

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА МЕТОДОВ  
ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

ЧАСТЬ II

*Методические указания к практическим занятиям  
для студентов бакалавриата направления 21.03.01,  
специальности 21.05.06*

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
2022

УДК 622.276.6 (073)

**ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ. Часть II:** Методические указания для практических занятий / Санкт-Петербургский горный университет; Сост.: *Л.А. Сайченко*. СПб, 2022. 51 с.

Методические указания «Технология и техника методов повышения нефтеотдачи пластов» содержат разделы, в которых рассмотрены темы практических занятий по изучению существующих методик определения основных технологических параметров и показателей в области нефтегазовой промышленности. Методические указания предназначены для теоретической подготовки студентов направления подготовки 21.03.01, специальности 21.05.06., а также слушателей системы дополнительного профессионального образования в соответствии с учебным планом и программой дисциплины «Технология и техника методов повышения нефтеотдачи пластов».

Научный редактор доц. *Д.С. Тананыхин*.

Рецензент к.т.н. *Дурягин В.Н.* (УНПХ ООО «Газпромнефть НТЦ»)

© Санкт-Петербургский  
горный университет, 2022

## **ВВЕДЕНИЕ**

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

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

Аналогичная ситуация характерна не только для нефтяной отрасли нашей страны, но и многие ведущие нефтедобывающие страны мира испытывают угрозу падения добычи нефти при росте ее потребления. Учитывая реально сложившуюся обстановку, следует признать, что только широкомасштабное, повсеместное внедрение новых технологий, существенно повышающих эффективность обычного заводнения, позволит уменьшить темп падения добычи нефти. Поэтому во всем мире с каждым годом возрастает внимание к методам повышения нефтеотдачи пластов.

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

## **1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТА ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ**

Зарезка боковых стволов (ЗБС) - это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами.

Путем бурения боковых стволов (БС) в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на освоение скважины.

Стоимость и срок окупаемости капитальных затрат на строительство бокового ствола значительно ниже аналогичных показателей бурения новой скважины за счет использования большей части ствола существующей скважины и имеющейся инфраструктуры месторождения. Кроме того, боковой ствол проходит вблизи зоны продуктивного пласта, которая уже охарактеризована керновым материалом и каротажными данными, результатами испытания и эксплуатацией старой скважины, что существенно сокращает затраты на геофизические исследования.

Забуривание второго ствола из обсадной колонны позволяет решать следующие задачи:

- увеличить дебит скважины за счет вскрытия продуктивного пласта дополнительным стволом, как наклонно-направленным, так и горизонтальным;
- отремонтировать бездействующую скважину, которая не эксплуатировалась по техническим причинам;
- уменьшить объём бурения новых скважин и сократить капитальные вложения на разработку месторождений.

Для расчёта дебитов скважин в работе используется метод эквивалентных сопротивлений З.С. Алиева.

Формулы, предложенные З.С. Алиевым для определения производительности газовых скважин, получены для:

- однородного изотропного и анизотропного пластов;
- стационарного режима фильтрации;

- симметричного расположения горизонтального ствола;
- постоянного забойного давления по длине горизонтального ствола.

Формула для определения дебита горизонтальной газовой скважины, полностью вскрывшей изотропный полосообразный пласт и равноудаленной от его кровли и подошвы:

$$Q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(P_{nl}^2 - P_{заб}^2)}}{2B} \quad (1.1)$$

где

$$A = \frac{A^*}{2L} \left[ \frac{2}{h_1} \left( h_1 + R_c \ln \frac{r_c}{r_c + h_1} \right) + \frac{R_c - h_1}{r_c + h_1} \right] \quad (1.2)$$

$$B = \frac{B^*}{8L^2} \left[ \frac{2}{h_1} \left( \ln \frac{r_c + h_1}{r_c} - \frac{h_1}{r_c + h_1} \right) + \frac{R_c - h_1}{(r_c + h_1)^2} \right] \quad (1.3)$$

$A$  - коэффициент фильтрационного сопротивления, характеризующий потери давления на преодоление вязкостного трения, МПа<sup>2</sup>·сут/тыс. м<sup>3</sup>;

$B$  - коэффициент фильтрационного сопротивления, характеризующий потери давления, вызванные инерционными силами вследствие извилистости поровых каналов; имеющий большое значение при высоких скоростях фильтрации, (МПа·сут/тыс. м<sup>3</sup>)<sup>2</sup>.

Формула (8.1) не учитывает потери давления при движении потока газа по горизонтальному стволу. При больших длинах горизонтальной части ствола и дебитах газа потери давления в горизонтальной части ствола могут оказать очень сильное влияние на ее дебит.

Теперь рассмотрим влияние анизотропии пласта на производительность горизонтальных газовых скважин. Допустим, что коэффициент анизотропии:

$$\nu = \sqrt{\frac{k_{верт}}{k_{гор}}} \quad (1.4)$$

пропорционально изменяет газонасыщенную толщину пласта.

Тогда предыдущая задача, решенная для изотропного пласта, с учетом анизотропии будет иметь вид:

$$Q = \frac{-A_1 + \sqrt{A_1^2 + 4B_1(P_{nl}^2 - P_{заб}^2)}}{2B_1}, \quad (1.5)$$

где

$$A_1 = \frac{A^*}{2L} \left[ \frac{2}{\nu \cdot h_1} \left( \nu \cdot h_1 + R_c \ln \frac{r_c}{r_c + \nu \cdot h_1} \right) + \frac{R_k - \nu \cdot h_1}{r_c + \nu \cdot h_1} \right] \quad (1.6)$$

$$B_1 = \frac{B^*}{8L^2} \left[ \frac{2}{\nu \cdot h_1} \left( \ln \frac{r_c + \nu \cdot h_1}{r_c} - \frac{\nu \cdot h_1}{r_c + \nu \cdot h_1} \right) + \frac{R_k - \nu \cdot h_1}{(r_c + \nu \cdot h_1)^2} \right] \quad (1.7)$$

$$h_1 = \frac{h_{эф}}{2} - r_c, \quad (1.8)$$

где  $L$  – длина горизонтального участка ствола, м;  $h_{эф}$  – эффективная газонасыщенная толщина пласта, м;  $h_l$  – вскрытая горизонтальным стволом толщина пласта.

Значение забойного давления для горизонтальной скважины равной:

$$P_{заб} = 0,9 \cdot P_{nl} \quad (9.9)$$

С увеличением длины горизонтальной части ствола скважины дебит газа линейно растет. При решении задачи допускалось, что истинная газонасыщенная толщина пласта заменяется эквивалентной толщиной, линейно снижающейся с уменьшением величины параметра анизотропии. Поэтому зависимость дебита от параметра анизотропии близка к линейной.

**Задача 1.** Рассчитайте по формулам дебит горизонтальной скважины без учета и с учетом анизотропии пласта (принять коэффициент анизотропии  $\nu=0,1$ ) для их дальнейшего сравнения. Проведите расчеты дебита скважины для длины горизонтального участка равной 400 м,  $A^*=58,7$  МПа<sup>2</sup>·сут/тыс.м<sup>3</sup>,  $B^*=0,5$  (МПа·сут/тыс.м<sup>3</sup>)<sup>2</sup>.

Таблица 1

## Исходные данные для расчетов

Вариант	$r_{ср}$ , м	$R_{кз}$ , м	$h_{эф}$ , м	$P_{пл}$ , МПа
1	0,128	200	9,8	18,2
2	0,129	205	10,0	18,7
3	0,13	210	10,2	19,2
4	0,131	215	10,4	19,7
5	0,132	220	10,6	20,2
6	0,133	225	10,8	20,7
7	0,134	230	11,0	21,2
8	0,135	235	11,2	21,7
9	0,136	240	11,4	21,2
10	0,137	245	11,6	20,7
11	0,138	250	11,8	20,2
12	0,139	255	12,0	19,7
13	0,14	260	12,2	19,2
14	0,141	265	12,4	18,7
15	0,142	270	12,6	18,2
16	0,143	275	12,8	17,7
17	0,144	280	13,0	17,2
18	0,145	285	13,2	16,7
19	0,146	290	13,4	17,2
20	0,147	295	13,6	17,2

## 2. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ЗАРЕЗКЕ БОКОВОГО СТВОЛА

Технологический цикл при производстве работ по зарезке бокового ствола (ЗБС) включает в себя следующие этапы:

1. Организационно-технический (доставка и монтаж оборудования, обеспечение материалами, инструментом, оснасткой и другой технологической техникой; по окончании работ демонтаж и вывоз оборудования, инструмента и т.п.).

2. Подготовительный (шаблонирование, обследование, выбор места в колонне для вскрытия «окна» и другие работы по мере необходимости).

3. Основной (приготовление цементного и бурового растворов, установка цементного моста, клина-отклонителя; вырезка «окна», бурение, электрометрические работы, спуск колонны-хвостовика, крепление колонны, перфорация и вскрытие продуктивного горизонта).

4. Оценку качества зарезки второго ствола скважины.

Сущность этого метода зарезки бокового ствола заключается в том, что в заданном интервале эксплуатационной колонны при помощи набора специальных инструментов прорезают окно-отверстие, через которое пропускают долото на бурильных трубах, бурят новый ствол скважины под необходимым углом наклона до проектной глубины, проводят комплекс геофизических работ, а затем спускают и цементируют обсадную колонну (хвостовик), после чего производят вскрытие и освоение продуктивного пласта скважины.

Для определения технологических параметров проведения ЗБС необходимо определить диаметр окна и других основных параметров для проведения ЗБС.

Размер окна должен обеспечить проходку долота, а так же вспомогательных инструментов (райбера, отклонителя). Поэтому предварительно определим геометрические размеры вышеперечисленных устройств.

Диаметр долота  $D_d$ (мм), которым предстоит бурить второй ствол под эксплуатационную колонну или хвостовик, определяют по формуле:

$$D_d = D_B - 2 \cdot \delta, \quad (2.1)$$



где  $D_v$  - внутренний диаметр колонны, в которой будут проводиться работы, мм;  $\delta$  - зазор между внутренним диаметром колонны и долотом, размеры которого приведены в таблице 9.2, мм.

Выбираем диаметр долота из таблицы 9.1 (согласно ГОСТ-20692-2003)

Таблица 2.1

Диаметр долот, мм			
114,3	151,0	269,9	501,0
117,5	161,0	311,1	558,2
120,6	165,1	295,3	584,8
127,0	190,5	320,0	609,6
130,2	200,0	349,2	660,4
132,0	215,9	393,7	
139,7	244,5	444,5	
146,0	250,8	490,0	

Таблица 2.2

**Минимально допустимая разность диаметров обсадных труб и скважин (ПБНГП–2003г.)**

Номинальный диаметр обсадных труб, мм	114,127	140,146	168, 178, 194, 219, 245	273, 299	324, 340, 351, 377, 426
Зазор $\delta_1$ , мм	7,5	10	12,5	17,5	20–22,5

После выбора долота определяют диаметр колонны  $d_k$ , мм, спускаемой в пробуренный ствол, вычисляют по формуле

$$d_k = D_d - 2 \cdot \delta, \quad (2.2)$$

Выбираем диаметр колонны, спускаемой в пробуренный ствол, из таблицы 10.3.

Таблица 2.3

**Трубы обсадные и муфты к ним (ГОСТ 632–80)**

Условный диаметр трубы	Труба		Муфта	
	Наружный диаметр, $D$	Толщина стенки, $s$	Наружный диаметр, $D_m$	Длина, $L_m$
114	114,3	5,2 – 8,6	127	158
127	127,0	5,6 – 9,2	141,3	165
140	139,7	6,2 – 10,5	153,7	171
146	146,1	6,5 – 10,7	166,0	177
168	168,3	7,3 – 12,1	187,7	181
178	177,8	5,9 – 12,7	194,5	184
194	193,7	7,6 – 12,7	215,9	190

После выбора и уточнения конструкции скважин необходимо подобрать режущий инструмент для вскрытия окна в колонне, размеры которого должны быть такими, чтобы спускаемые долота, колонна, аппаратура для геофизических исследований и т.п., свободно проходили через окно в процессе работы.

Максимальный диаметр райбера  $D_p$ , мм, определяют по формуле:

$$D_p = D_d + (2 \div 3), \quad (2.3)$$

Таблица 10.3

<b>Типоразмеры райберов</b>				
Типоразмер райбера	Условный диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр райбера, мм		Длина, мм
		минимальный	максимальный	
РПМ-146	146	60	121	650
РПМ-168	168	76	143	674
РПМ-219	216	70	193	808
РПМ-245	245	118	214	720
ФРС-146-1	146	47	110	340
ФРС-146-2		62	120	490
ФРС-146-3		95	120	430
ФРС-168-1	168	50	130	455
ФРС-168-2		70	142	496
ФРС-168-3		110	142	500

Далее выбирают тип клина-отклонителя по таблице 2.4.

Таблица 2.4

<b>Типоразмеры клина-отклонителей (рл 08-625-03)</b>				
Шифр	Условный диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр клина, мм	Длина, мм	Угол наклона, град
ОП-168	168	136	6000	1,5
ОТЗ-115-1	146	115	5865	2,5
ОТЗ-134-1	168	134	6140	2,5
ОЗС1-168	168	136	4900	2,5

Перед спуском отклонителя колонна, в которой проводится работы по резке и бурению второго ствола, обследуется специальными шаблонами (направлением), диаметр и длину которого определяют по формулам.

Определим диаметр шаблона и его длину:

$$D_{III} = D_o + (3 \div 4) \quad (2.4)$$

$$L_{III} = L_o + (2 \div 3) \quad (2.5)$$

где  $D_o$  - наибольший диаметр спускаемого отклонителя, мм;  $L_o$  - длина спускаемого отклонителя, м.

Работы по вскрытию окна в колонне являются операцией, предшествующей бурению второго ствола, и, как правило, производятся с промывкой буровым раствором. Длина окна зависит от диаметра прорезаемой колонны, угла скоса отклонителя, диаметра и рабочей длины райбера.

Длину окна, в мм, определяем по формуле:

$$l = D_b \cdot ctg(\alpha) - \frac{d_1 - d_2}{2 \cdot \sin(\alpha)} + \frac{h}{2} \quad (2.6)$$

где  $D_b$  - внутренний диаметр прорезаемой колонны, мм;  $\alpha$  - угол скоса клина отклонителя, град;  $d_1$  - наибольший диаметр райбера, мм;  $d_2$  - наименьший диаметр райбера, мм;  $h$  - рабочая длина райбера, мм.

«Окно» считается полностью вскрытым и обработанным, когда райбер без вращения инструмента свободно входит в него.

Одним из важных параметров при расчете компоновки ЗБС помимо длины окна является значение радиуса кривизны, который может быть определен по одной из нескольких математических зависимостей.

Минимальный радиус кривизны с учетом условий проходимости инструмента и оборудования находится по формуле:

$$R_{D_{\min}} = \frac{L}{8 \cdot (D - d - \delta)} \quad (2.7)$$

где  $L$  - длина спускаемого инструмента, м,  $D$  - наружный диаметр бурильных или обсадных труб, м,  $d$  - наружный диаметр спускаемого инструмента, м,  $\delta$  - необходимый зазор между стенками скважины и спускаемым инструментом, м

Для нормальной эксплуатации бурильных и обсадных колонн значение радиуса кривизны должно быть не меньше вычисленного по следующей формуле:

$$R_{D\min} = \frac{E \cdot d}{2 \cdot [\sigma_m]} \quad (2.8)$$

где  $E$  – модуль упругости стали  $210 \cdot 10^{10}$  кН/м<sup>2</sup>;  $D$  – наружный диаметр бурильных или обсадных труб, м,  $[\sigma_T]$  – предел текучести материала труб  $373 \cdot 10^6$  кН/м<sup>2</sup>

Угол входа в пласт рассчитывается по формуле:

$$\alpha_0 = \arcsin \left( 1 - \frac{h}{R_D} \right) \quad (2.9)$$

где  $R$  – радиус искривления дополнительного ствола на участке набора угла, м;  $h$  – глубина от кровли продуктивного пласта до начала горизонтального участка 100 м

При проектировании дополнительного ствола следует так же учитывать, что в случае, когда дополнительный ствол бурится с набором зенитного угла, то он состоит только из криволинейного участка, интенсивность искривления которого определяется из выражения:

$$j = \frac{57,3}{R_D} \quad (2.10)$$

**Задача 2.В** скважине планируется проведение ЗБС по достижении предельной рентабельной обводненности. Скважина работает с параметрами:  $Q_{ж} = 63$  м<sup>3</sup>/сут;  $Q_n = 2$  т/сут; обв = 98%; эксплуатируется насосом ЭЦН-50-2400, спущенным в 168 мм эксплуатационную колонну на глубину 2370 м. Пластовое давление составляет 180 атм. Необходимо определить диаметр окна и других основных параметров для проведения ЗБС.

### 3. РАСЧЕТ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ С ПОМОЩЬЮ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

Добавка ПАВ к закачиваемой воде приводит к снижению межфазного натяжения воды на границе с нефтью и газом. При низком межфазном натяжении капли нефти легко деформируются, благодаря чему уменьшается работа, необходимая для проталкивания их через сужения пор, что увеличивает скорость их перемещения в пласте. Добавка ПАВ к воде приводит к уменьшению краевых углов избирательного смачивания, т.е. к улучшению смачиваемости породы водой. Кроме того, ПАВ способны диффундировать из водных растворов в нефть, вызывая снижение аномалий ее вязкости. И, наконец, водные растворы ПАВ обладают повышенными моющими свойствами и способствуют отрыву нефтяной пленки от поверхности пород.

Под действием ПАВ происходит диспергирование нефти в воде, причем ПАВ в определенной мере стабилизируют образующуюся дисперсию. Размеры капель нефти уменьшаются. Вероятность их прилипания к твердой поверхности уменьшается. Все это в конечном итоге ведет к повышению нефтепроницаемости пористой среды и коэффициента вытеснения нефти из пласта.

В нефтепромысловой практике для увеличения нефтеотдачи пласта наибольшее применение получили неионогенные ПАВ, которые либо непрерывно закачиваются в пласт в виде низкоконцентрированных (0,05...0,10%) водных растворов, либо периодически закачиваются в виде оторочек высококонцентрированных (5...10%) водных растворов.

Для определения скорости фронта ПАВ и распределения их концентрации в пласте выведем уравнение материального баланса. Для этого выделим элемент объема пласта (рис. 10.1)  $\Delta V = \Delta x b h$ , в котором будем считать движение жидкостей, происходящим вдоль оси  $Ox$ , и составим уравнение баланса объема ПАВ. Воду и водный раствор ПАВ будем считать несжимаемыми жидкостями.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

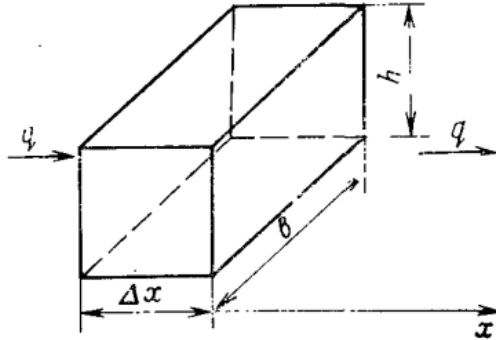


Рис.3.1 Элемент прямолинейного пласта  
Составляя уравнение баланса, получим

$$Q_1 - Q_2 = Q_4 - Q_3, \quad (3.5)$$

или

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

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

$$m \frac{\partial}{\partial t} [c + a(c)] + \frac{q}{bh} \frac{\partial c}{\partial x} = 0. \quad (3.6)$$

При условии, что  $a(c) = \alpha c$ , и производя несложные преобразования, получим окончательную форму уравнения баланса водного раствора ПАВ в первоначально водонасыщенном пласте:

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q}{mbh(1 + \alpha)} \frac{\partial c}{\partial x} = 0. \quad (3.7)$$

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.

$$c(x,0) = 0. \quad (3.8)$$

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

$$c(0,t) = c^0. \quad (3.9)$$

Решение вышеуказанных задач хорошо известно, результат определяют по формулам:

$$c(x,t) = c^0, \quad x \leq \frac{q}{mbh(1+\alpha)}t, \quad (3.10)$$

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

Отсюда следует, что фронт сорбции ПАВ движется со скоростью:

$$v_c = \frac{v}{m(1+\alpha)}; \quad (3.11)$$

где  $v$  – линейная скорость фильтрации, м/с.

$$v = \frac{q}{bh} \quad (3.12)$$

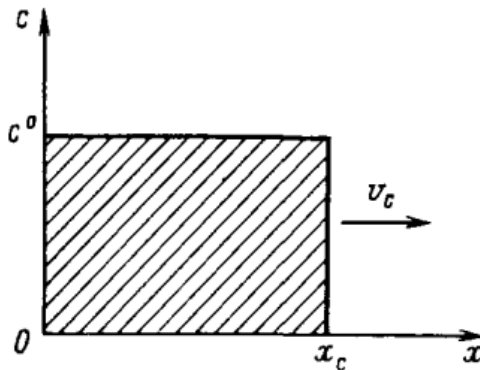


Рис. 3.2 Зависимость концентрации ПАВ в случае линейной изотермы сорбции ПАВ пористой средой от расстояния

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

Пример распределение концентрации ПАВ в пласте вдоль оси  $Ox$  в произвольный момент времени  $t$  имеет вид, изображенный на рисунке 10.2.

**Задача 3.** В водонасыщенный участок пласта шириной  $b$ , толщиной  $h$ , пористостью  $m$  и с расстоянием между нагнетательной и добывающей галереями  $l$  через нагнетательную галерею закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией  $c^\circ$  и темпом закачки  $q$ . ПАВ сорбируется скелетом породы по закону Генри, формула которого имеет вид:  $a(c)=\alpha \cdot c$ , где  $\alpha$  – коэффициент сорбции;  $\alpha=0,2$ .

Определить скорость продвижения фронта сорбции ПАВ (фронта ПАВ) и построить график распределения концентрации ПАВ в пласте в произвольный момент времени.

Таблица 3

Исходные данные для расчетов

Вариант	$b$ , м	$h$ , м	$m$ , д. ед	$l$ , м	$q$ , $м^3/сут$
1	400	15	0,25	500	500
2	410	20	0,24	450	490
3	420	25	0,23	400	480
4	430	30	0,22	350	470
5	440	20	0,21	300	460
6	450	15	0,2	350	450
7	460	20	0,19	400	440
8	470	25	0,18	450	430
9	480	30	0,17	500	420
10	490	10	0,16	550	410
11	500	15	0,15	600	400
12	490	20	0,14	550	500
13	480	25	0,13	500	510
14	470	30	0,12	450	520
15	480	20	0,17	400	530
16	450	15	0,25	350	540
17	440	20	0,2	300	550
18	450	20	0,15	350	500
19	420	30	0,13	400	570
20	410	20	0,2	500	500





#### 4. РАСЧЕТ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ОТОРОЧКОЙ РАСТВОРА ПОВЕРХНОСТНО- АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

В пласт, первоначально насыщенный водой закачивается оторочка ПАВ. Оторочка проталкивается водой. ПАВ адсорбируется пористой средой по закону Генри, на стадии проталкивания оторочки водой происходит десорбция ПАВ (т. е. обратное растворение части адсорбированного ПАВ в прокачиваемой воде). Пример график зависимости сорбции и десорбции ПАВ пористой породой представлен на рисунке 11.1.

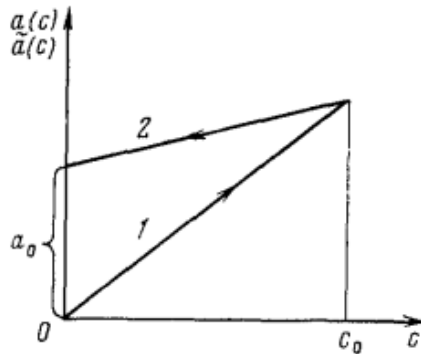


Рис.4.1 Линейная изотерма зависимости сорбции (1) и десорбции (2) ПАВ пористой породой:  $\alpha_0$  — количество ПАВ, необратимо сорбированного породой

На стадии создания оторочки ПАВ решение известно (См. задачу 3):

$$c = \begin{cases} c^0, & x \leq v_c t, \\ 0, & x > v_c t, \end{cases} \quad (4.1)$$

где

$$v_c = \frac{q}{mbh(1 + \alpha)}. \quad (4.2)$$

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.

Выделим элемент объема пласта  $\Delta V = bh\Delta x$  и рассмотрим баланс объема ПАВ.

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

$$Q_1 = qc(x, t)\Delta t. \quad (4.3)$$

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

$$Q_2 = qc(x + \Delta x, t)\Delta t. \quad (4.4)$$

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

$$Q_3 = m\Delta V[c(\tilde{x}, t) + \tilde{a}(\tilde{x}, t)]. \quad (4.5)$$

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

$$Q_4 = m\Delta V[c(\tilde{x}, t + \Delta t) + \tilde{a}(\tilde{x}, t + \Delta t)]. \quad (4.6)$$

Составляя уравнение баланса, получим

$$Q_1 - Q_2 = Q_4 - Q_3 \quad (4.7)$$

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

$$m \frac{\partial [c(x, t) + \tilde{a}(x, t)]}{\partial t} + \frac{q}{bh} \frac{\partial c}{\partial x} = 0. \quad (4.8)$$

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

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q}{m(1 + \tilde{\alpha})bh} \frac{\partial c}{\partial x} = 0. \quad (4.9)$$

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 вид

$$c(x, t_*) = c^0, \quad x \leq x_\phi(t_*). \quad (4.10)$$

Начиная с момента времени  $t=t_*$  оторочка будет проталки-

ваться водой, не содержащей ПАВ. Поэтому граничное условие примет вид

$$c(0, t) = 0, \quad t \geq t_*. \quad (4.11)$$

Решение вышеуказанных задач хорошо известно. Результат получают по формулам:

$$c(x, t) = \begin{cases} 0, & x \leq v_T(t - t_*), \\ c^0, & v_\phi \geq x \geq v_T(t - t_*), \end{cases} \quad (4.12)$$

Характерное распределение концентрации ПАВ в пласте показано на рисунке 1.2.

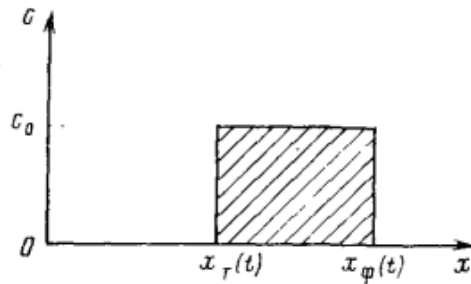


Рис.4.2 Линейная изотерма концентрации ПАВ в пласте при проталкивании оторочки раствора водой от расстояния.

Найдем время  $t_*$  создания оторочки. Из определения оптимального объема оторочки имеем

$$v_\phi \cdot t^* = \frac{q \cdot t^*}{m \cdot b \cdot h \cdot (1 + \tilde{\alpha})} = l, \quad (4.13)$$

$$v_T \cdot (t^* - t_*) = \frac{q \cdot (t^* - t_*)}{m \cdot b \cdot h \cdot (1 + \tilde{\alpha})} = l. \quad (4.14)$$

Решая эти два уравнения относительно  $t_*$ , получим

$$t_* = t^* - \frac{mbh(1 + \tilde{\alpha})}{q} = \frac{mbh(\alpha - \tilde{\alpha})}{q} = \frac{V_{nop}}{q} (\alpha - \tilde{\alpha}). \quad (4.15)$$

Оптимальный объем оторочки ПАВ при этом составит:

$$V_{om} = \frac{qt_*}{1+\alpha} = \frac{\alpha - \tilde{\alpha}}{1+\alpha} V_{nop}. \quad (4.16)$$

**Задача 4.** В водонасыщенный пласт толщиной  $h$  и пористостью  $m$  через нагнетательную скважину радиусом  $r_c = 0,1$  м, расположенную в центре пласта, закачивается оторочка водного раствора ПАВ концентрацией  $c^0 = 0,01$  при расходе  $q$ . По окончании создания оторочки она проталкивается по пласту водой, закачиваемой в нагнетательную скважину с тем же расходом  $q$ . ПАВ сорбируется скелетом породы по закону Генри, формула которого имеет вид:  $a(c) = a \cdot c$ , где  $\alpha$  – коэффициент сорбции;  $\alpha = 0,35$ .

На стадии проталкивания оторочки ПАВ водой происходит его десорбция по закону, формула которого имеет вид

$\tilde{a}(c) = \tilde{\alpha}c + (\alpha - \tilde{\alpha})c^0$ , где  $\alpha = 0,05$  – коэффициент десорбции;  $(\alpha - \tilde{\alpha})c^0$  необратимо сорбированное породой количество ПАВ.

Отбор жидкости производится через добывающую галерею, расположенную на расстоянии  $R_x$  от центра нагнетательной скважины.

Вывести формулу для расчета оптимального объема оторочки ПАВ и определить объем оторочки и количество ПАВ, необходимое для создания такой оторочки. Определить время  $t_*$  закачки в пласт водного раствора ПАВ для создания оторочки ПАВ оптимального объема.

Таблица 4

## Исходные данные для расчетов

Вариант	$R_k$ , м	$h$ , м	$m$ , д.ед	$q$ , $\text{м}^3/\text{сут}$
1	200	5	0,25	250
2	210	10	0,1	290
3	200	15	0,15	280
4	230	17	0,13	270
5	240	10	0,21	260
6	250	5	0,2	250
7	260	10	0,19	240
8	180	15	0,15	230
9	240	12	0,17	220
10	290	9	0,16	210
11	300	5	0,15	200
12	290	10	0,14	300
13	280	8	0,13	310
14	270	9	0,12	320
15	240	10	0,17	330
16	250	5	0,25	340
17	240	10	0,2	350
18	250	10	0,15	300
19	220	20	0,13	370
20	210	10	0,2	300

## 5. РАСЧЕТ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ УГЛЕВОДОРОДНЫМИ РАСТВОРИТЕЛЯМИ

Главными причинами невозможности достижения **полною вытеснения нефти водой** из пластов при их заводнении являются:

- несмешиваемость вытесняемой и вытесняющей жидкостей, в результате чего образуется поверхность раздела между этими жидкостями и происходят капиллярные явления;
- гидрофобизация пород-коллекторов вследствие адсорбции тяжелых компонентов нефти на поверхности зерен;
- различие вязкостей вытесняющей и вытесняемой жидкостей, что приводит к гидродинамической неустойчивости контакта нефть-вода, обволакиванию водой в пористой среде оставленных за фронтом вытеснения скоплений нефти, образованию капель или глобул нефти, т.е. ее диспергированию.

Вследствие указанных причин нефть остается в пористой среде подвергаемых заводнению пластов в виде пленок на зернах пород и глобул, находящихся в тупиковых порах или местах пористой среды, обойденных водой.

В качестве веществ, смешивающихся с нефтью и пригодных для ее вытеснения из пластов, применяются углеводородные растворители - сжиженный пропан, бутан, газовый конденсат, ШФЛУ, бензин и др. Вследствие молекулярно-диффузионного массопереноса и изменения физико-химических свойств сред в зоне их контакта с нефтью коэффициент вытеснения в лабораторных условиях может быть доведен до 100%. Это - свойство взаимо-растворимых систем, т.е. систем, в которых нефть и вытесняющий агент, первоначально находящиеся в различных фазах, могут смешиваться в любых соотношениях, а поверхность раздела между ними исчезает.

Чем выше доля тяжелых компонентов в вытесняющей среде, тем интенсивнее происходит ее смешивание с нефтью и следовательно, тем выше коэффициент вытеснения. Однако «обогащение» закачиваемой смеси фракциями  $C_{2-6}$  и  $C_7$  целесообразно до определенного предела, обусловленного экономическими соображениями.

**Объекты для закачки** углеводородных реагентов должны отвечать следующим требованиям:

- объект внедрения метода должен быть обеспечен доста-

точным количеством ресурсов углеводородного агента на незначительном удалении,

- предпочтителен поровый тип коллектора, в меньшей степени другие типы коллектора;
- глубина продуктивного горизонта должна превышать некоторое минимальное значение для выполнения условия  $P_{зб} < P_{доп}$ .
- в выбираемых для закачки пластах должны отсутствовать тектонические нарушения и гидродинамическая связь с другими объектами;
- коэффициент динамической вязкости нефти в пластовых условиях не должен превышать 2-3 мПа-с, однако метод приемлем и при более высоких значениях вязкости;
- пластовое давление должно быть выше давления насыщения.

### Расчетная схема процесса вытеснения

Рассмотрим вначале процесс смешивания нефти и растворителя, не учитывая вытеснения растворителя из пласта водой.

Уравнение диффузии получают аналогично уравнениям массопереноса в пористой среде с учетом баланса вещества, диффундирующего в элементарный объем пласта и из него, а также вещества, переносимого вместе с потоком растворителя.

Рассматривая приращения вещества с концентрацией  $c(x,t)$ , получают дифференциальное уравнение

$$\frac{\partial c}{\partial t} = -\frac{\partial V_D}{\partial x} - W \frac{\partial c}{\partial x} \quad (5.1)$$

где  $c$  – удельная концентрация растворителя в смеси нефть-растворитель;  $V_D$  – скорость диффузии вещества в пористой среде;  $W=V/m$  – скорость движения области смешения ( $V$  – скорость фильтрации;  $m$  – коэффициент пористости).

Скорость диффузии вещества в пористой среде можно определить по формуле закона Фика, если ввести в него **комплексный коэффициент диффузии  $D$** . Этот коэффициент учитывает молекулярную и конвективную диффузию однородной жидкости в пористой среде, а также различие вязкостей вытесняющей и вытесняемой смешивающихся жидкостей, поскольку вязкость нефти обычно более высокая, чем растворителя.



Молекулярная диффузия обусловлена хаотическим движением молекул смешивающихся жидкостей, а конвективная - различием истинных скоростей движения частичек нефти и растворителя в порах пласта. Конвективная диффузия зависит от средней скорости движения контакта смешивающихся веществ. Различие вязкостей оказывает существенное влияние на образование оторочки необходимого размера.

Комплексный коэффициент диффузии можно представить в первом приближении в следующем виде:

$$D = D_E(1 + K_\mu \text{grad } \mu_c) \quad (5.2)$$

$$D_E = D_0 + D_K \quad (5.3)$$

$$D_K = K_W W \quad (5.4)$$

Здесь  $\mu_c$  - вязкость смеси двух жидкостей;  $D_0$  - коэффициент молекулярной диффузии;  $D_K$  - коэффициент конвективной диффузии однородной жидкости;  $K_W$ ,  $K_\mu$  - экспериментальные коэффициенты, учитывающие соответственно конвективную диффузию однородной жидкости и разновязкостную диффузию.

Тогда формула закона диффузии примет вид

$$V_D = -D \frac{\partial c}{\partial x} \quad (5.5)$$

Подставляя выражение (13.6) в формулу (13.1), получают уравнение диффузии веществ в пористой среде прямолинейного пласта, или уравнение вытеснения нефти растворителем

$$\frac{\partial c}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left( D \frac{\partial c}{\partial x} \right) - W \frac{\partial c}{\partial x} \quad (5.6)$$

По данному уравнению можно получить концентрацию вытесняющей жидкости в случае смешивающегося вытеснения.

Для этого вводят так называемую подвижную систему координат, определяемую переменными

$$\xi = x - Wt \quad (5.7)$$

$$\tau = t \quad (5.8)$$

На основе (13.7) правомерно

$$\frac{\partial c}{\partial \tau} = \frac{\partial}{\partial \xi} \left( D \frac{\partial c}{\partial \xi} \right) \quad (5.9)$$

Решение уравнения (13.9), полученное с использованием метода интегральных соотношений, имеет вид

$$c(\xi, t) = 0,25 \left[ 2 - 3 \frac{\xi}{\lambda(t)} + \frac{\xi^3}{\lambda^3(t)} \right] \quad (5.10)$$

где  $2\lambda$  – размер области смешения.

На границах зоны смешения, как следует из рис.13.1, выполняются следующие условия:

$$\begin{aligned} c(-\lambda, t) &= 1 \text{ при } \xi = -\lambda; \\ c(\lambda, t) &= 0 \text{ при } \xi = \lambda. \end{aligned}$$

В сечении пласта  $\xi = 0$ , перемещающемся со временем  $t$ , значение  $c(0, t) = 0,5$ .

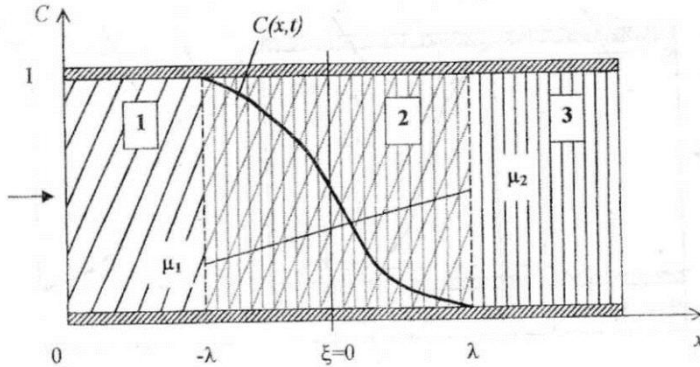


Рис. 5.1 Схема вытеснения нефти растворителем из прямолинейного пласта: 1 - растворитель; 2 - зона смешения; 3 - нефть

Для упрощения задачи вводят следующие предположения. Считают, что в зоне смешения 2 вязкость смеси растворителя и нефти зависит линейно от подвижной координаты  $\xi$ . В сечении  $\xi = -\lambda$  вязкость смеси равна вязкости растворителя ( $\mu_c = \mu_1$ ), поскольку его концентрация в этом сечении составляет единицу. При  $\xi = \lambda$  вязкость смеси равна вязкости вытесняемой жидкости, т.е. нефти ( $\mu_c = \mu_2$ ). В пределах же области смешения от  $\xi = -\lambda$  до  $\xi = \lambda$  вязкость смеси  $\mu_c$  линейно зависит от  $\xi$ , тогда

$$\frac{\partial \mu_c}{\partial x} = \frac{\partial \mu_c}{\partial \xi} = \frac{\Delta \mu}{2\lambda}, \text{ где } \Delta \mu = \mu_2 - \mu_1 \quad (5.11)$$

Подстановкой (13.11) в (13.2), а затем (5.2) в (5.9) получают уравнение разно-вязкостной конвективной диффузии в следующем виде:

$$\frac{\partial c}{\partial \tau} = \frac{\partial}{\partial \xi} D_E \left[ \left( 1 + \frac{\beta}{\lambda} \right) \frac{\partial c}{\partial \xi} \right], \quad \beta = \frac{K_\mu \Delta \mu}{2} \quad (5.12)$$

Путем преобразований и интегрирования получают следующее выражение для определения  $\lambda = \lambda(t)$ :

$$\frac{\lambda^2}{2} - \beta\lambda + \beta^2 \ln \frac{\lambda + \beta}{\beta} = 32D_E t. \quad (5.13)$$

Полную длину области смешения  $\Lambda = 2\lambda$ , соответственно, находят из выражения:

$$\Lambda^2 - 4\beta\Lambda + 8\beta^2 \ln \frac{\Lambda + 2\beta}{2\beta} = 32D_E t_*. \quad (5.14)$$

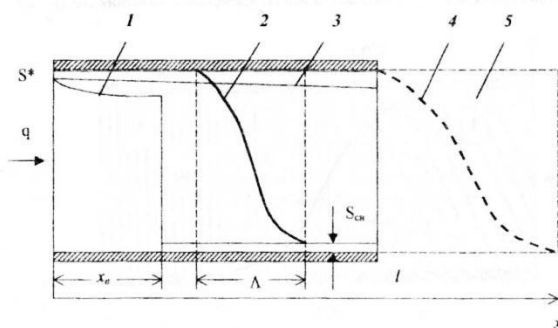


Рис. 5.2 Схема вытеснения нефти из прямолинейного пласта оторочкой растворителя, проталкиваемой водой: 1 – распределение водонасыщенности в момент времени  $t$ ; 2 – концентрация растворителя  $c(x, t)$ ; 3 – распределение водонасыщенности в момент времени  $t_{**}$ ; 4 – фиктивная концентрация растворителя в момент времени  $t_{**}$ ; 5 – фиктивная область смешения растворителя и нефти.

Если в формуле (5.14) задавать время  $t$  и определять длину области смешения  $\Lambda$ , то эта формула примет вид трансцендентного уравнения, которое решается путем последовательных приближений.

Если оторочка растворителя перемещается по пласту под воздействием воды, то распределение насыщенностей пористой среды водой, растворителем и его смесью с нефтью показано схематично на рис. 5.2.

Для полного вытеснения нефти растворителем из части пласта, охваченной этим процессом, необходимо закачать такое количество растворителя, чтобы область смешения его  $c = 0,5$  с нефтью переместилась за пределы пласта, т.е. на расстояние  $x_{**} = l + \lambda$ , а фронт вытеснения растворителя водой дошел бы до конца пласта, т.е. чтобы соблюдалось условие  $x_v = l$ . Тогда количество растворителя, затраченного на образование оторочки, будет равно количеству растворителя, оставшегося в областях заводнения и смешения. Из

области смешения он будет извлечен вместе с нефтью, а из заводненной будет извлечен частично вместе с водой.

### Порядок расчета параметров процесса вытеснения

Важнейшая цель расчета параметров процесса разработки нефтяного пласта с использованием закачки в него углеводородных реагентов, продвигаемых водой, определение необходимого размера оторочки. Также можно рассчитать размер зоны смешения, время добычи нефти вместе с растворителем и объем извлекаемого растворителя из пласта в безводный период.

Для выполнения расчета последовательно находят следующие параметры.

1. Скорость фильтрации

$$v = \frac{q}{bh_0},$$

где  $h_0 = hK_{\text{охв}}$ .

2. Скорость движения в области смешения

$$w = \frac{v}{m}$$

3. Коэффициент конвективной диффузии

$$D_E = D_0 + K_w w$$

4. Время, в течение которого сечение с удельной концентрацией растворителя  $c = 0,5$  дойдет до конца пласта

$$t_* = \frac{l}{w}$$

5. Вспомогательный параметр

$$\beta = \frac{K_\mu \Delta\mu}{2}$$

6. Размер зоны смешения в момент времени  $t = t_*$ , когда середина ее достигнет расстояния  $x = l$ . Этот параметр найдем, решая методом последовательных приближений трансцендентное уравнение

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

7. Время  $t = t_{**}$ , за которое область смешения полностью вытеснится из пласта, а вода, проталкивающая оторочку растворителя, дойдет до конца пласта  $x = l$ . В качестве первого приближения

будем считать, что фиктивная оторочка растворителя, как бы вышедшая за пределы пласта согласно рис. 13.2, а точнее, ее сечение с концентрацией растворителя  $c=0,5$  пройдет расстояние  $l + \Lambda/2$ , или  $l + \lambda$ .

По вышеприведенным зависимостям вновь рассчитаем  $t_*$ ,  $\Lambda$ ,  $l + \Lambda/2$ ,  $t_{**}$ .

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

$$t^{**} = \frac{\Lambda}{w}$$

где  $\Lambda$  - уточненное значение по п 7.

9. Объем растворителя в смеси с нефтью

$$V_{cp} \approx \frac{bh_0m(1 - S_{cb})\Lambda}{2}$$

10. Объем растворителя, оставшегося в обводненной части пласта

$$V_{op} = bh_0ml(1 - S_{cb}) - \frac{bh_0ml}{f'(S_{cb})}$$

где  $f'(S_{cb})$  - производная функции Леверетта на фронте вытеснения смеси водой.

Последовательность вычисления данного показателя приведена ниже.

11. Суммарный объем растворителя, который следует закачать в пласт для создания оторочки

$$V_p = V_{cp} + V_{op}$$

12. Объем оторочки растворителя в долях порового объема заводняемого пласта:

$$V_p/V_n, \text{ где } V_n = bh_0ml$$

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

$$V_{op}/V_p$$

**Задача 5.** В водонасыщенный участок пласта шириной  $b$ , толщиной  $h$ , пористостью  $m$  и с расстоянием между нагнетательной добывающей галереями  $l$  закачивается оторочка растворителя при расходе  $q$ .

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

Вытеснение растворителя из пласта водой непоршневое.

Таблица 5.1

Исходные данные для расчетов

Вариант	$l, (м)$	$b, (м)$	$q, (м^3/сут)$	$h, (м)$	$m, ед.$	$K_{охв.} ед.$	$\mu_n, мПа \cdot с$	$\mu_v, мПа \cdot с$	$\mu_1, мПа \cdot с$
1	200	100	400	12,8	0,28	0,70	5,8	1	0,53
2	250	150	350	13,7	0,27	0,65	4,3	1	0,47
3	300	200	300	14,2	0,26	0,60	3,7	1	0,63
4	350	250	250	15,9	0,25	0,55	2,6	1	0,54
5	400	200	300	16,7	0,24	0,70	1,8	1	0,48
6	200	150	350	18,4	0,23	0,65	2,7	1	0,52
7	250	100	400	19,3	0,22	0,60	3,6	1	0,59
8	300	100	400	18,5	0,21	0,55	4,2	1	0,64
9	350	150	350	17,9	0,20	0,70	5,1	1	0,65
10	400	200	300	16,9	0,19	0,65	4,7	1	0,51
11	200	250	250	13,7	0,25	0,60	4,8	1	0,49
12	250	200	300	15,4	0,19	0,55	3,5	1	0,48
13	300	150	350	18,7	0,20	0,70	3,6	1	0,55
14	350	100	400	19,2	0,21	0,65	2,8	1	0,68
15	400	100	400	14,7	0,22	0,60	1,9	1	0,55
16	350	150	350	15,3	0,23	0,55	2,3	1	0,69
17	250	200	300	12,7	0,24	0,70	3,8	1	0,54
18	250	250	250	13,6	0,25	0,65	4,6	1	0,48
19	350	200	300	14,8	0,26	0,60	5,2	1	0,57
20	350	150	350	15,1	0,27	0,55	5,7	1	0,61

Продолжение таблицы 5

Вариант	$S_{св}$ , д.ед.	$S^*$ , д.ед.	$D_0 \cdot 10^{-9}$ , м <sup>2</sup> /с	$K_{\mu} \cdot 10^5$ , м/(Па·с)	$K_w$ , м	C	$f'(S_0)$
1	0,05	0,90	1,10	2,50	0,10	0,40	1,318
2	0,06	0,95	1,12	2,45	0,11	0,42	1,244
3	0,07	0,91	1,14	2,40	0,12	0,44	1,355
4	0,08	0,92	1,16	2,35	0,13	0,46	1,333
5	0,09	0,87	1,18	2,30	0,14	0,48	1,423
6	0,10	0,89	1,20	2,25	0,15	0,50	1,411
7	0,11	0,96	1,10	2,20	0,10	0,52	1,331
8	0,12	0,92	1,12	2,50	0,11	0,54	1,339
9	0,13	0,94	1,14	2,45	0,12	0,56	1,406
10	0,14	0,89	1,16	2,40	0,13	0,40	1,490
11	0,15	0,96	1,18	2,35	0,12	0,42	1,366
12	0,14	0,87	1,20	2,30	0,15	0,44	1,519
13	0,13	0,93	1,10	2,25	0,10	0,46	1,398
14	0,12	0,95	1,12	2,20	0,11	0,48	1,387
15	0,11	0,89	1,14	2,50	0,12	0,50	1,433
16	0,10	0,96	1,16	2,45	0,13	0,52	1,333
17	0,09	0,94	1,18	2,40	0,14	0,54	1,318
18	0,08	0,89	1,20	2,35	0,15	0,56	1,366
19	0,07	0,94	1,10	2,30	0,10	0,50	1,298
20	0,06	0,90	1,12	2,25	0,11	0,40	1,351

## 6. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ

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

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

Объем воздуха, необходимый для выжигания единицы объема пласта:

$$V' = g v'_{окс}, \quad (6.1)$$

где  $g$  – расход топлива при горении, равный количеству кокса, образующегося в пласте,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$V'_{окс}$  – удельный расход окислителя (воздуха),  $\text{м}^3/\text{кг}$ ;

Предельный темп нагнетания воздуха,  $\text{м}^3/\text{сут}$ :

$$q_{прв} = \frac{7,4 k h_3 (p_{забн}^2 - p_{забд}^2)}{\mu_2 T_{пл} \left( \ln \frac{a^2}{r_c r_\phi} - 1,238 \right)}, \quad (6.2)$$

где  $k$  – проницаемость пласта для воздуха,  $\text{м}^2$ ;  $h_3$  – эффективная толщина пласта, м;  $p_{забн}$ ,  $p_{забд}$  – соответственно забойное давление в нагнетательной и добывающей скважинах, Па;  $\mu_2$  – вязкость воздуха в пластовых условиях  $\text{Па}\cdot\text{с}$ ;  $T_{пл}$  – пластовая температура, К;  $a$  – расстояние между нагнетательной и добывающими скважинами, м;  $r_c$  – радиус скважин, м;  $r_\phi$  – радиус фронта горения в конце первого периода процесса, м.

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

$$w_\phi = q_{прв} / (2\pi h V' r_\phi). \quad (6.3)$$

Проверяют выполнение следующего условия:



$$w_{\phi} > 3w_{\phi \min}, \quad (6.4)$$

где  $w_{\phi \min}$  - минимальная скорость перемещения фронта горения, зависящая от эффективной толщины пласта и расхода топлива, м/сут. Величина  $w_{\phi \min}$  определяется по рисунку 14.1, причем:

$$h_s = \alpha_h h, \quad (6.5)$$

где  $\alpha_h$  - коэффициент охвата пласта фронтом горения по толщине;  $h$  - толщина пласта, м.

Если выполняется условие (6.4), то принятая величина  $r_{\phi}$  остается в силе. Если условие (6.4) не выполняется, то изменяют соответствующим образом  $r_{\phi}$ .

Затем вычисляют параметр  $i_a$ :

$$i_a = q_{np\phi} / (ah_s w_{\phi \min} V'), \quad (6.6)$$

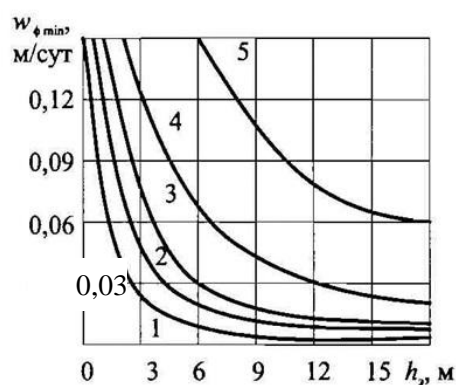


Рис. 6.1 Зависимости минимальной скорости перемещения фронта горения от эффективной толщины пласта и концентрации топлива: 1 - 32; 2-24; 3 - 20; 4 - 19,2; 5 - 18,4.

По рисунку 6.2, и рассчитанному значению  $i_a$  определяют коэффициент охвата пласта фронтом горения по площади  $a_s$ .

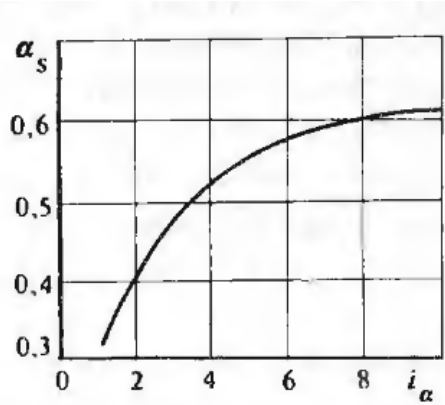


Рис. 6.2 Зависимость коэффициента охвата пласта по площади фронтом горения  $\alpha_s$  от параметра  $i_\alpha$

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

$$\eta' = 1 - (s_1 + s_2) / s_n, \quad (6.7)$$

где  $s_1$  - коэффициент, вычисляемый так:

$$s_1 = g / (\rho_{in} m), \quad (6.8)$$

где  $m$  - пористость пласта.

Коэффициент  $s_2$  рассчитывают по формуле:

$$s_2 = s_1 v'_{окс} Q'_g / Q'_n, \quad (6.9)$$

$Q'_g, Q'_n$  - соответственно удельная теплота сгорания газа ( $Q'_g = 1,257$  МДж/м<sup>3</sup>) и нефти ( $Q'_n = 41,9$  МДж/кг);

$s_n$  - нефтенасыщенность пласта.

Коэффициент нефтеотдачи элемента:

$$\eta = \alpha_h \alpha_s \eta' + \lambda (1 - \alpha_h \alpha_s), \quad (6.10)$$

где  $\lambda$  - коэффициент нефтеотдачи для зоны, не охваченной горением.

Длительность первого периода горения, сут:

$$\tau_1 = r_\phi / w_\phi. \quad (6.11)$$

Потребное количество воздуха за этот период, м<sup>3</sup>:

$$V_n = q_{np\sigma} \tau_1 / 2. \quad (6.12)$$

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

$$r_{\phi n} = r_0 / \sqrt{\frac{G_{см} c_{см} \rho_{см} V'}{c_{пл} \rho_{пл} G_n}}, \quad (6.13)$$

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

$$G_n = V_n \cdot 1,293 \quad (6.14)$$

Масса (в кг) смеси азота и паров воды:

$$G_{см} = [0,79\rho_a + \delta\rho_в + \frac{y}{V'} (\frac{9gn}{12+n} + s_в m\rho_в)] V_n, \quad (6.15)$$

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

Для предварительных расчет плотность смеси можно принять  $\rho_{см} = 0,93$  кг/м<sup>3</sup>, а удельную теплоемкость смеси  $c_{см} = 11,23$  кДж/(кг·К). В пластовых условиях указанные параметры могут быть приняты равными:  $\rho_{пл} = 4,95$  кг/м<sup>3</sup>,  $c_{пл} = 253$  кДж/(кг·К). Для оценки площади (в м<sup>2</sup>) выжженной зоны  $S_r$  можно воспользоваться следующими зависимостями: при  $r_{\phi n} \leq 50$  м

$$S_r = 160 \cdot r_{\phi n} \quad (6.16)$$

при  $r_{\phi n} > 50$  м

$$S_r = 8000 + 348 \cdot (r_{\phi n} - 50). \quad (6.17)$$

Объем выжженной зоны:

$$V_r = S_r \alpha_h h \quad (6.18)$$

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

$$\Sigma V = V' V_r / y. \quad (6.19)$$

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

$$\tau_2 = \frac{\Sigma V - V_n}{q_{npв}} + \tau_1. \quad (6.20)$$

Объем извлекаемой из пласта нефти:

$$V_n = 2a^2 h_3 m s_n \eta. \quad (6.21)$$

Расход воздуха на извлечение  $1 \text{ м}^3$  нефти:

$$G_0 = \Sigma V / V_n \quad (6.22)$$

Средний дебит одной добывающей скважины:

$$Q_n = V_n / (4\tau_2) \quad (6.23)$$

**Задача 6.** Рассчитать процесс внутрислоевого горения на пятиточечном элементе при следующих условиях: пористость терригенного пласта  $m$ , толщина пласта  $h$ , пластовая температура  $T_{пл}$ , плотность пластовой нефти  $\rho_{нт}$ , плотность воды  $\rho_e = 1100 \text{ кг/м}^3$ , нефтенасыщенность пласта  $s_n$ , водонасыщенность пласта  $s_e$ , расстояние от нагнетательной до добывающих скважин  $a$ , забойное давление в добывающих скважинах  $p_{забд}$ , забойное давление в нагнетательной скважине  $p_{забн}$ , радиус нагнетательной и добывающих скважин  $r_c = 0,075 \text{ м}$ , проницаемость пласта для воздуха  $k = 0,35 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ , вязкость воздуха в пластовых условиях  $\mu_2 = 1,8 \cdot 10^{-5} \text{ Па}\cdot\text{с}$ , расход топлива  $g = 27,4 \text{ кг/м}^3$ , удельный расход окислителя  $v'_{окс} = 14,7 \text{ м}^3/\text{кг}$ .

Принять радиус фронта горения в конце первого периода  $r_\phi$ , коэффициент охвата пласта по толщине  $\alpha_h = 0,9$ , коэффициент нефтеотдачи на участках, не охваченных горением, —  $\lambda = 0,3$ .

Таблица 6.1

## Исходные данные для расчетов

Вариант	$m$	$T_{пл},$ К	$r_{ф},$ м	$h,$ м	$\rho_{пл},$ кг/м <sup>3</sup>	$a$	$P_{забд},$ МПа	$P_{забн},$ МПа	$S_e,$ %	$S_{п},$ %
1	28	303	50	10	960	300	10	21	0,12	0,88
2	31	301	45	6	980	250	12	22	0,24	0,76
3	25	292	48	7	820	280	14	23	0,25	0,75
4	28	297	49	9	860	270	13	24	0,26	0,74
5	26	295	42	8	880	290	16	25	0,29	0,71
6	27	299	43	10	900	276	11	21	0,28	0,72
7	23	300	47	12	920	258	11	20	0,20	0,80
8	24	292	46	10	940	237	10	19	0,23	0,77
9	29	289	41	9	960	295	12	21	0,22	0,78
10	19	287	40	8	800	285	14	22	0,12	0,88
11	18	294	50	10	830	293	13	23	0,24	0,76
12	17	296	45	12	850	283	16	24	0,25	0,75
13	28	288	48	7	870	274	11	25	0,26	0,74
14	31	286	49	9	890	276	15	21	0,29	0,71
15	25	285	42	8	910	291	10	20	0,28	0,72
16	28	288	43	10	930	283	12	19	0,20	0,80
17	26	286	47	6	950	279	14	21	0,23	0,77
18	27	284	46	7	970	294	13	22	0,22	0,78
19	23	283	41	9	810	283	16	23	0,12	0,88
20	24	281	40	8	790	276	11	24	0,24	0,76

## 7. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ТЕПЛОТЫ ПО СТВОЛУ СКВАЖИНЫ ПРИ ПАРОТЕПЛОВОЙ ОБРАБОТКЕ

Вытеснение нефти паром – наиболее распространенный метод увеличения нефтеотдачи пластов, так как при вытеснении высоковязких нефтей он обладает явными преимуществами перед другими методами.

**Механизм процесса.** В этом процессе пар нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные паро-нагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. Пар, обладающий большой теплоемкостью – более 5000 кДж/кг – в 3–3,5 раза выше горячей воды при 230 °С, вносит в пласт значительное количество тепловой энергии, которая расходуется на нагрев пласта и снижение относительной проницаемости, вязкости и расширение всех насыщающих пласт агентов – нефти, воды, газа. В пласте образуются три следующие зоны, различающиеся по температуре, насыщению и характеру вытеснения (рис. 7.1).

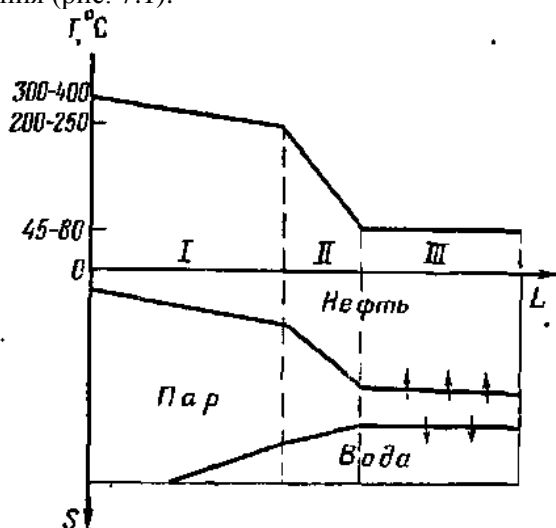


Рис. 7.1. Распределение температуры  $T$  и насыщенности  $S$  по длине однородного образца  $L$  при вытеснении нефти паром.

1. Зона пара вокруг нагнетательной скважины с температурой, изменяющейся от температуры пара до температуры начала конденсации (400–200 °С), в которой происходят экстракция из нефти легких фракций (дистилляция нефти) и перенос (вытеснение) их паром по пласту, т. е. совместная фильтрация пара и легких фракций нефти.

2. Зона горячего конденсата, в которой температура изменяется от температуры начала конденсации (200 °С) до пластовой, а горячий конденсат (вода) в неизотермических условиях вытесняет легкие фракции и нефть.

3. Зона с начальной пластовой температурой, не охваченная тепловым воздействием, в которой происходит вытеснение нефти пластовой водой.

Зоны пара и горячего конденсата по мере продолжения процесса расширяются, а третья зона с начальной пластовой температурой сокращается. В конечном счете, зона горячего конденсата, а затем и зона пара могут достигнуть добывающих скважин. Тогда горячая вода и пар прорываются в скважины и извлекаются с нефтью на поверхность. После этого продолжение процесса нагнетания пара практически нецелесообразно.

При нагреве пласта происходят дистилляция нефти, снижение вязкости и объемное расширение всех пластовых агентов, изменение фазовых проницаемостей, смачиваемости пласта и подвижностей нефти и воды и др.

**Объектом** метода выбирают нефтяные пласты с достаточно большой толщиной (15 м и более), вскрывают их в нагнетательных скважинах в средней части, системы размещения скважин принимают площадные с плотностью сетки от 1–2 до 4–8 га/скв, обеспечивает максимально высокий темп нагнетания пара с чередующейся закачкой пара и воды, после достаточного прогрева пластов переходят на их заводнение и др.

**Недостатки.** К недостаткам метода вытеснения нефти паром следует, прежде всего, отнести необходимость применения высококачественной чистой воды для парогенераторов, чтобы получить пар с насыщенностью 80 % и теплоемкостью 5000 кДж/кг. В воде, питающей парогенератор, должно содержаться менее 0,005 мг/л твер-

дых взвешенных частиц и полностью должны отсутствовать органические вещества (нефть, соли), растворенный газ (особенно кислород), а также катионы магния и кальция (нулевая жесткость).

Вытеснение нефти паром из песчаных пластов после прогрева и подхода фронта пара к добывающим скважинам сопровождается выносом песка, а из глинистых пластов – снижением их проницаемости, что создает дополнительные трудности.

Отношение подвижностей пара и нефти хуже, чем отношения подвижностей воды и нефти, поэтому охват пласта вытеснением паром ниже, чем при заводнении, особенно в случае вязкостей нефти более 800–1000 мПа·с.

Другая, наиболее сложная проблема при применении пара – сокращение потерь теплоты через обсадные колонны нагнетательных скважин, которые в обычных условиях достигают 3–4 % на каждые 100 м глубины скважины. При больших глубинах скважин (1000 м и более) потери теплоты в нагнетательных скважинах могут достигать 35–45 % и более от поданной на устье скважины, что сильно снижает экономическую эффективность процесса. Термоизоляция паро-нагнетательных труб особенно в глубоких скважинах снижает эти потери, но при этом встречаются технические трудности. Цементация колонны должна осуществляться до самого устья скважины. Цемент должен быть расширяющимся со специальными добавками (до 30–60 % кремнезема), термостойким.

Все сказанное обуславливает основное ограничение на применение метода – глубина не более 800–1000 м. С повышением темпа нагнетания пара потери теплоты резко снижаются.

Т.о., При паротепловой обработке необходимо знать потери теплоты в скважине и режимные параметры работы скважины.

Потери теплоты по стволу скважины можно определить по формуле

$$Q = \frac{2\pi r_b K \lambda_n}{\lambda_n + r_b K f(\tau)} \left[ (T_0 - \theta_0) H - \frac{\sigma H^2}{2} \right] \quad (7.1)$$

где  $Q$  – потери теплоты по стволу скважины, ккал/ч;  $r_b$  – внутренний радиус насосно-компрессорных труб, м;  $K$  – суммарный коэффициент теплопередачи, ккал/(м<sup>2</sup>·К·ч);  $\lambda_n$  – средний коэффициент теплопроводности горных пород, ккал/(м·К·ч);  $f(\tau)$  – потеря теплоты в породе в функции времени за время прогрева (определяется по гра-



фику, рисунок 15.2);  $T_0$  – температура рабочего агента (пара) на устье скважины, К;  $\theta_0$  – среднегодовая температура воздуха в районе устья скважины, К;  $H$  – глубина интервала закачки рабочего агента, м;  $\sigma$  – геотермический градиент, К/м.

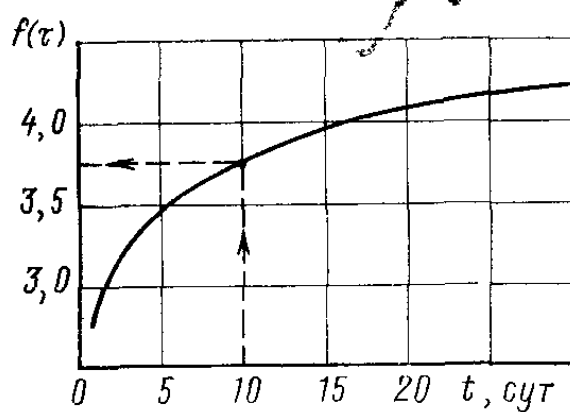


Рис.7.2 График для определения потерь теплоты в породе в функции времени

Суммарные потери теплоты за время прогрева

$$Q_{об} = Q \cdot t \quad (7.2)$$

Общее количество теплоты, подведенное к скважине, определяется по формуле

$$Q' = i \cdot G \quad (7.3)$$

где  $i$  – энтальпия пара, характеризующая его тепловые свойства (определяется по таблице 15.1);  $G$  – массовый расход закачанного пара, кг.

Количество теплоты дошедшей до забоя,

$$Q'' = Q' - Q_{об} \quad (7.4)$$

Потери теплоты составляют

$$\eta = \frac{Q_{об}}{Q'} \cdot 100 \quad (7.5)$$

Таблица 7.1

## Свойства насыщенного водяного пара

Температура, °С	Давление (абсолютное) кгс/см <sup>2</sup>	Удельный объем м <sup>3</sup> /кг	Плотность кг/м <sup>3</sup>	Удельная энтальпия жидкости i кДж/кг	Удельная энтальпия пара i, кДж/кг
100	1,033	1,675	0,5970	419,0	2679
105	1,232	1,421	0,7036	440,4	2687
110	1,461	1,212	0,8254	461,3	2696
115	1,724	1,038	0,9635	482,7	2704
120	2,025	0,893	1,1199	504,1	2711
125	2,367	0,7715	1,296	525,4	2718
130	2,755	0,6693	1,494	546,8	2726
135	3,192	0,5831	1,715	568,2	2733
140	3,685	0,5096	1,962	589,5	2740
100	1,033	1,675	0,5970	419,0	2679
105	1,232	1,421	0,7036	440,4	2687
110	1,461	1,212	0,8254	461,3	2696
115	1,724	1,038	0,9635	482,7	2704
120	2,025	0,893	1,1199	504,1	2711
125	2,367	0,7715	1,296	525,4	2718
130	2,755	0,6693	1,494	546,8	2726
135	3,192	0,5831	1,715	568,2	2733
140	3,685	0,5096	1,962	589,5	2740
145	4,238	0,4469	2,238	611,3	2747
150	4,855	0,3933	2,543	632,7	2753
160	6,303	0,3075	3,252	654,1	2765
170	8,080	0,2431	4,113	719,8	2776
180	10,23	0,1944	5,145	763,8	2785
190	12,80	0,1568	6,378	808,3	2792
200	15,85	0,1276	7,840	852,7	2798
210	19,55	0,1045	9,567	897,9	2801
220	23,66	0,0862	11,600	943,2	2803
230	28,53	0,07155	13,98	989,3	2802
240	34,13	0,05967	16,76	1035	2799
250	40,55	0,04998	20,01	1082	2792
260	47,85	0,04199	23,82	1130	2783
270	56,11	0,03538	28,27	1178	2770
280	65,42	0,02988	33,47	1226	2754
290	75,88	0,02525	39,60	1275	2734
300	87,6	0,02131	46,93	1327	2710

Пересчет в СИ: 1 кгс/см<sup>2</sup> = 9,81·10<sup>4</sup> Па; 1 ккал = 4,1868 кДж

**Задача 7.** Определить потери теплоты в скважине, если массовый расход закачанного пара  $G = 300$  т. Остальные данные для расчета приведены в табл. 7.2.

Таблица 7.2

**Исходные данные для расчетов**

	Внутр. радиус НКТ $r_B$ (м)	Коэф-т теплоперед. $K$ (ккал/м <sup>2</sup> ·К·ч)	Коэф-т теплопров. г.п., $\lambda_{гп}$ (ккал/м·К·ч)	Время прогрева, $t$ (сут)	Температура агента на устье, $T_0$ (К)	Ср. год. температура воздуха на устье $\theta_0$ (К)	Глубина закачки, $H$ (м)	Геотерм. градиент, $\sigma$ (К/м)
1	0,026	150	0,230	2	463	273	800	0,0120
2	0,035	151	0,235	4	473	275	850	0,0125
3	0,040	152	0,240	6	483	278	900	0,0130
4	0,050	153	0,245	8	493	280	950	0,0135
5	0,062	154	0,250	10	503	283	1000	0,0140
6	0,059	155	0,230	12	513	273	1050	0,0145
7	0,076	156	0,235	14	523	275	1100	0,0150
8	0,026	157	0,240	2	533	278	1150	0,0155
9	0,035	158	0,245	4	543	280	1200	0,0160
10	0,040	159	0,250	6	553	283	1250	0,0165
11	0,050	150	0,230	8	463	273	800	0,0120
12	0,062	151	0,235	10	473	275	850	0,0125
13	0,059	152	0,240	12	483	278	900	0,0130
14	0,076	153	0,245	14	493	280	950	0,0135
15	0,026	154	0,250	4	503	283	1000	0,0140
16	0,035	155	0,230	6	513	273	1050	0,0145
17	0,040	156	0,235	8	523	275	1100	0,0150
18	0,050	157	0,240	10	533	278	1150	0,0155
19	0,062	158	0,245	12	543	280	1200	0,0160
20	0,059	159	0,250	14	553	283	1250	0,0165

## 8. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПАРОВОТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ И ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ ГОРЯЧЕЙ ВОДОЙ

Вытеснение нефти горячей водой и паром – метод увеличения нефтеотдачи пластов, наиболее распространенный при вытеснении высоковязких нефтей. При этом процессе горячую воду нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные водо-нагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. Вода, обладающая большой теплоемкостью, вносит в пласт значительное количество тепловой энергии, которая расходуется на нагрев пласта и снижение относительной проницаемости, вязкости и расширение всех насыщающих пласт агентов – нефти, воды, газа.

Общее распределение водонасыщенности в пласте имеет вид, схематично показанный на рисунке 16.1.

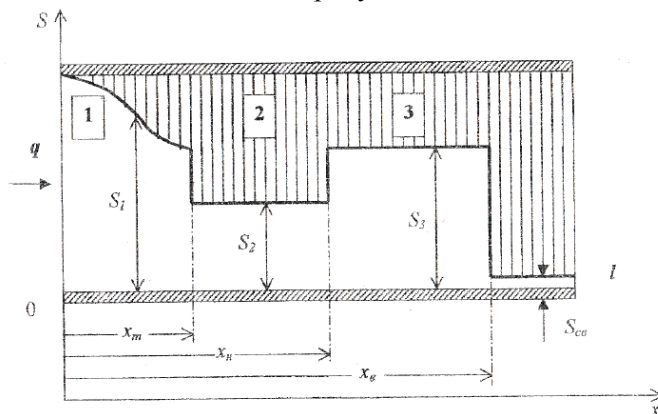


Рис.8 Схема распределения водонасыщенности  $S$  в прямолинейном пласте при поршневом вытеснении нефти горячей водой:

$l$  - нагретая область; 2 - область нефтяного вала; 3 - область изотермического вытеснения нефти водой;  $x_m$  - координата теплового фронта

Закачка горячей воды и пара в пласт позволяет решать следующие задачи:

- уменьшение фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне пласта за счет разогрева высоковязкой нефти;
- снижение вязкости аномальной нефти и увеличение ее подвижности;

- изменение смачиваемости породы-коллектора;
- изменение фазовой проницаемости по нефти;
- за счет малой вязкости пар может проникать в мелкие поры коллектора;

- при выдерживании скважины для пропитки проявляющиеся капиллярные эффекты помогают извлекать больше нефти.

- объемы добываемой нефти намного больше, чем при обычной добыче без применения закачки пара и закачки горячей воды.

К числу **недостатков** данного метода относятся:

- со временем доля нефти в добываемой жидкости значительно уменьшается.

- необходимость многократного повторения закачки пара, выдерживания и добычи;

- использование данного способа при добыче ВВН и ПБ в трещинно-поровых коллекторах приводит к быстрым прорывам пара по трещинам и неравномерному прогреву призабойной зоны пласта;

- после снижения температуры в прибойной зоне пласта вязкость нефти значительно увеличивается, кроме того при остывании нефти возможно образование отложений АСПВ, вызванное коагулированием частиц асфальтенов, смол и парафинов.

Основные **критерии для объектов** с применением паротеплового воздействия на пласт и нагнетанием воды, нагретой до 250-300 °С:

- пористость в пределах 10-30%. Чем выше пористость, тем меньше тепловой энергии расходуется на прогрев инертной массы (пористой среды) и тем эффективнее технологические результаты;

- значительная толщина пласта, так как в этом случае уменьшается относительная поверхность, через которую будет уходить тепло;

- равномерная сетка скважин;

- обводненность не более 40-50%.

Для подсчета эффективности метода, нужно знать, как горячая вода воздействует на пласт, распределение температуры в пласте можно определить по формуле Ловерье:

$$\frac{T(r,t)-T_0}{T_3-T_0} = \operatorname{erfc}(x) \cdot \eta(\tau-\xi); \quad (8.1)$$

где

$$x = \frac{\xi}{2 \cdot \sqrt{\frac{c_{\text{пл}} \cdot \rho_{\text{пл}}}{c_{\text{оп}} \cdot \rho_{\text{оп}}} \cdot (\tau - \xi)}}; \quad (8.2)$$

$$\xi = \frac{4\pi\lambda_{\text{оп}}r^2}{q_B h \eta_2 c_B \rho_B}; \quad (8.3)$$

$$\tau = \frac{4\lambda_{\text{пл}}t}{c_{\text{пл}} \rho_{\text{пл}} h^2 \eta_2^2}; \quad (8.4)$$

$T(r, t)$  – температура пласта на расстоянии  $r$  от нагнетательной скважины через время  $t$  после начала закачки горячей воды, °С.

$$\operatorname{erfc}(x) = 1 - \operatorname{erf}(x), \quad (8.5)$$

где  $\operatorname{erf}(x)$  – стандартное обозначение интеграла вероятности ошибок;  $\eta(\tau - \xi)$  – единичная функция, которая принимает следующие значения:

$$\begin{aligned} \eta(\tau - \xi) &= 1 \quad \text{при } \tau - \xi > 0; \\ \eta(\tau - \xi) &= 0 \quad \text{при } \tau - \xi \leq 0. \end{aligned} \quad (8.6)$$

При выводе формулы (16.1) были сделаны следующие допущения:

а) теплопроводность пласта по простиранию равна реальной теплопроводности пород, а перпендикулярно к напластованию – бесконечности;

б) теплопроводность окружающих продуктивный пласт пород в вертикальном направлении равна реальной, а в горизонтальном – нулю.

Из формулы (16.1) следует, что расстояние, на котором температура отличается от начальной пластовой, определяется исходя из следующего соотношения:

$$\tau = \xi \quad (8.7)$$

или

$$\frac{4\lambda_{\text{пл}}t}{c_{\text{пл}}\rho_{\text{пл}}h^2\eta_2^2} = \frac{4\pi\lambda_{\text{оп}}r^2}{q_B h \eta_2 c_B \rho_B}; \quad (8.8)$$

т.о.

$$r_{\text{нр}} = \sqrt{\frac{q_B c_B \rho_B \lambda_{\text{пл}} t_*}{\pi c_{\text{пл}} \rho_{\text{пл}} h \eta_2 \lambda_{\text{оп}}}}; \quad (8.9)$$

где  $r_{\text{нр}}$  – расстояние от нагнетательной скважины, в пределах которого температура отличается от начальной пластовой, м;  $t_*$  – время, прошедшее после начала нагнетания горячей воды в скважину, с.

Температуру пласта на заданном расстоянии от скважины рассчитывают после определения  $\tau$ ,  $\xi$  и  $x$ .

Средняя температура в нагретой зоне с заданным радиусом составит:

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_3 + T(r, t)}{2}; \quad (8.10)$$

**Задача 16.** В нефтяной пласт с целью вытеснения из него нефти закачивается горячая вода. Темп нагнетания горячей воды в скважину  $q_в$ , толщина пласта  $h$ , коэффициент охвата пласта по толщине  $\eta_2$ ; температура горячей воды на забое нагнетательной скважины  $T_3$ °С; начальная пластовая температура  $T_0$ , теплоемкость пласта и окружающих его пород  $C_{\text{пл}} = C_{\text{оп}}$  кДж/кг·К, теплоемкость закачиваемой горячей воды  $C_в$  кДж/кг·К, плотность закачиваемой воды  $\rho_в$  кг/м<sup>3</sup>, теплопроводность пласта и окружающих его пород  $\lambda_{\text{пл}} = \lambda_{\text{оп}}$  Вт/м·К, плотность пласта и окружающих его пород  $\rho_{\text{пл}} = \rho_{\text{оп}}$  кг/м<sup>3</sup>; радиус нагнетательной скважины  $r_c$ .

Требуется определить температуру пласта через 1 год после начала закачки теплоносителя, а также через 5 и 10 лет. Построить график распределения температуры. Результаты расчетов привести по примеру таблицы 8.1. Исходные данные приведены в таблице 8.2. В таблице 8.3 даны значения интеграла вероятностей.

Таблица 8.1

## Результаты расчетов

$r_i, \text{м}$	$\xi$	$x$	$erf(x)$	$erfc(x)$	$T, \text{°C}$	$T_{ср}, \text{°C}$
20						
40						
...						
$r_{пр}$						

Таблица 8.2

## Исходные данные для расчетов

Вариант	$q, \text{м}^3/\text{с}$	$h, \text{м}$	$\eta_2, \text{д.ед.}$	$T_3, \text{°C}$	$T_0, \text{°C}$	$\rho_в, \text{кг/м}^3$	$\lambda_{пл}, \lambda_{оп}, \text{Вт/м К}$	$\rho_{пл}, \rho_{оп}, \text{кг/м}^3$	$\Gamma_с, \text{м}$	$c_{пл}, c_{оп}, \text{кДж/кг К}$	$c_в, \text{кДж/кг К}$
1	400	10	0,60	176	20	1000	1,14	2400	0,097	1,00	4,40
2	420	12	0,65	178	21	1050	1,15	2450	0,084	1,05	4,35
3	440	14	0,70	180	22	1100	1,16	2500	0,071	1,10	4,30
4	460	16	0,75	182	23	1150	1,17	2550	0,057	1,15	4,25
5	480	18	0,80	184	24	1200	1,18	2600	0,097	1,20	4,20
6	500	20	0,60	186	25	1000	1,14	2400	0,084	1,00	4,15
7	400	22	0,65	188	26	1050	1,15	2450	0,071	1,05	4,10
8	420	24	0,70	190	27	1100	1,16	2500	0,057	1,10	4,40
9	440	26	0,75	192	28	1150	1,17	2550	0,097	1,15	4,35
10	460	28	0,80	194	29	1200	1,18	2500	0,084	1,20	4,30
11	480	10	0,60	176	20	1000	1,14	2400	0,071	1,00	4,25
12	500	12	0,65	178	21	1050	1,15	2450	0,057	1,05	4,20
13	400	14	0,70	180	22	1100	1,16	2500	0,097	1,10	4,15
14	420	16	0,75	182	23	1150	1,17	2550	0,084	1,15	4,10
15	440	18	0,80	184	24	1200	1,18	2600	0,071	1,20	4,40
16	460	20	0,60	186	25	1000	1,14	2400	0,057	1,00	4,35
17	480	22	0,65	188	26	1050	1,15	2450	0,097	1,05	4,30
18	500	24	0,70	190	27	1100	1,16	2500	0,084	1,10	4,25
19	420	20	0,75	192	28	1150	1,17	2500	0,071	1,15	4,20
20	440	22	0,80	194	29	1200	1,18	2500	0,057	1,20	4,15



Таблица 8.3

## Интеграл вероятностей

$x$	$erf(x)$	$x$	$erf(x)$	$x$	$erf(x)$	$x$	$erf(x)$	$x$	$erf(x)$
0,00	0,00000	0,40	0,4284	0,80	0,7421	1,20	0,9103	1,60	0,9763
0,01	0,01128	0,41	0,4380	0,81	0,7480	1,21	0,9130	1,61	0,9772
0,02	0,02256	0,42	0,4475	0,82	0,7538	1,22	0,9155	1,62	0,9780
0,03	0,03384	0,43	0,4569	0,83	0,7595	1,23	0,9185	1,63	0,9788
0,04	0,04511	0,44	0,4662	0,84	0,7651	1,24	0,9205	1,64	0,9796
0,05	0,05637	0,45	0,4755	0,85	0,7707	1,25	0,9229	1,65	0,9804
0,06	0,06762	0,46	0,4847	0,86	0,7761	1,26	0,9252	1,66	0,9811
0,07	0,07886	0,47	0,4937	0,87	0,7814	1,27	0,9235	1,67	0,9818
0,08	0,09008	0,48	0,5027	0,88	0,7867	1,28	0,9297	1,68	0,9825
0,09	0,1013	0,49	0,5117	0,89	0,7918	1,29	0,9319	1,69	0,9832
0,10	0,1125	0,50	0,5205	0,90	0,7969	1,30	0,9340	1,70	0,9838
0,11	0,1236	0,51	0,5292	0,91	0,8019	1,31	0,9361	1,71	0,9844
0,12	0,1348	0,52	0,5379	0,92	0,8068	1,32	0,9381	1,72	0,9850
0,13	0,1459	0,53	0,5465	0,93	0,8116	1,33	0,9400	1,73	0,9856
0,14	0,1569	0,54	0,5549	0,94	0,8163	1,34	0,9419	1,74	0,9861
0,15	0,1680	0,55	0,5633	0,95	0,8209	1,35	0,9438	1,75	0,9867
0,16	0,1790	0,56	0,5716	0,96	0,8254	1,36	0,9456	1,76	0,9872
0,17	0,1900	0,57	0,5798	0,97	0,8299	1,37	0,9473	1,77	0,9877
0,18	0,2009	0,58	0,5879	0,98	0,8342	1,38	0,9490	1,78	0,9882
0,19	0,2118	0,59	0,5959	0,99	0,8385	1,39	0,9507	1,79	0,9886
0,20	0,2227	0,60	0,6039	1,00	0,8427	1,40	0,9523	1,80	0,9891
0,21	0,2335	0,61	0,6117	1,01	0,8464	1,41	0,9539	1,81	0,9895
0,22	0,2443	0,62	0,6194	1,02	0,8508	1,42	0,9554	1,82	0,9899
0,23	0,2550	0,63	0,6270	1,03	0,8548	1,43	0,9569	1,83	0,9903
0,24	0,2657	0,64	0,6346	1,04	0,8586	1,44	0,9583	1,84	0,9907
0,25	0,2763	0,65	0,6420	1,05	0,8624	1,45	0,9597	1,85	0,9911
0,26	0,2869	0,66	0,6494	1,06	0,8661	1,46	0,9611	1,86	0,9915
0,27	0,2974	0,67	0,6566	1,07	0,8698	1,47	0,9624	1,87	0,9918
0,28	0,3079	0,68	0,6638	1,08	0,8733	1,48	0,9637	1,88	0,9922
0,29	0,3183	0,69	0,6708	1,09	0,8768	1,49	0,9649	1,89	0,9925
0,30	0,3286	0,70	0,6778	1,10	0,8802	1,50	0,9661	1,90	0,9928
0,31	0,3389	0,71	0,6847	1,11	0,8835	1,51	0,9673	1,91	0,9931
0,32	0,3491	0,72	0,6914	1,12	0,8868	1,52	0,9684	1,92	0,9934
0,33	0,3593	0,73	0,6981	1,13	0,8900	1,53	0,9695	1,93	0,9937
0,34	0,3694	0,74	0,7047	1,14	0,8931	1,54	0,9706	1,94	0,9940
0,35	0,3794	0,75	0,7113	1,15	0,8961	1,55	0,9716	1,95	0,9942
0,36	0,3893	0,76	0,7175	1,16	0,8991	1,56	0,9726	1,96	0,9944
0,37	0,3992	0,77	0,7238	1,17	0,9020	1,57	0,9736	1,97	0,9950
0,38	0,4090	0,78	0,7300	1,18	0,9048	1,58	0,9745	1,98	0,9950
0,39	0,4189	0,79	0,7361	1,19	0,9076	1,59	0,9755	1,99	0,9950

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Алиев З. С.* Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты / З.С. Алиев, В. В. Шеремет. М.: Недра, 1995. 131 с.
2. *Желтов Ю. П.* Разработка нефтяных месторождений: учебник для вузов / Ю. П. Желтов. М.: Недра, 1986. 332 с.
3. *Иванов, С. И.* Интенсификация притока нефти и газа к скважинам: учебное пособие / С. И. Иванов. М.: Недра, 2006. 565 с.
4. *Муслимов Р.Х.* Современные методы повышения нефтеизвлечения. Проектирование, оптимизация и оценка эффективности / Р.Х. Муслимов Казань: Изд-во Академии наук РТ, 2005. 688с.
5. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений: Учеб.пособие для вузов / Ю. П. Желтов, И. Н. Стрижов, А. Б. Золотухин, В. М. Зайцев]; Под ред. Ю. П. Желтова. М.: Недра, 1985. 296 с.
6. *Сургучев М. Л.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев. М.: Недра, 1985. 308 с.
7. *Юрчук А.М.* Расчеты в добыче нефти: Учебник для нефт. техникумов, 3-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1979. 271 с.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1. Определение дебита газовой скважины после проведения зарезки боковых стволов .....	4
2. Расчет основных параметров при зарезке бокового ствола .....	8
3. Расчет процесса вытеснения нефти с помощью поверхностно-активных веществ.....	13
4. Расчет процесса вытеснения нефти оторочкой раствора поверхностно-активных веществ.....	18
5. Расчет процесса вытеснения нефти углеводородными растворителями.....	23
6. Проектирование процесса внутрислоевого горения .....	32
7. Расчет потерь теплоты по стволу скважины при паротепловой обработке.....	38
8. Проектирование паротеплового воздействия и воздействия на пласт горячей водой .....	44
Библиографический список.....	50

**ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА МЕТОДОВ  
ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**

**ЧАСТЬ II**

*Методические указания к практическим занятиям  
для студентов бакалавриата направления 21.03.01,  
специальности 21.05.06*

Сост. *Л.А. Сайченко*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой  
разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Ответственный за выпуск *Л.А. Сайченко*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 02.06.2022. Формат 60×84/16.  
Усл. печ. л. 3,0. Усл.кр.-отт. 3,0. Уч.-изд.л. 2,7. Тираж 50 экз. Заказ 350.

Санкт-Петербургский горный университет  
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета  
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2