

**Министерство образования Республики Беларусь**

**Учреждение образования  
«Гомельский государственный технический  
университет имени П. О. Сухого»**

**Институт повышения квалификации  
и переподготовки кадров**

**Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных  
месторождений и транспорт нефти»**

**Н. Г. Журавель**

## **МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕГАЗООТДАЧИ ПЛАСТОВ**

**ПРАКТИКУМ**

**по одноименному курсу  
для слушателей специальности 1-51 02 71  
«Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»**

**Гомель 2015**

УДК 622.278(075.8)  
ББК 33.361я73  
Ж91

*Рекомендовано кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений и транспорт нефти» ГГТУ им. П. О. Сухого (протокол № 7 от 18.12.2014 г.)*

Рецензент: зав. каф. «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений и транспорт нефти» ГГТУ им. П. О. Сухого канд. техн. наук, доц. *А. В. Захаров*

**Журавель, Н. Г.**

Ж91

Методы повышения нефтегазоотдачи пластов : практикум по одноим. курсу для слушателей специальности 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» / Н. Г. Журавель. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2015. – 70 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Изучение основ применения методов увеличения нефтеотдачи пластов посредством выполнения практических работ является дополнением при изучении теоретического курса дисциплины «Методы повышения нефтегазоотдачи пластов». Выполнение практических работ по курсу позволяет углубить и закрепить теоретические знания, а также получить навыки выполнения расчетов при реализации методов увеличения нефтеотдачи и оценке их эффективности. Рассмотрены методики расчета технологической эффективности основных методов повышения нефтеотдачи, представлены примеры решения задач, предложены варианты заданий для самостоятельного решения.

Для слушателей специальности 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ИПКиПК.

УДК 622.278(075.8)  
ББК 33.361я73

© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2015

## ВВЕДЕНИЕ

Высокому уровню добычи нефти в свое время способствовало освоение новых нефтедобывающих центров страны и ввод в разработку крупных высокопродуктивных месторождений. Вместе с тем, высокий темп роста добычи нефти был достигнут благодаря применению прогрессивных методов и систем разработки нефтяных месторождений. Искусственное воздействие на нефтяные пласты явилось одним из главных условий, способствовавших быстрому росту добычи нефти в стране. В этом отношении наша нефтяная промышленность и наука достигли значительных успехов.

Извлечение остаточных и вновь вводимых в разработку трудно извлекаемых запасов связано со значительными осложнениями процессов разработки пластов, строительства и эксплуатации скважин. Разработка этих запасов с применением обычной технологии заводнения характеризуется низкими темпами добычи нефти, газа и коэффициентами извлечения углеводородов из пласта. Наблюдается резкий рост обводнения скважин и, в конечном счете, ухудшенными технико-экономическими показателями. Традиционные методы и технологии разработки с заводнением во многих случаях оказываются недостаточно эффективными.

Аналогичная ситуация характерна не только для нефтяной отрасли нашей страны, но и многие ведущие нефтедобывающие страны мира испытывают угрозу падения добычи нефти при росте ее потребления.

Учитывая реально сложившуюся обстановку, следует признать, что только широкомасштабное, повсеместное внедрение новых технологий, существенно повышающих эффективность обычного заводнения, позволит уменьшить темп падения добычи нефти. Поэтому во всем мире с каждым годом возрастает внимание к методам повышения нефтеотдачи пластов.

Целью настоящего учебного пособия является дополнение и более углубленное изучение теоретическо-практических основ применения технологий повышения нефтеотдачи пластов, а также организация учебного процесса при проведении практических занятий.

При написании данного учебного пособия использовались методики, изложенные в трудах авторов: Желтова Ю.П., Лысеко В.Д., Муслимова Р.Х., Гиматутдинова Ш.К. и др.

# 1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О НЕФТЕОТДАЧЕ. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА КОЭФФИЦИЕНТ НЕФТЕОТДАЧИ. ТИПОВЫЕ ЗАДАЧИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

## 1.1. Факторы, влияющие на коэффициент нефтеизвлечения и заводнение пластов

Коэффициент нефтеотдачи определяется отношением балансовых (извлекаемых) запасов нефти к начальным и показывают количество нефти, возможное к извлечению из недр при существующих методах эксплуатации. Конечный коэффициент нефтеотдачи - это отношение извлеченных запасов нефти (добытого количества нефти за весь срок разработки) к балансовым запасам.

$$\beta = \frac{Q_{ни}}{Q_{нб}}$$

Поскольку заводнение в настоящее время является основным методом искусственного воздействия на нефтяные пласты, оптимизация этого процесса, в том числе с - применением методов физико-химического воздействия, позволяет существенно увеличить количество извлекаемой нефти.

Эффективность заводнения любого нефтеносного пласта характеризуется тремя основными коэффициентами:

– коэффициентом дренирования ( $K_{др}$ ), который определяет долю нефтенасыщенного объема залежи, где обеспечена фильтрация жидкостей имеющейся системой скважин

$$K_{др} = \frac{V_{др}}{V_{зал}}$$

– коэффициентом охвата пластов заводнением, который определяет долю дренируемого нефтенасыщенного объема залежи, охваченного (занятого) водой

$$K_{охв} = \frac{V_{зав}}{V_{др}}$$

– коэффициент вытеснения нефти водой из пористой среды, который определяет степень замещения нефти водой в пористой среде ( $\sigma_{св}$  – начальная насыщенность пористой среды водой;  $\sigma_{н.ост}$  – остаточная нефтенасыщенность пористой среды в зоне, занятой водой)

$$K_{\text{выт}} = \frac{1 - \sigma_{\text{св}} - \sigma_{\text{н.ост}}}{1 - \sigma_{\text{св}}}$$

Указанные коэффициенты характеризуют и нефтеотдачу пласта в целом, так как коэффициент нефтеотдачи можно выразить через их произведение.

На показатели эффективности заводнения оказывают существенное влияние природные факторы. К числу основных следует отнести: неоднородность пластов, соотношение вязкостей нефти и вытесняющей жидкости в пластовых условиях, структурно-механические свойства нефти, смачиваемость породы насыщенными ее флюидами, структуру пористой среды и др. Последние два параметра характеризуют величину капиллярного давления и относительные проницаемости.

Под неоднородностью пластов понимают литолого-физическую изменчивость основных параметров пласта по площади и разрезу: проницаемости, пористости, эффективной толщины, нефтенасыщенности, прерывистости и др.

Ряд авторов предлагают выделять зональную и вертикальную неоднородность по разрезу, а также оценивать и сопоставлять прерывистость различных пластов между собой. Прерывистость пласта может существенно повлиять на разработку месторождения. Если значительная часть объема пласта представлена отдельными изолированными линзами, то это может сказаться не только на конечной нефтеотдаче за счет снижения коэффициента охвата, но и на текущей добыче вследствие снижения коэффициента воздействия на пласт.

Важными показателями литологии пласта являются коэффициенты песчанистости, расчлененности разреза, а также степень анизотропии.

Влияние степени неоднородности коллектора на коэффициент охвата неоднозначно и зависит от коэффициента подвижности: при малых значениях этого параметра влияние неоднородности проявляется в большей степени для резко неоднородных пластов (при стандартном отклонении более 1,5 для логарифмически-нормального закона распределения проницаемости). Если же коэффициент подвижности  $M > 50$ , то охват пласта заводнением в большей мере зависит от степени неоднородности при малых значениях стандартного отклонения. Отмеченную особенность взаимосвязи неоднородности пласта и коэффициента подвижности необходимо

учитывать при выборе объектов для применения методов увеличения нефтеотдачи.

В реальных слоисто-неоднородных пластах при наличии гидродинамической связи между слоями эффективность вытеснения нефти водой зависит не только от степени неоднородности пласта и вязкости нефти. В этом случае механизм вытеснения нефти осложнен капиллярными и гидродинамическими перетоками между пропластками. Влияние степени неоднородности коллектора на коэффициент охвата неоднозначно и зависит от величины отношения подвижностей воды и нефти:

$$M_0 = \frac{k_e / \mu_e}{k_n / \mu_n}$$

где:  $M_0$  - коэффициент подвижности;

$k_e$  и  $k_n$  - фазовые проницаемости для воды и нефти.

При малых значениях коэффициента подвижности влияние неоднородности проявляется в большей степени для резко неоднородных пластов (при стандартном отклонении более 1,5 для логарифмически-нормального закона распределения проницаемости). Если же коэффициент подвижности  $M_0 > 30$ , то охват пласта заводнением в большей мере зависит от степени неоднородности при малых значениях стандартного отклонения.

Отмеченную особенность взаимосвязи неоднородности пласта и коэффициента подвижности необходимо учитывать при выборе объектов для применения методов увеличения нефтеотдачи. При полимерном воздействии, например, закачиваемая в пласт вода, загущенная полимерами, выравнивает не только подвижности, но и неоднородность в результате адсорбции полимера в пористой среде, что приводит к благоприятному перераспределению потоков в пласте и к повышению нефтеотдачи.

Анализ и обобщение опыта разработки нефтяных месторождений позволяет количественно оценить влияние параметра  $M_0$  на динамику отбора жидкости из пласта и нефтеотдачу. Прослеживается довольно четкая зависимость между вязкостью нефти и эффективностью вытеснения ее водой.

Влияние соотношения вязкостей на динамику отбора воды и нефти из пласта особенно сильно проявляется в безводный период эксплуатации, характеризуя безводную нефтеотдачу и показатели разработки в области низких значений  $\mu_0$ . При разработке месторождений, где  $\mu_0 \leq 3$  к моменту накопления воды в два раза

меньше, чем отобрано нефти, из пласта добывается 90% и более извлекаемых запасов нефти. С увеличением параметра  $\mu_0$  резко возрастает объем добываемой с нефтью воды. При разработке месторождений с высоковязкими нефтями ( $\mu_0 > 30$ ) суммарное количество добываемой воды может в 10 и более раз превышать количество добытой нефти.

Снижение величины параметра  $\mu_0$  в два раза приводит к увеличению нефтеотдачи в среднем на 5%.

Влияние структурно-механических свойств нефти может перекрыть по своей значимости все остальные факторы. Наличие вязкопластичных свойств у нефти существенно влияет на эффективность процесса вытеснения такой нефти из пласта. Разработка месторождений, содержащих неньютоновские нефти, сопровождается существенными осложнениями и низким коэффициентом нефтеизвлечения. Сопоставление показателей разработки месторождений, насыщенных аномальной нефтью с чисто вязкими, указывает на имеющиеся особенности и различия в разработке этих двух типов месторождений. Заводнение пластов, насыщенных неньютоновскими нефтями, приводит, как правило, к преждевременному прорыву закачиваемой воды и к значительному снижению коэффициента текущей и конечной нефтеотдачи.

Роль капиллярных сил в процессах течения несмешивающихся жидкостей в неоднородной пористой среде достаточна велика. Известно, что интенсивность проявления капиллярных сил, в основном, зависит от величины напряжения смачивания  $\sigma \cdot \cos\theta$ . Поверхностное натяжение  $\sigma$  системы вода-нефть меняется слабо и легко может быть замерено. Смачиваемость же породы, характеризуемая краевым углом  $\theta$ , может меняться в очень широких пределах и, по существу, предопределяет характер капиллярных процессов. Но этим не исчерпывается роль смачиваемости. Ряд авторов отмечают, что фазовые проницаемости для фильтрующихся жидкостей при одной и той же насыщенности в сильной степени зависят от смачиваемости породы.

На основе анализа экспериментальных данных можно сделать однозначный вывод: из гидрофильного пласта нефть извлекается при более низком водонефтяном факторе и, следовательно, меньшим количеством нагнетаемой воды, чем из гидрофобной среды. Таким образом, при прочих равных условиях вытеснение смачивающей

фазы несмачивающей менее эффективно, чем вытеснение несмачивающей жидкости смачивающей.

От смачиваемости породы пласта в значительной степени зависят: характер распределения нефтеводонасыщенности, нефтеотдача и количество связанной воды.

## 1.2. Типовые задачи разработки нефтяных месторождений

### Определение продолжительности разработки нефтяной залежи

**Задача 1.1.** Определить продолжительность разработки круговой залежи нефти при следующих данных: радиус начального контура нефтеносности  $R_H=3000$  м; радиусы эксплуатационных рядов:  $R_1 = 2400$  м,  $R_2 = 2000$  м,  $R_3 = 1600$  м. В центре пласта помещена одна скважина с радиусом  $r_c = 0,01$  м. Расстояние между скважинами в рядах  $2\sigma = 300$  м, мощность пласта  $h = 10$  м. Пористость пласта  $m = 18\%$ . Каждая скважина работает с допустимым дебитом  $q = 50$  м<sup>3</sup>/сут. Все ряды работают одновременно.

#### Решение

1. Запасы нефти, извлекаемые на каждом этапе разработки залежи:

$$V_1 = \pi(R_H^2 - R_1^2)hm = 3,14(3^2 - 2,4^2) \cdot 10^6 \cdot 10 \cdot 0,12 = 12,2 \cdot 10^6$$

$$V_2 = \pi(R_1^2 - R_2^2)hm = 3,14(2,4^2 - 2,0^2) \cdot 10^6 \cdot 10 \cdot 0,12 = 6,34 \cdot 10^6$$

$$V_3 = \pi(R_2^2 - R_3^2)hm = 3,14(2^2 - 1,6^2) \cdot 10^6 \cdot 10 \cdot 0,12 = 5,42 \cdot 10^6$$

$$V_4 = \pi(R_3^2 - r_c^2)hm = 3,14(1,6^2 - 0,01^2) \cdot 10^6 \cdot 10 \cdot 0,12 = 9,6 \cdot 10^6$$

2. Число скважин в каждом ряду

$$n_1 = 2\pi R_1 / 2\sigma = 2 \cdot 3,14 \cdot 2400 / 300 = 50$$

$$n_2 = 2\pi R_2 / 2\sigma = 2 \cdot 3,14 \cdot 2000 / 300 = 42$$

$$n_3 = 2\pi R_3 / 2\sigma = 2 \cdot 3,14 \cdot 1600 / 300 = 33,5$$

3. Суммарный дебит ряда:

$$Q_1 = q n_1 = 50 \cdot 50 = 2500 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

$$Q_2 = q n_2 = 50 \cdot 42 = 2100 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

$$Q_3 = q n_3 = 50 \cdot 33,5 = 1675 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

4. Суммарный дебит всех скважин по этапам разработки:

первый этап:

$$Q_{p1} = q (n_1 + n_2 + n_3 + 1) = 50 (50 + 42 + 33 + 1) = 6300 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

второй этап:

$$Q_{p2} = q (n_2 + n_3 + 1) = 50 (42 + 33 + 1) = 3800 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

третий этап:



$$Q_{p3} = q (n_3 + 1) = 50 (33 + 1) = 1700 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

5. Общие запасы нефти

$$V_{\text{общ}} = V_1 + V_2 + V_3 + V_4 = (12,2 + 6,34 + 5,42 + 9,6) 10^6 = 33,56 10^6$$

6. Продолжительность этапов разработки:

Первого:

$$t_1 = V_1 / Q_1 = 12,2 10^6 / 6300 = 1940 \text{ сут (167,5 мес)}$$

$$t_2 = V_2 / Q_2 = 6,34 10^6 / 3800 = 1670 \text{ сут (144,5 мес)}$$

$$t_3 = V_3 / Q_3 = 5,42 10^6 / 1700 = 3040 \text{ сут (263 мес)}$$

7. Общая продолжительность разработки

$$t = t_1 + t_2 + t_3 = (1940 + 1670 + 3040) / 365 = 18,2 \text{ года (575 мес).}$$

### 1.2.1 Определение времени прорыва воды к эксплуатационным скважинам и обводненной площади залежи

**Задача 1.2.** Для поддержания давления в нефтяной пласт закачивается вода через нагнетательную скважину в объеме  $q_H = 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Дебит близлежащей эксплуатационной скважины  $q_{Э} = 100 \text{ м}^3/\text{сут}$ , мощность пласта  $h = 8 \text{ м}$ , коэффициент пористости коллектора  $m = 0,2$ . Расстояние между эксплуатационной и нагнетательной скважинами  $2\sigma = 500 \text{ м}$ . Требуется определить время обводнения эксплуатационной скважины и обводненную площадь.

#### Решение

1. Время прорыва воды к эксплуатационной скважине  $t_0$  определяется по формуле

$$t_0 = \frac{4\sigma^2 m_1 h}{\pi(q_H - q_{Э})} \ln \frac{q_H}{q_{Э}} \quad (1.1)$$

где  $m_1$  - пористость пласта с учетом коэффициента использования порового пространства  $\phi$ . Принимаем  $\phi = 0,5$ . Тогда  $m_1 = 0,2 \times 0,5 = 0,1$ . Остальные обозначения прежние.

Подставив имеющиеся данные в формулу (1.1.), получим

$$t_0 = \frac{4 \cdot 250^2 \cdot 0,1 \cdot 8}{3,14 \cdot (1000 - 100)} \ln \frac{1000}{100} = 163 \text{ сут}$$

2. За этот промежуток времени обводненная площадь составит

$$S = q_H \times t_0 / h m_1 = 1000 \times 163 / 8 \times 0,1 = 20,4 \times 10^4 \text{ м}^2.$$

## 1.2.2. Определение скорости продвижения в пласте водонефтяного контакта

**Задача 1.3.** Нефтяной пласт работает при водонапорном режиме. Скважина, пробуренная на этот пласт, фонтанирует при отсутствии свободного газа в подъемных трубах, т.е. при условии  $P_{буф} > P_{нас}$ . Плотность пластовой нефти  $\rho_n = 850 \text{ кг/м}^3$ , воды  $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$ . Давление на буфере закрытой скважины (при  $Q = 0$ )  $P_1 = 2,5 \text{ МПа}$ . Угол падения пласта  $\alpha = 20^\circ$ .

Требуется определить скорость продвижения водонефтяного контакта к этой скважине в вертикальном  $C_B$  и горизонтальном  $C_G$  направлениях, а также по простиранию пласта  $C_{II}$ , если через  $n = 50$  мес. Давление на буфере закрытой скважины понизилось до  $P_2 = 1,7 \text{ МПа}$ .

### Решение

Скорости продвижения контура в указанных направлениях определяются по следующим формулам:

$$C_B = \frac{P_1 - P_2}{n(\rho_v - \rho_n)g} \quad (1.2)$$

$$C_G = \frac{(P_1 - P_2) \text{ctg} \alpha}{n(\rho_v - \rho_n)g} \quad (1.3)$$

$$C_{II} = \frac{P_1 - P_2}{n(\rho_v - \rho_n)g \cdot \sin \alpha} \quad (1.4)$$

Подставляя числовые значения в (1.2), (1.3), (1.4), получим:

$$C_B = \frac{(2,5 - 1,7)10^6}{50(1000 - 850)9,81} = 4,1 \text{ м/мес}$$

$$C_G = \frac{(2,5 - 1,7)10^6 \text{ctg} 20^\circ}{50(1000 - 850)9,81} = 11,3 \text{ м/мес}$$

$$C_{II} = \frac{(2,5 - 1,7)10^6}{50(1000 - 850)9,81 \sin 20^\circ} = 12 \text{ м/мес}$$

Если наблюдения за давлением вести не на буфере, а на забое скважины путем замеров глубинным манометром, то при  $P_{заб} > P_{нас}$  (т.е. при отсутствии свободного газа в пласте) можно по приведенным в задаче формулам проследить за продвижением водонефтяного контакта по снижению забойного давления при любых методах эксплуатации скважины.

### 1.2.3. Определение нефтеотдачи пласта при водонапорном режиме

**Задача 1.4.** Параметры нефтяной залежи с водонапорным режимом определены в результате исследования образцов кернов и геофизическими методами. При этом установлено, что среднее количество связанной (погребенной) воды и нефтенасыщенность в начальный период эксплуатации соответственно равны  $S_B^0=12\%$  и  $S_H^0=88\%$ . В ходе эксплуатации залежи средняя водонасыщенность стала увеличиваться. Через 6 лет она была равна  $S_B^6=52\%$ , а через 9 лет –  $S_B^9=69\%$ .

Требуется определить средний процент нефтеотдачи для указанных периодов времени.

#### Решение

Коэффициент нефтеотдачи в зависимости от средней водонасыщенности породы  $S$  на данный момент находим по формуле:

$$K_{om} = \frac{S_B^{\tau} - S_B^0}{100 - S_B^0} \quad (1.5.)$$

где числитель  $S_B^{\tau} - S_B^0$  количество воды, поступившей в залежь вместо такого же количества добытой нефти, а знаменатель  $(100 - S_B^0)$  - начальный запас нефти. Величины водонасыщенности выражены в процентах.

Следовательно, нефтеотдача по формуле (1.5) составит:

Через 6 лет

$$K_{om1} = (52 - 12) / (100 - 12) = 0,455 \text{ или } 45,5\%.$$

через 9 лет

$$K_{om2} = (69 - 12) / (100 - 12) = 0,648 \text{ или } 64,8\%.$$

Таблица 1.1

## Исходные данные для самостоятельного решения задач к разделу 1

№ задачи	Наименование параметров	обозначение	размерность	номер варианта												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.1	Радиус начального контура нефтеносности	$R_H$	м	3000	2000	4000	2500	3000	2600	3100	3800	2900	2400	3200	2800	3500
	Радиус первого эксплуатационного ряда	$R_1$	м	2400	1400	3500	2100	2500	2000	2500	3200	2400	1800	2600	2100	2800
	Радиус второго эксплуатационного ряда	$R_2$	м	2000	1000	2500	1700	2100	1400	2100	2700	2100	1600	2100	1700	2300
	Радиус третьего эксплуатационного ряда	$R_3$	м	1600	800	2100	1200	1700	1000	1700	2300	1600	1200	1600	1200	1900
	Радиус центральной скважины	$r_c$	м	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	Расстояние между скважинами в рядах	$2s$	м	300	150	200	250	300	200	150	350	250	240	320	260	340
	Мощность пласта	$h$	м	10	8	15	10	7	9	11	12	14	13	6	8	11
	Пористость пласта	$m$	%	18	15	16	17	20	18	19	15	10	12	11	13	15
	Допустимый дебит скважин	$q$	м <sup>3</sup> /сут	50	40	60	50	50	40	40	55	55	45	48	61	53
1.2	Дебит нагнетательной скважины	$q_H$	м <sup>3</sup> /сут	1000	900	1200	1100	950	1500	1600	980	1000	1200	1100	1150	1140
	Дебит добывающей скважины	$q_{\text{Э}}$	м <sup>3</sup> /сут	100	80	110	130	100	120	130	100	110	150	100	140	120
	Мощность пласта	$h$	м	8	8	7	6	9	10	8	8	7	6	11	8	8
	Пористость пласта	$m$	д.е.	0,20	0,30	0,20	0,20	0,30	0,25	0,20	0,15	0,30	0,32	0,22	0,28	0,24

Продолжение табл. 1.1

	Расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами	$2s$	м	500	450	510	530	520	480	340	390	410	460	487	367	496
1.3	Плотность пластовой нефти $кг/м^3$	$r_H$	$кг/м^3$	800	780	785	765	776	790	796	784	759	763	803	805	800
	Плотность воды $кг/м^3$	$r_B$	$кг/м^3$	1000	1150	1110	1130	1005	1008	1016	1035	1097	1178	1163	1190	1144
	Давление на буфере закрытой скважины в начале периода эксплуатации	$P_1$	МПа	2,5	2,8	2,4	2,5	2,7	2,9	1,8	2,0	2,4	2,3	2,7	2,5	2,6
	Давление на буфере закрытой скважины в конце периода эксплуатации	$P_2$	МПа	1,7	2,0	1,7	2,0	1,9	2,2	1,0	1,2	1,7	1,7	2,0	1,8	1,8
	Угол падения пласта	$\alpha$	град.	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	Период эксплуатации	$n$	мес	50	50	60	60	55	44	54	33	44	54	45	64	38
1.4	Средняя водонасыщенность в начале эксплуатации	$S_B^0$	%	12	10	14	11	5	8	10	12	13	16	11	9	10
	Средняя водонасыщенность к концу первого периода эксплуатации	$S_B^1$	%	52	44	56	65	33	54	56	67	63	49	45	59	53
	Средняя водонасыщенность к концу второго периода эксплуатации	$S_B^2$	%	69	70	87	88	67	74	72	85	67	68	88	86	75
	Средняя нефтенасыщенность в начале эксплуатации	$S_H^0$	%	88	90	86	89	95	92	90	88	87	84	89	91	90

Окончание табл. 1.1

Средняя нефтенасыщенность к концу первого периода эксплуатации	$S_H^1$	%	48	56	44	35	67	46	44	33	37	51	55	41	47
Средняя нефтенасыщенность к концу второго периода эксплуатации	$S_H^2$	%	31	30	13	12	33	26	28	15	33	32	12	14	25
Первый период эксплуатации	$n_1$	лет	6	5	7	8	5	6	7	6	5	6	8	8	6
Второй период эксплуатации	$n_2$	лет	9	8	11	15	9	10	11	12	8	9	12	12	10

## **2. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ**

### **2.1. Общая характеристика и классификация гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи**

Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи (ГМПН) или методы регулирования представляют собой прогрессивные технологии гидродинамического воздействия на продуктивные пласты с целью обеспечения высокой эффективности разработки месторождений и наиболее полного извлечения нефти из недр при режиме вытеснения нефти водой. Мероприятия (методы) по гидродинамическому воздействию на пласты преследуют цель повышения интенсивности воздействия на слабо дренируемые запасы нефти и вовлечения в разработку выявленных в процессе разбуривания и эксплуатации недренируемых балансовых запасов нефти в объекте разработки.

Классификация гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов по различию в технологии осуществления и степени воздействия их на продуктивные пласты включает две группы.

К первой группе отнесены методы, которые чаще применяются на промыслах ввиду своей простоты в технологии реализации, но по степени воздействия на пласты они слабее, чем методы второй группы. Группа включает методы гидродинамического воздействия, которые осуществляются только через изменения режимов работы скважин и направлены на вовлечение в активную разработку слабодренируемых запасов. Эти методы объединяются названием «нестационарное заводнение» и включают в себя:

- в нагнетательных скважинах:
  - повышение давления нагнетания;
  - циклическое заводнение, т.е. периодическое снижение (прекращение) закачки воды;
  - перераспределение расходов закачиваемого объекта по группам нагнетательных скважин (перемена направлений фильтрационных потоков);
  - одновременно-раздельную закачку воды в разные пласты через одну скважину;

— избирательная закачка воды в низкопроницаемые пропластки и пласты, зоны и участки; ограничение или прекращение закачки в высокопроницаемые пропластки;

— методы обработки призабойной зоны, которые изменяют режим работы и восстанавливают потенциал скважин (гидроимпульсное, волновое воздействие и др.);

— механические методы изменения режимов работы нагнетательных скважин (гидроразрыв пласта, поинтервальные обработки, интенсивная перфорация, забуривание вторых стволов и др.);

в добывающих скважинах:

— изменение отборов жидкости в целом по объекту разработки, по отдельному пласту, блоку, зоне, участку или группе добывающих скважин;

— форсированный отбор жидкости из групп скважин или из отдельных скважин данного участка, зоны, блока;

— периодические временные остановки и пуски групп скважин или отдельных скважин;

— одновременно-раздельная эксплуатация скважин в многопластовых объектах;

— оптимизация перепадов давления между пластовым и забойным давлениями;

— многообъемное внутрипластовое воздействие по ограничению водопритоков (изоляция работы);

— системные обработки призабойной зоны, гидроразрыв пласта, поинтервальное повышение продуктивности скважин (дострелы, перестрелы и др.);

— забуривание вторых и горизонтальных стволов.

Ко второй группе отнесены методы воздействия, основанные на изменениях первоначально принятых систем размещения скважин и способов воздействия. Методы этой группы направлены на вовлечение в разработку недренлируемых или слабо дренируемых запасов (участков, зон и пропластков) неоднородного прерывистого пласта. Эти методы (мероприятия) отличаются большим разнообразием по технологии воздействия на пласты. Степень влияния их на технико-экономические показатели разработки весьма велика, и поэтому они обосновываются в проектных документах



(технологических схемах, проектах разработки и доработки), анализах разработки и авторских надзорах. К ним относятся:

- перенос фронта нагнетания воды в имеющиеся скважины;
- организация дополнительных рядов нагнетательных скважин в блоковых системах разработки путем перевода добывающих скважин в нагнетательные;
- организация очагов закачки воды в отдельные добывающие скважины;
- вовлечение в разработку недренируемых запасов нефти в линзах, тупиковых и застойных зонах, низкопроницаемых прослоях путем бурения дополнительных добывающих или нагнетательных скважин, забуривания вторых стволов, горизонтальных стволов, перевода скважин с других объектов или пластов, разукрупнения объектов, организации зон и полей самостоятельной разработки;
- организация барьерной, площадной и других модификаций внутриконтурного воздействия путем закачки воды с целью выработки запасов нефти в обширных подгазовых зонах газонефтяных месторождений;
- другие новые технологии заводнения для сложнопостроенных залежей и трудноизвлекаемых запасов нефти.

Методы гидродинамического воздействия на продуктивные пласты применяются обычно в различных сочетаниях друг с другом одновременно, а эффективность какого-либо одного метода взаимосвязана с объемом применения других.

## **2.2. Циклическое нестационарное воздействие**

Суть метода циклического воздействия и изменения направления потоков жидкости заключается в том, что в пластах, обладающих неоднородностью по размерам пор, по проницаемости слоев, пропластков, зон, участков и неравномерной их нефтенасыщенностью (заводненностью), вызванной этими видами неоднородности, а также отбором нефти и нагнетанием воды через дискретные точки — скважины, искусственно создается нестационарное давление. Оно достигается изменением объемов нагнетания воды в скважины или отбора жидкости из скважин в определенном порядке путем их периодического повышения и снижения.

В результате такого нестационарного, изменяющегося во времени воздействия на пласты в них периодически проходят волны повышения и понижения давления. Слои, зоны и участки малой проницаемости, насыщенные нефтью, располагаются в пластах бессистемно, обладают низкой пьезопроводностью, а скорости распространения давления в них значительно ниже, чем в высокопроницаемых нефтенасыщенных слоях, зонах, участках. Поэтому между нефтенасыщенными и заводненными зонами возникают различные по знаку перепады давления. При повышении давления в пласте, т.е. при увеличении объема нагнетания воды или снижении отбора жидкости, возникают положительные перепады давления — в заводненных зонах давление выше, а в нефтенасыщенных ниже. При снижении давления в пласте, т.е. при уменьшении объема нагнетаемой воды или повышении отбора жидкости, возникают отрицательные перепады давления в нефтенасыщенных зонах давление выше, а в заводненных ниже.

Под действием знакопеременных перепадов давления происходит перераспределение жидкостей в неравномерно насыщенном пласте, направленное на выравнивание насыщенностей и устранение капиллярного неравновесия на контакте нефтенасыщенных и заводненных зон, слоев, участков

Многочисленные скачки насыщенностей, возникающие вследствие неравномерного вытеснения нефти водой из неоднородных пластов, создают неравновесное состояние капиллярных сил на контакте зон с разной насыщенностью. Но сами по себе капиллярные силы могут выравнивать насыщенность в пластах за очень длительный период времени. Возникновение знакопеременных перепадов давления между зонами (слоями) разной насыщенности способствует ускорению капиллярной и противоточной пропитки водой нефтенасыщенных зон (слоев), внедрению воды из заводненных зон в нефтенасыщенные по мелким поровым и перетоку нефти из нефтенасыщенных зон в заводненные по крупным поровым каналам. Без знакопеременных перепадов давления между зонами с разной насыщенностью самопроизвольно капиллярный противоток жидкостей происходить не может в силу переменного сечения поровых каналов, в которых капиллярное вытеснение нефти водой носит прерывистый характер.

Циклическое воздействие на пласты, создавая знакопеременные перепады давления между зонами (слоями) разной насыщенности (проницаемости), способствует преодолению прерывистого характера

проявления капиллярных сил, выравниванию насыщенностей, т. е. повышению охвата заводнением неоднородных пластов. Изменение направления потоков жидкости между скважинами (в плане) усиливает этот процесс повышения охвата пластов заводнением.

Использование циклического воздействия на пласты позволило выявить ряд основных безразмерных параметров, определяющих оптимальную технологию процесса. К ним относятся следующие:

— **Относительная частота смены циклов.** Изменение расхода нагнетаемой воды, являющееся критерием нестационарности процесса:

$$\omega = \omega_p C \mu m l^2 k^{-1} \quad (2.1)$$

где  $\omega$  — относительная частота циклов;  $\omega_p$  — рабочая абсолютная частота

колебаний расхода;  $C$  — коэффициент упругости породы и жидкости;

$\mu, m, l, k$  — характерные средние вязкость, пористость, длина и проницаемость пласта соответственно.

Установлено, что оптимальное значение относительной частоты смены циклов  $\omega = 2$ . Это значение отвечает завершению распределения пластового давления, а также достижению максимальных перетоков жидкости по длине пласта.

Из указанного соотношения для обоснования режима циклической закачки воды в пласты определяется оптимальная рабочая частота смены циклов:

$$\omega_p = 1/t \quad (2.2)$$

где  $t$  — длительность полупериода нестационарного воздействия.

Отсюда следует, что, во-первых, рабочая частота колебаний должна быть тем больше, чем хуже упругая характеристика пласта, во-вторых, по мере продвижения фронта вытеснения (с ростом  $l$ ) частота должна уменьшаться, т. е. циклы должны удлиняться.

Для определения длительности циклов нестационарного воздействия можно пользоваться диаграммой (рис. 2.1). Прямые линии, выходящие из начала координат, есть линии равных периодов.

Как видно, при конкретном значении пьезопроводности пласта  $10000 \text{ см}^2/\text{с}$ , по мере удаления фронта вытеснения от линии нагнетания воды от 100 до 700 м, продолжительность циклов должна увеличиваться от 10—15 до 75—80 сут. А если процесс циклического воздействия на пласты проводится с начала заводнения, то

продолжительность циклов должна быть не более 1 — 10 суток. С увеличением пьезопроводности пласта продолжительность циклов уменьшается, особенно для трещиноватых пластов.

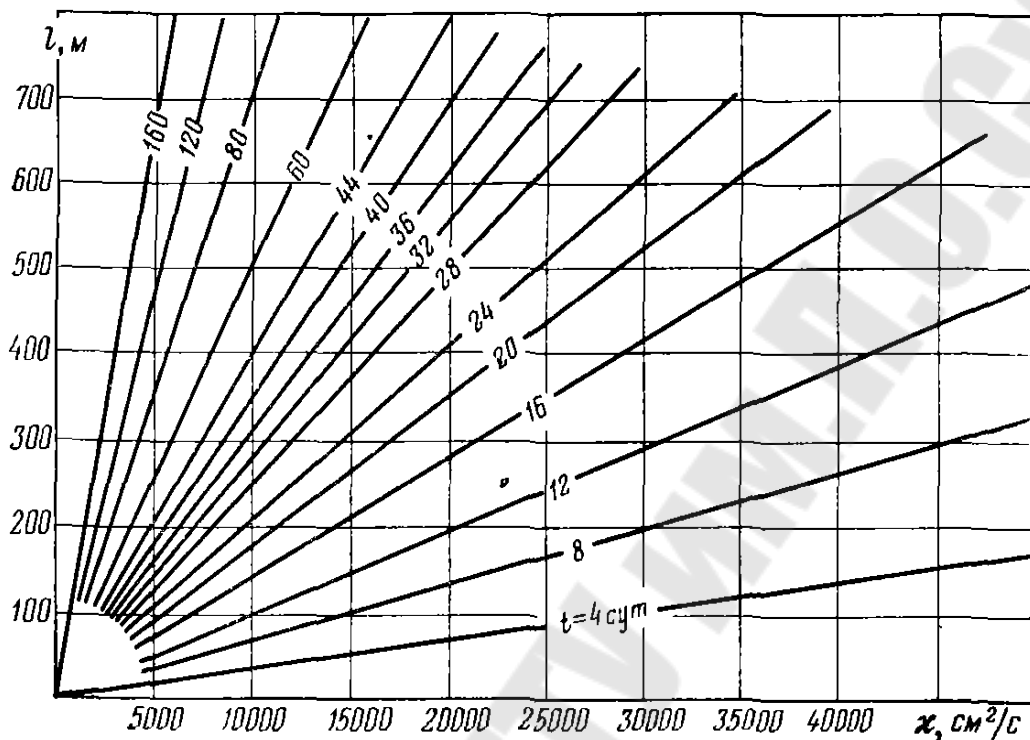


Рис. 2.1 Диаграмма для определения длительности циклов нестационарного воздействия  $t$  в зависимости от пьезопроводности пласта  $\chi$  и удаления фронта вытеснения  $l$

— **Относительная амплитуда колебаний расхода нагнетаемой воды**, представляющая собой отношение превышения (снижения) уровня нагнетания воды при циклическом заводнении над средним объемом нагнетания к среднему уровню закачки при обычном заводнении:

$$b = (Q_{i3} - Q_{03}) / Q_{03} \quad (2.3)$$

где  $Q_{i3}$  — максимальный (или минимальный) уровень закачки (в зависимости от фазы цикла) при циклическом заводнении;  $Q_{03}$  — средний уровень закачки при обычном заводнении;  $i$  — номер фазы цикла ( $i=1, 2$ ).

Очевидно, что при условии необходимости сохранения среднего объема циклической закачки воды равным объему при обычном заводнении максимальное значение относительной амплитуды колебания расходов воды не может быть более единицы ( $b \leq 1$ ). Это означает, что в полупериод повышения давления нагнетания объем

закачки должен увеличиваться в 2 раза, а в полупериод снижения давления — сокращаться до нуля в результате отключения нагнетательных скважин.

— **Относительное время начала нестационарной закачки воды** характеризует длительность периода обычного заводнения, предшествующего циклическому. Этот параметр определяется с учетом масштаба времени, разработки пласта при обычном заводнении до прорыва воды в реальных условиях эксплуатации по слою с большой проницаемостью. Относительное время начала циклического заводнения можно определить следующим образом:

$$\tau^* = t^*/(k_i t_{np}) \quad (2.4)$$

где  $t^*$  — длительность эксплуатации объекта при обычном заводнении;  $t_{np}$  — длительность эксплуатации объекта от начала заводнения до момента прорыва воды (определяется по динамике обводнения) при обычном заводнении по слою с проницаемостью  $k_i$ .

Когда разработка залежи осуществляется с самого начала с применением метода циклической закачки воды, то  $\tau^*=0$ , если нагнетательные скважины переводятся на нестационарный режим работы некоторое время спустя, то  $\tau^*>0$ .

**Свойства пластов, влияющие на процесс.** Неоднородность коллектора по толщине и проницаемости оказывает самое большое влияние на процесс циклического воздействия. В реальных условиях эта неоднородность пластов очень сложно изменяется по простиранию залежей. При моделировании процесса циклического заводнения залежь схематизируется системой, представленной двумя слоями с разными проницаемостью и толщиной. Исходной информацией для интерпретации реального пласта двухслойной моделью служат результаты поинтервальных замеров проницаемости геофизическими методами. Схема построения геологической модели пласта для изучения процесса соответствует в принципе только условиям гидродинамических перетоков жидкости между слоями разной проницаемости при изменении режима нагнетания воды в пласты.

При такой схематизации пласт характеризуется следующими относительными параметрами:

$H_1$  и  $H_2$  — относительные толщины слоев, причем  $H_1 + H_2=l$ ;

$k_1$  и  $k_2$  — относительные проницаемости слоев.

Произведение  $\nabla=(k_1-1)(1-k_2)$  служит мерой неоднородности коллектора.

На основе геофизических измерений по некоторым пластам месторождений Татарии и Западной Сибири получены значения их показателей неоднородности (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Показатели неоднородности различных пластов

Месторождение, пласт	$k_1$	$k_2$	$(k_1-1)(1-k_2)$	$k_{пр}$
Ромашкинское Д <sub>1</sub>	2	0,5	0,5	0,67
Самотлорское				
Б <sub>8</sub>	2,4	0,41	0,83	0,71
Б <sub>10</sub>	2,7	0,41	1	0,79
А <sub>4+5</sub>	2,1	0,46	0,7	0,77
А <sub>2+3</sub>	3,5	0,17	2,16	0,87
Мамонтовское	2,3	0,37	0,82	0,75

Очень важным свойством пластов является также степень гидродинамической изолированности слоев, характеризующаяся коэффициентом  $\Psi$ , представляющим собой отношение площади непроницаемой части контакта слоев ко всей рассматриваемой площади пласта. Этот параметр вводится аддитивно в показатель относительного времени  $\tau^*$  и характеризует запаздывание начала циклического заводнения:

$$\tau^* = \tau + \frac{\Psi}{k_2} \quad (2.5)$$

Для интегрального отражения роли капиллярных сил в эффективности циклической закачки воды вводится коэффициент удержания воды в нефтенасыщенных слоях (зонах)  $\beta$ . Он представляет собой долю воды, удержанной капиллярными силами в малопроницаемом нефтенасыщенном слое, куда она поступила из обводненного высокопроницаемого слоя за счет циклического воздействия, и записывается в виде

$$\beta = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (2.6)$$

где  $V_1$  — объем воды, поступившей в малопроницаемый слой в полупериоде повышения давления нагнетания;  $V_2$  — объем воды, вышедшей из малопроницаемого слоя в полупериоде снижения давления нагнетания.

Очевидно, что при  $\beta=0$ , когда вода не удерживается в малопроницаемом слое, процесс циклического заводнения не будет эффективным. Такой случай возможен или в сильно гидрофобизованных пластах, когда контактный угол смачивания поверхности пор приближается к  $90^\circ$ , или в микрооднородной пористой среде, когда поровые каналы (поры) одинаковы по размеру. Однако и то и другое в реальных пластах не имеет места.

Максимальный эффект можно получить в том случае, когда весь объем внедрившейся воды будет удерживаться в малопроницаемом слое ( $\beta = 1$ ). При сильном проявлении капиллярных сил  $p$  является функцией безразмерного параметра водонасыщенности, времени цикла и может достигать 0,7—0,8, т.е. 70—80 % воды, внедрившейся в малопроницаемые слои, удерживается там, а 20—30% возвращается в высокопроницаемые слои.

Для конкретных объектов разработки этот коэффициент будет зависеть от смачиваемости и микронеоднородности пористой среды и должен определяться экспериментально при различных режимах процесса на естественных образцах пласта (кернax).

Циклическое воздействие на неоднородные пласты способствует увеличению текущего уровня добычи нефти и конечной нефтеотдачи за счет повышения охвата их заводнением. Эффект от циклического воздействия на пласты увеличивается с повышением гидрофильности пласта (смачиваемости), микронеоднородности пористой среды, проницаемостной (слоистой) неоднородности, сообщаемости слоев, а также с увеличением амплитуды колебания давления нагнетания воды и с применением процесса на более ранней стадии заводнения.

**Задача 2.1** Для повышения эффективности заводнения на месторождении применяют циклическое воздействие на пласты. Длительность эксплуатации объекта от начала заводнения до момента прорыва воды составляет 5 лет. В течение 15 лет, с начала разработки, применялось обычное заводнение. Фронт вытеснения составляет 600м, пористость пласта 18%, проницаемость  $0,12 \text{ мкм}^2$ , коэффициент

упругости породы и жидкости  $0,11 \cdot 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$ , вязкость жидкости  $3 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ . Максимальный уровень закачки при циклическом заводнении составляет  $150 \text{ м}^3/\text{сут}$ , а средний  $120 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Необходимо определить основные параметры технологического процесса циклического воздействия.

### Решение

1. Относительная частота смены циклов определяется по формуле (2.1), с учетом формулы (2.2) после определения длительности циклов нестационарного воздействия.

Для определения длительности циклов нестационарного воздействия  $t$  воспользуемся диаграммой (рис 2.1) в зависимости от пьезопроводности  $\chi$  пласта и удаления фронта вытеснения  $l$ .

Пьезопроводность пласта равна:

$$\chi = \frac{0,12 \cdot 10^{-12}}{3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,11 \cdot 10^{-9} \cdot 0,18} = 2,02 \text{ м}^2 / \text{с} \Rightarrow t = 35 \text{ сут.}$$

Рабочая частота смены циклов равна

$$\omega_p = \frac{1}{35} = 0,03 \text{ сут}^{-1}.$$

Таким образом, относительная частота смены циклов равна

$$\omega = 0,03 \times 0,11 \times 10^{-9} \times 3 \times 10^{-3} \times 600^2 / 0,12 \times 10^{-12} \times 86400 = 0,3$$

2. Относительная амплитуда колебаний расхода нагнетаемой воды, представляющая собой отношение превышения (снижения) уровня нагнетания воды при циклическом заводнении над средним объемом нагнетания к среднему уровню закачки при обычном заводнении:

$$b = (150 - 120) / 120 = 0,25$$

3. Относительное время начала циклического заводнения можно определить следующим образом:

$$t^* = 15 / (0,12 \times 5) = 25 \text{ лет}$$

### 2.3. Оценка технологической эффективности нестационарного заводнения с изменением фильтрационных потоков

Метод нестационарного заводнения с изменением направлений фильтрационных потоков жидкости является высокоэффективным методом регулирования выработки неоднородных пластов, улучшающих процесс вытеснения нефти водой в поровой среде и повышающим конечную нефтеотдачу.



Технология циклического воздействия на пласт заключается в периодическом изменении дебитов добывающих скважин и расходов закачиваемой воды в нагнетательные скважины. Направленное изменение фильтрационных потоков проводят путем изменения режимов работы отдельных групп добывающих и нагнетательных скважин с целью ускорения продвижения водонефтяного контакта по тем линиям движения, по которым он до этого продвигался медленно, и, наоборот, замедления его перемещение в других направлениях.

Циклическое воздействие на пласт часто осуществляется путем периодического изменения режимов работы только нагнетательных скважин при постоянном режиме эксплуатации добывающих скважин для поддержания добычи жидкости на высоком уровне. При этом темп нагнетания воды в пласты всего месторождения также периодически изменяется, колеблясь около среднего проектного уровня. Периоды колебания темпа закачки в пласт воды (циклы) в зависимости от фильтрационных свойств обычно составляют от недель до месяцев.

Периодическое изменение режимов работы скважин и текущих объемов жидкостей, закачанных и отбираемых из пласта, вызывает изменение давления. Перераспределение пластового давления происходит быстрее в высокопроницаемых пропластках и трещинах.

В цикле повышения давления возникают перетоки веществ из высокопроницаемых в низкопроницаемые области пласта.

Методика расчета технологической эффективности нестационарного заводнения использует аналитическую зависимость величины насыщенности от координат и объема добытой жидкости:

$$Z = \frac{CM\mu_0 V_{\Pi}^{\lambda}}{Q_{ж}^t} \quad (2.7)$$

Где  $Z$  - насыщенность подвижной нефтью за фронтом вытеснения;  $V_{\Pi}$  - дренируемый объем порового пространства;  $\mu_0$  - отношение вязкостей нефти и воды;  $Q_{ж}^t$  - объем добытой жидкости;  $C$ ,  $\lambda$  - фильтрационные параметры, комплексно отражающие пластовые условия процесса вытеснения.

Параметры уравнения до применения нестационарного заводнения определяются по трем точкам водного периода. По формуле (2.8) методом итерации однозначно рассчитывается  $\lambda$ , при условии (2.9):

$$\frac{Q_{н2} - Q_{н1}}{Q_{н3} - Q_{н2}} = \frac{\left(\frac{Q_{ж2}}{Q_{ж1}}\right)^\lambda - 1}{1 - \left(\frac{Q_{ж2}}{Q_{ж3}}\right)^\lambda} \quad (2.8)$$

$$\lg \frac{Q_{ж2}}{Q_{н1}} = \left| \lg \frac{Q_{ж2}}{Q_{ж3}} \right| \quad (2.9)$$

Дренируемый поровый объем вычисляется по формуле:

$$V_{\Pi} = \frac{Q_{н3} Q_{ж3}^\lambda - Q_{н1} Q_{ж1}^\lambda}{K_B (Q_{ж3}^\lambda - Q_{ж1}^\lambda)} \quad (2.10)$$

где  $K_B$  - коэффициент вытеснения.

Тогда комплексный параметр  $C\mu_0$  рассчитывается из выражения:

$$C\mu_0 = \frac{K_B (\lambda + 1) (Q_{н3} - Q_{н1})^{1/\lambda}}{Q_{н3} Q_{ж3}^\lambda - Q_{н1} Q_{ж1}^\lambda} \cdot \frac{Q_{ж1} Q_{ж3}}{V_{\Pi}} \quad (2.11)$$

При условии совпадения фактических и расчетных показателей до внедрения циклического заводнения ведется дальнейший расчет накопленной добычи нефти и обводненности в период применения метода при фактической добыче жидкости по формулам:

$$Q_{нр}^t = K_B - \frac{Z}{\lambda + 1} V_{\Pi} \quad (2.12)$$

$$B_{р}^t = 1 - \frac{\lambda Z (\lambda + 1)}{C\mu_0 (\lambda + 1)} \quad (2.13)$$

Эффективность нестационарного заводнения можно рассчитывать по методике ТатНИПИнефть. Суть ее состоит в построении графической зависимости

$$q_n^* = \int (Q_n^*) \quad (2.14)$$

Годовая добыча нефти определяется по формуле:

$$q_n^* = \frac{q_n N_0}{K_{\varepsilon} N_D N_H \Delta p} \quad (2.15)$$

где  $N_0$  - общий фонд пробуренных скважин;  $K_{\varepsilon}$  - коэффициент эксплуатации скважин;  $N_D$  и  $N_H$  - соответственно число добывающих и нагнетательных скважин.

Отбор нефти от начальных извлекаемых запасов определяется:

$$Q_n^* = \frac{Q_n}{Q_0}, \quad (2.16)$$

где  $Q_n$  - накопленная добыча нефти,  $Q_0$  - начальные извлекаемые запасы нефти.

Если по фактическим данным разработки эксплуатационного объекта построить график зависимости  $q_n^* = \int(Q_n^*)$ , то при прямолинейном его характере можно определить величину потенциальных извлекаемых запасов нефти и, следовательно, коэффициента нефтеотдачи. Это достигается экстраполяцией прямолинейных участков рассматриваемых графических зависимостей до пересечения с осью абсцисс  $Q_n$ .

Оценка увеличения нефтеотдачи за счет внедрения различных модификаций нестационарного заводнения осуществляется по следующей формуле:

$$\Delta K_{ин} = K_{ин2} - K_B \cdot e^{\frac{-S_2 \ln \frac{K_B}{K_{ин1}}}{S_1}} \quad (2.17)$$

где  $\Delta K_{ин}$  - прирост коэффициента нефтеотдачи за счет внедрения нестационарного заводнения;  $K_{ин2}$ ,  $K_{ин1}$  — соответственно коэффициент нефтеотдачи к моменту внедрения и перехода к различным технологиям нестационарного заводнения;  $K_B$  - коэффициент вытеснения;  $S_1$ ,  $S_2$  - соответственно плотность сетки скважин к моменту внедрения и перехода к различным технологиям нестационарного заводнения. Согласно расчетам, для месторождения пласта  $C_{III}$   $\Delta K_{ин} = 0,14$  (табл. 2.2). Полученная величина прироста коэффициента нефтеотдачи закладывается в основу расчетов по определению динамики дополнительной добычи нефти по годам от применения нестационарного заводнения. Прирост добычи нефти в  $(t+1)$  году составит:

$$\Delta q_{ц}^{t+1} = \Delta q_{ц}^{t+1} - q^{t-1} \quad (2.18)$$

Таким образом, коэффициент нефтеизвлечения при нестационарном заводнении составит 0,357. Исходные параметры и дополнительная добыча нефти за счет циклического заводнения приведены в таблице 2.2.

Дополнительная добыча нефти с применением нестационарного заводнения составила 10,673 тыс.т.

Таблица 2.2

Дополнительная добыча нефти за счет циклического заводнения пласта С<sub>III</sub>

Параметры	Обозн	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Годовая нефть, тыс.т	q	37,5	33,7	25,5	6,9	12,4	13,6	10,7	15,5	32,5	27,4	35,4
Накопленная нефть, тыс.т	Q <sub>н</sub>	1011,5	1049	1082,7	1108,2	1115,1	1127,5	1141,1	1151,8	1167,3	1199,8	1227,2
Пробуренный фонд, шт	N <sub>0</sub>	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Коэфф. эксплуатации, д.ед	K <sub>э</sub>	0,94	0,89	0,9	0,58	0,76	0,84	0,82	0,82	0,72	0,86	0,8
Добывающий фонд, шт	N <sub>д</sub>	11	13	13	13	12	10	10	10	10	10	10
Нагнетательный фонд, шт	N <sub>н</sub>	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7
Заб. давл. доб. скв. МПа	P <sub>зд</sub>	7,1	6,4	7,4	7,2	7,3	7,8	8	8,9	8	7,8	7,8
Заб. давл. нагн. скв. МПа	P <sub>зн</sub>	27	26,5	24,6	25,8	25,9	24,7	25,2	24,4	24,5	24,9	25,1
Перепад давления, МПа	Δp	19,9	20,1	17,2	18,6	18,6	16,9	17,2	15,5	16,5	17,1	17,3
Расчет доб. нефти, тыс.т	q <sub>н</sub> <sup>*</sup>	1,215	0,966	0,845	0,328	0,487	0,547	0,434	0,697	1,563	1,065	1,462
Отбор от НИЗ, д.ед.	Q <sub>н</sub> <sup>*</sup>	0,086	0,089	0,092	0,094	0,094	0,096	0,097	0,098	0,099	0,102	0,104
Коэффиц. нефтеизвл. д.ед	K <sub>ин</sub>	0,068	0,078	0,088	0,1	0,114	0,129	0,147	0,167	0,19	0,216	0,245
Добыча доп. нефти, тыс.т	q <sub>ц</sub>	-	4,61	4,25	2,69	3,41	3,76	3,57	4,59	8,17	7,91	10,67
Накопл. доп. добыча нефти, тыс.т	q <sub>ц</sub>	-	21,99	26,24	28,93	32,34	36,1	39,67	44,26	52,43	60,33	71,01

### **3. ПРИМЕНЕНИЕ ПАВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**

#### **3.1. Теоретические основы применения ПАВ при вытеснении нефти**

Идея применения ПАВ в качестве добавок к закачиваемой в пласт воде возникла давно. В 1930 г. Де Грот зарегистрировал патент, который описывает использование ПАВ, растворимых в воде, для улучшения извлечения нефти. В 1958 г. Холбрук сделал заявку на патент, в котором для улучшения процесса извлечения нефти предложено использовать растворимые в воде ПАВ (перфторорганические соединения, жирные кислоты, мыла, полигликолевые эфиры, соли сульфоновых кислот). Другие патенты, выданные Холму и Бернару, Гогарти и Олсому, а также Джонсу, описывают применение высоких концентраций ПАВ в виде микроэмульсий для улучшения извлечения нефти.

Технологии, использующие ПАВ для повышения эффективности заводнения, могут быть разбиты условно на три группы. К первой группе относятся процессы, в которых нагнетается раствор, содержащий низкую концентрацию ПАВ 0,05 - 1,0 % вес. В этих технологиях предлагается применять, в основном, неионогенные ПАВ типа оксиэтилированных алкилфенолов.

Ко второй группе относятся процессы, в которых в пласт нагнетается раствор, содержащий более высокую концентрацию ПАВ (близкую к критической концентрации мицеллообразования). В этих технологиях чаще всего рекомендуется использовать нефтяные сульфонаты концентрацией от 1 до 5% вес.

В третьей группе технологий используется относительно высокая концентрация ПАВ. Закачиваемая в пласт жидкость состоит из трех и более компонентов и образует микроэмульсию. Основными компонентами микроэмульсии является углеводород, ПАВ, вода, спирты (чаще всего жирные спирты). Объем закачиваемых в пласт мицеллярных растворов или микроэмульсий составляет 3 -10% от объема пор пласта. Эту группу технологий называют мицеллярным заводнением.

Анализ многочисленных исследований по вытеснению нефти из однородных по проницаемости пластов показывает, что различные ПАВ ведут себя по-разному, и что для каждого пласта следует выбирать соответствующее поверхностно-активное вещество.

Под ПАВ понимают химические соединения, способные вследствие положительной адсорбции изменять фазовые и энергетические взаимодействия на различных поверхностях раздела жидкость — воздух, жидкость — твердое тело, нефть — вода. Поверхностная активность, которую в определенных условиях могут проявлять многие органические соединения, обусловлена как химическим строением, в частности, дифильностью (полярностью и поляризуемостью) их молекул, так и внешними условиями: характером среды и контактирующих фаз, концентрацией ПАВ, температурой.

Обычно ПАВ представляют собой органические вещества, содержащие в молекуле углеводородный радикал и одну или несколько полярных групп.

Наиболее широкое применение в технологии повышения нефтеотдачи нашли неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ). Этот вид ПАВ насчитывает более 50 веществ различных групп. Среди них наибольшее распространение получили оксиэтилированные изононилфенолы типов ОП-10, АФ9-4, АФ9-6, АФ9-10, АФ9-12, в основном из-за больших объемов их промышленного производства.

Преимущество НПАВ заключается в их совместимости с водами высокой минерализации и значительно меньшей адсорбции по сравнению с ионогенными ПАВ. Однако многолетний опыт применения индивидуальных ПАВ типа ОП-10 для увеличения нефтеотдачи не дал однозначных результатов. Об эффективности применения НПАВ, как метода увеличения нефтеотдачи, существуют различные мнения, как положительные, так и отрицательные.

С позиций сегодняшнего дня это можно объяснить слабой поверхностной активностью на границе раздела нефть — вода, незначительными нефтеотмывающими свойствами, большими потерями в пласте, неопределенностями в оценке технологической эффективности метода по промысловым данным. Кроме того, метод далек от универсальности. Он может эффективно использоваться в строго определенных геолого-физических условиях, о чем свидетельствует многолетний опыт (с 1971 г.) применения ПАВ в Татарии для повышения нефтеотдачи пластов залежей терригенного девона.

В процессе вытеснения нефти поверхностно-активные вещества оказывают влияние на следующие взаимосвязанные факторы:

межфазное натяжение на границе нефть — вода и поверхностное натяжение на границах вода — порода и нефть — порода, обусловленное их адсорбцией на этих поверхностях раздела фаз. Кроме того, действие поверхностно-активных веществ проявляется в изменении избирательного смачивания поверхности породы водой и нефтью, разрыве и отмывании с поверхности пород пленки нефти, стабилизации дисперсии нефти в воде, приросте коэффициентов вытеснения нефти водной фазой при принудительном вытеснении и при капиллярной пропитке, в повышении относительных фазовых проницаемостей пористых сред.

Пленочная нефть может покрывать гидрофобную часть поверхности пор пласта в виде тонкого слоя, либо в виде прилипших капель, удерживаемых силами адгезии  $W_a$ . Работа силы адгезии, необходимая для удаления пленочной нефти с единицы поверхности пор в водную фазу, заполняющую поры, определяется уравнением Дюпре:

$$W_a = \sigma + \sigma_{\text{вп}} - \sigma_{\text{нп}}$$

Где  $\sigma$ ,  $\sigma_{\text{вп}}$ ,  $\sigma_{\text{нп}}$  — свободная поверхностная энергия границ раздела фаз нефть — вода, вода — порода и нефть — порода соответственно.

Добавка к воде поверхностно-активных веществ приводит к изменению соотношения значений свободной поверхностной энергии благодаря адсорбционным процессам ПАВ на межфазных границах раздела. При этом межфазное натяжение, как правило, уменьшается.

Адсорбция ПАВ на гидрофобных участках поверхности пор, которые могут существовать в результате хемосорбции некоторых компонентов нефти, приводит к снижению  $\sigma_{\text{вп}}$  и увеличению  $\sigma_{\text{нп}}$  в соответствии с правилом ориентации дифильных молекул. Данные обстоятельства и способствуют отделению нефти от поверхности.

На гидрофильных участках поверхности пор адсорбция ПАВ наоборот приводит к увеличению  $\sigma_{\text{вп}}$  и снижению  $\sigma_{\text{нп}}$  т. е. к непроизводительным потерям ПАВ, и способствует прилипанию капель нефти к этим участкам.

Таким образом, для гидрофобных поверхностей ПАВ должны проявлять высокую поверхностную активность на границе раздела сред нефть — вода и вода — порода и ограничивать адсорбцию на гидрофильных участках поверхности пород.

Капиллярно-удерживаемая нефть в обводненных пластах заполняет пространство в виде капель или участков, разделенных пространством, заполненным водой.

На границах раздела существуют мениски, создающие капиллярное давление

$$P = \sum_1^n \left( +2 \frac{\sigma}{R_i} \right)$$

где  $n$  — число менисков;  $R_i$  — эффективные радиусы кривизны менисков; «+» означает противоположное направление давления выпуклых и вогнутых менисков по отношению к потоку.

В неподвижном состоянии противоположно направленные давления менисков компенсируются. В вытесняющем потоке под действием перепада внешнего давления мениски деформируются по закону упругости так, что возникает составляющая капиллярного давления, направленная противоположно потоку, наблюдается эффект Жамена:

$$P^I = \sum 2\sigma \left( \frac{1}{R_i} - \frac{1}{R_j} \right)$$

где  $R_i, R_j$  — эффективные радиусы кривизны выпуклых и вогнутых (к потоку) менисков соответственно.

Основной механизм в процессах добычи нефти с применением ПАВ заключается в снижении поверхностного натяжения на границе раздела вытесняющей и вытесняемой жидкостей до очень низких значений, при которых капиллярно-удерживаемая нефть становится подвижной.

Для вытеснения нефти из гидрофобного коллектора требуется достижение либо большего перепада давления, чем для гидрофильного, либо большего снижения поверхностного натяжения. В зависимости от природы нефтенасыщенного порового пространства требуется достижение различных значений межфазного натяжения. Так, для гидрофобного карбонатного коллектора межфазное натяжение равно 0,002 мН/м, для гидрофильного — 0,974 мН/м, а для терригенного гидрофильного коллектора — 0,0825 мН/м.

Итак, достижение заметного увеличения коэффициента вытеснения нефти за счет снижения межфазного натяжения с применением доступных промышленных ПАВ возможно в гидрофильных карбонатных коллекторах.



Смачивающую способность ПАВ общепринято оценивать значением краевого угла избирательного смачивания. Однако более строгим критерием смачивающей способности ПАВ является энергия взаимодействия нефти с поверхностью породы, определяемая как работа адгезии нефти:

$$W = \sigma(1 - \cos \Theta)$$

Где  $\sigma$  — межфазное натяжение на границе раздела нефть — водная фаза;  $\Theta$  — краевой угол избирательного смачивания.

Чем меньше краевой угол избирательной смачиваемости, тем выше работа адгезии нефти и, следовательно, лучше смачивающая способность ПАВ.

Изменение смачиваемости зависит от химического состава породы, первоначального состояния поверхности и от массового соотношения гидрофильно-липофильного баланса. По характеристике смачиваемости карбонатные породы более гидрофобны, чем терригенные, что связано с ионным типом связей в кристаллической решетке, способствующих активному взаимодействию полярных компонентов нефти с породой и ее гидрофобизации. При этом углы смачивания данных пород достигают 140—150°. Изменение смачиваемости твердой поверхности с гидрофобной на гидрофильную для карбонатных пород способствует улучшению отрыва пленок и капель нефти, увеличению их подвижности, активизации капиллярного впитывания.

При вытеснении нефти растворами ПАВ последние могут диффундировать в значительных количествах в нефть. ПАВ адсорбируются асфальтенами нефти. Дисперсность асфальтенов меняется, в результате изменяются реологические свойства нефти. Контактируя в пористой среде с нефтью, ПАВ способны переходить в нефть и существенно изменять ее свойства.

Хорошо известно, что в состав нефти входят углеводороды — парафины и различные комплексные соединения, такие как смолы, асфальтены, оказывающие сильное влияние на вязкость нефти. Более того, нефть, содержащая значительное количество асфальтенов, имеет непостоянную вязкость. При большом количестве парафинов в нефти ее вязкость тоже оказывается переменной, зависящей от скорости сдвига. Эти особенности реологических свойств нефти обусловлены коллоидным состоянием диспергированных в ней парафинов или асфальтенов. Течение таких жидкостей не подчиняется закону Ньютона и их принято называть аномальными. Установлено, что

аномалии вязкости нефти уменьшают нефтеотдачу пластов, способствуют образованию застойных зон и зон малоподвижной нефти, где фактические градиенты пластового давления оказываются меньшими или сравнимыми с градиентами динамического давления сдвига.

Экспериментальными исследованиями установлено, что после контакта нефтей с водными растворами ПАВ (ОП-10) происходит существенное улучшение реологических и фильтрационных характеристик нефти, в определенных условиях вплоть до полного исчезновения аномалий вязкости. Разрушение структуры нефти облегчает продвижение капель нефти через поры пласта, что способствует возрастанию нефтеотдачи. Коэффициенты вытеснения нефтей, которые предварительно были продолжительное время в контакте с растворами НПАВ, оказались выше на 7—11%, чем у нефти, не содержащей ПАВ.

При закачке в пласт поверхностно-активных веществ важную роль будет играть их адсорбция из растворов. Многочисленные теоретические и экспериментальные исследования неоспоримо доказывают, что вследствие адсорбции фронт ПАВ будет неизбежно отставать от фронта вытеснения. В результате перед фронтом ПАВ будет образовываться слой воды, потерявшей свои высокие отмывающие свойства.

Со временем величина этого слоя «неактивной» воды будет нарастать, а фронт исходной концентрации все больше отставать от фронта вытеснения. Целесообразность применения тех или иных ПАВ при прочих равных условиях в значительной степени будет определяться их сорбционными характеристиками. Таким образом, важной задачей является определение положения фронта ПАВ при заданных объемах концентрации раствора и скорости его закачки.

Поставленная задача сводится к отысканию пространственно временного распределения концентраций ПАВ в растворе, закачанном в пласт. Математическое решение задачи получено А.А. Жуховицким и А.И. Тихоновым при условии пренебрежения конвективной диффузией.

Многочисленные опыты по изучению вопроса сорбции ПАВ отчетливо подтвердили утверждение о неправомочности пренебрежения процессами конвективной диффузии в начальной стадии процесса. Влияние ее проявляется в том, что при небольших длинах (менее двух метров) раствор ПАВ появляется на выходе

раньше, чем вытиснится вся вода, ранее занимавшая поры пласта. Справедливость экспериментальных результатов подтверждается теоретическим решением В.М. Шестакова для случая линейной кинетики сорбции с учетом конвективной диффузии. Однако некоторые исследователи результаты опытов на коротких образцах переносят на натуральный пласт, ошибочно считая, что скорость продвижения фронта раствора больше скорости движения потока в целом при достаточно больших длинах пласта. Мало того, в случае образования по той или иной причине вала неактивной воды, этот вал в процессе фильтрации раствора ПАВ не возрастает (по мнению этих исследователей), а наоборот, уменьшается и исчезает.

Сравнивая результаты опытов по фильтрации раствора ОП-10 через пористую среду с остаточной нефтью и без нее, можно сделать вывод: величина адсорбции ОП-10 на гидрофобизованной нефтью кварцевой поверхности в несколько раз выше по сравнению с адсорбцией на чистой кварцевой поверхности.

Опыты показывают, что адсорбция этих ПАВ на гидрофобизованной нефтью поверхности выше, чем на гидрофильной. В данном случае имеет место сорбция на гидрофобизованном нефтью песке и на самой нефти, контактирующей с раствором ПАВ.

Факт перехода ПАВ в нефть подтвердился замерами поверхностного натяжения вытесняемой нефти. Межфазное натяжение нефти, вытесняемой за безводный период, на границе с дистиллированной водой колебалось в пределах 32,0-32,5 *дин/см*. В водный период межфазное натяжение нефти снизилось до 26,6 *дин/см*. При вытеснении нефти раствором сульфоната и алкилсульфоната происходит десорбция асфальтенов, которые окрашивают раствор.

Выбор типа и концентрации ПАВ должен основываться на результатах опытов, где нефть вначале вытесняется обычной водой до достижения полной обводненности потока, а затем дополнительное вытеснение проводится раствором ПАВ.

При выборе оптимальной концентрации ПАВ необходимо учитывать адсорбционную характеристику реагента и влияние ПАВ на капиллярную пропитку.

### **3.2. Расчет времени подхода нефтяного вала и скорости продвижения фронта сорбции ПАВ**

**Задача 3.1.** В водонасыщенный 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  $q = 500$  м<sup>3</sup>/сут. ПАВ сорбируется скелетом породы по закону Генри, формула которого имеет вид:  $a(c) = a c$ , где  $a =$  коэффициент сорбции;  $a = 0,2$ . Определить скорость продвижения фронта сорбции ПАВ (фронта ПАВ) и построить график распределения концентрации ПАВ в пласте в произвольный момент времени.

**Решение.** Для определения скорости фронта ПАВ и распределения их концентрации в пласте выведем уравнение материального баланса. Для этого выделим элемент объема пласта (рис. 3.1)  $\Delta V = \Delta x b h$ , в котором будем считать движение жидкостей происходящим вдоль оси  $Ox$ , и составим уравнение баланса объема ПАВ. Воду и водный раствор ПАВ будем считать несжимаемыми жидкостями.

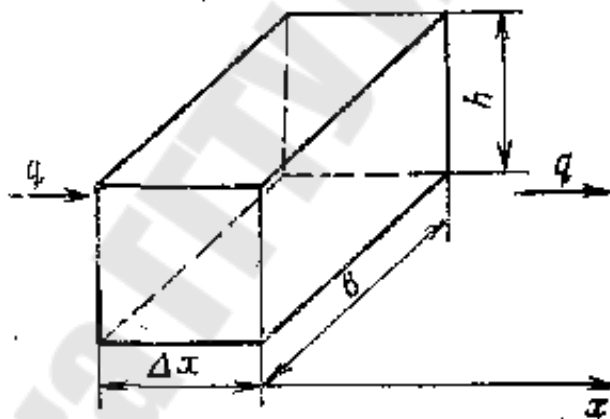


Рис. 3.1. Элемент прямолинейного пласта

За время  $\Delta t$  в элемент  $\Delta V$  войдет объем ПАВ

$$Q_1 = q_{\text{ПАВ}} \Delta t = q c(x, t) \Delta t \quad (3.1)$$

За то же время из элемента  $\Delta V$  выйдет объем ПАВ

$$Q_2 = q_{\text{ПАВ}} \Delta t = q c(x + \Delta x, t) \Delta t \quad (3.2)$$

В момент времени  $t$  в элементе объема пласта  $\Delta V$  было ПАВ

$$Q_3 = m \Delta V [c(\tilde{x}, t) + a(\tilde{x}, t)] \quad (3.3)$$

За время  $\Delta t$  количество ПАВ изменилось и стало равным

$$Q_4 = m \Delta V [c(\tilde{x}, t + \Delta t) + a(\tilde{x}, t + \Delta t)] \quad (3.4)$$

Здесь  $\tilde{x}$  – некоторая точка интервала  $\Delta x$ , в которой концентрация ПАВ равна среднему значению концентрации в элементе объема  $\Delta V$  соответственно в моменты времени  $t$  и  $t + \Delta t$ .

Составляя уравнение баланса, получим

$$Q_1 - Q_2 = Q_4 - Q_3$$

Или

$$\begin{aligned} qc(x, t)\Delta t - qc(x + \Delta x, t)\Delta t = \\ = m\Delta V [c(\tilde{x}, t + \Delta t) + a(\tilde{x}, t + \Delta t) - c(\tilde{x}, t) - a(\tilde{x}, t)] \end{aligned}$$

Деля обе части полученного уравнения на  $\Delta V \Delta t$  и устремляя  $\Delta x$  и  $\Delta t$  к нулю, получим

$$m \frac{\partial}{\partial t} [c + a(c)] + \frac{q}{bh} \frac{\partial c}{\partial x} = 0 \quad (3.5)$$

Вспоминая, что по условию задачи  $a(c) = ac$ , и производя несложные преобразования, получим окончательную форму уравнения баланса водного раствора ПАВ в первоначально водонасыщенном пласте:

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q}{mbh(1+a)} \frac{\partial c}{\partial x} \quad (3.6)$$

Для решения этого уравнения необходимо знать начальные и граничные условия. Сформулируем эти условия.

В начальный момент времени  $t = 0$  в пласте отсутствует ПАВ, т.е.  $c(x, 0) = 0$ .

Начиная с момента времени  $t = 0$  в пласт через нагнетательную галерею закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией закачки  $c = c^0$ . Таким образом, граничное условие будет иметь вид

$$c(0, t) = c^0.$$

Решение задачи хорошо известно, результат определяют по формулам

$$\begin{aligned} c(x, t) = c^0, \quad x \leq \frac{q}{mbh(1+a)} t \\ c(x, t) = 0, \quad x > \frac{q}{mbh(1+a)} t \end{aligned} \quad (3.7)$$

Отсюда следует, что фронт сорбции ПАВ движется со скоростью

$$v_c = \frac{v}{m(1+a)};$$

где  $v$  - линейная скорость фильтрации,

$$v = \frac{q}{bh} = \frac{500}{400 \times 15} = 0,0833 \text{ м/сут}$$

Подставляя в выражение для скорости фронта сорбции ПАВ значение скорости фильтрации  $v$  и заданные по условию задачи значения пористости и коэффициента сорбции ПАВ, находим  $v_c$ :

$$v_c = \frac{0,0833}{0,25 \times 1,2} = 0,277 \text{ м / сут}$$

Распределение концентрации ПАВ в пласте вдоль оси  $O_x$  в произвольный момент времени  $t$  в соответствии с формулой имеет вид, изображенный на рис.3.2.

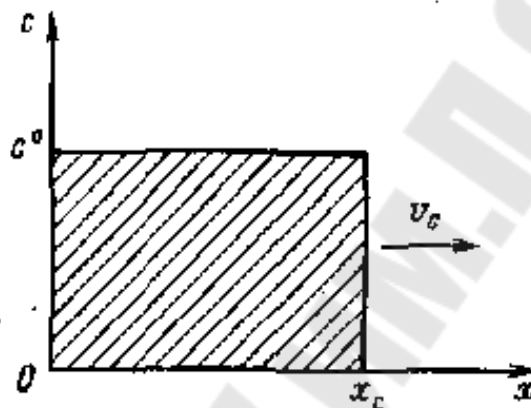


Рис. 3.2. Зависимость концентрации ПАВ в случае линейной изотермы сорбции ПАВ пористой средой от расстояния

**Задача 3.2.** В первоначально насыщенный пласт толщиной  $h=10$  м и пористостью  $m=0,2$  через нагнетательную галерею шириной  $b=300$  м закачивается водный раствор полиакриламида (ПАА) с концентрацией  $c^0=0,001$  и темпом закачки  $q=400$  м<sup>3</sup>/сут. ПАА сорбируется пористой средой по закону Генри (изотерма сорбции Генри).

$$a(c) = a c, \text{ где } a = 0,3.$$

Найти распределение концентрации ПАА в пласте в любой момент времени  $t$  и скорость фронта ПАА  $v_c$  (скорость фронта сорбции ПАА). Движение жидкостей считать прямолинейным.

**Решение:**

$$c(x, t) = \begin{cases} c^0 = 0,001 & x \leq x_c(t); \\ c = 0 & x > x_c(t) \end{cases}; \quad v_c = 0,513 \text{ м / сут}$$

Пусть из прямолинейного пласта  $l=400$  м, шириной  $b=400$  м и толщиной, охваченной процессом вытеснения,  $h=10$  м вытесняется нефть водным раствором ПАВ. Вязкость нефти в пластовых условиях

$\mu_H = 4 \times 10^{-3}$  Па·с, вязкость воды  $\mu_B = 10^{-3}$  Па·с, пористость пласта  $m = 0,2$  и  $s_{CB} = 0,5$ . Параметр изотермы сорбции Генри  $a = 0,25$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Относительные проницаемости для нефти и воды как при вытеснении нефти водным раствором ПАВ, так и чистой водой линейно зависят от водонасыщенности (рис. 3.3.), причем, согласно лабораторным экспериментальным данным,  $s^* = 0,65$ ;  $s^{**} = 0,7$ .

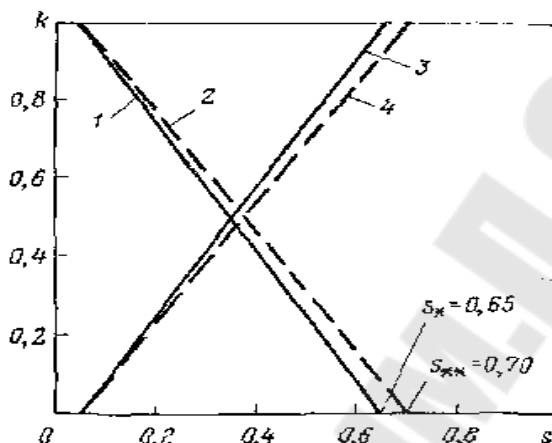


Рис. 3.3. Зависимость относительных проницаемостей  $k$  для нефти и воды и нефти и водного раствора ПАВ от водонасыщенности  $s$ .

*Относительная проницаемость:*

1 - для нефти при вытеснении ее водой; 2 - для нефти при вытеснении ее водным раствором ПАВ; 3 - для воды; 4 - для водного раствора ПАВ

Расход закачиваемой в пласт воды  $q = 500$  м<sup>3</sup>/сут. Требуется определить время  $t^*$  подхода к концу пласта ( $x=l$ ) передней границы нефтяного вала  $x^*$ , считая, что вытеснение нефти водой и водным раствором ПАВ происходит поршневым образом.

Положим,  $s_1 = s^{**} = 0,7$ ;  $s_3 = s^* = 0,65$ . Таким образом, конечная нефтеотдача при применении водного раствора ПАВ возрастает на 5% по сравнению с нефтеотдачей при обычном заводнении.

Определить скорость фильтрации воды  $v_1 = v$  в области 1. Имеем

$$v = \frac{q}{bh} = \frac{500}{400 \cdot 1} = 0,125 \text{ м/сут} = 0,1447 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}$$

Отношение скорости фронта сорбции  $w_{cop}$  к скорости фильтрации  $v$  установим по формуле

$$\frac{v - m(s_1 - s_{CB})w_{cop}}{m(s_1 - s_{CB})w_{cop}} = \frac{k_B(s_2)\mu_H}{k_H(s_2)\mu_B}$$

Имеем

$$\frac{v_{cop}}{v} = \frac{1}{0,25 \times 0,65 + \frac{1}{0,25}} = 0,242$$

Отсюда  $\omega_{cop} = 0,1447 \times 10^{-5} \times 0,242 = 0,35 \times 10^{-6} \text{ м/с}$ .

Для левой части соотношения

$$\frac{v - m(s_1 - s_{св})\omega_{cop}}{m(s_1 - s_{св})\omega_{cop}} = \frac{0,1447 \cdot 10^{-5} - 0,2 \cdot 0,65 \cdot 0,35 \cdot 10^{-6}}{0,2 \cdot 0,65 \cdot 0,35 \cdot 10^{-6}} = 31,49$$

После подстановки цифровых значений величин, входящих в правую часть получим

$$\frac{k_B(s_2)\mu_H}{k_H(s_2)\mu_B} = \frac{4(s_2 - 0,05)}{0,7 - s_2}$$

Таким образом

$$\frac{4(s_2 - 0,05)}{0,7 - s_2} = 31,49$$

Отсюда  $s_2 = 0,627$

Следовательно,

$$\omega_* = \frac{s_1 - s_2}{s_3 - s_2} \omega_{cop} = \frac{0,7 - 0,627}{0,65 - 0,627} \cdot 0,35 \cdot 10^{-6} = 1,111 \cdot 10^{-6} \text{ м/с}$$

Тогда

$$t_* = \frac{l}{\omega_*} = \frac{400}{1,111 \cdot 10^{-6}} = 4167 \text{ сут} = 11,4 \text{ года}$$

За это время в пласт будет закачено  $2,084 \times 10^6 \text{ м}^3$  водного раствора ПАВ. При концентрации ПАВ в воде  $0,5 \text{ кг}$  на  $1 \text{ м}^3$  в пласт будет введено  $1042 \text{ т}$  ПАВ.

Следовательно, в соответствии с принятой схемой процесса вытеснения нефти из пласта водным раствором ПАВ дополнительно извлекаемая нефть станет поступать на поверхность через  $11,4$  года после начала процесса.

**Задача 3.3.** В пласт, первоначально насыщенный водой с пористостью  $m=0,2$  и имеющий размеры  $l = 500$ ,  $b = 300 \text{ м}$ ,  $h = 10 \text{ м}$ , закачивается оторочка ПАВ с концентрацией  $c_0 = 0,001$  при расходе  $q = 400 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Оторочка проталкивается водой с тем же расходом  $q$ . ПАВ адсорбируется пористой средой по закону, формула которого имеет вид:

$$a(c) = a c, \text{ где } a = 0,3.$$



На стадии проталкивания оторочки водой происходит десорбция ПАВ (т.е. обратное растворение части адсорбированного ПАВ в прокачиваемой воде).

$$\tilde{a}(c) = \tilde{a}c + (a - \tilde{a})c^0,$$

где  $\tilde{a} = 0,1$ ;  $a_0 = (a - \tilde{a})c^0$  характеризует необратимо сорбированное породой количество ПАВ (рис. 3.4).

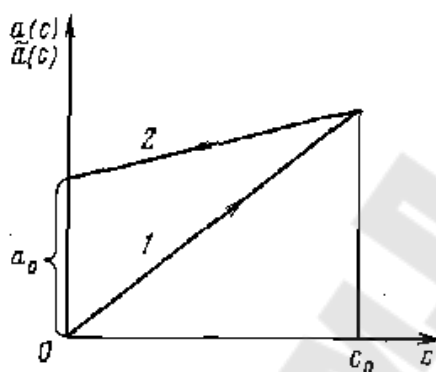


Рис. 3.4. График зависимости сорбции (1) и десорбции (2) ПАВ пористой породой (случай линейной изотермы сорбции и десорбции):  $a_0$  — количество ПАВ, необратимо сорбированного породой

Определить оптимальный объём оторочки ПАВ и время, необходимое для её создания. Оптимальным считать такой объём оторочки, который исчезает при подходе фронта ПАВ к линии отбора. Движение жидкостей считать прямолинейным, а сами жидкости — несжимаемыми.

### Решение.

На стадии создания оторочки ПАВ решение известно

$$c = \begin{cases} c^0, & x \leq v_c t \\ 0 & x > v_c t \end{cases}$$

где

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

Будем считать, что в момент времени  $t = t^*$  формирование оторочки закончилось и началась стадия проталкивания её по пласту водой, закачиваемой с расходом  $q$ . Для определения скорости тыла оторочки ПАВ выведем уравнение, описывающее распределение концентрации активных веществ на стадии проталкивания оторочки закачиваемой водой.

Выведем элемент объёма пласта  $\Delta V = bh\Delta x$  и рассмотрим баланс объёма ПАВ.

За время  $\Delta t$  в элемент  $\Delta V$  вошёл объём ПАВ

$$Q_1 = qc(x, t)\Delta t$$

За это же время из элемента  $\Delta V$  вышло следующее количество ПАВ:

$$Q_2 = qc(x + \Delta x, t)\Delta t$$

В момент времени  $t$  в элементе объёма  $\Delta V$  содержалось количество ПАВ

$$Q_3 = m\Delta V[c(\tilde{x}, t) + \tilde{a}(\tilde{x}, t)]$$

которое за время  $\Delta t$  изменилось и стало равным

$$Q_4 = m\Delta V[c(\tilde{x}, t + \Delta t) + \tilde{a}(\tilde{x}, t + \Delta t)].$$

Составляя уравнение баланса, получим

$$Q_1 - Q_2 = Q_4 - Q_3$$

или после подстановки полученных выражений для  $Q_1 - Q_4$ , деления обеих частей уравнения на  $\Delta V\Delta t$  и устремления  $\Delta x$  и  $\Delta t$  к нулю будем иметь

$$m \frac{\partial [c(x, t) + \tilde{a}(x, t)]}{\partial t} + \frac{q}{bh} \frac{\partial c}{\partial x} = 0$$

Используя выражение для определения  $\tilde{a}(c)$ , после несложных преобразований получим уравнение распределения концентрации ПАВ в пласте на стадии проталкивания оторочки водой в виде

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q}{m(1 + \tilde{a})bh} \frac{\partial c}{\partial x} = 0$$

Отметим, что в момент времени  $t = t_*$  (момент окончания создания оторочки и начала проталкивания её водой) во всех сечениях пласта, через которые прошёл фронт оторочки ПАВ, концентрация ПАВ будет равна концентрации закачки. Таким образом, начальное условие будет иметь вид

$$c(x, t_*) = c^0, \quad x \leq x_\phi(t_*)$$

Начиная с момента времени  $t = t_*$  оторочка будет проталкиваться водой, не содержащей ПАВ. Поэтому граничное условие примет вид:

$$c(0, t) = 0, \quad t \geq t_*$$

Решение задачи – хорошо известно. Результат получают по формулам:

$$c(x, t) = \begin{cases} 0, & x \leq v_T(t - t_*) \\ c^0, & v_\phi \geq x \geq v_T(t - t_*), \end{cases}$$

где  $v_T$  - скорость тыла оторочки, определяемая по соотношению:

$$v_T = \frac{q}{m(1 + \tilde{a})bh}$$

Характерное распределение концентрации ПАВ в пласте показано на рисунке 3.5.

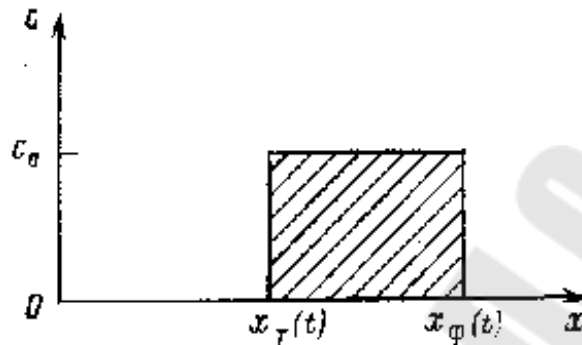


Рис. 3.5. Зависимость концентрации ПАВ в пласте при проталкивании оторочки раствора водой (случай линейных изотерм сорбции и десорбции ПАВ) от расстояния. Движение жидкостей прямолинейно-параллельное:  $c$  - концентрация ПАВ,  $v_\Phi(t)$  и  $v_T(t)$  — соответственно положение фронта и тыла оторочки ПАВ в момент времени  $t$ .

Найдём время  $t^*$  создания оторочки. Из определения оптимального объёма оторочки имеем:

$$v_\Phi t^* = \frac{qt^*}{mbh(1+a)} = l$$

$$v_T(t^* - t_*) = \frac{q(t^* - t_*)}{mbh(1 + \tilde{a})}$$

Решая эти два уравнения относительно  $t^*$ , получим:

$$t_* = t^* - \frac{mbh(1 + \tilde{a})}{q} = \frac{mbh(a - \tilde{a})}{1 + a} = \frac{V_{ПОР}}{h} (a - \tilde{a}) =$$

$$= \frac{0,2 \cdot 500 \cdot 300 \cdot 10}{400} 0,2 = 4,11 \text{ года}$$

Объём оторочки ПАВ при этом составит:

$$V_{OT} = \frac{qt_*}{1+a} = \frac{(a - \tilde{a})}{1+a} V_{ПОР} = \frac{0,2}{1,3} \approx 0,15 V_{ПОР}.$$

Таким образом, для условий нашей задачи оптимальным является объём оторочки ПАВ, равный 15% порового объёма пласта ( $V_{ПОР}$ ).

Таблица 3.1

## Исходные данные для самостоятельного решения задач к разделу 3

№ задачи	Наименование параметров	обозначение	размерность	номер варианта												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
3.1	Ширина участка пласта	b	м	400	300	500	600	200	300	400	500	700	350	280	460	380
	Мощность пласта	h	м	15	10	8	12	14	16	11	12	10	7	8	11	10
	Пористость пласта	m	д.е.	0,25	0,30	0,28	0,20	0,18	0,15	0,22	0,16	0,33	0,24	0,17	0,16	0,15
	Расстояние между добывающей и нагнетательной галереями	l	м	500	400	600	800	400	500	500	600	800	400	320	540	480
	Темп закачки	q	м3/сут	500	300	600	700	300	200	500	400	450	200	200	300	200
	Коэффициент сорбции	a		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
3.2	Мощность пласта	h	м	10	15	8	12	14	15	17	11	14	12	8	9	10
	Пористость пласта	m	д.е.	0,2	0,30	0,28	0,20	0,18	0,15	0,22	0,16	0,33	0,24	0,17	0,16	0,15
	Ширина нагнетательной галереи	b	м	300	200	350	365	423	500	250	300	250	300	320	280	270
	Концентрация раствора ПАА	c	%	0,001	0,002	0,001	0,002	0,001	0,002	0,001	0,002	0,001	0,001	0,002	0,002	0,001
	Темп закачки	q	м3/сут	400	350	300	280	400	420	400	380	390	400	410	390	380
	Коэффициент сорбции	a		0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
3.3	Пористость пласта	m	д.е.	0,25	0,30	0,28	0,20	0,18	0,15	0,22	0,16	0,33	0,24	0,17	0,16	0,15

Окончание табл.3.1

Ширина участка пласта	$b$	м	300	250	320	380	300	297	200	220	340	280	290	310	300
Мощность участка пласта	$h$	м	10	15	8	12	14	15	17	11	14	12	8	9	10
Длина участка пласта	$l$	м	500	400	390	420	480	540	500	430	450	520	530	490	380
Концентрация раствора ПАА	$C_0$	%	0,001	0,002	0,001	0,002	0,001	0,002	0,001	0,002	0,001	0,001	0,002	0,002	0,001
Расход раствора ПАА	$q$	м3/сут	400	350	280	420	450	400	320	440	380	300	350	370	410
Коэффициент сорбции	$a$		0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Коэффициент десорбции	$\tilde{a}$		0,1	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

## 4. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ

### 4.1. Тепловые методы

Современная теория теплового воздействия на нефтяной пласт путем закачки теплоносителя (ПТВ – паротепловое воздействие) или реализации внутрислоевого горения (ВГ) основывается на теории многофазной многокомпонентной фильтрации с учетом фазовых переходов и внутрислоевых химических (в основном окислительных) реакций.

Методы воздействия на нефтяные пласты, содержащие преимущественно высоковязкую нефть, при которых проявляется активный комплексный процесс физико-химического воздействия, направлены на повышение нефтеотдачи.

Основное преимущество термических методов воздействия - одновременное наложение эффектов гидродинамического и термодинамического воздействия. Тепло в нефтепластовой среде оказывает влияние на все ее компоненты (твердые, жидкие, газообразные) и радикально изменяет связи и фильтрационные условия, что выражается в уменьшении вязкости нефти, увеличении ее подвижности, ослаблении структурно-механических свойств, снижении толщины граничных слоев, улучшении условий для капиллярной пропитки, переходе компонентов нефти в газообразное состояние, улучшении условий смачиваемости вытесняющего агента и, как следствие, увеличении коэффициента вытеснения и конечной нефтеотдачи.

Термические методы могут применяться в наиболее сложных физико-геологических условиях и позволяют добывать нефть вязкостью до 10000 мПа\*с, увеличивая при этом конечную нефтеотдачу в несколько раз (с 6—20% до 30—50%), что недоступно сегодня никаким другим методам.

К термическим методам воздействия относятся ПТВ, ВГ, термозаводнение, пароциклические обработки призабойных зон скважин и сочетание их с другими физико-химическими методами (комбинированные методы воздействия). В зависимости от создаваемой температурной обстановки, в пласте происходит крекинг, высоко- и низкотемпературное окисление, дистилляция, испарение и другие процессы, способствующие проявлению в едином

цикле всех известных механизмов извлечения нефти из пористых сред.

Термические методы повышения нефтеотдачи пластов не имеют в настоящее время альтернативы при разработке нефтяных месторождений, содержащих высоковязкую нефть, и являются приоритетными среди других методов. Доведение нефтеотдачи пластов до 50—60% равноценно удвоению промышленных запасов нефти, поэтому нефтяные месторождения высоковязких тяжелых нефтей представляют собой неиспользованные энергетические ресурсы.

Запасы высоковязких нефтей и битумов оцениваются в мировом масштабе гораздо выше, чем запасы легких нефтей, но добыча этих нефтей сегодня составляет малую часть от огромной мировой добычи, а величиной добычи битума вообще можно пренебречь.

Созданные технологии термического воздействия на нефтесодержащие пласты могут осуществляться на месторождениях с широким диапазоном геолого-физических параметров. Например, вязкость пластовой нефти может изменяться от 2 до 10 тыс. мПа\*с, нефтенасыщенная толщина — от 4 до 60 м, остаточная нефтенасыщенность — от 0,32 до 0,8. Применение термических методов возможно и в сильно обводненных пластах.

Наиболее эффективно работы по термическим методам воздействия осуществляются на крупномасштабных объектах (Каражанбас, Кенкияк, Усинское, Гремихинское). Например, в США более половины действующих проектов реализуются на трех крупнейших месторождениях тяжелой нефти, расположенных в Калифорнии Керн-Ривер, Белридж и Медуэй-Сансет с запасами: 630, 225 и 960 млн. т соответственно. На этих месторождениях термическими методами добывается более 20 млн. т нефти в год, что составляет 82% суммарной годовой добычи нефти в стране за счет термических методов, а темп годового отбора составляет 1,3; 4,3 и 0,9% запасов соответственно.

При термическом воздействии в пласте происходят сложные физико-химические процессы, знание которых позволит более рационально подходить к решению многих вопросов, связанных с разработкой месторождений с вязкими нефтями. Важность и актуальность этих работ не вызывает сомнений, поэтому исследования в данном направлении, совершенствование существующих технологий теплового воздействия, способы контроля

и регулирования тепловых процессов, происходящих в различных геолого-физических условиях, технические средства для осуществления воздействия, наземное и внутрискважинное оборудование будут и должны постоянно совершенствоваться.

Применение теплового воздействия позволяет не только повысить эффективность разработки месторождений, но и включить в активную разработку многие залежи высоковязких нефтей, находящиеся ныне в консервации.

#### **4.2. Критерии применимости тепловых методов**

Критерии применимости методов увеличения нефтеотдачи подразделяются в основном на три категории:

—геолого-физические (геологическое строение, свойства флюидов и коллектора и др.);

—технологические (метод воздействия, сетка скважин, система и параметры воздействия, размер оторочки и др.);

—технические (наличие соответствующего оборудования, источников сырья, состояние фонда скважин и др.)

Первая категория критериев в отличие от двух последующих регулированию практически не поддается и по этой причине является определяющей при выборе метода воздействия и технологии разработки.

Технологии термического воздействия не универсальны и от характеристик пласта и флюида зависит успех того или иного процесса.

В результате повышения температуры в пласте улучшаются фильтрационные характеристики, т. е. увеличивается значение коэффициента подвижности. О влиянии этого параметра на скорость фильтрации и дебит можно судить по уравнению Дарси. Площадь сечения, по которому происходит течение, длина и проницаемость системы рассматриваются как характеристики, которые при термическом воздействии практически не изменяются, хотя проницаемость, особенно в призабойной зоне, может существенно меняться.

К числу других факторов, благоприятно влияющих на процесс при термическом воздействии, относятся увеличение объема нефти, испарение остаточной воды и гравитационное дренирование нефти из зон, которые оказываются обойденными нагнетаемым теплоносителем (или тепловым потоком).



Объектом термического воздействия является нефть, но при ее нагревании приходится нагревать и остаточную воду, и собственно породу. Следовательно, количество теплоты, которое необходимо для нагрева нефти в пласте до заданной температуры, представляет собой функцию относительных объемов нефти, воды и породы и соотношения их теплоемкостей.

До начала осуществления тепловых методов воздействия очень большое значение имеет детальное изучение объекта. Даже при наличии самой эффективной технологии и самой совершенной технологической установки реализация проекта может оказаться неудачной, если пласт не имеет соответствующих характеристик (не говоря уже о прерывистости пласта или его слоистом строении).

Когда объекты залегают глубоко, то лимитирующими факторами являются затраты на осуществление проекта и чисто технические проблемы, встречающиеся, например, при нагнетании пара. При внутрислоевом горении с ростом глубины существенно увеличиваются затраты на компрессорное оборудование, а при паротепловом воздействии весьма ощутимыми становятся потери теплоты при движении пара по стволу скважины.

Потери теплоты по стволу скважины можно уменьшить, установив пакеры на насосно-компрессорных трубах, изолировав их от эксплуатационной колонны. Можно использовать и теплоизолированные НКТ. Однако эти мероприятия по снижению потерь теплоты довольно дороги и снижают эффективность процесса.

Ограничивающим фактором является и давление нагнетания. Для более глубоких пластов обычно требуется повышенное давление нагнетания, что в свою очередь обуславливает потребность в оборудовании, рассчитанном на большие давления.

Чем тяжелее нефть, тем значительно уменьшается ее вязкость при нагревании до определенной температуры. Верхний предел плотности обусловлен возможностью пластовой нефти фильтроваться на непрогретых участках пласта. Это обстоятельство имеет большое значение при ВГ. Нижний предел плотности определяется наличием твердого остатка в нефти применительно к процессу ВГ и незначительным уменьшением вязкости при данном изменении температуры применительно к ПТВ.

Пористость является еще одной критической переменной, непосредственно относящейся к содержанию нефти. Чем ниже пористость пласта, тем меньше пластовой нефти будет содержаться в

единице пластового объема и тем больше вводимой теплоты расходуется на подогрев самой породы, чем на пластовые флюиды. Чем выше пористость, тем меньше инертной массы — пористой среды, тем эффективнее процесс воздействия. Пористость пласта, подверженного термическому воздействию, должна быть в пределах 10 - 30%.

Проницаемость является критерием способности коллектора отдавать содержащиеся в нем флюиды под действием градиента давления. Высокоэффективные работы по термическому воздействию в основном связаны с высокопроницаемыми коллекторами.

Высокие значения гидропроводности способствуют высокому темпу ввода в пласт теплоносителя и продвижению его по пласту, что значительно снижает теплотери в кровлю и подошву пласта. Пласты, содержащие разбухающие глины, не пригодны для закачки пара, так как их проницаемость значительно ухудшается в процессе нагнетания теплоносителя.

Коллекторы с интенсивной трещиноватостью обычно не пригодны для непрерывного вытеснения нефти паром или внутрипластового горения, так как закачиваемый пар или воздух прорываются по трещинам в добывающие скважины, значительно снижая коэффициент охвата воздействием по площади.

Толщина пласта также является важной характеристикой как для процесса ПТВ, так и ВГ. С увеличением толщины пласта при закачке пара пропорционально уменьшаются теплотери в покрывающие и подстилающие породы. Однако гравитационное разделение чаще происходит в толстых пластах, и закачанный пар движется в основном по его верхней части (до начала его конденсации). Аналогичная картина наблюдается и при реализации процесса внутрипластового горения в толстых пластах. Закачиваемый воздух стремится в верхнюю часть пласта, создавая и поддерживая горение в этой зоне при слабом вертикальном охвате.

Существенно зависят потери теплоты в вертикальном направлении и от эффективной нефтенасыщенной толщины пласта, и они могут быть настолько велики, что температура падает ниже минимально необходимой для поддержания горения (примерно 345°C). Например, успешное перемещение фронта горения в пласте толщиной 15м требует поддержания скорости около 0,076 м/сут. Но толщина пласта не должна превышать 30м, поскольку с ее увеличением относительное количество теплоты, теряемое в

окружающие породы, будет уменьшаться, но весьма значительно при этом возрастает потребность в нагнетаемом воздухе. Скорость нагнетания определяет скорость перемещения фронта горения.

Площадная закачка пара или горячей воды проводится в том случае, если продуктивный пласт достаточно толстый и разбурен по равномерной сетке.

Нефтенасыщенность, которую имеет пласт перед применением тепловых методов воздействия, является главным индикатором, характеризующим эффективность процесса. Требуется ее определенная минимальная величина (не менее  $800 \text{ м}^3/\text{га}\cdot\text{м}$ ), чтобы добытая нефть превысила объемы израсходованного на производство пара топлива и обеспечила дополнительную добычу. Чем выше нефтенасыщенность продуктивного пласта, в котором предполагается применить любые варианты термических методов, тем выше эффект.

Количественные показатели применимости термических методов во многом зависят от применяемой технологии. Так минимальная величина толщины пласта принята исходя из условия недопустимости потерь теплоты в окружающие пласт породы. Однако в многопластовых месторождениях, когда потери тепла из одного пласта могут быть эффективно использованы под разработку соседних пластов, тепловому воздействию может быть подвергнут менее толстый пласт. Если маловязкая нефть содержит большое количество парафина и снижение пластовой температуры недопустимо, то применение термического воздействия будет целесообразно.

#### **4.3. Простейшие зависимости и расчеты теплового воздействия на пласт**

При организации процесса нагнетания теплоносителей расчетным путем определяют изменение температуры нагнетаемого агента при его движении от устья до забоя, распределение температуры в пласте, ожидаемую нефтеотдачу и другие показатели процесса. Ниже приводятся простейшие формулы для приближенного расчета наиболее важных из них

1 Изменение температуры горячей воды по глубине нагнетательной скважины можно рассчитать по формуле, полученной согласно расчетной схеме А. Ю. Намиота

$$T(z, t) = \theta + \frac{\Gamma}{\beta} (\beta \cdot z - 1) + (T_y - \theta_0 + \frac{\Gamma}{\beta}) \exp(-\beta \cdot z) \quad (4.1)$$

где  $\theta$  — приведенная к устью скважины температура нейтрального слоя земли в °С,  $T_y$  — температура нагнетаемой воды на устье скважины в °С,  $z$  — глубина, отсчитываемая от устья скважины, в м,  $\Gamma$  — геотермический градиент в °С/м,  $\beta$  — показатель теплопередачи в ккал/(м·ч·°С),

$$\beta = \frac{2\pi}{qc_{ж}\rho_{ж} \frac{1}{\lambda} \ln \frac{2r_t}{d}} \quad (4.2)$$

где  $q$  — расход нагнетаемой воды, м<sup>3</sup>/ч;  $c_{ж}\rho_{ж}$  — объемная теплоемкость горячей воды, ккал/м<sup>3</sup>·°С,  $\lambda$  — средний коэффициент теплопроводности горных пород, окружающих скважину, ккал/(м·ч·°С),  $d$  — наружный диаметр обсадной колонны, м,  $r_t$  — радиус теплового влияния в м, определяется по формуле

$$r_t \approx 2\sqrt{at} \quad (4.3)$$

где  $t$  — время в часах,  $a$  — средний коэффициент температуропроводности горных пород, окружающих нагнетательную скважину, в м<sup>2</sup>/ч.

Для упрощения вычислений по формуле (4.2) при ее выводе не учтены тепловые сопротивления нагнетательной и обсадной колонн, а также влияние вещества, заполняющего кольцевое пространство между ними. Тепловые свойства цементного камня и окружающих скважину горных пород приняты одинаковыми. Поэтому рассчитанные по формуле (4.1) значения температуры будут несколько ниже фактических.

Для определения значения температуры на забое скважины по формуле (4.1) в нее вместо координаты  $Z$  следует подставлять глубину скважины  $H$  (т. е. положить  $Z = H$ ).

При нагнетании в пласт насыщенного пара его температура, за исключением начального периода процесса, по глубине скважины будет изменяться незначительно, потери тепла будут влиять только на степень сухости пара.

2. Распределение температуры в пласте при нагнетании в него горячей воды для линейного (плоскопараллельного) течения можно определять по формуле Х.А. Ловерье

$$\frac{T - T_0}{T_g - T} = \operatorname{erfc} \left[ \frac{\zeta}{2 \cdot \sqrt{\frac{c_n \rho_n}{c_p} \cdot (\tau - \zeta)}} \right] \cdot \sigma^*(\tau - \zeta) \quad (4.4)$$

где

$$\zeta = \frac{4\lambda x}{h^2 c_{жс} \rho_{жс} v}; \quad \tau = \frac{4\lambda t}{c_n \rho_n h^2}; \quad (4.5)$$

$\sigma^*(\tau - \xi)$  – единичная функция, равная 0 при  $(\tau - \xi) < 0,1$

при  $(\tau - \xi) > 0$ ;  $\operatorname{trfc}(u) = 1 - \operatorname{erf}(u)$ ;  $\operatorname{erf}(u) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^u e^{-z^2} dz$  -

интеграл вероятности – табулированная функция;  $T_0$  — начальная температура системы (продуктивного пласта и окружающих пород, т.е. горных пород, залегающих выше и ниже него), которая принимается всюду одинаковой, в °С,  $T_g$  — температура горячей воды на забое нагнетательных скважин (на линии нагнетания) в °С,  $c$ ,  $\rho_n$ ,  $c_p$  — объемные теплоемкости пласта и окружающих пород, ккал/(м<sup>3</sup> °С),  $h$  — эффективная мощность пласта в м,  $v$  — скорость фильтрации горячей воды в м/ч;  $x$  — расстояние, отсчитываемое от линии нагнетания, в м.

Теплоемкость пласта рассчитывается как сумма теплоемкостей скелета пласта и насыщающих его поры жидкостей

$$c_n \rho_n = c_{ск} \rho_{ск} (1 - m) + c_n \rho_n \sigma_n m + c_v \rho_v \sigma m \quad (4.6)$$

где  $c_{ск} \rho_{ск}$ ,  $c_n \rho_n$ ,  $c_v \rho_v$  - объемные теплоемкости материала скелета пласта, насыщающих пласт нефти и воды, в ккал/м<sup>3</sup>·°С,  $m$  — средняя пористость (в долях единицы),  $\sigma$ ,  $\sigma_n$  - водонасыщенность и остаточная нефтенасыщенность (в долях единицы).

При выводе формулы (4.4) принято, что теплоемкости нагнетаемой воды и жидкостей, первоначально насыщающих пласт, одинаковы (т.е. положено  $c_{жс} \rho_{жс} = c_n \rho_n = c_v \rho_v$ )

При радиальном (осесимметричном) движении нагнетаемой горячей воды для расчета температурного поля пласта также можно пользоваться формулой (1.14), только в этом случае надо положить

$$\zeta = \frac{4\pi\lambda r^2}{hq c_{жс} \rho_{жс}} \quad (4.7)$$

где  $r$  — радиальное расстояние, отсчитываемое от оси нагнетательной скважины, в м,  $q$  — расход горячей воды в м<sup>3</sup>/ч.

3. Температурное поле пласта при нагнетании в него насыщенного водяного пара также приближенно можно рассчитать по формуле (4.4) Для этого при линейном (плоскопараллельном) течении нагнетаемого агента в нее надо подставить

$$T_g = T_n, \quad \zeta = \frac{4\lambda x(T_n - T_0)}{hq_n(c_r x_r + t_{жс} - c_{жс} T_0)} \quad (4.8)$$

а для радиального (осесимметричного) течения нагнетаемого агента

$$T_g = T_n, \quad \zeta = \frac{4\lambda x(T_n - T_0)r^2}{hq_n(c_r x_r + t_{жс} - c_{жс} T_0)} \quad (4.9)$$

где  $T_n$  — температура нагнетаемого пара на входе в пласт (т. е. в случае линейного течения — на линии нагнетания, а в случае радиального течения — на забое нагнетательной скважины) в °С;  $t_{жс}$  — удельная энтальпия воды в ккал/кг;  $c_r$  — удельная теплота парообразования воды в ккал/кг;  $x_r$  — степень сухости нагнетаемого пара в долях единицы;  $c_{жс}$  — удельная теплоемкость воды в ккал/(кг·°С);  $q'_n$  — расход пара на один метр нагнетательной галереи (в случае линейного течения) в кг/(ч м),  $q_n$  — расход пара (в случае радиального течения) в кг/ч.

4. Если в пласт в течение безразмерного времени  $\tau'$  закачивают горячую воду или пар (например, с целью создания оторочки горячей воды или пара) с избыточной температурой  $\Delta T'_g = T'_g - T_0$  (или  $\Delta T'_g = T'_n - T_0$ ), а затем переходят на закачку рабочего агента с температурой  $\Delta T'_g = T'_g - T_0$  (например, не нагретой воды  $T'_g = T_0$ ), то для расчета распределения температуры в пласте, при условии  $\tau > \tau' + \zeta$ , можно пользоваться следующей формулой Х.А. Ловерье

$$T - T_0 = \Delta T'_g \operatorname{erfc} \left[ \frac{\zeta}{2 \sqrt{\frac{c_n \rho_n}{c \rho} (\tau - \zeta)}} \right] + (\Delta T'_g - \Delta T') \cdot \operatorname{erfc} \left[ \frac{\zeta}{2 \sqrt{\frac{c_n \rho_n}{c \rho} (\tau - \tau' - \zeta)}} \right] \quad (4.10)$$

Все замечания, сделанные относительно применения формулы (4.4) к процессу нагнетания пара, остаются справедливыми и по отношению к формуле (4.10).

При этом эквивалентный расход воды для продвижения по пласту нагретой зоны, если она создана путем нагнетания пара, определяется по формуле:

для линейного течения

$$q'_e = \frac{q'_n (c_r x_r + t_{жс} - c_{жс} T_0)}{t_{жс} - c_{жс} T_0} \quad (4.11)$$

для радиального течения

$$q_e = \frac{q_n (c_r x_r + t_{жс} - c_{жс} T_0)}{t_{жс} - c_{жс} T_0} \quad (4.12)$$

где  $q'_e$  и  $q_e$  - соответственно эквивалентный расход воды в кг/(ч м) (в случае линейного течения) и в кг/ч (в случае радиального течения).

5. Расчет нефтеотдачи при линейном вытеснении нефти горячей водой можно выполнить, пользуясь формулой

$$x = -\frac{v}{m} \left[ \frac{d}{d_0} f(\sigma) \right] \int_0^t \frac{u(t) dt}{[1 + f(\sigma) \mu(t)]^2} + x_0(\sigma_0) \quad (4.13)$$

где  $f(\sigma) = k_n(\sigma)/k_e(\sigma)$  — отношение фазовых проницаемостей нефти и воды,  $\sigma$  - водонасыщенность (в долях единицы);  $x_0(\sigma_0)$  — координата рассчитываемого значения водонасыщенности в начальный момент времени (если водонасыщенность пласта в начале процесса равна нулю или распределена равномерно, т. е.  $\sigma_0 = 0$  или  $\sigma_0 = \text{const}$ , то  $x_0(\sigma_0) = 0$ ,  $\mu(t)$  - функция времени, представляющая отношение вязкостей воды и нефти (способ построения этой функции приводится ниже).

Для расчетов по формуле (4.13) необходимо иметь кривые относительных проницаемостей для воды и нефти, соответствующие условиям рассчитываемого пласта, а также зависимости вязкостей воды и нефти от температуры.

Задаваясь значениями водонасыщенности  $\sigma$  и времени  $t$ , по формуле (4.13) вычисляют расстояние  $x$  (т. е. положение заданного значения  $\sigma$  в пласте) и строят график распределения в пласте водонасыщенности  $\sigma = f(x)$ . Зная начальное и текущее распределения водонасыщенности, определяют количество вытесненной из пласта нефти и нефтеотдачу:

$$\eta_2 = \frac{A_2(\bar{\sigma} - \sigma_0)}{1 - \sigma_0} + \frac{\sigma_n(\bar{T} - T_0)(1 - \sigma_0)}{1 - \sigma_0} + \frac{\alpha_{ск}(1 - m)(\bar{T} - T_0)}{m(1 - \sigma_0)} \quad (4.14)$$

где  $A_2$  — коэффициент охвата пласта по объему (в долях единицы);  $\sigma$  — средняя по объему пласта водонасыщенность (в долях единицы);  $T$  — средняя по объему пласта температура в °С,  $\alpha_n$ ,  $\alpha_{ск}$  — температурные коэффициенты объемного расширения нефти и материала скелета пласта в 1/°С.

При выводе формулы (4.14) принято, что температурному расширению подвергается весь обрабатываемый объем пласта (т. е. оставшаяся нефть и материал скелета пласта).

При вычислении нефтеотдачи в случае линейного вытеснения нефти не нагретой водой (точнее, водой пластовой температуры) можно пользоваться формулой

$$x = -\frac{v}{m} \left[ \frac{d}{d_0} f(\sigma) \right] \frac{\mu t}{[1 + \mu_0 f(\sigma)]^2} + x_0(\sigma_0) \quad (4.15)$$

где  $\mu_0 = \mu_w / \mu_n$  — отношение вязкостей воды и нефти при пластовой температуре.

Коэффициент нефтеотдачи в этом случае определяют по формуле

$$\eta_2 = \frac{A_2(\bar{\sigma} - \sigma_0)}{1 - \sigma_0} \quad (4.16)$$

где  $A$  — коэффициент охвата пласта по объему (в долях единицы). Прирост нефтеотдачи за счет подогрева закачиваемой воды определяется как разность

$$\Delta\eta = \eta_2 - \eta \quad (4.17)$$

По изложенной методике расчета значения прироста нефтеотдачи будут заниженными, так как не учитывается благоприятное изменение капиллярных сил и относительных проницаемостей для нефти и воды с увеличением температуры.

#### 4.4. Расчет процесса вытеснения нефти горячей водой.

**Задача 4.1** Рассчитаем процесс вытеснения нефти горячей водой, осуществляемый путем закачки нагретой воды через линейный ряд нагнетательных скважин. Температуру по линии нагнетания принимаем равной температуре воды на забое нагнетательных скважин. На небольшом удалении от линии нагнетания движение воды принимаем линейным (плоско-параллельным).



Скорость фильтрации нагнетаемой воды в пласте принимаем 0,006 м/ч, что соответствует фактической скорости движения воды (при пористости  $m = 0,25$ ) 210 м/год. Если приемистость одной нагнетательной скважины равна 600 м<sup>3</sup>/сут, то для обеспечения такой скорости фильтрации расстояние между скважинами на линии нагнетания должно составить примерно 200 м (предполагается, что вода распространяется симметрично (равномерно) в обе стороны от линии нагнетания).

Зависимость вязкостей нефти и воды от температуры приведены в табл. 4.1, а зависимость относительных проницаемостей воды и нефти от водонасыщенности приведены в табл. 4.2. Остальные исходные данные для расчета сведены в табл. 4.3.

При этих условиях требуется определить расчетным путем температуру воды на забое скважины, распределение температуры в пласте

Таблица 4.1

Зависимость динамических вязкостей воды и нефти и их отношения от температуры

Параметр	Т °С						
	20	30	40	50	60	70	75
$\mu_w, \text{мПа}\cdot\text{с}$	1,0019	0,7982	0,6540	0,5477	0,4674	0,4048	0,390
$\mu_n, \text{мПа}\cdot\text{с}$	303,8	122,1	77,80	44,01	30,05	20,50	14,05
$10^{-3} \mu_w/\mu_n$	3,298	6,537	8,406	12,44	15,55	19,75	26,96

Таблица 4.2

Зависимость относительных проницаемостей нефти и воды и функции  $f(\sigma)$  от водонасыщенности

Параметр	$\Sigma$					
	0,30	0,40	0,50	0,60	0,70	0,80
$k_n(\sigma)$	0,700	0,460	0,270	0,130	0,056	0,019
$k_w(\sigma)$	0,008	0,021	0,046	0,090	0,160	0,290
$f(\sigma) = k_n(\sigma)/k_w(\sigma)$	87,5	21,9	5,87	1,44	0,350	0,066

Таблица 4.3

Исходные данные, принятые для расчета нагнетания в пласт горячей воды

Наименование параметров	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Температура воды на устье скважины	$T_y$	°С	180
Начальная температура пласта	$T_0$	°С	20
Приведенная к устью скважины температура нейтрального слоя земли	$\theta_0$	°С	10
Геотермический градиент	$\Gamma$	°С/м	0,02
Глубина скважины	$H$	м	500
Внешний диаметр обсадной колонны	$d$	м	0,168
Расстояние между линиями нагнетательных и эксплуатационных скважин	$L$	м	400
Мощность пласта	$h$	м	10
Расход горячей воды на одну нагнетательную скважину	$q$	м <sup>3</sup> /сут	600
Средний коэффициент теплопроводности окружающих скважину горных пород	$\lambda$	ккал/м ч·°С	2,0
Температуропроводность горных пород	$a$	м <sup>2</sup> /ч	$3,077 \cdot 10^{-3}$
Объемная теплоемкость горных пород	$c\rho$	ккал/(м <sup>3</sup> °С)	650
Объемная теплоемкость пласта, насыщенного водой и нефтью	$c_n\rho_n$	ккал/(м <sup>3</sup> °С)	650
Средняя объемная теплоемкость горячей воды	$c_{ж}\rho_{ж}$	ккал/(м <sup>3</sup> °С)	1000
Средняя скорость фильтрации	$v$	м/ч	0,006
Средний коэффициент термического расширения нефти	$\alpha_n$	1/°С	$7,0 \cdot 10^{-4}$
Средний коэффициент термического расширения материала скелета пласта (кварц в интервале 0-100°С)	$\alpha_{ск}$	1/°С	$0,37 \cdot 10^{-4}$
Начальная водонасыщенность	$\sigma_0$	д.е.	0,28
Средняя эффективная пористость	$m$	д.е.	0,25
Объемный коэффициент охвата пласта горячей водой	$A_p$		0,7
Объемный коэффициент охвата пласта холодной (ненагретой) водой	$A$		0,6

Решение.

1. Расчет температуры горячей воды на забое скважины.  
Задаваясь значениями времени  $t$ , по формуле (4.3) вычисляем радиус теплового влияния  $r$   $t$  и по формуле (4.2) определяем показатель теплопередачи  $\beta$ . Далее по формуле (4.1) при  $z=H$  для принятых значений времени определяем температуру на забое нагнетательной скважины. Расчетное изменение температуры на забое при глубине скважины 500, 1000 и 1500 м показано на рис. 4.1, откуда следует, что значение температуры сравнительно быстро устанавливается на стационарном уровне.

2. Расчет распределения температуры в пласте. По данным рис. 4.1 температуру горячей воды на забое (на линии нагнетания) при глубине нагнетательной скважины 500м принимаем  $T_B=170^\circ\text{C}$ . Задаваясь значениями расстояния  $x$  и времени  $t$  вычисляем безразмерные величины  $\xi$ ,  $\tau$  и по формуле (4.4) определяем безразмерную температуру нагрева  $T^* = (T-T_0)/(T_B - T_0)$  и далее размерную температуру  $T=T^*(T_B - T_0)+T_0$ . В результате получаем кривые распределения температуры в пласте по расстоянию  $T=f(x)$  для выбранных значений времени  $t = \text{const}$  (рис. 4.2). Интегрируя эти кривые по  $x$  в пределах от  $x = 0$  до  $x = L$  (т. е. в пределах между рядами нагнетательных и эксплуатационных скважин) получаем график изменения во времени средней температуры пласта  $T = f(t)$ , который изображен на рис. 4.4.

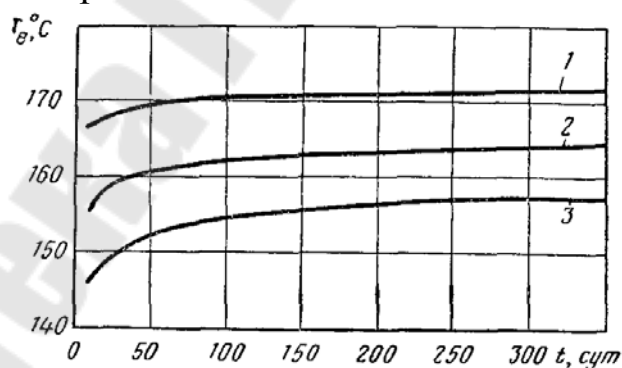


Рис. 4.1. Изменение во времени температуры нагнетаемой горячей воды на забое при ее температуре на устье  $180^\circ\text{C}$  и глубине скважины: 1 — 500 м, 2 — 1000 м, 3 — 1500 м

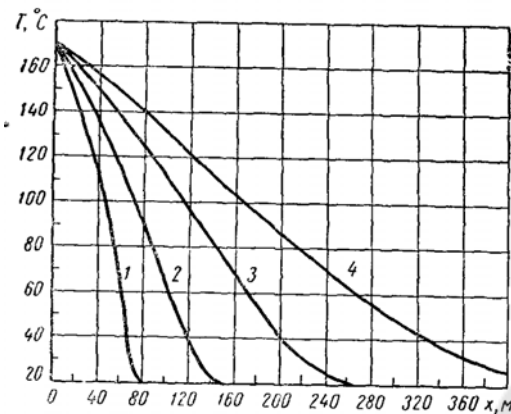


Рис 4.2 Распределение температуры в пласте при нагнетании в него горячей воды в продолжение: 1 — 1 года; 2 — 2; 3 — 4; 4 — 8 лет.

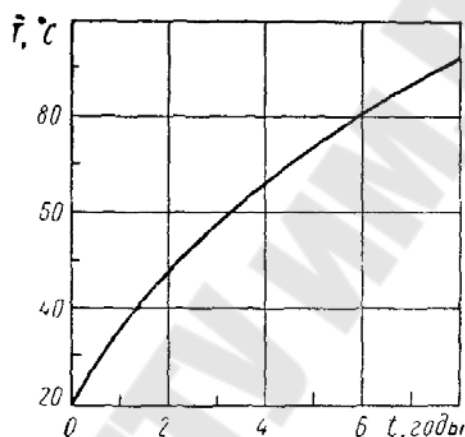


Рис. 4.3. изменение во времени средней по объему температуры пласта

**Задача 4.2.** Пусть имеем прямолинейный пласт элемент этой схемы можно представить как прямолинейный пласт длиной  $l=500$  м и шириной  $b=200$  м. Закачка горячей воды в пласт при  $\Delta T_1 = 200\text{K}$  ведется с расходом  $q=150\text{м}^3/\text{сут}$ . Однако через  $t^*=200\text{сут}$  после начала процесса вытеснения нефти переходят на закачку холодной воды с  $\Delta T=0$ . Будем считать, что процесс разработки рассматриваемого пласта ведется в течение  $t=500\text{сут}$ . К.п.д. системы водогрейная система – водопровод – скважина составляет 0,6. Теплота сгорания условно сжигаемой в котлах нефти для производства горячей воды составляет  $3,8 \cdot 10^7$  кДж/т. Определим распределение температуры в пласте в различные моменты времени, а также остаточную нефтенасыщенность  $s_{НОСТ}$ , нефтеотдачу и «чистую» дополнительно полученную нефть по сравнению с этими параметрами пласта, т.е.  $t=500\text{сут}$ , как в случае использования

тепловой оторочки, так и во время непрерывной закачки в пласт горячей воды.

Определим по формуле распределение температуры в пласте в различные моменты времени:

$$\Delta T(x, t) = \Delta T_1 \left[ \operatorname{erfc} \left[ \frac{\lambda_{mk} x}{ah \sqrt{x_{nr} \left( n - \frac{b}{a} x \right)}} \right] \right] - \operatorname{erfc} \left[ \frac{\lambda_{mk} x}{ah \sqrt{x_{mk} \left( t - t_* - \frac{b}{a} x \right)}} \right]$$

На рис. 4.4. показано распределение температуры при вытеснении нефти горячей водой методом тепловой оторочки при  $t=300, 400, 500$  сут с начала закачки воды. Видим, что температура в тепловой оторочке существенно снижается с течением времени. Кривая 4 характеризует распределение температуры в пласте при непрерывной закачке в него горячей воды в течение 500 сут.

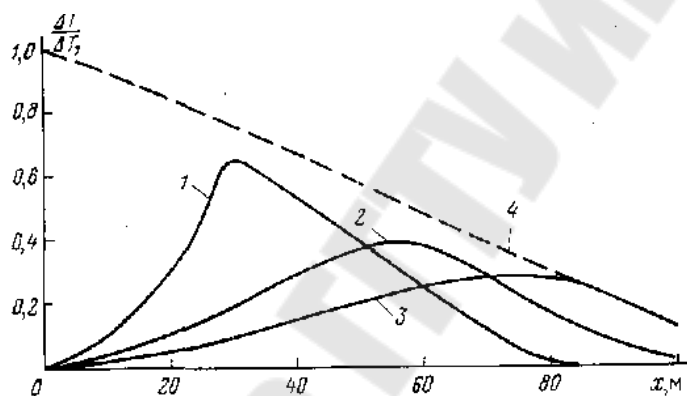


Рис 4.4. Распределение температуры в прямолинейном пласте при вытеснении из него нефти горячей водой методом тепловой оторочки:

- 1 – через 300 сут после начала процесса
- 2 – через 400 сут после начала процесса
- 3 – через 500 сут после начала процесса
- 4 – при непрерывной закачке горячей воды в пласт в течение 500 суток

В соответствии с тем же предложением о поршневом характере вытеснения нефти из пласта при закачке в него горячей воды, но с учетом зависимости остаточной нефтенасыщенности  $s_{НОСТ}$  от температуры, определяемой по формуле

$$s_{НОСТ} = 0,75e^{-2,55410^{-3} \Delta T}$$

Будем считать, что из охлаждаемой области тепловой оторочки, т.е. из области  $x < x_{\max}$  ( $x_{\max}$  приблизительно вычисляют по формуле  $x_{\max} \approx \frac{a(t-t_*)}{b}$ ) нефть уже не вытесняется. Вычисленное по формуле, с учетом указанного положения, распределения насыщенности в случае применения тепловой оторочки соответствует кривой 2, а в случае непрерывной закачки горячей воды при  $t = 500 \text{ сут}$  - кривой 3. При графическом вычислении остаточной нефтенасыщенности с помощью рис. 4.5. в случае тепловой оторочки получим:

$$G_{\text{НОСТ}} = mbh \int_0^t s_{\text{НОСТ}}(x) dx = 0,2 \cdot 100 \cdot 15 \cdot 58,62 = 17,6 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

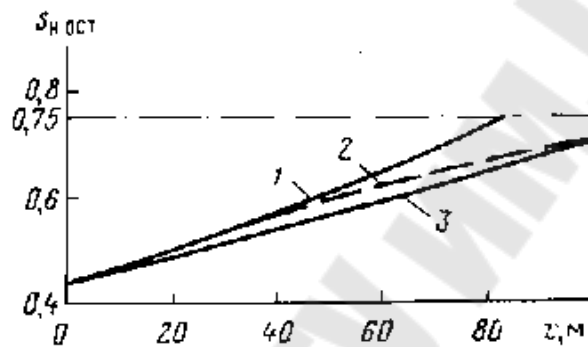


Рис. 4.5. Зависимость  $s_{\text{НОСТ}}$  от  $x$ :

1 - при непрерывной закачке горячей воды, когда  $X_{\text{от}}=1$ ; 2 - при использовании тепловой оторочки и длительности процесса  $t=500 \text{ сут}$ ; 3 - при непрерывной закачке горячей воды,  $t=500 \text{ сут}$

Количество нефти, извлеченной из пласта по методу тепловой оторочки

$$Q_{H1} = 28,5 \cdot 10^3 - 17,6 \cdot 10^3 = 10,9 \cdot 10^3 \text{ м}^3$$

Количество нефти извлеченной из пласта при заводнении холодной водой ( $\Delta T=0$ ) было бы

$$Q_{HO} = 28,5 \cdot 10^3 \cdot 0,21 = 6 \cdot 10^3$$

Дополнительно извлеченная нефть при горячем заводнении с использованием тепловой оторочки составляет

$$\Delta Q_{H1} = Q_{H1} - Q_{HO} = 10,9 \cdot 10^3 - 6 \cdot 10^3 = 4,9 \cdot 10^3 \text{ м}^3$$

На подогрев горячей воды с учетом к.п.д., равного 0,6 и указанной выше теплоты сгорания нефти затрачено

$$Q_{HЭ1} = \frac{4,9 \cdot 10^3 \cdot 200 \cdot 150 \cdot 200}{3,8 \cdot 10^7 \cdot 0,6} = 1103 \text{ м}^3$$

Количество «чистой», дополнительно полученной нефти (за вычетом условно сожженной в котлах на подогрев горячей воды) составляет

$$\Delta \bar{Q}_{H1} = 4,9 \cdot 10^3 - 1,103 \cdot 10^3 \approx 3,8 \cdot 10^3 \text{ м}^3$$

Коэффициент вытеснения при использовании тепловой оторочки

$$\eta_1 = \frac{10,9 \cdot 10^3}{28,5 \cdot 10^3} = 0,382$$

Коэффициент нефтеотдачи при  $t = 500 \text{ сут}$

$$\eta = \eta_1 \cdot \eta_2 = 0,382 \cdot 0,75 = 0,287$$

Определим показатели вытеснения горячей водой при непрерывной ее закачке в пласт в течение  $t = 500 \text{ сут}$ .

Аналогично определим остаточные запасы нефти. Имеем

$$G_{ост2} = 17,3 \times 10^3 \text{ м}^3.$$

Общее количество извлеченной нефти

$$Q_{H2} = (28,5 - 17,3) \times 10^3 = 11,2 \times 10^3 \text{ м}^3.$$

Количество дополнительно извлеченной нефти по сравнению с заводнением холодной водой

$$\Delta Q_{H2} = (11,2 - 6,0) \times 10^3 = 5,2 \times 10^3 \text{ м}^3$$

Количество условной нефти на подогрев воды

$$Q_{HЭ2} = \frac{4,19 \cdot 10^3 \cdot 200 \cdot 150 \cdot 500}{3,8 \cdot 10^7 \cdot 0,6} = 2760$$

Количество чистой дополнительно полученной нефти

$$\Delta \bar{Q}_{H2} = 5,2 \cdot 10^3 - 2,76 \cdot 10^3 = 2,44 \cdot 10^3 \text{ м}^3$$

Таким образом, по методу тепловой оторочки вместо непрерывной закачки в пласт горячей воды получают прирост чистой дополнительно извлеченной нефти

$$3,8 \times 10^3 - 2,44 \times 10^3 = 1,36 \times 10^3 \text{ м}^3.$$

Коэффициент вытеснения нефти при непрерывной закачке в пласт горячей воды

$$\eta_1 = \frac{11,2 \cdot 10^3}{28,5 \cdot 10^3} = 0,393$$

Коэффициент нефтеотдачи

$$\eta = \eta_1 \cdot \eta_2 = 0,393 \cdot 0,75 = 0,295$$

Как видно из примера вытеснение нефти из пласта при непрерывной закачке в него горячей воды приводит к несколько большему коэффициенту нефтеотдачи, чем при использовании метода

тепловой оторочки, но зато количество получаемой чистой дополнительной нефти, за вычетом условно сожженной в водогрейных установках для производства горячей воды, больше в случае тепловой оторочки.

Данные в рассмотренном примере абсолютные цифры извлечения нефти и нефтеотдачи – условные. В других пластах с лучшими исходными параметрами могут быть получены большие абсолютные данные по извлечению нефти.



Таблица 4.4

## Исходные данные для самостоятельного решения задач 4.1, 4.2

Наименование параметров	обозначение	размерность	номер варианта												
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Температура воды на устье скважины	$T_y$	°С	180	120	130	170	160	150	180	130	140	150	170	160	180
Начальная температура пласта	$T_0$	°С	20	30	28	25	28	30	20	25	30	28	20	25	24
Приведенная к устью скважины температура нейтрального слоя земли	$\theta_0$	°С	10	18	20	16	17	20	10	15	18	16	10	15	15
Геотермический градиент	$G$	°С/м	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Глубина скважины	$H$	м	500	600	400	450	550	500	480	500	580	600	500	480	470
Внешний диаметр обсадной колонны	$d$	м	0,168	0,146	0,168	0,168	0,146	0,168	0,146	0,168	0,146	0,168	0,146	0,146	0,168
Расстояние между линиями нагнетательных и эксплуатационных скважин	$L$	м	400	500	450	300	500	450	400	300	350	390	400	500	450
Мощность пласта	$h$	м	10	8	10	15	7	6	10	12	13	14	10	11	8
Расход горячей воды на одну нагнетательную скважину	$q$	м <sup>3</sup> /су	600	400	500	450	550	480	580	590	600	490	500	400	430

Продолжение табл. 4.4

Средний коэффициент теплопроводности окружающих скважину горных пород	$\lambda$	Ккал / м ч·°С	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Температуропроводность горных пород	$\alpha$	10 <sup>-3</sup> м <sup>2</sup> /ч	3,077	3,077	3,077	3,077	3,077	3,077	3,077	3,077	3,077	3,077	3,077	3,077	3,077
Объемная теплоемкость горных пород	$c\rho$	ккал / (м <sup>3</sup> °С)	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
Объемная теплоемкость пласта, насыщенного водой и нефтью	$c_n\rho_n$	ккал / (м <sup>3</sup> °С)	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
Средняя объемная теплоемкость горячей воды	$c_{ж\rho_{ж}}$	ккал / (м <sup>3</sup> °С)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Средняя скорость фильтрации	$v$	м/ч	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Средний коэффициент термического расширения нефти	$\alpha_n$	10 <sup>-4</sup> /°С	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Средний коэффициент термического расширения материала скелета пласта (кварц в интервале 0-100°С)	$\alpha_{ск}$	10 <sup>-4</sup> /°С	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
Начальная водонасыщенность	$\sigma_0$	д.е.	0,28	0,30	0,35	0,29	0,25	0,27	0,33	0,38	0,38	0,40	0,25	0,24	0,30
Средняя эффективная пористость	$m$	д.е.	0,25	0,30	0,28	0,27	0,30	0,25	0,20	0,23	0,24	0,28	0,33	0,27	0,28

Окончание табл. 4.4

Объемный коэффициент охвата пласта горячей водой	$A_p$		0,70	0,68	0,72	0,60	0,65	0,67	0,75	0,71	0,69	0,66	0,63	0,70	0,72
Объемный коэффициент охвата пласта холодной (ненагретой) водой	$A$		0,60	0,58	0,60	0,51	0,52	0,58	0,65	0,63	0,60	0,54	0,53	0,62	0,66

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Маньрин В.Н., Швецов И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении. - Самара. Самар. Дом печати, 2002 - 392с.
2. Оркин К.Г., Юрчук А.М. Расчеты в технологии и технике добычи нефти издательство «НЕДРА» Москва • 1967
3. Алекперова З.Ю., Гурбанов Р. С. О коэффициенте нефтеотдачи при разработке месторождений не-newтоновских нефтей. В кн.: Применение не-newтоновских систем в добыче нефти. ВНИИОЭНГ, М., 1970, с.5-10.
4. Алишаев М.Г., Бернадинер М.Г., Ентов В.М. Влияние предельного градиента на потери нефти при вытеснении ее водой. В кн. Вопросы нелинейной фильтрации и нефтегазоотдачи и при разработке нефтяных и газовых месторождений. ИГиРГИ, 1972, с. 15-32
5. Р.Х.Муслимов Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения.- Изд-во Казанского Университета.- 2003. -596с.
6. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения проектирование, оптимизация и оценка эффективности: Учебное пособие. – Казань.: Изд-во ФЭН Академии наук РТ, 2005. -688с.
7. Р.Х.Муслимов Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения.- Изд-во Казанского Университета.- 2003. -596с.
8. М.Л.Сургучев Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов -Москва: Недра –1985. – с.309
9. Маньрин В.Н., Швецов И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении. - Самара. Самар. Дом печати, 2002 - 392с
10. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений -Москва, Недра, 1986 с.336
- 11.Р.С. Хисамов, А.А. Газизов, А.Ш. Газизов Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием. Москва: ОАО ВНИИОЭНГ,2003. – с.566.
12. Хисамутдинов Н.И., Тахаутдинов Ш.Ф. и др. Проблемы извлечения остаточной нефти физико-химическими методами Москва, ВНИИОЭНГ, 2001.– с.193
13. Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г., Тахаутдинов Ш.Ф. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождения. Теория. Методы. Практика Москва, Недра,2004. – с.295
14. Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. Справочник Москва: Недра,1991– с.384
15. Хисамов Р.С. Эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти. Учебное пособие для подготовки дипломированных

- специалистов по специальности 090600 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Альметьевск: АГНИ, 2005. – 173с.
16. Аббасов М. Г., Везиров Д. Ш., Хисметов Т.В. – Экспериментальное исследование термохимического процесса воздействия на пласт в сочетании с заводнением. В кн. «Термические методы повышения нефтеотдачи пластов». // М., «Недра», 1999, с. 40-46.
  17. Алишаев М.Г., - Об эффективной теплопроводности пористой среды, насыщенной однородной жидкостью. // «Нефтяное хозяйство», № 5, 1983, с. 35-36.
  18. Аметов И.М., Байдилов Ю.Н., Рузин Л.М., Спиридонов Ю.А. – Добыча тяжелых и высоковязких нефтей. // М., «Недра», 1985, с. 205.
  19. Антониади Д.Г. - Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами. // М., «Недра», 1995, с. 314.
  20. Аржанов Ф.Г., Антониади Д.Г., Гарушев А.Р., Ишханов В.Г., Бекух И.И. - Термические методы воздействия на нефтяные пласты. Справочное пособие. // М., из-во «Недра», 1995, с. 192.
  21. Р.Х. Муслимов, М.М. Мусин, К.М.Мусин Опыт применения тепловых методов разработки на нефтяных месторождениях Татарстана. Казань: Новое знание, 2000.- с.309

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИИ. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА КОЭФФИЦИЕНТ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ. ТИПОВЫЕ ЗАДАЧИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	4
1.1. Факторы влияющие на коэффициент нефтеизвлечения и заводнение пластов	4
1.2. Типовые задачи разработки нефтяных месторождений	8
2. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ	15
2.1. Общая характеристика и классификация гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи	15
2.2. Циклическое нестационарное воздействие	17
2.3. Оценка технологической эффективности нестационарного заводнения с изменением фильтрационных потоков	24
3. ПРИМЕНЕНИЕ ПАВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ПЛАСТОВ	29
3.1. Теоретические основы применения ПАВ при вытеснении нефти	29
3.2. Расчет времени подхода нефтяного вала и скорости продвижения фронта сорбции ПАВ	36
4. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ	46
4.1. Тепловые методы	46
4.2. Критерии применимости тепловых методов	48
4.3. Простейшие зависимости и расчеты теплового воздействия на пласт	51
4.4. Расчет процесса вытеснения нефти горячей водой.	56
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	68

**Журавель Наталья Геннадьевна**

**МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ  
НЕФТЕГАЗООТДАЧИ ПЛАСТОВ**

**Практикум  
по одноименному курсу  
для слушателей специальности 1-51 02 71  
«Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»**

Подписано в печать 17.07.15.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Ризография. Усл. печ. л. 4.18. Уч.-изд. л. 4.38.

Изд. № 4.

<http://www.gstu.by>

Отпечатано на цифровом дуплекаторе  
с макета оригинала авторского для внутреннего использования.

Учреждение образования «Гомельский государственный  
технический университет имени П.О. Сухого».

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48