициент температуропроводности пластовой системы;

m – пористость;

ΔS_o – изменение нефтенасыщенности после прохождения фронта паровой камеры;

h – толщина пласта;

n_s – кинематическая вязкость нефти при температуре закачиваемого пара;

\emptyset – константа модели вязкости.

При выводе формул Батлер использовал следующую степенную модель изменения вязкости нефти с увеличением температуры:

$$\frac{n_s}{n_r} = \left(\frac{T - T_{nl}}{T_s - T_{nl}} \right)^f,$$

где n_s – кинематическая вязкость нефти при температуре пара;

n_r – кинематическая вязкость нефти при пластовой температуре;

T_s – температура пара;

T_{nl} – пластовая температура;

f – константа модели вязкости.

Поскольку в формуле для расчёта дебита скважины в явном виде используется значение f , то необходимо его получить расчётным путём. После ряда преобразований можно записать:

$$f = \left(n_s \int_{T_{nl}}^{T_s} \left(\frac{1}{n} \right) \frac{dT}{T - T_{nl}} \right)^{-1}, \quad (20.2)$$

Как правило, значение f лежит между 3 и 5.

Пример

Дано:

$$L = 500 \text{ м,}$$

$$k = 1,3 \text{ Д;}$$

$k_n = 0,4$ – средняя относительная фазовая проницаемость по нефти;

$$g = 9,8 \text{ м/с}^2;$$

$$a = 5,38 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с;}$$

$$f = 0,31;$$

$$\Delta S_o = 0,62;$$

$$h = 34 \text{ м;}$$

давление закачки пара: $p_s = 1,9$ МПа;

плотность нефти при 100°C : $\rho_0 = 940$ кг/м³;

динамическая вязкость нефти при 100°C : 120 мПа с.

Решение

При данном давлении закачки пара $1,9$ МПа температура насыщенного пара будет составлять примерно 210°C . Кинематическая вязкость нефти, как функция температуры, может быть найдена по следующей корреляции:

$$\lg[\lg(n + 0,7)] = a \cdot \lg(T + 273) + b,$$

где n – в сСтokes или мм²/сек, T – в градусах Цельсия. Батлер предложил следующую взаимосвязь между коэффициентами a и b :

$$a = 0,3249 - 0,4106b.$$

Используя данную в задаче величину динамической вязкости, можем легко определить кинематическую:

$$n = \frac{m}{r} = \frac{120}{0,940} = 127 \text{ сСтm при } 100^\circ\text{C}.$$

С помощью этого значения можем рассчитать коэффициенты a и b :

$$a = -3,4294, \quad b = 9,1435.$$

По уравнению (20.2) определим значения вязкости в интервале температур от начальной пластовой до температуры закачиваемого пара, чтобы в дальнейшем использовать эти значения при нахождении величины m :

$T, ^\circ\text{C}$	14	50	100	150	200	210
$n, \text{сСт}$	151814	2850	128	22,7	7,9	6,7

Применяя технику численного интегрирования, получим значение $m = 3,4$.

Теперь по уравнению (20.1) можем рассчитать дебит добывающей скважины:

$$\begin{aligned}
 q &= 2L \sqrt{\frac{1,5k_o g a f \Delta S_o h}{m m_s}} = \\
 &= 2 \cdot 500 \cdot \sqrt{\frac{1,5 \cdot 1,3 \cdot 0,9869 \cdot 10^{-12} \cdot 0,4 \cdot 9,8 \cdot 5,38 \cdot 10^{-7} \cdot 0,62 \cdot 34}{3,4 \cdot 6,7 \cdot 10^{-6}}} = \\
 &= 1,9 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} = 164 \text{ м}^3/\text{сут}
 \end{aligned}$$

Как уже было сказано выше, процессы, протекающие при реализации ПГВ, сложны и многообразны. Помимо многофазной фильтрации сложной геометрии, имеют место эффекты нестационарной теплопередачи, фазовых переходов, геомеханические эффекты и т. д. В связи с этим в последнее время чаще всего используют технику численного гидродинамического моделирования с использованием компьютеров. Одним из самых совершенных на сегодняшний день программных комплексов в области моделирования тепловых методов воздействия является пакет программ компании Computer Modeling Group под названием STARS.

Практические аспекты реализации технологии

Следует подчеркнуть особенность парогравитационного воздействия, заключающуюся в том, что разогретый битум «стекает» не только за счёт разности давлений нагнетания и отбора между нагнетательной и добывающей скважинами, но и под действием гравитационных сил. Чем больше плотность добываемой продукции, тем выше эффективность метода. И, наоборот, на многих месторождениях даже с очень вязкой нефтью этот процесс неприменим ввиду низкой плотности нефти.

В процессе широкомасштабного внедрения этой технологии был выявлен целый ряд сложностей, с которыми можно столкнуться при промышленной реализации метода. Их можно подразделить на 2 категории.

1. Связанные с особенностями пласта:

- а) высокая неоднородность;
- б) наличие выше- и нижележащих водонасыщенных зон;
- в) наличие газовых шапок;
- г) высокая концентрация серосодержащих элементов в нефти.

2. Связанные с особенностью режимов работы скважин:

- а) выбор давления нагнетания;
- б) оптимизация паронефтяного отношения;
- в) выбор стратегии поддержания перепада давления между зоной нагнетания и зоной отбора (Sub Cool);
- г) выбор способа добычи (механизированный или фонтанная эксплуатация).

Некоторые из вышеназванных проблем заслуживают отдельного внимания.

Наличие выше- и нижележащих водонасыщенных зон и газовых шапок

В процессе формирования битумной залежи и последующей гравитационной дифференциации на ряде месторождений сформировались выше- и нижележащие водонасыщенные зоны или газовые шапки (рис. 20.2).

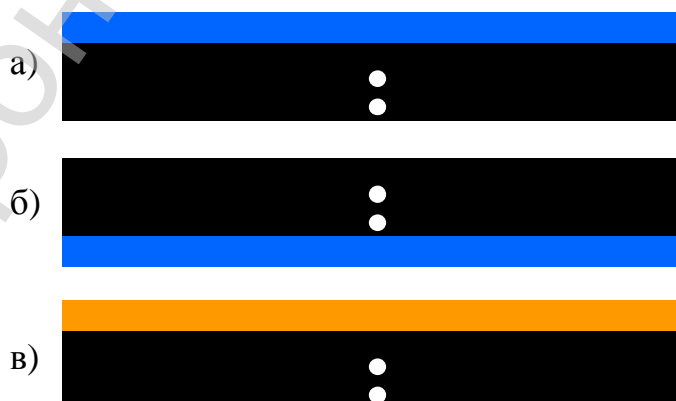


Рис. 20.2 а) вышележащая водонасыщенная зона; б) нижележащая водонасыщенная зона; в) газовая шапка

Наличие этих зон может значительно снизить эффективность ПГВ. Эти зоны оказывают отрицательное воздействие на паровую камеру, её рост и, соответственно, на эффективность охвата пласта тепловым воздействием.

Рассмотрим сначала, как растёт паровая камера без зон осложнения. На рис. 20.3 представлен результат моделирования роста камеры в однородном пласте (на вертикальном разрезе поперек оси скважины показана половина камеры).

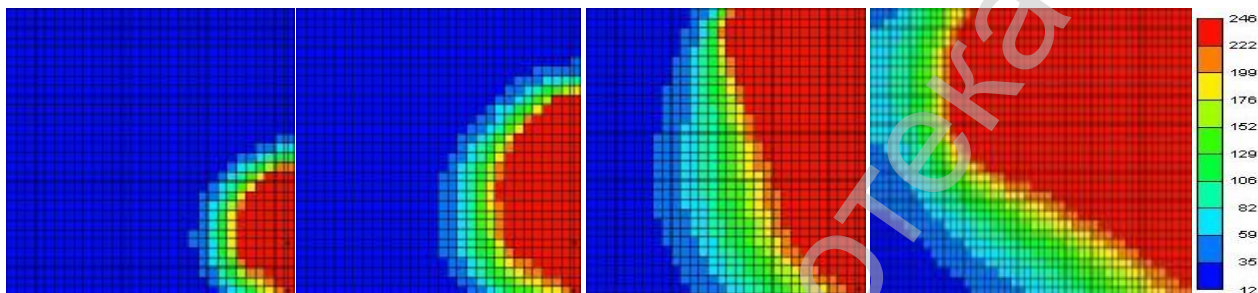


Рис. 20.3 Рост паровой камеры при отсутствии осложнений, параметр – температура

Паровая камера вначале растёт преимущественно вверх, затем, достигнув кровли пласта, начинает распространяться в стороны от нагнетательной скважины.

При наличии высокой водонасыщенности у кровли пласта происходят следующие изменения. Камера, достигнув кровли, сталкивается с холодной водой, у которой большая теплоёмкость и скрытая теплота парообразования.

Таким образом, энергия закачиваемого пара сначала расходуется на прогрев и частичное испарение пластовой воды, имеющей низкую начальную температуру, высокую теплоёмкость и скрытую теплоту парообразования.

Всё это замедляет рост камеры и ухудшает охват пласта тепловым воздействием (рис. 20.4)

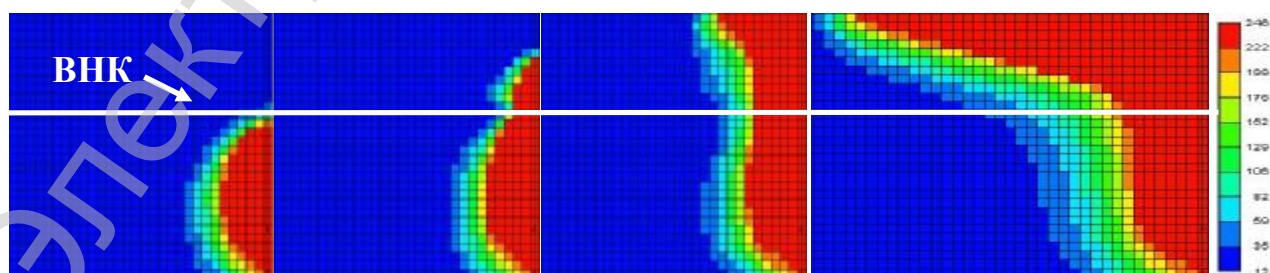


Рис. 20.4 Влияние «верхней воды» на рост паровой камеры

При наличии газовой шапки возможны два случая: неистощённая и истощённая газонасыщенные зоны. Последний вариант является самым неблагоприятным в силу того, что прежде чем начнется охват нефтенасыщенной части пласта, энергия пара будет расходоваться на увеличение давления в газовой части и на её прогрев (рис. 20.5).

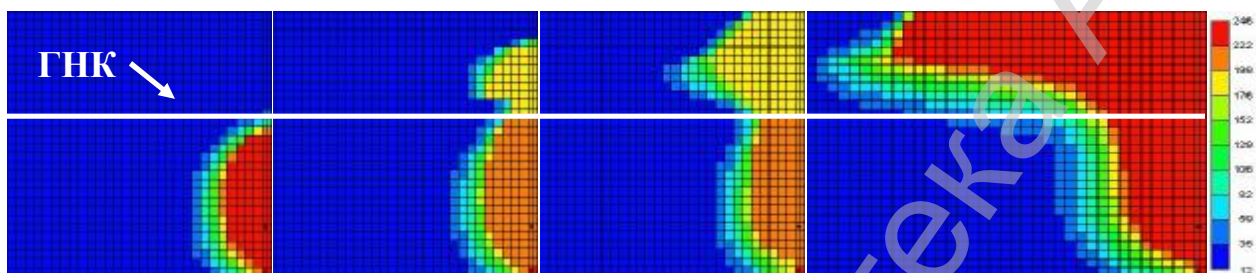


Рис. 20.5 Рост паровой камеры при наличии истощённой газовой шапки

Неоднородность пласта

На охват пласта тепловым воздействием существенно влияют различные виды неоднородности. Приведем лишь один пример – наличие глинистых включений в пласте. На рис. 20.6 представлены результаты моделирования половины паровой камеры в пласте с глинистыми включениями. Видно, что неоднородности по проницаемости и тепловым свойствам пород деформируют паровую камеру, замедляют её рост и иногда могут поставить под вопрос эффективность применения метода ПГВ.

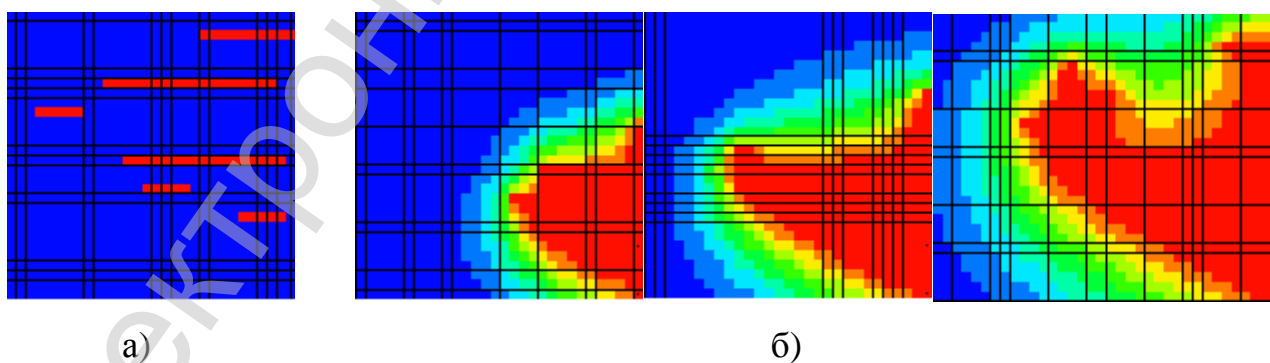


Рис. 20.6 а) глинистые включения; б) рост паровой камеры

Режим поддержания забойной температуры в добывающей скважине (Sub Cool)

Оптимальная реализация метода ПГВ предусматривает недопущение добычи пара. Поддержание забойной температуры в добывающей скважине ниже точки кипения воды при данных условиях обеспечивает управление паровой камерой (steam trap control), а величина разности этих температур – интенсивность отбора жидкости из камеры (sub cool). Концепция перепада температур для регулирования интенсивности отбора лучше понятна, если рассмотреть P-T диаграмму воды (рис. 20.7).

Пусть красная точка на рис. 20.7 соответствует термобарическим условиям в окрестности добывающей скважины ПГВ. Температура насыщения пара при данном давлении составляет примерно 195 °С. Таким образом, перепад температур $\Delta T = 195 \text{ °C} - 165 \text{ °C} = 30 \text{ °C}$.



Рис. 20.7 P-T диаграмма воды и иллюстрация концепции поддержания перепада температур

В реальных условиях при заданной температуре закачки пара можно регулировать лишь давление вблизи добывающей скважины посредством изменения притока. Поэтому на современных промыслах применяют оптоволоконные кабели, пропущенные вдоль горизонтальных скважин. По ним на поверхность

передаются данные о распределении температуры по длине ствола и, сравнивая эти значения с заданной величиной перепада температур, принимается решение по регулированию дебита добывающей скважины, либо при невозможности предотвратить прорывы пара корректируется режим работы нагнетательной скважины.

Предотвращение прорыва пара содействует:

- повышению энергетической эффективности метода и снижению паронефтяного отношения;
- предотвращению снижения пропускной способности скважины и пульсации в промышленном оборудовании;
- уменьшению выноса песка из околоскважинной зоны, что, в свою очередь, предотвращает ускоренный износ нефтепромыслового оборудования.

Обобщая промышленные и экспериментальные данные, можно сказать, что рекомендуемые величины перепада температур изменяются от 5 до 40 °С. В каждом конкретном случае решение о выборе этой величины должно приниматься индивидуально, принимая во внимание геолого-физические параметры пласта и планируемые режимы работы скважин.

ПГВ высокого и низкого давления

В настоящее время существуют два основных вида ПГВ: ПГВ высокого и низкого давления. О преимуществах и недостатках каждого вида ведётся широкая дискуссия в инженерных кругах. Приведем здесь лишь краткий перечень преимуществ и недостатки технологии ПГВ низкого давления. Для ПГВ высокого давления соответствующие пункты будут иметь противоположный характер и, соответственно, плюсы станут минусами и наоборот.

Преимущества технологии ПГВ низкого давления:

- менее энергоёмка;
- ниже паронефтяное отношение;
- ниже потери энергии, особенно при наличии зон осложнения (вода, газ);
- отсутствует интенсивное воздействие на породу и, как следствие, меньше вынос песка.

Недостатки технологии ПГВ низкого давления:

- ниже температура и, как следствие, ниже дебиты скважин;
- как следствие первого пункта – необходимо большее количество скважин;
- незначительная регенерация тепла;
- геомеханические эффекты, которые могут способствовать процессу извлечения битума, не развиваются в должной мере;
- необходима механизированная добыча.

Примеры реализации парогравитационного воздействия в России

Впервые в России парогравитационные скважины были пробурены в 1998 г. на Мордово-Кармальском месторождении. В силу ряда технологических ограничений длину горизонтального ствола не удалось довести далее 150 м, кроме того, не удалось достичь и равной удаленности горизонтальных стволов друг от друга. Указанные проблемы сказались на дебитах этой пары скважин – не более 4-5 т/сут, что не позволило достичь рентабельности добычи. Аналогичные этой паре 3 пары скважин длиной горизонтального ствола 500 м были пробурены на Ярегском месторождении компании Лукойл в Коми Республике компанией Шлюмберже в 2005 г.

Для бурения таких скважин на новом технологическом уровне в ТатНИ-ПИНефть были разработаны конструкции двухустьевых скважин (рис. 20.8), которые также могут быть пробурены обычными вертикальными буровыми станками.

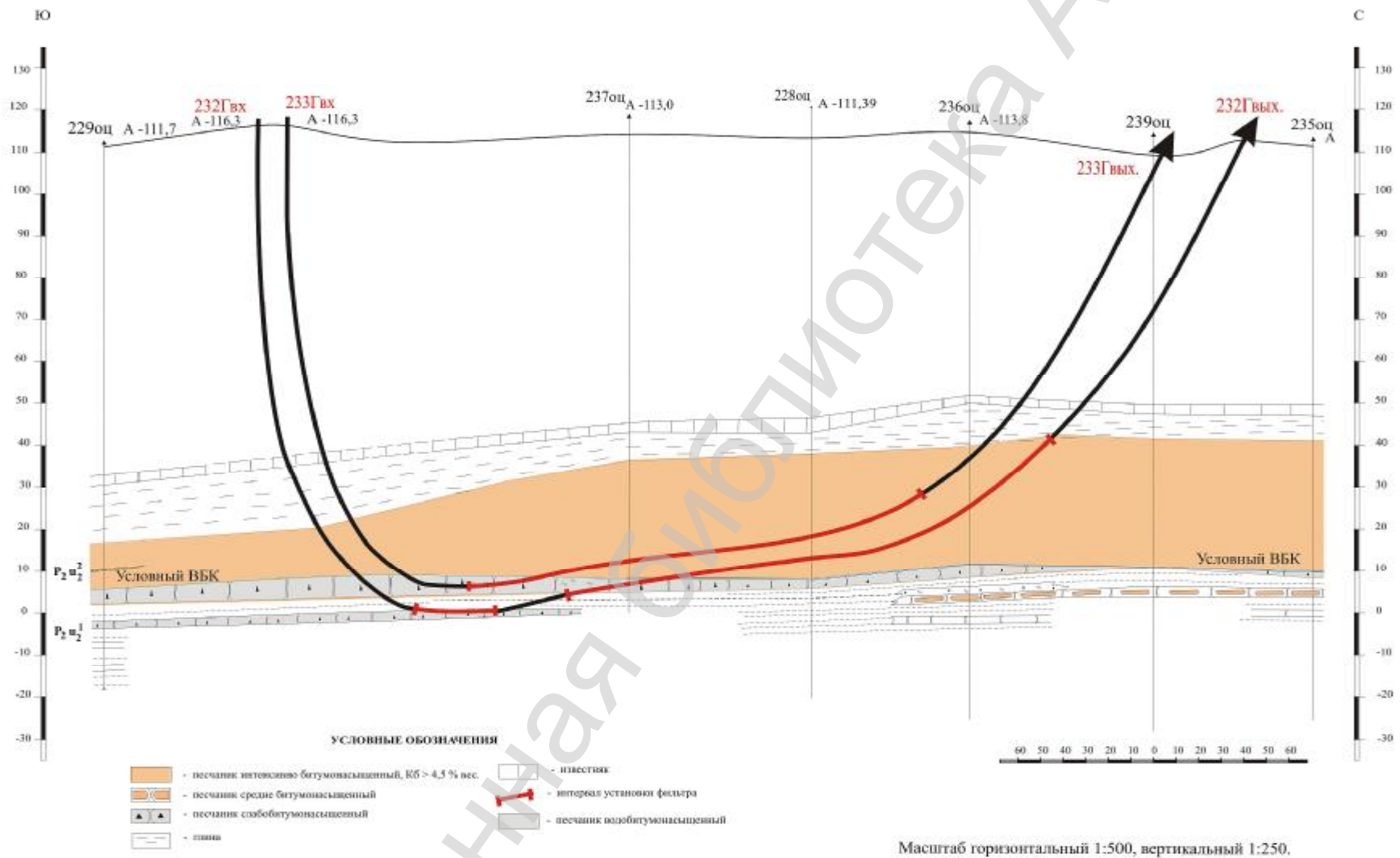


Рис. 20.8 Схема первой двухустевой пары парогравитационных скважин Ашальчинского месторождения

Наличие двухустьевой конструкции скважин при их строительстве вертикальными станками на мелких залежах позволяет завести фильтр через наклонный выход. При эксплуатации же таких скважин двухустьевое оборудование дополнительно позволяет гибко задавать режимы закачки и отбора (рис. 20.9). На первой стадии ОПР на Ашальчинском месторождении были пробурены 3 пары таких двухустьевых скважин (рис. 20.10).

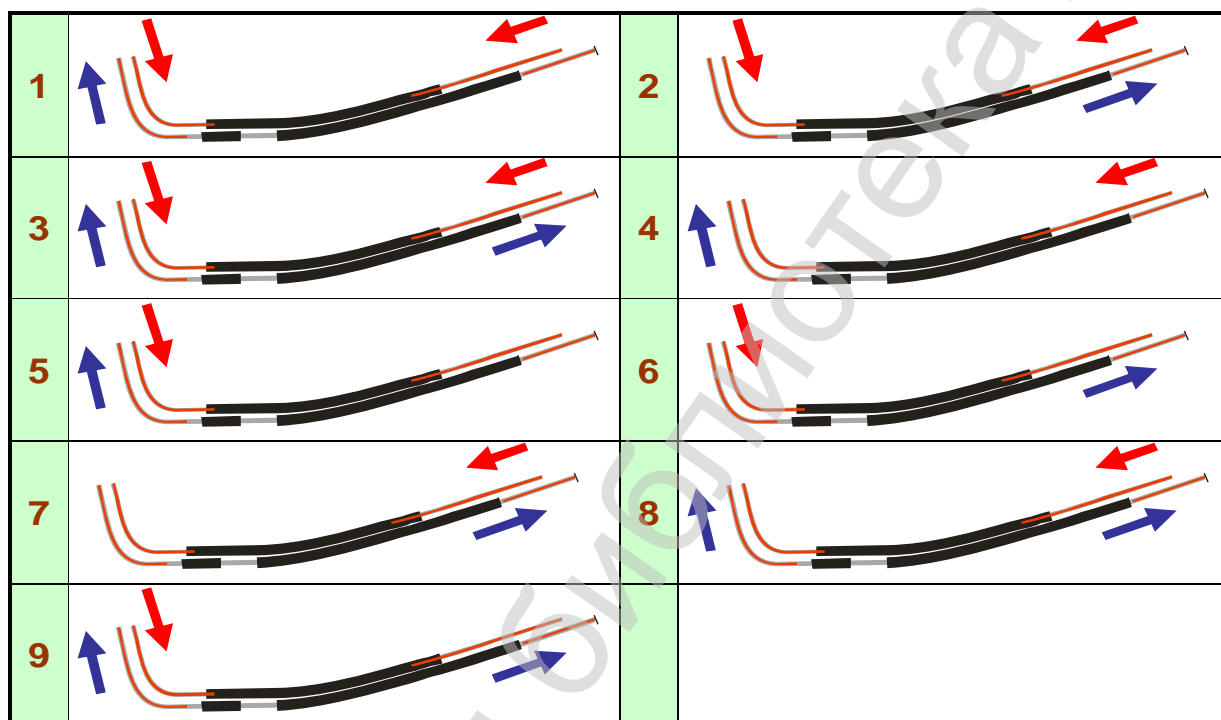


Рис. 20.9 Схема управления закачкой и отбором при парогравитационном воздействии с использованием двухустьевых скважин

Первые результаты применения парогравитационного воздействия на 2-х парах скважин в 2006-2007 гг. позволили обеспечить уже на первой стадии дебиты скважин до 25 т/сут. Показатели паронефтяного соотношения достигли величины 3 т пара на 1 т добытой нефти, что по мировым стандартам обеспечивает эффективные эксплуатационные показатели (рис. 20.11). В 2008 г. начата эксплуатация пробуренной в конце 2007 г. третьей пары скважин.

Для промышленного применения парогравитационного метода спроектирована схема разработки залежи уфимского яруса Ашальчинского месторождения системой пар горизонтальных скважин.

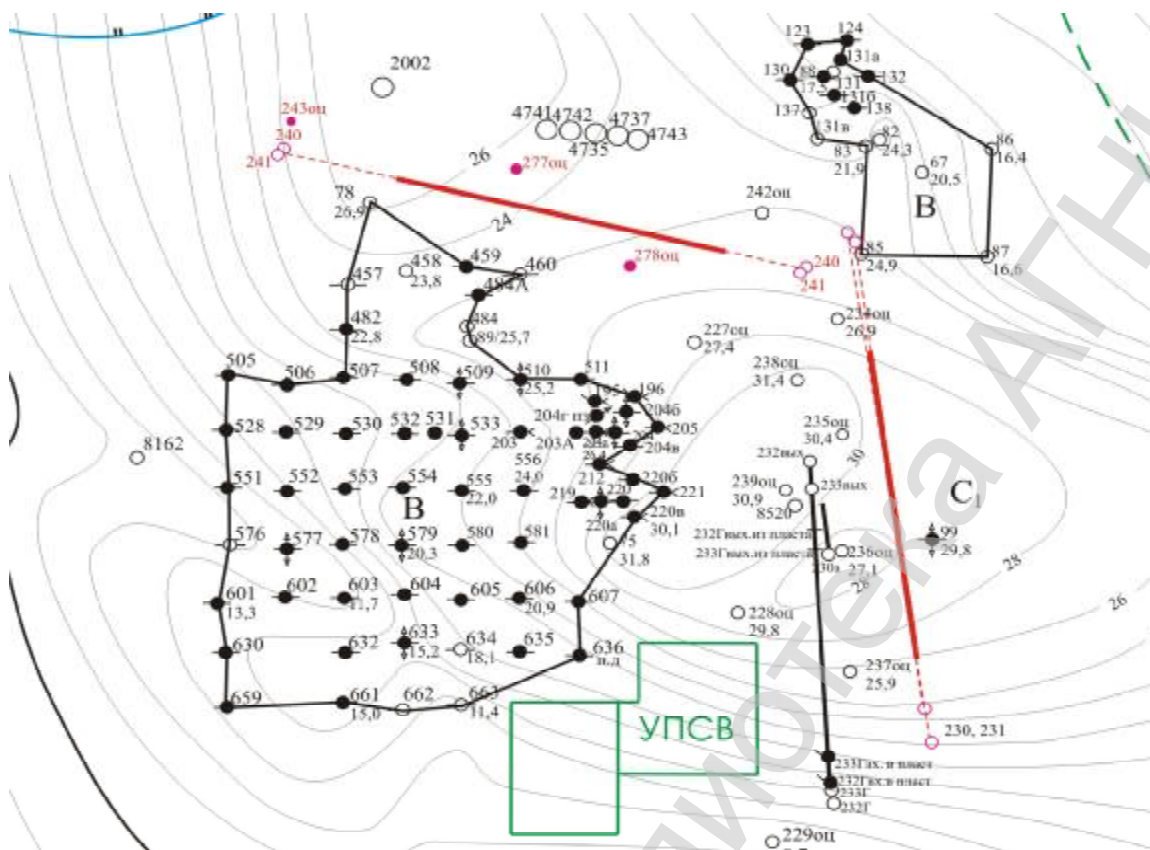


Рис. 20.10 Схема размещения пробуренных скважин опытного участка Ашалчинского месторождения

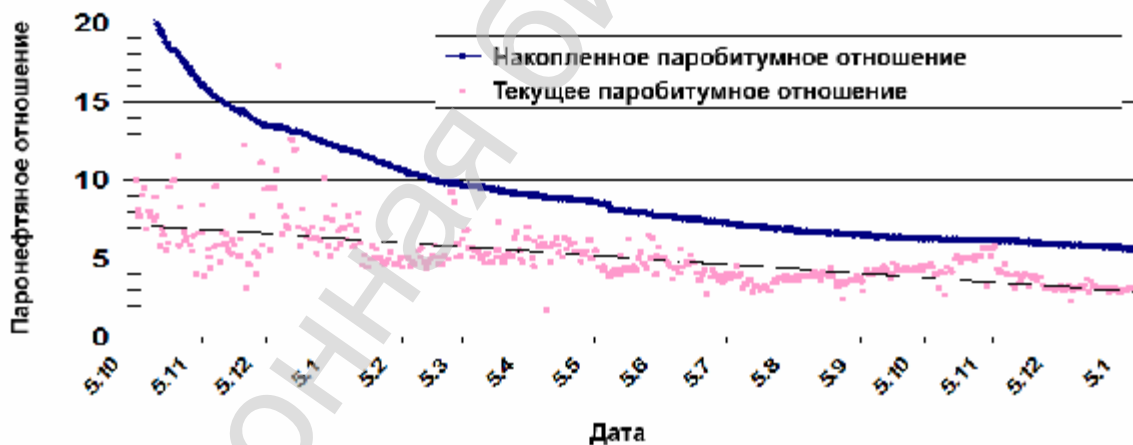


Рис. 20.11 Динамика изменения паробитумного отношения в 2007-2008 гг. (первая пара скважин Ашалчинского месторождения)

К концу 2008 г. обеспечена работа трех пилотных пар скважин и подготовлены документация и оборудование для промышленной разработки Ашалчинского месторождения. Кроме того, определены перспективы разработки месторождений сверхвязких нефтей и битумов с использованием опыта разработки таких залежей на территории Татарстана и в мире.

Лекция №21

План:

1. Внутрипластовое горение. Механизм процесса.
2. Методы расчета процесса внутрипластового горения. Уравнение Аррениуса.
3. Технология внутрипластового горения «от носка к пятке» (THAI – Toe - to- Hill Air Injection).
4. Новые термические технологии воздействия на пласт. Электропрогрев пласта (E-T technology). Внутрипластовая переработка битума.

Внутрипластовое горение. Механизм процесса

Ранее рассмотренные методы были основаны на закачке в пласт сгенерированного на поверхности теплоносителя. В то же время сам углеводородсодержащий пласт может быть использован в качестве источника генерации тепла. На основе инициирования и поддержания процесса горения в пластовых условиях путем нагнетания воздуха (кислорода) основан метод внутрипластового горения (ВГ). Примерно на таком же процессе был основан и предложенный Д.И. Менделеевым метод подземной газификации угля. В последнее время в связи с «экологизацией» терминологии в ряде источников для наименования процесса внутрипластового горения перешли на термин «нагнетание воздуха» (air injection), хотя в последнее время рассматривается и применяется в опытном масштабе (компания StatoilHydro на месторождении в Северном море) нагнетание воздуха в качестве вытесняющего, но не окисляющего в высокотемпературном режиме, агента для легких нефтей. В этом случае возможны процессы низкотемпературного химического (с достижением температур до 250 °С) или микробиологического окисления.

Внутрипластовое горение в качестве метода увеличения нефтеотдачи требует наличия нагнетательной скважины, в которую нагнетается окислитель, чаще воздух. Перед запуском процесса необходимо обеспечить гидро-газодинамическую связь между зоной нагнетания и зоной отбора, для чего в обе скважины (добывающую и нагнетательную) закачивается пар. После того, как необходимая связь обеспечена, производится инициирование процесса горения

путем закачки воздуха в разогретую зону, при необходимости, с использованием забойного электронагревателя, химических или других методов. После создания очага горения при закачке последующих объемов окислителя (воздуха) легкие фракции, как наиболее подвижные, устремляются вперед, а тяжелые (для битумных залежей – кокс) выгорают, генерируя тепло и поддерживая движение фронта горения вглубь пласта.

Схематизация процесса движения фронта горения и распределения температуры по пласту приведена на рис. 21.1. Здесь в зоне 2, в достаточно узкой полосе в районе координаты x_{ϕ} , находится фронт очага горения с температурой T_{ϕ} , впереди которого в зоне 1 двигаются разогретые легкие фракции нефти, охлаждаясь вплоть до температуры пласта $T_{пл}$ у добывающей скважины. С тыльной части фронта на забое нагнетательной скважины температура равна температуре закачиваемого окислителя практически во всей зоне 4, который двигается к фронту горения через прогретую зону 3.

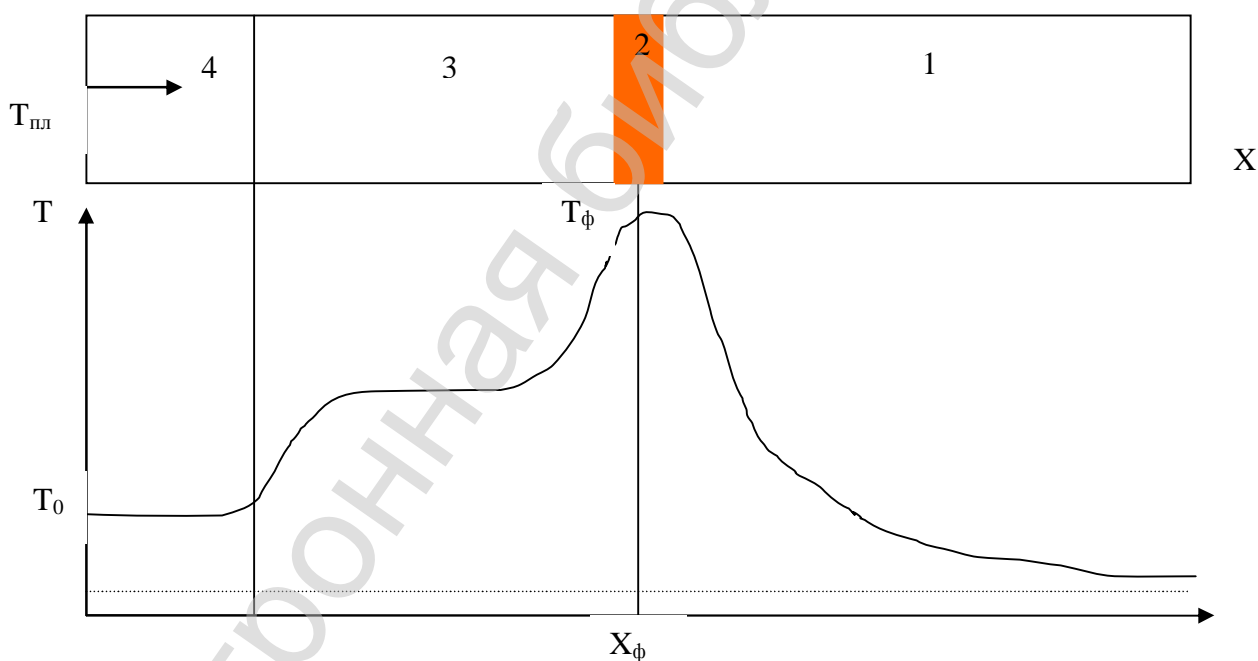


Рис. 21.1 Схематизация процесса движения фронта горения и распределения

Для описания процесса окисления, точнее скорости выделения тепла, используют формулу закона Аррениуса:

$$K = A \exp\left(-\frac{E_A}{RT}\right),$$

где

K – константа скорости реакции горения, безразмерная;

A – константа Аррениуса, безразмерная;

E_A – энергия активации, кДж/моль;

R – универсальная газовая постоянная, равная 8,314 кДж/К· моль;

T – температура, К.

Энергия активации – характеристика величины энергии, необходимой для разрыва связи в молекуле, обеспечивающей реакцию горения. Константа Аррениуса характеризует частотную характеристику столкновений молекул в процессе горения. Зона от 250 °С до примерно 300 °С – это область низкотемпературного окисления – в этой зоне окисляются низкомолекулярные углеводороды (рис. 21.2). При достижении температуры выше 450 °С реализуется процесс высокотемпературного горения, при котором легкие фракции перемещаются от фронта горения к зоне отбора, а в процессе горения окисляется кокс – тяжелая часть нефти.

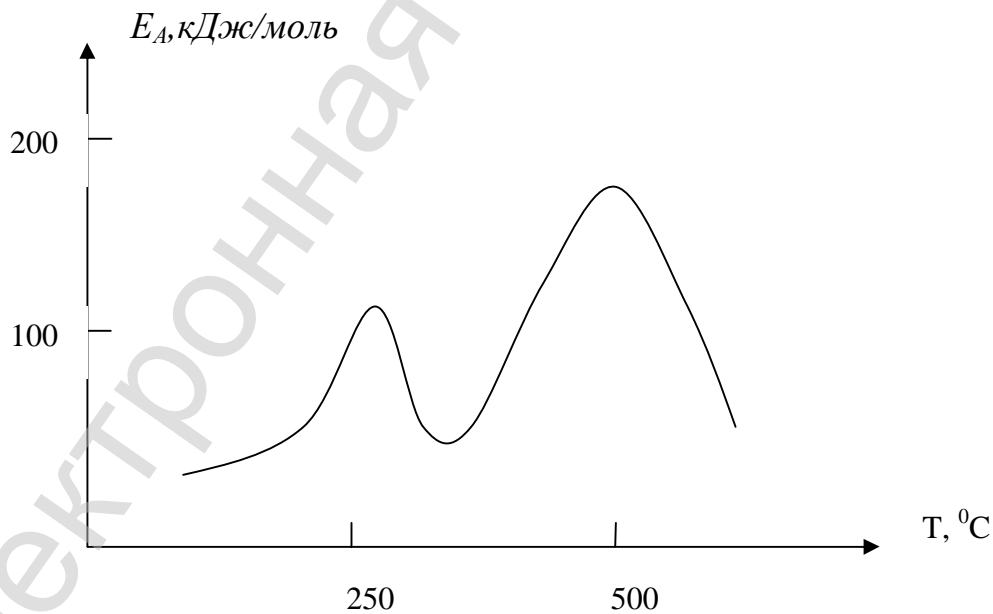


Рис. 21.2 Зависимость энергии активации от температуры

Для определения параметров движения фронта горения определим требуемое количество окислителя для выделенного объема пласта. Используем для этого уравнение горения кокса с соотношением атомов водорода и углерода $H/C = n$ при взаимодействии с кислородом воздуха. Объем воздуха, потребный для этого в 1 м^3 :

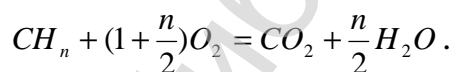
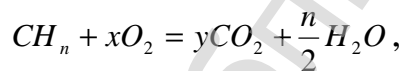
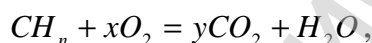
$$R_0 = \frac{22,4 \cdot (1 + \frac{n}{2}) \cdot z}{a_1 \cdot a_2 \cdot (12 + n)},$$

где z – удельное содержание кокса в объеме пласта, кг/м^3 ;

a_1 – содержание окислителя в воздухе, доли ед.;

a_2 – степень использования окислителя, доли ед.

Запишем уравнение горения кокса:



Таким образом, для окисления 1 моля кокса требуется $(1 + \frac{n}{2})$ молей кислорода.

Молекулярная масса кокса $M_{\text{мс}+n} = 12 + n$,

следовательно, на 1 кг кокса придется $(1 + \frac{n}{2})$ кг-молей O_2 .

Таким образом, на 1 кг-моль CH_n потребуется $\frac{(1 + \frac{n}{2})}{12 + n} \cdot 22,4 \text{ м}^3/\text{кг}$ окислителя.

Пусть z – удельное содержание кокса в объеме пласта, кг/м^3 .

Объем потребного воздуха составит:

$$R_0 = \frac{22,4 \cdot (1 + \frac{n}{2}) \cdot z}{a_1 \cdot a_2 \cdot (12 + n)}.$$

По опытным данным $n = 1,6$, $z = 25 \text{ кг/м}^3$.

Содержание O_2 – коэффициент a_1 для воздуха 0,21, а степень использования окислителя – коэффициент $a_2 = 0,9$.

Для 1 м^3 пласта объем воздуха равен:

$$R_0 = \frac{22,4 \cdot (1 + \frac{1,6}{2}) \cdot 25}{0,21 \cdot 0,9 \cdot (12 + 1,6)} = 392,16 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Экспериментально определено, что скорость продвижения фронта горения прямо пропорциональна расходу окислителя, то есть это подтверждает факт узкого фронта горения. Кинетика горения очень высока, поэтому увеличение объема подаваемого окислителя не приводит к увеличению зоны горения.

Для определения скорости движения фронта горения используем соотношение:

$$v_{\phi} = \frac{dx_{\phi}}{dt} = \frac{Q_0}{R_0 S}, \quad (21.1)$$

где Q_0 – расход окислителя, приведенный к атмосферным условиям;

S – площадь сечения пласта, через который проходит фронт горения.

Для определения объема добычи нефти можно оценить величину потери доли нефти на горение, а остальной объем считать вытесненным с коэффициентом нефтеизвлечения, равным 0,75. Тогда при пористости 20 % и начальной нефтенасыщенности 80 % в 1 м^3 породы содержится 160 л нефти или при плотности $900 \text{ кг}/\text{м}^3$ 144 кг, из которых около 108 кг будет извлечено. Таким образом, рассчитывая охваченный объем по формуле (21.1), можно определять и динамику добычи нефти.

Технология внутрипластового горения «от носка к пятке»

(THAI – Toe – to- Hill Air Injection)

Внутрипластовое горение (ВГ) с использованием нагнетания воздуха в вертикальную и отбор продукции через горизонтальную скважины.

1. Теоретические основы:

Метод ВГ хорошо известен. В модификации ТНАИ удается за счет отбора продукции в горизонтальный ствол, так же как и при парогравитационном методе, использовать гравитационный принцип вытеснения битума из верхней части пласта, предохраняя процесс от прорыва воздуха. Владелец патента на технологию является фирма «Петробанк» (Petrobank), работающая по добыче вязких нефтей и битумов помимо Канады также и в Колумбии, а также планирующая работы в Китае.

Механизм процесса показан на рис. 21.3. Сопоставление с показателями других технологий (паротепловые обработки и ПГВ), показывающее его эффективность, приводится в табл. 21.1.

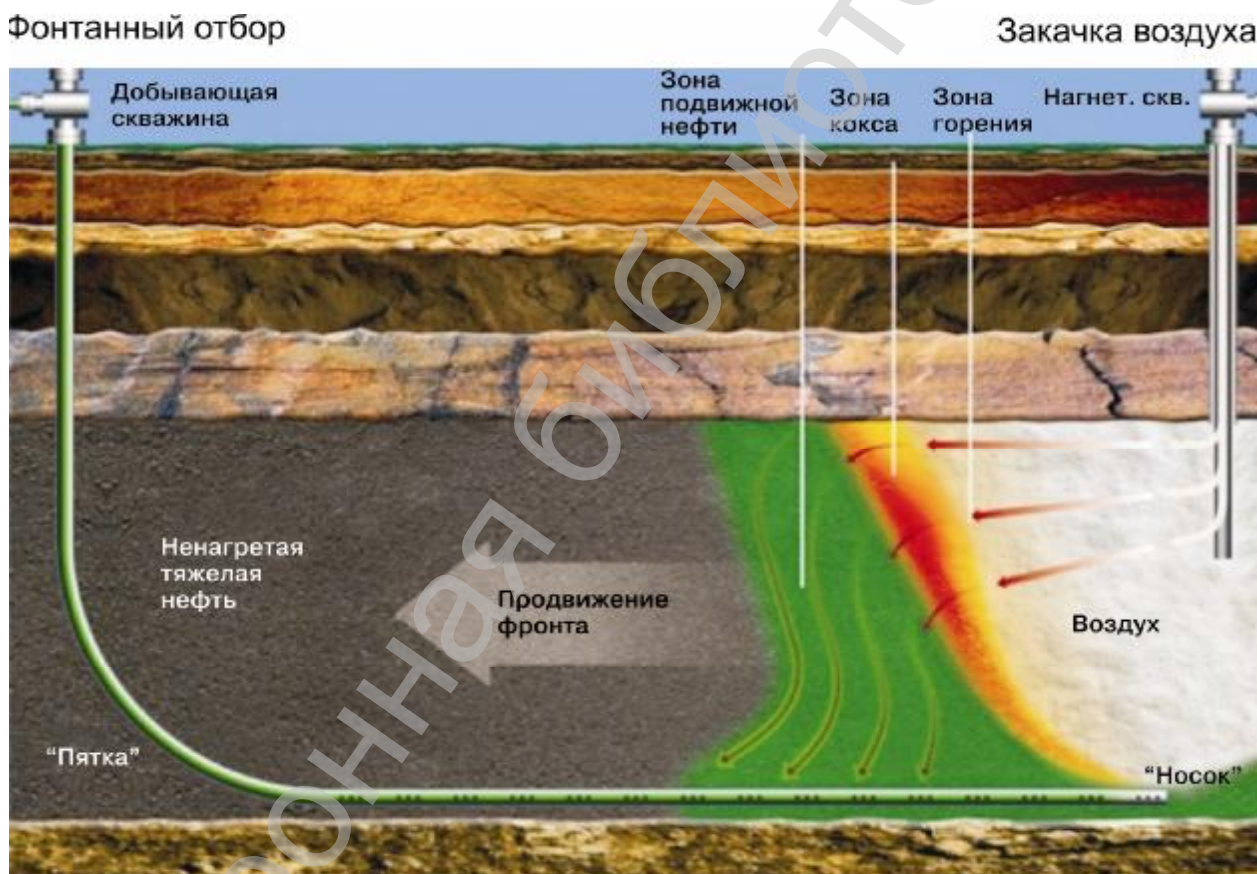


Рис. 21.3 Схема процесса ВГ по принципу «от носка к пятке», т.е. отбор от забоя до точки вскрытия кровли горизонтальной скважины

2. Промысловый эксперимент:

На месторождении Whitesand с глубиной пласта 400 м и толщиной 20 м в 2006 г. пробурены 3 пары скважин (ВС – воздухомнагнетательные и ГС – добывающие с длиной ГС 500 м) с расстоянием между парами 100 м. Проект внут-

рипластового горения был начат после последовательного прогрева закачкой пара каждой пары скважин до достижения гидродинамической связи между вертикальной и горизонтальной скважинами.

Таблица 21.1

Сопоставление показателей термических технологий (условия месторождения Whitesand)

Процесс Параметры	Паротепловые обработки CSS	ПГВ	ТНАИ (Внутрипластовое горение с закачкой в вертикальную и отбором через горизонтальную скважину)
Краткая характеристика	Перемежающиеся циклы закачки пара, пропитки и последующего отбора через одну и ту же скважину	Использование пары ГС	Использование вертикальной нагнетательной и добывающей ГС. Пар необходим первые 3 месяца для создания гидродинамической связи между скважинами и разогрева пласта для розжига. В ходе процесса происходит улучшение качества продукции за счет выгорания тяжелой части битума через коксование, остающегося после опережающей фильтрации легкой части
Коэффициент нефтеотдачи	25-50 %	25-50 %	70-80 %
Границы рентабельных глубин, м	< 400	< 400	100-500
Границы рентабельных толщин, м	>15	>15	2-45
Достижимые паронефтяные отношения, д.ед.	2-3,5	2-3,5	Эквивалентно 1,0
Вязкость добываемого битума для месторождения Whitesand	555000 мПа·с	555000 мПа·с	1850 мПа·с
Объекты применения	* Imperial Cold Lake * Husky Pikes Peak	* Shell Hilda Lake * CNRL Wolf Lake/ Primrose * ConocoPhillips Surmont	Whitesand
Доля потребного растворителя для транспорта	30 % растворитель, 70 % ПБ	30 % растворитель, 70 % ПБ	20 % растворитель, 80 % ПБ

На конец 2008 г. в работе находятся 3 пары, рядом бурится 4-я с длиной ГС 700 м. Средний дебит продукции участка по битуму около 300 м³/сут. Обводненность около 50 %. Закачка воздуха компрессорами ведется при 8,0 МПа, отбор из добывающих скважин фонтаном на устье добывающих скважин давление поддерживается в диапазоне 3,0-5,0 МПа. Плотность добываемого битума за счет термических процессов окисления и преобразования высокомолекулярных соединений (выделение в пласте кокса) на 10-15 % ниже плотности пластового. Для контроля за фронтом горения пробурены по 3 вертикальные скважины (ВС) по всей длине участка вдоль каждой ГС.

Результаты даже первых 1,5 лет работы по новой технологии свидетельствуют о перспективности процесса. Проблем по прорывам воздуха, коррозии, подготовке продукции не отмечается.

Новым проектом предусмотрено пробурить еще 3 пары скважин. Планируется перенести туда все основное, высвобождаемое на пилотном участке оборудование.

Новые термические технологии. Электропрогрев пласта. Внутрипластовая переработка битума

Электропрогрев пласта заключается в использовании эффекта разогрева пласта за счет преобразования электрической энергии в тепловую из-за высокого сопротивления битума и обеспечения необходимой для охвата пласта проводимости дозированной подкачкой воды через скважину-электрод.

1.1. Теоретические основы:

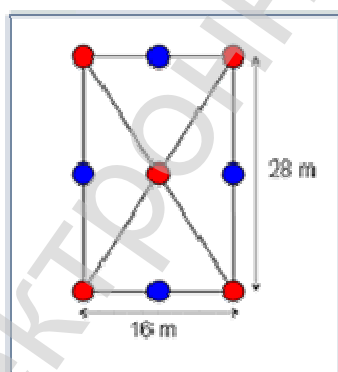
Технология основана на использовании эффекта разогрева пласта за счет электропроводимости в системе нагнетательная – добывающая скважина. При этом подкачиваемый через скважины с электродами минимальный объем воды предназначен для обеспечения минимальной проводимости для разогрева высокоомной битумной среды.

В Канаде действует регулирование тарифов на электроэнергию по времени суток, а технологический режим позволяет производить нагрев по льготным временным отрезкам.

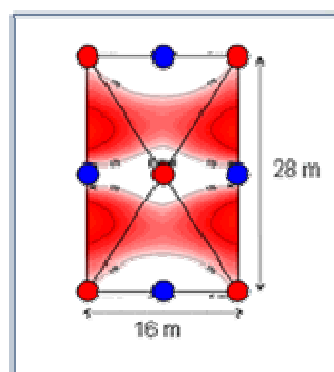
1.2. Промысловый эксперимент:

Опытный участок стендовых испытаний разбурен по треугольной сетке, где по углам треугольника скважины электроды с подводом отдельных фаз поскважинно, в центре добывающая. Глубина пласта 65 м, средняя толщина 35 м. Расстояние между добывающей и электродной скважинами 8-14 м (рис. 21.4). На электродные скважины ток подается пофазно – на каждую из 3-х окружающих добывающую скважину по фазе ток напряжением 600 В мощностью до 25000 кВА. Для обеспечения проводимости пласта в каждую электродную скважину ведется подкачка воды. Это позволяет разогреть межскважинный интервал до 120 °С. В ходе электровоздействия реализуются следующие электрохимические процессы: разогрев за счет сопротивления битумонасыщенного пласта, электрофорез (движение электрозаряженных частиц в электрическом поле) и электроосмос (перемещение заряженных частиц с поверхности с противоположным зарядом – обезвоживание набухшей глины).

Добыча разогретого и мобилизованного таким образом жидкости с битумом ведется скважинными насосами.



Расположение скважин (светлые – электроды, темные – добывающие)



Распределение зоны разогрева

Рис. 21.4 Проектная сетка расположения скважин – электродов и добывающих скважин

Внутрипластовый апгрейдинг

Up-grading – повышение качества битума (тяжелой нефти) путем выделения тяжелой части (кокса) и элементарной серы и (или) гидрированием тяжелых фракций с получением искусственной нефти – syntetic oil, которая легче и существенно менее сернистая. В процессе внутрипластового горения идут реакции коксования и крекинга, что также улучшает качественные показатели добываемого битума (табл. 21.1), хотя и вызывает рост объемов сероводорода, в который переходит часть углеводородных соединений серы. Рядом исследователей рассматривается использование нагрева пласта и иными методами, чем горение, с продолжительным поддержанием пластовых температур выше 350 °С и проведением в пласте крекинга и других процессов облагораживания нефти. Для этого используются процессы, связанные с вводом в пласт водорода, различных газовых смесей и др. Компанией Shell в проекте Викинг на залежи тяжелой нефти в регионе Cold Lake в провинции Альберта (Канада) ведутся пилотные испытания технологии внутрипластового апгрейдинга. Разогрев пласта обеспечивается электроэнергией через систему электродов, помещенных в горизонтальные скважины. При этом прошедшая апгрейдинг облегченная часть нефти перемещается в верхнюю часть пласта, а утяжеленная – в нижнюю.

В качестве модификации процесса горения разработана для испытаний технология CAPRI – внутрипластовое горение с использованием катализатора высокотемпературного для облагораживания добываемого битума. Катализатор располагается в специальном цилиндрическом контейнере вокруг ствола добывающей скважины. Для испытаний этой технологии с сентября 2008 г. на объекте внутрипластового горения по технологии THAI в скважину спущено оборудование – контейнер длиной 30 м с катализатором.

Лекция №22

План:

1. Разработка нефтяных (битумных) месторождений открытым способом (open pit mining).
2. Шахтная разработка нефтяных (битумных) месторождений (mining).

Разработка нефтяных (битумных) месторождений открытым способом

Открытая разработка нефтяных (битумных) месторождений известна с самых древних времен. В первую очередь такими методами добывались углеводороды в местах выхода залежей углеводорода на поверхность. Это, часто склоны гор, размытые речным потоком – берег реки Атабаска (Канада), берег реки Шешма около поселка Шугурово в Татарстане и многие другие. Для газовых залежей известны выходы природного газа по трещинам в земной коре, огням которых в древние времена поклонялись язычники, например, в Ираке на поверхности известного месторождения Киркук, недалеко от одноименного города.

Для добычи таких запасов, а также мелкозалегающих (по опыту Канады до глубины 70 м), может применяться открытая разработка или, другими словами, карьерные методы.

Последовательность работы при реализации таких технологий следующая:

1. Вскрышные работы, при которых снимаются верхние слои почвы – до кровли продуктивного пласта.
2. Продуктивный пласт вынимается с помощью гигантских экскаваторов и загружается в гигантские же грузовики с грузоподъемностью 400 т и более.
3. Битумонасыщенный песок, правильнее – смесь песка, битума и пластовой воды, перевозится на специальный завод для переработки.
4. На этом заводе осуществляется цикл технологических процессов по отделению песка от битума и воды путем обработки горячей водой с добавлением растворителей при температуре 60-70 °С с последующим перемещением для сепарации песка через циклон.

5. Далее битум отделяется от воды путем гравитационного отстоя.

Такие заводы часто совмещают с установками первичной переработки битума так называемыми апгрейдерами (Upgrader). Этот процесс уже был охарактеризован в предыдущей лекции, на заводах же эти химические реакции легче управляемы, но технически и технологически не менее сложны. При этом значительный объем работ и затрат связан с переработкой и последующей транспортировкой малоценных продуктов – элементарной серы, кокса. Полученная в результате синтетическая нефть может далее смешиваться с обычной нефтью и транспортироваться по трубопроводным коммуникациям до обычных НПЗ.

Шахтная разработка нефтяных (битумных) месторождений (mining)

Шахтная разработка нефтяных месторождений достаточно широко и давно известна, также как и добыча битума открытым способом. Исторический опыт разработки месторождений легкой нефти шахтными методами в ряде стран мира показывает возможность достижения коэффициента нефтеизвлечения до 60 %.

Опыт шахтной добычи тяжелой нефти наиболее продолжителен в России, где в конце 30-х годов 20 в на территории Республики Коми началось строительство шахт для разработки Ярегского месторождения тяжелой нефти [10].

Принципиальными решениями, выработанными при применении паротеплового воздействия в шахтных условиях, стали (рис. 22.1):

1. Проведение шахтных стволов по кровле продуктивного пласта с созданием наклонных стволов – уклонов под подошву нефтенасыщенной части пласта.
2. Бурение из выработок на кровле пласта нисходящих наклонных паронагнетательных скважин, а из-под подошвы наверх восходящих, также наклонных добывающих скважин.
3. Длина этих скважин составляла 30 м для пласта толщиной 25 м.

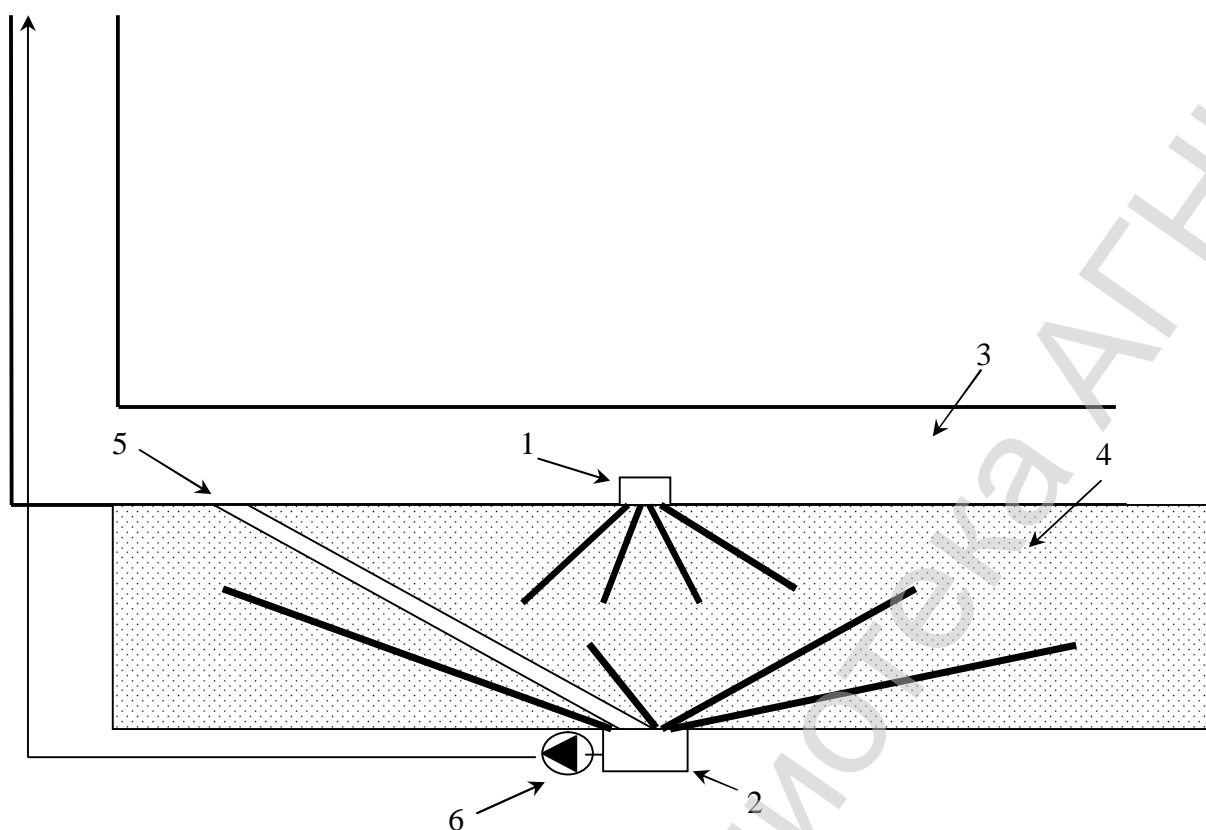


Рис. 22.1 Схема разработки месторождения термошахтным методом (разрез шахты Ярегского месторождения):

1 – паронагнетательная гребенка для подачи пара в нисходящие нагнетательные скважины; 2 – камера для откачки нефти, поступившей из восходящих добывающих скважин; 3 – горизонтальная шахтная выработка над кровлей продуктивного пласта; 4 – продуктивный пласт; 5 – уклон – выработка сквозь продуктивный пласт для обслуживания добывающих скважин и прокладки труб для откачки нефти; 6 – насос для откачки нефти на поверхность

Эти решения позволили существенно увеличить охват пласта воздействием по сравнению с возможностями разбуривания с поверхности. Размер поверхностной сетки на соседнем опытном участке составлял 70x70 м, что существенно крупнее достигаемых в шахтных условиях и обеспечивает меньший коэффициент извлечения.

Для условий Горского и Ашальчинского месторождений битума Татарстана также рассматривались варианты разработки с применением шахтного метода (рис. 22.2).

Крупным недостатком этой технологии является опасность для работающих – необходимость работать в шахтных условиях со всеми вытекающими из этого опасностями окружающей среды для работающих, и высокой опасностью взрыва смеси углеводорода и воздуха в шахтных условиях.

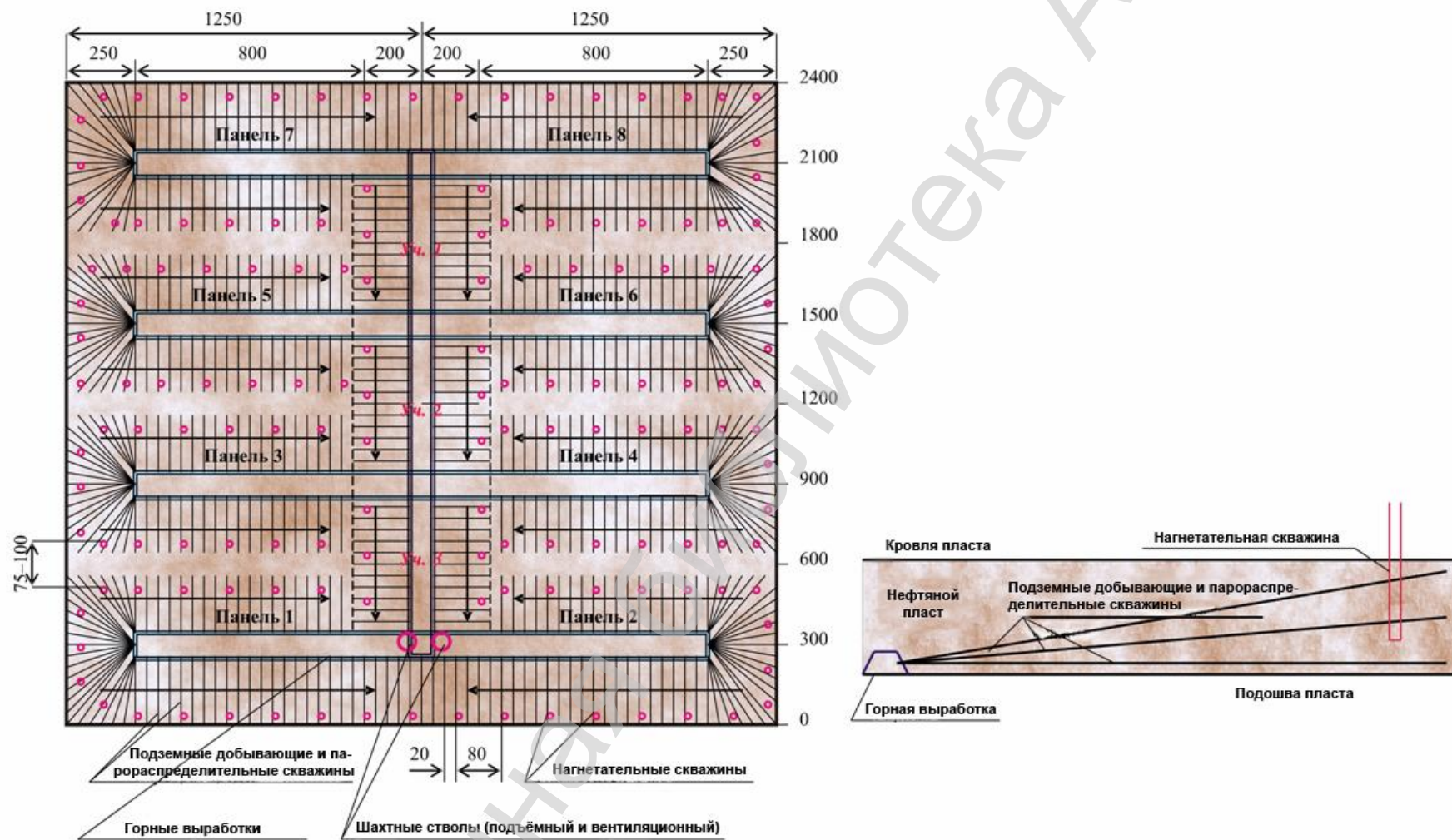


Рис. 22.2 Принципиальная система разработки шахтным способом залежи битума (размеры в метрах)

Лекция №23

План:

1. Газовые методы увеличения нефтеотдачи пластов.
2. Циклическая закачка газа, водогазовое воздействие (Water Alternate Gas (WAG)).
3. Закачка углекислого газа. Опыт планирования и применения CO₂ на Елабужском месторождении.

Газовые методы увеличения нефтеотдачи пластов

К газовым методам увеличения нефтеотдачи обычно относят применение углеводородных газов, углекислого газа, азота и газов горения. Механизм реализации процессов, улучшающих извлечение нефти этими методами из пластов, существенно зависит от термобарических условий месторождений. Например, растворимость азота в нефти возможна при существенно более высоких давлениях, чем, например, для углекислого газа.

Применение газовых методов имеет большую историю, так как прямо на месторождениях или поблизости могут быть доступны значительные ресурсы различных газов. Нередко месторождения нефти содержат большое количество растворенного газа. Кроме того, бывают доступны и ресурсы газовых месторождений, в том числе и углекислого газа, как, например, на многих проектах применения CO₂ в США.

В 21-м столетии применение газовых методов существенно активизируется в связи с принятием большинством стран мира требований протокола Киото по ограничению выброса так называемых «парниковых» газов, которые, накапливаясь в верхних слоях атмосферы, препятствуют излучению тепла с поверхности Земли. В результате этого процесса, по мнению большинства специалистов, происходит потепление климата, то есть по эффекту воздействия на планету такие газы, которые ответственны за изменение свойств атмосферы, называют «парниковыми». Кроме того, начиная с 2009 г. в России планируется увеличение платы за сжигание попутного нефтяного газа.

Особенностью закачки газов в нефтяной пласт является фазовые переходы при различных термобарических условиях. Для анализа и прогноза таких переходов удобно использовать трехфазные диаграммы (рис. 23.1).

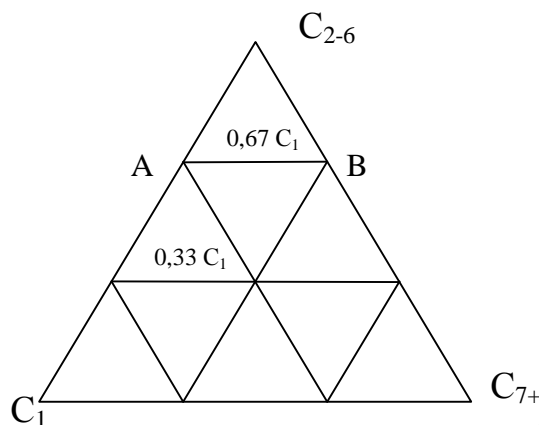


Рис. 23.1 Фазовая диаграмма для трехфазной углеводородной системы (C_1 – метан; C_{2-6} – «летучие» углеводороды; C_{7+} – жидкие углеводороды)

Эта диаграмма для системы из трех типов углеводородов позволяет определять их количественные соотношения в различных термобарических условиях. Например, разбив каждую сторону треугольной диаграммы на 3 приблизительно равные части, мы получим хорды, отсекающие составы на $1/3$ часть содержащие одну из компонент при изменении по движению по хорде составов 2-х оставшихся. Например, состав по хорде АВ будет содержать $1/3$ метана при изменении составов 2-х остальных фаз.

На следующей трехфазной диаграмме (рис. 23.2) можно увидеть, как при определенных термобарических условиях может располагаться линия фазовых переходов АКВ [11]. Внутри этой кривой располагается двухфазная зона. С помощью такой диаграммы можно определить массовый состав смеси при перемешивании 2-х составов, например, газ из точки G массой m_G с жидкостью массой m_L из точки L.

Точка D, соответствующая составу результирующей смеси, будет лежать на отрезке GL, а ее положение определяется по правилу рычага:

$$GD/DL = m_G / m_L$$

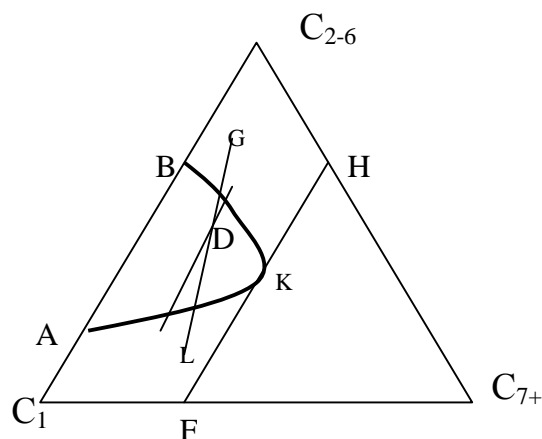


Рис. 23.2 Фазовая диаграмма для трехфазной углеводородной системы (C_1 – метан; C_{2-6} – «летучие» углеводороды; C_{7+} – жидкие углеводороды; К – критическая точка; АК и КВ – линии раздела составов)

Существует 2 типа вытеснения при различных компонентных составах вытесняющего и вытесняемого агентов, а также при различных условиях вытеснения, которые могут быть проиллюстрированы следующим образом на основе трехфазной диаграммы (рис. 23.2):

1. Несмешивающееся:

- 1.1. Вытесняющий агент представлен преимущественно метаном – в этом случае происходит испарение легкой жидкой фазы в газ.
- 1.2. Кроме того, исходная фаза может содержать большее количество тяжелых компонентов газа, чем в случае 1.1, поэтому может происходить также несмешивающееся вытеснение нефти с процессом конденсации в нефть тяжелых компонентов газа.

2. Смешивающееся:

- 2.1. Закачка обогащенного газа при смешении с жидким составом за пределами касательной к критической точке HF – при этом будет достигаться смешение.
- 2.2. Закачка растворителя, то есть смешение легких углеводородов с газом.
- 2.3. Одноконтактное смешение достигается и при закачке сухого газа с вытеснением легкой нефти.

2.4. Многоконтактное смешение достигается при вытеснении сухим газом нефти в закритической области с переходом (конденсацией) в газ легких фракций нефти.

Расположение точек начальных фаз по вариантам 2.2-2.4 обучаемым предлагается оценить по рис. 23.2 самостоятельно.

В целом эффект от применения метода увеличения нефтеотдачи с помощью углеводородных газов обеспечивается следующими механизмами:

- набухание нефти при растворении в ней газа;
- снижение вязкости нефти;
- достижение смесимости с нефтью и вовлечение остаточной нефти в движение;
- выравнивание вязкости на фронте вытеснения при смешении нефти и газа.

Циклическая закачка газа, водогазовое воздействие (Water Alternate Gas (WAG))

Малая вязкость и низкая плотность газа – важнейшие факторы, ограничивающие применение классических газовых методов, предполагающих непрерывную закачку. Одним из решений этой проблемы было снижение относительной фазовой проницаемости по газу за счет увеличения насыщенности подвижной водой. Это осуществляется посредством поочередной закачки газа и воды (создания оторочек) либо формированием устойчивой водогазовой смеси с применением ПАВ.

Эффективность применения водогазового воздействия может объясняться следующим механизмом (рис. 23.3):

1. Нефть вытесняется газом (смешивающееся/несмешивающееся вытеснение), при этом газ в результате гравитационной сегрегации движется по верхним участкам пласта.
2. Нефть вытесняется водой, которая занимает нижнюю часть пласта.
3. Вблизи нагнетательной скважины происходит совместное движение воды и газа.

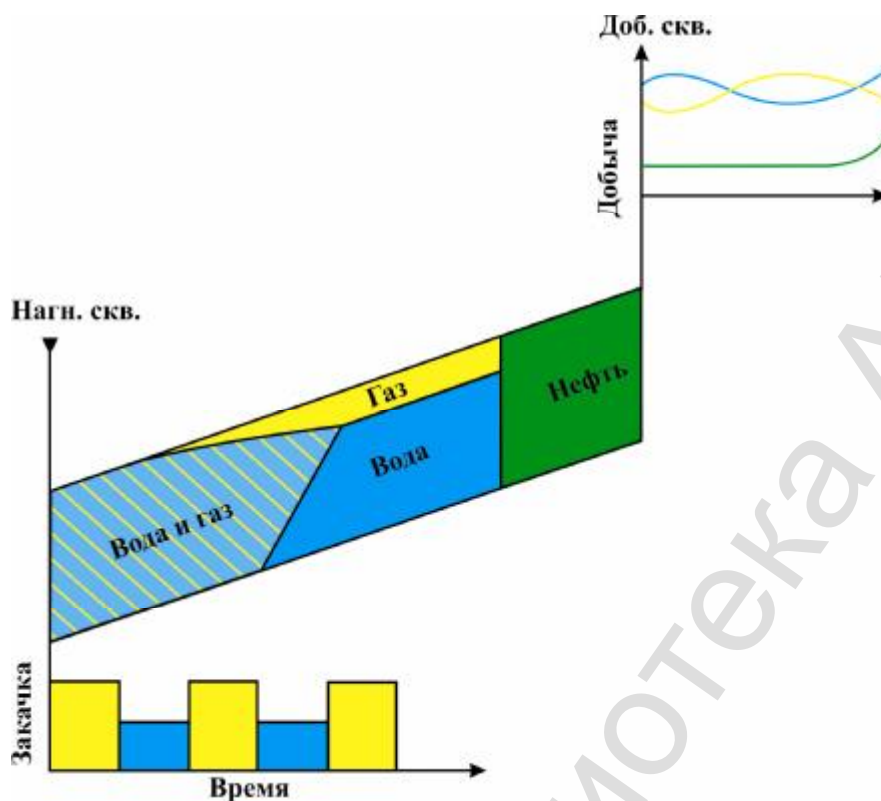


Рис. 23.3 Схема водогазового воздействия (ось абсцисс – время, ординат – закачка; желтым цветом обозначен газ, синим – вода, зеленым – нефть) [12]

Распространение водогазовой смеси зависит от соотношения вязкостных и гравитационных сил и может характеризоваться следующим безразмерным параметром:

$$R_{v-g} = \frac{Cuh}{\Delta r k_v L \left(\frac{k_{rw}}{m_w} + \frac{k_{rg}}{m_g} \right)},$$

где h – толщина пласта; u – скорость фильтрации водогазовой смеси; L – расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами; k_v – проницаемость коллектора по вертикали; Δr – разность плотностей воды и газа; k_{rw} и k_{rg} – коэффициенты относительной проницаемости воды и газа; m_w и m_g – коэффициенты динамической вязкости воды и газа, коэффициент $C = 0,102 \text{ с}^2/\text{м}$ – при использовании системы СИ.

Наилучшие условия для водогазового воздействия достигаются, когда вязкостные силы превышают гравитационные, то есть $R_{v-g} > 1$. В этом случае сегрегация фаз не начинается до тех пор, пока водогазовая смесь не достигнет добывающей скважины.

Закачка углекислого газа

Углекислый газ (CO₂) имеет молекулярную массу 44, то есть более чем в 1,5 раза тяжелее воздуха, при стандартных условиях его плотность 1,95 кг/м³; критические свойства (рис. 23.4):

- T_{кр}: 31,05 °C

- P_{кр}: 7,39 МПа

Тройная точка:

- T₃: – 56,6 °C

- P₃: 0,51 МПа.

CO₂ – это газ, отнесенный к категории «парниковых» газов, и Россия, подписав Киотский протокол, приняла на себя важные международные обязательства по сокращению эмиссии таких газов. В настоящее время, кроме использования газа для увеличения нефтеотдачи пластов, во всем мире активно рассматриваются меры по закачке углекислого газа с целью его захоронения в поглощающих пластах.

CO₂ в силу своих свойств – не горюч, не взрывоопасен, не опасен при дыхании – является привлекательным реагентом для закачки в пласт. Газ помимо отходов производства используется также и из месторождений с высоким содержанием CO₂. Для этого требуется компрессорное оборудование, а также обязательная осушка газа, в силу высокой коррозионной активности угольной кислоты, образующейся при смешении CO₂ с водой:



Осушка CO₂ производится также и в ходе закачки отсепарированного CO₂, после того, как он появляется в продукции скважин.

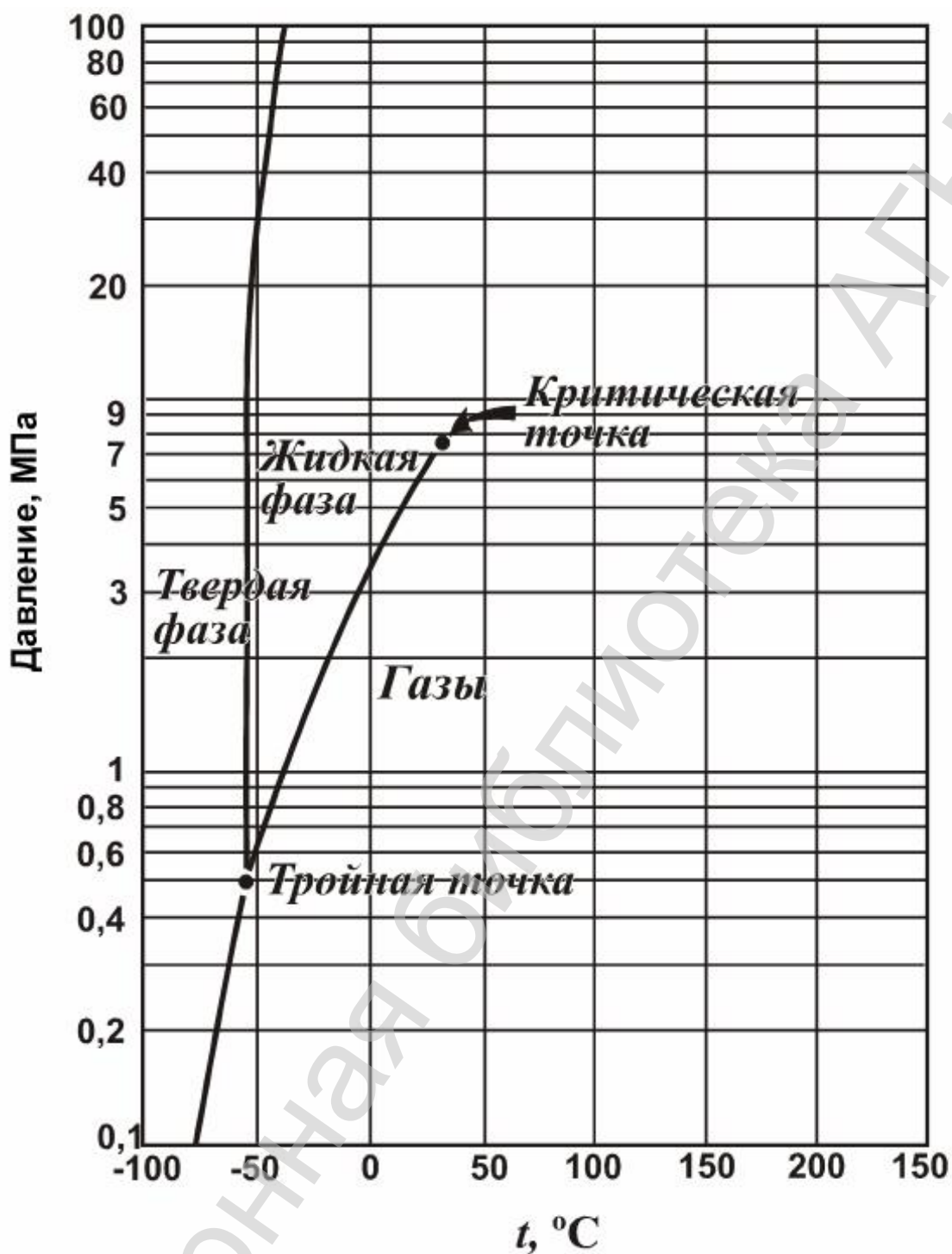


Рис. 23.4 Диаграмма состояния углекислого газа (P – давление; T – температура)

Принципиальными отличиями применения углекислого газа от описанного в предыдущих разделах применения углеводородных газов является то, что CO_2 может экстрагировать более тяжелые углеводороды, вплоть до C_{30} . В частности, на этом основано эффективное применение метода на месторождении тяжелой нефти Бати – Раман в Турции вязкостью нефти более 2000 мПа·с. Растворимость CO_2 в нефти лучше, чем у метана, а потому набухание нефти при

этом значительнее. К преимуществам МУН с применением CO_2 дополнительно к преимуществам углеводородных газов относятся:

- растворимость в воде;
- большая растворимость в нефти;
- снижение разницы плотностей между нефтью и водой;
- снижение межфазного натяжения на границе между нефтью и водой.

В то же время недостатками метода наряду с коррозионной активностью являются также высокая подвижность CO_2 , приводящая к возможным прорывам к добывающим скважинам, и опасность выпадения в пласте асфальтенов при экстракции легких фракций углеводородов из нефти.

Одним из важных факторов экономической эффективности применения метода является стоимость двуокиси углерода. По США эта стоимость преимущественно для источника из месторождения CO_2 в виде эксплуатационных затрат с учетом приобретения и подготовки газа составляет от 12,6 до 18,9 долл./т (по ценам 2002 г.), что больше, чем затраты на заводнение примерно на 10 %. Оценка для условий нового проекта для разработки месторождений в Пермском бассейне США при цене 110 долл./т показала потенциальную прибыль при применении метода с CO_2 примерно 45 долл./т, при этом технологическая эффективность составляет 1 м³ добычи нефти на 890 м³ закачанного CO_2 .

Опыт планирования и применения CO_2 на Елабужском месторождении

В бывшем СССР опыт применения CO_2 был накоплен в ходе процессов, реализованных в Самарской области, Башкортостане и Татарстане.

Елабужское нефтяное месторождение находится в северо-восточной части Татарстана на левом берегу реки Кама. Промышленное разбуривание его начато в 1969 г. Поддержание пластового давления осуществлялось с 1972 г. путем законтурного заводнения через нагнетательные скважины, расположенные по периметру внешнего контура нефтеносности. В непосредственной близости от месторождения на Нижнекамском нефтехимкомбинате после запуска произ-

водства окиси этилена образовался масштабный отход жидкой двуокиси этилена. Для испытания метода увеличения нефтеизвлечения, основанного на применении жидкой двуокиси углерода, на Елабужском нефтяном месторождении был выбран опытный участок. По расчетам, прирост нефтеизвлечения за счет закачки CO_2 должен был составить 8,15 %.

Продуктивный горизонт, к которому приурочена залежь нефти в терригенной толще девона, представлен кыновско-пашийским объектом (пласты D_0+D_1), в большинстве случаев – это единый пласт D_0 . Он сложен преимущественно песчаниками с включением алевролитов и подстилается глинистым непроницаемым разделом толщиной 2-8 м, отделяющим пласт от нижележащих водоносных пашийских отложений.

Залежь нефти объекта D_0+D_1 имеет хорошую гидродинамическую связь с законтурной областью. Залежь эксплуатировалась на смешанном режиме: начальном – упруговодонапорном и водонапорном (вытеснение водой). На опытном участке по закачке двуокиси углерода, расположенном в центральной части месторождения, по треугольной сетке размером 500x500 м пробурено четыре ряда добывающих скважин. Нагнетательные ряды расположены на границе внешнего контура нефтеносности залежи: западный включает скв. 803, 805, 813; восточный – скв. 538, 540, 545, 552, 553 (рис. 23. 5).

Для увеличения нефтеотдачи пластов на Елабужском месторождении была разработана следующая технологическая схема использования двуокиси углерода. Жидкая двуокись углерода из Нижнекамского нефтехимического комбината при температуре 278-283 К и давлении 9,5 МПа насосами подается в продуктопровод (длиной 5 км), затем на узел распределения и по выкидным трубопроводам – в специальные нагнетательные скважины для закачки CO_2 . Последние были пробурены в 1980-1985 гг.; к ним относятся: на западном крыле участка – скв. 542, 543, 544, а на восточном – скв. 545, 546.

Эти скважины были названы «створовыми», так как располагались в створе между водонагнетательными и первым рядом добывающих скважин.

Такое решение было выбрано с той целью, чтобы можно было эффективно управлять соотношением воды и жидкой CO_2 , подаваемых в контур залежи.

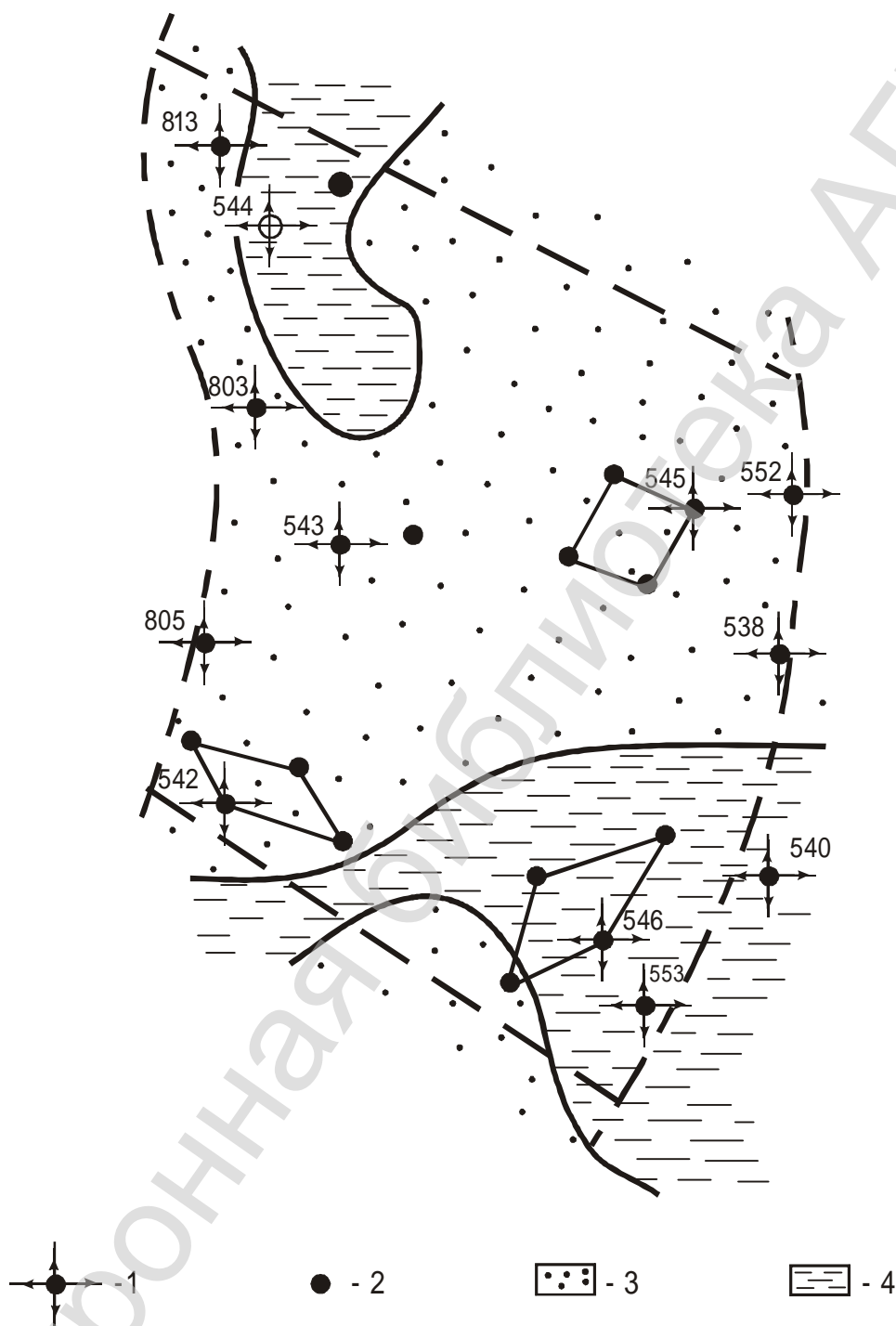


Рис. 23.5 Схема расположения нагнетательных скважин на опытном участке Елабужского месторождения

При этом соотношение объемов воды и жидкой CO_2 было выбрано равным 2/1. Опыт применения такого метода свидетельствует об эффективных соотношениях в диапазоне от 1/1 до 3/1.

Общее число пробуренных под закачку CO_2 скважин выбирали так, чтобы их суммарная приемистость при эксплуатации в непрерывном режиме превышала максимальный объем подачи CO_2 в 1,5-2 раза. Резерв приемистости был предусмотрен на случай ремонтных и профилактических работ в системе нагнетания двуокиси углерода.

Максимальный объем закачки CO_2 предполагалось достичь через 3-5 лет после начала нагнетания. Для условий заводненной залежи технологическая эффективность была принята равной 1 тонне дополнительной добычи нефти на 3 т закачанной жидкой двуокиси углерода или 0,33 т нефти на 1 т закачанной жидкой CO_2 . В связи с этим для отработки эффективных параметров технологического процесса перед началом крупномасштабного его применения необходимо было выбрать такие первоочередные участки с нагнетательными скважинами для подачи CO_2 , показатели разработки которых обеспечат быстрый и достоверный анализ получаемых результатов.

Выбор первоочередных участков под нагнетание CO_2 осуществлялся на основании следующих критериев.

1. Минимальное время проявления эффекта от процесса закачки CO_2 .

Оно зависит от геологической характеристики пласта-коллектора, а также равномерности распределения и полноты отбора продукции в ближайших добывающих скважинах участка. Чем лучше коллекторские свойства пласта, тем меньше время проявления эффекта. С увеличением числа ближайших добывающих скважин на участке эффект от процесса также проявляется быстрее, а количественная оценка становится достовернее.

2. Максимальная доля остаточных извлекаемых запасов на участке.

Этот показатель характеризует перспективы успешности применения МУН на участке.

3. Соотношение объемов подачи реагента и расчетной приемистости скважин. Закачка CO_2 в нагнетательные скважины прямо зависела от объемов подаваемой с Нижнекамского нефтехимического комбината двуокиси углерода. Объемы планируемой подачи CO_2 приведены в табл. 23.1. При этом давление

на устье CO₂-нагнетательных скважин должно было быть не ниже расчетного значения 8,5 МПа. Результаты расчета приемистости CO₂-нагнетательных скважин при указанном давлении приведены в табл. 23.2.

Таблица 23.1

Планируемые объемы подачи CO₂ по годам с начала закачки

Показатели	1-й	2-й	3-й
Объемы подачи CO ₂ , т/сут	68,5	137,0	233,0

Таблица 23.2

Расчетные величины приемистости CO₂-нагнетательных скважин

Скважины	542	543	544	545	546
Расчетная приемистость, м ³ /сут	155,1	218,3	65,5	169,6	35,3

С учетом объемов планируемой подачи двуокиси углерода на месторождение и приемистости скв. 542 и 545 в первые три года был рекомендован ввод лишь одной из них, например скв. 542, тогда как другая – скв. 545, остается в резерве. По итогам трех лет работ по закачке CO₂ на Елабужском месторождении была реализована опытная закачка в скв. 542, 544 и 545. В 1989 г. эксперимент был остановлен, но в настоящее время в связи с требованиями Киотского протокола этот опыт может быть вновь востребован.

Лекция №24

План:

1. Микробиологические технологии в нефтяной промышленности.
2. Микробиологические методы воздействия на пласты и скважины.
3. Микробиологический метод увеличения нефтеотдачи заводненных пластов, основанный на активации пластовой микрофлоры.
4. ММУН на основе интенсификации микробиологических процессов в условиях заводнения. Характеристика пластовой микрофлоры в условиях заводненных коллекторов нефтяных месторождений Татарстана.
5. ММУН для условий трещинно-поровых карбонатных коллекторов.
6. Расчетная схема для моделирования процессов микробиологического воздействия в условиях неоднородных пластов.

Микробиологические технологии в нефтяной промышленности

В настоящее время в мире широко известны следующие основные направления применения микробиологических технологий в нефтяной промышленности с целью:

- увеличения нефтеотдачи пластов;
- стимуляции скважин;
- очистки почвы и воды от нефтяных загрязнений;
- очистки (ингибирования) скважинного оборудования от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО);
- очистки (ингибирования) отложений солей в скважинном оборудовании и трубопроводах.

Как и многие другие технологии, основанные на микробиологических процессах, микробиологические методы в нефтяной промышленности привлекают внимание малой инвестиционной потребностью, высокой эффективностью и экологической безопасностью. Ранее в курсе (см. лекцию 17) упоминалось о микробиологических продуктах, производимых в поверхностных, промышленных условиях, например, ксантановые биополимеры.

В биотехнологиях, реализуемых в пласте и скважинном оборудовании, используются практически те же механизмы, что и при физико-химических методах, но микробные метаболиты (продукты жизнедеятельности бактерий) образуются или концентрируются из растворов и генерируются непосредственно на поверхностях раздела (нефть-вода-порода, водный раствор-АСПО-стенка колонны НКТ и т.д.), что увеличивает эффективность их воздействия.

При использовании большинства микробиологических технологий в пласте закачиваемые питательные вещества проникают в промытые водой каналы и зоны и создают там благоприятные условия для метаболизма бактерий, имеющихся в пласте. В результате их жизнедеятельности закупориваются высокопроницаемые зоны, и происходит перераспределение закачиваемого агента в непромытые малопроницаемые зоны. Лабораторными и промышленными экспериментами доказано, что продукты микробного генезиса изменяют межфазное натяжение между нефтью и водой, вызывают рост фильтрационных сопротивлений для водных растворов в высокопроницаемых зонах пласта, улучшают эффективность смачивания пород вытесняющей водой.

Таким образом, микроорганизмы генерируют обширный ряд метаболитов, обладающих необходимыми для увеличения эффективности извлечения нефти свойствами. В табл. 24.1 приведен перечень метаболитов, влияющих на процессы в пластовых системах и скважинах, в том числе на свойства и состав пластовых флюидов и пород, составляющих пористые среды.

Микробиологические методы воздействия на пласты и скважины

Важными особенностями микробиологических методов увеличения нефтеотдачи (ММУН) являются интенсивность и масштаб процессов жизнедеятельности микроорганизмов.

Продукты микробиологического генезиса (метаболиты),
влияющие на процессы в пластах и скважинах

Метаболиты	Воздействие
Кислоты	Изменение коллекторских свойств пород: увеличение пористости и проницаемости, реакция с карбонатами с выделением CO_2
Биомасса	Избирательное или неизбирательное закупоривание, эмульгирование или деэмульгирование вследствие различной адгезии к углеводородам, изменение смачиваемости пород
Газы (CO_2 , CH_4 , N_2)	Локальное восстановление пластового давления, увеличение удельного объема нефти при растворении в ней CO_2 , уменьшение вязкости, увеличение проницаемости вследствие растворения карбонатных пород под воздействием CO_2
Растворители	Растворение нефти
БиоПАВ	Снижение межфазного натяжения, эмульгирование
Биополимеры	Контроль подвижности пластовых жидкостей, избирательное или неизбирательное закупоривание

Создание оптимальных экологических условий для них, или быстрая адаптация к существующим являются одним из важнейших факторов эффективности методов. По этой причине разработка всех микробиологических методов невозможна без детального изучения природных и искусственных параметров физико-химической и микробиологической обстановки нефтяного пласта, сложность и взаимовлияние которых можно оценить по характеристикам, представленным в табл. 24.2.

Основные факторы, контролирующие микробиологическое воздействие

Природные	Искусственные
Температура пласта	Температура закачиваемой воды
Минерализация пластовой воды	Тип закачиваемой воды: -пресная -минерализованная
Нефтенасыщенность пласта	Питательная среда
Тип коллектора	Режим нагнетания
Бактериальная заселенность пласта	Вид вводимых (активируемых) микроорганизмов
Проницаемость пласта	
Пористость пласта	

В Татарстане разрабатываются и широко применяются микробиологические методы воздействия на основе процессов, реализуемых преимущественно в пласте, которые могут быть подразделены на 2 основные группы по способу ввода микроорганизмов и питания.

К первой следует отнести те методы, в которых в пласт вводятся микроорганизмы и питательные вещества, например, при использовании мелассы в качестве питания и введения бродильных микроорганизмов. Во вторую группу входят методы, реализация которых связана с использованием естественной пластовой микрофлоры с вводом питания с поверхности (активация микрофлоры призабойной зоны, сформировавшейся при закачке воды с целью поддержания пластового давления).

Микробиологический метод увеличения нефтеотдачи заводненных пластов, основанный на активации пластовой микрофлоры

Микробиологический метод увеличения нефтеотдачи заводненных пластов, основанный на активации пластовой микрофлоры, сформировавшейся в призабойной зоне нагнетательной скважины в процессе закачки пресной воды,

способствует вытеснению нефти, в том числе остаточной, продуктами микробиологической деградации части углеводородов нефти, находящейся в призабойной зоне скважины.

Технология метода циклическая и состоит из двух последовательных этапов (рис. 24.1):

- 1) собственно активация микрофлоры в призабойной зоне нагнетательных скважин, приводящая к образованию комплекса нефтевытесняющих агентов, – продуктов биodeградации углеводородов;
- 2) обычное заводнение, в соответствии со схемой разработки данного участка месторождения для перемещения выработанного на первом этапе комплекса агентов к добывающим скважинам.

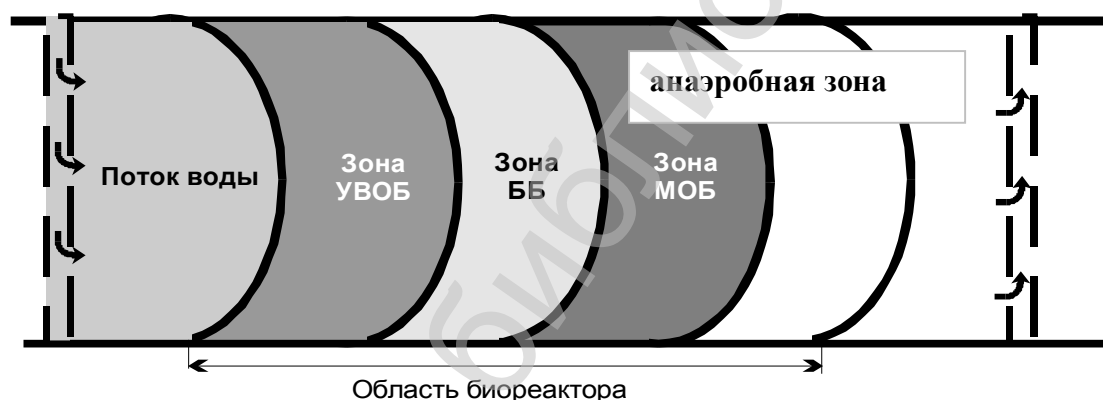


Рис. 24.1 Схема вытеснения нефти при активации пластовой микрофлоры:

УВОБ – углеводородокисляющие бактерии (аэробы);

ББ – броидильные бактерии (аэробы и анаэробы);

МОБ – метанобразующие бактерии (анаэробы);

СВБ – сульфатвосстанавливающие бактерии (анаэробы).

При этом на первом этапе механизм действия пластовой микрофлоры на процесс вытеснения нефти основан на резком увеличении активности биоценоза, сформированного в призабойной зоне, путем закачки аэрированного раствора минеральных солей (неорганические компоненты питания микроорганизмов). В процессе жизнедеятельности последовательно активируемых аэробных и анаэробных микроорганизмов нарабатываются вещества, обладающие высокой нефтевытесняющей способностью, – жирные кислоты, полимеры (полисахариды), спирты, альдегиды, двуокись углерода и др. При этом по ряду

проб дегазированной нефти с опытных участков отмечено снижение содержания парафиновых (на 10-30 %) и смол силикагелевых (на 20-40 %); существенно снизилась доля метана (на 20-30 %) при соответствующем росте доли углекислого газа, этана и пропана. Особенностью вытесняющего действия метаболитов является то, что они генерируются на межфазной поверхности микроорганизмами, получающими фосфор и азот из соединений, растворенных в воде, а углеводород – из остаточной нефти.

На основании опыта применения микробиологической технологии увеличения нефтеотдачи пластов в различных регионах России и бывшего СССР (Татарстан, Башкортостан, Западная Сибирь, Азербайджан) были выделены основные критерии применения этих методов (табл. 15.1).

Современный уровень изученности микроорганизмов, способных ассимилировать углеводороды и другие органические соединения нефти в лабораториях и природных условиях, позволяет эффективно осуществлять управляемые технологические процессы интенсификации нефтедобычи и повышения коэффициента нефтеотдачи пласта за счет жизнедеятельности микрофлоры в пластовых условиях.

Микробиологические МУН на основе интенсификации микробиологических процессов в условиях заводнения. Характеристика пластовой микрофлоры в условиях заводненных коллекторов нефтяных месторождений Татарстана

Разработка основных запасов нефти месторождений Татарстана ведется с применением закачки пресных и минерализованных вод. Наряду с возможным развитием аборигенной микрофлоры, внесенные с поверхности микроорганизмы широко представлены в призабойных зонах нагнетательных скважин Ромашкинского, Бондюжского и других месторождений. Исследованиями скважинных проб показано, что в состав аэробного сообщества входят:

- сапротрофные бактерии (10^3 кл/мл);
- углеводородокисляющие бактерии на среде гексадекан (10^2 кл/мл);
- метаноокисляющие бактерии (10^2 кл/мл).

Кроме этого, анаэробная микрофлора представлена широким рядом бактерий с бродильным типом метаболизма (10^3 - 10^4 кл/мл); сульфатвосстанавливающими (от единиц – 10^4 кл/мл), метанобразующими (единицы кл/мл).

Особенностью ММУН является тот факт, что определяющим фактором успешности процесса является активная жизнедеятельность микроорганизмов. По этой причине создание оптимальных экологических условий для них, или быстрая адаптация к существующим, и является одним из важнейших элементов эффективности методов. На поздней стадии разработки в призабойной зоне нагнетательных скважин с продолжительной закачкой пресной воды зачастую создается развитый биоценоз, ограниченный в развитии, в первую очередь, питательными веществами (в ряде случаев – применением бактерицидов). Из элементов, определяющих развитие пластовой микрофлоры, это в основном фосфор, азот и кислород. Для многих участков заводненных пластов на поздней стадии в призабойной зоне (в области развития биоценоза) коллектор обеднен и легкими углеводородами. Как показывает опыт исследования образцов керна из заводненных зон, их нефтенасыщенность часто оказывается близкой к неснижаемой, то есть достигаются коэффициенты вытеснения до 80 %. Еще одной особенностью разработки нефтяных пластов при заводнении на поздней стадии является широкое использование гидродинамических МУН, в частности, циклического заводнения. Использование ММУН на таких объектах представляет определенные трудности, так как требуется согласование процессов активации жизнедеятельности (подачи питательных веществ) биоценоза и режимов циклического нагнетания.

Для успешной реализации воздействия в условиях заводненных коллекторов разработаны два следующих метода, направленные на повышение эффективности микробиологических процессов на поздней стадии разработки.

1. Ввод дополнительного питания. Известно, что углеводородокисляющие бактерии, составляющие аэробную часть пластового биоценоза, перерабатывают преимущественно легкие углеводороды, которых не хватает в обычных условиях в призабойной зоне нагнетательных скважин при длительной закачке воды. Это связано с тем, что через нее проходит значительное количество зака-

чиваемой воды, содержащей растворенный кислород (с концентрацией до 5-8 мг/л в летнее время), которая вытесняет и окисляет остаточную нефть, превращая ее в более тяжелую и смолистую.

В модификации метода после активации микрофлоры путем закачки на первых циклах аэрированных растворов неорганических солей, на последующих подаются порции углеводорода в качестве дополнительного питания. Таким образом, закачкой углеводорода удастся повысить насыщенность углеводородом и тем самым интенсифицировать деятельность углеводородокисляющей микрофлоры в аэробной зоне и, соответственно, микрофлору анаэробной зоны, которая частично использует продукты жизнедеятельности аэробных микроорганизмов.

Результаты научно-исследовательских работ по активации пластовой микрофлоры с закачкой в обводненный пласт оторочки углеводорода показали высокую эффективность предлагаемого метода. Если при известном способе активации пластовой микрофлоры, предусматривающем стимуляцию развития в пласте микроорганизмов путем закачки водных растворов азотных и фосфорных солей, интенсивность процесса метаногенеза возрастает в 1,1-1,2 раза, то при предварительной закачке порции углеводорода последняя возрастает в 2,6-3,9 раза. Это свидетельствует о значительной интенсификации микробиологических процессов в пласте, так как процесс метаногенеза (анаэробный) является производным от активности аэробного биоценоза и в тоже время является хорошим индикатором жизнедеятельности микрофлоры.

2. Комбинированное гидродинамическое и микробиологическое воздействия. На месторождениях Татарстана широкое распространение получили технологии гидродинамического воздействия на пласты с целью увеличения нефтеотдачи пластов. Ряд его модификаций основан на циклическом режиме нагнетания воды. В то же время процесс адаптации и развития микроорганизмов также нестационарен во времени, как и процессы массообмена при гидродинамическом воздействии на пласт, а наибольшего развития пластовый биоценоз достигает на поздней стадии разработки заводнением. На основе этих механизмов был разработан метод, при котором технология активации пластовой

микрофлоры совмещается с циклической гидродинамикой закачки. При этом предусматривается закачка водного аэрированного раствора питательных веществ (солей азота и фосфора) таким образом, чтобы окончание его закачки совпадало с окончанием цикла закачки воды, проводимого в соответствии с программой заводнения.

В этом случае остановка нагнетательной скважины (или группы скважин), необходимая для развития микроорганизмов в призабойной зоне пласта на введенной питательной среде, совмещается с предусмотренной планом закачки, а срока остановки скважины до начала следующего цикла закачки вполне достаточно для максимального развития микроорганизмов. Сочетание этих двух методов – гидродинамического и микробиологического – не требует внесения изменений в систему разработки месторождения (площади, участка) и позволяет повысить эффективность вытеснения нефти за счет синергетического действия технологий. Наиболее эффективным с точки зрения охвата объектов и удобства управления процессом воздействия является организация ММУН совместно с гидродинамическим воздействием через кустовые насосные станции (КНС).

Этот метод был реализован на Северо-Азнакаевской площади Ромашкинского месторождения.

После проведения активации в режиме циклического заводнения в попутно добываемой воде были определены следующие изменения. Существенно возросла численность метаногенных бактерий до 100 кл/мл, скорость метаногенеза возросла на порядок и составила 310 нл CH_4 /(л/сут). Скорость сульфатредукции, напротив, уменьшилась и не превышала по всем пробам 0,1 мкг S^{2-} /(л/сут). Отмеченные изменения наряду с достигнутой дополнительной добычей свидетельствуют об эффективности процесса активации микрофлоры.

ММУН для условий трещинно-поровых карбонатных коллекторов

В промышленных микробиологических технологиях успешно используются микроорганизмы *p.Clostridium* и *p.Bacillus.*, продуцирующие ПАВ, газы, спирты, кислоты и биополимеры.

Широко изучены и распространены методы, основанные на использовании мелассы и сбраживающих её микроорганизмов. Меласса – это отход производства сахара с содержанием сахара 42-46 %. Эти методы могут применяться на различных стадиях процесса разработки пластов, чаще карбонатных, и могут применяться в различных вариантах закачки мелассы и бактерий:

- 1) в больших объемах в нагнетательные скважины с целью воздействия на пласт;
- 2) небольшие оторочки для обработки призабойных зон добывающих и нагнетательных скважин.

Сбраживание мелассы микроорганизмами рода *Clostridium* в пласте является основой ряда механизмов вытеснения нефти:

- 1) обильное образование газов ведет к росту давления в зоне воздействия;
- 2) образование органических и минеральных кислот вызывает реакции с карбонатами вмещающих пород, вызывая увеличение проницаемости пород и дополнительную внутрислоистовую генерацию газов;
- 3) образование ПАВ, которые снижают межфазное натяжение на границе нефть-вода и модифицируют (гидрофилизуют) поверхность, обеспечивая увеличение капиллярного массообмена между высоко- и низкопроницаемыми элементами пласта;
- 4) растворение CO_2 в нефти снижает ее вязкость и, тем самым, увеличивает подвижность.

В Татарстане опытно-промышленные испытания по закачке мелассы проводились в 1992-1994 годах на опытном участке №2 башкирских отложениях среднего карбона 302 залежи Ромашкинского месторождения (рис. 24.2). Биотехнология основывалась на циклическом нагнетании в пласт раствора мелассы и бактерий *Clostridium tyrobutyricum*.

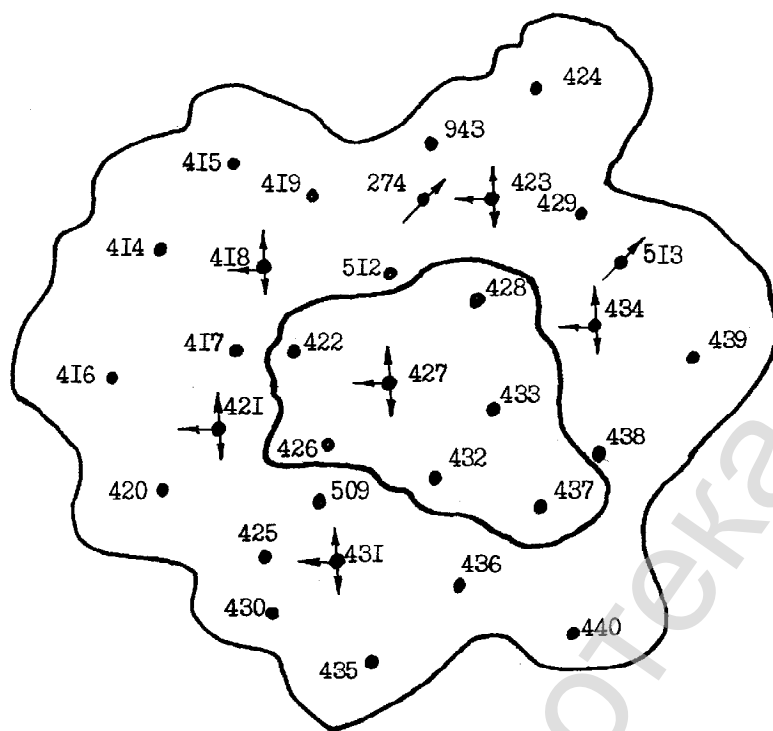


Рис. 24.2 Схема размещения скважин на опытном участке №2 залежи 302 (отложения башкирского яруса) Ромашкинского нефтяного месторождения:

- - добывающая скважина;
- ⊕ - нагнетательная скважина

По результатам предварительных исследований, проведенных до начала эксперимента, было установлено следующее:

- 1) в состав микробного сообщества входят углеводородокисляющие, бродильные, сульфатвосстанавливающие и метанобразующие бактерии;
- 2) обнаружена тесная взаимосвязь бродильных и сульфатвосстанавливающих бактерий при сбраживании мелассы;
- 3) бродильные бактерии рода *Clostridium*, присутствующие в пластовой воде опытного участка, проявляют высокую метаболическую активность в потреблении мелассы с образованием CO_2 , сравнимую с лучшими культурами *Clostridium*, используемыми в меласных биотехнологиях повышения нефтеотдачи;
- 4) по микробиологическим, гидрохимическим и физико-химическим параметрам опытный участок залежи 302 Ромашкинского нефтяного месторождения подходит для проведения опытно-промышленных испытаний меласной биотехнологии повышения нефтеотдачи.

Опытный участок по испытанию технологии состоял из 5 нагнетательных и 24 добывающих скважин (рис. 24.3). Нефтенасыщенная толщина пласта со-

ставляет 8,3 м, пористость – 0,110, начальная нефтенасыщенность – 0,79. Нефти башкирских отложений относятся к тяжелым, высокосернистым и высоковязким (вязкость при 200 °С составляет 99,8 мПа·с), содержание серы 3,5 % масс., парафинов 3,0 % масс., плотность разгазированной нефти 902 кг/м³).

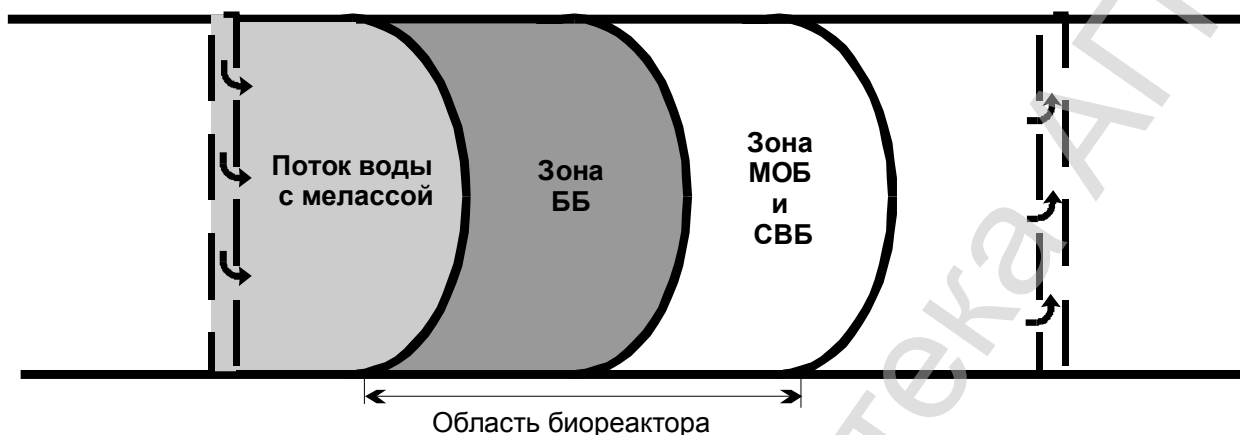


Рис. 24.3 Схема вытеснения нефти при мелассном заводнении:

УВОБ – углеводородокисляющие бактерии (аэробы);

ББ – бродильные бактерии (аэробы и анаэробы);

МОБ – метанобразующие бактерии (анаэробы);

СВБ – сульфатвосстанавливающие бактерии (анаэробы)

Микробиологическое воздействие, начатое в 1992 г. на опытном участке путем закачки мелассы и микроорганизмов в одну скважину, в 1993 г. было расширено и охватило уже пять нагнетательных скважин участка, и в 1994 г. закачка мелассного раствора осуществлялась в те же 5 нагнетательных скважин участка. В августе 1994 г. эксперимент был завершен.

Всего за период с 1992 по 1994 гг. на опытном участке было закачено 1052,3 т мелассы. Дополнительная добыча нефти на 01.01.96 г. составила 4806 т, доля дополнительно добытой нефти к общей добыче нефти по участку в период от начала воздействия до января 1996 г. равна в среднем 30,6 %. Таким образом, технологическая эффективность метода составила 4,58 т дополнительно добытой нефти на 1 т закачанной мелассы.

Метод воздействия на карбонатные коллекторы с применением мелассной технологии показал перспективные результаты на месторождении Фуйу (Китай). В 2001 г. на этом месторождении было закачено 236 т мелассы и за первые 6 месяцев после воздействия получено около 2700 т дополнительно до-

бытой нефти, т.е. более 11 т дополнительно добытой нефти на 1 т закачанной мелассы.

Расчетная схема для моделирования процессов микробиологического воздействия в условиях неоднородных пластов

Как уже указывалось выше, механизм микробиологических процессов в пласте остается слабоизученным в силу влияния большого числа факторов, а также многокомпонентности и взаимосвязанности происходящих микробиологических и физико-химических взаимодействий. Поэтому создание математической модели пласта необходимо для более полного изучения происходящих микробиологических и физико-химических взаимодействий и прогноза технологических показателей для промышленного применения метода. В то же время создание полной и содержательной математической модели для таких сложных физико-химических и микробиологических процессов является отдельной и весьма сложной задачей для нынешней стадии изученности метода. Имеются решения таких задач в пакетах некоторых композиционных моделей (STARS компании CMG, Канада).

Для учебных целей приведем первое приближение такой модели в виде расчетной схемы, позволяющей оценить ряд важных физико-химических, микробиологических и технологических параметров процесса [4].

Заводненные пласты характеризуются значительной неоднородностью по фильтрационным свойствам, существенно большей, чем при первичном вытеснении. Это связано с тем, что на неоднородность коллекторских свойств на поздней стадии разработки накладывается и вязкостная неоднородность в виде низких фильтрационных сопротивлений в высокопроницаемых водонасыщенных зонах пласта. Предельным случаем неоднородности пласта может быть принят трещинно-поровый коллектор, в котором нефть быстро вытесняется из трещин, а матрица остается в значительной мере нефтенасыщенной. Это так называемая среда с «двойной пористостью» – приближение модели с отдельно принятой пористостью блоков и трещин.

Для рассмотрения фильтрации жидкостей в трещиноватых породах примем, что вытеснение нефти из пористых блоков осуществляется за счет противоточной капиллярной пропитки водой, находящейся в трещинах этого пласта. Для оценки динамики нефтеотдачи на базе расчета для одного блока предложен метод суммирования нефтеотдачи набора блоков, при этом нефтеотдача P единичного элемента трещинно-поровой среды определяется безразмерным соотношением:

$$P = \frac{tS \cos q}{m_h l_s^2} \sqrt{\frac{k}{m}}, \quad (24.1)$$

где t – время, с;

S – коэффициент межфазного натяжения, Н/м;

q – угол смачивания, град;

m_h – коэффициент динамической вязкости нефти, Па·с;

l_s – характерная величина блока, м;

k – коэффициент проницаемости блока, м²;

m – коэффициент пористости блока, доли ед.

Основным фактором вытеснения нефти из поровых блоков, где сосредоточена большая ее часть, примем противоточную капиллярную пропитку. Вытесняющая и вытесняемая жидкости, как отмечалось выше, приняты несжимаемыми. Тогда изменение водонасыщенности в i -ом поровом блоке будет подчиняться уравнению:

$$m_{bi} \frac{ds}{dt} - j(t - t_i) = 0 \quad (24.2)$$

Для описания скорости капиллярной пропитки используем функцию [2]:

$$j(t - t_i) = \frac{a \exp(-b(t - t_i))}{\sqrt{b(t - t_i)}}, \quad (24.3)$$

где a , b – параметры пропитки;

t_i – время начала пропитки.

В зависимости (24.3) параметры пропитки просто и надежно получаются при обработке экспериментальных данных противоточного капиллярного вытеснения нефти из образцов пористой среды:

$$b = \frac{36S \cos q}{m_{oil} l_s^2} \sqrt{\frac{k_{bt}}{m_{bt}}} . \quad (24.4)$$

Зависимость (24.3) соответствует зависимости коэффициента противоточного капиллярного вытеснения нефти S (впитывания воды) от времени t в виде интеграла вероятности:

$$S = S \cdot erf(\sqrt{bt}) , \quad (24.5)$$

где

$$erf(\sqrt{bt}) = \frac{2}{\sqrt{p}} \int_0^{\sqrt{bt}} \exp(-z^2) dz . \quad (24.6)$$

Таким образом, по уравнению (24.5) можно определить рост водонасыщенности в процессе капиллярного впитывания воды в нефтенасыщенный блок.

Основные положения расчетной схемы для трещинно-порового пласта

При разработке расчетной схемы были использованы следующие предпосылки [4]:

- в качестве объекта моделирования рассматривается трещинно-поровый коллектор на поздней стадии разработки заводнением с физико-химическими и коллекторскими характеристиками, близкими к параметрам залежи нефти в отложениях башкирского яруса Ромашкинского месторождения;
- в пласт закачивается 6 % раствор мелассы с бактериями вида *Clostridium*;
- предполагается, что бактерии могут свободно перемещаться по капиллярам пласта;

- в качестве активного фактора, влияющего на процесс вытеснения нефти в пласте, рассматривается воздействие образующихся в процессе жизнедеятельности микроорганизмов БиопАВ и CO_2 ;
- вытесняющая и вытесняемая жидкости принимаются несжимаемыми;
- для скорости противоточного капиллярного впитывания принимается полуэкспериментальный закон (24.3);
- в качестве модели развития микроорганизмов рассматривается модель Монода;
- для связи физико-химических характеристик пласта и концентраций продуктов жизнедеятельности микроорганизмов используются экспериментально полученные зависимости (24.7) - (24.10):

$$h_* = h_*(M_s(t)) = h_*(t), \quad (24.7)$$

$$m_{oil} = m_{oil}(M_{CD}(t)) = m_{oil}(t), \quad (24.8)$$

$$s = s(M_s(t)) = s(t), \quad (24.9)$$

$$q = q(M_s(t)) = q(t), \quad (24.10)$$

где

h_* – коэффициент вытеснения нефти из блоков;

M_s – концентрация биоПАВ;

M_{cd} – концентрация углекислого газа.

Полагая известными (экспериментально вычисленными) коэффициенты уравнения, проинтегрируем (24.3) по времени от 0 до ∞ .

После ряда преобразований [4] определим координату фронта капиллярной пропитки для случая прямолинейно-параллельной фильтрации:

$$x_f(t) = \frac{\bar{q}}{h b m_{bt} h_* S_{oil}^0 \sqrt{b}} \left(\operatorname{erf}(\sqrt{bt}) \left(\frac{4 - \sqrt{p}(1 + 2bt)}{4b} \right) + \frac{\sqrt{t} \exp(-bt)}{2\sqrt{b}} \right). \quad (24.11)$$

Аналогичными вычислениями можно получить формулу для координаты фронта капиллярной пропитки при плоско-радиальной фильтрации:

$$S_f(t) = \frac{\bar{q}}{hm_{bt} h_* S_{oil}^0 \sqrt{b}} \left(\operatorname{erf}(\sqrt{bt}) \left(\frac{4 - \sqrt{p}(1 + 2bt)}{4b} \right) + \frac{\sqrt{t} \exp(-bt)}{2\sqrt{b}} \right), \quad (24.12)$$

где S_f – площадь, охватываемая пропиткой, то есть радиус фронта пропитки r составит: $r = \sqrt{S_f / p}$.

Динамика развития бактериального биоценоза

Рассмотрим микробиологическое воздействие на пласт с вводом питания (мелассы) и микроорганизмов для внутрислоевого генерирования продуктов, довытесняющих остаточную нефть. Бактерии считаем приспособленными к развитию в пластовых условиях и свободно перемещающимися по трещинам и поровым каналам пласта.

В качестве математической модели развития биомассы в пласте воспользуемся уравнением:

$$\frac{dN}{dt} = nN \left(1 - \frac{N}{N_{\max}} \right), \quad (24.13)$$

где N – текущая численность микроорганизмов (концентрация биомассы);

N_{\max} – предельная численность микроорганизмов;

n – коэффициент нормирования процесса развития биоценоза.

Решим (24.13) методом разделения переменных и после преобразований получаем динамику концентрации биомассы во времени:

$$N = N_o \frac{\exp(nt)}{1 - \frac{N_o}{N_{\max}} (1 - \exp(nt))}. \quad (24.14)$$

На этой основе получим динамику концентрации мелассы во времени:

$$M(t) = M_o + \frac{N_{\max} - N_o}{m} \frac{1 - \exp(nt)}{\frac{N_{\max}}{N_o} - (1 - \exp(nt))}. \quad (24.15)$$

Полагая, что выделение микроорганизмами CO_2 и БиоПАВ друг с другом не связано и зависит лишь от количества потребленной мелассы, получим зависимости концентраций CO_2 и БиоПАВ во времени:

$$M_S(t) = -\frac{N_{\max} - N_o}{m_S} \frac{1 - \exp(nt)}{\frac{N_{\max}}{N_o} - (1 - \exp(nt))}, \quad (24.16)$$

$$M_{CD}(t) = -\frac{N_{\max} - N_o}{m_{CD}} \frac{1 - \exp(nt)}{\frac{N_{\max}}{N_o} - (1 - \exp(nt))}, \quad (24.17)$$

где m_{CD} , m_S – коэффициенты нормирования процесса генерации углекислого газа и биоПАВ.

На рис. 24.4 показана характерная динамика процесса развития микроорганизмов и генерации метаболитов. На рис. 24.5, 24.6 построены графики зависимости числа клеток, а также концентраций БиоПАВ и CO_2 от времени.

Перейдем к технологическим показателям разработки. Распределение концентраций CO_2 и БиоПАВ в пласте полагаем предзаданными, а коэффициенты a и b (в дальнейшем) зависящими от соответствующих концентраций, и, таким образом, от времени. Уравнения движения фронта капиллярной пропитки при существенно нелинейных зависимостях скорости капиллярного впитывания в блоки не имеют аналитического решения, поэтому решаются численно.

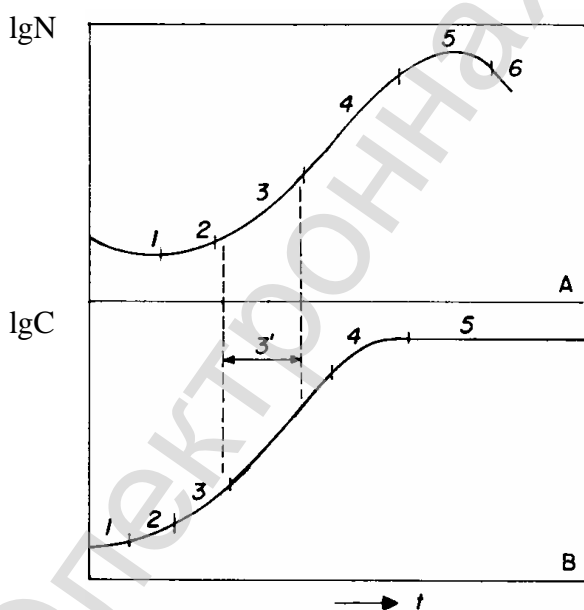


Рис. 24.4 Динамика роста микроорганизмов:

А – логарифмическая зависимость числа клеток ($\lg N$);

В – логарифмическая зависимость концентрации метаболитов ($\lg C$);

1 – фаза запаздывания роста (лаг-фаза);

2 – фаза экспоненциального роста;

3 – фаза замедления (отрицательного ускорения) роста;

4 – стационарная фаза;

5 – фаза ускоренного отмирания;

6 – фаза экспоненциального отмирания

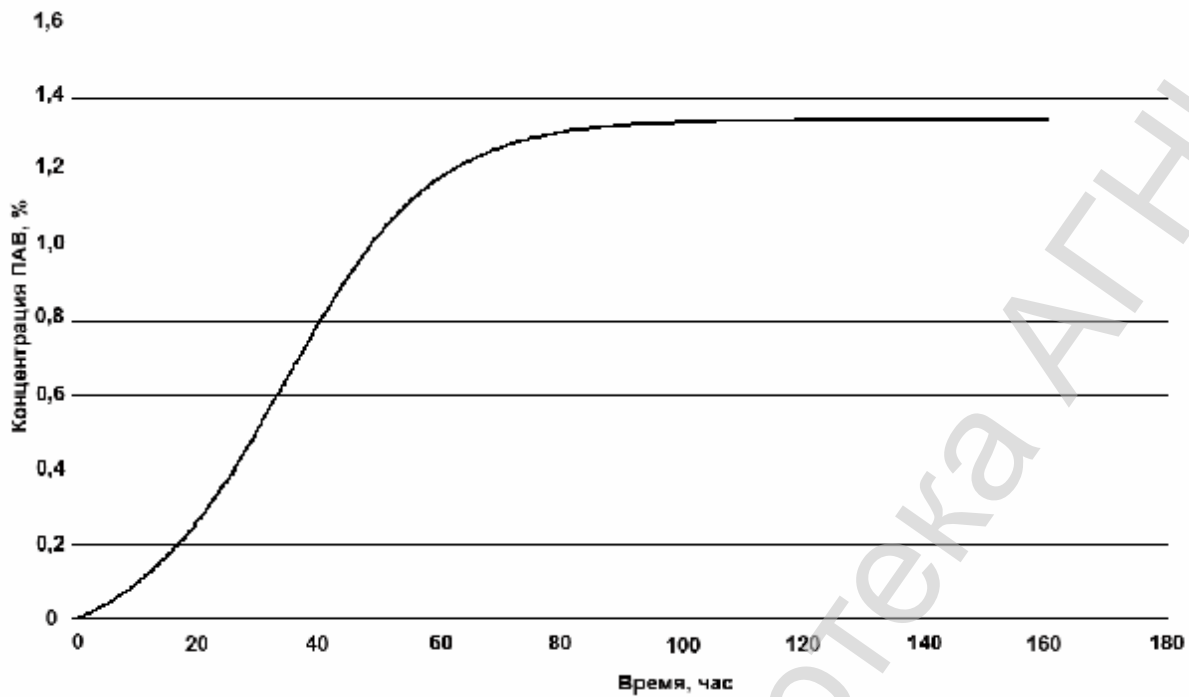


Рис. 24.5 Динамика концентрации ПАВ $N_{ПАВ}$ (в %), произведенного бактериями в пласте ($N_0^{ПАВ} = 0$; $n = 0,0806$; $m^{ПАВ} = 70$)

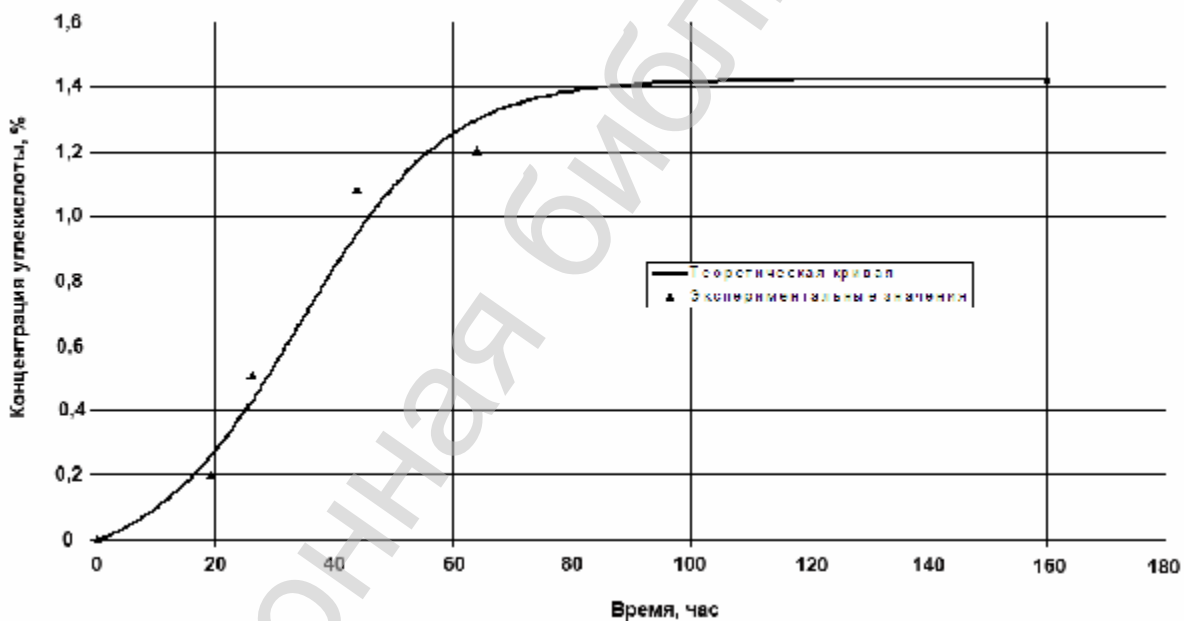


Рис. 24.6 Динамика концентрации CO_2 N_{CO_2} (в %), произведенного бактериями в пласте ($N_0^{CO_2} = 0$; $n = 0,0806$; $m^{CO_2} = 66$)

Результаты расчетов приведены в сопоставлении с обычным заводнением в виде графиков на рис. 24.7-24.10 [13].

По этим результатам видно, что за счет интенсификации капиллярных процессов при меласном заводнении (увеличение скорости капиллярного впи-

тывания – рис. 24.8) фронт капиллярной пропитки движется медленнее, чем при обычном заводнении (рис. 24.9). При этом на один и тот же объем закачанной жидкости в охваченном объеме достигается существенно больший коэффициент нефтеотдачи (рис. 24.10). Снижение скорости охвата блоков пропиткой при меласном заводнении существенно снижает опасность прорыва воды к добывающим скважинам, т.е. непроизводительного расходования нагнетаемой воды, и конечная нефтеотдача будет при меласной технологии выше для той же величины водонефтяного фактора, что при обычном заводнении.

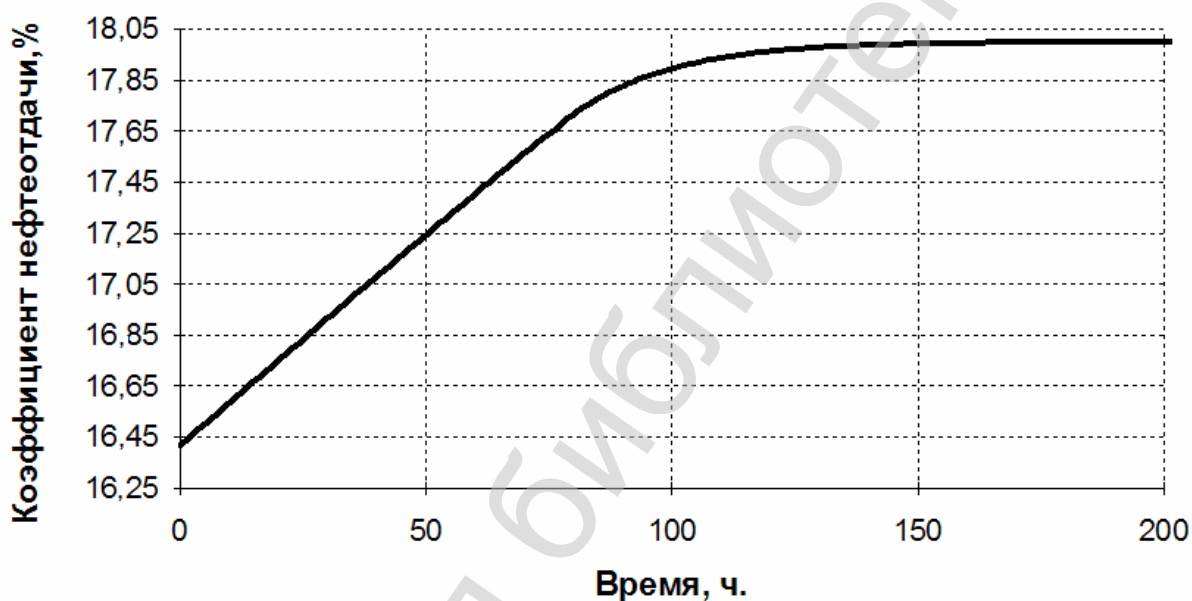


Рис. 24.7 Зависимость коэффициента нефтеотдачи блока во времени

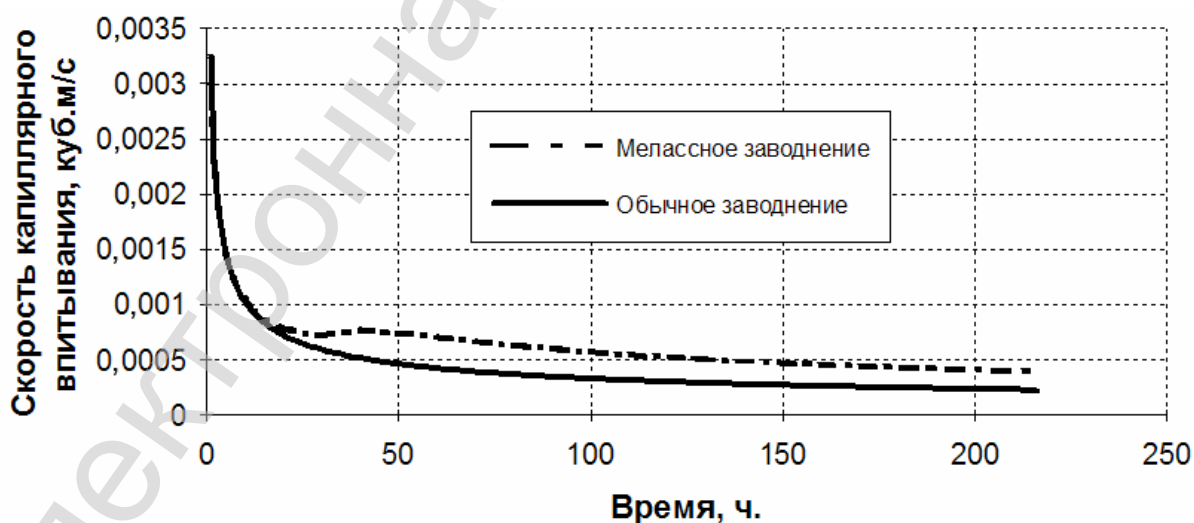


Рис. 24.8 Зависимость скорости капиллярного впитывания от времени

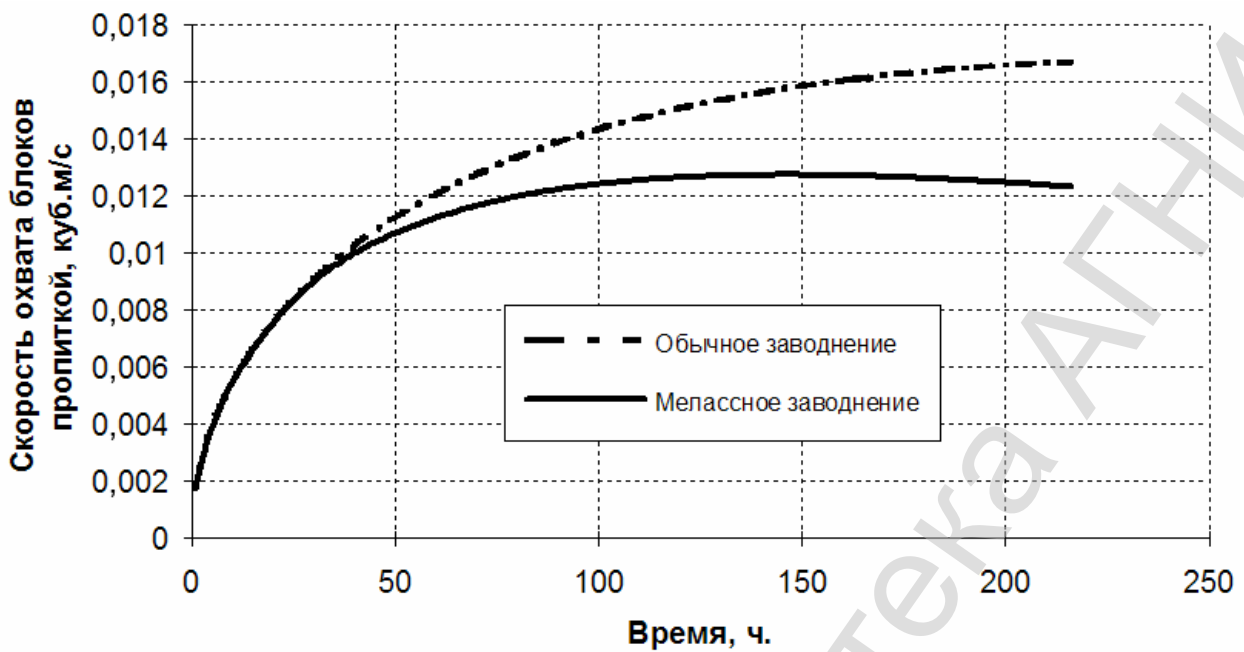


Рис. 24.9 Зависимость скорости охвата блоков пропиткой от времени

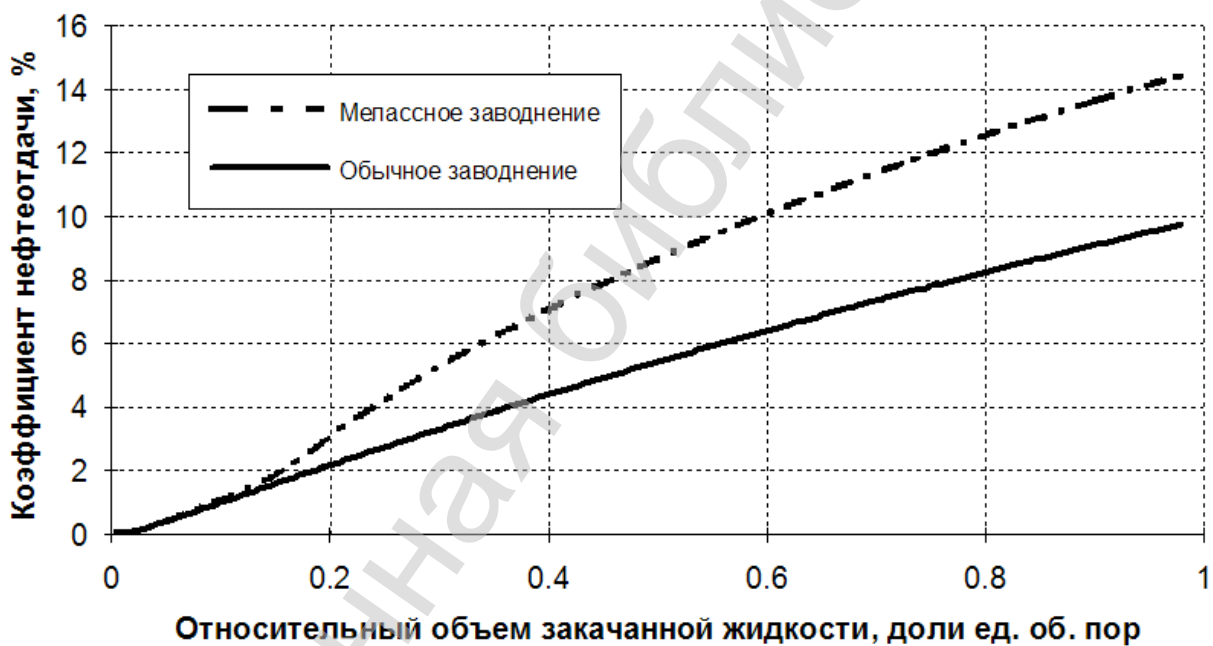


Рис. 24.10 Зависимость коэффициента нефтеотдачи от объема закачанной жидкости

Таким образом, расчетная схема процесса микробиологического воздействия на неоднородные (трещинно-поровые) пласты позволяет определять параметры ММУН и оценивать динамику процессов вытеснения.

Лекция №25

План:

1. Анализ технологической эффективности применения МУН и ОПЗ.
2. Идентификация добывающих скважин опытного участка.
3. Канонический подход к оценке пригодности участка для анализа.
4. Методы прямой оценки эффективности применения геолого-технических мероприятий. Применение динамических рядов (методика «прямого счета»).
5. Характеристики вытеснения (ХВ). Последовательность оценки эффективности геолого-технологических мероприятий с применением ХВ.
6. Методология корректного выбора и использования ХВ.

Анализ технологической эффективности применения МУН и ОПЗ

Анализ технологической эффективности геолого-технических мероприятий, к которым относятся МУН и ОПЗ, состоит из ряда последовательных этапов:

- идентификация добывающих скважин опытного участка;
- определение пригодности участка для проведения анализа эффективности;
- определение методов оценки эффективности, пригодных для анализа;
- собственно оценка эффективности МУН и ОПЗ.

Идентификация добывающих скважин опытного участка

После того, как выбран и сформирован участок (в более простом случае объект разработки), подлежащий оценке эффективности применения на нем МУН, одной из важнейших задач является идентификация (выявление, распознавание) добывающих скважин, реагирующих на закачку воды в конкретную нагнетательную скважину опытного участка. При этом существуют трудности, связанные, в основном, с широкомасштабным применением рассредоточенного заводнения на основных эксплуатационных объектах месторождений Татарстана. На этой основе проявляется сильное взаимовлияние (интерференция) элементов разработки, которое для поздней стадии разработки существенно неста-

ционарно. Поэтому можно лишь качественно определить добывающие скважины, реагирующие на закачку воды в конкретную нагнетательную скважину в определенный промежуток времени в условиях постоянно меняющейся внутренней (в пределах участка) и внешней (за пределами участка) обстановки (динамики отбора и закачки жидкостей).

В связи с этим необходимо подчеркнуть следующий факт – в условиях рассредоточенного заводнения самостоятельный элемент разработки (опытный участок) появляется только после пуска скважины под закачку воды. До этого участка не существовало, и скважины принадлежали другому элементу разработки (обычно более крупному). Отсюда вытекает очевидный вывод – для целей оценки величины дополнительной добычи нефти предыстория сформированного опытного участка начинается только после начала стабильной закачки воды, точнее, после достижения компенсации отбора закачкой. На практике начало предыстории (нулевой отсчет) удобно брать с начала года, следующего после года начала закачки воды.

Вообще говоря, чем длительнее период предыстории, тем больше вероятность различных помех, а попытки объяснения – весьма трудоемкое дело, которое является платой за многолетнюю предысторию. Поэтому в ТатНИПИнефть было предложено в качестве упрощающих вариантов использовать «плавающий нуль», то есть начало предыстории брать не только с года после пуска под закачку воды, но и за 2, 3 и 4 года до начала воздействия МУН, то есть ближнюю предысторию, что значительно сужает временной интервал идентификации.

Задача выявления на опытном участке добывающих скважин, реагирующих на закачку воды в данную нагнетательную скважину, то есть задача формирования участка как относительно самостоятельного элемента разработки при всей своей неопределенности с той или иной вероятностью может быть определена следующими способами (первые два способа наиболее точные, но в то же время наиболее трудоемкие):

1) путем проведения промысловых исследований индикаторным методом по РД 39-23-1236-85. Применение нагнетания в скважину растворов – индикаторов (третиевый метод, флюоресцеин и т.д.) с последующим анализом проб из добывающих скважин участка;

2) путем промысловых гидродинамических исследований (например, гидропрослушивание или способом фильтрационных волн давления – Н.Н. Непримеров, КГУ);

3) с использованием коэффициента ранговой корреляции Спирмана и других статистических приемов.

Кроме того, к качественным способам можно отнести следующие:

1) заметное (кратное) увеличение добычи жидкости из скважин в текущем или следующем году по сравнению с предыдущим годом (при этом текущий год – год начала закачки воды или предыдущего локализованного воздействия). Но этот прием часто пригоден лишь в начальный период существования участка; в дальнейшем, в зависимости от изменения промысловой обстановки, вероятность принадлежности добывающей скважины к данному элементу разработки может измениться;

2) уменьшение (увеличение) годовой добычи жидкости из скважины при резком уменьшении (увеличении) годовой закачки воды в очаговую нагнетательную скважину;

3) изменение минерализации добываемой воды при закачке воды с минерализацией, значительно отличающейся от минерализации добываемой воды;

4) изменение параметров продукции добывающих скважин из-за влияния закачанного реагента или продуктов его взаимодействия с нефтью, пластовой водой и породой в количествах, существенно превышающих фоновые (сульфат и фосфат-ионы, НПАВ, рН, межфазное натяжение на границе добываемая нефть–добываемая вода, отношение концентрации хлор-иона к концентрации ионов кальция и/или магния в случае внутрислового осадкообразования и др.);

5) использование текущих карт разработки и карт изобар. Так, если более удаленная от нагнетательной скважины участка добывающая скважина имеет более высокое пластовое давление, чем более близкая, то, вероятно, что она ра-

ботает от «чужой» нагнетательной скважины (если она есть вблизи этой добывающей скважины); то же, если в добывающей скважине пластовое давление больше, чем в нагнетательной скважине этого участка и т.д.

Канонический подход к оценке пригодности участка для анализа

Основной задачей подготовительной работы по определению технологической эффективности МУН является оценка пригодности участка для дальнейшего анализа. Согласно А.Х. Мирзаджанзаде, перед определением ожидаемой добычи по статистическим материалам предшествующей разработки необходима проверка на репрезентативность. Эта проверка сводится к тому, что документированные величины текущих (месячных) дебитов, принимаемые для статистической обработки, должны тщательно отбираться для исключения непредставительных результатов, обусловленных различными помехами, в частности, для нашего случая, – перераспределением отбора между скважинами, переходом с упругого режима на водонапорный и т.п. Если обрабатываются материалы по добыче нефти отдельных скважин, то подлежат исключению дебиты, замеренные перед подземным ремонтом и сразу после ремонта, а также дебиты нефти, замеренные после различных технологических мероприятий. Это относится, в первую очередь, к обработке динамических (временных) рядов текущих показателей добычи. Но основная идея, идея о репрезентативности (представительности) в качественном и количественном смысле, остается в силе и при обработке накопленных показателей добычи.

Поэтому предлагается в качестве критерия пригодности участка для дальнейшего анализа использовать монотонность роста годовой обводненности продукции в период ближней (непосредственно предшествующей применению МУН) предыстории в течение 3-4 лет. Если в период такой предыстории годовая обводненность монотонно растет, участок пригоден для анализа, если же годовая обводненность то растет, то падает, необходимо найти скважину, «виновную» в этом, и исключить ее из анализа. Если предыстория составляет 1-2 года, то можно использовать значения обводненности с осреднением по квартальным или полугодовым значениям. В качестве дополнительных критериев можно использовать относительную стабильность годовой добычи жидкости

(± 50 %) в период ближней прединтории, а также величину годовой компенсации отбора жидкости закачкой воды, которая должна быть больше единицы.

Однако критерий монотонности роста текущей обводненности продукции в период ближней прединтории не всегда может быть реализован, в частности, при разработке трещинных или трещинно-поровых коллекторов. В этом случае предлагается использование характеристик истощения (падения) первой группы.

Очевидным является требование, чтобы в добывающих скважинах работали те же пласты, в которые производится закачка воды в нагнетательную скважину участка. Но при определении показателей закачки и добычи по многопластовым участкам, если нет воспроизводимых инструментальных данных о приемистости и притоках по пропласткам, предлагается использовать эти данные в целом по горизонту, что увеличивает «шумы», но избавляет от субъективного подхода.

В период прединтории и истории анализируемого периода необходимо использовать участок в составе одних и тех же добывающих скважин.

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

После формирования участка и выбора исходных показателей для анализа задачами следующего этапа работы по оценке эффективности МУН являются построение и анализ динамических (временных) рядов месячной добычи нефти, жидкости, а также обводненности и закачки воды за 2-3 года ближней прединтории и весь период истории. Такие ряды, построенные по эксплуатационным карточкам, часто зигзагообразны и поэтому сложны для визуального анализа. Поэтому возможно проведение предварительного сглаживания этих данных, чтобы убрать единичные одномесечные пики вверх и вниз, например, способом трех- или пятичленной скользящей средней или трехчленной скользящей медианы.

Для промысловых специалистов важно после воздействия оценить изменение добычи нефти в измеряемых на промысле величинах. Для этих целей предлагается простая экспресс-методика прямого счета для оценки эффективности МУН с использованием месячных величин добычи нефти и воды по опытному участку. Суть ее заключается в следующем.

В координатах «месячная добыча нефти – время» за нулевой отсчет времени принимают месяц на 1-2 года раньше месяца начала воздействия МУН, т.е. в качестве ближней предыстории берут 12-24 месяца, причем за 12-й или 24-й месяц предыстории принимают месяц начала воздействия МУН (рис. 25.1). На график наносят точки месячной добычи нефти по месяцам предыстории и истории. Проводят вертикальную черту через месяц начала воздействия. Далее определяют среднемесячную добычу нефти в период предыстории и проводят равную ей горизонтальную линию до пересечения с вертикальной чертой.

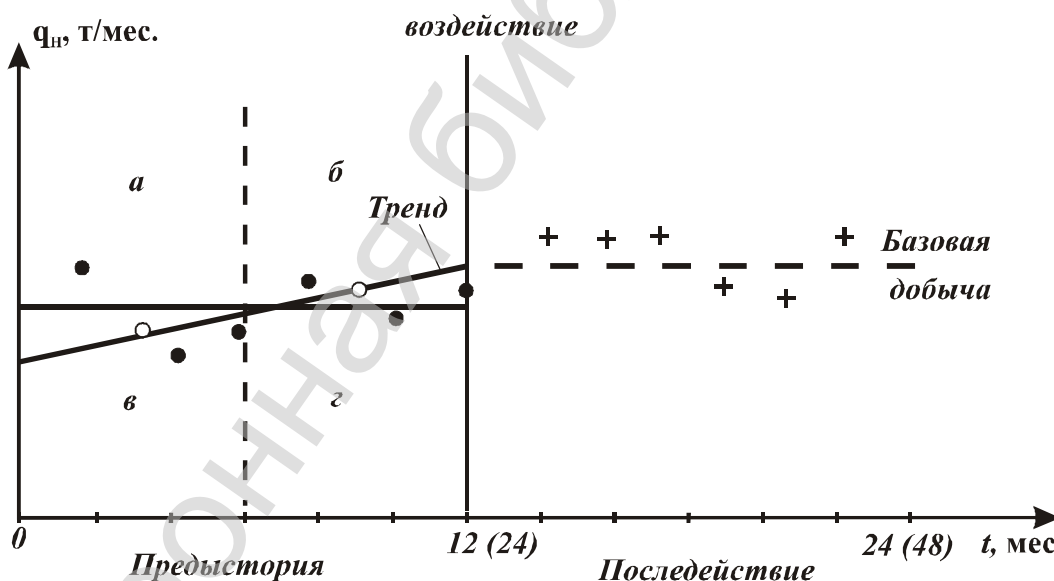


Рис. 25.1 Схематизация динамики добычи нефти по участку применения МУН для расчета по методике “прямого счета” (● – месячный дебит скважин; ○ – осредненный месячный дебит скважин за полупериод предыстории; + - фактический месячный дебит скважин после воздействия)

Затем период предыстории второй вертикальной чертой делят на два равных полупериода, каждый длительностью 6-12 месяцев. Таким образом, период предыстории превратился графически в квадрантную диаграмму, в которой

первый (а) и второй (б) квадранты расположены выше среднемесячной добычи нефти, а третий (в) и четвертый (г) – ниже ее.

Для определения наличия тренда и его надежности предлагается использовать наиболее простой критерий – коэффициент ассоциации Юла [14]:

$$K_{aЮл} = (a \cdot г - б \cdot в) / (a \cdot г + б \cdot в), \quad (25.1)$$

где а, б, в и г – количество точек в соответствующих квадрантах.

Если величина $K_{aЮл}$ больше 0,7, тренд считается установленным и достаточно надежным. Перебором вариантов с четным числом месяцев предыстории от 12 до 24 определяют вариант с максимальной величиной коэффициента ассоциации Юла, который берут за основу.

Далее определяют количественные показатели тренда. Для этого вычисляют среднемесячную добычу нефти за первые и вторые 6-12 месяцев предыстории, графическим или расчетным путем наносят прямую тренда до пересечения с первой вертикальной чертой (месяцем начала воздействия).

В точке пересечения определяют базовую среднемесячную добычу нефти и из нее проводят горизонтальную (параллельную оси времени) прямую на весь период истории. Таким образом, считают, что падение добычи нефти происходит только в период предыстории, а в период после воздействия базовая добыча нефти является постоянной, что, естественно, занижает технологический эффект при оценке методов, осуществленных в период устойчивого падения базовой добычи.

Разумеется, если динамика месячной добычи нефти в период предыстории имеет малый разброс точек (что редко бывает для малых участков) и представляет собой плавную кривую, то базовую месячную добычу нефти можно определить графическим или расчетным путем. Но в любом случае, во избежание завышения эффекта, на большей части периода времени после воздействия базовая месячная добыча нефти должна быть постоянной.

По количеству и положению точек после начала воздействия МУН относительно горизонтальной базовой прямой наглядно выявляется качественный

эффект и его динамика. Для количественного определения величины эффективности вычисляют среднемесячную добычу нефти от месяца начала воздействия до даты анализа, вычитают из нее базовую среднемесячную добычу, и умножением на указанное число месяцев рассчитывают дополнительную добычу нефти и ее долю от всей добычи нефти после воздействия, а также удельный технологический эффект в т/т (тонн дополнительной добычи на тонну использованного товарного химреагента).

Для того чтобы оценить, за счет какого фактора получена дополнительная нефть – за счет интенсификации или за счет увеличения нефтеотдачи, предлагается определять фактическую среднемесячную обводненность продукции за 12 месяцев предыстории и за период после воздействия и сопоставлять их с расчетной базовой средней обводненностью после воздействия МУН, используя для этого объем среднемесячной добычи воды в периоды предыстории и истории и объем расчетной базовой средней добычи нефти.

Таким образом, методика прямого счета основана на использовании необработанных, непреобразованных данных «прямых» замеров, отраженных в эксплуатационных карточках свкажин. Опыт применения этой методики показал, что в среднем такой подход дает величины технологического эффекта, как и следовало ожидать, более низкие, чем при использовании характеристик вытеснения, но близкие к нижнему пределу изменения их величин.

Чаще всего в промысловой практике используется определение величины дополнительной добычи нефти, а не извлекаемого запаса, поэтому не имеет смысла переводить параметры добычи в пластовые условия. Таким образом, расчет добычи нефти, воды, жидкости ведется в тоннах в поверхностных условиях.

Характеристики вытеснения

Характеристики вытеснения получили очень широкое распространение в качестве удобного инструмента оперативного анализа состояния разработки месторождения, а также как способ оценки эффективности геолого-технологических мероприятий (ГТМ).

Под характеристиками вытеснения (ХВ) принято понимать аналитические или эмпирические зависимости изменения технологических параметров добычи пластовых жидкостей в ходе процесса разработки. В целях анализа и прогноза они используются с применением статистических методов обработки промысловых данных. К настоящему времени известно более 150 различных ХВ, которые, в ряде случаев, являются связанными между собой.

В качестве текущих (месячных, квартальных, годовых) показателей добычи используются текущая добыча нефти (q_n), текущая обводненность в долях единицы (B) и время (T). Они являются параметрами так называемых «дифференциальных» зависимостей.

В числе накопленных показателей добычи применяются: накопленная добыча нефти (Q_n), воды (Q_v) и жидкости ($Q_{жс}$). Они являются параметрами так называемых «интегральных» зависимостей.

Все эти ХВ с точки зрения пользователя удобно сгруппировать в 3 существенно различающиеся группы (информацию по авторам и некоторым примерам применения можно найти в источнике [4]). К первой группе относятся ХВ, в которых применяются только текущая и накопленная добыча нефти (q_n , Q_n) и время (T). Некоторые, наиболее используемые из них, показаны ниже:

$$Q_n = a - v/T, \quad (25.2)$$

$$T/Q_n = a + v \cdot T, \quad (25.3)$$

$$\ln q_n = a - v \cdot Q_n, \quad (25.4)$$

$$q_n = a \cdot e^{-vT}. \quad (25.5)$$

Как видно, характерной особенностью ХВ первой группы является то, что они «сухие», в них не фигурирует добыча воды (жидкости). Поэтому их можно использовать, если текущая добыча жидкости в периоды предыстории и исто-

рии держится примерно на одинаковом уровне. В частности, опыт показал правомочность и целесообразность использования характеристик первой группы при разработке карбонатных коллекторов с трещинной проводимостью (при использовании накопленной добычи нефти).

Ко второй группе ХВ относятся «смешанные» ХВ, которые содержат как текущий показатель – обводненность (B), так и накопленные – нефти (Q_n) и жидкости ($Q_{жс}$). К ним можно отнести, в частности, следующие:

$$\ln(1 - B) = a - v \cdot Q_n, \quad (25.6)$$

$$\ln B = a + v \cdot \ln Q_n, \quad (25.7)$$

$$\ln(1 - B) = a - b \cdot \ln Q_{жс}, \quad (25.8)$$

$$\ln B = a + v \cdot Q_n. \quad (25.9)$$

Опыт обработки промысловых данных ХВ второй группы, как и большинства ХВ первой группы (в которые входят текущие показатели), показывает, что их точность недостаточна из-за большого разброса точек в зависимостях даже для залежей с большим количеством скважин.

К третьей группе ХВ относятся характеристики вытеснения, в которые входят только накопленные величины добычи нефти (Q_n) и жидкости ($Q_{жс}$):

$$Q_{жс} / Q_n = a + v \cdot Q_v, \quad (25.10)$$

$$Q_v / Q_n = a + v \cdot Q_{жс}, \quad (25.11)$$

$$\ln Q_v / Q_n = a + v \cdot Q_n, \quad (25.12)$$

$$Q_n / Q_{жс} = a - v \cdot Q_{жс}, \quad (25.13)$$

$$Q_n = a - v / Q_{жс}, \quad (25.14)$$

$$Q_n = a - v / (Q_{жс})^{0,5}, \quad (25.15)$$

$$Q_n = a + v \cdot Q_{жс}, \quad (25.16)$$

$$(Q_{жс} / Q_n)^2 = a + v \cdot Q_{жс}^2. \quad (25.17)$$

Последовательность оценки эффективности геолого-технологических мероприятий с применением ХВ

Таким образом, определим следующую последовательность оценки технологической эффективности мероприятий с применением ХВ.

1. Прежде всего, необходимо выбрать продолжительность анализируемой предыстории. Критерием длительности служит максимальная корреляция при максимально длительной предыстории.

2. Далее необходимо выбрать одну или несколько ХВ. Коэффициенты, входящие в уравнения, определяются, как правило, по методу наименьших квадратов. Легче использовать линейные зависимости, которые можно рассчитать даже вручную.

3. Затем осуществляется экстраполяция и расчёт технологического эффекта (если оценивается эффективность ГТМ). Графически, для нелинейной зависимости, это может выглядеть так (рис. 25.2):

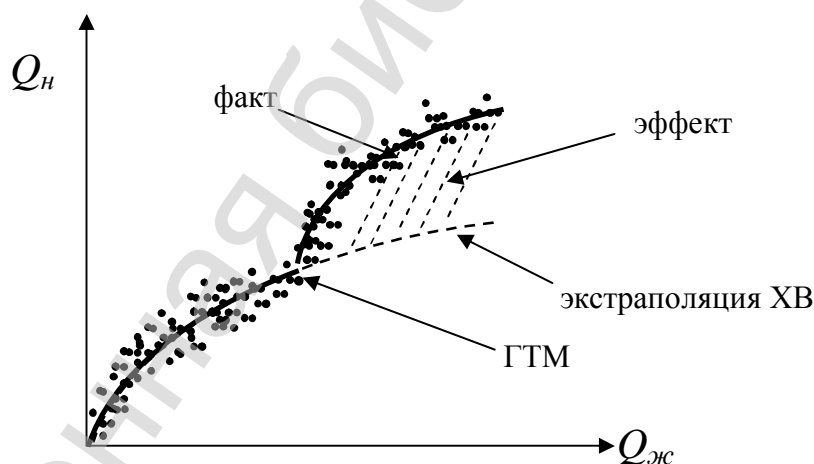


Рис. 25.2 Расчёт технологического эффекта от ГТМ с помощью ХВ

С помощью ХВ при возможности эффективной экстраполяции данных с начала периода выработки участка можно оценить потенциальные извлекаемые запасы при данной системе разработки месторождения (рис. 25.3) в предположении, что никаких дополнительных мероприятий за весь оставшийся период разработки на нём проводиться не будет. Например, по зависимости Камбарова (25.14) строится ХВ в накопленных координатах Q_n и $1/Q_{жс}$:

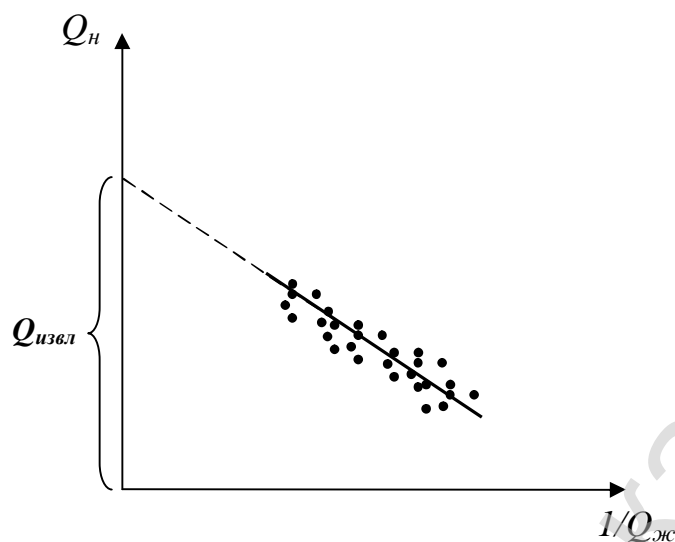


Рис. 25.3 Оценка извлекаемых запасов с помощью ХВ

Далее ХВ экстраполируется до линии пересечения с осью накопленной добычи нефти. Точка пересечения ХВ с осью и будет примерным значением величины потенциальных извлекаемых запасов.

Методология корректного выбора и использования характеристик вытеснения

Как видно из приведенного перечня известных характеристик вытеснения, большинство из них имеет вид уравнения прямой, то есть в соответствующих координатах графики зависимости должны «выходить» на прямую линию. Однако на практике они имеют, в лучшем случае, вид кусочно-линейной зависимости в результате постоянно меняющихся условий разработки и эксплуатации нефтяного объекта. Поэтому нет и не может быть универсальных ХВ, описывающих одним простым уравнением всю сложную динамику добычи нефти. Таким образом, все ХВ, вообще говоря, равноправны, по крайней мере, в качественном смысле. Это в равной мере относится и к «физически содержательным» и к «виртуальным» аппроксимациям (ХВ).

Как известно, надежность прогноза в общем виде (в нашем случае базовый вариант – экстраполяция) тем выше, чем меньше среднеквадратическое отклонение фактических от аппроксимированных данных в период предистории

и чем больше отношение периода предыстории к периоду прогноза (истории/экстраполяции).

Отсюда очевиден основной критерий подбора наиболее «эффективных» характеристик вытеснения к конкретным условиям анализируемого опытного участка – минимальный разброс фактических данных вдоль аппроксимирующей прямой в период предыстории и максимальная величина прямолинейного периода ближней предыстории. Отсюда неизбежен вывод, что оценка эффективности МУН путем построения касательной в точке начала воздействия МУН, или секущей в каком-то интервале предыстории, строго говоря, недопустима, так как обладает неопределенной надежностью.

Поэтому предлагается использовать только те ХВ, которые дают прямую предысторию для того или иного опытного участка в течение не менее 6 месяцев перед началом воздействия МУН (на практике этот период редко превышает 15-20 месяцев).

Рекомендуется на графиках ХВ, а именно на оси ординат, откладывать величины добычи нефти или параметр, напрямую с ними связанный, независимо от того, является ли он функцией или аргументом в каноническом виде ХВ, представленной ее автором.

Так как часть МУН применяется для увеличения эффективности довытеснения из промытых зон обводненного пласта, а при этом до появления вала повышенной нефтенасыщенности закономерности добычи не отличаются от периода предыстории (так называемый индукционный период или лаг-фаза), предлагается включать этот индукционный период в период прямой предыстории для последующей экстраполяции.

Предлагается определять величину дополнительной добычи нефти (разница между фактической добычей и расчетной по экстраполированной предыстории) везде, где это можно, при расчетной добыче жидкости, равной фактической добыче жидкости.

Поскольку динамика части характеристик вытеснения не инвариантна (то есть зависит от отсчетного начала предыстории – отсчетный нуль), предлагает-

ся в качестве подвариантов использовать «плавающий ноль», но отсчет предис-
тории начинать не позже одного года до начала реализации МУН. При этом для
оценки эффективности МУН следует использовать тот вариант, который дает
максимальную во времени прямолинейную ближнюю предисторию.

Опыт использования характеристик вытеснения как рекомендуемых су-
ществующими РД по определению технологической эффективности МУН, так
и известных по публикациям, показывает, что, несмотря на очень большое чис-
ло ХВ, сформулированные выше критерии и условия корректного применения
ХВ зачастую трудно, а иногда и невозможно реализовать из-за их значительной
жесткости.

Но, с другой стороны, известно, что ХВ применяют достаточно произ-
вольно с целью промысловой оценки величины технологического эффекта. При
этом, нередко не нарушая этих РД, так как в них не указаны жесткие критерии
и условия корректного применения ХВ для оценки эффективности МУН. Это, в
свою очередь, приводит к тому, что у разных исследователей по одному и тому
же опытному участку могут получиться совершенно разные, иногда взаимоис-
ключающие, результаты.

Лекция №26

План:

1. Экономическая оценка проектов разработки. Нормативные документы.
2. Показатели экономической оценки вариантов разработки.
3. Основные направления капитальных вложений и эксплуатационных затрат при разработке нефтяных месторождений.
4. Налоговая система.
5. Закон о недрах.

Экономическая оценка проектов разработки. Нормативные документы

В условиях рыночной экономики любые проекты разработки месторождений должны рассматриваться как инвестиционные, причем как с точки зрения интересов инвестора – коммерческого предприятия, так и с точки зрения владельца недр – государства.

В настоящее время основными нормативными документами по оценке инвестиционных проектов в области нефтяной промышленности являются методические рекомендации и регламенты [15-17].

Показатели экономической оценки вариантов разработки

В качестве основных экономических показателей, характеризующих эффективность разработки нефтяных месторождений, приняты следующие показатели:

1. *Дисконтированный поток наличности* – сумма прибыли от реализации нефти и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину капиталовложений, направляемых на освоение месторождения. Дисконтированный поток наличности рассчитывается по формуле:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(P_t + A_t) - K_t}{(1 + E)^{t-t_p}}$$

где NPV – дисконтированный поток денежной наличности;

Π_t – прибыль от реализации в t -м году;

A_t – амортизационные отчисления в t -м году;

K_t – инвестиции в разработку месторождения в t -м году;

E_n – норматив дисконтирования, д. ед.;

t, t_p – соответственно текущий и расчетный год.

2. *Прибыль от реализации* – совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину производственных (эксплуатационных) расходов. Прибыль от реализации рассчитывается по формуле:

$$\Pi = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - P_t}{(1 + E_n)^{t-t_p}},$$

где Π – прибыль от реализации продукции;

T – расчетный период оценки деятельности предприятия;

B_t – выручка от реализации продукции в t -м году;

P_t – производственные расходы в t -м году;

E_n – норматив дисконтирования, д. ед.;

t, t_p – соответственно текущий и расчетный год.

Выручка от реализации продукции (B_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти на объем добычи:

$$B_t = C_{нт} \times Q_{нт},$$

где $C_{нт}$ – цена реализации нефти в t -м году;

$Q_{нт}$ – добыча нефти в t -м году.

3. *Индекс доходности инвестиций (PI)* характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарного приведенного потока наличности к суммарному дисконтированному объему капитальных вложений. Индекс доходности инвестиций рассчитывается по формуле:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_t + A_t) / (1 + E_n)^{t-t_p}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_n)^{t-t_p}}.$$

4. *Индекс доходности затрат* (коэффициент «выгоды/затраты») представляет собой отношение дисконтированных притоков (выручки) к дисконтированным оттокам (сумме капитальных и производственных затрат, налоговых отчислений).

5. *Окупаемость капитальных вложений* определяется количеством лет, по истечении которых начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются последующими ее положительными значениями. Период окупаемости капитальных вложений рассчитывается по формуле:

$$\sum_{t=1}^{P_{ок}} \frac{(P_t + A_t) - K_t}{(1 + E_n)^{t-p}} = 0,$$

где $P_{ок}$ – период возврата вложенных средств, лет.

6. *Внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR)*, определяемая вычислением такого переменного норматива дисконтирования, при котором величина суммарного потока денежной наличности за расчетный срок равна нулю:

$$\sum_{t=1}^T \frac{(P_t + A_t) - K_t}{(1 + IRR)^{t-p}} = 0.$$

7. *Доход государства* – совокупность налогов и платежей, отчисляемых в бюджетные фонды страны.

При определении экономически обоснованного значения КИН *рентабельным сроком* эксплуатации объекта принят тот период времени, в течение которого значения накопленного чистого дисконтированного дохода (NPV) имеют вид положительно возрастающей функции до точки достижения ее максимума.

Основные направления капитальных вложений и эксплуатационных затрат

В проектах разработки капитальные вложения и эксплуатационные затраты рассчитываются в соответствии с «Регламентом ...» [16].

Основными направлениями капитальных затрат при разработке нефтяных месторождений являются затраты на бурение и обустройство скважин, на внутрипромысловое обустройство месторождений, а также затраты природоохранного назначения.

Ниже для примера приводятся основные направления и нормативы капитальных затрат по Ромашкинскому месторождению.

Нормативы капитальных затрат разрабатываются проектной частью института «ТатНИПИнефть» для каждого месторождения и периодически уточняются.

Зная нормативы затрат и технологические параметры проекта (тип скважин, количество метров проходки, количество добывающих и нагнетательных скважин, вводимых из бурения), можно рассчитать объем необходимых капитальных вложений по годам и за весь проектируемый период в целом. На 2005 г. приблизительные нормативы капитальных затрат по месторождениям Татарстана составляли следующие величины (табл. 26.1).

Эксплуатационные затраты включают в себя расходы, связанные с производством и реализацией продукции (материальные расходы, расходы на оплату труда, сумму начисленной амортизации, прочие расходы), а также некоторые обязательные налоги и платежи, которые снижают налогооблагаемую базу для исчисления налога на прибыль.

Учитываются также затраты на применение современных технологий интенсификации добычи нефти, затраты на новые технологии вскрытия пласта, расходы на ликвидацию скважин, а также по переводу скважин с одного горизонта на другой и из категории добывающих в нагнетательные.

Таблица 26.1

Приблизительные нормативы капитальных затрат для условий месторождений Урало-Поволжья (в ценах 2006 г.)

Название норматива капитальных затрат	Значение
Стоимость 1 м проходки наклонно направленных скважин, руб./м	5100
Стоимость 1 м проходки горизонтальных скважин, руб./м	6000
Оборудование, не входящее в сметы строек, для нефтедобычи, тыс. руб./скв. доб.	740
Сбор и транспорт нефти и газа, тыс. руб./скв. доб.	540
ППД, тыс. руб./скв. нагн.	1725
Электроснабжение и связь, тыс. руб./скв. доб.	200
КИП и АТ, тыс. руб./скв. доб.	180
Автомобильное строительство, тыс. руб./скв. доб.	108
Промышленное водоснабжение, тыс. руб./скв. доб.	215
Природоохранные мероприятия, % от нефтепром. стр-ва и обустройства	15

Для справки: средняя стоимость бурения одной скважины на глубину 1800 м составляет около 10 млн. руб., затраты на нефтепромысловое строительство и обустройство – около 5 млн. руб. на одну вводимую добывающую скважину (также по состоянию на 2006 г.).

Эксплуатационные затраты условно можно разделить на 2 группы: зависящие от объема добываемой нефти или жидкости (условно-переменные) и не зависящие от этих технологических показателей (условно-постоянные).

К *условно-переменным затратам* относятся затраты, связанные с извлечением жидкости насосами (т.е. затраты на электроэнергию), затраты по искусственному воздействию на пласт, затраты по сбору и транспортировке нефти, а также затраты по технологической подготовке нефти.

К *условно-постоянным* относятся затраты по обслуживанию скважин, общепроизводственные и цеховые расходы.

При расчете эксплуатационных затрат в проектах разработки также используется нормативный метод.

Ниже для примера приводятся основные направления и нормативы эксплуатационных затрат по месторождениям Урало-Поволжья на 2005 г. (табл. 26.2).

Таблица 26.2

Приблизительные нормативы эксплуатационных затрат

Название норматива эксплуатационных затрат	Значение
Извлечение жидкости насосами, руб./т жидкости	7
Искусственное воздействие на пласт, руб./м ³	25
Сбор и транспортировка нефти, руб./т жидкости	6
Технологическая подготовка нефти, руб./т жидкости	12
Обслуживание скважин, тыс. руб./скв.-год	370
Общепроизводственные и цеховые расходы	120

Эксплуатационные затраты, рассчитанные на единицу продукции, называются **себестоимостью** продукции.

Налоговая система

Экономическая оценка вариантов разработки выполняется в соответствии с действующей налоговой системой. Основным документом для расчета налогов является Налоговый Кодекс Российской Федерации.

При расчете экономических показателей должны быть учтены следующие виды налогов и платежей (по состоянию на 01.01.2009 г.):

- *налог на добавленную стоимость* исчисляется от цены реализации нефти и составляет 18 %;
- *налог на имущество* учитывается в расчетах в размере 2,2 % от среднегодовой стоимости основных фондов;
- *налог на прибыль* исчисляется от дохода, остающегося после компенсации затрат на производство и реализацию продукции, и составляет 20 %.;
- *вывозная таможенная пошлина* рассчитывается в зависимости от цены реализации нефти на внешнем рынке (с 1 июля 2008 г. – около 400 долл./т, а с 1 февраля 2009 г. – около 100 долл./т).

От фонда оплаты труда исчисляется *единый социальный налог* (ЕСН) в размере 26 %.

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) был введен в действие Налоговым Кодексом Российской Федерации с 1 января 2002 года.

Налогообложению подлежит каждая тонна добытой нефти после технологической подготовки – обезвоживания, обессоливания и стабилизации.

НДПИ рассчитывается по формуле:

$$H = H_0 \times K_u \times K_e,$$

где H – налог на добычу полезных ископаемых, руб./т;

H_0 – базовая ставка налога, руб./т;

K_u – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть;

K_e – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретного участка недр.

Базовая ставка НДПИ устанавливается законодательно. По состоянию на 01.01.2007 г. базовая ставка НДПИ принята равной 419 руб./т.

Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть (K_u), определяется ежемесячно по формуле:

$$K_u = (C - 15) \times P / 261,$$

где C – средний за налоговый период уровень цен нефти сорта «Urals», долл./барр.;

15 долл./барр. – так называемая цена «отсечения», при которой НДПИ не взимается;

P – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемый Центральным банком Российской Федерации, руб./долл.

Значение C определяется как сумма средних арифметических цен покупки и продажи на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском) за все дни торгов, деленная на количество дней торгов в соответствующем налоговом периоде.

Коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр (K_e), определяется на основе величин степени выработанности в следующем порядке (табл. 26.3):

Коэффициенты выработанности для расчета понижающих ставок НДС

При $C_g < 0,8$	$K_g = 1$
При $0,8 \leq C_g \leq 1$	$K_g = 3,8 - 3,5 \times C_g$
При $C_g > 1$	$K_g = 0,3$

В приведенных выше выражениях C_g – степень выработанности запасов конкретного участка недр – рассчитывается на основании данных утвержденного государственного баланса запасов полезных ископаемых за календарный год, предшествующий налоговому периоду, в котором происходит применение коэффициента K_g , по формуле:

$$C_g = N / V$$

где N – сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (включая потери при добыче) по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых за календарный год, предшествующий налоговому периоду, в котором происходит применение коэффициента K_g ;

V – начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные с учетом прироста и списания запасов нефти (за исключением списания запасов добытой нефти и потерь при добыче) и определяемые как сумма запасов категорий А, В, С1 и С2 по конкретному участку недр в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых на 1 января 2006 года.

При добыче сверхвязкой нефти, добываемой из участков недр, содержащих нефть вязкостью более 200 мПа·с (в пластовых условиях), при использовании прямого метода учета количества добытой нефти на конкретных участках недр налогообложение производится по ставке НДС, равной 0 руб./т.

При добыче газового конденсата ставка НДС составляет 17,5 % от цены реализации.

При добыче природного горючего газа ставка НДС установлена в размере 147 рублей за 1 000 кубических метров газа.

Налог на добычу полезных ископаемых (НДС) является федеральным налогом и подлежит полностью зачислению в бюджет Российской Федерации.

Закон о недрах

Закон принят в феврале 1992 г., в последующем в него вносились поправки (последние – в июне 2007 г.).

Закон регулирует отношения, возникающие в процессе изучения, использования и охраны недр территории Российской Федерации, ее континентального шельфа и морской исключительной экономической зоны, а также отходов горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих производств, торфа, сапропелей и иных специфических минеральных ресурсов. **Недра – это часть земной коры, расположенной ниже почвенного слоя и дна водоемов, простирающейся до глубин, доступных для геологического изучения и освоения.**

Используемые участки и неиспользуемые части недр в пределах государственных границ Российской Федерации составляют Государственный фонд недр, распоряжение которым осуществляется в интересах народов Российской Федерации. Определена компетенция Российской Федерации, ее субъектов и муниципальных образований в сфере регулирования отношений недропользования.

Пользователями недр (за исключением использования для добычи радиоактивного сырья) могут быть субъекты предпринимательской деятельности независимо от форм собственности, в том числе юридические лица и граждане других государств, если иное не предусмотрено законодательными актами Российской Федерации.

Недра предоставляются в пользование на основании лицензии на определенный срок (от 5 до 25 лет – в зависимости от вида пользования) или без ограничения срока. Определены основания прекращения этого права.

Пользование недрами является платным (за исключением случаев освобождения от платы отдельных категорий пользователей). Система платежей включает в себя: платежи за право на пользование недрами; отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы; сбор за выдачу лицензий; акцизный

сбор; платежи за пользование акваторией и участками морского дна. Кроме того, пользователи недр уплачивают налоги, сборы и другие платежи, предусмотренные законодательством: за землю, за геологическую информацию и т.д.

Закон содержит правовые и экономические основы комплексного рационального использования и охраны недр.

За нарушение Закона о недрах предусматривается уголовная и административная ответственность.

Электронная библиотека АГНУ

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Перечень методов увеличения нефтеотдачи

Таблица П 1.1

Код технологии	Краткое наименование технологии (состав)	Условное наименование технологии
1	Не требуется воздействия	Не треб.
2	Водорастворимые поверхностно-активные вещества	ПАВ вр
3	Состав на основе серной кислоты 1	АСК нз
4	Состав на основе серной кислоты 2	АСК внз
5	Смачиватель	ТНФ
6	Состав на основе щелочи и соляной кислоты	ЩСПК+НС1
7	Аммонийная соль	АмСел
8	Полиакриламид	ПАА
9	Микробиологическое воздействие	МБВ даф
10	Маслорастворимые поверхностно-активные вещества	ПАВ мр
11	Гидрофобная эмульсия	ГФобЭм
12	Состав на основе солей алюминия 1	СКА
13	Состав на основе солей алюминия 2	А1С1з
14	Биополимер 1	БиоПол
15	Целлюлоза	ОЭЦ
16	Полимерно-гелевая система	ТпСкрин
17	Сшитая полимерная система	СПС
18	Состав на основе жидкого стекла 1	НмЖС
19	Состав на основе жидкого стекла 2	ВмЖС
20	Силикат-полимерный гель	СПГ
21	Управляемый силикатный гель 1	УСГ
22	Полимер-дисперсная система	ПДС
23	Потокоотклоняющий состав 1	СНПХ-95м
24	Потокоотклоняющий состав 2	ДНПХ-1
25	Потокоотклоняющий состав 3	ПДС+ГОК
26	Коллоидно-дисперсная система	КДС
27	Полимер-гелевая композиция	ПГК
28	Волокнисто-дисперсная система	ВДС
29	Полимер-органическая система	ПОрС

Приложение 2

Перечень методов обработки призабойной зоны пласта

Таблица П 2.2

Код технологии	Краткое наименование технологии	Условное наименование технологии
1	Не требуется воздействия	Не треб.
2	Кислотный поверхностно-активный состав	КПАС
3	Глинокислотная обработка	ГКО
4	Декольматация	Дклм
5	Состав на основе серной кислоты 3	АСК и
6	Кисотно-имплозионное воздействие	КИВ
7	Состав на основе соляной кислоты 1	СНПХ-9010
8	Состав на основе соляной кислоты 2	НСКО
9	Состав на основе соляной кислоты 3	ГСКО
10	Состав на основе соляной кислоты 4	КНН
11	Свабирование	Сваб
12	Сейсмо-акустическое воздействие	САВ
13	Акустико-химическое воздействие	АХВ
14	Дилатантно-волновое воздействие	ДВВ
15	Растворитель	Дстл
16	Химико-депресссионное воздействие	КХДВ
17	Имплозионное воздействие	Импл
18	Гидроразрыв пласта	ГРП
19	Эмульсионный состав	СНПХ-9633
20	Состав с упруго-деформируемой фазой	РзКр
21	Реагент многофункционального действия	РМД-1
22	Гидрофобизатор	Плсл
23	Биополимер 2	БиоПм
24	Водонабухающий полимер	ВНП
25	Вязкоупругая система	ВУС
26	Состав на основе солей алюминия 3	АІСІз
27	Состав на основе жидкого стекла 3	ВмЖС
28	Состав на основе жидкого стекла 4	НмЖС
29	Состав на основе жидкого стекла 5	Гп+ЖС
30	Управляемый силикатный гель 2	УСГ
31	Силикат-гелевая система	МСГС
32	Кремнийорганическое соединение	КрОС
33	Кольматация	Клмт

Перечень параметров обучения нейросистемы

Таблица П 3.3

Код параметра	Параметры
2	Карбонатность, %
3	Глинистость, %
4	Проницаемость, мкм ²
5	Нефтенасыщенность текущая, %
6	Расстояние до водонасыщенного пласта, м
7	Толщина нефтенасыщенного пласта, м
8	Температура, град.С
9	Вязкость нефти, мПа·с
10	Содержание асфальтенов и смол в нефти, %
11	Содержание парафинов в нефти, %
12	Минерализация пластовой воды, кг/куб. м
13	Минерализация закачиваемой воды, кг/куб. м
14	Соотношение скважин, ед.
15	Приемистость, куб. м/сут
16	Производительность, куб. м/сут
17	Темп изменения производительности, ед.
18	Плотность отбираемой воды, т/куб. м
18	Темп изменения плотности отбираемой воды, ед.
20	Давление пластовое, МПа
21	Дебит жидкости средний, т/сут
22	Темп изменения среднего дебита жидкости, ед.
23	Обводненность средняя, %
24	Темп изменения средней обводненности, ед.
25	Дебит нефти средний, т/сут
26	Коэффициент вариации дебитов жидкости, ед.
27	Расстояние до контура нефтеносности, м
28	Количество проведенных ОПЗ
29	Количество проведенных ВИР

Список литературы

1. Результаты исследований относительных фазовых проницаемостей разновозрастных продуктивных отложений Красноленинского месторождения / М.Ю. Зубов [и др.] // Вестник недропользователя. №9. 2002.
2. Скворцов Э.В. К одномерной задаче вытеснения нефти водой в трещиновато-пористой среде // Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа. 1967. №5. С. 164-168.
3. Подземная гидромеханика / Басниев К.С. [и др.]. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 488 с.
4. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений (методы, теория, практика) / Р.Р. Ибатуллин [и др.]. М.: Недра–Бизнес-центр, 2004. 292 с.
5. Фазлыев Р.Т. Площадное заводнение нефтяных месторождений. М.: Недра, 1979. 254 с.
6. Butler, R.M., G.S., Mc Nab, and H.Y. Lo: Theoretical Studies on the Gravity Drainage of Heavy Oil During In-Situ Steam Heating, Canadian Journal of Chemical Engineering, 1981, pp. 455-460.
7. Butler, R.M., Stephens, D.I.: "The Gravity Drainage of Steam-Heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells", J. of Can. Petrol. Tech., 1981, 20 (2), 90-96
8. Butler, R.M.: New Interpretation of the Meaning of the Exponent "m" in the Gravity Drainage Theory for Continuously Steamed Wells. AOSTRA J. of Res., 1985, 2 (1), pp. 67-71.
9. Butler, R.M.: Thermal Recovery of Oil and Bitumen, Prentice Hall Publishing Company, New Jersey, 1991.
10. Термошахтная разработка нефтяных месторождений / Коноплев Ю.П.[и др.]. М.: Недра–Бизнесцентр, 2006. 292 с.
11. Методы извлечения остаточной нефти / М.Л. Сургучев [и др.]. М.: Недра, 1991. 347 с.
12. Anatoly B. Zolotukhin, Jann-Rune Ursin: Fundamentals of Petroleum

Reservoir Engineering - Kristiansand S., Nøyskoleforlaget AS, 2000, 420.

13. Биометоды увеличения нефтеотдачи / Н.А. Еремин [и др.]: Лекционный курс. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. 153 с.

14. Кильдишев Г.С. Общая теория статистики. М.: Статистика, 1980. 423 с.

15. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов / М-во экономики РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике. 2-я редакция. М.: Экономика, 2000. 421 с.

16. РД 153-39-007-96. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений / Минтопэнерго РФ. М., 1996. 202 с.

17. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений: Приложение к Приказу МПР России от 21.03.2007 г. №61.

Электронная библиотека АГНИ

Подписано в печать 4.05.2009 г.
Формат 60×84/16
Печать RISO Объем 12,5 ус.печ.л.
Тираж 100 экз. Заказ № 105

ТИПОГРАФИЯ
АЛЬМЕТЬЕВСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО
НЕФТЯНОГО ИНСТИТУТА
423452, Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 2