

Министерство образования Республики Беларусь

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

Кафедра «Разработка, эксплуатация нефтяных  
месторождений и транспорт нефти»

# **МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЕФТЕГАЗООТДАЧИ ПЛАСТОВ**

## **ПРАКТИКУМ**

**по одноименному курсу для студентов  
специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений»  
дневной формы обучения**

**Электронный аналог печатного издания**

**Гомель 2016**

УДК 622.276.6(075.8)  
ББК 33.361я73  
М54

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом  
машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого  
(протокол № 1 от 14.09.2015 г.)*

Составитель Н. Г. Журавель

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

**Методы** повышения нефтегазоотдачи пластов : практикум по одноим. курсу для М54 студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» днев. формы обучения / сост. Н. Г. Журавель. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2016. – 94 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.

ISBN 978-985-535-320-2.

Данный практикум позволяет углубить и закрепить теоретические знания, а также получить навыки выполнения расчетов при реализации методов увеличения нефтегазоотдачи и оценке их эффективности. Рассмотрены методики расчета технологической эффективности основных методов повышения нефтегазоотдачи, представлены примеры решения задач, предложены варианты заданий для самостоятельного решения.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» дневной формы обучения.

УДК 622.276.6(075.8)  
ББК 33.361я73

ISBN 978-985-535-320-2

© Журавель Н. Г., составление, 2016  
© Учреждение образования «Гомельский  
государственный технический университет  
имени П. О. Сухого», 2016

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Высокий уровень добычи нефти, в первую очередь, обусловлен освоением новых нефтедобывающих регионов и вводом в разработку крупных высокопродуктивных месторождений. Однако их количество в мире неуклонно сокращается. Вместе с тем искусственное воздействие на нефтяные пласты и внедрение новых высокоэффективных технологий является одним из главных условий, способствующих росту добычи нефти. В этом отношении нефтяная промышленность и наука достигли значительных успехов.

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

Данная ситуация характерна для многих ведущих нефтедобывающих стран мира, которые испытывают такую угрозу.

Учитывая реально сложившуюся обстановку, характеризующуюся падением добычи нефти при росте ее потребления, 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 практикума является более углубленное изучение основ применения технологий повышения нефтеотдачи пластов, формирование практических навыков расчета технологических показателей, а также организация учебного процесса при проведении практических занятий.

При написании данного практикума использовались методики, изложенные в трудах таких авторов, как Ю. П. Желтов, В. Д. Лысеко, Р. Х. Муслимов, Ш. К. Гиматутдинов и др.

# 1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О НЕФТЕОТДАЧЕ

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

Коэффициент нефтеотдачи определяется отношением балансовых (извлекаемых) запасов нефти к начальным и показывает количество нефти, которое можно извлечь из недр при существующих методах эксплуатации. Конечный коэффициент нефтеотдачи – это отношение извлеченных запасов нефти (добытого количества нефти за весь срок разработки) к балансовым запасам:

$$\beta = Q_{н.и} / Q_{н.б}.$$

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:

$$K_{др} = V_{др} / V_{зал};$$

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

$$K_{охв} = V_{зав} / V_{др};$$

– коэффициентом 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):

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

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

$$\beta = K_{\text{охв}} K_{\text{др}} K_{\text{выт}}.$$

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, прерывистости нефтенасыщенности 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.

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 соотношения подвижностей воды и нефти:

$$\mu_0 = \frac{k_{\text{в}}/\mu_{\text{в}}}{k_{\text{н}}/\mu_{\text{н}}},$$

где  $\mu_0$  – коэффициент подвижности;  $k_{\text{в}}$  и  $k_{\text{н}}$  – фазовые проницаемости для воды и нефти;  $\mu_{\text{н}}$  и  $\mu_{\text{в}}$  – вязкости нефти и воды в пластовых условиях.

При малых значениях коэффициента подвижности влияние неоднородности проявляется в большей степени для резко неоднородных пластов. Если же коэффициент подвижности  $\mu_0 > 30$ , то охват пласта заводнением в большей мере зависит от степени неоднородности.

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 опыта разработки нефтяных месторождений позволяет количественно оценить влияние параметра  $\mu_0$  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  $\mu_0 \leq 30$  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 существенно влияет на эффективность процесса вытеснения нефти из пласта. Разработка месторождений, содержащих неньютоновские нефти, сопровождается существенными осложнениями и низким коэффициентом нефтеотдачи. Сопоставление показателей разработки месторождений, насыщенных аномальной нефтью и вязкой, указывает на имеющиеся особенности и различия в разработке этих двух типов месторождений. Заводнение пластов, насыщенных

неньютоновской нефтью, 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 достаточно велика. Известно, что интенсивность проявления капиллярных сил в основном зависит от величины напряжения смачивания. Поверхностное натяжение  $\sigma$  системы «вода–нефть» меняется слабо и может быть легко измерено. Смачиваемость же породы, характеризующая 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 жидкости несмачивающей жидкостью менее эффективно, чем вытеснение несмачивающей жидкости смачивающей жидкостью.

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

## **1.2. Типовые задачи разработки нефтяных месторождений**

### ***1.2.1. Определение продолжительности разработки нефтяной залежи***

**Задача 1.1.** Определить продолжительность разработки круговой залежи нефти при следующих условиях: радиус начального контура нефтеносности  $R_n = 3000$  м; радиусы эксплуатационных рядов:  $R_1 = 2400$  м,  $R_2 = 2000$  м,  $R_3 = 1600$  м; расстояние между скважинами в рядах  $2\sigma = 300$  м; в центре – одна скважина с радиусом  $r_c = 0,01$  м; мощность пласта  $h = 10$  м; пористость пласта  $m = 12$  %. Каждая скважина работает с допустимым дебитом  $q = 50$  м<sup>3</sup>/сут. На первом этапе разработки все ряды работают одновременно. На втором этапе из экс-

плуатации исключается первый ряд; на третьем – работают только третий ряд и центральная скважина.

*Решение*

1. Рассчитываем запасы нефти, извлекаемые каждым рядом скважин за весь период разработки залежи:

$$V_1 = \pi(R_H^2 - R_1^2)hm = 3,14(3^2 - 2,4^2)10^6 \cdot 10 \cdot 0,12 = 12,21 \cdot 10^6 \text{ м}^3;$$

$$V_2 = \pi(R_1^2 - R_2^2)hm = 3,14(2,4^2 - 2,0^2)10^6 \cdot 10 \cdot 0,12 = 6,63 \cdot 10^6 \text{ м}^3;$$

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

2. Рассчитываем число скважин в каждом ряду:

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

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

$$n_3 = 2\pi R_3 / 2\sigma = 2 \cdot 3,14 \cdot 1600 / 300 = 34.$$

3. Рассчитываем суммарный дебит ряда:

$$Q_1 = qn_1 = 50 \cdot 50 = 2500 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Q_2 = qn_2 = 50 \cdot 42 = 2100 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Q_3 = qn_3 = 50 \cdot 34 = 1700 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

4. Рассчитываем суммарный дебит всех скважин по этапам разработки:

$$Q_{P_1} = q(n_1 + n_2 + n_3 + 1) = 50(50 + 42 + 34 + 1) = 6350 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Q_{P_2} = q(n_2 + n_3 + 1) = 50(42 + 34 + 1) = 3850 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Q_{P_3} = q(n_3 + 1) = 50(34 + 1) = 1750 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

5. Общие запасы нефти, извлекаемые из залежи за весь период разработки:

$$V_{\text{общ}} = V_1 + V_2 + V_3 + V_4 = 10^6(12,21 + 6,63 + 5,43 + 9,6) = 33,87 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$



6. Продолжительность этапов разработки:

$$t_1 = V_1/Q_{P_1} = 12,21 \cdot 10^6 / 6350 = 1923 \text{ сут};$$

$$t_2 = V_2/Q_{P_2} = 6,63 \cdot 10^6 / 3850 = 1722 \text{ сут};$$

$$t_3 = V_3/Q_{P_3} = 5,43 \cdot 10^6 / 1750 = 3103 \text{ сут}.$$

7. Общая продолжительность разработки:

$$t_{\text{общ}} = t_1 + t_2 + t_3 = 1923 + 1722 + 3103 = 6748 \text{ сут} = 18,5 \text{ лет}.$$

### **1.2.2. 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  $q_n = 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$ . 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*

Время прорыва воды к эксплуатационной скважине  $t_0$  определяется по формуле (1.1):

$$t_0 = \frac{4\sigma^2 m_1 h}{\pi(q_n - q_э)} \ln \frac{q_n}{q_э}, \quad (1.1)$$

где  $m_1$  – пористость пласта с учетом коэффициента использования порового пространства  $\phi$ . Принимаем  $\phi = 0,5$ . Тогда  $m_1 = 0,2 \cdot 0,5 = 0,1$ .

Подставив имеющиеся данные в формулу (1.1), получим:

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

За этот промежуток времени обводненная площадь составит:

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

### 1.2.3. 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  $P_{\text{буф}} > P_{\text{нас}}$ . Плотность пластовой нефти  $\rho_{\text{н}} = 850 \text{ кг/м}^3$ , воды —  $\rho_{\text{в}} = 1000 \text{ кг/м}^3$ . 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  $C_{\text{в}}$  и горизонтальном  $C_{\text{г}}$  направлениях, а также по простиранию пласта  $C_{\text{п}}$ , если через  $t = 50$  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:

$$C_{\text{в}} = \frac{P_1 - P_2}{t(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})g}; \quad (1.2)$$

$$C_{\text{г}} = \frac{(P_1 - P_2) \text{ctg} \alpha}{t(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})g}; \quad (1.3)$$

$$C_{\text{п}} = \frac{P_1 - P_2}{t(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})g \sin \alpha}. \quad (1.4)$$

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

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

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

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

Если наблюдения за давлением вести не на буфере, а на забое скважины путем замеров глубинным манометром, то при  $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$

(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.

#### **1.2.4. Определение коэффициента 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 –  $S_B^6 = 52\%$ , а через 9 лет –  $S_B^9 = 69\%$ .

Требуется определить средний коэффициент нефтеотдачи для указанных периодов времени.

*Решение*

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

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

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, коэффициент нефтеотдачи по формуле (1.5) составит:

– через 6 лет:

$$K_{от}^6 = \frac{S_B^6 - S_B^0}{100 - S_B^0} = \frac{52 - 12}{100 - 12} = 0,455 \text{ или } 45,5\%;$$

– через 9 лет:

$$K_{от}^9 = \frac{S_B^9 - S_B^0}{100 - S_B^0} = \frac{69 - 12}{100 - 12} = 0,648 \text{ или } 64,8\%.$$

**Задача 1.5.** Нефтяная залежь, эксплуатируемая при водонапорном режиме, имеет сравнительно однородный состав пород. Требуется приближенно оценить нефтеотдачу этой залежи для двух периодов времени. Добыча из залежи к концу первого периода – 1000 м<sup>3</sup>/сут воды и 4000 м<sup>3</sup>/сут нефти. К концу второго периода – 1000 м<sup>3</sup>/сут нефти и 4000 м<sup>3</sup>/сут воды. Кроме того, известны вязкости нефти и воды в пластовых условиях:  $\mu_{\text{н}} = 7,8$  мПа · с и  $\mu_{\text{в}} = 1$  мПа · с; объемные коэффициенты нефти и воды:  $b_{\text{н}} = 1,1$  и  $b_{\text{в}} = 1,0$ .

*Решение*

При одновременном притоке в скважину нефти и воды процентное содержание воды в добываемой жидкости будет:

$$C = 100 \frac{Q_{\text{в}}}{Q_{\text{в}} + Q_{\text{н}}}. \quad (1.6)$$

Процентное содержание воды зависит от величин фазовых проницаемостей ( $k_{\text{н}}$  и  $k_{\text{в}}$ ), вязкости ( $\mu_{\text{н}}$  и  $\mu_{\text{в}}$ ) и объемных коэффициентов ( $b_{\text{н}}$  и  $b_{\text{в}}$ ) нефти и воды и может быть также определено из следующего выражения:

$$C = \frac{100}{1 + M \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}}}, \quad (1.7)$$

где  $M$  – коэффициент, зависящий от физических свойств пластовых жидкостей, выражается следующим соотношением:

$$M = \frac{\mu_{\text{в}} b_{\text{в}}}{\mu_{\text{н}} b_{\text{н}}}. \quad (1.8)$$

При одинаковых вязкостях нефти и воды в пластовых условиях, имеющих значение равное 1, коэффициент  $M = 1$ . Чем больше вязкость и объемный коэффициент нефти (при неизменном  $\mu_{\text{в}}$  и  $b_{\text{в}}$ ), тем меньше значение коэффициента  $M$ .

Коэффициент нефтеотдачи зависит от содержания воды в добываемой жидкости и коэффициента  $M$ . Имея эти данные для сравнительно однородного коллектора, можно определить коэффициент нефтеотдачи, %, по графику (рис. 1.1).

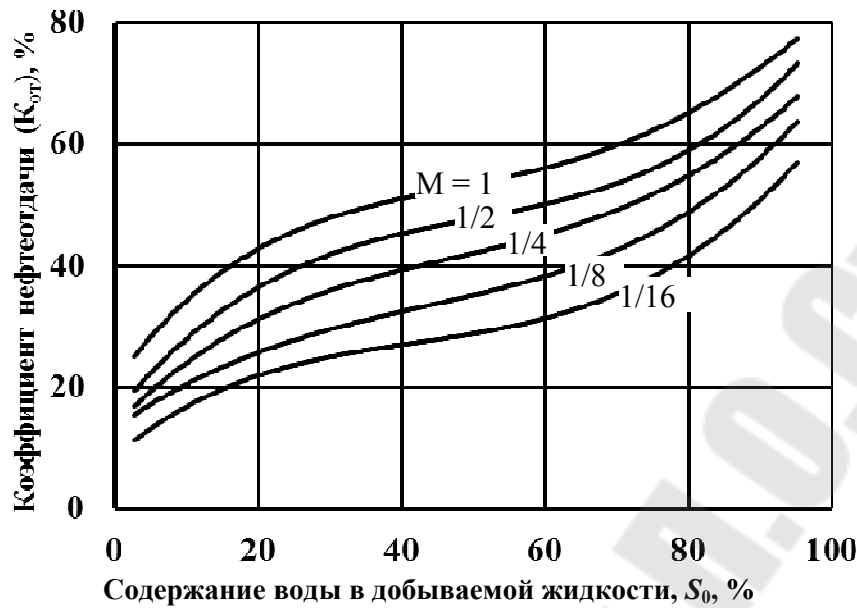


Рис. 1.1. График зависимости коэффициента нефтеотдачи от содержания воды в добываемой жидкости для разных значений  $M$

Для решения нашей задачи использовались формулы (1.6) и (1.7). Найдем значения  $C$  и  $M$ :

– для первого периода:

$$C_1 = 100 \frac{1000}{4000 + 1000} = 20 \%;$$

$$M = \frac{10^3}{1,1 \cdot 10^3 \cdot 7,3} = \frac{1}{8};$$

– для второго периода:

$$C_2 = 100 \frac{4000}{4000 + 1000} = 80 \%.$$

Величина  $M$  для второго периода остается прежней, равной  $1/8$ , так как  $\mu_n$  и  $b_n$  не изменились.

Теперь для определения коэффициента нефтеотдачи по периодам воспользуемся графиком (рис. 1.1), на котором от точки 20 % на оси абсцисс проведем вертикаль до пересечения с кривой  $M = 1/8$ . От найденной точки проведем горизонталь влево  $K_{от}^6 = 25 \%$ . Таким же путем найдем нефтеотдачу для второго периода ( $K_{от}^9 = 47 \%$ ).

Исходные данные для самостоятельного решения задач даны в табл. 1.1.

Таблица 1.1

## Исходные данные для самостоятельного решения задач

Но- мер зада- чи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.1	Радиус началь- ного контура нефте- носности	$R_n$	м	3000	2000	4000	2500	3000	2600	3100	3800	2900	2400	3200	2800	3500
	Радиус первого эксплуатационно- го ряда	$R_1$	м	2400	1400	3500	2100	2500	2000	2500	3200	2400	1800	2600	2100	2800
	Радиус второго эксплуатационно- го ряда	$R_2$	м	2000	1000	2500	1700	2100	1400	2100	2700	2100	1600	2100	1700	2300
	Радиус третьего эксплуатационно- го ряда	$R_3$	м	1600	800	2100	1200	1700	1000	1700	2300	1600	1200	1600	1200	1900
	Радиус централь- ной 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	$2\sigma$	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

Но- мер зада- чи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.2	Дебит нагнетательной скважины	$q_n$	м <sup>3</sup> /сут	1000	900	1200	1100	950	1500	1600	980	1000	1200	1100	1150	1140
	Дебит добывающей скважины	$q_d$	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	$m$	доли единицы	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
	Расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами	$2\sigma$	м	500	450	510	530	520	480	340	390	410	460	487	367	496
1.3	Плотность пластовой нефти	$\rho_n$	кг/м <sup>3</sup>	800	780	785	765	776	790	796	784	759	763	803	805	800
	Плотность воды	$\rho_v$	кг/м <sup>3</sup>	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	$t$	мес.	50	50	60	60	55	44	54	33	44	54	45	64	38

Но- мер зада- чи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.4	Средняя водона- сыщенность в нача- ле эксплуатации	$S_v^0$	%	12	10	14	11	5	8	10	12	13	16	11	9	10
	Средняя водонасы- щенность к концу первого перио- да эксплуатации	$S_v^1$	%	52	44	56	65	33	54	56	67	63	49	45	59	53
	Средняя водонасы- щенность к концу второго периода эксплуатации	$S_v^2$	%	69	70	87	88	67	74	72	85	67	68	88	86	75
	Средняя нефтена- сыщенность в нача- ле эксплуатации	$S_n^0$	%	88	90	86	89	95	92	90	88	87	84	89	91	90
	Средняя нефтена- сыщенность к кон- цу первого периода эксплуатации	$S_n^1$	%	48	56	44	35	67	46	44	33	37	51	55	41	47
	Средняя нефтена- сыщенность к кон- цу второго периода эксплуатации	$S_n^2$	%	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. ГМПН преследуют цель повышения интенсивности воздействия на слабодренлируемые запасы нефти и вовлечения в разработку выявленных в процессе разбуривания и эксплуатации недренлируемых 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 слабодренлируемых запасов. Эти методы объединяются названием «нестационарное заводнение» и включают в себя:

- 1) *в нагнетательных скважинах:*
  - повышение давления нагнетания;
  - циклическое заводнение, т. е. периодическое снижение (прекращение) закачки воды;
  - перераспределение расходов закачиваемой воды по группам нагнетательных скважин (перемена направлений фильтрационных потоков);
  - одновременно-раздельная закачка 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.);

2) 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 внутрислоежное воздействие по ограничению водопритоков (изоляционные 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 слабодренлируемых запасов (участков, зон и пропластков) неоднородного прерывистого пласта. Эти методы 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 выровнять 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 величин, определяющих оптимальную технологию процесса. Рассмотрим следующие параметры.

**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 жид-

кости;  $\mu$ ,  $m$ ,  $l$ ,  $k$  – 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 полуцикла 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 на расстояние 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.

**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:

$$b = (Q_{i3} - Q_{0.3}) / Q_{0.3}, \quad (2.3)$$

где  $i$  – номер фазы цикла;  $Q_{i3}$  – максимальный (или минимальный) уровень закачки (в зависимости от фазы цикла) при циклическом заводнении;  $Q_{0.3}$  – средний уровень закачки при обычном заводнении.

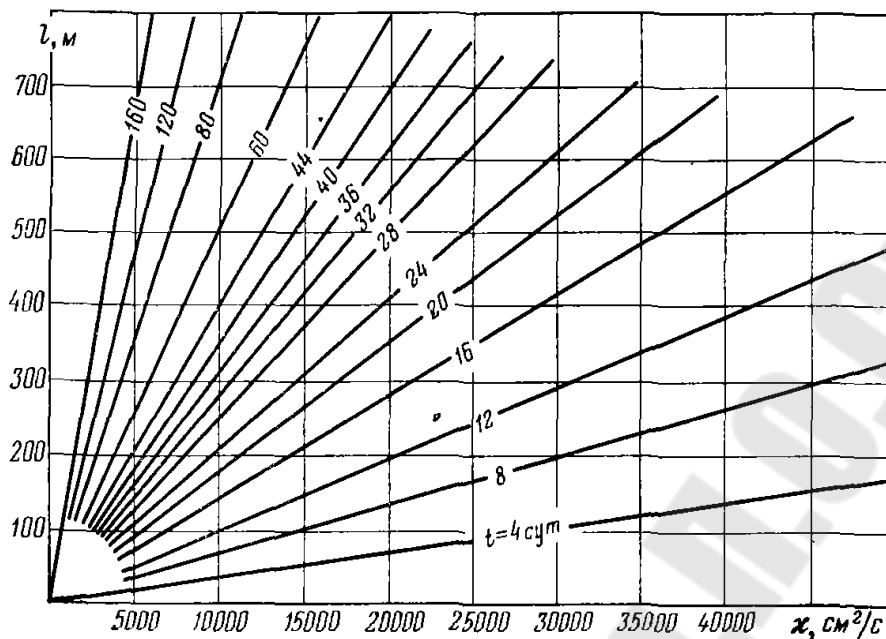


Рис. 2.1. Диаграмма для определения длительности циклов нестационарного воздействия  $t$  в зависимости от пьезопроводности пласта  $\chi$  и удаления фронта вытеснения  $l$

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:

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

где  $t^*$  – длительность эксплуатации объекта при обычном заводнении;  $t_{\text{пр}}$  – 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 Республики Татарстан 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
Самотлорское Б <sub>10</sub>	2,7	0,41	1	0,79
Самотлорское А <sub>4+5</sub>	2,1	0,46	0,7	0,77
Самотлорское 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 коэф-

фициентом  $\psi$ , 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 собою 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 полувеличении давления нагнетания;  $V_2$  – объем воды, вышедшей из малопроницаемого слоя в полувеличении 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 микрооднородности пористой среды и должен определяться экспериментально при различных режимах процесса на естественных образцах пласта (кернх).



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 – 5 лет. В течение 15 лет с начала разработки применялось обычное заводнение. Фронт вытеснения составляет 600 м; пористость пласта – 18 %; проницаемость – 0,12 мкм<sup>2</sup>; коэффициент упругости породы и жидкости – 0,11·10<sup>-9</sup> Па<sup>-1</sup>; динамическая вязкость жидкости – 3 МПа·с. Максимальный уровень закачки при циклическом заводнении составляет 150 м<sup>3</sup>/сут, а средний – 120 м<sup>3</sup>/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:

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

Таким образом, относительная частота смены циклов равна:

$$\omega = \frac{0,03 \cdot 0,11 \cdot 10^{-9} \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot 600^2}{0,12 \cdot 10^{-12} \cdot 86400} = 0,3.$$

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:

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

### **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, улучшающим 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 перемещения 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:

$$Z = \frac{C\mu_0 V_{\text{п}}^{\lambda}}{Q_{\text{ж}}^t}, \quad (2.7)$$

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

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):

$$\frac{Q_{\text{н}2} - Q_{\text{н}1}}{Q_{\text{н}3} - Q_{\text{н}2}} = \frac{\left(\frac{Q_{\text{ж}2}}{Q_{\text{ж}1}}\right)^{\lambda} - 1}{1 - \left(\frac{Q_{\text{ж}2}}{Q_{\text{ж}3}}\right)^{\lambda}}; \quad (2.8)$$

$$\lg \frac{Q_{\text{ж}2}}{Q_{\text{н}1}} = \left| \lg \frac{Q_{\text{ж}2}}{Q_{\text{ж}3}} \right|. \quad (2.9)$$

Дренируемый поровый объем вычисляется по следующей формуле:

$$V_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{н}3} Q_{\text{ж}3}^{\lambda} - Q_{\text{н}1} Q_{\text{ж}1}^{\lambda}}{K_{\text{в}} (Q_{\text{ж}3}^{\lambda} - Q_{\text{ж}1}^{\lambda})}, \quad (2.10)$$

где  $K_{\text{в}}$  – коэффициент вытеснения.

Тогда комплексный параметр  $C\mu_0$  рассчитывается из выражения

$$C\mu_0 = \frac{K_{\text{в}} (\lambda + 1) (Q_{\text{н}3} - Q_{\text{н}1})^{1/\lambda}}{Q_{\text{н}3} Q_{\text{ж}3}^{\lambda} - Q_{\text{н}1} Q_{\text{ж}1}^{\lambda}} \frac{Q_{\text{ж}1} Q_{\text{ж}3}}{V_{\text{п}}}. \quad (2.11)$$

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:

$$Q'_{н.р} = K_{в} - \frac{Z}{\lambda + 1} V_{п}; \quad (2.12)$$

$$B'_p = 1 - \frac{\lambda Z (\lambda + 1)}{C_{\mu_0} (\lambda + 1)}. \quad (2.13)$$

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

$$q_n^* = \frac{q_n N_0}{K_{э} N_{д} N_{н} \Delta p}, \quad (2.15)$$

где  $N_0$  – общий фонд пробуренных скважин;  $K_{э}$  – коэффициент эксплуатации скважин;  $N_{д}$  и  $N_{н}$  – соответственно, число добывающих и нагнетательных скважин.

Отбор нефти от начальных извлекаемых запасов определяется по следующей формуле:

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

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:

$$\Delta K_{и.н} = K_{и.н2} - K_{в} e^{\frac{-S_2 LN \frac{K_{в}}{K_{и.н1}}}{S_1}}, \quad (2.17)$$

где  $\Delta K_{и.н}$  – прирост коэффициента нефтеотдачи за счет внедрения нестационарного заводнения;  $K_{и.н2}$ ,  $K_{и.н1}$  – соответственно, коэффициент нефтеотдачи к моменту внедрения и перехода к различным технологиям нестационарного заводнения;  $K_{в}$  – 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  $C_{III}$   $\Delta K_{и.н} = 0,14$  (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. Дополнительная добыча нефти с применением нестационарного заводнения составила 71,01 тыс. т.

Исходные параметры и дополнительная добыча нефти за счет циклического заводнения приведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2

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

Параметры	Обозначения	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.
Годовая добыча нефти, тыс. т/год	$q_n$	37,5	33,7	25,5	6,9	12,4	13,6	10,7	15,5	32,5	27,4	35,4
Накопленная добыча нефти, тыс. т	$Q_n$	1011,5	1049	1082,7	1108,2	1115,1	1127,5	1141,1	1151,8	1167,3	1199,8	1227,2
Пробуренный фонд скважин, шт.	$N_0$	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Коэффициент эксплуатации	$K_э$	0,94	0,89	0,9	0,58	0,76	0,84	0,82	0,82	0,72	0,86	0,8
Добывающий фонд скважин, шт.	$N_d$	11	13	13	13	12	10	10	10	10	10	10
Нагнетательный фонд скважин, шт.	$N_n$	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7
Давление на забое добывающих скважин, МПа	$P_{зд}$	7,1	6,4	7,4	7,2	7,3	7,8	8	8,9	8	7,8	7,8
Давление на забое нагнетательных скважин, МПа	$P_{зн}$	27	26,5	24,6	25,8	25,9	24,7	25,2	24,4	24,5	24,9	25,1
Перепад давления, МПа	$\Delta P$	19,9	20,1	17,2	18,6	18,6	16,9	17,2	15,5	16,5	17,1	17,3
Расчетная добыча нефти, тыс. т/год	$q_n^*$	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, доли единицы	$Q_n^*$	0,086	0,089	0,092	0,094	0,094	0,096	0,097	0,098	0,099	0,102	0,104
Коэффициент нефтеотдачи	$K_{ин}$	0,068	0,078	0,088	0,1	0,114	0,129	0,147	0,167	0,19	0,216	0,245
Дополнительная добыча нефти, тыс. т/год	$q_{ц}$	–	4,61	4,25	2,69	3,41	3,76	3,57	4,59	8,17	7,91	10,67
Накопленная дополнительная добыча нефти, тыс. т	$Q_{ц}$	–	21,99	26,24	28,93	32,34	36,1	39,67	44,26	52,43	60,33	71,01

### **3. ПРИМЕНЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**

#### **3.1. Теоретические основы применения поверхностно-активных веществ при вытеснении нефти**

Идея применения поверхностно-активных веществ (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 Бернарду, 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 %. 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 %.

В третьей группе технологий используется относительно высокая концентрация ПАВ. Закачиваемая в пласт жидкость состоит из трех и более компонентов и образует микроэмульсию – мицеллярный раствор. Основными компонентами микроэмульсии являются углеводород, ПАВ, вода, спирты (чаще всего, жирные спирты). Объем закачиваемых в пласт мицеллярных растворов 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 технологиях повышения нефтеотдачи нашли неионогенные ПАВ (НПАВ). Этот вид ПАВ насчитывает более 50 веществ различных групп. Среди них наибольшее распространение получили оксиэтилированные изонилфенолы (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 в технологиях 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 Республике Татарстан для повышения нефтеотдачи пластов и 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:

$$W_A = \sigma + \sigma_{в.п} - \sigma_{н.п},$$

где  $\sigma$ ,  $\sigma_{в.п}$ ,  $\sigma_{н.п}$  – 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  $\sigma_{в.п}$  и увеличению  $\sigma_{н.п}$  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  $\sigma_{в.п}$  и снижению  $\sigma_{н.п}$ , 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; «+» означает противоположное направление давления выпуклых и вогнутых менисков по отношению к потоку;  $R_i$  – эффективные радиусы кривизны менисков.

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  $\sigma = 0,002$  мН/м, для гидрофильного  $\sigma = 0,974$  мН/м, а для терригенного гидрофильного коллектора  $\sigma = 0,0825$  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 избирательного смачивания, 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 и 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 нефтей, не содержащей ПАВ.

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

Со временем величина этого слоя «неактивной» воды нарастает, а фронт исходной концентрации все больше отстает от фронта вытеснения. Целесообразность применения тех или иных ПАВ при прочих равных условиях в значительной степени определяется 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 концентрации ПАВ в растворе, закачанном в пласт. Математическое решение задачи получено А. А. Жуховицким и А. И. Тихоновым при условии пренебрежения конвективной диффузией.

Однако многочисленные опыты по изучению сорбции ПАВ свидетельствуют о неправомерности 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. 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 гидрофильной кварцевой поверхности. В данном случае имеет место сорбция на гидрофобизованном нефтью песке и на самой нефти, контактирующей с раствором ПАВ.

Факт перехода ПАВ в нефть подтверждается 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 сульфонов наблюдалась также десорбция асфальтенов, окрашивающих раствор.

Анализ описанных исследований показывает, что 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 и поверхностно-активных веществ**

**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:  $a(c) = ac$ , где  $a = 0,2$  – коэффициент сорбции. Определить скорость продвижения фронта сорбции ПАВ (фронта ПАВ) и построить график распределения концентрации ПАВ в пласте в произвольный момент времени.

### Решение

Для определения скорости продвижения 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  $x$ , и составим уравнение баланса объема ПАВ. Воду и водный раствор ПАВ будем считать несжимаемыми жидкостями.

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

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

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

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

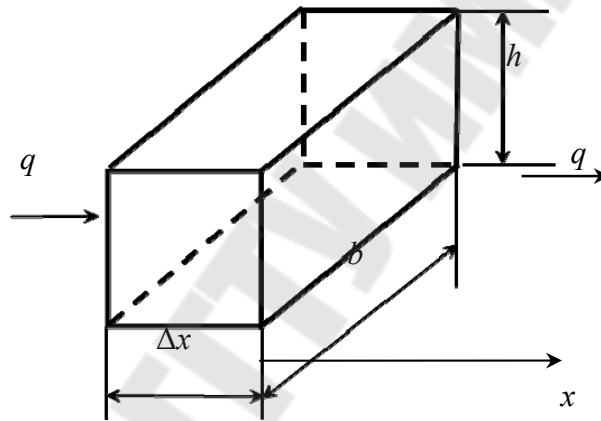


Рис. 3.1. Элемент прямолинейного пласта

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:

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

где  $\tilde{x}$  – 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  $c = c_0$ . Таким образом, граничное условие будет иметь следующий вид:

$$c(0, t) = c_0.$$

Решение задачи хорошо известно, результат определяют по формулам:

$$\begin{aligned} c(x, t) &= c_0; & x &\leq \frac{q}{mbh(1+a)}t; \\ c(x, t) &= 0; & x &> \frac{q}{mbh(1+a)}t. \end{aligned} \quad (3.7)$$

Отсюда следует, что фронт сорбции ПАВ движется со скоростью:

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

где  $v$  – линейная скорость фильтрации:

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

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

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

Распределение концентрации ПАВ в пласте вдоль оси  $0-x$  в произвольный момент времени  $t$  в соответствии с формулой имеет вид, изображенный на рис. 3.2.

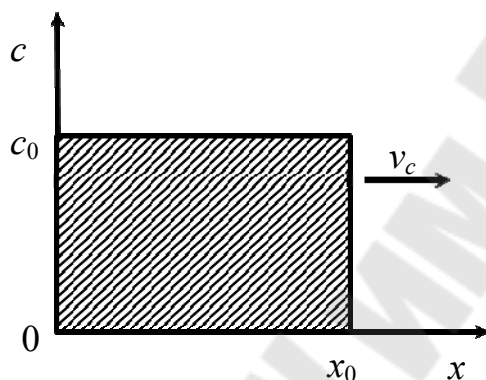


Рис. 3.2. Зависимость концентрации ПАВ в случае линейной изотермы сорбции ПАВ пористой средой от расстояния

**Задача 3.2.** В 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):

$$a(c) = ac,$$

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*

$$c(x,t) = \begin{cases} c_0 = 0,001; & x \leq x_c(t); \\ c = 0; & x > x_c(t); \end{cases} \quad v_c = 0,513 \text{ м/сут.}$$



**Задача 3.3.** 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  $\mu_n = 4 \cdot 10^{-3}$  Па · с, вязкость воды  $\mu_v = 10^{-3}$  Па · с, пористость пласта  $m = 0,2$  и  $s_{св} = 0,5$ . Параметр изотермы сорбции Генри  $a = 0,25$ .

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 экспериментальным данным,  $s^* = 0,65$ ;  $s^{**} = 0,7$ .

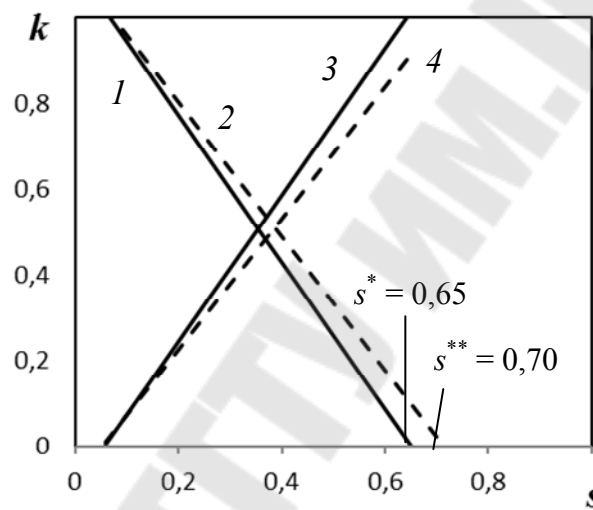


Рис. 3.3. Зависимость относительных проницаемостей  $k$  для нефти и воды и нефти и водного раствора ПАВ от водонасыщенности  $s$ .

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.

*Решение*

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.

Определим скорость фильтрации воды  $v_1 = v$  в области  $l$ . 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  $w_{\text{сор}}$  к скорости фильтрации  $v$  установим по следующей формуле:

$$\frac{v - m(s_1 - s_{\text{св}})w_{\text{сор}}}{m(s_1 - s_{\text{св}})w_{\text{сор}}} = \frac{k_{\text{в}}(s_2)\mu_{\text{н}}}{k_{\text{н}}(s_2)\mu_{\text{в}}}.$$

Имеем:

$$\frac{w_{\text{сор}}}{v} = \frac{1}{0,25 \cdot 0,65 + \frac{1}{0,25}} = 0,242.$$

Отсюда  $w_{\text{сор}} = 0,1447 \cdot 10^{-5} \cdot 0,242 = 0,35 \cdot 10^{-6} \text{ м/с.}$

Для левой части соотношения:

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

После подстановки цифровых значений величин, входящих в правую часть, получим:

$$\frac{k_{\text{в}}(s_2)\mu_{\text{н}}}{k_{\text{н}}(s_2)\mu_{\text{в}}} = \frac{4(s_2 - 0,05)}{0,7 - s_2}.$$

Таким образом:

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

Отсюда  $s = 0,627$ . Следовательно,

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

Тогда

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

За это время в пласт будет закачено  $2,084 \cdot 10^6 \text{ м}^3$  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.

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 3.4.** В пласт, первоначально насыщенный водой с пористостью  $m = 0,2$  и имеющий размеры  $l = 500 \text{ м}$ ,  $b = 300 \text{ м}$ ,  $h = 10 \text{ м}$ , 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 следующий вид:

$$a(c) = ac,$$

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).

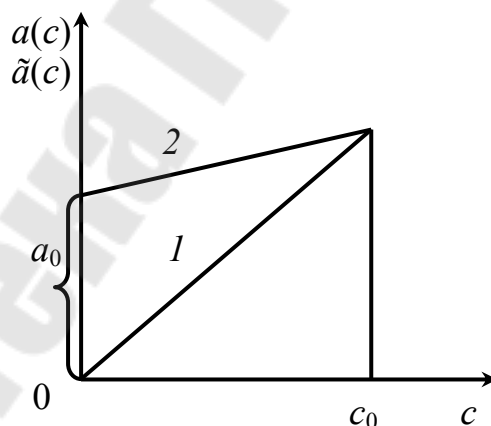


Рис. 3.4. График зависимости сорбции (1) и десорбции (2) ПАВ пористой породой (случай линейной изотермы сорбции и десорбции):  $a_0$  — количество ПАВ, необратимо сорбированного породой

Определить оптимальный объем оторочки ПАВ и время, необходимое для ее создания. Оптимальным считать такой объем 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 ее 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 объема пласта  $\Delta V = bh\Delta x$  и рассмотрим баланс объема ПАВ.

За время  $\Delta t$  в элемент  $\Delta V$  вошел объем 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 объема  $\Delta V$  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 ее водой) во всех сечениях пласта, через которые прошел фронт оторочки ПАВ, концентрация ПАВ будет равна концентрации закачки. Таким образом, начальное условие будет иметь следующий 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 следующий вид:

$$c(0, t) = 0; \quad t \geq t^*.$$

Решение задачи – хорошо известно. Результат получают по следующим 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 следующему соотношению:

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

Характерное распределение концентрации ПАВ в пласте показано на рис. 3.5.

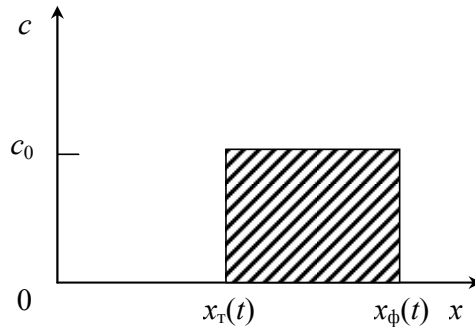


Рис. 3.5. Зависимость концентрации ПАВ в пласте при проталкивании оторочки раствора водой (случай линейных изотерм сорбции и десорбции ПАВ) от расстояния. Движение жидкостей – прямолинейно-параллельное:  $c$  – концентрация ПАВ;  $x_{\Phi}(t)$  и  $x_T(t)$  – соответственно, положение фронта и тыла оторочки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

Найдем время  $t^*$  создания оторочки. Из определения оптимального объема 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:

$$\begin{aligned} t^* = t^* - \frac{mbh(1+\tilde{a})}{q} &= \frac{mbhl(a-\tilde{a})}{1+a} = \frac{V_{\text{пор}}}{q} (a-\tilde{a}) = \\ &= \frac{0,2 \cdot 500 \cdot 300 \cdot 10}{400} 0,2 = 4,11 \text{ года.} \end{aligned}$$

Объем оторочки ПАВ при этом составит:

$$V_{\text{от}} = \frac{qt^*}{1+a} = \frac{(a-\tilde{a})}{1+a} V_{\text{пор}} = \frac{0,2}{1,3} \approx 0,15 V_{\text{пор}}.$$

Таким образом, для условий нашей задачи оптимальным является объем оторочки ПАВ, равный 15 % порового объема пласта ( $V_{\text{пор}}$ ).

Исходные данные для самостоятельного решения задач даны в табл. 3.1.

Таблица 3.1

## Исходные данные для самостоятельного решения задач

Но- мер зада- чи	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	$m$	доли единицы	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	$q$	м <sup>3</sup> /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	0,2	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	$m$	доли единицы	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	0,002	0,001
	Темп закачки	$q$	м <sup>3</sup> /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	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

Но- мер зада- чи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
3.4	Пористость пласта	$m$		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
	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 рас- твора 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	$q$	м <sup>3</sup> /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	0,2	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	0,07	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 или реализации внутрипластового горения основывается на теории многофазной многокомпонентной фильтрации с учетом фазовых переходов и внутрипластовых 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 пластовой 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 геолого-физических 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 паротепловое воздействие, внутрипластовое горение, 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 происходят 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). 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 % от 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 сейчас 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 неуниверсальны 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 важное значение имеет детальное изучение объекта. Даже при наличии самой эффективной технологии и самой совершенной технологической установки реализация проекта может оказаться неудачной, ес-

ли 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 внутрипластовом горении (ВГ) с ростом глубины существенно увеличиваются затраты на компрессорное оборудование, а при паротепловом воздействии (ПТВ) весьма ощутимыми становятся потери теплоты при движении пара по стволу скважины.

Потери теплоты по стволу скважины можно уменьшить, установив пакеры на насосно-компрессорных трубах (НКТ), 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 внутрипластовом горении. 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 непригодны для непрерывного вытеснения нефти паром или внутрислоевого 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 внутрислоевого 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 °С). Например, успешное перемещение фронта горения в пласте толщиной 15 м требует поддержания скорости около 0,076 м/сут. Но толщина пласта не должна превышать 30 м, поскольку с ее увеличением относительное количество теплоты, теряемое в окружающие пласт 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.

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

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

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

$$\beta = \frac{2\pi}{q_{ср\text{ж}} \frac{1}{\lambda} \ln \frac{2r_t}{d}}, \quad (4.2)$$

где  $q$  – расход нагнетаемой воды, м<sup>3</sup>/ч;  $c$  – 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, м, определяемый по следующей формуле:

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

где  $t$  – время, ч;  $a$  – средний коэффициент температуропроводности горных пород, окружающих нагнетательную скважину,  $\text{м}^2/\text{ч}$ .

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.

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

$$\frac{T - T_0}{T_B - T} = \operatorname{erfc} \left[ \frac{\zeta}{2\sqrt{\frac{cp_{\text{п}}}{cp}(\tau - \zeta)}} \right] \sigma^*(\tau - \zeta), \quad (4.4)$$

где

$$\zeta = \frac{4\lambda x}{h^2 cp_{\text{жв}}}; \quad \tau = \frac{4\lambda t}{h^2 cp_{\text{п}}}; \quad (4.5)$$

$\sigma^*(\tau - \zeta)$  – единичная функция, равная 0 при  $(\tau - \zeta) < 0$  и 1 – при  $(\tau - \zeta) > 0$ ;  $\operatorname{erfc}(u) = 1 - \operatorname{erf}(u)$ ;  $\operatorname{erf}(u) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^u e^{-z^2} dz$  – интеграл вероятности – табулированная функция;  $T_0$  – начальная температура системы (продуктивного пласта и окружающих пород, т. е. горных пород, за-

легающих выше и ниже него), которая принимается всюду одинаковой, °С;  $T_B$  – температура горячей воды на забое нагнетательных скважин (на линии нагнетания), °С;  $cp_{\Pi}$ ,  $cp$  – объемные теплоемкости пласта и окружающих пород, ккал/(м<sup>3</sup> · °С);  $x$  – расстояние, отсчитываемое от линии нагнетания, м;  $h$  – эффективная мощность пласта, м;  $v$  – скорость фильтрации горячей воды, м/ч.

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

$$cp_{\Pi} = cp_{\text{ск}}(1 - m) + cp_{\text{н}}\sigma_{\text{н}}m + cp_{\text{в}}\sigma m, \quad (4.6)$$

где  $cp_{\text{ск}}$ ,  $cp_{\text{н}}$ ,  $cp_{\text{в}}$  – объемные теплоемкости материала скелета пласта, насыщающие пласт нефти и воды, ккал/м<sup>3</sup> · °С;  $m$  – средняя пористость, доли единицы;  $\sigma$ ,  $\sigma_{\text{н}}$  – водонасыщенность и остаточная нефтенасыщенность, доли единицы.

При выводе формулы (4.4) принято, что теплоемкости нагнетаемой воды и жидкостей, первоначально насыщающих пласт, одинаковы (т. е. положено  $cp_{\text{ж}} = cp_{\text{н}} = cp_{\text{в}}$ ).

При радиальном (осесимметричном) движении нагнетаемой горячей воды для расчета температурного поля пласта также можно пользоваться формулой (4.5), только в этом случае надо положить:

$$\zeta = \frac{4\pi\lambda r^2}{hqcp_{\text{ж}}}, \quad (4.7)$$

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

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:

$$T_B = T_{\Pi}; \quad \zeta| = \frac{4\lambda x(T_{\Pi} - T_0)}{hq_{\Pi}(c_r x_r + t_{\text{ж}} - c_{\text{ж}}T_0)}, \quad (4.8)$$

а для радиального (осесимметричного) течения нагнетаемого агента:

$$T_B = T_{\Pi}; \quad \zeta = \frac{4\lambda x(T_{\Pi} - T_0)r^2}{hq_{\Pi}(c_r x_r + t_{\text{ж}} - c_{\text{ж}}T_0)}, \quad (4.9)$$

где  $T_{\Pi}$  – температура нагнетаемого пара на входе в пласт (т. е. в случае линейного течения – на линии нагнетания, а в случае радиального тече-



ния – на забое нагнетательной скважины), °С;  $q_{\text{п}}$  – расход пара на один метр нагнетательной галереи (в случае линейного течения), кг/(ч · м),  $q_{\text{п}}$  – расход пара (в случае радиального течения), кг/ч;  $c_r$  – удельная теплота парообразования воды, ккал/кг;  $x_r$  – степень сухости нагнетаемого пара, доли единицы;  $t_{\text{ж}}$  – удельная энтальпия воды, ккал/кг;  $c_{\text{ж}}$  – удельная теплоемкость воды, ккал/(кг · °С);

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  $\Delta T'_{\text{в}} = T'_{\text{в}} - T_0$  (или  $\Delta T'_{\text{в}} = T'_{\text{п}} - T_0$ ), а затем переходят на закачку рабочего агента с температурой  $\Delta T'_{\text{в}} = T'_{\text{в}} - T_0$  (например, ненагретой воды  $T'_{\text{в}} = T_0$ ), то для расчета распределения температуры в пласте, при условии  $\tau > \tau' + \zeta$ , можно пользоваться следующей формулой Х. А. Ловерье:

$$T - T_0 = \Delta T'_{\text{в}} \operatorname{erfc} \left[ \frac{\zeta}{2 \sqrt{\frac{c_{\text{п}} \rho_{\text{п}}}{c_{\text{р}}}} (\tau - \zeta)} \right] + (\Delta T'_{\text{в}} - \Delta T') \operatorname{erfc} \left[ \frac{\zeta}{2 \sqrt{\frac{c_{\text{п}} \rho_{\text{п}}}{c_{\text{р}}}} (\tau - \tau' - \zeta)} \right]. \quad (4.10)$$

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 следующей формуле:

– для линейного течения:

$$q'_{\text{в}} = \frac{q'_{\text{п}} (c_r x_r + t_{\text{ж}} - c_{\text{ж}} T_0)}{t_{\text{ж}} - c_{\text{ж}} T_0}, \quad (4.11)$$

– для радиального течения:

$$q_{\text{в}} = \frac{q_{\text{п}} (c_r x_r + t_{\text{ж}} - c_{\text{ж}} T_0)}{t_{\text{ж}} - c_{\text{ж}} T_0}, \quad (4.12)$$

где  $q'_{\text{в}}$  и  $q_{\text{в}}$  – соответственно, эквивалентный расход воды, кг/(ч · м) (в случае линейного течения) и кг/ч (в случае радиального течения).

Расчет нефтеотдачи при линейном вытеснении нефти горячей водой можно выполнить, пользуясь следующей 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  $f(\sigma) = k_{\text{н}}(\sigma) / k_{\text{в}}(\sigma)$  – отношение фазовых проницаемостей нефти и воды;  $\sigma$  – водонасыщенность, доли 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 распределение водонасыщенности, определяют количество вытесненной из пласта нефти и нефтеотдачу:

$$\eta_{\text{г}} = \frac{A_{\text{г}}(\bar{\sigma} - \sigma_0)}{1 - \sigma_0} + \frac{\sigma_{\text{н}}(\bar{T} - T_0)(1 - \sigma_0)}{1 - \sigma_0} + \frac{\alpha_{\text{ск}}(1 - m)(\bar{T} - T_0)}{m(1 - \sigma_0)}, \quad (4.14)$$

где  $A_{\text{г}}$  – коэффициент охвата пласта по объему, доли единицы;  $\bar{\sigma}$  – средняя по объему пласта водонасыщенность, доли единицы;  $\bar{T}$  – средняя по объему пласта температура, °С;  $\sigma_{\text{н}}$ ,  $\alpha_{\text{ск}}$  – температурные коэффициенты объемного расширения нефти и материала скелета пласта, 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 следующей 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  $\mu_0 = \mu_{\text{в}} / \mu_{\text{н}}$  – отношение вязкостей воды и нефти при пластовой температуре.

Коэффициент нефтеотдачи в этом случае определяют по следующей формуле:

$$\eta = \frac{A(\bar{\sigma} - \sigma_0)}{1 - \sigma_0}, \quad (4.16)$$

где  $A$  – коэффициент охвата пласта по объему, доли единицы. Прирост нефтеотдачи за счет подогрева закачиваемой воды определяется как разность:

$$\Delta\eta = \eta_r - \eta. \quad (4.17)$$

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 (плоскопараллельным).

Скорость фильтрации нагнетаемой воды в пласте 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 дана 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	T, °C						
	20	30	40	50	60	70	75
$\mu_B$ , мПа · с	1,0019	0,7982	0,6540	0,5477	0,4674	0,4048	0,390
$\mu_H$ , мПа · с	303,8	122,1	77,80	44,01	30,05	20,50	14,05
$10^{-3} \mu_H / \mu_B$	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	Водонасыщенность					
	0,30	0,40	0,50	0,60	0,70	0,80
$k_H(\sigma)$	0,700	0,460	0,270	0,130	0,056	0,019
$k_B(\sigma)$	0,008	0,021	0,046	0,090	0,160	0,290
$f(\sigma) = k_H(\sigma) / k_B(\sigma)$	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	$T_y$	°C	180
Начальная температура пласта	$T_0$	°C	20
Приведенная к устью скважины температура нейтрального слоя земли	$\theta_0$	°C	10
Геотермический градиент	$\Gamma$	°C/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 · °C	2,0

Наименование параметров	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Температуропроводность горных пород	$a$	$\text{м}^2/\text{ч}$	$3,077 \cdot 10^{-3}$
Объемная теплоемкость горных пород	$ср$	$\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$	650
Объемная теплоемкость пласта, насыщенного водой и нефтью	$ср_{\text{п}}$	$\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$	650
Средняя объемная теплоемкость горячей воды	$ср_{\text{ж}}$	$\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$	1000
Средняя скорость фильтрации	$v$	$\text{м}/\text{ч}$	0,006
Средний коэффициент термического расширения нефти	$\alpha_{\text{н}}$	$1/^\circ\text{C}$	$7,0 \cdot 10^{-4}$
Средний коэффициент термического расширения материала скелета пласта (кварц в интервале 0–100 °C)	$\alpha_{\text{ск}}$	$1/^\circ\text{C}$	$0,37 \cdot 10^{-4}$
Начальная водонасыщенность	$\sigma_0$		0,28
Средняя эффективная пористость	$m$		0,25
Объемный коэффициент охвата пласта горячей водой	$A_{\text{г}}$		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 500 м принимаем  $T_{\text{в}} = 170$  °C. Задаваясь значениями расстояния  $x$  и времени  $t$ , вычисляем безразмерные величины  $\zeta$ ,  $\tau$  и по формуле (4.4) определяем безразмерную температуру нагрева  $T^* = (T - T_0)/(T_{\text{в}} - T_0)$  и далее температуру  $T = T^*(T_{\text{в}} - T_0) + T_0$  в °C. 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.

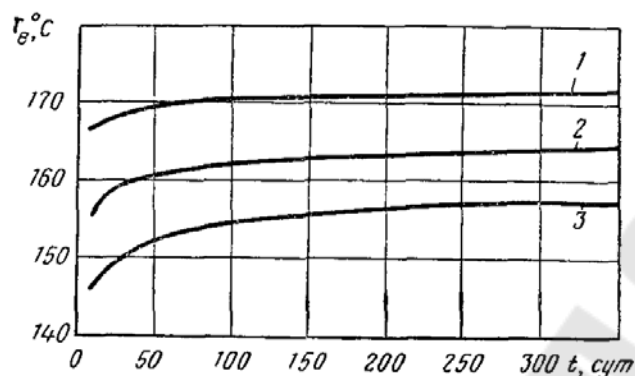


Рис. 4.1. Изменение во времени температуры нагнетаемой горячей воды на забое при ее температуре на устье  $180\text{ }^{\circ}\text{C}$  и глубине скважины:  
1 – 500 м; 2 – 1000 м; 3 – 1500 м

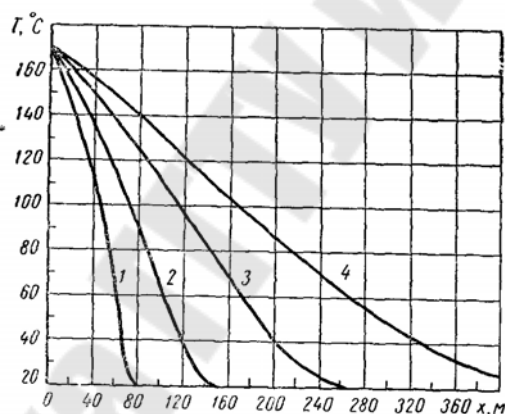


Рис. 4.2. Распределение температуры в пласте при нагнетании в него горячей воды в продолжение:  
1 – 1 года; 2 – 2; 3 – 4; 4 – 8 лет

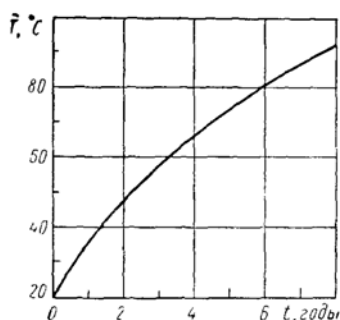


Рис. 4.3. Изменение во времени средней по объему температуры пласта

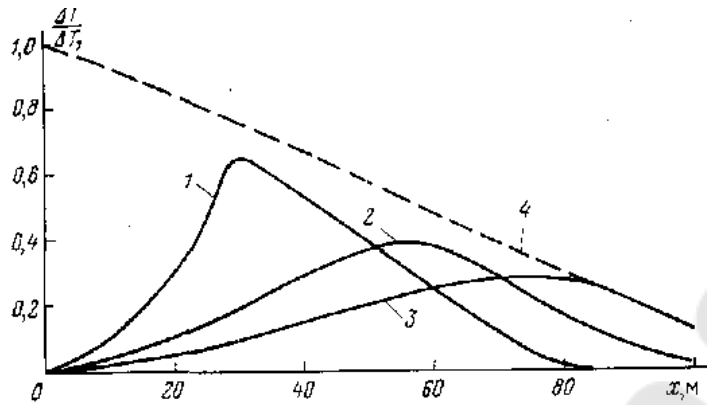


Рис 4.4. Распределение температуры в прямолинейном пласте при вытеснении из него нефти горячей водой методом тепловой оторочки:  
 1 – через 300; 2 – через 400; 3 – через 500 сут после начала процесса; 4 – при непрерывной закачке горячей воды в пласт в течение 500 сут

**Задача 4.2.** Имеем: прямолинейный пласт длиной  $l = 500$  м и шириной  $b = 200$  м. Закачка горячей воды в пласт при  $\Delta T_1 = 200$  К ведется с расходом  $q = 150$  м<sup>3</sup>/сут. Через  $t^* = 200$  сут после начала процесса вытеснения нефти переходят на закачку холодной воды с  $\Delta T = 0$ . Процесс разработки рассматриваемого пласта ведется в течение  $t = 500$  сут. КПД системы «водогрейная система – водопровод – скважина» составляет 0,6. Теплота сгорания условно сжигаемой в котлах нефти для производства горячей воды –  $3,8 \cdot 10^7$  кДж/т.

Определить распределение температуры в пласте в различные моменты времени, а также остаточную нефтенасыщенность  $S_{н.ост}$ , нефтеотдачу и «чистую» дополнительно полученную нефть, как в случае использования тепловой оторочки, так и во время непрерывной закачки в пласт горячей воды.

*Решение*

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

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

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.

В соответствии с тем же предположением о поршневом характере вытеснения нефти из пласта при закачке в него горячей воды, но с учетом зависимости остаточной нефтенасыщенности  $s_{н.ост}$  от температуры, определяемой по формуле  $s_{н.ост} = 0,75e^{-2,55410^{-3}\Delta T}$ , будем считать, что из охлаждаемой области тепловой оторочки, т. е. из области  $x < x_{max}$  ( $x_{max}$  приблизительно вычисляют по формуле  $x_{max} \approx a(t - t_*)/b$ ), нефть уже не вытесняется. Вычисленное по формуле, с учетом указанного положения, распределение насыщенности в случае применения тепловой оторочки соответствует кривой 2, а в случае непрерывной закачки горячей воды при  $t = 500$  сут – кривой 3. При графическом вычислении остаточной нефтенасыщенности с помощью рис. 4.5 в случае тепловой оторочки получим:

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

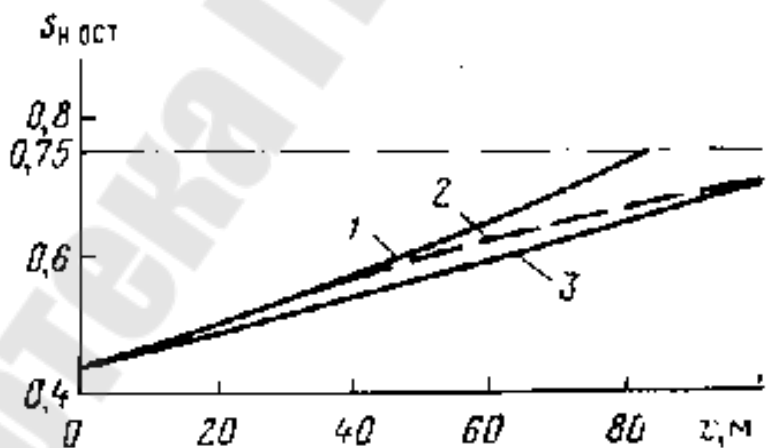


Рис. 4.5. Зависимость  $s_{н.ост}$  от  $x$ :

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



Количество нефти, извлеченной из пласта по методу тепловой оторочки:

$$Q_{н1} = 28,5 \cdot 10^3 - 17,6 \cdot 10^3 = 10,9 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

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

$$Q_{н0} = 28,5 \cdot 10^3 \cdot 0,21 = 6 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Дополнительно извлеченная нефть при горячем заводнении с использованием тепловой оторочки составляет:

$$\Delta Q_{н1} = Q_{н1} - Q_{н0} = 10,9 \cdot 10^3 - 6 \cdot 10^3 = 4,9 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

На подогрев горячей воды с учетом КПД, равного 0,6, и указанной выше теплоты сгорания условно затрачено нефти:

$$Q_{нэ1} = \frac{4,9 \cdot 10^3 \cdot 200 \cdot 150 \cdot 200}{3,8 \cdot 10^7 \cdot 0,6} = 1103 \text{ м}^3.$$

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

$$\Delta \bar{Q}_{н1} = 4,9 \cdot 10^3 - 1,103 \cdot 10^3 \approx 3,8 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Коэффициент вытеснения при использовании тепловой оторочки:

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

Коэффициент нефтеотдачи при  $t = 500$  сут:

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

Определим показатели вытеснения нефти горячей водой при непрерывной ее закачке в пласт в течение  $t = 500$  сут.

Аналогично определим остаточные запасы нефти. Имеем:

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

Общее количество извлеченной нефти:

$$Q_{н2} = (28,5 - 17,3) \cdot 10^3 = 11,2 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Количество дополнительно извлеченной нефти по сравнению с заводнением холодной водой:

$$\Delta Q_{H_2} = (11,2 - 6,0) \cdot 10^3 = 5,2 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Количество условной нефти на подогрев воды:

$$Q_{H_2} = \frac{4,19 \cdot 10^3 \cdot 200 \cdot 150 \cdot 500}{3,8 \cdot 10^7 \cdot 0,6} = 2760 \text{ м}^3.$$

Количество чистой дополнительно полученной нефти:

$$\Delta \bar{Q}_{H_2} = 5,2 \cdot 10^3 - 2,76 \cdot 10^3 = 2,44 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Таким образом, по методу тепловой оторочки получают прирост чистой дополнительно извлеченной нефти:

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

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:

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

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.

Исходные данные для самостоятельного решения задач даны в табл. 4.4.

Таблица 4.4

## Исходные данные для самостоятельного решения задач

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	$\Gamma$	°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> /сут	600	400	500	450	550	480	580	590	600	490	500	400	430

Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Средний коэффициент теплопроводности окружающих скважину горных пород	$\lambda$	ккал/ (м <sup>3</sup> · °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	$c_p$	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	$c_{pп}$	ккал/ (м <sup>3</sup> · °С)	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
Средняя объемная теплоемкость горячей воды	$c_{pж}$	ккал/ (м <sup>3</sup> · °С)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Средняя скорость фильтрации	$\nu$	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

Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Начальная водонасыщенность	$\sigma_0$	доли единицы	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	$m$	доли единицы	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
Объемный коэффициент охвата пласта горячей водой	$A_T$		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 (не нагретой) 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

## 5. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ

### 5.1. Внутрипластовое горение

Различают две модификации процесса внутрипластового горения: сухое и влажное.

При сухом ВГ в пласт подается только воздух. В пласте образуется фронт горения, позади которого остается сухая, сожженная порода. Температура на фронте горения достигает 600–800 °С. В пласте можно выделить несколько температурных зон: выжженная, горения остаточного топлива, термической реакции, пароводяная, горячей воды и конденсата, начальной пластовой температуры.

Коэффициент вытеснения при сухом ВГ может достичь 90 %. Его величина зависит от пористости, нефтенасыщенности и количества сгорающего топлива. Практически из пласта вытесняется вся нефть, за исключением того, что сгорает на фронте.

Теплоемкость закачиваемого агента можно повысить, нагнетая в пласт воду совместно с воздухом. Если количество нагнетаемой воды таково, что впереди фронта горения образуется большое паровое пласто, то процесс называется влажным внутрипластовым горением.

Вода и воздух должны закачиваться попеременно, такое нагнетание агентов способствует увеличению охвата пласта. Благодаря снижению фазовой проницаемости и соответствующему повышению давления нагнетания, закачиваемые агенты поступают в большее число пропластков. Рост градиентов давления способствует вытеснению высоковязких нефтей и природных битумов из малопроницаемых пропластков.

Выбор системы воздействия на природные битумы и тяжелую нефть рекомендуется делать на основании критериев применимости методов повышения нефтеотдачи (табл. 5.1).

Таблица 5.1

**Критерии выбора объектов для разработки методом  
внутрипластового горения**

Параметры	Рекомендуемые значения
Глубина залегания, м	не более 2100
Мощность пласта, м	более 3

Параметры	Рекомендуемые значения
Пористость, %: для терригенных пород	более 18
для карбонатных пород	более 12
Нефтенасыщенность к началу процесса, %	не менее 40
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	более 0,1
Вязкость пластовой нефти, мПа · с	10 и более
Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup>	870 и более

## 5.2. Расчет технологических показателей разработки при внутрипластовом горении

**Задача 5.1.** В процессе разработки вновь вводимого в эксплуатацию после разведки нефтяного месторождения было решено применить технологию влажного горения при однорядной схеме расположения скважин. Элемент этой схемы можно представить как прямолинейный пласт длиной  $l = 500$  м и шириной  $b = 200$  м. В каждом из таких элементов предполагается создать установившийся процесс влажного горения с постоянной во времени длиной высокотемпературной зоны (2–3 зоны парового плато, как изображено на рис. 5.1).

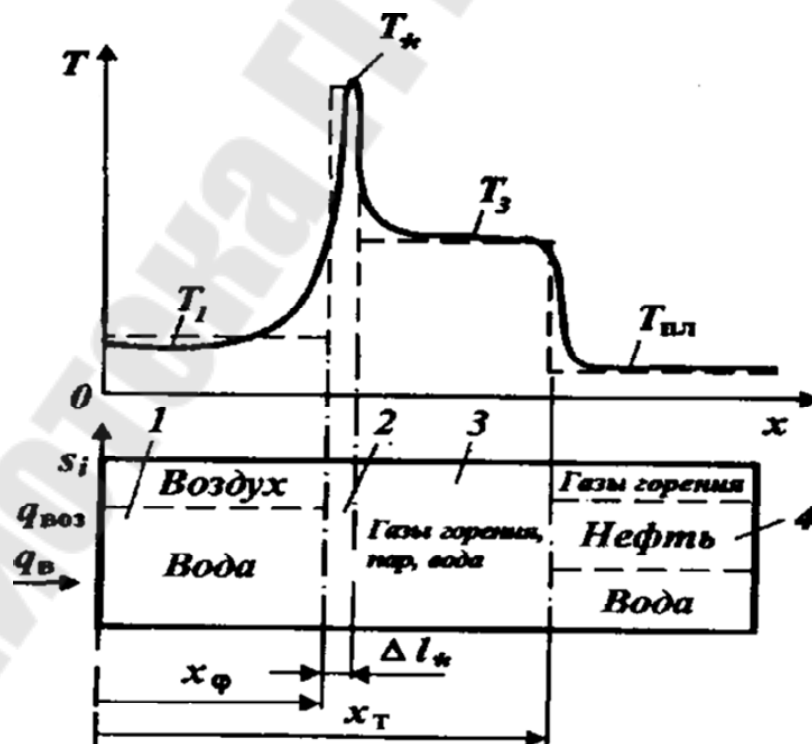


Рис. 5.1. Схема распределения температуры и насыщенности  $s_i$  пористой среды при влажном горении: 1–4 – зоны

Фактическое распределение температуры в этой зоне показано сплошной линией в верхней части рисунка. По приближенной методике расчета установившегося влажного горения распределение температуры представляется в виде прямоугольника, показанного на рис. 5.1 пунктирной линией. В нижней части рисунка дана схема распределения насыщенностей пористой среды воздухом, газами горения, нефтью и водой в различных зонах. Пласт имеет следующие свойства: вязкость нефти  $\mu = 30 \cdot 10^{-3}$  Па · с; толщина пласта, охваченная процессом,  $h = 15$  м; пористость  $m = 0,24$ ; плотность нефти  $\rho_n = 0,85 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>; теплоемкость горных пород  $c_r = 1,3$  кДж/(кг · К); плотность горных пород  $\rho_r = 2,5 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>; коэффициент теплопроводности пород кровли – подошвы пласта  $\lambda_{т.к} = 2,6 \cdot 10^2$  кДж/(м сут · К), их температуропроводность  $u_{т.к} = 0,08$  м<sup>2</sup>/сут; среднее пластовое давление  $\bar{P}_r = 10^7$  Па; пластовая температура  $T = 303,2$  К; содержание кокса  $z_k = 25$  кг/м<sup>3</sup>, его плотность  $\rho_k = 0,95 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup>; удельный расход воздуха  $R_{воз} = 308$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; теплота сгорания кокса  $A = 25,14 \cdot 10^3$  кДж/кг. В одну воздуховодонагревательную скважину нагнетают  $q_{воз} = 8 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/сут воздуха. Следовательно, в элементе пласта слева направо движется  $q_{воз} = 40 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/сут. Начальная нефтенасыщенность  $s_{н0} = 0,95$ ; насыщенность связанной водой  $s_{св} = 0,05$ .

В процессе установившегося влажного горения решено создать зону парового плато, которую будем называть зоной 2–3, так как приближенно считаем, что пик температуры отсутствует: при высоких водовоздушных отношениях пик «размывается» по зоне 2–3.

Рассчитаем, пользуясь основными положениями приведенной методики, температуру в зоне 2–3, а также газонефтенасыщенность и водонасыщенность в зонах 1, 2–3, 4, а также нефтенасыщенность в зоне 4, водовоздушные отношения в зонах, входное водовоздушное отношение  $\lambda_{вв}$ , дебит нефти и воды и другие показатели процесса влажного горения.

#### *Решение*

Определим, прежде всего, условную скорость фронта горения  $\omega_{\phi^*} = dx_{\phi} / dt$ . Условную – по той причине, что трудно установить, существует ли в данном конкретном случае узкая зона окислительной реакции



(фронт горения), или эта зона занимает довольно большую длину, сравнимую с длиной зоны 3. Имеем в соответствии со следующей формулой:

$$\omega_{\phi^*} = \frac{40 \cdot 10^3}{200 \cdot 15 \cdot 308} = 0,0433 \text{ м/сут.}$$

Определим время  $t^{**}$  создания парового плато, считая, что длина зоны парового плато составляет  $\Delta l^{**} = 25$  м:

$$t^{**} = \frac{\Delta l^{**}}{\omega_{\phi}} = \frac{25}{0,0433} = 577,4 \text{ сут.}$$

Приращение температуры в зоне 2–3  $\Delta T_{2-3}$  вычисляется по следующей формуле:

$$\begin{aligned} \Delta T_{2-3} &= \frac{Az_K h}{4\lambda_{г.к}} \left( \frac{\pi u_{гк} \omega_{\phi^*}}{\Delta l^{**}} \right)^{1/2} = \\ &= \frac{25,14 \cdot 10^3 \cdot 25 \cdot 15}{4 \cdot 2,6 \cdot 10^2} \cdot \left( \frac{3,14 \cdot 0,08 \cdot 0,0433}{25} \right)^{1/2} = 189,1 \text{ К.} \end{aligned}$$

При пластовой температуре 303,2 К значение  $T_{2-3} = 492,3$  К.

Рассчитаем скорость фильтрации нефти в зоне 4:

$$v_{н4} = \left( ms_{н0} - \frac{z_K}{\rho_K} \right) \omega_{\phi^*} = \left( 0,24 \cdot 0,95 - \frac{25}{0,95 \cdot 10^3} \right) 0,0433 = 8,733 \cdot 10^{-3} \text{ м/сут.}$$

Отсюда дебит нефти  $q_n$ , притекающей к добывающей скважине с двух сторон, будет:

$$q_n = 2v_{н4} bh = 2 \cdot 8,733 \cdot 10^{-3} \cdot 200 \cdot 15 = 52,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

При расчете насыщенностей в зоне 4 считаем, что относительные проницаемости для газов горения нефти и воды при их совместной фильтрации в этой зоне линейно зависят от соответствующих насыщенностей, а именно:

$$k_{г} = \frac{s_{г} - s_{г0}}{1 - s_{св}}; \quad k_{в} = \frac{s - s_{св}}{1 - s_{св}}; \quad k_{в}^* = \frac{s^* - s - s_{св}}{1 - s_{св}},$$

где  $s_{г0}$  – насыщенность пористой среды газом, при которой проницаемость для газа равна нулю;  $s^*$  – водогазонасыщенность, при которой проницаемость для нефти равна нулю.

Из приведенных формул получим следующие выражения для отношения скоростей фильтрации газа и нефти в зоне 4:

$$\frac{v_{\Gamma_4}}{v_{H_4}} = \frac{(s_{\Gamma_4} - s_{\Gamma_0})\mu_M}{\mu_{\Gamma}(s^* - s_4 - s_{\Gamma_4})}$$

При том, что  $s_{\Gamma_0} = 0,05$ ;  $s^* = 0,95$ ;  $\mu_{\Gamma} = 0,02 \cdot 10^{-3}$  Па · с, стандартное давление  $P_0 = 10^5$  Па, скорость фильтрации газа в зоне 4 можно оценить по закону идеальных газов, т. е.:

$$v_{\Gamma_4} = v_{\Gamma_0} \frac{P_0}{P} = \frac{q_{\text{ВОЗ}} P_0}{bhP} = \frac{40 \cdot 10^3 \cdot 10^5}{200 \cdot 15 \cdot 10^7} = 0,1333 \text{ м/сут.}$$

Имеем:

$$\frac{v_{\Gamma_4}}{v_{H_4}} = \frac{0,1333}{0,8733 \cdot 10^{-3}} = \frac{30 \cdot 10^{-3}(s_{\Gamma_4} - 0,05)}{0,02 \cdot 10^{-3}(0,95 - s_4 - s_{\Gamma_4})}$$

или

$$1,0176 \cdot 10^{-2} = \frac{s_{\Gamma_4} - 0,05}{0,95 - s_4 - s_{\Gamma_4}}$$

Это – первое соотношение для определения насыщенностей в зоне 4. Второе соотношение получим из отношения скорости фильтрации воды к скорости фильтрации нефти в зоне 4. Имеем:

$$\frac{v_{B_4}}{v_{H_4}} = \frac{(s_4 - s_{CB})\mu_H}{\mu_B(s^* - s_4 - s_{\Gamma_4})}$$

или после подстановки цифровых значений получим:

$$v_{B_4} = 0,8733 \cdot 10^{-3} \cdot 30 \cdot \frac{s_4 - 0,05}{0,95 - s_4 - s_{\Gamma_4}}$$

Третьим соотношением для определения насыщенностей в зоне 4 является выражение для скорости фронта конвекции  $\omega_{\Gamma}$  :

$$\omega_{\Gamma} = \omega_{\Phi^*} = \frac{c_{\Gamma} \rho_{\Gamma} v_{\Gamma_4} + c_H \rho_H v_{H_4} + c_B \rho_B v_{B_4}}{c_I \rho_{\Gamma} (1 - m) + m [c_H \rho_H (1 - s_4 - s_{\Gamma_4}) + c_B \rho_B s_4 + c_{\Gamma} \rho_{\Gamma} s_{\Gamma_4}]}$$

Соотношения служат уравнениями для определения неизвестных  $s_{г4}$ ,  $s_4$  и  $v_{в4}$ . Решать эту систему уравнений будем методом последовательных приближений.

В качестве первого приближения положим в уравнении  $s = 0$ , тогда  $s_{г4} = 0,059$ . Подставим это значение в  $s_{г4}$ , в котором пренебрегаем членом  $c_{г\rho_{г}}s_{г4}$  вследствие его малости. После подстановки цифровых значений входящих в него величин и выражения для  $v_{в4}$  получим квадратное уравнение:

$$s_4^2 + 46,58s_4 - 5,444 = 0.$$

Решая это уравнение, имеем  $s_4 = 0,1165$ .

Второе приближение для  $s_{г4}$  найдем с учетом того, что  $s_4 = 0,116$ . Подставляя это значение, находим, что  $s_{г4} = 0,0596$ . Таким образом, значения  $s_{г4}$  различаются четвертым знаком дроби.

Итак, для зоны 4  $s_{г4} = 0,06$ , т. е. эта зона в основном насыщена нефтью и тонкими струями через нее фильтруются газ и вода.

Скорость фильтрации воды в зоне 4:

$$v_{в4} = 0,0233 \text{ м/сут.}$$

Дебит воды:

$$q_{в} = 2v_{в4}bh = 2 \cdot 0,0223 \cdot 200 \cdot 15 = 133,8 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Обводненность продукции:

$$v = \frac{q_{в}}{q_{в} + q_{н}} = \frac{133,8}{133,8 + 52,4} = 0,719.$$

При расчете насыщенностей в зоне 2–3 заранее неизвестно, содержится ли вода в жидкой фазе или она отсутствует. Будем решать задачу определения насыщенностей в зоне 2–3 также путем последовательных приближений.

Положим в качестве первого приближения  $s_{в} = 0$  и вычислим содержание паров воды в газовой фазе зоны 2–3. Имеем:

$$g_{п} = \frac{10^{-3}(T - 273,2)^4 M_{в}}{RT} = \frac{10^{-3}(462,3 - 273,2)^4 \cdot 18}{8,31 \cdot 10^3 \cdot 462,3} \approx 6 \text{ кг};$$

$$g_{\Gamma} = \frac{[\bar{P} - 10^{-3}(T - 273,2)^4]M_{\Gamma}}{RT} =$$

$$= \frac{[10^7 - 10^{-3}(462,3 - 273,2)^4]30}{8,31 \cdot 10^3 \cdot 462,3} \approx 68,1 \text{ кг} = 52,4 \text{ м}^3.$$

Если на  $52,4 \text{ м}^3$  газов приходится  $6 \text{ кг}$  водяного пара, то в  $40 \cdot 10^3 \text{ м}^3$  газов будет находиться  $4,58 \text{ м}^3$  воды. Отсюда заключаем, считая суточный расход газов примерно равным суточному расходу воздуха, что за сутки в виде пара через зону 2–3 будет переноситься  $4,58 \text{ м}^3$  воды. Однако в зону 4 должно поступать, согласно расчету,  $66,9 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Следовательно, оставшаяся и главная часть воды должна переноситься через зону 2–3 в виде жидкой фазы и предположение о равенстве нулю водонасыщенности  $s_{2-3}$  неверное.

Определим водонасыщенность  $s_{2-3}$ , зная, что она существует. Имеем:

$$\frac{v_{\Gamma_3}}{v_{B_3}} = \frac{k_{\Gamma}\mu_B}{\mu_{\Gamma}k_B} = \frac{(s^* - s_3)\mu_B}{\mu_{\Gamma}(s^* - s_4 - s_k)},$$

где  $s_k$  – насыщенность пористой среды коксом ( $s_k = 0,11$ );

$$v_{\Gamma_3} = \frac{v_{\Gamma_0}\rho_0T_3}{\rho T_{пл}}.$$

С учетом паров воды расход газов в зоне 2–3:

$$q_{\Gamma_3} = 40 \cdot 10^3 \frac{61,8 + 6}{61,8} = 43,52 \cdot 10^3 \text{ м/сут};$$

$$v_{\Gamma_3} = \frac{43,52 \cdot 10^3 \cdot 10^5 \cdot 462,3}{200 \cdot 15 \cdot 10^7 \cdot 303,2} = 0,2212 \text{ м/сут};$$

$$v_{B_3} = \frac{q_{B_4} - 4,58}{bh} = \frac{0,0223 \cdot 3000 - 4,58}{200 \cdot 15} = 0,2077 \text{ м/сут}.$$

При расчете по формуле получим  $s_3 = 0,43$ . Поскольку  $s_k = 0,11$ , то  $s_3 = 0,46$ . Таким образом, зона 2–3 примерно наполовину заполнена газами горения и водяным паром, а 43 % ее порового объема занимает вода в жидкой фазе.

Рассчитываем газонасыщенность и водонасыщенность в зоне 1. Поскольку вода не накапливается в зоне 2–3, то  $v_{B1} = v_4 = 0,0223$  м/сут:

$$v_{Г1} = \frac{q_{\text{воз}} \rho_0}{bh\rho} = 0,1333 \text{ м/сут.}$$

Имеем:

$$\frac{v_{Г1}}{v_{B1}} = \frac{k_B \mu_B}{\mu_B k_G} = \frac{10^3 (s^* - s_1)}{0,2 \cdot 10^{-3} (s^* - s_4 - s_K)} = \frac{0,1333}{0,0223}.$$

Отсюда  $s_1 = 0,854$ . Соответственно, насыщенность пористой среды воздухом  $s_{Г1} = 0,146$ .

Рассчитаем количество воды  $\Delta q_{B1}$ , идущей на заполнение зоны 1 по мере продвижения зоны парового плато 2–3:

$$\Delta q_{B1} = bhs_1 \cdot \omega_{\phi^*} = 200 \cdot 15 \cdot 0,854 \cdot 0,0433 = 110,93 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Полный объем воды, фильтрующейся в рассматриваемом элементе слева направо:

$$\Delta q_{B1} = q_{B4} + \Delta q_{B1} = 66,9 + 110,93 = 177,83 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Расход воды, закачиваемой в нагнетательную скважину:

$$q_B = 177,83 \cdot 2 = 356 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Водовоздушное отношение на входе в пласт (в нагнетательной скважине):

$$\lambda_{\text{вв}} = \frac{356}{80 \cdot 10^3} \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Таким образом, в нагнетательную скважину вместе с воздухом придется закачивать значительное количество воды.

Наконец, определим, действительно ли существует фронт горения, т. е. идет ли обычный процесс влажного горения, или зона окислительной реакции распространяется на всю область парового плато 2–3 (рис. 5.1).

Будем считать, что длина зоны окислительной реакции равна  $\Delta l_{\text{ox}}$ . Тогда с учетом количества поглощаемого кислорода получаем:

$$\omega_{\text{ox}} z_K \Delta l_{\text{ox}} bh = 0,21 \rho_{\text{ox}} q_{\text{воз}},$$

где  $\rho_{\text{ox}}$  – плотность кислорода ( $\rho_{\text{ox}} = 1,3 \text{ кг/м}^3$ ).

Из приведенного соотношения с учетом формулы получим:

$$\Delta l_{ox} = \frac{0,21 \rho_{ox} q_{воз} e^{B/T}}{b h z_k a_0 \bar{p}_{ox}^n}.$$

Полагая для оценочного расчета в формуле  $n = 1$ ;  $B = 8,5 \cdot 10^3$  К;

$$a_0 = 3 \cdot 10^4 \frac{\text{кг O}_2}{\text{кг кокса} \cdot \text{МПа}};$$

$$\bar{p}_{ox} = \frac{p_0 x_0}{2} = \frac{0,21 \cdot 10}{2} \approx 1 \text{ МПа},$$

получим:

$$\Delta l_{ox} = \frac{0,21 \cdot 1,3 \cdot 40 \cdot 10^3 \cdot e^{\frac{8,5 \cdot 10^3}{462,3}}}{200 \cdot 15 \cdot 25 \cdot 3 \cdot 10^4 \cdot 1} = 0,00545 \text{ м} = 5,45 \text{ мм}.$$

Следовательно, в рассматриваемом случае влажного горения действительно существует фронт горения и, возможно, пиковая температура. Однако при приближенном расчете это обстоятельство не учитывалось. Важно то, что весь кислород поглощается в пределах зоны парового плато 2–3 и  $\Delta l_{ox} \ll \Delta l^{**}$ .

Таким образом, определены все показатели процесса установившегося влажного горения.

Необходимо отметить, что вследствие сложности механизма извлечения нефти из недр методами влажного горения расчеты разработки пластов с применением этих методов следует осуществлять с помощью мощных ЭВМ на основе теории неизотермической многофазной многокомпонентной фильтрации с учетом кинематики внутрипластовой окислительной реакции.

Однако расчет по приведенной приближенной методике обладает тем достоинством, что он нагляден и основан на использовании не дифференциальных уравнений, а просто формул.

Исходные данные для самостоятельного решения задач даны в табл. 5.2.

Таблица 5.2

## Исходные данные для самостоятельного решения задач

Но- мер зада- чи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
5.1	Ширина участка пласта	$b$	м	400	300	500	600	200	300	400	500	700	350	280	460	380
	Толщина пласта, охваченная процес-сом горения	$h$	м	15	10	8	12	14	16	11	12	10	7	8	11	10
	Длина участка пласта	$l$	м	500	400	600	800	400	500	500	600	800	400	320	540	480
	Темп закачки воздуха	$q_{\text{воз}}$	м <sup>3</sup> /сут	500	300	600	700	300	200	500	400	450	200	200	300	200
	Пористость пласта	$m$		0,24	0,30	0,28	0,20	0,18	0,15	0,22	0,16	0,33	0,24	0,17	0,16	0,15
	Вязкость нефти	$\mu_{\text{н}}$	10 <sup>-3</sup> Па · с	30	25	24	33	28	32	31	29	24	27	26	30	33
	Плотность нефти	$\rho_{\text{н}}$	10 <sup>3</sup> кг/м <sup>3</sup>	0,85	0,83	0,82	0,86	0,84	0,86	0,85	0,85	0,82	0,84	0,83	0,85	0,86
	Содержание кокса	$z_{\text{к}}$	кг/м <sup>3</sup>	25	20	20	27	24	26	26	25	20	22	21	25	27
	Плотность кокса	$\rho_{\text{к}}$	10 <sup>3</sup> кг/м <sup>3</sup>	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
	Плотность воды	$\rho_{\text{в}}$	10 <sup>3</sup> кг/м <sup>3</sup>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Вязкость воды	$\mu_{\text{н}}$	10 <sup>-3</sup> Па · с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Начальная нефтена-сыщенность	$s_{\text{н0}}$	доли единицы	0,95	0,90	0,92	0,93	0,94	0,89	0,96	0,88	0,85	0,87	0,86	0,91	0,95
	Насыщенность связанной водой	$s_{\text{св}}$	доли единицы	0,05	0,10	0,08	0,07	0,06	0,11	0,04	0,12	0,15	0,13	0,14	0,09	0,05
	Ширина участка пласта	$b$	м	300	250	320	380	300	297	200	220	340	280	290	310	300

Но- мер зада- чи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Плотность пород	$\rho_{п}$	кг/м <sup>3</sup>	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
	Коэффициент тепло- проводности пород	$\lambda$	10 <sup>2</sup> кДж/ м · сут · К	2,6	2,0	2,6	2,0	2,6	2,0	2,6	2,0	2,6	2,0	2,6	2,0	2,6
	Температуропровод- ность горных пород	$u_{г.п}$	м <sup>2</sup> /сут	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
	Теплота сгорания кокса	$A$	10 <sup>3</sup> кДж/кг	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1
	Среднее пластовое давление	$\bar{P}_r$	Па	10 <sup>7</sup>	10 <sup>7</sup>	10 <sup>7</sup>	10 <sup>7</sup>	10 <sup>7</sup>	10 <sup>7</sup>	10 <sup>7</sup>	10 <sup>7</sup>	10 <sup>7</sup>	10 <sup>7</sup>	10 <sup>7</sup>	10 <sup>7</sup>	10 <sup>7</sup>
	Средняя пластовая температура	$T$	К	303,2	303,2	303,2	303,2	303,2	303,2	303,2	303,2	303,2	303,2	303,2	303,2	303,2
	Удельный расход воздуха	$R_{воз}$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308



## **6. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЗАКАЧКИ РАСТВОРИТЕЛЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ**

### **6.1. Теоретические основы применения растворителей**

При фильтрации двух несмешивающихся жидкостей на границе раздела между ними возникают капиллярные силы. Эти силы препятствуют продвижению остаточной нефти вдоль пласта от нагнетательной к добывающим скважинам. Даже после многократной промывки пласта нагнетаемой водой в пористой среде остается значительное количество неизвлеченной нефти. Поэтому внимание отечественных и зарубежных исследователей привлекали различные методы увеличения нефтеотдачи. Большое внимание в СССР и, особенно в США, уделялось исследованию вытеснения нефти смешивающимися с ней жидкостями.

Лабораторные эксперименты по вытеснению взаиморастворимых жидкостей различной вязкости, проведенные П. И. Забродиным и Н. Л. Раковским, показали, что при этом может быть достигнуто практически полное замещение нефти, первоначально насыщавшей пористые образцы, вытесняющей жидкостью.

Таким образом, при вытеснении нефти из однородной пористой среды растворителем коэффициент вытеснения будет близок к единице.

Достигнуть столь высоких значений коэффициента вытеснения можно потому, что физическая сущность процессов вытеснения взаиморастворимых жидкостей и вытеснения нефти водой различна.

Важнейшие отличительные особенности процесса вытеснения взаиморастворимых жидкостей: изменение физических свойств жидкостей в зоне их контакта; перемешивание жидкостей в системе пор, возникновение эффекта массопереноса под действием молекулярной диффузии.

Фильтрационное движение изовязкозных жидкостей, смешивающихся между собой в любых отношениях, можно представить себе как движение в пористой среде однородной жидкости. Такое движение изучено довольно полно. Математическое описание этого процесса основано на осреднении параметров потока и не ставит целью изучить перемещение отдельных частиц жидкости.

При изучении механизма вытеснения любых жидкостей важно выяснить их распределение в поровом пространстве и границы раздела между ними в различные моменты времени.

В процессе взаимного вытеснения двух смешивающихся жидкостей первоначальная граница раздела между ними постепенно размывается и превращается в зону перемешивания, где концентрация жидкостей непрерывно меняется.

Динамика образования зоны перемешивания двух взаиморастворимых жидкостей и изменения их концентрации обуславливается двумя процессами, одновременно происходящими в пористой среде: молекулярной диффузией и механическим перемешиванием жидкостей в поровых каналах (так как длина и кривизна этих каналов различны, пути движения отдельных частиц жидкости в них будут также неодинаковы).

Наиболее подходящими растворителями, которые могут найти практическое применение для вытеснения нефти из пластов, являются углеводородные жидкости, вязкость которых меньше вязкости нефти. Это сжиженные углеводородные газы, нестабильный газовый бензин, конденсат, широкие фракции легких углеводородов, получаемые при стабилизации и переработке нефти. В связи с этим особый интерес для нефтепромысловой практики представляет изучение процессов вытеснения жидкости, первоначально насыщавшей пористую среду, другой жидкостью меньшей вязкости.

Рассеивание жидкостей в пористой среде в этом случае будет определяться разницей локальных скоростей отдельных частиц, которая обуславливается не только неоднородностью структуры поровых каналов, но и различием вязкости вытесняющей и вытесняемой жидкостей. Механическое рассеивание жидкости в каналах пористой среды способствует интенсивному образованию зоны перемешивания под действием молекулярной диффузии. В конечном счете в пористой среде образуется зона перемешивания, где концентрация жидкостей непрерывно меняется. Размер ее значительно превышает величину зоны перемешивания изовязких взаиморастворимых жидкостей.

Рациональность любого метода увеличения нефтеотдачи должна устанавливаться методами экономического анализа. Следовательно, и метод вытеснения нефти из пласта растворителями приемлем только при условии, что стоимость дополнительно добытой нефти превышает затраты на растворитель и все технологические операции, связанные с закачкой его в продуктивные горизонты. Расчетами установлена экономическая нецелесообразность применения многих растворителей в качестве агентов, вытесняющих нефть. Таким образом, целесообразность применения тех или иных растворителей для увеличения нефтеотдачи должна решаться в зависимости от реальных условий.

Результаты проведенных исследований по фильтрации взаиморастворимых жидкостей на слоисто-неоднородных моделях пласта дают основание считать, что этот метод может быть более эффективным, чем это считалось до сих пор.

Проявление сил гравитации может внести определенные коррективы в процесс. Их влияние следует исследовать и учитывать при оценке эффективности метода.

## 6.2. Расчет объема оторочки растворителя, размера зон смешения и времени добычи нефти вместе с растворителями

**Задача 6.1.** Прямолинейный пласт длиной  $l = 500$  м, шириной  $b = 250$  м, общей толщиной  $h_0 = 15$  м предполагается разрабатывать путем вытеснения нефти оторочкой двуокиси углерода, продвигаемой водой. Коэффициент охвата пласта процессом  $\eta_2 = 0,8$ . Пористость пласта  $m = 0,25$ , вязкость насыщающей пласт нефти  $\mu_n = 4 \cdot 10^{-3}$  Па · с, вязкость углекислого газа в пластовых условиях  $\mu_r = 0,05 \cdot 10^{-3}$  Па · с, насыщенность связанной водой  $s_{св} = 0,05$ . Нефть содержит 20 % объемных смол и асфальтенов. При вытеснении нефти оторочкой  $\text{CO}_2$  смолы и асфальтены примерно наполовину вытесняются из пласта, а остальная их часть осаждается в пористой среде и не движется. Поэтому следует принять, что в водонасыщенной части пласта остаточная нефтенасыщенность (насыщенность смолами и асфальтенами)  $s_n = 0,1$  и, следовательно, водонасыщенность  $s_b = 0,9$ .

Расход закачиваемой в пласт углекислоты и затем воды приведенной к пластовым условиям, составляет  $q = 400$  м<sup>3</sup>/сут.

Требуется определить объем оторочки углекислоты  $V_{от}$ , исходя из того условия, что к моменту подхода к концу пласта  $x = l$  середины области смешения  $\text{CO}_2$  и нефти в пласте не остается чистой двуокиси углерода;  $k_\omega = 0,1$  м;  $k_\mu = 2,45 \cdot 10^5$  м/(Па · с).

*Решение*

Определим, прежде всего, скорость фильтрации в пласте. Имеем:

$$v = \frac{q}{bh} = \frac{400}{250 \cdot 15 \cdot 0,8} = 0,1333 \text{ м/сут} = 1,543 \cdot 10^{-6} \text{ м/с.}$$

Истинную скорость в области смешивания нефти и  $\text{CO}_2$  определяем по следующей формуле:

$$\omega = \frac{v}{m(1 - s_{\text{H.ост}} - s_{\text{CB}})} = \frac{1,543 \cdot 10^{-6}}{0,25(1 - 0,1 - 0,05)} = 7,261 \cdot 10^{-6} \text{ м/с.}$$

Отсюда время  $t^*$  подхода сечения с концентрацией  $c = 0,5$  к концу пласта определяется следующим образом:

$$t^* = \frac{l}{\omega} = \frac{500}{7,261 \cdot 10^{-6}} = 6,886 \cdot 10^7 \text{ с} = 797 \text{ сут.}$$

Параметр:

$$\beta = \frac{k_{\mu} \Delta \mu}{2} = \frac{2,45 \cdot 10^5 \cdot 3,95 \cdot 10^{-3}}{2} = 484 \text{ м.}$$

Коэффициент конвективной диффузии:

$$D_E = 10^{-9} + 0,1 \cdot 7,26 \cdot 10^{-6} = 7,271 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с.}$$

Полная длина зоны смешения  $\Lambda$  определяется по следующей формуле:

$$\Lambda = (96\beta D_E t^*)^{1/3} = (96 \cdot 484 \cdot 7,271 \cdot 10^{-7} \cdot 6,886 \cdot 10^7)^{1/3} = 133 \text{ м.}$$

Средний объем  $\text{CO}_2$ , растворенной в нефти в зоне смешения, определяем по следующей формуле:

$$V_{\text{cp}} = \frac{bmh(1 - s_{\text{H.ост}} - s_{\text{CB}}) \Lambda}{2} = \frac{0,25 \cdot 250 \cdot 12 \cdot 0,85 \cdot 133}{2} = 42,39 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Поровый объем пласта, охваченный процессом воздействия двуокисью углерода:

$$V_{\text{оп}} = bmhl = 0,25 \cdot 250 \cdot 12 \cdot 500 = 375 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Учитывая незначительную растворимость  $\text{CO}_2$  в воде по сравнению с ее растворимостью в нефти, полагаем, что в сечении  $\zeta = 0$  в воде будет растворяться 5 %  $\text{CO}_2$ . Следовательно,  $\alpha_2 = 0,05$ . Объем углекислоты, растворенной в воде к моменту времени  $t = t^*$ , определим по следующей формуле:

$$V_{\text{ув}} = 1,0607bmhs\alpha_2(D_E t^*)^{1/2} = 253,3 \text{ м}^3.$$

Тогда суммарный объем  $\text{CO}_2$  в зоне смешения:

$$V_y = V_{\text{cp}} + V_{\text{yb}} = 42390 + 253,3 = 42,62 \cdot 10^3 \text{ м}^3,$$

что по отношению к поровому объему пласта составляет 11,4 %.

**Задача 6.2.** В прямолинейный пласт – элемент однорядной схемы расположения скважин длиной  $l = 400$  м, шириной  $b = 200$  м закачивают с целью вытеснения из него нефти сначала растворитель нефти (в основном сжиженный пропан), затем после создания его оторочки – воду, вытесняющую растворитель и проталкивающую оторочку. Расход жидкого растворителя и расход воды  $q = 300$  м<sup>3</sup>/сут. Толщина пласта, охваченного процессом вытеснения нефти оторочкой растворителя,  $h = 10$  м, пористость пласта  $m = 0,25$ . Полная толщина пласта  $h_0 = 15,4$  м, так что коэффициент охвата пласта процессом  $\eta_2 = 0,65$ . Вязкость нефти в пластовых условиях  $\mu_2 = 5 \cdot 10^{-3}$  Па · с, вязкость жидкости растворителя  $\mu_1 = 0,53 \cdot 10^{-3}$  Па · с. Вязкость воды  $\mu_{\text{в}} = 10^{-3}$  Па · с.

Вытеснение растворителя из пласта водой – непоршневое. При этом формулы относительных проницаемостей имеют следующий вид:

$$k_1 = \left( \frac{s^* - s}{s^* - s_{\text{св}}} \right)^2 \quad \text{— при } s_{\text{св}} \leq s \leq s^* ;$$

$$k_{\text{в}} = \left( \frac{s - s_{\text{св}}}{s^* - s_{\text{св}}} \right)^2 \quad \text{— при } s_{\text{св}} \leq s \leq s_1 ;$$

$$k_{\text{в}} = 0,8 \left( \frac{s - s_{\text{св}}}{s^* - s_{\text{св}}} \right)^{1/2} \quad \text{— при } s_1 \leq s \leq s^* .$$

В рассматриваемом случае  $s_{\text{св}} = 0,05$ ;  $s^* = 0,85$ ;  $s_1 = 0,740$ .

Коэффициент конвективной диффузии:

$$D_E = D_0 + k_{\omega} \omega; \quad \omega = v / m.$$

При этом  $D_0 = 10^{-9}$  м<sup>2</sup>/с;  $k_{\mu} = 2,45 \cdot 10^5$  м/Па · с;  $k_{\omega} = 0,1$  м.

Требуется определить объем оторочки растворителя, размер зоны смешения, время добычи нефти вместе с растворителем и объем извлекаемого растворителя из пласта в безводный период.

*Решение*

Вычисляем вначале скорость фильтрации. Имеем:

$$v = \frac{q}{bh} = \frac{300}{250 \cdot 10 \cdot 0,864 \cdot 10^5} = 0,1736 \cdot 10^{-6} \text{ м/с.}$$

Скорость движения области смешения:

$$\omega = \frac{v}{m} = \frac{1,736 \cdot 10^{-6}}{0,25} = 6,944 \cdot 10^{-6} \text{ м/с.}$$

Коэффициент конвективной диффузии определяем следующим образом:

$$D_E = D_0 + k_\omega \cdot \omega = 10^{-9} + 0,1 \cdot 6,944 \cdot 10^{-6} = 6,954 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с.}$$

Время, в течение которого сечение с удельной концентрацией растворителя  $c = 0,5$  дойдет до конца пласта  $l = 400$  м, составит:

$$t^* = \frac{l}{\omega} = \frac{400}{6,944 \cdot 10^{-6}} = 657,6 \cdot 10^6 \text{ с} = 667 \text{ сут.}$$

Определим значение  $\beta$ . Имеем:

$$\beta = \frac{k_\mu \Delta \mu}{2} = \frac{2,45 \cdot 10^5 (5 - 0,53) 10^{-3}}{2} = 547,6 \text{ м.}$$

Определим размер зоны смешения в момент времени  $t = t^*$ , когда середина ее достигнет расстояния  $x = l$ . Из формулы для определения полной длины области смешения:

$$\frac{\Lambda^2}{4} - \beta \Lambda + 2\beta^2 \ln \frac{\Lambda + 2\beta}{2\beta} = 8D_E t$$

получим уравнение для определения  $\Lambda$  в следующем виде:

$$\Lambda^2 - 4\beta \Lambda + 8\beta^2 \ln \frac{\Lambda + 2\beta}{2\beta} = 32D_E t^*.$$

Решая это уравнение методом последовательных приближений, получаем  $\Lambda = 131$  м.

Для определения времени  $t = t^*$ , за которое область смешения полностью вытиснится из пласта, а вода, проталкивающая оторочку растворителя, дойдет до конца пласта  $x = l$  (рис. 6.1), будем в качестве первого приближения считать, что в момент времени  $t^*$  сечение фик-

тивной оторочки с концентрацией  $c = 0,5$  пройдет расстояние  $l + \Lambda/2$ , т. е.  $400 + 66 = 466$  м.

Из приведенного выше уравнения получим  $\Lambda = 138$  м. Таким образом, уточненное значение  $\Lambda/2 = 69$  м.

Время добычи нефти:

$$t^{**} = \frac{469}{6,944 \cdot 10^{-6}} = 67,54 \cdot 10^6 \text{ с} = 782 \text{ сут.}$$

На рис. 6.1 показано распределение насыщенных пласта водой и растворителем в момент  $t = t^{**}$ . Пунктиром дана фиктивная оторочка растворителя, как бы вышедшая за пределы пласта.

Время, в течение которого из пласта будет добываться нефть вместе с растворителем:

$$t^{**} = \frac{138}{\omega} = \frac{138}{6,944 \cdot 10^{-6}} = 19,85 \cdot 10^6 \text{ с} = 230 \text{ сут.}$$

Определим объем растворителя в смеси с нефтью:

$$V_{\text{ср}} = \frac{bmh(1 - s_{\text{св}})|\Delta}{2} = \frac{0,25 \cdot 2000 \cdot 0,95 \cdot 138}{2} = 32,78 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

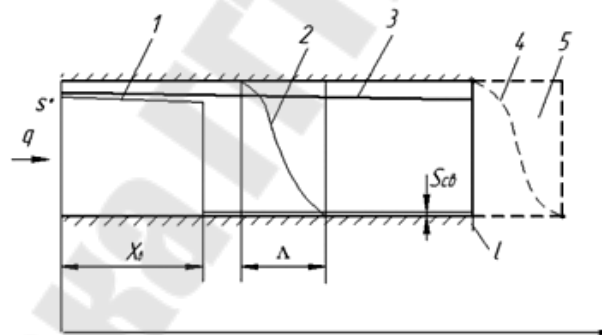


Рис. 6.1. Схема вытеснения нефти из прямолинейного пласта оторочкой растворителя, проталкиваемой водой:

- 1 – распределение водонасыщенности в момент времени  $t$ ;
- 2 – концентрация растворителя  $c(x, t)$ ;
- 3 – распределение водонасыщенности в момент времени  $t^{**}$ ;
- 4 – фиктивная концентрация растворителя в момент времени  $t^{**}$ ;
- 5 – фиктивная область смешения растворителя и нефти

Для установления объема растворителя, оставшегося в обводненной части пласта, при подходе фронта воды  $x_{\text{в}}$  к концу пласта построим на основе данных относительных проницаемостей функцию  $f(s)$  (рис. 6.2). В соответствии с теорией непоршневого вытеснения из пла-

ста водой несмешивающихся с ней жидкостей и кривой зависимости, показанной на рис. 6.2, получим:

$$f'(s_B) = 1,409; \quad f(s_B) = 0,93; \quad s_B = 0,71.$$

Оставшийся в пласте объем растворителя  $V_{o,p}$  к началу добычи из пласта смеси воды и растворителя определим так:

$$V_{o,p} = bmhl(1 - s_{CB}) - \frac{bmhl}{f'(s_{CB})} = 0,25 \cdot 200 \cdot 10 \cdot 400 \left( 0,95 - \frac{1}{1,409} \right) = 48,06 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Таким образом, суммарный объем растворителя, который следует закачать в пласт, создавая оторочку, составит:

$$V_p = V_{cp} + V_{o,p} = 32,78 \cdot 10^3 + 48,06 \cdot 10^3 = 80,84 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Объем оторочки растворителя в долях порового объема пласта будет:

$$\frac{V_p}{V_{п}} = \frac{84,84 \cdot 10^3}{0,25 \cdot 200 \cdot 10 \cdot 400} = 0,404.$$

Доля растворителя, оставляемого в пласте к началу извлечения его вместе с водой:

$$\frac{V_{o,p}}{V_p} = \frac{48,06 \cdot 10^3}{80,84 \cdot 10^3} \approx 0,6.$$

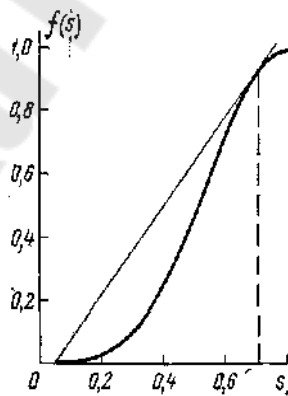


Рис. 6.2. Кривая зависимости  $f(s)$  от  $s$

Безусловно, в процессе добычи растворителя вместе с водой из пласта будет извлечено определенное дополнительное количество этого реагента.

Исходные данные для самостоятельного решения задач даны в табл. 6.1.



Таблица 6.1

## Исходные данные для самостоятельного решения задач

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта												
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
6.1	Ширина пласта	$b$	м	400	300	500	600	200	300	400	500	700	350	280	460	380
	Толщина пласта	$h_0$	м	15	10	8	12	14	16	11	12	10	7	8	11	10
	Длина пласта	$l$	м	500	400	600	800	400	500	500	600	800	400	320	540	480
	Коэффициент охвата пласта процессом	$\eta_2$		0,80	0,70	0,75	0,82	0,71	0,68	0,76	0,77	0,83	0,84	0,78	0,84	0,86
	Темп закачки углекислого газа и воды	$q_{\Gamma}$	м <sup>3</sup> /сут	500	300	600	700	300	200	500	400	450	200	200	300	200
	Пористость пласта	$m$	доли единицы	0,24	0,30	0,28	0,20	0,18	0,15	0,22	0,16	0,33	0,24	0,17	0,16	0,15
	Вязкость нефти	$\mu_{\text{н}}$	10 <sup>-3</sup> Па · с	4	5	7	4	6	8	9	4	6	7	5	4	8
	Содержание смол и асфальтенов	$Z_{\text{с.а}}$	%	25	20	15	14	16	18	19	22	21	23	17	19	24
	Вязкость углекислого газа	$\mu_{\Gamma}$	10 <sup>-3</sup> Па · с	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
	Насыщенность связанной водой	$s_{\text{св}}$	доли единицы	0,05	0,04	0,06	0,07	0,05	0,04	0,06	0,07	0,05	0,04	0,06	0,07	0,05

Номер задачи	Наименование параметров	Обозначение	Размерность	Номер варианта													
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
6.2	Ширина пласта	$b$	м	300	250	320	380	300	297	200	220	340	280	290	310	300	
	Толщина пласта	$h_0$	м	15	10	8	12	14	16	11	12	10	7	8	11	10	
	Длина пласта	$l$	м	500	400	600	800	400	500	500	600	800	400	320	540	480	
	Коэффициент охвата пласта процессом	$\eta_2$		0,80	0,70	0,75	0,82	0,71	0,68	0,76	0,77	0,83	0,84	0,78	0,84	0,86	
	Темп закачки растворителя и воды	$q_p$	м <sup>3</sup> /сут	500	300	600	700	300	200	500	400	450	200	200	300	200	
	Пористость пласта	$m$		0,24	0,30	0,28	0,20	0,18	0,15	0,22	0,16	0,33	0,24	0,17	0,16	0,15	
	Вязкость нефти	$\mu_n$	10 <sup>-3</sup> Па · с	4	5	7	4	6	8	9	4	6	7	5	4	8	
	Вязкость растворителя	$\mu_1$	10 <sup>-3</sup> Па · с	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
	Вязкость воды	$\mu_B$	10 <sup>-3</sup> Па · с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

## Литература

1. Манырин, В. Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении / В. Н. Манырин, И. А. Швецов. – Самара : Самар. Дом печати, 2002. – 392 с.
2. Муслимов, Р. Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения / Р. Х. Муслимов. – Казань : Изд-во Казан. ун-та, 2003. – 596 с.
3. Муслимов, Р. Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения проектирование, оптимизация и оценка эффективности : учеб. пособие / Р. Х. Муслимов. – Казань : Изд-во ФЭН Акад. наук Респ. Татарстан. – 2005. – 688 с.
4. Сургучев, М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев. – М. : Недра. – 1985. – 309 с.
5. Желтов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений : учеб. для вузов / Ю. П. Желтов. – М. : Недра, 1998. – 365 с.
6. Хисамов, Р. С. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием / Р. С. Хисамов, А. А. Газизов, А. Ш. Газизов. – М. : ВНИИОЭНГ. – 2003. – 566 с.
7. Хисамутдинов, Н. И. Проблемы извлечения остаточной нефти физико-химическими методами / Н. И. Хисамутдинов, Ш. Ф. Тахаутдинов. – М. : ВНИИОЭНГ. – 2001. – 193 с.
8. Ибатуллин, Р. Р. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождения. Теория. Методы. Практика / Р. Р. Ибатуллин, Н. Г. Ибрагимов, Ш. Ф. Тахаутдинов. – М. : Недра. – 2004. – 295 с.
9. Ибрагимов, Г. З. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти : справочник / Г. З. Ибрагимов, К. С. Фазлутдинов, Н. И. Хисамутдинов. – М. : Недра. – 1991. – 384 с.
10. Хисамов, Р. С. Эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти : учеб. пособие / Р. С. Хисамов. – Альметьевск : АГНИ. – 2005. – 173 с.
11. Алишаев, М. Г. Об эффективной теплопроводности пористой среды, насыщенной однородной жидкостью / М. Г. Алишаев // Нефтяное хоз-во. – 1983. – № 5. – С. 35–36.
12. Амелин, И. Д. Внутрипластовое горение / И. Д. Амелин. – М. : Недра. – 1980. – 230 с.
13. Добыча тяжелых и высоковязких нефтей / И. М. Аметов [и др.]. – М. : Недра. – 1985. – 205 с.

14. Антониади, Д. Г. Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами / Д. Г. Антониади. – М. : Недра. – 1995. – 314 с.
15. Термические методы воздействия на нефтяные пласты : справ. пособие / Ф. Г. Аржанов [и др.]. – М. : Недра. – 1995. – 192 с.
16. Муслимов, Р. Х. Опыт применения тепловых методов разработки на нефтяных месторождениях Татарстана / Р. Х. Муслимов, М. М. Мусин, К. М. Мусин. – Казань : Новое зн. – 2000. – 309 с.

## Содержание

Предисловие .....	3
1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О НЕФТЕОТДАЧЕ .....	4
1.1. Факторы, влияющие на коэффициент нефтеотдачи и заводнение пластов .....	4
1.2. Типовые задачи разработки нефтяных месторождений .....	7
1.2.1. Определение продолжительности разработки нефтяной залежи .....	7
1.2.2. Определение времени прорыва воды к эксплуатационным скважинам и обводненной площади залежи .....	9
1.2.3. Определение скорости продвижения в пласте водонефтяного контакта .....	10
1.2.4. Определение коэффициента нефтеотдачи пласта при водонапорном режиме .....	11
2. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ .....	17
2.1. Общая характеристика и классификация гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи .....	17
2.2. Циклическое нестационарное воздействие .....	19
2.3. Оценка технологической эффективности нестационарного заводнения с изменением фильтрационных потоков .....	26
3. ПРИМЕНЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ .....	31
3.1. Теоретические основы применения поверхностно-активных веществ при вытеснении нефти .....	31
3.2. Расчет времени подхода нефтяного вала и скорости продвижения фронта сорбции и поверхностно-активных веществ .....	37
4. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ .....	49
4.1. Тепловые методы .....	49
4.2. Критерии применимости тепловых методов .....	51
4.3. Простейшие зависимости и расчеты теплового воздействия на пласт .....	54
4.4. Расчет процесса вытеснения нефти горячей водой .....	59
5. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ .....	70
5.1. Внутрипластовое горение .....	70
5.2. Расчет технологических показателей разработки при внутрипластовом горении .....	71
6. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЗАКАЧКИ РАСТВОРИТЕЛЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ .....	81
6.1. Теоретические основы применения растворителей .....	81
6.2. Расчет объема оторочки растворителя, размера зон смешения и времени добычи нефти вместе с растворителями .....	83
Литература .....	91

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

# **МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕГАЗООТДАЧИ ПЛАСТОВ**

**Практикум  
по одноименному курсу для студентов  
специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений»  
дневной формы обучения**

Составитель **Журавель Наталья Геннадьевна**

**Электронный аналог печатного издания**

Редактор *Т. Н. Мисюрова*  
Компьютерная верстка *Н. Б. Козловская*

Подписано в печать 22.11.16.

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

Ризография. Усл. печ. л. 5,58. Уч.-изд. л. 5,85.

Изд. № 44.

<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение  
Гомельский государственный  
технический университет имени П. О. Сухого.  
Свидетельство о гос. регистрации в качестве издателя  
печатных изданий за № 1/273 от 04.04.2014 г.  
246746, г. Гомель, пр. Октября, 48