

С22.276/07
К 12

М. М. КАБИРОВ, Г. А. ШАМАЕВ

**РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ
РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Учебное пособие

Уфа 2003

УДК 622.276

ББК 33.36я7

К12

*Утверждено Редакционно-издательским советом УГНТУ
в качестве учебного пособия*

Рецензенты:

Директор Уфимского филиала ООО «ЮганскНИПИнефть»,
доктор техн. наук Н.И. Хисамутдинов
Зам. директора по науке «НИИНефтеотдача», канд. геол.-минер. наук
Ю.А. Котенев

Кабилов М.М., Шамаев Г.А.

К12 Решение задач при проектировании разработки нефтяных
месторождений: Учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. – 124 с.
ISBN 5 –7831-0405-1

В учебном пособии приведено описание способов обобщения исходных данных, используемых при составлении технологических схем и проектов разработки нефтяных месторождений; приведены приемы схематизации условий разработки, методы расчетов дебитов рядов скважин и отборов жидкости из залежи, а также процесса обводнения добываемой из пласта жидкости.

Учебное пособие предназначено для организации и проведения практических занятий по дисциплине «Разработка нефтяных месторождений» и «Теоретические основы разработки нефтяных месторождений» со студентами специальностей ГР дневного и заочного обучения.

УДК 622.276

ББК 33.36я7

ISBN 5-7831-0405-1

© Уфимский государственный нефтяной
технический университет, 2003

© Кабилов М.М., Шамаев Г.А., 2003

I. ПОДГОТОВКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

1.1. Расчетные методы оценки физических характеристик нефти, газа и пластовых вод

Параметры, характеризующие свойства коллекторов продуктивных пластов нефти, газа и воды, оценивают по данным лабораторных исследований ядерного материала, результатам геофизических и гидродинамических исследований, а также путем лабораторных изучений пластовых и поверхностных проб нефти, газа и пластовых вод.

Эти данные, обычно изменяющиеся в широких пределах, характеризуют высокую степень неоднородности распределения большинства параметров горных пород и пластовых флюидов. При проектировании технологических процессов нефтеотдачи возникает задача учета и отображения неоднородности строения и свойств коллекторов и определения их изменчивости по пласту.

Многие важнейшие свойства нефти, газа и пластовых вод зависят от давления, температуры, режимов фильтрации через пористые среды и движения в трубах. Для построения этих зависимостей проводят трудоемкие экспериментальные исследования с использованием специальной аппаратуры высокого давления. Поэтому в ряде случаев принимают расчетные методы построения упомянутых зависимостей или используют эмпирические соотношения, устанавливающие связи между различными характеристиками жидкостей и газов и факторами, влияющими на них.

1.1.1. Плотность нефти и газа

Расчетные методы определения плотности нефти можно условно разделить на две группы. Первая из них определяет расчетные методики, при использовании которых следует знать состав фаз, вторая - способы, когда в основном применяют эмпирически устанавливаемые значения плотностей фаз в нормальных условиях, количества растворенного газа, его относительной плотности и т.п.

Плотности газовой и жидкой фаз углеводородных смесей по их составу, давлению и температуре рассчитывают с помощью методов, основанных на

использовании того или иного вида уравнения состояния. При этом плотности фаз определяют по формулам

$$\rho_r = \frac{M_r}{V_r} \quad \text{и} \quad \rho_x = \frac{M_x}{V_x}, \quad (1.1)$$

где M_r и M_x - молекулярные массы газовой и жидкой фаз; V_r и V_x - объемы одного моля смеси газовой и жидкой фаз. Молекулярные массы газовой и жидкой фаз многокомпонентных смесей рассчитывают по уравнениям

$$M_r = \sum_1^n M_i y_i \quad \text{и} \quad M_x = \sum_1^n M_i x_i, \quad (1.2)$$

где n - число компонентов; M_i - молекулярная масса i -го компонента; x_i и y_i - молярные доли i -го компонента в жидкой и газовой фазах.

Один из самых простых и достаточно точных способов расчета плотности газовой смеси через его молярный объем основан на применении уравнения Редлиха-Квонга:

$$\left[P + \frac{a^{0.5}}{T^{0.5} V_r (V_r + b)} \right] (V_r - b) = RT, \quad (1.3)$$

где P - давление, МПа; T - температура, К; V_r - объем 1 моля газа, см³/моль; R - 6,3144 Дж/(моль×К)- универсальная газовая постоянная;

$$a^{0.5} = \sum_1^n a_i^{0.5} y_i \quad \text{и} \quad b = \sum_1^n b_i y_i; \quad (1.4)$$

$$a_i = \frac{0,04196R^2 T_{кр}^{2.5}}{P_{кр}} \quad \text{и} \quad b_i = \frac{0,0867RT_{кр}}{P_{кр}}; \quad (1.5)$$

$P_{кр}$ и $T_{кр}$ - критическое давление и температура i -го компонента, МПа и К соответственно.

Значения $P_{кр}$ и $T_{кр}$ для остатка или фракций определяют по рис.1.1 или рассчитывают по формулам [6] с использованием результатов разгонки остатка.

Из трех возможных корней уравнения (1.3) для объема газовой фазы V_r выбирают с максимальным значением. Уравнение (1.3) справедливо для широкого диапазона изменения давления, температуры и состава смеси. Точность расчета V_r во многом зависит от точности определения критических параметров остатка.

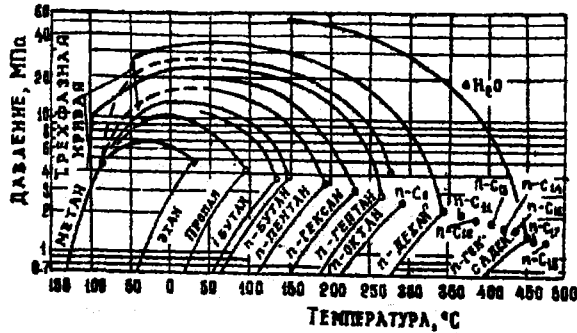


Рис.1.1. Номограмма для определения значений критических давлений и температур для остатка или фракции нефти

Плотность газовой фазы нефтегазовых систем также можно определить по корреляционным зависимостям, связывающим ее с давлением, температурой и эмпирически установленными характеристиками смесей в нормальных условиях.

Плотность природного, конденсатного или нефтяного газа при заданных давлениях и температурах можно рассчитать по любому из следующих соотношений, получаемых из обобщенного газового закона:

$$\rho_r = \frac{PM_r}{ZRT}; \quad \rho_r = \frac{\rho_{стг} T_{стг} P}{P_{стг} ZT}; \quad \rho_r = 0,359 \rho_{стг} \frac{P}{ZT}, \quad (1.6)$$

где ρ_r - плотность газа, г/см³; T - температура, К; $\rho_{стг} = \rho_{стг}/\rho_{стг} = M_r/M_B$; Z - коэффициент сжимаемости газа; стг - индекс, означающий стандартные условия; $\rho_{стг}$ - плотность воздуха в стандартных условиях.

Расчёт плотности газа по любому из уравнений (1.6) сводится к определению коэффициента сжимаемости газа, который можно рассчитать с помощью различных корреляционных зависимостей, основанных на использовании принципа соответственных состояний.

Для смесей легких природных газов ($\rho_{стг} < 1$), содержащих небольшие (менее 5%) количества примесей неуглеводородных компонентов (N_2, CO_2), рекомендуется [6] пользоваться диаграммой, приведенной на рис. 1.2.

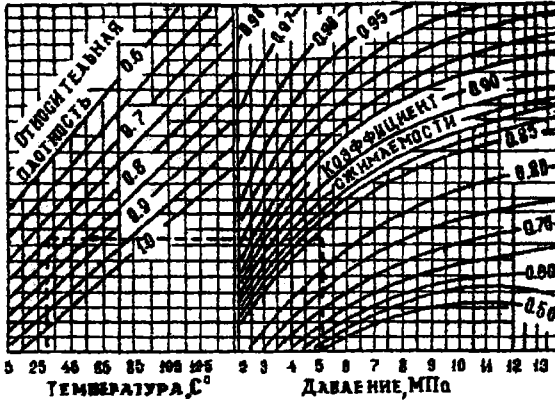


Рис. 1.2. Диаграмма для определения относительной плотности и коэффициента сжимаемости легких природных газов

Для газов с $\bar{\rho}_{ст} > 1$ и газов, содержащих значительное количество примесей углеводородных компонентов, коэффициент сжимаемости следует определять по специальным диаграммам, приведённым на рис. 1.3 - 1.7. Для определения коэффициента сжимаемости по этим диаграммам, помимо $P, T, \rho_{ст}$ (относительной плотности газа, не содержащего углеводородных компонентов), следует знать содержание в газе углеводородных компонентов и остатка, а также значений $M_{ост}$ и $\rho_{ост}$ или характеристик разгонки остатка по ИТК.

Расчёт проводится в следующей последовательности:

1. С помощью графиков рис. 1.3 по относительной плотности газа, не содержащего углеводородных компонентов, $\bar{\rho}_{ст}$, устанавливают его псевдокритическое давление $\bar{P}_{пк}$ и температуру $\bar{T}_{пк}$. Эти величины можно рассчитать и непосредственно по соотношениям, аппроксимирующим графические зависимости:

$$\bar{P}_{пк} = 1,669[9,669 - (\bar{\rho}_{ст} - 0,248)^2]^{1/2} - 0,667; \quad (1.7)$$

$$\bar{T}_{пк} = 100 + 166,7 \bar{\rho}_{ст}, \quad (1.8)$$

где P – в МПа, T – в градусах К.

2. С помощью диаграммы (рис. 1.4) по заданным $M_{\text{ост}}$ и $\rho_{\text{ост}}$ определяют $P_{\text{пк ост}}$ и $T_{\text{пк ост}}$.

Если $M_{\text{ост}}$ и $\rho_{\text{ост}}$ неизвестны, то псевдокритическое давление и температуру остатка устанавливают по правилу с помощью $P_{\text{кр}}$ и $T_{\text{кр}}$ составляющих его компонентов:

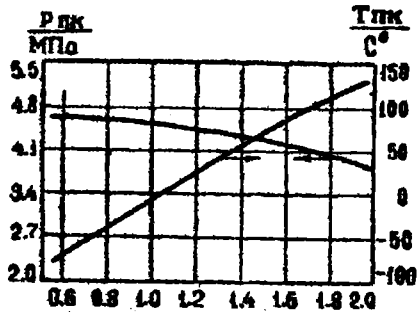


Рис. 1.3. Зависимость псевдокритического давления и температуры от относительной плотности газа

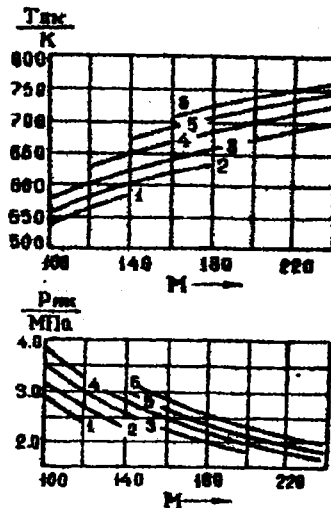


Рис. 1.4. Псевдокритическая температура и давление для фракций остатка в зависимости от молекулярной массы и плотности фракций

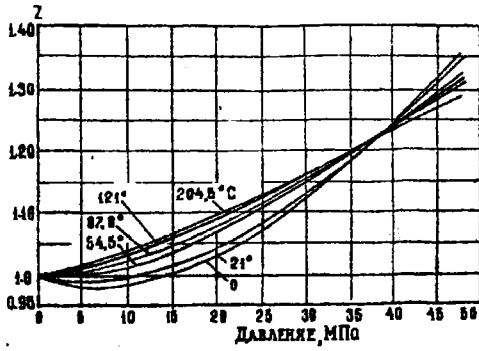


Рис. 1.5. Коэффициент сжимаемости азота в зависимости от давления

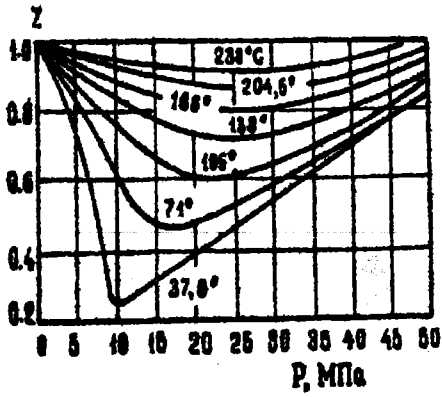


Рис. 1.6. Коэффициент сжимаемости двуокси углерода в зависимости от давления

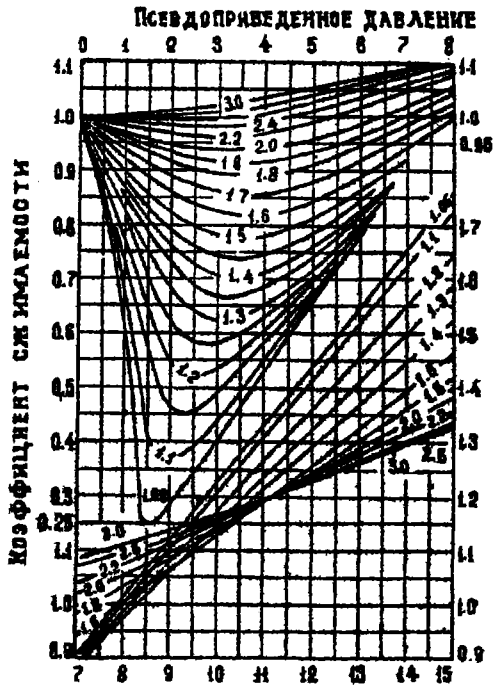


Рис. 1.7. Зависимость коэффициента сжимаемости углеводородных газов от псевдоприведенных давления и температуры

$$T_{\text{ПК-ост}} = \sum_1^m N_i \cdot T_{\text{кри}} \quad \text{и} \quad P_{\text{ПК-ост}} = \sum_1^m N_i \cdot P_{\text{кри}}, \quad (1.9)$$

где N_i - молярное содержание i -го условного компонента в остатке; m - число условных компонентов, составляющих остаток. Значения $T_{\text{кри}}$ и $P_{\text{кри}}$ в формуле (1.9) определяют по той же диаграмме с помощью значений p и M условных компонентов.

3. По найденным $P_{\text{ПК}}$ и $T_{\text{ПК}}$ обеих углеводородных групп и их относительному содержанию, пользуясь правилом аддитивности, рассчитывают $P_{\text{ПК}}$ и $T_{\text{ПК}}$ всей углеводородной части смеси:

$$P_{\text{ПК}} = (1 - N_{\text{ост}}) \bar{P}_{\text{ПК}} + N_{\text{ост}} P_{\text{ПК-ост}}, \quad (1.10)$$

$$T_{\text{ПК}} = (1 - N_{\text{ост}}) T_{\text{ПК}} + N_{\text{ост}} T_{\text{ПК-ост}}. \quad (1.11)$$

Здесь $N_{\text{ост}}$ - молярная доля остатка в углеводородной части смеси.

4. По соотношениям

$$P_{\text{гип}} = \frac{P}{P_{\text{ПК}}} \quad \text{и} \quad T_{\text{ПК}} = \frac{T}{T_{\text{ПК}}} \quad (1.12)$$

рассчитывают псевдоприведенные давление и температуру, а по диаграмме на рис. 1.7 - коэффициент сжимаемости углеводородной части смеси Z_y .

5. По давлению и температуре с помощью диаграмм рис. 1.5 и 1.6 определяют коэффициенты сжимаемости неуглеводородных составляющих: Z_{CO_2} и Z_{N_2} .

6. Средневзвешенный коэффициент сжимаемости смеси рассчитывают в соответствии с правилом аддитивности:

$$Z = Z_y N_y + Z_{\text{CO}_2} N_{\text{CO}_2} + Z_{N_2} N_{N_2}. \quad (1.13)$$

Для расчета плотности жидкой фазы углеводородных смесей предложен ряд аналитических методов, основанных на использовании принципов аддитивности парциальных объемов, термодинамического подобия, использовании уравнений состояния.

Из аналитических методов определения плотности жидкой фазы наиболее распространен метод Алани и Кеннеди. Плотность жидкой фазы по этому методу

определяется при расчете ее молярного объема по уравнению, формально совпадающему с уравнением Ван-дер-Ваальса:

$$V_m^3 - \left(\frac{RT}{P} + b \right) V_m^2 + \frac{a}{P} V_m - \frac{ab}{P} = 0, \quad (1.14)$$

где V_m – объём одного моля смеси, $\text{см}^3/\text{моль}$;

$$a = 26,0032 \sum_{i=1}^K a_i x_i \quad \text{и} \quad a = 62,422 \sum_{i=1}^K b_i x_i; \quad (1.15)$$

$$a_i = K_i e^{\frac{N_i}{T}} \quad \text{и} \quad b_i = m_i T + c_i. \quad (1.16)$$

Экспериментально установленные значения коэффициентов K_i ; C_i ; N_i ; m_i для индивидуальных компонентов приведены в табл. 1.1.

Значения a_k и b_k для остатка определяют по соотношениям

$$a_k = \exp(3,8405985 \cdot 10^{-3} M_{\text{ост}} - 9,5638281 \cdot 10^{-4} \frac{M_{\text{ост}}}{\rho_{\text{ост}}} + 1,45449 \cdot 10^2 / T + 7,310446 \cdot 10^{-6} M_{\text{ост}} + 10,753517), \quad (1.17)$$

$$b_k = 3,4992740 \cdot 10^{-2} M_{\text{ост}} - 7,2725403 P_{\text{ост}} + 4,018311 \cdot 10^{-4} T - 1,6322572 \cdot 10^{-2} M_{\text{ост}} / \rho_{\text{ост}} - 6,2256545, \quad (1.18)$$

где $M_{\text{ост}}$ – молекулярная масса остатка; $\rho_{\text{ост}}$ – плотность остатка при нормальных условиях, $\text{г}/\text{см}^3$.

Плотность и молекулярная масса остатка определяются экспериментально.

Из трех возможных значений корней уравнения (1.14) в качестве молярного объема жидкой фазы углеводородной смеси выбирают объем с минимальным значением.

Найдя из уравнений (1.2) молекулярные массы и из уравнений (1.3) и (1.14) молярные объемы фаз, по соотношениям (1.1) рассчитывают их плотности.

Плотность нефти с растворенным в ней газом в пластовых условиях можно рассчитать по формуле

$$\rho_{\text{н}} = \frac{1}{b} (\rho_{\text{н}} + \rho_{\text{г}} \Gamma), \quad (1.19)$$

где b – объемный коэффициент пластовой нефти; $\rho_{\text{н}}$ – плотность дегазированной нефти при 20°C и атмосферном давлении, $\text{кг}/\text{м}^3$; $\rho_{\text{г}}$ – плотность растворенного в нефти газа при 20°C и атмосферном давлении $\text{кг}/\text{м}^3$; Γ – газосодержание нефти.

Эмпирические постоянные

Компонент	Значения коэффициентов			
	K _i	N _i	M _i ·10 ⁴	C _i
Сероводород	13200	0	32,200	0,3945
Азот	4300	1,2738	8,082	0,3853
Двуокись углерода	8166	70	3,2724	0,3872
Натан	9160,6413	34,3851	5,9691	0,5087
Этан	46709,573	-224,7157	9,2737	0,5224
Пропан	20247,757	105,6912	3,8854	0,9083
Н- бутан	33016,212	81,1969	5,2236	1,1
Н-пентан	37046,234	166,4590	3,9519	1,4364
Н-гексан	52093	141,4227	6,6538	1,5929
Н- гептан	82295,457	35,7666	9,4640	1,73
Н- октан	89185,432	82,9944	10,7816	1,931
Н- нонан	124062,65	21,0650	12,114	2,152
Н- декан	146643,83	14,7355	14,1408	2,333

Объемный коэффициент пластовой нефти

$$b = 1 + \lambda \Gamma + \alpha_n (t_{пл} - 20) - \beta_n P_{пл}, \quad (1.20)$$

где λ - безразмерный параметр, равный отношению удельного приращения объема нефти в результате растворения в ней газа к газосодержанию нефти, определяемый по эмпирической формуле

$$\lambda = 10^{-3} [4,30 + 0,858\rho_r + 5,2 \cdot 10^{-3} (1 - 1,50 \cdot 10^{-3} \Gamma) \Gamma - 3,54\rho_n^{20}]. \quad (1.21)$$

Коэффициент α_n определяется по формуле

$$\alpha_n = \begin{cases} 10^{-3} (3,083 - 2,638\rho_n^{20}), & \text{если: } 0,780 \leq \rho_n^{20} \leq 0,860 \\ 10^{-3} (2,513 - 1,975\rho_n^{20}), & \text{если: } 0,860 \leq \rho_n^{20} \leq 0,960, \end{cases} \quad (1.22)$$

где β_n - коэффициент сжимаемости нефти, 1/МПа; $t_{пл}$ - пластовая температура, °С; $P_{пл}$ - пластовое давление, МПа. Часто в промысловых расчетах используют понятие относительной плотности нефти. Относительная плотность нефти ρ_n^{20} - отношение плотности нефти при 20°С и атмосферном давлении к плотности воды при 4°С и атмосферном давлении. Её значение численно совпадает со значением плотности нефти при 20°С и атмосферном давлении, г/см³.

В интервале температур 0-50°C относительная плотность нефти при 20°C и другой температуре t связаны формулой М.М. Кусакова

$$\rho_n^t = \rho_n^{20} - \alpha(t - 20), \quad (1.23)$$

где ρ_n^t - относительная плотность нефти при температуре t °C и атмосферном давлении;

$$\alpha = 0,001828 - 0,00132 \times \rho_n^{20}. \quad (1.24)$$

Более точно температурную поправку можно рассчитать по формулам

$$\alpha = \frac{5,11 \cdot 10^4}{(\rho_n^{20}) \cdot 1,68} = \left(\rho_n^{20} + \frac{100}{T_{ср,м}} \right); \alpha = 0,0006 + 0,0375 \left(\frac{1}{M_n} - 0,002 \right), \quad (1.25)$$

где $T_{ср,м}$ - среднемолярная температура кипения нефти, К; M_n - молекулярная масса нефти.

В более широком интервале температур (20-120°C) относительную плотность нефти можно рассчитать по формуле

$$\rho_n^t = \frac{\rho_n^{20}}{1 + \alpha_n(t - 20)}, \quad (1.26)$$

где α_n - определяется по формулам (1.22).

1.1.2. Расчет молекулярной массы нефти [6]

Под молекулярной массой нефти M_n понимают отношение массы нефти к числу долей нефти. Точность экспериментального определения молекулярной массы нефти характеризуется максимальной погрешностью 3%.

Молекулярная масса дегазированной нефти:

$$M_n = 200 \rho_n^{20} \cdot \mu_n^{0,11}, \quad (1.27)$$

где μ_n - вязкость дегазированной нефти при температуре 20°C и атмосферном давлении, мПа·с.

Формула (1.27) позволяет [6] рассчитать молекулярную массу нефти со средней погрешностью 2,9 %.

Молекулярную массу нефти можно оценить и по значению её плотности по формуле Крега

$$M_n = 44,29 \frac{\rho_n^{20} + 0,00826}{1,02174 - \rho_n^{20}} \quad (1.28)$$

или по формуле Р.С. Андриасова

$$M_n = 1,0343 \cdot 10^{2,77612} \cdot \rho_n^{20} \quad (1.29)$$

Молекулярную массу лёгкой нефти можно определить по формуле Войнова практически с погрешностью, равной погрешности при её экспериментальном определении:

$$M_n = (7\Phi - 21,5) + (0,76 - 0,01\Phi) \cdot t_{\text{ср,м}} + (0,0003\Phi - 0,00245) \cdot t_{\text{ср,м}}^2, \quad (1.30)$$

где Φ – характеристический фактор, рассматриваемый как показатель группового состава нефти, определяется по формуле

$$\Phi = \frac{3,73}{\rho_n^{20}} (2,72 + 0,48\rho_n^{20} - \frac{100}{M_n}). \quad (1.31)$$

Молекулярную массу пластовой нефти $M_{\text{пр}}$ при известном составе растворенного в нефти газа и известном газосодержании можно определить по формуле

$$M_{\text{пр}} = M_n \frac{1 + \Gamma \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_n}}{1 + \Gamma \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_n} \cdot \frac{M_n}{M_{\Gamma}}}, \quad (1.32)$$

где M_{Γ} – молекулярная масса растворённого газа. Молекулярная масса пластовой нефти

$$M_{\text{пр}} = M_n \frac{1 + \Gamma \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_n}}{1 + \frac{\Gamma}{\rho_n} \cdot \frac{M_n}{24,06}}, \quad (1.33)$$

так как молекулярная масса газа при температуре 20°C и атмосферном давлении

$$M_{\Gamma} = 24,06 \text{ г.}$$

При известной плотности и вязкости пластовой нефти молекулярную массу пластовой нефти рассчитывают по следующим формулам:

$$\begin{aligned} \rho_{\text{нр}} &= 0,157 \mu_{\text{нр}}^{0,267} \text{ при } \mu_{\text{нр}} < 1,5 \text{ мПа} \cdot \text{с}; \\ \rho_{\text{нр}} &= 0,172 \mu_{\text{нр}}^{0,136} \text{ при } \mu_{\text{нр}} \geq 1,5 \text{ мПа} \cdot \text{с}, \end{aligned} \quad (1.34)$$

где $\mu_{\text{нр}}$ - вязкость нефти с растворенным в ней газом при пластовых условиях, мПа·с.

1.1.3. Расчет вязкости нефти и газа

Вязкость углеводородных жидких фаз в зависимости от состава, давления и температуры рассчитывают по методике Лоренца с соавторами, основанной на предположении об однозначной зависимости между остаточной вязкостью жидкости $\mu_{\text{ж}} - \mu_{\text{ж0}}$ и ее приведенной плотностью:

$$\begin{aligned} [0,463(\mu_{\text{ж}} - \mu_{\text{ж0}}) \xi + 10^{-4}]^4 = & 0,1023 + 0,023364 \rho_{\text{нр}} + 0,058533 \rho_{\text{нр}}^2 - \\ & - 0,040758 \rho_{\text{нр}}^3 + 0,0093324 \rho_{\text{нр}}^4, \end{aligned} \quad (1.35)$$

где $\mu_{\text{ж}}$ - вязкость жидкости, мПа·с:

$$\mu_{\text{ж0}} = \mu_{\text{ж}}(P_{\text{ст}} T) = \frac{(9,4 + 0,02 M_{\text{ж}}) \cdot (1,8 T)^{1,5}}{209 + 19 M_{\text{ж}} + 1,8 T} \cdot 10^{-4}. \quad (1.36)$$

Параметр вязкости ξ и приведенную плотность жидкой фазы $\rho_{\text{нр}}$ рассчитывают по соотношениям

$$\xi = \frac{\left(\sum_1^n x_i T_{\text{кр}i} \right)^{1/6}}{\left(\sum_1^n x_i m_i \right)^{1/2} \left(\sum_1^n x_i P_{\text{кр}i} \right)^{2/3}}; \quad \rho_{\text{нр}} = \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{нр}}} ; \rho_{\text{нр}} = \frac{M_{\text{ж}}}{\sum_1^n x_i M_i V_{\text{кр}i}}, \quad (1.37)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ - плотность жидкой фазы, г/см³. Критическое давление и температуру остатка определяют по описанным методикам.

Критический объем остатка $V_{\text{кр.к}}$ рассчитывают по соотношению

$$V_{\text{кр.к}} = 1348,3125 M_{\text{ост}} - 0,9439 - 1728,5 p_{\text{ост}} / M_{\text{ост}} + 4,4079 p_{\text{ост}}. \quad (1.38)$$

Если нет экспериментальных данных, вязкость нефти при 20 °С и атмосферном давлении, в мПа·с, можно оценить по ее относительной плотности:

$$\mu_n = \left\{ \begin{array}{l} \left[\frac{0,658(\rho_n^{20})^2}{0,833 - (\rho_n^{20})^2} \right]^2 \text{ при } 0,845 < \rho_p^{20} < 0,924 \\ \left[\frac{0,465(\rho_n^{20})^2}{0,833 - (\rho_n^{20})^2} \right]^2 \text{ при } 0,780 < \rho_p^{20} < 0,845 \end{array} \right\} \quad (1.39)$$

Вязкость нефти при любой температуре можно рассчитать по ее известному значению при другой температуре:

$$\lg \mu_t = \frac{\lg c + \lg \mu_{t_0}}{1 + a(t - t_0)(\lg c + \lg \mu_{t_0})} - \lg c, \quad (1.40)$$

где μ_t - вязкость нефти при температуре t , мПа·с; μ_{t_0} - известное значение вязкости нефти при температуре t_0 , мПа·с; a , c - постоянные коэффициенты, значения которых зависят от вязкости нефти и определяются из следующих условий:

$$\begin{aligned} c &= 10 \frac{1}{\text{мПа}\cdot\text{с}}; a = 2,52 \cdot 10^{-3} \frac{1}{^\circ\text{C}}, \text{ при } \mu_t \geq 1000 \text{ мПа}\cdot\text{с}; \\ c &= 100 \frac{1}{\text{мПа}\cdot\text{с}}; a = 1,44 \cdot 10^{-3} \frac{1}{^\circ\text{C}}, \text{ при } 10 \leq \mu_t \leq 1000 \text{ мПа}\cdot\text{с}; \\ c &= 1000 \frac{1}{\text{мПа}\cdot\text{с}}; a = 0,76 \cdot 10^{-3} \frac{1}{^\circ\text{C}}, \text{ при } \mu_t \leq 10 \text{ мПа}\cdot\text{с}. \end{aligned} \quad (1.41)$$

Вязкость газонасыщенных нефтей значительно реагирует на изменение давления и температуру. Вязкость нефтей при пластовой температуре в зависимости от газосодержания нефти и вязкости, дегазированной при той же пластовой температуре, можно определять по формуле Чью и Коннели

$$\mu_s = A \cdot \mu_i^B, \quad (1.42)$$

где μ_s - вязкость газонасыщенной нефти при пластовой температуре и давлении насыщения, мПа·с; μ_i - вязкость дегазированной нефти при пластовой температуре и атмосферном давлении, мПа·с; A и B - графические функции газосодержания нефти, представленные Чью и Коннели, которые рассчитываются по следующим формулам:

$$A = \left\{ \begin{array}{ll} (1 + 0,0116\Gamma^*)^{-1} & \text{при } \Gamma^* < 130 \text{ м}^3/\text{м}^3, \\ 1,757(1 + 0,02625\Gamma^*)^{-1} & \text{при } 130 \leq \Gamma^* < 190 \text{ м}^3/\text{м}^3 \\ 00,6882(1 + 0,00706\Gamma^*)^{-1} & \text{при } 190 \leq \Gamma^* < 250 \text{ м}^3/\text{м}^3 \\ 0,3652(1 + 0,00189\Gamma^*)^{-1} & \text{при } \Gamma^* \geq 250 \text{ м}^3/\text{м}^3 \end{array} \right\}. \quad (1.43)$$

Здесь Γ^* - отношение объема газа, растворенного в нефти при пластовой температуре и давлении насыщения, к объему дегазированной нефти. Объемы газа и нефти, $\text{м}^3/\text{м}^3$, приведены к атмосферному давлению и температуре 15°C .

Влияние превышения давления над давлением насыщения можно определить по формулам, полученным из графиков Била:

$$\mu_{\text{ин}} = \mu_s + \delta(P_{\text{ин}} - P_s), \quad (1.44)$$

где $\mu_{\text{пл}}$ - вязкость нефти с растворенным в ней газом при пластовом давлении и температуре, $\text{мПа}\cdot\text{с}$; $P_{\text{пл}}$ - пластовое давление, МПа ; P_s - давление насыщения нефти газом при пластовой температуре, МПа .

Коэффициент δ аппроксимирован следующими уравнениями:

$$\delta = \left\{ \begin{array}{ll} 0,0114\mu_s & \text{при } \mu_s < 5 \text{ мПа}\cdot\text{с} \\ 0,057 + 0,23(\mu_s - 5) & \text{при } 5 \leq \mu_s < 10 \text{ мПа}\cdot\text{с} \\ 0,171 - 0,031(\mu_s - 10) & \text{при } 10 \leq \mu_s < 25 \text{ мПа}\cdot\text{с} \\ 0,643 + 0,045(\mu_s - 25) & \text{при } 25 \leq \mu_s < 45 \text{ мПа}\cdot\text{с} \\ 1,539 + 0,058(\mu_s - 45) & \text{при } 45 \leq \mu_s < 75 \text{ мПа}\cdot\text{с} \\ 3,286 + 0,100(\mu_s - 75) & \text{при } 75 \leq \mu_s < 85 \text{ мПа}\cdot\text{с} \end{array} \right\}. \quad (1.45)$$

Если известны состав, температура и давление газовой смеси, её вязкость может быть рассчитана по методике Ли-Гонсалеса-Икина, основанной на корреляционной зависимости между температурой, плотностью, молекулярной массой и вязкостью:

$$\mu_r = \mu_r(P_{\text{ст},T}) \exp[\chi(T)\rho_r^{0,9}]; \quad (1.46)$$

$$\mu_r(P_{\text{ст}}, T) = \frac{(9,4 + 0,002M_r) \cdot (1,8T)^{1,5}}{209 + 19M_r + 1,8T} \cdot 10^{-4}; \quad (1.47)$$

$$\chi(T) = 3,5 + \frac{986}{1,8 \cdot T} + 0,01M_r; \quad (1.48)$$

$$f(T) = 2,4 - 0,2 \cdot \chi(T). \quad (1.49)$$

1.1.4. Расчет теплоемкости нефти

Для расчета изобарной теплоемкости нефтей C_p рекомендуется формула

$$C_p = 1,5072 \left[1 - \frac{t + 50}{100} (1,14 - \rho_n^{20}) \right], \quad (1.50)$$

где C_p - изобарная теплоёмкость нефти, кДж/кг×К.

Среднюю теплоёмкость нефти в интервале температур (t_1 - t_2) можно определить по формуле Фортча и Уитмена

$$C_p = 1,5072 \left[1 - \frac{t + 50}{100} (1,14 - \rho_n^{20}) \right]. \quad (1.51)$$

Формула (1.51) справедлива до температур 260 °С. В более широком диапазоне температур среднюю теплоемкость нефти можно рассчитывать по формуле Уотсона и Нельсона

$$C_p = (0,55\Phi + 0,35) [2,95319 - 1,32167\rho_n^{20} + t(0,00613 - 0,00229\rho_n^{20})]. \quad (1.52)$$

1.1.5. Расчёт теплопроводности нефти

Коэффициент теплопроводности нефти при атмосферном давлении в интервале температур 20-200 °С рассчитывается по формуле

$$\lambda_t = (0,1233 + 0,635 \cdot 10^{-1} n) [1 - (0,00491 - 0,00447\rho_n^{20})(t - 30)], \quad (1.53)$$

где λ_t - теплопроводность нефти при заданной температуре и атмосферном давлении, Вт/м×°С; n - массовая доля твердых парафинов в нефти.

1.2. Обработка данных о физических свойствах пород продуктивных пластов

Физические свойства коллекторов продуктивных пластов определяют по данным лабораторных исследований кернового материала, результатам

гидродинамических и геофизических исследований. Эти данные обычно изменяются в широких пределах по площади залежей и толщине пластов, характеризуя высокую степень неоднородности параметров пластовых систем. При проектировании технологических процессов нефтеотдачи возникает задача учета и отображения неоднородности строения и свойств коллекторов и определения их характеристик по пласту.

Физические свойства коллекторов, как правило, зависят от давления, температуры, степени насыщенности порового пространства газожидкостными смесями.

При решении задач проектирования технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных месторождений приходится учитывать изменчивость проницаемости и пористости пород и объемную неоднородность строения пластов. Это достигается путем построения моделей неоднородных коллекторов на основе методов математической статистики.

1.2.1 Учет и отображение проницаемостной неоднородности пород

При использовании статистических методов анализируемый параметр пласта принимается за случайную величину с определенной функцией распределения $F(x)$, а имеющиеся результаты его измерений принимаются за выборку из генеральной совокупности данных, характеризующих пласт в целом.

Основные значения случайной величины можно оценить по числовым характеристикам. По данным выборки определяют математическое ожидание, медиану, моду и др. Для оценки степени разбросанности случайной величины и для описания характерных особенностей ее распределения используются начальные, центральные и условные моменты.

Обработку данных о коэффициенте проницаемости продуктивного пласта рассмотрим на следующем примере.

Пусть случайная величина (коэффициент проницаемости) дана таблицей распределения (табл.1.2).

К составлению таблиц распределения предъявляются определенные требования. По первоначальным данным находят минимальное и максимальное значение коэффициента проницаемости или другой исследуемой величины. Определяют размах по формуле $R = K_{\text{MAX}} - K_{\text{MIN}}$. Интервал, в котором лежат все наблюдаемые значения изучаемого параметра, делится на более мелкие интервалы, число которых зависит от выбранной величины интервала группировки ΔK . По рекомендациям К.Брукс и Н.Карузере величина ΔK определяется по формуле

$$\Delta K = \frac{R}{5 \lg n}, \quad (1.54)$$

где n – объём выборки, то есть количество определений.

Таблица 1.2

Распределение образцов горных пород по коэффициенту проницаемости

Интервал изменения проницаемости, мкм ²	0,0-0,1	0,1-0,2	0,2-0,3	0,3-0,4	0,4-0,5	0,5-0,6	0,6-0,7	0,7-0,8	0,8-0,9
Количество образцов	328	494	438	342	288	219	154	123	96

Продолжение табл. 1.2

Интервал изменения проницаемости, мкм ²	0,9-1,0	1,0-1,1	1,1-1,2	1,2-1,3	1,3-1,4	1,4-1,5	1,5-1,6	1,6-1,7	1,7-1,8
Количество образцов	63	55	36	27	16	14	11	8	5

Продолжение табл. 1.2

Интервал изменения проницаемости, мкм ²	1,8-1,9	1,9-2,0	Всего образцов
Количество образцов	4	1	2722

При выборе ΔK в первую очередь следует ориентироваться на точность измерения изучаемого параметра.

Для данной выборки необходимо определить числовые характеристики, выбрать закон распределения и проверить соответствие выбранного теоретического распределения фактическому.

Математическое ожидание коэффициента проницаемости рассчитываем по формуле

$$\bar{K} = \sum_{i=1}^m \omega_i k_i, \quad (1.55)$$

где ω_i – частота или эмпирическая вероятность случайной величины.

Дисперсия случайной величины

$$D(K) = \sum_{i=1}^{i=n} \omega_i (\bar{K} - K_i)^2. \quad (1.56)$$

Таблица 1.3

Пример обработки данных о коэффициенте проницаемости пласта

Интервал измерения коэффициента проницаемости, мкм ²	Средины интервалов (K_i), мкм ²	Частота, m	Частота, $\omega = m/n$	$K_i \cdot \omega_i$	$(K - K_i)^2$	$(K - K_i)^2 \times \omega$	$V = \omega_i / \Delta K$
0,0-0,1	0,05	328	0,12050	0,00603	0,13450	0,016210	0,012050
0,1-0,2	0,15	494	0,18110	0,02711	0,06780	0,012300	0,018110
0,2-0,3	0,25	438	0,16080	0,04021	0,25800	0,041500	0,016080
0,3-0,4	0,35	342	0,12550	0,04292	0,00385	0,000483	0,012550
0,4-0,5	0,45	288	0,10580	0,04750	0,00176	0,000186	0,010580
0,5-0,6	0,55	219	0,08050	0,04420	0,02150	0,001730	0,008050
0,6-0,7	0,65	154	0,05660	0,03680	0,06000	0,003440	0,005660
0,7-0,8	0,75	423	0,04520	0,03390	0,12000	0,005420	0,004520
0,8-0,9	0,85	96	0,03530	0,02990	0,22100	0,007060	0,003530
0,9-1,0	0,95	63	0,02350	0,02180	0,31000	0,007130	0,002350
1,0-1,1	1,05	55	0,02120	0,02120	0,40800	0,008250	0,002020
1,1-1,2	1,15	36	0,01320	0,01520	0,54400	0,007170	0,001320
1,2-1,3	1,25	27	0,00990	0,01240	0,70400	0,006960	0,000990
1,3-1,4	1,35	16	0,00586	0,00790	0,88000	0,005160	0,000586
1,4-1,5	1,45	14	0,00514	0,00750	1,07400	0,005500	0,000514
1,5-1,6	1,55	11	0,00404	0,00630	1,29300	0,005230	0,000401
1,6-1,7	1,65	8	0,00299	0,00490	1,52800	0,004520	0,000297
1,7-1,8	1,75	5	0,00188	0,00330	1,78000	0,003340	0,000188
1,8-1,9	1,85	4	0,00147	0,00600	2,06000	0,003030	0,000147
1,9-2,0	1,95	5	0,00036	0,00070	2,36000	0,00086	0,000036
Итого:		2722	1,00000	0,41200	-	0,10600	-

Средне квадратическое отклонение

$$\sigma(K) = \sqrt{D(x)}. \quad (1.57)$$

Коэффициент вариации случайной величины

$$v(K) = \frac{\sigma(K)}{\bar{K}}. \quad (1.58)$$

Расчеты по определению числовых характеристик коэффициента проницаемости, так же, как и других физических параметров пласта, удобно вести в таблице. В табл.1.3 приводится пример обработки данных о коэффициенте проницаемости пласта по исходным данным табл. 1.2.

Таким образом, по результатам расчетов, приведенных в табл.1.3, математическое ожидание коэффициента проницаемости для данной выборки равно $0,412 \text{ мкм}^2$, а дисперсия – $0,106$.

Среднеквадратическое отклонение

$$\sigma(K) = \sqrt{D(K)} = \sqrt{0,106} = 0,326 \text{ мкм}^2.$$

Коэффициент вариации

$$v(K) = \frac{\sigma(K)}{\bar{K}} = \frac{0,326}{0,412} = 0,791.$$

По данным последней графы табл.1.3 для наглядного представления характера распределения коэффициента проницаемости можно построить гистограмму плотности частот.

1.2.2. Оценка соответствия теоретического распределения статистическому

При обработке статистического материала часто приходится решать задачу, как подобрать для распределения, полученного опытным путем, теоретическую кривую распределения. Как правило, принципиальный вид кривой распределения выбирается в соответствии с внешним видом полигона распределения или гистограммы. Поскольку аналитические выражения теоретической кривой выбранного вида зависят от определенных параметров распределения, то задача выравнивания переходит в задачу рационального выбора тех значений

параметров, при которых соответствие между эмпирическим и теоретическим распределением оказывается наилучшим.

Если закон распределения $F(X)$ генеральной совокупности неизвестен, но есть основание предполагать, что он имеет определенный вид $F_T = F(X)$, то проверяют нулевую гипотезу:

$$H_0: F(K) = F^*(K).$$

Критерий, служащий для проверки гипотезы о неизвестном законе распределения, называется критерием согласия. В математической статистике предложены различные критерии согласия. Существует несколько критериев согласия: Пирсона, Колмогорова, Смирнова и др. Для проверки гипотез о законах распределения физических параметров пласта часто пользуются критериями согласия Пирсона и Колмогорова.

Для того, чтобы при заданном уровне значимости α проверить гипотезу о нормальном распределении генеральной совокупности, надо [7] сделать следующее:

- 1) вычислить непосредственно методом произведений или сумм выборочную среднюю \bar{K} и выборочное среднее квадратичное отклонение $\sigma(K)$;
- 2) вычислить теоретические частоты:

$$n_{im} = \frac{nh}{\sigma(K)} \varphi(U_i), \quad (1.59)$$

где n - объем выборки; h - шаг (разность между двумя соседними вариантами);

$$u_i = \frac{K_i - \bar{K}}{\sigma(K)}; \quad \varphi(U) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{u^2}{2}}; \quad (1.60)$$

3) сравнить эмпирические и теоретические частоты с помощью критерия Пирсона. Для этого:

- составляют расчетную таблицу (табл.1.4) по форме:

Таблица 1.4

i	n_i	n_{im}	$n_i - n_{im}$	$(n_i - n_{im})^2$	$(n_i - n_{im}/n_{im})^2$
-----	-------	----------	----------------	--------------------	---------------------------

По табл. 1.4 находят наблюдаемое значение критерия:

$$\lambda_{\text{набл}}^2 = \sum \frac{(n_i - n_m)^2}{n_m}; \quad (1.61)$$

- по таблице критических точек распределения λ^2 по заданному уровню значимости α и числу степеней свободы $m = S-3$ (S - число групп выборки) находят критическую точку $\lambda_{\text{кр}}^2(\alpha; m)$.

Если $\lambda_{\text{набл}}^2 < \lambda_{\text{кр}}^2$ - нет оснований отвергнуть гипотезу о нормальном распределении генеральной совокупности. Другими словами, эмпирические и теоретические частоты различаются незначимо (случайно).

Критерий согласия А.Н. Колмогорова [6] вычисляются по формуле

$$\lambda = |\Delta F_{\text{max}}| \cdot \sqrt{n}, \quad (1.62)$$

где λ - критерий согласия А.Н. Колмогорова; ΔF - абсолютное значение максимальной разницы между теоретической и статистической функцией распределения; n - общее число определений параметра.

Свойства критерия λ таковы, что, если полученному значению будет соответствовать малая вероятность $P(\lambda)$, то расхождение между эмпирическим и теоретическим распределением является существенным.

Таблица 1.5

Значения вероятностей $P(\lambda)$ [7]

λ	$P(\lambda)$	λ	$P(\lambda)$	λ	$P(\lambda)$
0,30	1,0000	0,80	0,5441	1,60	0,0120
0,35	0,9997	0,85	0,4653	1,70	0,0062
0,40	0,9972	0,90	0,3927	1,80	0,0032
0,45	0,9874	0,95	0,3275	1,90	0,0015
0,50	0,9639	1,00	0,2700	2,00	0,0007
0,55	0,9228	1,10	0,1777	2,10	0,0003
0,60	0,8643	1,20	0,1122	2,20	0,0001
0,65	0,7920	1,30	0,0681	2,30	0,0001
0,70	0,7112	1,40	0,0397	2,40	0,00007
0,75	0,6272	1,50	0,0222	2,50	0,00004

Практически такой вывод делается при $P(\lambda) < 0,05$.

При вероятности $P(\lambda) > 0,05$ теоретическое распределение считается

достаточно близким к эмпирическому.

Если вероятность $P(X)$ мала, то выбранный теоретический закон распределения не соответствует статистическому. Тогда подыскивается другой теоретический закон распределения, который лучше соответствует статистическому распределению.

2. СХЕМАТИЗАЦИЯ УСЛОВИЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

2.1. Общие положения

При разработке нефтяных месторождений происходит фильтрация пластовых и нагнетаемых с поверхности в пласт флюидов, во время которой происходит замещение нефти водой. Поэтому знание законов фильтрации жидкостей, газов и их смесей, а также законов вытеснения их друг другом из пористой среды необходимо для правильного понимания процессов, протекающих в недрах при разработке нефтяной залежи. Тем более это необходимо для проектирования систем разработки, отличающихся максимальной экономической эффективностью.

Основные закономерности и показатели процессов фильтрации и вытеснения жидкостей и газов в пористой среде зависят от множества факторов, связанных с физическими характеристиками пласта, пластовых жидкостей, формой контуров нефтеносности, схемой размещения и режимами работы скважин. Все эти факторы, реально влияющие на технико-экономические показатели процесса разработки нефтяной залежи, сложным образом меняются во времени и в пространстве.

В связи с этим решить задачу выбора оптимальной системы разработки непосредственно прямым путем в настоящее время не представляется возможным. Одновременный точный учет всех факторов, влиявших на процесс разработки, приводит к непреодолимым математическим трудностям. Поэтому различные принципиальные схемы процесса разработки рассчитывают и анализируют для идеализированной расчетной схемы, более или менее полно отражающей реальные условия работы залежи.

Таким образом, при гидродинамических расчетах процесса обводнения и определении нефтеотдачи реальные, неоднородные по параметрам и свойствам флюидов пласты заменяют расчетной схемой. Процесс составления расчетной модели пласта принято называть схематизацией условий разработки залежи.

Схематизация условий разработки сводится к решению следующих задач:

- 1) залежь нефти сложной конфигурация приводят к форме полосы, круга или к соотношению этих простейших геометрических фигур;
- 2) заменяют внешний и внутренний контуры нефтеносности одним условным расчетным контуром или залежь нефти с обширными водонефтяными зонами - слоистым пластом;
- 3) заменяет пространственную задачу плоской путем приведения пластовых и забойных давлений к некоторой условной плоскости;
- 4) выбирают и обосновывают основные параметры пласта и свойства пластовых жидкостей. Выбирают закон распределения основных физических характеристик пласта и пластовых флюидов;
- 5) выбирают и обосновывают расчетную модель вытеснения нефти из пористой среды.

В процессе разработки условия работы залежи непрерывно изменяются. Поэтому расчетная модель также должна меняться во времени. Это, конечно, значительно усложняет расчеты. Поэтому в первом приближении принимают расчетную модель пласта неизменной - в течение отдельного этапа или всего срока разработки.

2.2. Схематизация формы залежи

Нефтяные залежи не имеют в плане правильной геометрической формы. Процесс разработки залежи неправильной геометрической форм аналитически не может быть рассчитан вполне точно.

Поэтому задача может быть решена в двух направлениях. Можно получить точное решение при помощи электрического моделирования процесса фильтрации. Для приближенного решения задачи возможна аппроксимация истинной формы залежи такими формами или частями форм и их сочетаниями, которые поддаются аналитическому расчету.

Как показали соответствующие исследования, во многих случаях можно заменить истинную форму залежи правильной геометрической формы, соблюдая

при этом известные правила, позволяющие получить результаты расчетов с возможно меньшей погрешностью [1-5].

Способ аппроксимации может быть различным в зависимости от целевого назначения гидродинамических расчетов. Так, для предварительной схемы разработки можно применять менее точную аппроксимацию, чем для проекта.

Методика гидродинамических расчетов наиболее простая и лучше всего разработана для двух форм залежей: полосовой и круговой.

Под полосовой залежью подразумевают залежь, лежащую между двумя параллельными прямыми, простирающимися по обе стороны неограниченно. Этими прямыми линиями могут являться либо контур нефтеносности литологического или тектонического экрана, либо два контура нефтеносности, либо линии разрезания залежи водонагнетательными скважинами.

Круговая залежь ограничена контуром нефтеносности правильной круговой формы.

Часто овальную форму залежи представляется целесообразным преобразовывать в залежь, имеющую форму кольца. При этом необходимо соблюдать следующее правило. Длина внешнего периметра кольца должна быть равна длине расчётного контура нефтеносности, а площадь кольца – площади реальной залежи в пределах расчётного контура нефтеносности.

Как показали сравнения решений [5], полученных на электроинтеграторе, с гидродинамическими расчетами, замена реальной формы залежи кругом дает хорошие результаты при отношении длин осей залежи 3 : 1 и меньше. При большем отношении длин осей для расчета целесообразно заменить реальную залежь полосовой.

2.2.1. Пример решения задачи по схематизации полосообразной залежи

При решении этой задачи на реальной залежи (на структурной карте) в соответствии с выбранной сеткой размещают добывающие и нагнетательные скважины. Определяют длины рядов скважин и контуров нефтеносности, рассчитывают площади нефтеносности и объемы нефтенасыщенных пород в

каждом характерном элементе залежи: внутри контуров нефтеносности и между рядами скважин. Определяют среднее значение нефтенасыщенных толщин пласта. Эта величина может быть найдена как средняя арифметическая при небольшом количестве скважин. При большом объеме исходных данных за среднюю толщину нефтеносного пласта можно принять средневзвешенную толщину по площади или математическое ожидание.

Задача 2.1. Привести залежь А с размещенными на ней скважинами к расчетной схеме полосовой залежи (рис. 2.1, а).

Исходные данные: Длина залежи $b = 10$ км. Ширина $a = 2,5$ км. Площадь залежи внутри контура нефтеносности $S = 22$ км². Расстояние от контура нефтеносности до первого ряда скважин $L_1 = 500$ м, расстояние от первого ряда до второго $L_2 = 500$ м, расстояние от второго до третьего ряда $L_3 = 300$ м. Расстояние между скважинами в рядах:

$$2\sigma_1 = 2\sigma_2 = 2\sigma_3 = 2\sigma_4 = 500 \text{ м}; \quad 2\sigma_5 = 300 \text{ м}.$$

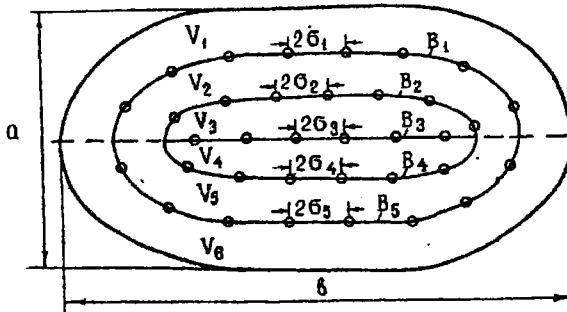
Общий объем нефтенасыщенных пород в пределах внешнего контура нефтеносности $V_{\text{общ}} = 234,74 \times 10^6$ м³, объем пород между внешним контуром и первым рядом V_1 , между пятым рядом и внешним контуром V_2 одинаковы и равны $53,35 \times 10^6$ м³; между первым и вторым рядами V_2 , а также между четвертым и пятым рядами V_5 одинаковы и равны $42,68 \times 10^6$ м³, объем пород между вторым и третьим рядами V_3 , третьим и четвертым рядами V_4 равны, $V_3 = V_4 = 21,34 \times 10^6$ м³. Длины рядов скважин равны, м: $B_1 = 10,4$; $B_2 = 8,3$; $B_3 = 6$; $B_4 = 8,7$; $B_5 = 11$.

Количество скважин в рядах: $n_1 = 21$; $n_2 = 16$; $n_3 = 20$; $n_4 = 17$ и $n_5 = 22$.

На залежи пробурено 10 разведочных скважин, в которых были определены нефтенасыщенные толщины пласта и получены следующие данные, м: 9,4; 9,8; 10,6; 11,75; 12,24; 8,04; 8,65; 13,50; 12,37 и 10,35.

Решение задачи. Составление расчетной схемы полосообразной залежи производится в следующей последовательности.

a)



б)

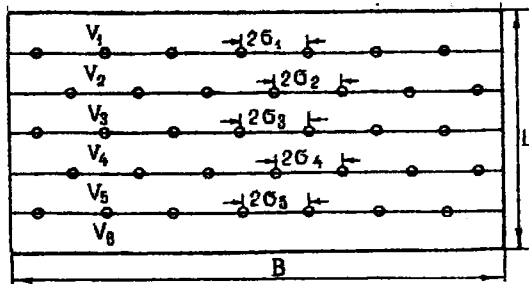


Рис. 2.1. Схематизация формы залежи

1. Определяют отношение $v:a$. В данном случае оно равно 4. Поэтому в соответствии с вышеприведенными рекомендациями реальную залежь следует заменить полосовой залежью.

2. Определяют среднее значение нефтенасыщенной толщины пласта. В данном случае из-за малости объема информации среднюю толщину пласта находим как среднеарифметическую, она равна $h = 10,67$ м.

3. За ширину расчётной залежи принимаем среднюю длину рядов скважин:

$$B = \frac{\sum B_i}{N} = \frac{10,4 + 8,3 + 6,0 + 8,7 + 11,0}{5} = 8,88 \text{ км.}$$

4. Исходя из равенства объемов нефтенасыщенных пород в соответствующих элементах залежи, находим расстояния между рядами скважин по формуле

$$L_i = \frac{V_i}{B \cdot h};$$

$$L_1 = L_5 = \frac{V_i}{B \cdot h} = \frac{53,35 \cdot 10^6}{8,88 \cdot 10^3 \cdot 10,67} = 563,12 \text{ м;}$$

$$L_1 = L_6 = \frac{V_i}{B \cdot h} = \frac{42,68 \cdot 10^6}{8,88 \cdot 10^3 \cdot 10,67} = 450,49 \text{ м;}$$

$$L_3 = L_4 = \frac{V_i}{B \cdot h} = \frac{21,34 \cdot 10^6}{8,88 \cdot 10^3 \cdot 10,67} = 127,02 \text{ м.}$$

5. Из условия равенства количества скважин в рядах на карте и на схеме определяем расстояние между скважинами в рядах $2\sigma_i$ по формуле

$$2\sigma_i = \frac{B}{n_i}.$$

Получим: $2\sigma_1 = 422$ м; $2\sigma_2 = 555$ м; $2\sigma_3 = 440$ м; $2\sigma_4 = 522$ м; $2\sigma_5 = 403$ м.

По результатам расчётов строим схему модели пласта (рис.2.1,б), которая будет использована при проведении гидродинамических расчётов.

2.2.2. Задача для самостоятельного решения по схематизации полосообразной залежи

Задача 2.2. Привести залежь «В» с размещенными на ней скважинами к расчетной схеме полосовой залежи. Найти основные линейные размеры расчетной залежи по исходным данным, приведенным в табл. 2.1. Построить приближенную схему реальной залежи и теоретическую модель расчетной залежи на миллиметровой бумаге.

Таблица 2.1

Исходные данные к задаче по схематизации формы залежи (рис.2.1, а)

Параметры реальной залежи	Варианты						
	1	2	3	4	5	6	7
1. Длина, км	11,30	9,0	16,7	11,2	17,5	14,3	18,6
2. Ширина, км	3,20	2,0	3,7	3,1	4,5	3,3	3,4
3. Объемы нефте- насыщенных пород, $\times 10^6$, м ³							
$V_{\text{общ}}$	517,40	218,8	862,9	390,8	1026,3	372,2	590,8
V_1	100,70	41,5	160,7	72,8	194,5	75,1	108,4
V_2	88,40	35,8	147,9	64,3	180,0	56,4	101,0
V_3	71,20	31,3	127,1	56,3	157,0	50,8	91,7
V_4	73,50	31,6	123,4	58,1	150,0	52,3	89,7
V_5	82,30	36,3	145,3	65,9	165,3	58,7	96,9
V_6	101,30	42,3	158,1	73,4	179,5	78,9	103,1
Длина рядов скважин, км							
v_1	10,8	8,5	16,3	11,9	17,2	13,9	18,2
v_2	9,3	7,3	14,9	10,3	15,9	12,5	16,9
v_3	7,0	6,5	12,0	9,1	13,0	11,3	15,0
v_4	9,90	7,6	14,2	10,7	14,6	13,2	16,2
v_5	10,10	8,9	15,5	12,3	15,8	14,3	17,5

Продолжение табл. 2.1

Параметры реальной залежи		Варианты						
Расстояние между рядами скважин, м		1	2	3	4	5	6	7
L_1		600	550	600	500	700	600	500
L_2		600	550	600	500	700	500	500
L_3		400	400	600	500	700	500	500
L_4		400	400	600	500	700	500	500
L_5		600	550	600	500	700	500	500
L_6		600	500	600	500	700	600	500
Расстояние между скважинами, м								
$2\sigma_1$		600	400	500	400	600	500	500
$2\sigma_2$		450	350	500	400	600	450	500
$2\sigma_3$		450	350	500	400	500	450	450
$2\sigma_4$		450	350	500	400	600	450	500
$2\sigma_5$		450	350	500	400	600	500	500
Количество скважин в рядах								
N_1		24	21	33	29	28	27	36
N_2		24	20	30	25	26	27	34
N_3		20	18	24	22	26	25	33
N_4		22	18	28	27	24	29	32
N_5		22	21	31	30	26	28	35

В разведочных скважинах, пробуренных на залежи, были определены нефтенасыщенные толщины пласта. Результаты этих определений приведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2

Результаты определения нефтенасыщенных толщин пласта в разведочных скважинах (к задаче 2.2)

Номер скважины	Толщина пласта по вариантам задачи, м						
	1	2	3	4	5	6	7
1	2	3	4	5	6	7	8
1	13,4	9,6	14,2	10,1	16,5	7,3	10,5
2	17,2	9,8	15,0	12,4	17,9	8,3	11,4
3	15,3	8,4	13,5	11,5	14,2	10,5	12,5
4	14,6	7,5	17,9	10,6	16,7	9,3	10,7
5	13,7	10,1	18,1	9,3	15,1	9,7	12,4
6	17,6	9,2	17,7	11,7	15,8	8,5	10,3

Продолжение табл. 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8
7	16,4	8,9	16,2	12,1	16,8	8,6	11,7
8	10,3	7,5	15,9	10,9	15,9	7,9	12,8
9	11,6	6,9	13,5	11,5	13,2	6,9	13,5
10	12,7	7,4	19,2	12,3	13,6	8,7	10,8
11	15,4	8,5	18,4	18,4	15,4	9,2	11,6
12	17,5	8,7	15,6	15,6	16,3	9,5	12,9
13	16,4	6,9	12,3	12,3	15,4	7,7	11,9
14	13,8	7,8	11,5	11,5	16,1	8,1	10,1
15	14,0	6,4	16,0	10,4	14,2	7,9	9,8

2.2.3. Пример схематизация залежи круговой кольцеобразной формы

Овальную залежь в зависимости от степени вытянутости можно заменить круговой или кольцевой и тем самым упростить гидродинамические расчеты. Такая замена возможна, если соотношение осей овала $a/b > 1/3$. При этом необходимо соблюдать следующее правило. Длина внешнего периметра кольца должна быть равна длине расчетного контура нефтеносности, а площадь кольца – площади нефтеносности в пределах контура. Основные геометрические размеры модели залежи можно определить и исходя из равенства объемов нефтенасыщенных пород.

Задача 2.3. Привести залежь «В» с размещенными на ней скважинами к круговой расчетной схеме (рис. 2.2,а).

Исходные данные: на залежи проектируется пробурить четыре ряда добывающих скважин, в том числе один линейный стягивающий ряд.

Основные характеристики залежи «В»:

Общий объем нефтенасыщенных пород, m^3 - 309650000.

Объем нефтенасыщенных пород, m^3 :

- в пределах внутреннего контура нефтеносности, V_n - 248520000;

- в пределах первого ряда, V_1 - 204340000;

- в пределах второго ряда, V_2 - 105240000;

- в пределах третьего ряда, V_3 - 39350000.

Длина стягивающего ряда, м - 1600.

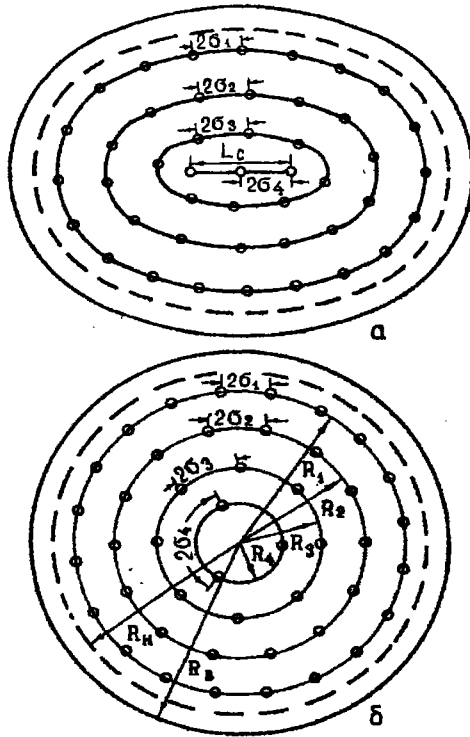


Рис. 2.2. Схематизация формы залежи: а – реальная залежь; б – расчетная схема

Количество скважин в рядах:

n_1	- 33;
n_2	- 23;
n_3	- 15;
n_4	- 3.

Длина большой оси овала (залежи), км - 14.

Длина малой оси овала (залежи), км - 6.

На залежи пробурено 15 разведочных скважин, в которых определены значения нефтенасыщенной толщины пласта. Они оказались равными 12,6; 13,2; 13,6; 12,1; 11,5; 13,7; 14,1 12,5; 10,9; 8,5; 11,5; 14,5; 11,8; 12,9; 9,7 м.

Решение этой задачи осуществляется в следующей последовательности.

1. Реальную залежь заменяем кольцевой. Это исходит из того, что скважины стягивающего ряда расположены в линии. В таких случаях считается целесообразным заменить реальную залежь, имеющую овальную форму, кольцевой. Если вместо стягивающего ряда будет проектироваться стягивающая единичная скважина, то реальную залежь заменяют круговой.

2. Определяем среднюю нефтенасыщенную толщину пласта:

$$\bar{h}_{\varphi} = \frac{\sum h_{\varphi}}{N} = \frac{12,6 + 13,2 + 13,6 + 12,1 + 11,5 + 13,7 + 14,1 + 12,5 + 10,9 + 8,5 + 11,5 + 14,5 + 11,8 + 12,9 + 9,7}{15} =$$

$$= \frac{11,8 + 12,9 + 9,7}{15} = 12,21 \text{ м.}$$

3. Определяем радиус стягивающего внутреннего ряда R_4 скважин по формуле

$$R_4 = \frac{l_z}{\pi} = \frac{1600}{3,14} = 509,55 \text{ м.}$$

4. Рассчитываем радиусы рядов скважин R_i из условия равенства объёмов нефтенасыщенных пород в соответствующих элементах реальной и расчётной схем по общей формуле

$$R_i = \sqrt{\frac{V_i}{\pi h_{\varphi}} + R_4^2},$$

где V_i – объём нефтенасыщенных пород в пределах ряда с радиусом R_i ;

$$R_3 = \sqrt{\frac{V_3}{\pi h_{\text{эф}}} + R_4^2} = \sqrt{\frac{39,35 \cdot 10^6}{3,14 \cdot 12,21} + 509,55^2} = 1127 \text{ м};$$

$$R_2 = \sqrt{\frac{V_2}{\pi h_{\text{эф}}} + R_4^2} = \sqrt{\frac{10,5 \cdot 10^6}{3,14 \cdot 12,21} + 509,55^2} = 1733 \text{ м};$$

$$R_1 = \sqrt{\frac{V_1}{\pi h_{\text{эф}}} + R_4^2} = \sqrt{\frac{204,34 \cdot 10^6}{3,14 \cdot 12,21} + 509,55^2} = 2369 \text{ м};$$

$$R_{\text{н}} = \sqrt{\frac{V_{\text{н}}}{\pi h_{\text{эф}}} + R_4^2} = \sqrt{\frac{248,34 \cdot 10^6}{3,14 \cdot 12,21} + 509,55^2} = 2592 \text{ м}.$$

Радиус внешнего контура нефтеносности определяется из следующей очевидной формулы для расчёта общего объёма нефтенасыщенных пород $V_{\text{общ}}$:

$$V_{\text{общ}} = \frac{1}{3} \pi h (R_{\text{в}}^2 + R_{\text{н}}^2 + R_{\text{н}} R_{\text{в}}) - \pi R_4^2 h_{\text{эф}}.$$

Решая последнее уравнение относительно $R_{\text{в}}$, получим

$$R_{\text{в}} = \frac{-R_{\text{н}} + \sqrt{R_{\text{н}}^2 - 4 \left(R_4^2 - R_4^2 - \frac{3V_{\text{общ}}}{\pi h_{\text{эф}}} \right)}}{2}.$$

Подставив численные значения входящих в формулу параметров, получим $R_{\text{в}} = 2748 \text{ м}$.

5. Определяем расстояние между скважинами в рядах $2\sigma_i$ на расчётной схеме:

$$2\sigma_1 = \frac{2\pi R_1}{n_1} = \frac{6,28 \cdot 2365}{33} = 450,06 \text{ м};$$

$$2\sigma_2 = \frac{2\pi R_2}{n_2} = \frac{6,28 \cdot 1733}{23} = 473,18 \text{ м};$$

$$2\sigma_3 = \frac{2\pi R_3}{n_3} = \frac{6,28 \cdot 1127}{15} = 471,83 \text{ м};$$

$$2\sigma_4 = \frac{2\pi R_4}{n_4} = \frac{6,28 \cdot 509,55}{3} = 1061,56 \text{ м}.$$

По полученным данным линейных размеров залежи составляем расчётную гидродинамическую схему залежи (рис. 2.2,б).

2.2.4. Задача для самостоятельного решения по замене реальной формы залежи кольцевой

Задача 2.4. Привести залежь «Б» с размещёнными на ней скважинами к кольцевой схеме (рис. 2.2).

Исходные данные. По данным геологоразведочных работ установлено, что залежь имеет форму, близкую к круговой. Считается, что на залежи целесообразно разместить 3 ряда действующих скважин: первые два ряда – кольцевые, третий – стягивающий.

Распределение скважин по рядам для различных вариантов задачи приведено в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Распределение скважин по рядам добывающих скважин (к задаче 2.4)

Ряд	Количество скважин в рядах по вариантам, шт.				
	1	2	3	4	5
1	24	23	20	19	22
2	16	15	13	13	14
Стягивающий	4	4	4	3	3

Сетка размещения скважин по вариантам задачи и длины стягивающих рядов приведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Сетка размещения скважин и длины стягивающих рядов (к задаче 2.4)

Расстояние	Варианты задания				
	1	2	3	4	5
Между рядами, м	400	500	500	650	700
Между скважинами, м	300	400	500	550	600
Длина стягивающего ряда, м	1200	1600	2000	1500	1900

На залежи пробурено 15 разведочных скважин, в которых определены значения эффективной толщины пласта. Результаты этих определений приведены в табл. 2.5.

По картам распределения начальной нефтенасыщенной толщины пласта подсчитаны объёмы песчаников между рядами скважин и в целом по залежи, значения которых приведены в табл. 2.6.

Данные измерения эффективной толщины пластов (к задаче 2.4)

Номер скважины	Значения эффективной толщины пласта по вариантам, м				
	1	2	3	4	5
1	7,2	8,0	11,1	16,2	11,6
2	14,6	9,6	13,2	9,0	6,8
3	8,8	9,4	15,2	12,8	10,78
4	15,6	15,4	12,4	10,6	14,2
5	8,2	12,0	7,2	16,0	9,6
6	15,8	12,2	9,4	14,0	9,2
7	11,4	11,4	9,0	12,6	10,6
8	11,8	10,4	10,2	9,8	10,0
9	12,0	11,6	11,4	14,6	16,0
10	8,6	16,2	10,0	9,2	14,6
11	11,6	11,2	11,8	9,8	11,6
12	8,2	12,8	15,4	8,0	11,2
13	14,0	14,0	12,0	15,2	9,8
14	11,3	9,2	10,7	14,6	10,4
15	9,6	16,2	11,3	13,2	15,2

Таблица 2.6

Результаты расчётов по определению объёмов нефтенасыщенных песчаников, $\times 10^6$, м³ (к задаче 2.4)

Вариант задачи	Общий объём	Объём в пределах внутреннего контура нефтеносности	Объёмы песчаников внутри рядов скважин	
			1	2
1	150,98	115,0	45,22	16,94
2	183,38	120,00	80,57	30,53
3	173,57	125,60	74,32	25,63
4	281,60	150,70	119,60	42,90
5	287,06	145,90	130,53	48,11

По полученным данным построить расчётную модель пласта и привести характеристики её в сводной таблице.

3. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ ОТБОРОВ ЖИДКОСТИ ИЗ ЗАЛЕЖИ И ЗАБОЙНЫХ ДАВЛЕНИЙ ПРИ ЖЕСТКОМ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

3.1. Полосовая залежь

Расчёт дебитов рядов скважин, суммарных отборов жидкости из пласта, а также определение давлений на забоях скважин при одновременной работе нескольких рядов связаны со значительными математическими трудностями. В связи с этим при решении задач по определению дебитов скважин, отборов отдельных блоков и суммарной добычи жидкости из залежи пользуются методом электродинамических аналогий. Основные формулы, используемые для расчётов, получены из следующих соображений.

Дебит одной скважины, работающей в единственном бесконечном ряде в полосовой залежи при равных вязкостях воды и нефти, можно определить по формуле

$$q = \frac{2\pi \cdot k \cdot h \cdot (P_k - P_c)}{\mu \left(\ln 2sh \frac{\pi L}{\sigma} + \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_c} \right)}, \quad (3.1)$$

где k – коэффициент проницаемости пласта; h – толщина пласта; P_k – давление на контуре питания залежи; P_c – забойное давление в скважине; μ – динамическая вязкость жидкости; L – расстояние между контуром питания и рядом; 2σ – расстояние между скважинами; r – радиус гидродинамически совершенной скважины.

Если $L \gg \sigma$, что практически всегда имеет место, то формула (3.1) существенно упрощается, так как можно принять

$$\ln 2sh \frac{\pi L}{\sigma} \approx \frac{\pi L}{\sigma}.$$

Подставив это значение в формулу (3.1) и умножив числитель и знаменатель на σ/π , получим

$$q = \frac{2\sigma kh(P_k - P_c)}{\mu \left(L + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \right)}. \quad (3.2)$$

Поделив формулу (3.2) на расстояние между скважинами 2σ , получим удельный дебит скважины, приходящийся на единицу расстояния между скважинами:

$$\bar{q} = \frac{kh(P_k - P_c)}{\mu \left(L + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \right)}. \quad (3.3)$$

Суммарный дебит всех скважин, работающих в ряду Q , будет равен произведению \bar{q} на ширину галереи (ряда), то есть

$$Q = \frac{Bkh(P_k - P_c)}{\mu \left(L + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \right)}. \quad (3.4)$$

Решив уравнение (3.4) относительно разности давлений между пластом и скважиной, получим

$$P_k - P_c = Q \frac{\mu \cdot L}{Bkh} + Q \frac{\mu}{Bkh} \cdot \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}. \quad (3.5)$$

Комплекс параметров $\frac{\mu \cdot L}{Bkh} = \Omega$ принято называть внешним сопротивлением ряда, а $\frac{\mu}{Bkh} \cdot \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} = \omega$ — внутренним сопротивлением призабойной зоны скважины.

С учётом принятых обозначений формула (3.5) запишется в виде

$$P_k - P_c = \Omega \cdot Q + \omega \cdot Q. \quad (3.6)$$

Использование формулы (3.6) для определения дебитов рядов скважин и забойных давлений существенно сократит трудоёмкость расчётов.

Пусть залежь эксплуатируется одним рядом скважин на жёстком водонапорном режиме (рис. 3.1).

На контуре питания, расположенном параллельно ряду, поддерживается давление P_K .

Забойное давление в добывающих скважинах P_c , расстояние между скважинами одинаково и равно 2σ , между контуром питания и рядом скважин L , длина ряда B .

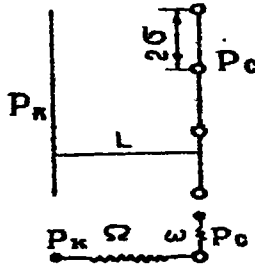


Рис. 3.1. Схема эксплуатации ряда скважин

Суммарный дебит всех скважин ряда определяется по формуле

$$Q = \frac{P_k - P_c}{\Omega + \omega}, \text{ где } \Omega = \frac{\mu}{Bkh} \text{ и } \omega = \frac{\mu}{Bkh} \cdot \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi c}. \quad (3.7)$$

Дебит одной скважины находим путём деления дебита на количество скважин:

$$q = \frac{Q}{n}.$$

Используя эту схему, легко написать систему уравнений для двух рядов добывающих скважин (рис. 3.2):

$$\begin{cases} P_k - P_{c1} = \Omega_1(Q_1 + Q_2) + \omega_1 Q_1 \\ P_{c1} - P_{c2} = -\omega_1 Q_1 + \Omega_2 Q_2 + \omega_2 Q_2 \end{cases}. \quad (3.8)$$

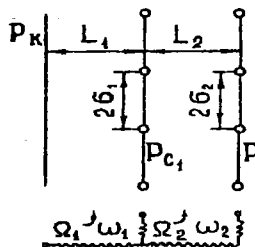


Рис.3.2. Схема эксплуатации двух рядов скважин

В системе уравнений (3.8) четыре неизвестных: P_{C1} , P_{C2} , Q_1 и Q_2 . Поэтому при расчётах задаются значениями забойных давлений или дебитами рядов. Наиболее часто, исходя из технико-экономических соображений, обосновывают оптимальные значения забойных давлений в скважинах.

В наиболее общем виде формулы интерференции рядов одновременно работающих скважин имеет следующий вид:

$$P_{q-j} - P_q = \Omega_j \sum_{i=j}^{i=n} Q_i + Q_j \omega_j - Q_{j-1} \omega_{j-1}, \quad (3.9)$$

причём $j = 1, 2, 3 \dots n$.

Здесь P_{q-j} , P_q – забойные давления в j -I-м и j -м рядах, причём $P_{C0} = P_K$, Q_{j-1} , Q_j – дебиты j -I-го и j -го рядов скважин; Ω_j – внешнее гидродинамическое сопротивление между j -I-м и j -м рядами; ω_{j-1} , ω_j – внутреннее гидродинамическое сопротивление j -I-го и j -го рядов скважин.

Подставляя в это уравнение последовательно все значения j от I до n , получим систему алгебраических уравнений n - го ранга, из которой можно определить n неизвестных. Нумерация рядов при этом принята от внешних к внутренним рядам.

Формулы (3.6) и (3.8) выведены при следующих упрощающих решение предположениях.

1. Скважины в каждом ряду находятся на одинаковом расстоянии, но эти расстояния в разных рядах могут быть различны.
2. Забойные давления во всех скважинах одного и того же ряда одинаковы, но эти давления в разных рядах могут отличаться друг от друга.
3. Радиусы всех скважин одного и того же ряда, а для несовершенных скважин их приведенные радиусы одинаковы, но могут различаться по рядам.
4. Дебиты скважин одного ряда в однородном пласте считаются одинаковыми вне зависимости от их взаимоположения со скважинами соседних рядов.
5. Расстояние от контура питания до первого ряда скважин больше половины расстояния между скважинами в ряду.

6. Полосовая залежь предполагается неограниченной по ширине или же принимают, что ее границы перпендикулярны рядам скважин.

3.1.1. Пример решения типовой задачи

Задача 3.1. Определить суммарный дебит скважин каждого ряда, соотношение дебитов рядов и дебит, приходящийся на каждую скважину при совместной работе трех рядов скважин полосообразной залежи (рис. 3.3).

Расстояние между скважинами в ряду $2\sigma = 400$ м; радиус скважин $r_c = 0,1$ м; расстояние между рядами $L = 500$ м; расстояние от внешнего контура питания до первого ряда $L_B = 1000$ м; расстояние от внутреннего контура питания до первого ряда $L_n = 600$ м; толщина пласта $h = 10$ м; коэффициент проницаемости пласта $K = 0,5$ мкм²; динамическая вязкость нефти $\mu_n = 3$ мПа·с; динамическая вязкость воды $\mu_B = 1,5$ мПа·с; давление на контуре питания $P_K = 15$ МПа; забойное давление в скважинах всех рядов одинаково и равно $P_c = 9$ МПа.

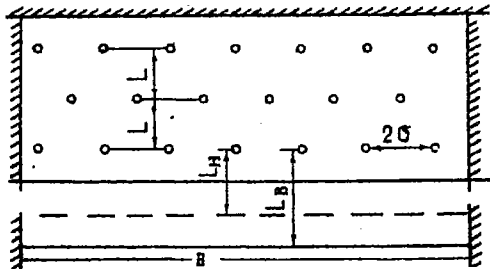


Рис. 3.3. Схема эксплуатации трех рядов скважин полосообразной залежи

1. Определяем приведённый контур питания:

$$L_0 = \frac{\mu_B}{\mu_n} L_B + \frac{L_n}{2} \left(1 - \frac{\mu_B}{\mu_n} \right) = \frac{1,5}{3} 1000 + \frac{600}{2} \left(1 - \frac{1,5}{3} \right) = 650 \text{ м.}$$

2. Для составления системы уравнений составляем эквивалентную схему (рис. 3.4).

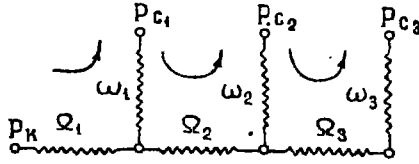


Рис. 3.4. Эквивалентная схема эксплуатации трех рядов скважин

3. Так как для написания уравнений используется второй закон Кирхгофа, выбираем направления обхода контуров, как это показано на рис. 3.4.

4. Составляем систему из трёх уравнений:

$$\begin{aligned} P_k - P_{c1} &= \Omega_1(Q_1 + Q_2 + Q_3) + Q_1\omega_1; \\ P_{c1} - P_{c2} &= -Q_1\omega_1 + \Omega_2(Q_2 + Q_3) + Q_2\omega_2; \\ P_{c2} - P_{c3} &= -Q_2\omega_2 + \Omega_3Q_3 + Q_3\omega_3. \end{aligned} \quad (3.10)$$

Ввиду равенства забойных давлений $P_{c1} = P_{c2} = P_{c3} = P_c$ система уравнений (3.10) несколько упрощается и записывается в виде

$$\begin{aligned} \Omega_1(Q_1 + Q_2 + Q_3) + Q_1\omega_1 &= P_k - P_c; \\ -Q_1\omega_1 + \Omega_2(Q_2 + Q_3) + Q_2\omega_2 &= 0; \\ -Q_2\omega_2 + \Omega_3Q_3 + Q_3\omega_3 &= 0. \end{aligned} \quad (3.11)$$

5. Рассчитываем внешние и внутренние сопротивления рядов скважин:

$$\Omega_1 = \frac{\mu_n L_0}{Bkh} = \frac{3,5 \cdot 10^3 \cdot 650}{4000 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 10} = 113,75 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3;$$

$$\Omega_2 = \frac{\mu_n L_0}{Bkh} = \frac{3,5 \cdot 10^3 \cdot 500}{4000 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 10} = 87,5 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3.$$

По условию задачи $\Omega_3 = \Omega_2 = 87,5 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3$ и $\omega_1 = \omega_2 = \omega_3 = \omega$ из-за равенства расстояний между скважинами и радиусов скважин во всех рядах

$$\omega = \frac{\mu_n}{Bkh} \cdot \frac{\sigma}{\pi} \cdot \ln \frac{\sigma}{\pi} = \frac{3,5 \cdot 10^{-3}}{4000 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot \frac{200}{3,14} \cdot \ln \frac{200}{3,14 \cdot 0,1} = 71,88 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3.$$

Подставляя численные значения гидродинамических сопротивлений в уравнения (3.11), получим

$$\begin{aligned} 113,75 \cdot 10^6 (Q_1 + Q_2 + Q_3) + 71,88 \cdot 10^6 Q_1 &= 6 \cdot 10^6; \\ -71,88 \cdot 10^6 Q_1 + 87,5 \cdot 10^6 (Q_2 + Q_3) + 71,88 \cdot 10^6 \cdot Q_2 &= 0; \\ -71,88 \cdot 10^6 Q_2 + 87,5 \cdot 10^6 Q_3 + 71,88 \cdot 10^6 Q_3 &= 0. \end{aligned}$$

6. Полученную систему уравнений решаем методом последовательного исключения неизвестных снизу вверх. Из третьего уравнения получим

$$Q_1 = \frac{Q_3(87,5 + 71,88)}{71,88} = 2,217Q_3.$$

Из второго уравнения

$$Q_1 = \frac{2,217 \cdot 87,50Q_3 + 87,50Q_3 + 2,217 \cdot 71,88Q_3}{71,88} = 6,133Q_3.$$

Из первого уравнения получим

$$113,75(6,133Q_3 + 2,217Q_3 + Q_3) + 71,88 \cdot 6,133Q_3 = 6;$$

$$Q_3 = 3,988 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} = 3,988 \times 10^{-3} \cdot 86400 = 344,56 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Q_2 = 2,217Q_3 = 2,217 \cdot 344,56 = 763,89 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Q_1 = 6,133Q_3 = 6,133 \cdot 344,56 = 2113,19 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Суммарный дебит трёх рядов составит:

$$Q_1 + Q_2 + Q_3 = 2113,19 + 763,89 + 344,56 = 3221,16 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Дебит одной скважины по рядам, м³/сут:

$$q_1 = \frac{Q_1}{n_1} = \frac{2113,19}{10} = 211,32;$$

$$q_2 = \frac{Q_2}{n_2} = \frac{763,89}{10} = 76,39;$$

$$q_3 = \frac{Q_3}{n_3} = \frac{344,56}{10} = 34,46.$$

Как видим из полученных результатов расчётов, при равенстве забойных давлений отборы жидкости по рядам скважин распределяется крайне неравномерно. При необходимости выравнивания отборов жидкости по рядам скважин можно изменить соотношения гидродинамических сопротивлений путём выбора расстояний между скважинами и рядами, а также увеличением забойных давлений в скважинах первых рядов.

3.1.2. Задача для самостоятельного решения

Задача 3.2. Определить суммарный дебит скважин каждого ряда, соотношение дебитов рядов и дебит, приходящийся на каждую скважину при совместной работе четырёх рядов добывающих скважин.

Контур питания представляет собой ряд водонагнетательных скважин. Залежь – полосообразная, режим работы пласта – жёсткий водонапорный.

Исходные данные для решения задачи, приведены в табл. 3.1. Для всех вариантов принять: $P_K = 16$ МПа; $2\sigma_1 = 500$ м; $2\sigma_H = 600$ м; $\gamma_{пр} = 0,01$ м; $\gamma_{пр.н} = 0,08$ м.

Таблица 3.1

Исходные данные для решения задачи 3.2

Вариант задачи	Ширина залежи, км	Расстояние L_b , км	Расстояние L_H , м	Расстояние L_c , м	Коэффициент проницаемости, мкм^2	Вязкость нефти, мПа·с	Вязкость воды, мПа·с	Забойное давление, МПа
1	3,0	10	500	500	0,6	4	1	7,5
2	3,5	9,5	300	300	0,625	4	1	7,8
3	3,75	9	400	400	0,50	4	1	7,9
4	4,0	8,5	500	500	0,52	3	1,1	8,0
5	4,25	8	400	400	0,53	3	1,1	8,1
6	4,50	8,5	300	300	0,54	3	1,1	8,2
7	5,0	7,5	550	550	0,55	5	0,9	8,4
8	5,25	7	450	450	0,40	5	0,9	8,4
9	5,50	10	350	350	0,42	5	0,9	8,5
10	5,75	9	250	250	0,43	6	0,9	8,6
11	4,75	8	300	300	0,44	6	0,9	8,7
12	6,0	7	400	400	0,45	6	1,05	8,8
13	6,25	6	500	500	0,46	6	1,05	8,9
14	6,50	10	550	550	0,46	7	1,05	9,0
15	6,75	9	450	450	0,48	7	1,05	9,1
16	7,00	8	350	350	0,49	5	1,10	9,2
17	3,0	7	250	250	0,30	5	1,10	9,3
18	3,5	6	300	300	0,31	5	1,11	9,0
19	3,75	11	400	400	0,32	4	1,09	9,1
20	4,0	12	500	500	0,33	4	1,08	9,2

Здесь $2\sigma_H$ и $r_{гр.н}$ – соответственно расстояние между водонагнетательными скважинами и приведённый радиус водонагнетательных скважин.

3.1.3. Расчёт отборов жидкости и дебитов скважин при внутриконтурном заводнении

Пусть полосовая залежь разрезана рядами водонагнетательных скважин. Каждый из блоков, образованных в результате, можно рассматривать как полосовую залежь с двусторонним контуром питания. На рис. 3.5 показан один из таких блоков, где размещены два водонагнетательных ряда и четыре добывающих.

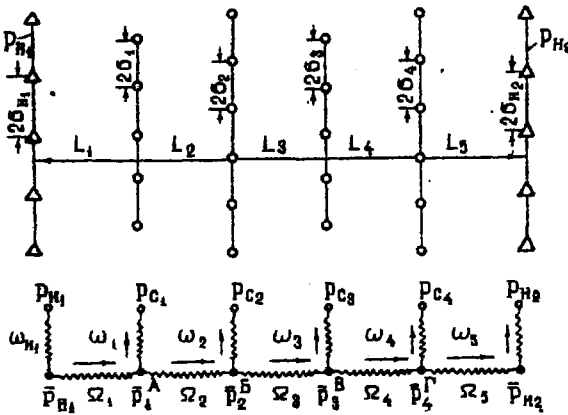


Рис.3.5. Схема размещения скважин при внутриконтурном заводнении

Для определения дебита добывающих и водонагнетательных рядов скважин при внутриконтурном заводнении путем разрезания залежи на блоки удобнее составлять систему уравнений по аналогии с первым законом Кирхгофа, поскольку заранее неизвестны направление фильтрации и количество жидкости, зависящие от схемы размещения скважин и от заданных забойных давлений. При равенстве отобранных и закачанных объемов жидкости систему уравнений для определения дебитов добывающих Q_1, Q_2, Q_3, Q_4 и водонагнетательных

Q_{H1} и Q_{H2} рядов можно представить в следующем виде:

$$\begin{aligned} \text{для узла «А» } Q_{H1} - Q_1 - Q_{1,2} &= 0; \\ \text{для узла «Б» } Q_{1,2} - Q_2 - Q_{2,3} &= 0; \\ \text{для узла «В» } Q_{2,3} - Q_3 - Q_{3,4} &= 0; \\ \text{для узла «Г» } Q_{3,4} - Q_4 - Q_{H2} &= 0, \end{aligned} \quad (3.12)$$

где $Q_{1,2}$, $Q_{2,3}$, $Q_{3,4}$ - расходы жидкости между первым и вторым, вторым и третьим, третьим и четвертым рядами скважин.

После замены дебитов и расходов жидкости через соответствующие перепады давлений и гидродинамических сопротивлений получим

$$\begin{aligned} \frac{P_{H1} - \bar{P}_1}{\omega_{H1} + \Omega_1} + \frac{P_{C1} - \bar{P}_1}{\omega_1} + \frac{\bar{P}_2 - \bar{P}_1}{\Omega_2} &= 0; \\ \frac{\bar{P}_1 - \bar{P}_2}{\Omega_2} + \frac{P_{C2} - \bar{P}_2}{\omega_2} + \frac{\bar{P}_3 - \bar{P}_2}{\Omega_3} &= 0; \\ \frac{\bar{P}_2 - \bar{P}_3}{\Omega_3} + \frac{P_{C3} - \bar{P}_3}{\omega_3} + \frac{\bar{P}_4 - \bar{P}_3}{\omega_4} &= 0; \\ \frac{\bar{P}_3 - P_{C4}}{\Omega_4} + \frac{P_{C4} - \bar{P}_4}{\omega_4} + \frac{P_{H2} - \bar{P}_4}{\omega_{H2} + \Omega_5} &= 0, \end{aligned} \quad (3.13)$$

где P_{H1} и P_{H2} - давления на забое водонагнетательных скважин;
 P_{C1} , P_{C2} , P_{C3} , P_{C4} - давления на забое добывающих скважин;
 \bar{P}_{H1} , \bar{P}_{H2} , \bar{P}_1 , \bar{P}_2 , \bar{P}_3 , \bar{P}_4 - средние давления на линиях водонагнетательных и добывающих рядов.

Внешнее гидродинамическое сопротивление потоку

$$\Omega_i = \frac{\mu_{ж} L_i}{BKK} \quad (i = 1, 2, 3, 4, 5).$$

Внутреннее сопротивление потоку

$$\omega_{H1} = \frac{\mu_{ж}}{Bkh} * \varepsilon_{H1} * \frac{\delta_{H1}}{\pi} * \ln \frac{\delta_{H1}}{\pi r_{H1}}; \quad (I = 1, 2)$$

$$\omega_i = \frac{\mu_{ж}}{Bkh} * \frac{\delta_i}{\pi} * \ln \frac{\delta_i}{\pi r_i}, \quad (i = 1, 2, 3, 4).$$

$$\varepsilon_{H1} \geq 2.$$

Из системы уравнений (3.13) можно определить средние давления, $\bar{P}_1, \bar{P}_2, \bar{P}_3, \bar{P}_{H_1}, \bar{P}_{H_2}$ на линии рядов, а затем дебиты рядов скважин.

$$Q_1 = \frac{\bar{P}_1 - P_{C1}}{\omega_1}; \quad Q_2 = \frac{\bar{P}_2 - P_{C2}}{\omega_2}; \quad Q_3 = \frac{\bar{P}_3 - P_{C3}}{\omega_3}; \quad Q_4 = \frac{\bar{P}_4 - P_{C4}}{\omega_4}; \quad (3.14)$$

$$Q_{H_1} = \frac{P_{H_1} - \bar{P}_1}{\omega_{H_1} + \Omega_1} \quad \text{и} \quad Q_{H_2} = \frac{P_{H_2} - \bar{P}_4}{\omega_{H_2} + \Omega_2}.$$

Значение Q_{H_2} можно определить и из материального баланса объемов отобранной и закачанной жидкости, т.е.

$$Q_{H_2} = \sum_{i=1}^{i=4} Q_i - Q_{H_1}. \quad (3.15)$$

Задача 3.3. Определить суммарный отбор жидкости из залежи, дебиты рядов скважин, дебиты, приходящиеся на одну скважину, а также объемы закачки воды при внутриконтурном заводнении полосообразной залежи (рис.3.5). Залежь эксплуатируется при жестком водонапорном режиме.

Исходные данные по вариантам задачи приведены в табл. 3.2.

3.2. Круговая залежь

Гидродинамические расчеты по определению дебитов рядов скважин в случае круговой залежи проводятся по формулам, полученным также исходя из принципов электроаналогии.

Дебит одной скважины, работающей в круговой батарее (рис. 3.6), определяется по формуле [9]

$$q = \frac{2\pi kh(P_H - P_C)}{\mu \times \ln \frac{R_{K^{2n}} - R_{B^{2n}}}{r_C R_K \cdot R_{B^{n-1}}}}, \quad (3.16)$$

где k – коэффициент проницаемости пласта; h – толщина пласта, м; P_K и P_C – соответственно давление на контуре кругового пласта и в скважинах; μ – вязкость жидкости; R_K и R_B – соответственно радиус контура питания и радиус батареи скважин; n – число скважин в батарее; r_C – радиус скважин.

Таблица 3.2

Исходные данные к задаче 3.3

Вариант задачи	Ширина залежи, км	Расстояние от нагнетательного до первого ряда, м	Расстояние между последующими рядами, м	Расстояние между нагнетательными скважинами, м	Расстояние между добывающими скважинами, м	Давление на забое нагнетательных скважин, МПа	Давление на забое добывающих скважин, МПа	Толщина пласта, м	Вязкость нефти, МПа·с	Вязкость воды, МПа·с	Коэффициент проницаемости пласта, мкм ²
1	10,2	700	500	600	450	19,0	9,0	13	5,0	1,1	0,30
2	10,5	600	500	600	450	19,3	9,5	14	6,2	1,0	0,37
3	12,0	800	450	600	450	18,5	8,5	12	7,0	1,3	0,40
4	11,0	600	450	700	500	18,0	7,0	16	4,3	0,9	0,45
5	9,0	600	550	700	500	21,0	10,0	14	4,8	1,2	0,47
6	9,5	800	550	700	500	20,0	9,5	15	5,9	1,1	0,52
7	8,0	500	500	700	500	15,0	7,0	12	7,5	1,4	0,54
8	8,5	550	400	600	450	18,5	8,0	11	8,0	1,2	0,55
9	10,6	650	400	600	450	19,5	9,0	10	9,0	1,1	0,56
10	11,2	700	450	600	400	20,5	9,2	13	8,5	1,2	0,42
11	12,4	600	450	600	500	20,5	9,8	12	8,7	1,3	0,53
12	10,4	650	500	800	550	19,0	9,1	11	8,6	1,0	0,57
13	11,7	700	500	800	550	19,0	8,9	15	9,0	1,1	0,58

Примечание. Для всех вариантов принять:

- коэффициент гидродинамического совершенства скважин, $\xi = 2,1$;
- радиус скважины по долоту, $r_d = 0,11$ м;
- приведенный радиус скважины, $r_{пр} = 0,10$ м.

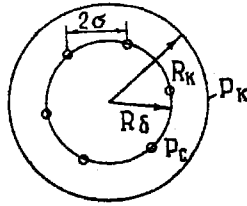


Рис. 3.6. Схема круговой залежи

Причём $n = \frac{\pi R_\delta}{\sigma}$. Здесь σ - половина расстояния между скважинами.

Формула (3.16) справедлива в случае фильтрации однородной жидкости в однородном пласте постоянной толщины. Давление во всех скважинах одинаково и расстояния между скважинами в круговой батарее равны:

Принимая, что $R_k \gg R_\delta$, из (3.16) можно получить

$$q = \frac{2\sigma \cdot K \cdot h (P_k - P_c)}{\mu \left[R_\delta \ln \frac{R_k}{R_\delta} + \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_c} \right]} \quad (3.17)$$

По аналогии с предыдущим случаем $R_\delta \ln \frac{R_k}{R_\delta}$ обозначают через R_c а

$\frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_c}$ - через R_i .

Таким образом, R_c является внешним, а R_i - внутренним сопротивлением скважины.

Проведя некоторые преобразования, получим формулу для суммарного дебита всех скважин Q , работающих в круговой батарее, т.е. дебит ряда:

$$P_k - P_c = \frac{\mu \cdot Q}{2\pi \cdot Kh} \ln \frac{R_k}{R_\delta} + \frac{\mu \cdot Q}{2\pi \cdot Kh} \cdot \frac{\sigma}{\pi R_\delta} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \quad (3.18)$$

Внешние и внутренние сопротивления рядов скважин в этом случае рассчитываются по формулам

$$\Omega = \frac{\mu}{2\pi Kh} \ln \frac{R_k}{R_\delta}; \quad \omega = \frac{\mu}{2\pi Kh} \cdot \frac{\sigma}{\pi R_\delta} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \quad (3.19)$$

Общая схема составления системы уравнений (3.9) остается справедливой и для случая круговой залежи. Следует лишь помнить о том, что в случае круговой залежи внешние и внутренние сопротивления рядов изменяются.

3.2.1. Типовая задача по расчету дебитов рядов скважин в круговой залежи

Задача 3.4. Определить суммарный отбор жидкости, дебиты скважин и забойные давления в круговой залежи при постоянстве дебитов скважин (рис. 3.6,а).

Радиусы рядов, м: $R_1 = 2750$; $R_2 = 2120$; $R_3 = 1540$; $R_4 = 955$. Радиус внешнего контура нефтеносности $R_B = 3720$ м; внутреннего $R_H = 2975$ м.

Расстояния между скважинами в рядах:
 $2\sigma_1 = 495$ м; $2\sigma_2 = 494$ м; $2\sigma_3 = 490$ м; $2\sigma_4 = 1000$ м.

Средняя толщина пласта $h = 12,4$ м. Среднее значение коэффициента проницаемости пласта: $K = 0,412$ мкм²; вязкость нефти $\mu = 3,0$ МПа·с; вязкость воды $\mu = 1,5$ МПа·с; давление на контуре питания $P_k = 17,5$ МПа; радиус скважин $r_{сз} = 0,15$ м, $r_{сн} = 0,15$ м. Все линейные размеры расчетной модели пласта определены при схематизации условий разработки залежи.

Решение

1. Составляем эквивалентную электрическую схему (рис. 3.6 а-3).
2. Рассчитываем приведенный контур питания по формуле [1]

$$R_{пр} = \left(\frac{R_k}{R_p} \right)^{\mu_0} \cdot R_p, \quad (3.20)$$

R_p - расчетный контур питания, определяемый по формуле

$$R_p = \sqrt{\frac{1}{3}(R_H^2 + R_B^2 + R_H R_B)}; \quad (3.21)$$

$$\mu_0 = \frac{\mu_B}{\mu_H} = \frac{1,5}{3,0} = 0,5.$$

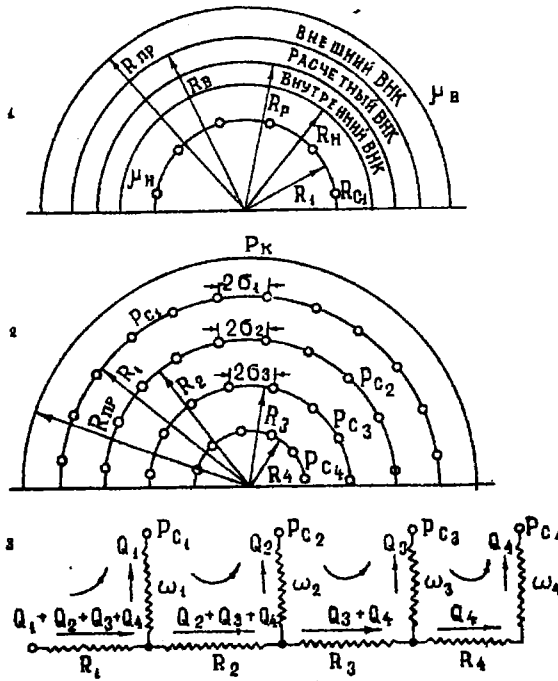


Рис. 3.6. а. Расчетная схема круговой залежи

1. Схема расположения контуров нефтеносности.
2. Схема расположения скважин.
3. Эквивалентная схема фильтрационных сопротивлений

$$R_p = \sqrt{\frac{1}{3}(R_n^2 + R_p^2 + R_n R_p)} = \sqrt{\frac{1}{3}(2975^2 + 3720^2 + 2975 \cdot 3720)} = 3317 \text{ м};$$

$$R_{гр} = \left(\frac{R_k}{R_p}\right)^{0.5} \cdot R_p = \left(\frac{3720}{3317}\right)^{0.5} \cdot 3320 = 3519 \text{ м}.$$

3. По эквивалентной электрической схеме, используя второй закон Кирхгофа, составляем систему уравнений:

$$\begin{aligned}
 P_K - P_{C1} &= (n_1 + n_2 + n_3 + n_4)q\Omega_1 + n_1q\omega_1; \\
 P_{C1} - P_{C2} &= (n_2 + n_3 + n_4)q\Omega_2 + n_2q\omega_2 - n_1q\omega_1; \\
 P_{C2} - P_{C3} &= (n_3 + n_4)q\Omega_3 + n_3q\omega_3 - n_2q\omega_2; \\
 P_{C3} - P_{C4} &= n_4q\Omega_4 + n_4q\omega_4 - n_3q\omega_3,
 \end{aligned} \tag{3.22}$$

где n_1, n_2, n_3 и n_4 — количество скважин в рядах.
 По условию задачи: $n_1 = 35, n_2 = 27, n_3 = 20, n_4 = 6$.

При равенстве дебитов скважин максимальное давление будет в скважинах первого ряда. По мере удаления рядов от контура залежи давление уменьшается и скважины внутреннего ряда работают при минимальном забойном давлении. Поэтому необходимо обосновать минимальное допустимое значение забойного давления из геолого-технических условий разработки месторождения. Часто минимальное значение давления в скважинах принимают равным давлению насыщения нефти газом. Принимаем давление в скважинах четвертого ряда равным давлению насыщения: $P_{нас} = P_c = 9,5$ МПа.

4. Рассчитываем внешнее и внутреннее сопротивления рядов скважин:

$$\begin{aligned}
 \Omega_1 &= \frac{\mu}{2\pi Kh} \ln \frac{R_{np}}{R_1} = \frac{3 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,412 \cdot 10^{-12} \cdot 12,4} \cdot 2,3 \lg \frac{3519}{2750} = 0,23 \cdot 10^8 \frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3}; \\
 \Omega_2 &= \frac{\mu}{2\pi Kh} \ln \frac{R_1}{R_2} = \frac{3 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,412 \cdot 10^{-12} \cdot 12,4} \cdot 2,3 \lg \frac{2750}{2120} = 0,24 \cdot 10^8 \frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3}; \\
 \Omega_3 &= \frac{\mu}{2\pi Kh} \ln \frac{R_2}{R_3} = \frac{3 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,412 \cdot 10^{-12} \cdot 12,4} \cdot 2,3 \lg \frac{2120}{1540} = 0,30 \cdot 10^8 \frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3}; \\
 \Omega_4 &= \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_3}{R_4} = \frac{3 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,412 \cdot 10^{-12} \cdot 12,4} \cdot 2,3 \lg \frac{1540}{955} = 0,44 \cdot 10^8 \frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3}; \\
 \omega_1 &= \frac{\mu}{2\pi^2 kh} \cdot \frac{\delta_1}{R_1} \ln \frac{\delta_1}{\pi r_c} = \frac{3 \cdot 10^{-3} \cdot 247}{2 \cdot 3,14^2 \cdot 0,412 \cdot 10^{-12} \cdot 2750} \cdot 2,3 \lg \frac{247}{3,14 \cdot 0,15} = 6,45 \cdot 10^8 \frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3}; \\
 \omega_2 &= \frac{\mu}{2\pi^2 kh} \cdot \frac{\delta_2}{R_2} \ln \frac{\delta_2}{\pi r_c} = \frac{3 \cdot 10^{-3} \cdot 247}{2 \cdot 3,14^2 \cdot 0,412 \cdot 10^{-12} \cdot 2120} \cdot 2,3 \lg \frac{247}{3,14 \cdot 0,15} = 8,41 \cdot 10^8 \frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3}; \\
 \omega_3 &= \frac{\mu}{2\pi^2 kh} \cdot \frac{\delta_3}{R_3} \ln \frac{\delta_3}{\pi r_c} = \frac{3 \cdot 10^{-3} \cdot 245}{2 \cdot 3,14^2 \cdot 0,412 \cdot 10^{-12} \cdot 1540} \cdot 2,3 \lg \frac{245}{3,14 \cdot 0,15} = 11,52 \cdot 10^8 \frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3}; \\
 \omega_4 &= \frac{\mu}{2\pi^2 kh} \cdot \frac{\delta_4}{R_4} \ln \frac{\delta_4}{\pi r_c} = \frac{3 \cdot 10^{-3} \cdot 500}{2 \cdot 3,14^2 \cdot 0,412 \cdot 10^{-12} \cdot 955} \cdot 2,3 \lg \frac{500}{3,14 \cdot 0,15} = 18,23 \cdot 10^8 \frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3}.
 \end{aligned}$$

Перепишем уравнение (3.22) с учетом числовых значений давлений, количества скважин и сопротивлений:

$$\begin{aligned} 0,175 - P_{c1} &= 88 \times 0,23q + 35 \times 0,17q; \\ P_{c1} - P_{c2} &= 59 \times 0,24q - 35 \times 0,17q + 27 \times 0,22q; \\ P_{c2} - P_{c3} &= 26 \times 0,30q - 27 \times 0,22q + 20 \times 0,30q; \\ P_{c3} - 0,095 &= 6 \times 0,44q - 20 \times 0,30q + 6 \times 1,08q, \end{aligned} \quad (3.23)$$

или:

$$\begin{aligned} 0,175 - P_{c1} &= 26,19q; \\ P_{c1} - P_{c2} &= 18,66q; \\ P_{c2} - P_{c3} &= 7,86q; \\ P_{c3} - 0,095 &= 3,12q. \end{aligned} \quad (3.24)$$

Последовательно исключая неизвестные забойные давления снизу вверх, получим

$$\begin{aligned} P_{c3} &= 0,095 + 3,12q; & P_{c2} &= 0,095 + 10,98q; \\ & & P_{c1} &= 0,095 + 29,66q; \\ 0,175 - 0,095 - 29,66q &= \text{т.е.} & & (3.25) \\ q &= \frac{0,080}{55,85} = 1,432 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \text{ и} \\ q &= 1,432 \cdot 10^{-3} \cdot 86400 = 123,7 \text{ м}^3/\text{сут.} \end{aligned}$$

Дебиты рядов скважин:

$$\begin{aligned} Q_1 &= n_1 q = 35 \cdot 123,7 = 4329,5 \text{ м}^3/\text{сут}; \\ Q_2 &= n_2 q = 27 \cdot 123,7 = 3339,9 \text{ м}^3/\text{сут}; \\ Q_3 &= n_3 q = 20 \cdot 123,7 = 2468,0 \text{ м}^3/\text{сут}; \\ Q_4 &= n_4 q = 5 \cdot 123,7 = 742,2 \text{ м}^3/\text{сут}. \end{aligned}$$

Суммарный суточный отбор жидкости из залежи составит:

$$\Sigma Q_{\text{свт}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 4329,5 + 3339,9 + 2468,0 + 742,2 = 10879,6 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Годовой отбор жидкости из залежи:

$$\Sigma Q_{\text{год}} = T \cdot \Sigma Q_{\text{свт}} = 365 \cdot 10879,6 = 5,551 \text{ млн. м}^3/\text{год.}$$

По формулам (3.25) можно определить значения давлений в скважинах в добывающих рядах:

$$P_{c1} = 0,095 \cdot 10^8 + 29,66 \cdot 10^8 q = 0,095 \cdot 10^8 + 29,66 \cdot 10^8 \cdot 1,43 \cdot 10^{-3} = 137 \cdot 10^5 \text{ Па};$$

$$P_{c2} = 0,095 \cdot 10^8 + 10,98 \cdot 10^8 q = 0,095 \cdot 10^8 + 10,98 \cdot 10^8 \cdot 1,43 \cdot 10^{-3} = 111 \cdot 10^5 \text{ Па};$$

$$P_{c3} = 0,095 \cdot 10^8 + 3,12 \cdot 10^8 q = 0,095 \cdot 10^8 + 3,12 \cdot 10^8 \cdot 1,43 \cdot 10^{-3} = 99,46 \text{ Па.}$$

Таким образом, при равенстве дебитов скважин максимальное давление устанавливается в скважинах первого ряда. По мере нарастания номера ряда забойные давления уменьшаются.

3.3. Задачи для самостоятельного решения

Задача 3.4. Определить суммарный дебит скважины каждого ряда, соотношение дебитов рядов и дебит, приходящийся на каждую скважину при совместной работе четырех рядов скважин кольцевой залежи (рис.3.7). Отбор жидкости из рядов скважин производится при равных забойных давлениях в скважинах.

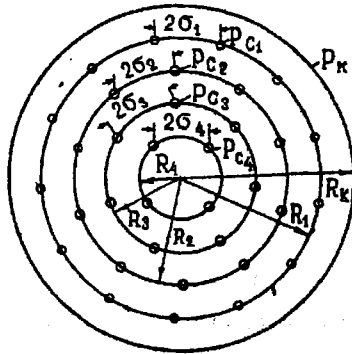


Рис. 3.7. Схема кольцевой залежи

Приведенные радиусы скважин принять одинаковыми для всех рядов и вариантов задачи.

Остальные исходные данные к заданию 3.4 приведены по вариантам в табл. 3.3.

Задача 3.5. По исходным данным, приведенным в табл.3.3, рассчитать дебиты скважин каждого ряда, дебиты рядов скважин и суммарные отборы жидкости из кольцевой залежи (рис. 3.7), работающих на водонапорном режиме при различных расстояниях между скважинами в добывающих рядах, равных 250, 300, 400, 500, 600, 700 и 800 м.

Построить график зависимости суммарного отбора жидкости из залежи от количества одновременно работающих скважин к удельной площади залежи на одну скважину. По результатам расчетов сделать качественные выводы о необходимом количестве скважин.

3.4. Расчёт дебитов рядов скважин в условиях неоднородных пластов при водонапорном режиме

3.4.1. Примеры решения

Задача 3.6. Определить дебит рядов скважин и давление в нагнетательных скважинах в неоднородной по проницаемости полосообразной залежи (рис.3.8) [5].

Длина залежи $B = 2500$ м, расстояние от первого ряда до линии нагнетания $L_0 = 1125$ м, расстояние между рядами $L = 500$ м, расстояние от линии нагнетания до границы изменения проницаемости $L_1 = 750$ м, расстояние от третьего ряда до границы изменения проницаемости $L_2 = 375$ м. Коэффициент проницаемости пород первой зоны, $K_1 = 0,2$ мкм², второй зоны $K_2 = 0,4$ мкм², третьей зоны $K_3 = 0,8$ мкм². Расстояние между добывающими скважинами в ряду $2\sigma_1 = 2\sigma_2 = 2\sigma_3 = 400$ м. Расстояние между нагнетательными скважинами $2\sigma_H = 500$ м. Приведённые радиусы добывающих и водонагнетательных скважин: $r_{C1} = r_{C2} = r_{C3} = r_{CH} = 10^{-3}$ м. Забойное давление во всех добывающих скважинах одинаково: $P_{C1} = P_{C2} = P_{C3} = 8$ МПа. Количество нагнетательной жидкости равно количеству

Исходные данные к задаче 3.4

Вариант	Толщина пласта, м	Коэффициент проницаемости мкм ²	Вязкость нефти, мПа·с	Давление на контуре питания, МПа	Расстояние между скважинами, м	Радиус контура питания, м	Давление на забое скважин, МПа	Радиусы кольцевых батарей, м			
								1	2	3	4
1	13	0,395	5,5	19,0	400	3550	8,5	3000	2600	2200	1800
2	19	0,412	5,4	18,0	450	3600	9,0	3100	2650	2200	1750
3	16	0,420	4,7	17,5	500	3420	7,7	2870	2370	1870	1370
4	17	0,530	6,5	19,5	600	3950	8,9	3350	2800	2250	1700
5	8	0,435	6,3	20,0	550	3820	9,3	3200	2600	2000	1400
6	10	0,490	7,4	20,2	400	4710	9,7	3060	2410	1740	1110
7	7	0,520	7,5	19,6	500	3720	9,5	3220	2820	2420	2020
8	11	0,542	5,8	18,9	500	3580	8,9	3000	2550	2100	1650
9	12	0,485	4,9	17,6	450	3750	7,7	3150	2650	2150	1650
10	14	0,475	5,6	16,4	550	3590	7,8	3000	2450	1900	1350
11	15	0,515	7,2	18,9	350	3569	8,1	2969	2369	1769	1169
12	18	0,525	8,3	17,7	400	4550	8,0	3850	3200	2550	1900
13	12	0,540	3,5	19,7	450	3740	8,7	3240	2790	2340	1890
14	9	0,645	3,7	19,3	500	3610	8,9	3010	2460	1910	1360
15	7	0,564	3,8	19,8	550	3547	9,1	3007	2507	2007	1507

отбираемой: $Q_H = Q_1 + Q_2 + Q_3$. Давление на линии нагнетания $P_K = 12$ МПа.

Толщина пласта $h = 10$ м, вязкость жидкости $\mu = 2,5$ мПа·с.

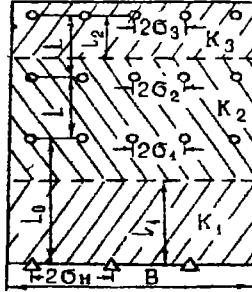


Рис. 3.8. Схема полосообразной залежи

Решение:

1. Составляем эквивалентную электрическую схему (рис.3.9).
2. В системе (3.10) внешние сопротивления рядов скважин необходимо определить с учётом проницаемостной неоднородности пласта.

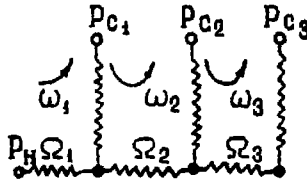


Рис. 3.9. Эквивалентная электрическая схема полосообразной залежи

$$\Omega_1 = \frac{\mu_H}{Bh} \left(\frac{l_1}{K_1} + \frac{l_0 - l_1}{K_2} \right) = \frac{2,5 \cdot 10^{-3}}{2500 \cdot 10} \left(\frac{750}{0,2 \cdot 10^{-12}} + \frac{1125 - 750}{0,4 \cdot 10^{-12}} \right) = 4,68 \cdot 10^8 \text{ Пас/м}^3;$$

$$\Omega_1 = \frac{\mu_H}{Bh} \cdot \frac{L}{K_2} = \frac{2,5 \cdot 10^{-3}}{2500 \cdot 10} \cdot \frac{500}{0,4 \cdot 10^{-12}} = 1,25 \cdot 10^8 \text{ Пас/м}^3; \quad (3.26)$$

$$\Omega_1 = \frac{\mu_H}{Bh} \cdot \left(\frac{L - l_2}{K_2} + \frac{l_2}{K_3} \right) = \frac{2,5 \cdot 10^{-3}}{2500 \cdot 10} \left(\frac{500 - 375}{0,4 \cdot 10^{-12}} + \frac{375}{0,8 \cdot 10^{-12}} \right) = 0,5 \cdot 10^8 \text{ Пас/м}^3.$$

3. Рассчитываем внутренние сопротивления рядов скважин по формулам

$$\omega_1 = \omega_2 = \frac{\mu_H}{BK_2 h} \cdot \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} = \frac{2,5 \cdot 10^{-3}}{2500 \cdot 0,4 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot \frac{200}{3,14} \cdot 2,31g \frac{200}{3,14 \cdot 10^{-3}} = 1,76 \cdot 10^8 \text{ Пас/м}^3;$$

$$\omega_3 = \frac{\mu_n}{VK_3 h} \cdot \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} = \frac{2,5 \cdot 10^{-3}}{2500 \cdot 0,8 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot \frac{200}{3,14} \cdot 2,31g \frac{500}{3,14 \cdot 10^{-3}} = 0,88 \cdot 10^8 \text{ Пас/м}^3.$$

4. Подставляя численные значения сопротивлений и забойных давлений, получим

$$\begin{cases} 0,04 = 6,44Q_1 + 4,68Q_2 + 4,65Q_3 \\ 0 = -1,76Q_1 + 3,01Q_2 + 1,25Q_3 \\ 0 = -1,76Q_2 + 1,38Q_3 \end{cases} \quad (3.27)$$

5. Решим систему уравнений (3.27) при помощи определителей:

$$D_0 \begin{vmatrix} 6,44 & 4,68 & 4,68 \\ -1,76 & 3,01 & 1,25 \\ 0 & -1,76 & 1,38 \end{vmatrix} = 52,25$$

$$D_1 \begin{vmatrix} 0,04 & 4,68 & 4,68 \\ 0 & 3,01 & 1,25 \\ 0 & -1,76 & 1,38 \end{vmatrix} = 0,248$$

$$D_2 \begin{vmatrix} 6,44 & 0,04 & 4,68 \\ -1,76 & 0 & 1,25 \\ 0 & 0 & 1,38 \end{vmatrix} = 0,097$$

$$D_3 \begin{vmatrix} 6,44 & 4,68 & 0,04 \\ -1,76 & 3,01 & 0 \\ 0 & -1,76 & 0 \end{vmatrix} = 0,123$$

Отсюда: $Q_1 = \frac{D_1}{D_0} = \frac{0,248}{52,25} = 0,00474 \text{ м}^3/\text{с} = 410,05 \text{ м}^3/\text{сут};$

$$Q_2 = \frac{D_2}{D_0} = \frac{0,097}{52,25} = 0,00186 \text{ м}^3/\text{с} = 160,36 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Q_3 = \frac{D_3}{D_0} = \frac{0,123}{52,25} = 0,00235 \text{ м}^3/\text{с} = 203,38 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

6. Количество нагнетаемой воды в пласт составит:

$$Q_1 + Q_2 + Q_3 = 410,05 + 160,36 + 203,38 = 773,79 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

7. Давление в нагнетаемых скважинах определим по формуле

$$P_{сн} = P_k + \frac{Q_n \mu_n}{BhK_1} \cdot \frac{\sigma}{\pi} \ln \frac{\sigma_n}{\pi r_n} = 15,73 \text{ МПа.}$$

3.4.2. Задача для самостоятельного решения

Задача 3.7. Определить суммарный дебит рядов скважин и давление в нагнетательных скважинах в неоднородном по проницаемости круговом пласте (рис. 3.10).

Радиус линии нагнетания, которая также рассматривается как одна из границ областей и контур питания вследствие того, что нагнетание задано равным отбору, равен R_0 . Давление на линии нагнетания P_k , расстояние между нагнетательными скважинами $2\sigma_n$, радиус нагнетательной скважины r_n

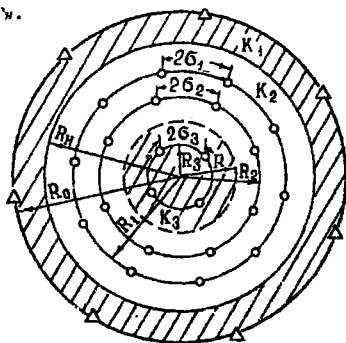


Рис. 3.10. Схема кругового пласта

Первая граница изменения проницаемости проходит по контуру нефтеносности R_n . Вторая граница изменения проницаемости проходит по окружности R . Проницаемость первой зоны - K_1 , второй - K_2 и третьей - K_3 . Радиусы рядов добывающих скважин R_1 , R_2 и R_3 . Расстояние между добывающими скважинами во всех рядах одинаковы и равны 2σ , приведенный радиус добывающих скважин r_c . Забойные давления в добывающих скважинах P_{c1} , P_{c2} и P_{c3} одинаковы.

Толщина пласта h , вязкость жидкости μ . Числовые значения геометрических размеров залежи, физических характеристик пласта, жидкости, а также давлений приведены в табл. 3.4 по вариантам задачи.

Исходные данные к задаче 3.7

Параметр	Значения параметров залежи по вариантам задачи								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
R_0 , м	4200	4500	4440	4620	4860	4670	4930	4730	4350
R_H , м	2700	2610	2590	2820	2630	2840	2650	2900	2545
R , м	950	840	740	1000	920	1100	970	840	1112
R_1 , м	1900	1810	1790	2020	1830	2040	1950	2060	1845
R_2 , м	1250	1210	1190	1320	1230	1340	1300	1360	1245
R_3 , м	600	610	590	620	630	640	650	660	645
$2\sigma_H$, м	600	700	800	900	950	800	700	600	800
2σ , м	300	350	400	450	500	400	350	300	450
r_H , м	0,01	0,001	0,1	0,11	0,14	0,09	0,07	0,08	0,12
r_C , м	0,1	0,01	0,001	0,01	0,1	0,001	0,001	0,01	0,1
K_1 , мкм ²	0,2	0,3	0,25	0,3	0,4	0,25	0,4	0,9	0,8
K_2 , мкм ²	0,3	0,4	0,45	0,5	0,5	0,35	0,6	0,6	0,5
K_3 , мкм ²	0,6	0,7	0,65	0,7	0,6	0,55	0,8	0,4	0,3
h , м	8	9	7	13	15	14	13	11	10
μ , мПа·с	3,5	4,5	5,5	2,7	4,6	3,9	5,2	6,3	4,7
P_K , МПа	20,0	19,5	19,7	19,6	19,5	18,9	18,8	19,3	19,1
P_C , МПа	11,0	10,5	11,0	9,5	8,5	9,9	8,7	8,9	9,6

3.5. Учёт различия вязкостей нефти и воды, фазовых проницаемостей и неоднородностей коллектора при расчёте дебитов нефти и воды, забойных давлений при водонапорном режиме [1,4,5].

3.5.1. Основные теоретические положения

В условиях вытеснения нефти водой при гидродинамических расчётах часто полагают, что насыщенность пор породы коллектора нефтью и водой в любой точке при прохождении через эту точку водонефтяного контакта меняется

мгновенно (скачком) от некоторой начальной до некоторой конечной величины. При этом учитывают, что проницаемость пласта для воды в той зоне, где первоначально была нефть, снизится на некоторую величину (примерно на 40%). Между тем экспериментальные и теоретические исследования показывают, что за фронтом водонефтяного контакта (вплоть до места начального положения контура нефтеносности) существует зона движения водонефтяной смеси. В этой зоне фазовые проницаемости для нефти и воды значительно ниже, чем для любой из жидкостей при движении одной из них и неподвижной другой. Таким образом, фактические общие фильтрационные сопротивления иногда значительно отличаются от фильтрационных сопротивлений, подсчитанных по схеме поршневого вытеснения, что может внести существенные погрешности в величины определяемых дебитов или давлений.

Экспериментальные и теоретические исследования [5,6] показывают, что содержание нефти и воды в любом разрезе пласта можно определить при помощи кривой зависимости $S_B = \{[V_m/Q(t)]\}$ (рис. 3.11), где S_B - насыщенность пор породы водой; V - объем пласта; m - пористость; $Q(t)$ - суммарное количество вторгшейся в пласт воды:

$$Q(t) = \int_0^t q(t) dt; \quad (3.28)$$

S_{CB} - насыщенность связанной водой; S_{OH} - конечная остаточная нефтенасыщенность; V_ϕ - объем пласта, считая от первоначального положения ВНК до фронта ВНК.

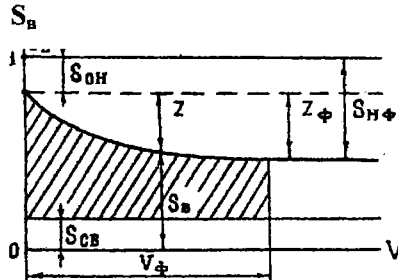


Рис. 3.11. Кривая изменения насыщенности при вытеснении нефти водой

Анализ основных уравнений фильтрации водонефтяной смеси показывает, что

$$\frac{V \cdot m}{Q(t)} = \frac{\partial f(s)}{\partial s}; \quad (3.29)$$

$$f(s) = \frac{f_n(s)}{f_n(s) + \mu_0 f_b(s)},$$

где $f_n(s)$ и $f_b(s)$ - относительные проницаемости соответственно для нефти и воды; $\mu_0 = \mu_n / \mu_b$ - отношение вязкости нефти к вязкости воды. Для $1 \leq \mu_0 \leq 10$ в пределах фактического существования зоны водонефтяной смеси при вытеснении нефти можно принимать

$$f(s) = \frac{50}{\mu_0} Z^3, \quad (3.30)$$

где Z - насыщенность породы подвижной нефтью в зоне водонефтяной смеси.

Для других коллекторов кривые фазовой проницаемости могут отличаться. Тогда в выражении (3.30) следует подобрать другой коэффициент.

После ряда несложных преобразований [5] получим

$$Z = \sqrt{\frac{m \mu_0 V}{150 Q(t)}}, \quad (3.31)$$

что дает возможность определить насыщенность в любой точке в зависимости от ее положения, характеризующегося величиной $V/Q(t)$, и от таких параметров, как m и μ_0 .

В случае полосовой залежи полное фильтрационное сопротивление в зоне водонефтяной смеси будет:

$$\Omega_{\text{см}} = \frac{\mu_b}{BKh} \cdot (1,7 + 8Z_{\phi} + 25^2 Z_{\phi}^2)(l_0 - \ln), \quad (3.32)$$

где B - длина залежи; l_0 - расстояние до начального положения ВНК; l_{ϕ} - расстояние до текущего положения ВНК; h - толщина пласта; K - коэффициент проницаемости пласта.

Сравнивая $\Omega_{см}$ с внешним гидродинамическим сопротивлением для случая фильтрации однородной жидкости – нефти, получим, что в зоне водонефтяной смеси фильтрационное сопротивление увеличивается в α раз.

$$\alpha = \frac{1,7 + 8Z_{\phi} + 25Z_{\phi}^2}{\mu_{\phi}} \quad (3.33)$$

Величину Z_{ϕ} определяют из условий равенства площади, заштрихованной на рис.3.11, единице:

$$Z_{\phi} = 0,1 \sqrt{\frac{\mu}{1,5(1 - S_{OH} - S_{CB}) - Z_{\phi}}} \quad (3.34)$$

Из (3.34) Z_{ϕ} находят путем двух или повторных вычислений.

При круговой залежи и вытеснении нефти водой по направлению к центру залежи полное фильтрационное сопротивление в зоне водонефтяной смеси:

$$\Omega_{см} = \frac{\mu_{в}}{2\pi Kh} \left\{ \left(1,7 + 50 \frac{Z_{\phi}^2 R_{н}^2}{R_{н}^2 - R_{\phi}^2} \right) \ln \frac{R_{н}}{R_{\phi}} - (25Z_{\phi}^2 + 12Z_{\phi}) + \frac{6Z_{\phi} R_{н}}{\sqrt{R_{н}^2 - R_{\phi}^2}} \ln \frac{R_{н} + \sqrt{R_{н}^2 - R_{\phi}^2}}{R_{н} - \sqrt{R_{н}^2 - R_{\phi}^2}} \right\} \quad (3.34)$$

где $R_{н}$ - радиус начального контура нефтеносности; R_{ϕ} - радиус текущего положения фронта водонефтяного контакта.

Для расчетов иногда для удобства рекомендуется [1,5] пользоваться формулой

$$\Omega_{см} = \frac{\mu_{в} \alpha_1}{2\pi Kh} \ln \frac{R_{н}}{R_{\phi}} \quad (3.35)$$

где коэффициент увеличения фильтрационного сопротивления α_1 в зоне водонефтяной смеси для этого случая определяется зависимостью

$$\alpha_1 = \frac{\mu_{в}}{\mu_{н}} \left[1,7 + 8Z_{\phi} \varphi_1 \left(\frac{R_{\phi}}{R_{н}} \right) + 25Z_{\phi}^2 \varphi_2 \left(\frac{R_{\phi}}{R_{н}} \right) \right] \quad (3.36)$$

Значения $\varphi_1(Q)$ и $\varphi_2(Q)$ берутся из графика (рис. 3.12) по левой шкале при $Q = R_{\phi} / R_{н}$.

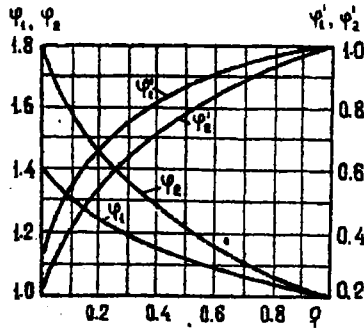


Рис. 3.12. Кривые для расчета вытеснения нефти водой при радиальной фильтрации

В условиях вытеснения нефти водой в круговой залежи от центра к периферии

$$\Omega_{\text{см}} = \frac{\mu_{\text{в}}}{2\pi K h} \left\{ \left(1,7 - \frac{50Z_{\phi}^2 R_{\text{н}}^2}{R_{\phi}^2 - R_{\text{н}}^2} \right) \ln \frac{R_{\phi}}{R_{\text{н}}} + 25Z^2 \phi + 12Z\phi - \frac{12Z\phi R_{\text{н}}}{\sqrt{R_{\phi}^2 - R_{\text{н}}^2}} \arccos \left(\frac{R_{\text{н}}}{R_{\phi}} \right) \right\}. \quad (3.37)$$

Более удобна формула

$$\Omega = \frac{\mu_{\text{н}} \alpha_2}{2\pi K h} \ln \frac{R_{\phi}}{R_{\text{н}}}, \quad (3.38)$$

$$\text{где } \alpha = \frac{\mu_{\text{в}}}{\mu_{\text{н}}} \left[1,7 + 8ZZ\phi_1 \left(\frac{R_{\text{н}}}{R_{\phi}} \right) + 25Z_{\phi}^2 \phi_2 \left(\frac{R_{\text{н}}}{R_{\phi}} \right) \right].$$

Таким образом, учет различия вязкостей нефти и воды, а также фазовых проницаемостей сводится к определению степени увеличения фильтрационных сопротивлений для зоны водонефтяной смеси.

3.5.2. Пример расчета дебитов рядов скважин круговой залежи при жестком водонапорном режиме с учетом различия вязкостей нефти и воды и фазовых проницаемостей [1,5,6].

Задача 3.8

Определить суммарный дебит скважин каждого ряда, соотношение дебитов рядов, дебит каждой скважины и суммарный отбор жидкости из круговой залежи

(3.13) при жестком водонапорном режиме с учетом различия вязкостей нефти и воды, а также фазовых проницаемостей.

Радиус линии нагнетательных скважин $R_H = 2020$ м, радиус батарей первого ряда добывающих скважин $R_1 = 1320$ м, второго – $R_2 = 820$ м, третьего $R_3 = 320$ м. Толщина пласта $h = 10$ м, вязкость нефти $\mu = 4$ мПа·с, воды $\mu = 1$ мПа·с. Давление на линии нагнетания воды $P_H = 18$ МПа, давления на забоях добывающих скважин одинаковы: $P_{C1} + P_{C2} + P_{C3} + P_c = 8$ МПа. Коэффициент проницаемости пласта $k = 0,5$ мкм². Расстояния между скважинами в добывающих рядах одинаковы: $2\sigma_1 = 2\sigma_2 = 2\sigma_3 = 2\sigma = 400$ м, приведенные радиусы добывающих скважин одинаковы: $r_{C1} = r_{C2} = r_{C3} = r_c = 0,1$ м.

Исходя из общей площади нефтеносности и сетки размещения скважин, пробурено на залежи следующее количество скважин: $n_1 = 21$, $n_2 = 13$, $n_3 = 5$.

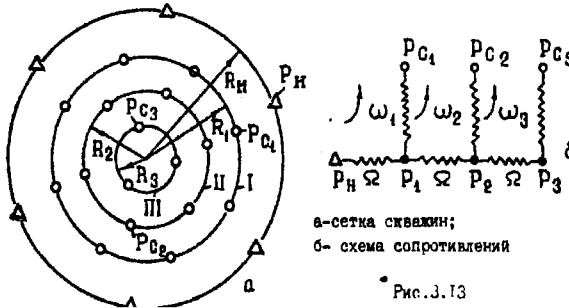


Рис. 3.13. Схема расположения скважин: а – сетка скважин; б – схема сопротивлений

Решение

1. Заменяв ряды скважин галереями с внутренними сопротивлениями, составим схему фильтрационных сопротивлений. Нужно провести расчеты при одновременной работе трех рядов добывающих и одного ряда нагнетательных скважин.

Заменяв ряды галереями с внутренними сопротивлениями, получим расчетную схему работы пласта, показанную на рис. 3.13, б. Обозначим дебиты рядов скважин: Q_0 , Q_1 , Q_2 , Q_3 . Направление потоков выберем в соответствии с

назначением скважин: в добывающих – от линии ряда к забою скважин, в нагнетательных - наоборот.

2. Выбрав три наиболее коротких пути обхода всех точек схемы $P_H-P_1-P_{C1}$; $P_{C1}-P_1-P_2-P_{C2}$; $P_{C2}-P_2-P_3-P_{C3}$ и применив правило, аналогичное второму закону Кирхгофа, получим следующую систему трёх уравнений:

$$\begin{aligned} P_H - P_{C1} &= (Q_1 + Q_2 + Q_3) \cdot \Omega_1 + Q_1 \omega_1; \\ P_{C1} - P_{C2} &= -Q_1 \cdot \omega_1 + (Q_2 + Q_3) \cdot \Omega_2 + Q_2 \cdot \omega_2; \\ P_{C2} - P_{C3} &= -Q_2 \cdot \omega_2 + Q_3 \Omega_3 + Q_3 \cdot \omega_3. \end{aligned} \quad (3.39)$$

3. В системе уравнений (3.39) внешние сопротивления для зоны водонефтяной смеси будут переменными во времени. Поэтому при постоянстве во времени забойных давлений в скважинах отборы жидкости из рядов и в целом по залежи также будут переменными. В связи с этим отборы жидкости, добыты рядов и отдельных скважин рассчитывают по этапам, т.е. к определенному моменту времени. В целях уменьшения объема расчетных работ в нашей задаче определим отборы жидкости к трем характерным этапам разработки: в начале разработки; к моменту подхода фронта ВНК к первому ряду и к моменту подхода фронта ВНК ко второму ряду добывающих скважин.

4. Определим отборы жидкости в начале разработки. При этом в залежи фильтруется однофазная жидкость - нефть вязкостью 2 мПа·с. Поэтому для определения фильтрационных сопротивлений пользуемся обычными формулами, не учитывающими различие вязкостей жидкостей и фазовые проницаемости:

$$\Omega_1 = \frac{\mu_H}{2\pi \cdot Kh} \ln \frac{R_H}{R_1} = \frac{2 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot 2,31g \frac{2020}{1320} = 0,27 \cdot 10^8 \text{ Пас/м}^2;$$

$$\Omega_2 = \frac{\mu_H}{2\pi \cdot Kh} \ln \frac{R_H}{R_2} = \frac{2 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot 2,31g \frac{1320}{820} = 0,30 \cdot 10^8 \text{ Пас/м}^2;$$

$$\Omega_3 = \frac{\mu_H}{2\pi \cdot Kh} \ln \frac{R_2}{R_3} = \frac{2 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot 2,31g \frac{820}{320} = 0,59 \cdot 10^8 \text{ Пас/м}^2;$$

$$\omega_1 = \frac{\mu_H}{2\pi \cdot Kh} \cdot \frac{\sigma}{\pi R_1} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_c} = \frac{2 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot \frac{200}{3,14 \cdot 1320} \cdot 2,31 \ln \frac{200}{3,14 \cdot 0,1} = 0,19 \cdot 10^8 \text{ Пас/м}^3;$$

$$\omega_2 = \frac{\mu_H}{2\pi \cdot Kh} \cdot \frac{\sigma}{\pi R_2} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_c} = \frac{2 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot \frac{200}{3,14 \cdot 820} \cdot 2,31 \ln \frac{200}{3,14 \cdot 0,1} = 0,31 \cdot 10^8 \text{ Пас/м}^3;$$

$$\omega_s = \frac{\mu_n}{2\pi \cdot Kh} \cdot \frac{\sigma}{\pi R_s} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_c} = \frac{2 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3.14 \cdot 0.5 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot \frac{200}{3.14 \cdot 320} \cdot 2.3 \ln \frac{200}{3.14 \cdot 0.1} = 0.81 \cdot 10^8 \text{ Пас/м}^3.$$

Подставив численные значения сопротивлений и давлений в систему уравнений (3.39), получим

$$\begin{aligned} (18-8) \cdot 10^6 &= 0,27 \cdot 10^8 (Q_1 + Q_2 + Q_3) + 0,19 \cdot 10^8 Q_1; \\ 0 &= -0,19 \cdot 10^8 Q_1 + 0,61 \cdot 10^8 Q_2 + 0,30 \cdot 10^8 Q_3; \\ 0 &= -0,31 \cdot 10^8 Q_2 + 1,40 \cdot 10^8 Q_3, \end{aligned} \quad (3.40)$$

или

$$\begin{aligned} 1 &= 46 \cdot Q_1 + 27Q_2 + 27Q_3; \\ 0 &= -19Q_1 + 61Q_2 + 30Q_3; \\ 0 &= -31Q_2 + 140Q_3. \end{aligned} \quad (3.41)$$

Решая систему уравнений (3.41), получим дебиты рядов:

$$Q_1 = 1517,00 \text{ м}^3/\text{сут}, \quad Q_2 = 426,21 \text{ м}^3/\text{сут}, \quad Q_3 = 94,52 \text{ м}^3/\text{сут};$$

- дебит одной скважины в рядах:

$$q_1 = 72,23 \text{ м}^3/\text{сут} \quad q_2 = 32,78 \text{ м}^3/\text{сут} \quad q_3 = 18,90 \text{ м}^3/\text{сут}$$

- средний дебит одной скважины:

$$\bar{q} = \frac{\sum Q}{\sum n} = \frac{2037,73}{39} = 52,24 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Суммарный отбор жидкости из залежи в начальный момент времени составит:

$$\sum Q = Q_1 + Q_2 + Q_3 = 1517,00 + 426,21 + 94,52 = 2037,73 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Соотношение дебитов рядов:

$$\bar{Q}_2 = \frac{Q_2}{Q_1} = \frac{426,21}{1517,00} = 0,28; \quad \bar{Q}_3 = \frac{Q_3}{Q_1} = \frac{94,52}{1517,00} = 0,06.$$

Таким образом, пять скважин третьего ряда (13 % фонда скважин) дают всего 6 % добычи жидкости.

5. Определим отбор жидкости из залежи, дебиты рядов скважин в момент, подхода фронта ВНК к первому ряду добывающих скважин. При этом между нагнетательными и первым рядами происходит совместное движение нефти и воды. В остальном фильтрационные сопротивления остаются неизменными. Для первого участка необходимо определить коэффициент увеличения фильтрационного сопротивления по формуле

$$\alpha_1 = \frac{\mu_B}{\mu_H} \left[1,7 + 8Z_0 \varphi_1 \left(\frac{R_0}{R_M} \right) + 25Z_0^2 \varphi_2 \left(\frac{R_0}{R_H} \right) \right]. \quad (3.42)$$

4. РАСЧЕТ ПРОЦЕССА ОБВОДНЕНИЯ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ

4.1. Общие положения

На различных стадиях комплексного проектирования разработки нефтяных месторождений в зависимости от полноты и качества исходной геолого-промысловой информации о свойствах пласта и флюидов, условиях работы скважин следует применять различные по степени сложности и точности методы расчетов технологических показателей разработки при заводнении.

Так, например, при составлении проекта опытной разработки, оценке добычных возможностей при комплексном планировании развития нефтедобывающего района, т.е. в период, когда, как правило, исходных геологических данных недостаточно и качество их невысокое, для определения технологических показателей разработки целесообразно применять приближенные упрощенные методы гидродинамических расчетов.

При составлении же комплексных схем, особенно проектов разработки, когда имеется большое количество высококачественной информации о параметрах пластов и флюидов, условиях работы скважин и оборудования, целесообразно применять более строгие и сложные методы расчетов технологических показателей разработки, в большей степени учитывающие реальные условия фильтрации неоднородных жидкостей в неоднородной пористой среде в системе скважин.

В настоящее время для расчета процессов обводнения нефтяных залежей предложено большое количество гидродинамических и статистических методов. Гидродинамические методы основаны на использовании расчетных моделей, более или менее полно отражающих реальные условия разработки залежи нефти. Их преимуществом является возможность использования на ранних стадиях разработки. Однако точность этих методов ухудшается при значительной обводненности добываемой жидкости, т. е. на поздней стадии разработки.

Статистические методы предполагают построение по накопленному за прошлые годы эксплуатации фактическому материалу характеристики вытеснения и экстраполяцию ее на прогнозируемый период. К их преимуществам относятся интегральный учет всех факторов, в той или иной степени влияющих на динамику показателей разработки, и простота прогнозирования. Одним из недостатков является трудность учета влияния на характеристики вытеснения мероприятий, приводящих к изменению обводненности продукции. Статистические методы предполагают также неизменность системы разработки в прогнозируемый период.

Более надежные результаты можно получить при комбинировании гидродинамических и статистических методов расчета. При этом после накоплений достаточно большого объема статистических данных принятая модель для гидродинамических расчетов уточняется путем сопоставления расчетных и фактических показателей разработки.

4.2. Метод расчета процесса обводнения нефтяной залежи, основанный на учете проницаемостной неоднородности пласта (метод М.М. Саттарова)

4.2.1. Общие принципы и допущения

М.М. Саттаровым предложен метод расчета показателей разработки с учетом проницаемостной неоднородности пласта и различия в вязкостях нефти и вытесняющей воды [8].

Метод расчета предполагает, что непрерывный неоднородный пласт моделируется серией прослоев, границы которых ориентированы параллельно линиями тока. Проницаемость каждого прослоя по длине постоянна. Прослои различной проницаемости распределены по толщине пласта вероятно. Характер обводнения не зависит от порядка расположения прослоев и последовательности перехода от одной проницаемости к другой. Важно лишь знать количество прослоев с той или иной проницаемостью, так как, в конечном счете, именно этим определяется соотношение между объемом добываемой нефти и воды.

Вытеснение нефти по каждому прослою происходит поршнеобразно с некоторой предельной остаточной нефтенасыщенностью σ_{OH} , при которой относительная проницаемость для нефти равна нулю. Скорость вытеснения нефти водой в каждом прослое пропорциональна коэффициенту проницаемости прослоя. Взаимные перетоки жидкости между прослоями отсутствуют.

Плотность и функция распределения проницаемости имеют вид распределения М.М. Саттарова:

$$f(K) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} e^{-\frac{K+a}{K_0}} \sqrt{\frac{K+a}{K_0}} \cdot \frac{1}{K_0}; \quad (4.1)$$

$$F(K) = \operatorname{erf} \sqrt{\frac{K+a}{K_0}} - \frac{2}{\sqrt{\pi}} e^{-\frac{K+a}{K_0}} \sqrt{\frac{K+a}{K_0}}, \quad (4.2)$$

где k – коэффициент проницаемости пласта; a, K_0 – параметры распределения.

Принимается течение жидкости от нагнетательной к добывающей галерее.

4.2.2. Расчет долей нефти в добываемой жидкости

Пусть полоособразная залежь эксплуатируется рядом добывающих скважин, параллельным контуру питания. Расстояние от контура питания до галереи L , на контуре питания поддерживается давление P_k , а на галерее – P_r , вязкости нефти и воды соответственно обозначим через μ_n и μ_b .

Наличие в пласте прослоев различной проницаемости приводит к тому, что прорыв воды в эксплуатационные ряды в первую очередь происходит по более проницаемым прослоям. По малопроницаемым прослоям наблюдается отсутствие фронта вытеснения, выработка запасов нефти из этих зон сопровождается добычей большого количества воды.

Рассмотрим момент времени, когда вода прорвалась в добывающую галерею по всем прослоям, проницаемость которых выше K_m . По всем другим участкам с проницаемостью от 0 до K_m в галерею продолжает поступать нефть. Дебиты нефти и воды соответственно будут равны.

$$q_H = \frac{Bh}{\mu_H} \cdot \frac{P_K - P_r}{L} \cdot \bar{K}_H; \quad (4.3)$$

$$q_B = \frac{BhK_B}{\mu_H} \cdot \frac{P_K - P_r}{L} \cdot \bar{K}_H, \quad (4.4)$$

$$\text{где } \bar{K}_H = \frac{\int_0^{K_m} Kf(K)dk}{F(K_m)} \text{ и } \bar{K}_B = \frac{\int_0^a Kf(K)dk}{1 - F(K_m)}. \quad (4.5)$$

Значение K'_B определяется по кривым относительных проницаемостей. После подстановки значений \bar{K}_H, \bar{K}_B и некоторых преобразований получим формулу для определения доли нефти в продукции галереи в виде

$$f_H = \frac{q_H}{q_H + q_B} = \frac{1}{1 + \mu_0 \frac{K_B}{K_H}}, \quad \text{где } \mu_0 = \frac{\mu_H}{\mu_B} K'_B. \quad (4.6)$$

Величины K_B и K_H при заданных значениях K_m и $a = 0$ вычисляются по формулам

$$K_H = \frac{3}{2} K_0 \left[F(K_m) - \frac{4}{3\sqrt{\pi}} e^{-\frac{K_m}{K_0}} \sqrt{\frac{K_m}{K_0}} \cdot \frac{K_m}{K_0} \right]; \quad (4.7)$$

$$K_B = \frac{3}{2} K_0 - K_H. \quad (4.8)$$

Коэффициент охвата пласта заводнением представляет отношение объема пласта, занятого водой, ко всему объему. Для наших

$$\beta_0 = [1 - F(k_m)] + \frac{\bar{k}_n}{k_m}. \quad (4.9)$$

Первый член этого уравнения, заключенный в квадратные скобки, учитывает объем участков, по которым произошел прорыв воды и нефть вытеснена полностью, за исключением остаточной нефти. Второй член учитывает промытый объем прослоев, по которым произошло частное перемещение водонефтяного контакта.

Как видно из уравнений (4.6) и (4.9), величины f_H и β_0 зависят от одного параметра K , который меняется от 0 до ∞ . Исключая этот параметр, получаем зависимость между f_H и β_0 .

Как видно из приведенных графиков рис. 4.1, на процесс обводнения существенное влияние оказывает μ_0 . Чем больше μ_0 , тем неравномернее прорывается вода в добывающую галерею. При одинаковом значении содержания нефти в продукции галереи большим значением μ_0 соответствуют меньшие значения β_0 . Этим и определяется существенное влияние вязкости нефти на коэффициент конечной нефтеотдачи.

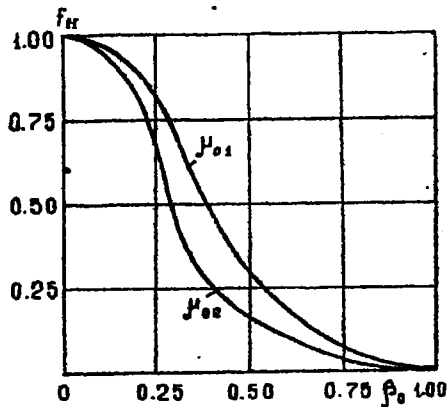


Рис 4.1. Кривая зависимости f_H и β_0 при различных значениях μ_0

Кроме того, на характер зависимости f_H от β_0 сильное влияние оказывает параметр распределения K_0 . Неоднородность пласта способствует быстрому прорыву воды по высокопроницаемым зонам. Чем меньше K_0 , тем интенсивнее происходит обводнение. Однако влияние этого параметра неодинаково в различных интервалах изменения его значений.

4.2.3. Задача для самостоятельного решения

Задача 4.1. Построить графики зависимости f_H от β_0 по данным задачи 3.4 при значениях $\mu_0 = 0,5; 1,5$ и 10 . Сделать соответствующие выводы о

количественном влиянии вязкости нефти на процесс обводнения залежи и коэффициент нефтеотдачи.

4.2.4. Расчёт безразмерного времени как функции K_m

Для дальнейших расчётов необходимо знать зависимость f_H и β_0 от времени разработки. Это легко сделать путём введения безразмерного времени τ , которое представляет собой отношение суммарного количества отобранной из пласта жидкости к активным запасам нефти $V_{\text{АКТ}}$.

$$\tau = \frac{\int_0^t Q_{\text{ж}}(t) dt}{V_{\text{АКТ}}} \quad (4.10)$$

$$\text{Если } Q_{\text{ж}} = \text{const, то } \tau = \frac{Q_{\text{ж}} t}{V_{\text{АКТ}}} \quad (4.11)$$

Для полоосообразной залежи активные запасы нефти подсчитывают по формуле

$$V_{\text{АКТ}} = B \cdot L \cdot h \cdot m \cdot \sigma_{\text{НН}} \cdot K_{\text{ВЫТ}} \cdot R_{\text{СЕТ}}, \quad (4.12)$$

где B , L , h – соответственно длина, ширина и толщина залежи; m и $\sigma_{\text{НН}}$ – соответственно пористость и начальная нефтенасыщенность пласта; $K_{\text{ВЫТ}}$ – коэффициент вытеснения нефти из пласта выбранным вытесняющим агентом; $R_{\text{СЕТ}}$ – коэффициент сетки скважин.

Для расчёта безразмерного времени как функции K_m предложено несколько формул, в том числе:

$$\tau = 0,75 \frac{K_0}{K_m} \left(1 + \frac{2\bar{K}_H}{3\mu_0} - \frac{2\bar{K}_R \mu_0}{3K_0} \right), \quad (4.13)$$

$$\tau = \frac{1}{2K_m} \left[\bar{K}_m \left(1 + \frac{1}{\mu_0} \right) + \bar{K}_R (1 + \mu_0) \right]. \quad (4.14)$$

При небольших значениях μ_0 можно пользоваться более простой формулой [3], имеющей вид

$$\tau = \frac{1,5K_0}{K_m} \quad (4.15)$$

Безразмерное время, как видно из приведённых формул, также зависит от параметра K_m .

Исключая этот параметр, можно получить зависимость f_H и β_0 от τ . Типичный график зависимости f_H и β_0 от безразмерного времени τ приводится на рис. 4.2.

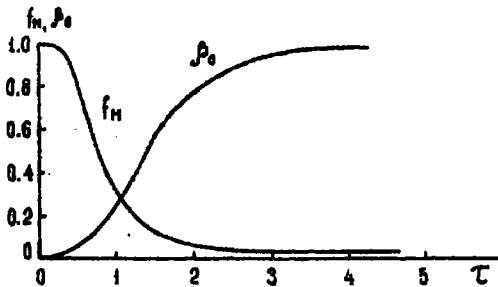


Рис. 4.2. График зависимости f_H и β_0 от безразмерного времени τ для фиксированных значений μ_0 и K_0

Графики зависимостей f_H и β от τ позволяют определить доли нефти в продукции галереи и коэффициент охвата пласта заводнением β_0 для любого значения безразмерного времени. Для условий реальной залежи, то есть при заданных μ_0 и K_0 , такие графики следует строить на миллиметровой бумаге в масштабе, удобном для графических определений.

4.2.5. Задача для самостоятельного решения

Задача 4.2. Рассчитать безразмерное время τ для интервалов изменения K_m , приведенных в задачах 3.4 и 4.1, и соответствующие значения f_H и β_0 для $\mu_0 = 1; 1,5; 5$. Построить графики зависимости f_H и β_0 от τ и оценить влияние K_0 и μ_0 на процесс и возможные показатели разработки нефтяной залежи.

4.2.6. Расчёт безразмерного времени как функции времени в годах при одновременной работе нескольких рядов скважин

Рассмотрим пример разработки полосообразной залежи тремя одновременно действующими рядами скважин. Вначале проанализируем случай, когда ряды скважин не отключаются при любом содержании воды в продукции.

Введём следующие обозначения:

- V_1, V_2, V_3 – активные запасы нефти, заключённые в I, II и III зонах;

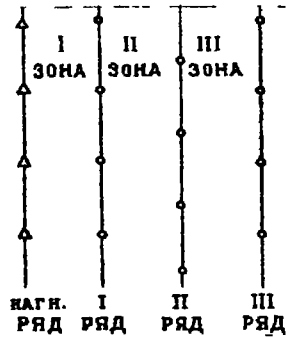


Рис.4.3. Схема расположения скважин

- q_1, q_2, q_3 - дебиты жидкости первого, второго и третьего рядов скважин; $f_{Н1}, f_{Н2}, f_{Н3}$ – содержание нефти в продукции соответствующего ряда.

Активные запасы нефти первой зоны отбираются всеми тремя рядами скважин пропорционально их дебитам. Активные запасы нефти второй зоны отбираются вторыми и третьими рядами, а третьей зоны – только третьим рядом. Исходя из этого, можно записать формулы для расчёта активных запасов для каждого ряда.

Для первого ряда:

$$V_{\text{АКТ}}^1 = \frac{q_1}{q_1 + q_2 + q_3} V_1. \quad (4.16)$$

Для второго ряда:

$$V_{\text{АКТ}}^2 = \frac{q_2}{q_1 + q_2 + q_3} V_1 + \frac{q_2}{q_2 + q_3} V_2. \quad (4.17)$$

Для третьего ряда:

$$V_{\text{акт}}^3 = \frac{q_3}{q_1 + q_2 + q_3} V_1 + \frac{q_2}{q_2 + q_3} V_2 + V_3. \quad (4.18)$$

Тогда формулы для расчёта безразмерного времени для рядов скважин при постоянстве отборов жидкости запишутся для первого ряда:

$$\tau_1 = \frac{q_1 + q_2 + q_3}{V_1} t. \quad (4.19)$$

Для второго ряда:

$$\tau_2 = \frac{1}{\frac{V_1}{q_1 + q_2 + q_3} + \frac{V_2}{q_2 + q_3}} t. \quad (4.20)$$

Для третьего ряда:

$$\tau_3 = \frac{1}{\frac{V_1}{q_1 + q_2 + q_3} + \frac{V_2}{q_2 + q_3} + \frac{V_3}{q_3}} t. \quad (4.21)$$

Аналогичные формулы можно записать для любого количества добывающих рядов.

Задаваясь различными значениями t , по формулам (4.19), (4.20), (4.21) подсчитаем τ_1 , τ_2 , τ_3 , затем по их значения по графикам или табл. [8] определим соответственно f_{H1} , f_{H2} , f_{H3} . Далее, складывая произведения $f_n \times q$ по каждому ряду, подсчитаем добычу нефти по всей залежи при сохранении постоянного отбора жидкости ($q_1 + q_2 + q_3$).

Формулы (4.19), (4.20) и (4.21) позволяют определить безразмерное время до отключения первого ряда скважин. Если с целью уменьшения суммарной добычи воды производится отключение рядов скважин, то эти формулы требуют уточнения.

На основании гидродинамических расчётов при моделировании определяем добычу жидкости из II и III рядов после отключения I ряда. Обозначим эти дебиты через q_2 и q_3 .

Аналогичным путём определяем дебит третьего ряда q_3 после отключения второго ряда.

Путём учёта перераспределения активных запасов нефти и изменений дебитов рядов в общей формуле τ получим формулы для расчёта безразмерного времени после отключения рядов скважин.

После отключения I ряда:

$$\tau_2 = \tau_2(t_{01}) + \frac{q_2 + q_3}{q_2 + q_3} \tau_2(t - t_{01}), \quad (4.22)$$

где t_{01} – время работы первого ряда до его отключения.

По формуле (4.22) расчёты ведутся до тех пор, пока содержание нефти в продукции второго ряда не достигнет того значения, при котором был отключён первый ряд. В дальнейшем расчёты ведутся по формуле

$$\tau_2 = \tau_2(t_{01}) + \frac{q_2 + q_3}{V_1 + V_2} (t - t_{01}), \quad (4.23)$$

где t_{01} – время, в течение которого доля нефти f_{H2} во втором ряду становится равной доли нефти в первом ряду к моменту его отключения.

Для III ряда после отключения первого ряда:

$$\tau_3 = \tau_3(t_{01}) + \frac{q_3}{q_3} \tau_3(t - t_{01}); \quad (4.24)$$

после отключения второго ряда:

$$\tau_3 = \tau_3(t_{02}) + \frac{q_3}{q_3} \tau_3(t - t_{02}), \quad (4.25)$$

где t_{02} – время работы второго ряда до его отключения.

Последовательность проведения расчётов процесса обводнения залежи по методу БашНИПИнефть

1. Размещаются на структурной карте реальной залежи скважины в соответствии с выбранной сеткой скважин и плотностью сетки.

2. Подсчитывают объёмы нефтенасыщенных пород в целом по залежи и в отдельных её элементах. Производится схематизация условий разработки залежи.

3. По данным определений оценивают значения $m, k, \sigma_{\text{ни}}, \bar{K}, K_0, K_{\text{выт}}, \sigma_{\text{ност}}, K_v$.

4. Рассчитывают активные запасы нефти во внешней области и между рядами скважин.

5. Рассчитывают уровни добычи жидкости, дебиты рядов и средние дебиты скважин до отключения рядов скважин и после их отключения.

6. Рассчитывают исходные функции распределения коэффициента проницаемости, оценивается критерий согласия и окончательно выбирается закон распределения.

7. Рассчитывают значения τ , f_H , β_0 при фиксированных K_m и строится график функции $f_H = f_H(\tau)$.

8. Рассчитывают значения безразмерного времени для каждого ряда: $\tau_1, \tau_2, \tau_3, \dots$ по годам разработки. По значениям из графиков $f_H(\tau)$ находят для каждого года разработки долю нефти в продукции ряда.

9. Рассчитывается процесс обводнения рядов скважин. Результаты сводятся в таблицу (см. табл. 4.1).

Таблица 4.1

Процесс обводнения первого ряда

Годы	τ	f_H	$\bar{f}_H = \frac{f_{H-1} - f_{Hn}}{2}$	q_H , м ³ /год	q_{Hn} , м ³ /год	$q_{вн}$, м ³ /год
------	--------	-------	--	--------------------------------	-----------------------------------	-----------------------------------

Такие таблицы составляются для каждого ряда скважин.

10. Все результаты расчётов по рядам скважин суммируются. Эта сумма будет представлять собой результат процесса обводнения в целом по залежи. Суммирование следует проводить в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Результаты расчётов процесса обводнения нефтяной залежи

Годы	q_H	$q_{вн}$	$n_{в} = \frac{q_{вн}}{q_H + q_{вн}}$	$\sum q_H$	$\beta = \frac{\sum q_H}{Q_{гЕОЛ}}$	$R = \frac{q_{вн}}{q_H}$	$\sum R = \frac{\sum Q_{вн}}{\sum Q_H}$
------	-------	----------	---------------------------------------	------------	-------------------------------------	--------------------------	---

11. По данным расчётов добычи нефти и воды по годам разработки, таких как:

- обводнённость продукции залежи:

$$n_v = \frac{q_v}{q_v + q_n}; \quad (4.26)$$

- нефтеотдача пласта:

$$\beta = \frac{\sum q_n}{Q_{\text{ГЕОЛ}}}, \quad (4.27)$$

где $\sum q_n$ - нарастающая добыча нефти; $Q_{\text{ГЕОЛ}}$ - начальные геологические запасы нефти;

- водный фактор:

$$R = \frac{q_v}{q_n}; \quad (4.28)$$

- суммарный водный фактор

$$\sum R = \frac{\sum q_v}{\sum q_n}. \quad (4.29)$$

Срок разработки залежи будет определяться годом, в конце которого достигается определённое значение обводнённости продукции.

12. Строятся основные графики разработки нефтяной залежи в координатах: «годы разработки – показатель разработки».

5. РАСЧЕТ ПРОЦЕССА ОБВОДНЕНИЯ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ ЖЕСТКОМ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ ПО МЕТОДИКЕ УНИ

5.1. Общие положения

Рассматриваемый метод можно применять для расчета процесса обводнения скважин и залежей, приуроченных к наклонным пластам с послойным изменением проницаемости. Учет послойной неоднородности пласта производится по методу, изложенному в работе [10].

В основу рассматриваемой методики расчета процесса обводнения положено однозначное решение задачи о распределении водонасыщенности вдоль линии вытеснения нефти водой. Результаты решения этой задачи изложены в работе [9]. Согласно [9] зависимость распределения водонасыщенности вдоль линии вытеснения в безразмерных координатах имеет вид

$$\xi(\sigma, \tau) = \frac{2[1 - \sigma(2 - L) + \sigma^2(1 - L) + A\sigma^{n+1}(\frac{1}{\mu_0} - L)]}{[1 - \sigma^2(1 - L) + \sigma^{n+2}(\frac{1}{\mu_0} - L)]^2} \cdot \tau, \quad (5.1)$$

где $\xi(\sigma, \tau) = \frac{x(\sigma(\tau))}{L}$ - безразмерная длина, представляющая собой отношение линейной координаты пласта x с водонасыщенностью σ к общей длине пласта; σ

водонасыщенность пласта в сечении с координатой x ; $\tau = \frac{\int_0^t Q_x(t) dt}{V}$ -

безразмерное время, представляющее собой отношение внедрившейся в нефтяной пласт воды (прошедшей через пласт жидкости) к объему порового пространства пласта V , насыщенного нефтью; $Q_x(t)$ - функция, описывающая изменение

отборов жидкости из пласта во времени; $\mu_0 = \frac{\mu_w}{\mu_n}$ - отношение вязкости воды к

вязкости нефти; $A = \frac{n+2}{2} - (1+n)\sigma + \frac{n}{2}\sigma^2$.

Значения L и n , зависящие от μ_0 , определяются из табл. 5.1.

Для упрощения, запишем равенство (5.1) в виде

Таблица 5.1

Значения постоянных L и n при различных μ_0

μ_0	L	n	μ_0	L	n
0,01	1,93	4,50	0,50	0,93	0,50
0,02	1,86	3,50	0,60	0,88	0,49
0,05	1,70	2,50	0,70	0,83	0,48
0,10	1,50	1,80	0,80	0,80	0,47
0,20	1,25	1,65	0,90	0,77	0,46
0,30	1,10	1,00	1,00	0,75	0,45

$$\xi(\sigma, \tau) = F'(\sigma, \mu_0) \tau. \quad (5.2)$$

Функцию $F'(\sigma, \mu_0)$ при известном μ_0 можно рассчитать, задаваясь различными значениями водонасыщенности σ . Тогда для любого сечения пласта, расположенного между начальной границей раздела «нефть – вода» и линией отбора жидкости, на любой момент времени по формуле (5.2) можно определить значение функции $F'(\sigma, \mu_0)$, а по ней отыскать соответствующее значение насыщенности пласта водой. Заметим, что значение функции $F'(\sigma, \mu_0)$ монотонно изменяется от 2 до 0 при изменении водонасыщенности пласта от 0 до 1.

Если значение водонасыщенности в данном сечении пласта на момент времени t определено по формуле (5.2), то несложно рассчитать долю воды в общем потоке жидкости, проходящей через данное сечение пласта f_w , по известной формуле

$$f_w = \frac{1}{1 + \mu \frac{K'_n}{K'_w}}, \quad (5.3)$$

где K'_n и K'_w – относительные проницаемости пласта для нефти и воды.

Значения относительных проницаемостей для нефти и воды при определенном значении водонасыщенности согласно работе [10] определяются по следующим формулам:

$$\begin{aligned} K'_n &= (1 - \sigma)^2; \\ K'_w &= \mu_0 \sigma (2 + L\sigma - 2\sigma) + \sigma^{n+2} (1 - L\mu_0). \end{aligned} \quad (5.4)$$

Здесь все обозначения прежние, а L и n определяются по табл. 5.1.

Таким образом, расчет процесса обводнения, в принципе, сводится к отысканию значения насыщенности пласта водой в данном эквипотенциальном сечении на любой момент времени, а также к определению относительных проницаемостей для нефти и воды, по которым рассчитывается доля воды в общем потоке жидкости, проходящей через данное сечение пласта. Однако отыскание величины водонасыщенности не является обязательным, так как

$$F'(\sigma, \mu_0) \rightarrow f_w. \quad (5.5)$$

Каждому значению $F'(\sigma, \mu_0)$ соответствует вполне определенное значение доли воды в общем потоке жидкости. Тогда, задаваясь различными значениями водонасыщенности, можно рассчитать как функцию $F'(\sigma, \mu_0)$, так и соответствующее значение функции f_w . Теперь, определив по формуле (5.2) величину функции $F'(\sigma, \mu_0)$, можно сразу отыскать соответствующее значение доли воды в общем потоке жидкости, фильтрующейся через данное сечение пласта.

Рассмотрим два случая расчета процесса обводнения полосообразной залежи, эксплуатирующейся тремя рядами скважин.

5.2. Расчет процесса обводнения залежи, находящейся в однородном пласте с вертикальной границей раздела «нефть – вода»

Пласт считается горизонтальным и однородным по проницаемости. Для проведения расчета процесса обводнения необходимо определить, как изменяется водонасыщенность во времени последовательно в сечениях первого, второго и третьего рядов. Зная изменение водонасыщенности во времени в указанных сечениях, легко определить остальные показатели процесса обводнения соответственно по рядам добывающих скважин, следовательно, и в целом по залежи. Как уже указывалось выше, отыскание величины водонасыщенности является промежуточным звеном расчета процесса обводнения, которое исключается путем непосредственного определения соответствующих значений функции $F'(\sigma, \mu_0)$.

Из рис. 5.1 видно, что вертикальное сечение пласта, проходящее по линии первого ряда, находится на расстоянии x_1 от начальной вертикальной границы раздела «нефть – вода»; по линии второго ряда – на расстоянии x_2 ; по линии третьего ряда – на расстоянии x_3 . Таким образом, общая длина пласта равна x_3 . Обозначим дебиты рядов скважин по жидкости соответственно через $q_1(t)$, $q_2(t)$ и $q_3(t)$. Тогда общий отбор жидкости по залежи в единицу времени будет равен:

$$Q(t) = q_1(t) + q_2(t) + q_3(t). \quad (5.6)$$

При этом расход жидкости через поперечное сечение пласта между начальным положением контакта и сечением первого ряда будет равен $Q(t)$; между сечениями первого и второго рядов – $[q_2(t) + q_3(t)]$; между сечениями второго и третьего рядов – $q_3(t)$.

Первоначально все ряды скважин будут добывать безводную нефть. Затем вода внедрится в залежь, подойдет к сечению первого ряда и с этого момента времени первый ряд скважин будет добывать нефть с водой.

Для участка пласта, заключенного между начальным положением границы раздела «нефть – вода» и сечением первого ряда, характер распределения водонасыщенности вдоль линии вытеснения будет определяться следующей зависимостью:

$$\xi_1(\sigma, t) = F'(\sigma, \mu_0) \frac{\int_0^t Q(t) dt}{x_3 F m \sigma_{н0}}, \quad (5.7)$$

где F – площадь фильтрации; m – коэффициент пористости; $\sigma_{н0}$ – коэффициент начальной нефтенасыщенности; t – время.

Наибольший интерес будет представлять характер изменения водонасыщенности во времени по вертикальным сечениям пласта, проходящим по линии рядов добывающих скважин. Поэтому для расчета процесса обводнения первого ряда скважин следует положить, что $\xi(\sigma, t) = \frac{x_1}{x_3}$.

С учетом последнего равенство (5.7) преобразуется к следующему виду:

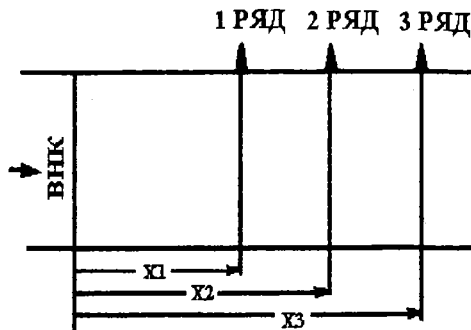


Рис. 5.1. Схема однородного пласта с вертикальной границей раздела «нефть – вода»

$$F'(\sigma, \mu_0) = \frac{x_1 F m \sigma_{no}}{\int_0^t Q(t) dt}, \quad (5.8)$$

где числитель дроби в формуле (5.8) представляет собой запас нефти участка пласта, заключенного между начальной границей раздела «нефть – вода» и сечением, проходящим через скважины первого ряда.

Интеграл, входящий в формулу (5.8), представляет собой изменение накопленной добычи жидкости из залежи во времени. Эта величина должна быть известна или задана. Теперь, задаваясь в формуле (5.8) различными значениями времени t , можно определить значение функции $F'(\sigma, \mu_0)$ и по ней соответствующее значение доли воды в добываемой жидкости первого ряда на заданные моменты времени (рис. 5.2). Зная изменение доли воды в добываемой жидкости, можно рассчитать изменение добычи воды и нефти из первого ряда по следующим формулам:

$$\begin{aligned} q_{в1}(t) &= f_w(t) q_1(t), \\ q_{н1}(t) &= q_1(t) - q_w(t), \end{aligned} \quad (5.9)$$

где $q_{в1}(t)$ и $q_{н1}(t)$ – соответственно изменение дебитов воды и нефти во времени по первому ряду.

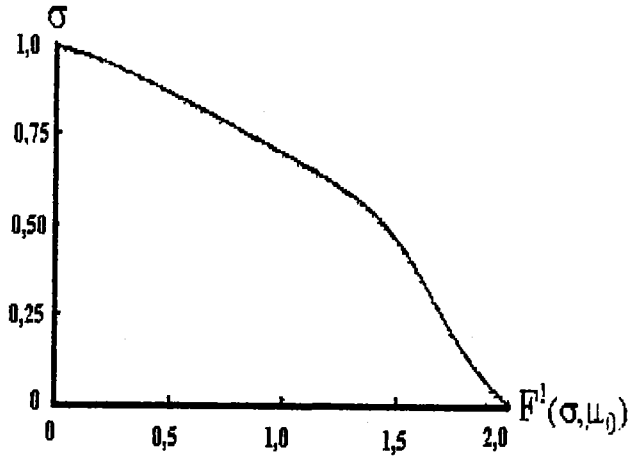


Рис. 5.2а. Связь между значениями функции $F^1(\sigma, \mu_0)$ и водонасыщенностью пористой среды

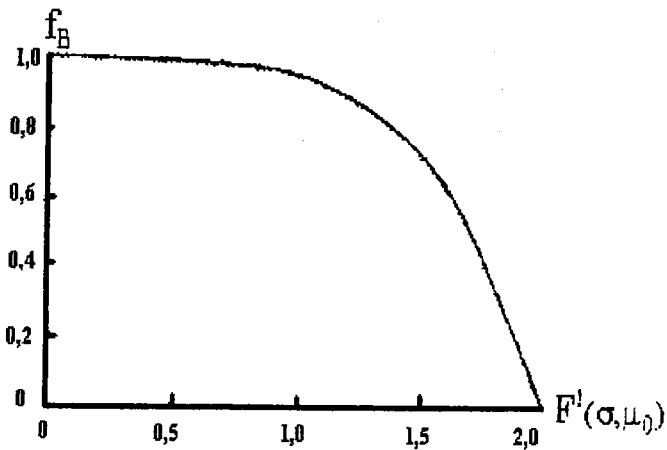


Рис. 5.2б. Связь между значениями функции $F^1(\sigma, \mu_0)$ и обводненностью добываемой жидкости

По формуле (5.8) можно определить также и время безводной работы первого ряда t_{16} . К моменту появления воды в сечении первого ряда, т.е. к моменту, когда «нулевое» значение водонасыщенности достигнет этого сечения, функция $F(0, \mu_0) = 2$. С учетом этого

$$\int_0^{t_{16}} Q(t) dt = \frac{x_1 F m \sigma_{\mu_0}}{2}. \quad (5.10)$$

Поскольку характер изменения подынтегральной функции $Q(t)$ известен, то без особого труда можно определить верхний предел интеграла, а значит, и время безводной работы первого ряда. При этом всегда $t_1 > t_{16}$.

Процесс вытеснения нефти на участке пласта, расположенном между сечениями первого и второго рядов, будет проходить несколько иначе, чем на участке, расположенном между начальной границей раздела «нефть – вода» и сечением первого ряда. Во-первых, нефть на этом участке будет вытесняться частично водой, которая внедрится из первого участка, и частично нефтью, которая также внедрится из первого участка.

Во-вторых, до того, как водонасыщенность в сечении второго ряда достигнет определенной величины σ , эта насыщенность обязательно должна иметь место в сечении первого ряда на более ранней стадии процесса вытеснения. Иначе говоря, изменение водонасыщенности в сечении второго ряда, а следовательно, и доли воды в добываемой жидкости определенным образом связано с изменением водонасыщенности во времени в сечении первого ряда.

Для расчета процесса обводнения второго ряда скважин связь легко устанавливается из общей теории процесса вытеснения нефти водой [11]. Если известно распределение водонасыщенности на момент времени t_1 , то распределение водонасыщенности на момент $t_2 > t_1$ можно отыскать, используя применительно к нашим условиям следующую зависимость:

$$\xi_2(\sigma, t) = \xi_1(\sigma, t) + F'(\sigma, \mu_0) \frac{\int_{t_1}^{t_2} [q_2(t) + q_3(t)] dt}{x_3 F m \sigma_{\mu_0}}, \quad (5.11)$$

где для условий второго ряда $\xi_2(\sigma, t) = \frac{x_2}{x_1}$; $\xi_1(\sigma, t) = \frac{x_1}{x_3}$.

С учетом последнего равенства (5.11) преобразуется к виду

$$F'(\sigma, \mu_0) = \frac{(x_2 - x_1) F m \sigma_{\text{до}}}{\int_{t_1}^{t_2} [q_2(t) + q_3(t)] dt}, \quad (5.12)$$

где числитель дроби в правой части выражает собой начальный запас нефти на участке пласта, заключенного между сечениями первого и второго рядов скважин; t_1 – время появления насыщенности σ в сечении первого ряда, t_2 – время появления этой же насыщенности в сечении второго ряда.

Однако по формуле (5.12) нельзя произвольно задаваться временем t_2 и отыскивать функцию $F'(\sigma, \mu_0)$, поскольку нам не известно время t_1 , соответствующее появлению насыщенности σ в сечении первого ряда. Поэтому в расчетах процесса обводнения второго ряда отыскивается не функция $F'(\sigma, \mu_0)$, а время t_2 . Действительно, на момент времени t_1 водонасыщенность σ достигнет сечения первого ряда. Этой водонасыщенности соответствует определенное значение функции $F'(\sigma, \mu_0)$, которое определяется по формуле (5.8). Это значит, что по результатам расчета процесса обводнения первого ряда нам известно время t_1 и соответствующее ему значение функции $F'(\sigma, \mu_0)$. В результате по формуле (5.12) оказывается неизвестным только верхний предел интеграла – время t_2 . Поскольку характер изменения подынтегральной функции известен или задан, то несложно определить верхний предел интеграла – время t_2 . Сделав ряд таких последовательных вычислений, можно определить зависимость изменения функции $F'(\sigma, \mu_0)$ от времени t_2 для сечения второго ряда и отыскивать соответствующие им значения доли воды в добываемой жидкости.

При расчетах процесса обводнения время обычно выражается в годах, причем интервал между различными моментами времени равен одному году. Так, например, при расчете процесса обводнения первого ряда по формуле (5.8) время t_1 будет соответствовать годам разработки с момента ввода скважин в эксплуатацию. При этом расчетная доля воды в добываемой жидкости есть доля воды на конец каждого года разработки.

В расчетах процесса обводнения второго ряда время t_1 в годах является целочисленным, тогда как определяемое время t_2 обычно является дробным. Это обстоятельство, естественно, вносит определенные неудобства в порядок проведения расчетов. Поэтому, как только рассчитана зависимость изменения функции $F'(\sigma, \mu_0)$ от времени t_2 для сечения второго ряда, строится график этой зависимости. По этому графику отыскиваются значения функции $F'(\sigma, \mu_0)$ на конец каждого года разработки и определяются соответствующие им значения доли воды в добываемой жидкости.

Для расчета процесса обводнения второго ряда формула (5.12) является не совсем удобной. Удобнее использовать эту формулу в следующем виде:

$$\int_{t_c}^{t_2} [q_2(t) + q_3(t)] dt = \frac{(x_2 - x_1) F m \sigma_{\text{нв}}}{F'(\sigma, \mu_0)} + \int_0^{t_1} [q_2(t) + q_3(t)] dt. \quad (5.13)$$

В этом случае сразу определяется накопленная добыча жидкости из второго и третьего ряда на момент времени t_2 , а по накопленной добычке и само время t_2 . Результаты расчетов по формуле (5.13) позволяют построить графическую зависимость между временем t_2 и функцией $F'(\sigma, \mu_0)$, по которой и определяются значения функции $F'(\sigma, \mu_0)$ и соответствующие им значения f_b на конец каждого года.

Из вышеизложенного нетрудно получить формулу для определения безводного периода работы второго ряда скважин. Эта формула имеет вид

$$\int_0^{t_{26}} [q_2(t) + q_3(t)] dt = \frac{(x_2 - x_1) F m \sigma_{\text{н}}}{2} + \int_0^{t_1} [q_2(t) + q_3(t)] dt, \quad (5.14)$$

где t_{26} – время безводной работы второго ряда скважин. При этом всегда $t_2 > t_{26}$.

Изменение добычи нефти и воды во времени для второго ряда рассчитывается по следующим формулам:

$$q_n(t) = f_n(t) q_2(t); \quad q_w(t) = q_2(t) - q_n(t). \quad (5.15)$$

Методика расчета процесса обводнения третьего ряда аналогична изложенной методике расчета для второго ряда. При этом время безводной эксплуатации третьего ряда определяется по формуле

$$\int_0^{t_{26}} q_3(t) dt = \frac{(x_1 - x_2) F m \sigma_{\text{но}}}{2} + \int_0^{t_{26}} q_3(t) dt, \quad (5.16)$$

где t_{26} уже определено по формуле (5.14).

Время t_3 , которое представляет собой время появления водонасыщенности σ в сечении третьего ряда, рассчитывается по формуле

$$\int_0^{t_3} q_3(t) dt = \frac{(x_3 - x_2) F m \sigma_{\text{но}}}{F'(\sigma, \mu_0)} + \int_0^{t_3} q_3(t) dt, \quad (5.17)$$

где t_2 – время (исчисляемое на конец года) появления водонасыщенности σ в сечении второго ряда, а $F'(\sigma, \mu_0)$ – соответствующее им значение указанной функции.

Как t_2 , так и $F'(\sigma, \mu_0)$ в формуле (5.17) отыскивается по графической зависимости этих величин, полученной при расчетах процесса обводнения второго ряда.

По формуле (5.17) определяется накопленная добычка жидкости из третьего ряда на момент времени t_3 , а по накопленной добычке и само время t_3 . Затем строится график зависимости между $F'(\sigma, \mu_0)$ и t_3 , по которому определяется значение функции $F'(\sigma, \mu_0)$ и соответствующее значение доли воды в добываемой жидкости по третьему ряду на конец каждого года разработки.

Изменение добычки нефти и воды во времени для третьего ряда рассчитывается по формулам, аналогичным (5.9) и (5.10). При этом необходимо помнить, что в расчетах процесса обводнения всех рядов определяется доля воды в добываемой жидкости на конец каждого года разработки. В формулах (5.9) и (5.15) следует брать среднегодовое значение доли воды в добываемой жидкости.

При наличии на залежи четырех и более рядов скважин расчет процесса обводнения последующих рядов скважин ведется по аналогии с расчетами обводнения второго и третьего рядов.

5.3. Расчет процесса обводнения залежи, находящейся в наклонном слоисто-неоднородном пласте с горизонтальной границей раздела «нефть – вода»

Проницаемость является одной из важнейших гидродинамических характеристик пористой среды. От величины проницаемости зависит пропускная способность пористой среды. Поэтому добывные возможности песчаного пласта или его продуктивность также зависят от величины проницаемости. Вследствие этого проницаемость оказывает весьма существенное влияние практически на все технологические показатели разработки. Нефтеотдача, как один из важнейших технологических показателей системы разработки, также определяется величиной проницаемости. К настоящему времени путем теоретических и лабораторных исследований, а также на основе обобщения большого практического опыта, доказано, что чем больше среднее значение проницаемости песчаного пласта, тем больше нефтеотдача.

По данным исследования образцов керн, отобранных при бурении множества скважин различных месторождений, установлено, что проницаемость по разрезу скважин изменяется. При этом отсутствует какая-либо закономерность в изменении проницаемости, если попытаться скоррелировать значения проницаемости по разрезу различных скважин. Однако установлено, что в изменениях литолого-фациального, минералогического и гранулометрического состава по разрезу пласта существуют определенные закономерности, которые хорошо прослеживаются в пределах всей площади залежи. По аналогии можно прийти к заключению о существовании определенных закономерностей в изменении проницаемости по разрезу пласта, если изучить изменение осредненных значений проницаемости по слоям при постепенном переходе от подошвы к кровле пласта. Только при таком подходе можно говорить о слоистой неоднородности пласта по проницаемости в пределах границ залежи или площади нефтеносности.

Под слоистой неоднородностью пласта по проницаемости следует понимать изменение осредненных по слоям значений проницаемости в зависимости от толщины пласта.

Наклонный слоисто-неоднородный пласт можно с достаточной степенью точности схематизировать горизонтальным слоисто-неоднородным пластом с наклонной границей раздела «нефть – вода», вертикальный разрез которого показан на рис. 5.3.

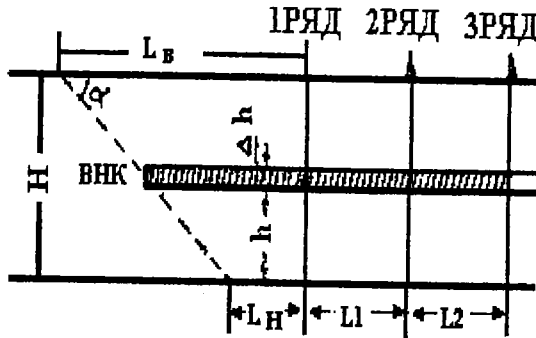


Рис. 5.3. Расчетная схема наклонного слоисто-неоднородного пласта с горизонтальной границей раздела «нефть – вода»

На этом рисунке L_b – расстояние от первого ряда скважин до контура нефтеносности; L_n – расстояние от первого ряда до внутреннего контура нефтеносности; L_1 – расстояние между первым и вторым рядами; L_2 – расстояние между вторым и третьим рядами; H – эффективная толщина пласта; α – угол наклона пласта.

Выделим элементарный слой пласта толщиной Δh , отстоящий на расстоянии h от подошвы пласта. Проницаемость элементарного слоя пласта обозначим через $K(h)$. Послойное изменение проницаемости можно определить по методу, изложенному в [10].

Для элементарного слоя пласта можно с достаточной степенью точности заменить наклонную границу раздела «нефть – вода» вертикальной. Тогда расчет процесса обводнения каждого слоя можно производить по вышеприведенным формулам. Заметим, что в этих формулах (5.8; 5.13; 5.17) числитель первого слагаемого в правой части представляет собой не что иное как абсолютный запас

нефти, заключенный соответственно между начальной границей раздела и первым рядом, между первым и вторым и между вторым и третьим рядами скважин. В соответствии с этим подсчитаем начальные абсолютные запасы нефти в элементарном слое, заключенные между границей раздела «нефть – вода» и первым рядом, между первым и вторым, между вторым и третьим рядами скважин. Указанные запасы соответственно могут быть определены так:

$$\begin{aligned}\Delta V_1 &= m\sigma_{\text{но}}B\Delta h(l_n + h\text{ctg}\alpha); \\ \Delta V_2 &= m\sigma_{\text{но}}\Delta h l_1 B; \\ \Delta V_3 &= m\sigma_{\text{но}}\Delta h l_2 B,\end{aligned}\quad (5.18)$$

где B – ширина залежи, а остальные обозначения прежние.

Обозначим дебиты жидкости рядов скважин соответственно через $q_1(t)$, $q_2(t)$, $q_3(t)$; суммарный дебит жидкости из залежи – через $Q(t)$.

В определенный момент времени расход жидкости через элементарный слой пласта на участке между начальной границей раздела «нефть – вода» и первым рядом можно приближенно рассчитать по формуле

$$q(h) = \frac{B\Delta h K(h)}{\mu} \cdot \frac{dP}{dl} \quad (5.19)$$

На этот же момент времени расход жидкости через общее поперечное сечение пласта будет, очевидно, равен:

$$Q(t) = \frac{BK_{\text{сп}}}{\mu} \cdot \frac{dP}{dl}, \quad (5.20)$$

где $K_{\text{сп}}$ – средняя проницаемость пласта.

Решая совместно (5.19) и (5.20), получим

$$q(h) = \frac{\Delta h}{H} \cdot \frac{K(h)}{K_{\text{сп}}} \cdot Q(t). \quad (5.21)$$

Заменив в формуле (5.21) $Q(t)$ на $[q_2(t) + q_3(t)]$ или на $q(t)$, получим расход жидкости через элементарный слой пласта на участках между первым и вторым, между вторым и третьим рядами скважин.

Теперь для расчета процесса обводнения первого ряда скважин через каждый элементарный слой пласта равенство (5.8) применительно к расчетной схеме на рис. 5.2 можно будет записать следующим образом:

$$F'(\sigma, \mu_0) = \frac{m\sigma_{\text{но}} B \Delta h_2 (L_n + h \text{ctg} \epsilon)}{\int_0^{t_1} q(h) dt} \quad (5.22)$$

С учетом (5.21) равенство (5.22) после несложных преобразований можно будет записать так:

$$F'(\sigma, \mu_0) = \frac{m\sigma_{\text{но}} B \Delta h_2 (L_n + h \text{ctg} \epsilon) K_0}{\frac{K(h)}{K_{\text{сп}}} \int_0^{t_1} Q(t) dt} \quad (5.23)$$

Аналогично для расчета процесса обводнения второго и третьего рядов скважин через каждый элементарный слой пласта равенства (5.13) и (5.17) можно будет записать в следующем виде:

$$\int_0^{t_1} [q_2(t) + q_3(t)] dt = \frac{m\sigma_{\text{но}} B H_1 K_0}{\frac{K(h)}{K_{\text{сп}}} F'(\sigma, \mu_0)} + \int_0^{t_1} [q_2(t) + q_3(t)] dt \quad (5.24)$$

$$\int_0^{t_1} q_3(t) dt = \frac{m\sigma_{\text{но}} B H_2 K_0}{\frac{K(h)}{K_{\text{сп}}} F'(\sigma, \mu_0)} + \int_0^{t_1} q_3(t) dt \quad (5.25)$$

Написанные формулы (5.23), (5.24), (5.25) позволяют дифференцированно произвести расчет процесса обводнения рядов скважин по каждому элементарному слою пласта. Очевидно, на любой момент времени величина водонасыщенности, а следовательно, и доля воды в добываемой жидкости, в каждом элементарном слое будут различны. Поэтому среднюю величину доли воды в добываемой жидкости в целом по каждому ряду, т.е. для всего сечения пласта следует определять по формуле

$$f_n(t) = \frac{1}{H} \int_0^H f_n(t, h) dh \quad (5.26)$$

В равенствах (5.23), (5.24), (5.25) введен коэффициент охвата пласта процессом фильтрации K_0 . Этот коэффициент по физическому смыслу представляет собой отношение объема подвижной нефти к общему объему нефти, содержащейся в пласте. Дать предварительную оценку величине этого коэффициента пока не представляется возможным. Поэтому в расчетах процесса

обводнения залежи при проектировании системы ее разработки коэффициент охвата пласта процессом фильтрации следует принимать равным единице. Однако при сопоставлении результатов фактического процесса обводнения разрабатываемых залежей с расчетными по изложенному методу оценить величину коэффициента вполне возможно.

По формулам (5.23), (5.24), (5.25) можно определить и время подхода первой капли воды (безводный период) к рядам скважин по каждому элементарному слою.

Как и в первом случае, расчет процесса обводнения четвертого и пятого рядов скважин (если таковые имеются) ведется по аналогии с расчетами процесса обводнения второго и третьего рядов скважин.

5.3.1. Порядок проведения расчета процесса обводнения

Приведенные выше формулы расчета процесса обводнения являются несколько громоздкими и требуют некоторого пояснения для их практического использования. С этой целью кратко рассмотрим последовательность проведения расчетов.

1. Реальная форма залежи заменяется расчетной гидродинамической схемой, для которой определяются все линейные размеры, угол наклона пласта и закономерность послыного изменения проницаемости. Вычерчивается схема, аналогичная рис. 5.2.

2. Определяются суточные и годовые дебиты рядов эксплуатационных скважин и их изменения после обводнения и отключения предыдущего ряда скважин.

3. По формуле (5.1) при известном значении σ рассчитываются значения функции $F'(\sigma, \mu_0)$. По формулам (5.3) и (5.4) рассчитываются значения доли воды в добываемой жидкости. Расчеты ведутся путем выбора значений водонасыщенности σ от 0 до 1 с интервалом 0,01. Результаты расчетов сводятся в табл. 5.2, которая имеет следующий вид.

Таблица 5.2

Расчет доли воды в потоке жидкости

σ	$F'(\sigma, \mu_0)$	f_n
1	2	3

Удобнее рассчитывать указанные функции при выборе σ с интервалом 0,05 или 0,10, а промежуточные значения этой функции определять путем обычной интерпретации. При этом всегда обеспечивается необходимая точность расчетов.

5.3.2. Расчет процесса обводнения первого ряда

Из рис. 5.2 видно, что различные интервалы толщины пласта (слои) будут обводняться с разной интенсивностью. Процесс обводнения по подошве пласта будет проходить более интенсивно, чем по средней части пласта, а средняя часть будет обводняться более интенсивно, чем кровля пласта. При этом, разумеется, определенное влияние будет оказывать послойное изменение проницаемости. В связи с этим расчет процесса обводнения рядов скважин ведется дифференцированно по интервалам толщины пласта.

Для проведения расчета процесса обводнения первого ряда составляется табл. 5.3.

Таблица 5.3

Расчет процесса обводнения первого ряда

Интервал толщины h , м		0,05 Н			0,1 Н			-	1,0 Н		
Безводный период разработки t_{16} , годы								-			
Время разработки t_1 , годы	Накопленная добыча $\Sigma Q(t)$, m^3	$F'(\sigma, \mu_0)$	f_n	t_2 , годы	$F'(\sigma, \mu_0)$	f_n	t_2 , годы	-	$F'(\sigma, \mu_0)$	f_n	t_2 , годы
1	2	3	4	5	6	7	8		33	34	35

Графы 1,2 данной таблицы заполняют сразу. Интервалы толщины пласта (расстояние от подошвы до элементарного слоя) удобнее выбирать в долях от общей толщины пласта, как это показано в таблице. Безводный период определяется по формуле (5.23), в которой принимают, что $F'(\sigma, \mu_0) = 2$. По этой

формуле находится накопленная добыча (значение интеграла, стоящего в знаменателе) к тому моменту, когда вода подойдет к первому ряду скважин по данному интервалу толщины пласта. Зная величину накопленной добычи за безводный период, по графам 2 и 1 табл. 5.2 путем интерполяции определяется время безводной работы каждого интервала толщины пласта. С этого времени начинается процесс обводнения данного интервала толщины. После этого по формуле (5.23) определяется значение функции $F'(\sigma, \mu_0)$ по годам разработки для каждого интервала толщины. С помощью табл. 5.1 отыскивается соответствующее значение доли воды в добываемой жидкости. Оба результата заносятся в табл. 5.3.

Затем строится зависимость f_w от толщины h и путем графического интегрирования с учетом формулы (5.26) определяется среднее значение доли воды в добываемой жидкости на конец каждого года разработки. Результаты этих расчетов позволяют определить среднегодовое значение f_w и по формулам (5.9) подсчитать изменение добычи нефти и воды во времени по первому ряду.

Расчеты можно вести до любого процентного содержания воды в добываемой жидкости.

Графы со временем t_2 пока остаются незаполненными.

5.3.3. Расчет процесса обводнения второго ряда

Для расчета процесса обводнения второго ряда скважин составляется табл.

5.4.

Таблица 5.4

Расчет процесса обводнения второго ряда

Интервал толщины h , м		0,05 Н			0,1 Н			-	1,0 Н		
Безводный период разработки t_{26} , годы								-			
Время разработки t_2 , годы	Накопленная добыча $\sum [q_2(t) + q_3(t)]$, м ³	$F'(\sigma, \mu_0)$	f_w	t_3 , годы	$F'(\sigma, \mu_0)$	f_w	t_3 , годы	-	$F'(\sigma, \mu_0)$	f_w	t_3 , годы
1	2	3	4	5	6	7	8		33	34	35

Графы 1,2 в табл. 5.4 заполняются сразу.

По формуле (5.24) при $F'(\sigma, \mu_0) = 2$ определяется безводный период работы каждого интервала толщины пласта второго ряда. Для этого из табл. 5.2 для данного интервала толщины определяется время, когда вода по данному интервалу подошла к первому ряду, а по табл. 5.3 определяется величина накопленной добычи из второго и третьего рядов к этому моменту времени. Эта величина накопленной добычи соответствует интегралу в правой части равенства (5.24). Теперь по формуле (5.24) рассчитывается величина накопленной добычи жидкости к моменту подхода воды ко второму ряду по данному интервалу толщины пласта (интеграл в левой части формулы (5.24)). По величине накопленной добычи с помощью табл. 5.4 путем интерполяции определяется время безводной работы каждого интервала толщины пласта второго ряда (графы 1,2). С этого момента времени начинается процесс обводнения отдельных интервалов толщины пласта второго ряда.

Для расчета процесса обводнения второго ряда используются табл. 5.3 и 5.4 и формула (5.24). На конец любого года разработки для данного интервала толщины пласта из табл.5.3 известна доля воды в добываемой жидкости и соответствующее этой доле значение функции $F'(\sigma, \mu_0)$ по первому ряду. Следует определить время, когда эта же доля воды будет наблюдаться по данному интервалу толщины во втором ряду.

Таким образом, из табл. 5.3 нам известно время t_1 , когда интересующая нас доля воды в добываемой жидкости появится в данном интервале толщины пласта в сечении первого ряда, при известном значении соответствующей функции. По табл.5.4 определяется накопленная добыча жидкости из второго и третьего рядов на момент времени t_2 . Величина этой доли соответствует интегралу в правой части формулы (5.24).

Найденные значения накопленной добычи из второго и третьего рядов и функции $F'(\sigma, \mu_0)$ подставляются в формулу (5.24), по которой определяется накопленная добыча из второго и третьего рядов к моменту времени, т.е. к тому

времени, когда интересующая нас доля воды в добываемой жидкости будет иметь место в данном интервале толщины пласта уже в сечении второго ряда. Величина этой добычи жидкости соответствует интегралу в левой части равенства (5.24).

По полученной величине накопленной добычи жидкости из второго и третьего ряда с помощью табл. 5.4 путем интерполяции определяется время t_2 , значение которого заносится в табл. 5.3. Последовательные вычисления подобного рода позволяют заполнить графы со временем t_2 табл. 5.3.

После этого для каждого интервала толщины пласта строятся графики зависимости $f_w(t_2)$, один из которых приводится в качестве примера на рис. 5.3. С помощью этих графиков определяется доля воды в добываемой жидкости по каждому интервалу толщины в сечении второго ряда на конец каждого года разработки, т.е. на момент времени t_2 . Полученные с графиков значения доли воды заносятся в соответствующие графы табл. 5.4, а по табл. 5.1 определяются соответствующие значения функции $F'(\sigma, \mu_0)$, которые также заносятся в табл. 5.4.

Затем, как и для первого ряда, строится зависимость от толщины h и путем графического интегрирования, с учетом формулы (5.26), определяется среднее значение доли воды в добываемой жидкости на конец каждого года разработки. По результатам этих расчетов определяется среднегодовое значение доли воды в добываемой жидкости и по формулам рассчитывается изменение добычи нефти и воды из второго ряда скважин во времени.

Как и в предыдущем случае, графы табл. 5.4 со временем пока остаются незаполненными.

5.3.4. Расчет процесса обводнения третьего ряда скважин

Для расчета процесса обводнения третьего ряда скважин составляется табл. 5.5, подобная табл. 5.3 и 5.4. Только в графу 2 заносятся значения накопленной добычи жидкости из третьего ряда.

Последовательность расчета процесса обводнения третьего ряда совершенно аналогична изложенной последовательности расчета процесса

обводнения для второго ряда. Здесь для расчетов используется табл. 5.4 и 5.5 и формула (5.25).

При наличии четырех и более рядов добывающих скважин последовательность проведения расчетов процесса обводнения аналогична расчетам процесса обводнения второго и третьего рядов скважин.

Суммируя результаты расчетов по рядам скважин, можно получить показатели процесса обводнения (изменение добычи нефти и воды) в целом по залежи.

6. РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛИ НЕПОРШНЕВОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ ПО МЕТОДУ БАКЛЕЯ-ЛЕВЕРЕТТА

6.1. Общие положения

Непоршневое вытеснение нефти водой – это вытеснение, при котором за его фронтом движутся вытесняющий и вытесняемый флюиды, т.е. за фронтом вытеснения происходит многофазная фильтрация.

Все известные методики расчета процесса разработки нефтяных месторождений с учётом непоршневого характера вытеснения нефти водой основаны на теории совместной фильтрации «двухфазной фильтрации» неоднородных жидкостей. В данном случае рассмотрена двухфазная фильтрация на примере вытеснения нефти водой из прямолинейного однородного пласта. Этот случай соответствует вытеснению нефти водой из элемента однорядной схемы расположения скважин, происходящему в сечениях элемента, находящихся на значительном удалении от самих скважин, где характер движения вытесняемой и вытесняющей жидкостей близок к прямолинейному.

6.2. Пример расчета технологических показателей разработки нефтяного месторождения с использованием модели непоршневого вытеснения

6.2.1. Исходные данные

Нефтяное месторождение площадью нефтеносности $S_{ни} = 2500 \times 10^4 \text{ м}^2$ разрабатывается с использованием заводнения при однорядной схеме расположения скважин. Элемент однорядной схемы, содержащий одну скважину (1/2 добывающей и 1/2 нагнетательной), имеет ширину $b = 500 \text{ м}$ и длину $l = 500 \text{ м}$. Месторождение вводится в разработку за 10 лет, причем во времени месторождение разбуривается равномерно. Разрабатываемый пласт месторождения имеет следующие параметры: толщина $h = 12,5 \text{ м}$; коэффициент пористости $m = 0,2$; начальная насыщенность связанной водой $S_{св} = S_0 = 0,2$; вязкость нефти в пласто-

вых условиях $\mu_n = 5$ мПа·с; вязкость воды в пластовых условиях $\mu_n = 1$ мПа·с; коэффициент охвата заводнением по толщине пласта $K_{\text{охв}} = 0,8$.

По данным лабораторных исследований вытеснения нефти водой установлено, что остаточная нефтенасыщенность после многократной промывки образца горной породы водой равна $S_{n,\text{ост}} = 0,3$, а зависимость изменения фазовых проницаемостей по нефти и воде в зависимости от текущей водонасыщенности S_i имеет вид

$$\left. \begin{aligned} K_n &= \left(\frac{S_i - S_0}{1 - S_0} \right)^2 \\ K_w &= \left(\frac{1 - S_{n,\text{ост}} - S_i}{1 - S_{n,\text{ост}} - S_0} \right)^2 \end{aligned} \right\} \quad (6.1)$$

Исходя из технико-экономических обоснований, норма отбора жидкости из одной добывающей скважины $q = 200$ м³/сут, а конечная обводненность добываемой продукции $p_b = 98\%$.

6.2.2. Последовательность проведения расчетов

На первом этапе все расчеты проводят для одного элемента пласта. Последовательность расчетов:

1. Определяют водонасыщенность пласта к моменту завершения процесса разработки:

$$S_{w,\text{ост}} = 1 - S_{n,\text{ост}} \quad (6.2)$$

$$S_{w,\text{ост}} = 1 - 0,3 = 0,7.$$

2. Для качественного построения графических зависимостей определяют интервал изменения текущей водонасыщенности таким образом, чтобы количество точек на графике не было менее 20.

$$\Delta S_i = (S_{w,\text{ост}} - S_0)/20. \quad (6.3)$$

$$\Delta S_i = (0,7 - 0,2)/20 = 0,025.$$

3. Определяют значения фазовых проницаемостей по воде K_w и нефти K_n при различных фиксированных значениях текущей водонасыщенности S_i согласно уравнению (6.1).

4. Определяют функцию Бакля-Левверетта:

$$f(S_i) = \frac{k_n(S_i)}{k_n(S_i) + \frac{\mu_n}{\mu_n} \times k_n(S_i)} \quad (6.4)$$

5. Определяют дифференциал от функции Бакля-Левверетта:

$$f'(S) = \frac{\Delta y}{\Delta x} = \frac{f(S_i)_i - f(S_i)_{i-1}}{(S_i)_i - (S_i)_{i-1}} \quad (6.5)$$

Все расчеты по пунктам 2 – 5 ведут табличным методом.

Таблица 6.1

Зависимость функции Бакля-Левверетта и дифференциала функции Бакля-Левверетта от текущей водонасыщенности

N п/п	S_i	$K_n(S_i)$	$K_n(S_i)$	$F(S_i)$	$F'(S_i)$
1	0,200	0	1	0	0
2	0,225	0,0009765	0,9025	0,00519	0,2076
3	0,250	0,003906	0,81	0,02354	0,734
4	0,275	0,008789	0,7225	0,05734	1,352
5	0,300	0,01563	0,64	0,10882	2,059
6	0,325	0,02441	0,5625	0,17829	2,779
7	0,350	0,03516	0,49	0,26404	3,430
8	0,375	0,04785	0,4225	0,36143	3,896
9	0,400	0,0625	0,36	0,46468	4,130
10	0,425	0,07910	0,3025	0,5666	4,081
11	0,450	0,09766	0,25	0,66138	3,791
12	0,475	0,11816	0,2025	0,7479	3,461
13	0,500	0,14063	0,16	0,8146	2,669
14	0,525	0,16504	0,1225	0,8707	2,244
15	0,550	0,19141	0,09	0,9141	1,736
16	0,575	0,21979	0,0625	0,9461	1,282
17	0,600	0,250	0,04	0,9690	0,9157
18	0,625	0,28223	0,0225	0,9813	0,6931
19	0,650	0,31641	0,01	0,9938	0,5
20	0,675	0,35234	0,0025	0,99870	0,1958
21	0,700	0,39063	0	1,0	0,052

6. Строят график зависимости функции Бакля-Левверетта $f(S_i)$ от текущей водонасыщенности S_i на миллиметровой бумаге в масштабе, необходимом для дальнейшей его точной обработки (см. рис. 6.1).

7. На графике 6.1 проводят касательную линию от S_0 к зависимости $f(S_i) = F(S_i)$ и определяют значения S_ϕ и $f(S_\phi)$, где S_ϕ – водонасыщенность на фронте

вытеснения нефти водой, $f(S_\phi)$ – значение функции Баклея-Левверетта на фронте вытеснения нефти водой. Для данного примера $S_\phi = 0,475$; $f(S_\phi) = 0,740$.

8. Определяют дифференциал функции Баклея-Левверетта, соответствующий водонасыщенности на фронте вытеснения нефти водой:

$$f'(S_\phi) = \frac{f(S_\phi) - f(S_0)}{S_\phi - S_0}. \quad (6.6)$$

$$f'(S_\phi) = (0,740 - 0)/(0,475 - 0,2) = 2,691.$$

9. Определяют время безводной эксплуатации добывающей скважины:

$$t^* = \frac{mbh_{\text{зф}}}{q \times f'(S_\phi)}, \quad (6.7)$$

где $h_{\text{зф}} = h \times K_{\text{окв}}$.

В данном примере дебит скважины, равный $50 \text{ м}^3/\text{сут}$, задан исходя из технико-экономических соображений. Однако он может быть рассчитан по формуле Дюпюи:

$$q = \frac{2\pi kh(\rho_{\text{пл}} - \rho_{\text{зоб}})}{\mu \ln \frac{R_k}{r_{\text{с.прм}}}}, \quad (6.8)$$

где R_k – радиус контура питания, который определяется из условия равенства площадей исходного элемента залежи и эквивалентного ему кругового элемента:

$$R_k = \sqrt{\frac{S_2}{\pi}}, \quad (6.9)$$

$$S_2 = \frac{3\sqrt{3}}{2} b \times l. \quad (6.10)$$

$$t^* = (0,2 \times 500 \text{ м} \times 500 \text{ м} \times 12,5 \text{ м} \times 0,8) / (50 \text{ м}^3/\text{сут} \times 2,691) = 929 \text{ сут} \approx 2,5 \text{ года}.$$

10. Определяют водный период разработки элемента залежи. Предполагают, что при $t > t^*$ фронт вытеснения нефти водой существует как фиктивный, т.е. кажущийся фронт вытеснения при $r > R_k$. Исходя из этого предположения, получено следующее соотношение [12] для добычи продукции скважины за водный период времени:

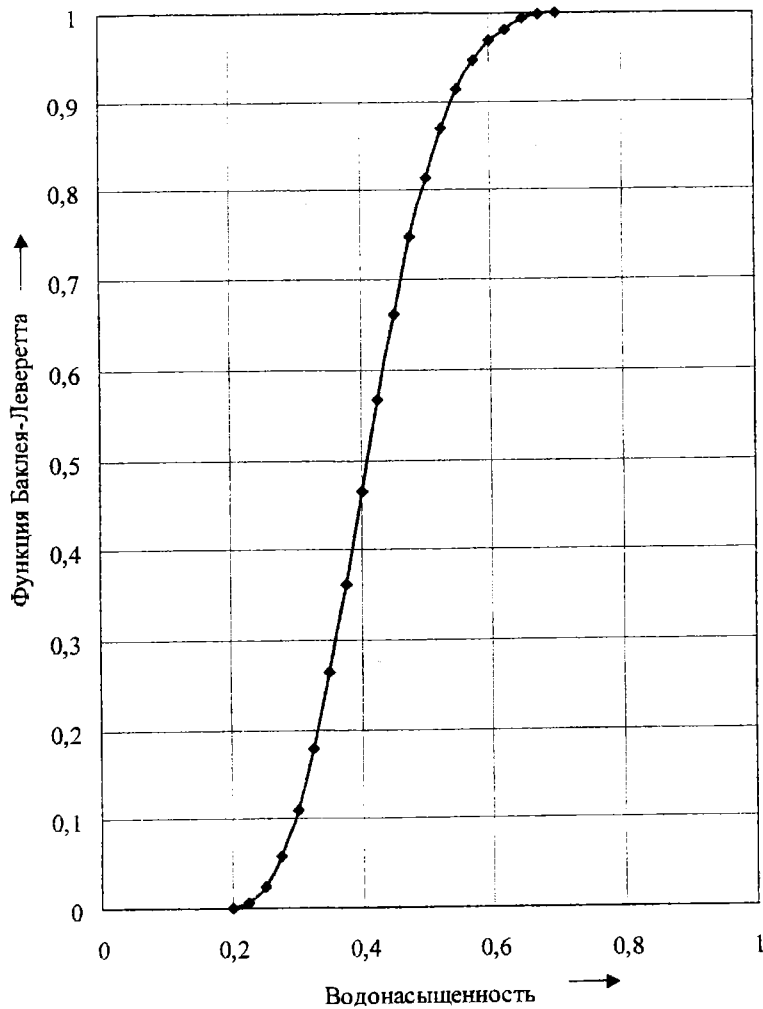


Рис. 6.1. Зависимость функции Баклея-Левретта от водонасыщенности

$$\frac{f(\bar{S})}{f(S_*)} = \frac{t^*}{t}, \quad (6.11)$$

где \bar{S} - кажущаяся водонасыщенность за пределами элемента залежи.

$$f(\bar{S}) = \frac{f(S_*) \times t^*}{t} = \frac{2,691 \times 2,5}{t} = \frac{6,728}{t}. \quad (6.12)$$

Таким образом, получена взаимосвязь между функцией Баклея-Леверетта, полученной по фазовым проницаемостям по нефти и воде на основе лабораторных экспериментов по вытеснению, и фактическим временем разработки элемента залежи за водный период эксплуатации.

11. Строят график зависимости дифференциала функции Баклея-Леверетта $f'(S_i)$ от текущей водонасыщенности S_i на миллиметровой бумаге в масштабе, необходимом для дальнейшей его точной обработки (см. рис. 6.2).

12. Задаются временным интервалом (как правило, один год) разработки элемента залежи за водный период эксплуатации.

13. По формуле (6.12) определяют дифференциал функции Баклея-Леверетта $f'(\bar{S})$ за водный период разработки элемента залежи.

14. По графику 6.2 определяют кажущуюся водонасыщенность \bar{S} за водный период разработки элемента залежи по годам разработки.

15. По графику 6.1 определяют функцию Баклея-Леверетта $f(S)$ от кажущейся водонасыщенности \bar{S} за водный период разработки элемента залежи по годам разработки. Полученная функция Баклея-Леверетта соответствует обводненности продукции скважины за водный период разработки элемента залежи:

$$f(S) = n_b. \quad (6.13)$$

16. Определяют суточную добычу воды за водный период эксплуатации по годам разработки:

$$q_b = q \times n_b. \quad (6.14)$$

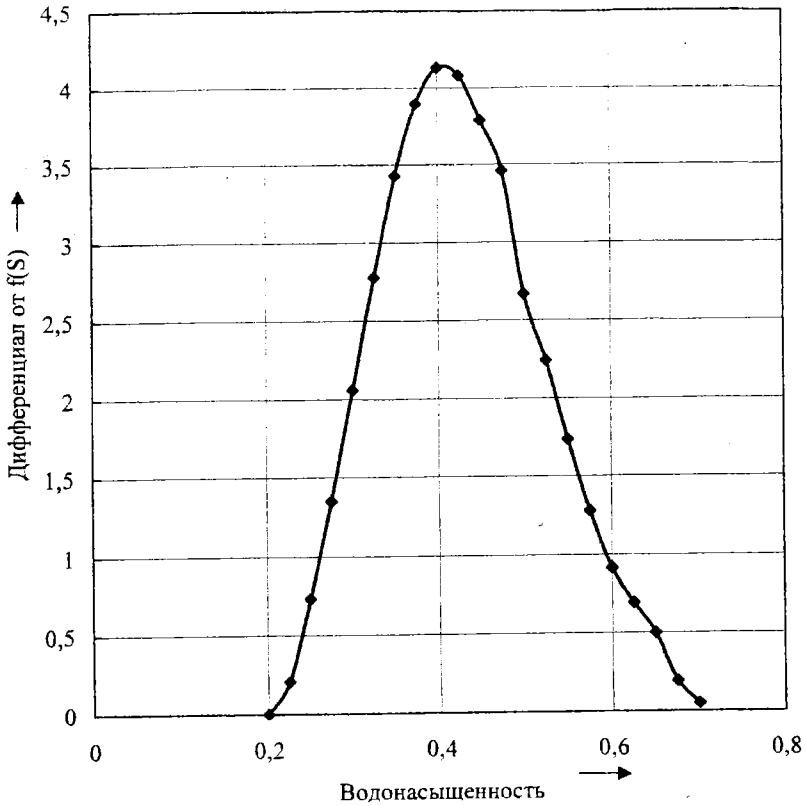


Рис. 6.2. Зависимость дифференциала функции Баклея-Лeverетта от водонасыщенности

17. Определяют суточную добычу нефти за водный период эксплуатации по годам разработки:

$$q_n = q - q_v. \quad (6.15)$$

18. Определяют годовую добычу воды за водный период эксплуатации по годам разработки:

$$Q_v = 365 \times q_v. \quad (6.16)$$

19. Определяют годовую добычу нефти за водный период эксплуатации по годам разработки:

$$Q_n = 365 \times q_n. \quad (6.17)$$

Все расчеты ведут до обводненности $n_n = 98\%$.

20. Определяют геологические запасы нефти элемента залежи:

$$V_{\text{геол.}} = b \times l \times h_{\text{эф}} \times m (1 - S_0). \quad (6.18)$$

$$V_{\text{геол.}} = 500 \text{ м} \times 500 \text{ м} \times 12,5 \text{ м} \times 0,8 \times 0,2 \times (1 - 0,2) = 400000 \text{ м}^3.$$

21. Определяют накопленную добычу нефти из элемента залежи (до обводненности продукции 98 %):

$$Q_{\text{н.нак}} = \sum Q_{\text{ни}}. \quad (6.19)$$

22. Определяют текущий коэффициент нефтеотдачи элемента залежи по годам разработки:

$$K_{\text{но}} = \frac{Q_{\text{н.нак}}}{V_{\text{геол.}}}. \quad (6.20)$$

Все расчеты по пунктам 12 – 22 ведут табличным способом (табл. 6.2).

23. Строят график динамики показателей разработки элемента залежи (см. рис. 6.3).

24. Определяют динамику добычи нефти по всему месторождению, с учетом того, что оно вводится в разработку в течение 10 лет. Все расчеты ведут табличным способом (см. табл. 6.3).

Таблица 6.2

Технологические показатели разработки элемента залежи

N п/п	S_i	$F(S_i)$	$F'(S_i)$	T, годы	$f(\bar{S}) = \frac{6,728}{t}$	\bar{S}_i , график	$f(\bar{S}_i)$, график
1	2	3	4	5	6	7	8
Разработка элемента залежи за безводный период эксплуатации							
1	0,200	0	0	0	-	-	-
2	0,225	0,00519	0,2076	1	-	-	-
3	0,250	0,02354	0,734	2	-	-	-
4	0,275	0,05734	1,352	2,5	-	-	-
Разработка элемента залежи за водный период эксплуатации							
5	0,300	0,10882	2,059	3	2,243	0,530	0,880
6	0,325	0,17829	2,779	4	1,682	0,555	0,885
7	0,350	0,26404	3,430	5	1,346	0,575	0,915
8	0,375	0,36143	3,896	6	1,121	0,590	0,955
9	0,400	0,46468	4,130	7	0,961	0,600	0,970
10	0,425	0,5666	4,081	8	0,841	0,610	0,975
11	0,450	0,66138	3,791	9	0,748	0,620	0,976
12	0,475	0,7479	3,461	10	0,673	0,625	0,977
13	0,500	0,8146	2,669	11	0,612	0,630	0,978
14	0,525	0,8707	2,244	12	0,599	0,635	0,979
15	0,550	0,9141	1,736	13	0,585	0,640	0,980
16	0,575	0,9461	1,282	-	-	-	-
17	0,600	0,9690	0,9157	-	-	-	-
18	0,625	0,9813	0,4931	-	-	-	-
19	0,650	0,9938	0,5	-	-	-	-
20	0,675	0,99870	0,1958	-	-	-	-
21	0,700	1,0	0,052	-	-	-	-

Продолжение табл. 6.2

Технологические показатели разработки элемента залежи

Т, годы	q, м ³ /сут	q _в , м ³ /сут	q _н , м ³ /сут	n _в	Q _н , м ³ /год	Q _{н.нак} , м ³ /год	K _{но}
5	9	10	11	12	13	14	15
Разработка элемента залежи за безводный период эксплуатации							
0	0	0	0	0	0	0	0
1	200	0	200	0	73000	73000	0,1825
2	200	0	200	0	73000	146000	0,3650
2,5	200	0	200	0	36500	182500	0,4563
Разработка элемента залежи за водный период эксплуатации							
3	200	176	24	0,88	4380	186880	0,4672
4	200	177	23	0,885	8395	195275	0,4882
5	200	183	17	0,915	6205	201480	0,5037
6	200	191	9	0,955	3285	204765	0,5119
7	200	194	6	0,970	2190	206955	0,5174
8	200	195	5	0,975	1825	208780	0,52195
9	200	195,2	4,8	0,976	1752	210532	0,5263
10	200	195,4	4,6	0,977	1679	212211	0,5305
11	200	195,6	4,4	0,978	1606	213817	0,5345
12	200	195,8	4,2	0,979	1533	215350	0,5384
13	200	196	4,0	0,980	1460	216810	0,5420

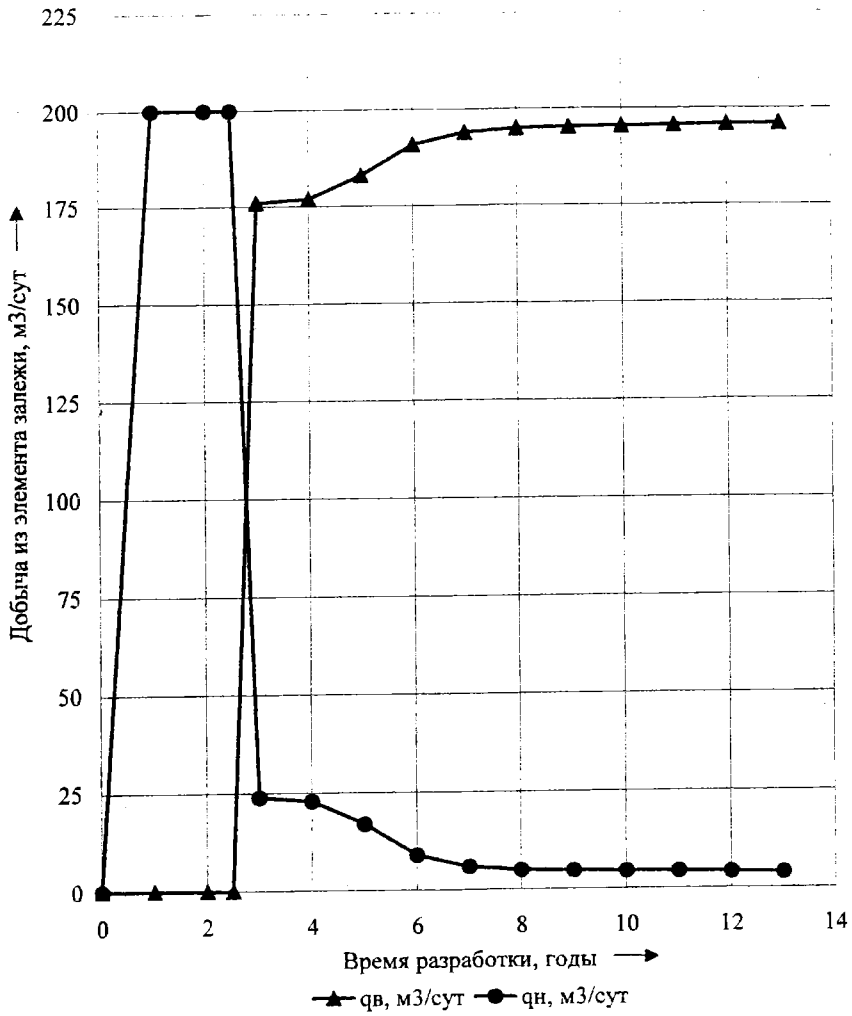


Рис. 6.3. Динамика показателей разработки элемента залежи

Динамика добычи нефти по месторождению

Годы разработки месторождения	Суммарная добыча нефти из 10 элементов, тыс. м ³ , вводимых в разработку в году										Годовая добыча нефти по месторождению, тыс. м ³
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	730,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	730,00
2	730,0	730,0	-	-	-	-	-	-	-	-	1460,00
3	408,8	730,0	730,0	-	-	-	-	-	-	-	1868,80
4	83,95	408,8	730,0	730,0	-	-	-	-	-	-	1952,75
5	62,05	83,95	408,8	730,0	730,0	-	-	-	-	-	2014,80
6	32,85	62,05	83,95	408,8	730,0	730,0	-	-	-	-	2047,65
7	21,90	32,85	62,05	83,95	408,8	730,0	730,0	-	-	-	2069,55
8	18,25	21,90	32,85	62,05	83,95	408,8	730,0	730,0	-	-	2087,80
9	17,52	18,25	21,90	32,85	62,05	83,95	408,8	730,0	730,0	-	2105,32
10	16,79	17,52	18,25	21,90	32,85	62,05	83,95	408,8	730,0	730,0	2122,11
11	16,06	16,79	17,52	18,25	21,90	32,85	62,05	83,95	408,8	730,0	1408,17
12	15,33	16,06	16,79	17,52	18,25	21,90	32,85	62,05	83,95	408,8	693,50
13	14,60	15,33	16,06	16,79	17,52	18,25	21,90	32,85	62,05	83,95	299,30
14	-	14,60	15,33	16,06	16,79	17,52	18,25	21,90	32,85	62,05	215,35
15	-	-	14,60	15,33	16,06	16,79	17,52	18,25	21,90	32,85	153,30
16	-	-	-	14,60	15,33	16,06	16,79	17,52	18,25	21,90	120,45
17	-	-	-	-	14,60	15,33	16,06	16,79	17,52	18,25	98,55
18	-	-	-	-	-	14,60	15,33	16,06	16,79	17,52	80,30
19	-	-	-	-	-	-	14,60	15,33	16,06	16,79	62,78
20	-	-	-	-	-	-	-	14,60	15,33	16,06	45,99
21	-	-	-	-	-	-	-	-	14,60	15,33	29,93
22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14,60	14,60

Динамика добычи воды по месторождению

Годы разработки месторождения	Суммарная добыча воды из 10 элементов, тыс. м ³ , вводимых в разработку в году										Годовая добыча воды по месторождению, тыс. м ³
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
2	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	0
3	642,4	0	0	-	-	-	-	-	-	-	642,4
4	646,1	642,4	0	0	-	-	-	-	-	-	1288,5
5	668,0	646,1	642,4	0	0	-	-	-	-	-	1956,5
6	697,2	668,0	646,1	642,4	0	0	-	-	-	-	2653,7
7	708,1	697,2	668,0	646,1	642,4	0	0	-	-	-	3361,8
8	711,8	708,1	697,2	668,0	646,1	642,4	0	0	-	-	4073,6
9	712,5	711,8	708,1	697,2	668,0	646,1	642,4	0	0	-	4786,1
10	713,2	712,5	711,8	708,1	697,2	668,0	646,1	642,4	0	0	5499,3
11	713,9	713,2	712,5	711,8	708,1	697,2	668,0	646,1	642,4	0	6313,2
12	714,7	713,9	713,2	712,5	711,8	708,1	697,2	668,0	646,1	642,4	6927,9
13	715,4	714,7	713,9	713,2	712,5	711,8	708,1	697,2	668,0	646,1	7000,9
14	-	715,4	714,7	713,9	713,2	712,5	711,8	708,1	697,2	668,0	6354,8
15	-	-	715,4	714,7	713,9	713,2	712,5	711,8	708,1	697,2	5686,8
16	-	-	-	715,4	714,7	713,9	713,2	712,5	711,8	708,1	4989,6
17	-	-	-	-	715,4	714,7	713,9	713,2	712,5	711,8	4281,5
18	-	-	-	-	-	715,4	714,7	713,9	713,2	712,5	3569,7
19	-	-	-	-	-	-	715,4	714,7	713,9	713,2	2857,2
20	-	-	-	-	-	-	-	715,4	714,7	713,9	2144,0
21	-	-	-	-	-	-	-	-	715,4	714,7	1430,1
22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	715,4	715,4

25. Определяют динамику добычи воды по всему месторождению, с учетом того, что оно вводится в разработку в течение 10 лет. Все расчеты ведут табличным способом (см. табл. 6.4).

26. Определяют годовую добычу жидкости по всему месторождению.

27. Определяют обводненность добываемой жидкости по годам разработки:

$$n_s = \frac{Q_{в.год}}{Q_{ж.год}}. \quad (6.21)$$

28. Определяют годовой водонефтяной фактор:

$$ВНФ = \frac{Q_{в.год}}{Q_{н.год}}. \quad (6.22)$$

29. Определяют накопленную добычу нефти по всему месторождению по годам разработки:

$$Q_{н.нак} = \sum Q_{н.год}. \quad (6.23)$$

30. Определяют накопленную добычу воды по всему месторождению по годам разработки:

$$Q_{в.нак} = \sum Q_{в.год}. \quad (6.24)$$

31. Определяют накопленный водонефтяной фактор:

$$\sum ВНФ = \frac{Q_{в.нак}}{Q_{н.нак}}. \quad (6.25)$$

32. Определяют геологические запасы нефти всего месторождения:

$$V_{геол} = S_{ни} \times h_{эф} \times m \times (1 - S_0). \quad (6.26)$$

$$V_{геол.м.} = 2500 \times 10^4 \text{ м}^2 \times 12,5 \text{ м} \times 0,8 \times 0,2 \times (1 - 0,2) = 40000 \times 10^3 \text{ м}^3.$$

33. Определяют коэффициент нефтеотдачи по годам разработки по всему месторождению:

$$K_{но} = \frac{Q_{н.нак}}{V_{геол.м.}}. \quad (6.27)$$

Все расчеты по пунктам 26 – 33 ведут табличным способом (см. табл. 6.5).

34. Строят график динамики показателей разработки элемента залежи (см. рис. 6.4).

Динамика основных показателей разработки по месторождению

Годы	Годовая добыча нефти, тыс. м ³	Годовая добыча воды, тыс. м ³	Годовая добыча жидкости, тыс. м ³	Годовая обводненность продукции, %	Годовой водонефтяной фактор	Накопленная добыча нефти, тыс. м ³	Накопленная добыча воды, тыс. м ³	Накопленный водонефтяной фактор	Коэффициент нефтеотдачи
1	730,00	0	730,00	0	0	730,00	0	0	0,018
2	1460,00	0	1460,00	0	0	2190,00	0	0	0,055
3	1868,80	642,4	2511,2	25,6	0,34	4058,80	642,4	0,16	0,101
4	1952,75	1288,5	3241,25	39,8	0,66	6011,55	1930,9	0,32	0,150
5	2014,80	1956,5	3971,30	49,3	0,97	8026,35	3887,4	0,48	0,200
6	2047,65	2653,7	4701,35	56,4	1,30	10074,00	6541,1	0,65	0,252
7	2069,55	3361,8	5431,35	61,9	1,62	12143,55	9902,9	0,82	0,304
8	2087,80	4073,6	6161,40	66,1	1,95	14231,35	13976,5	0,98	0,356
9	2105,32	4786,1	6891,42	69,5	2,27	16336,67	18762,6	1,15	0,408
10	2122,11	5499,3	7621,41	72,2	2,59	18458,78	24261,9	1,31	0,461
11	1408,17	6313,2	7721,37	81,8	4,48	19866,95	30575,1	1,54	0,497
12	693,50	6927,9	7621,40	90,9	9,99	20560,45	37503,0	1,82	0,514
13	299,30	7000,9	7300,20	95,9	23,39	20859,75	44503,9	2,13	0,521
14	215,35	6354,8	6570,15	96,7	29,51	21075,10	50858,7	2,41	0,527
15	153,30	5686,8	5840,10	97,4	37,10	21228,40	56545,5	2,66	0,531
16	120,45	4989,6	5110,05	97,6	41,42	21348,85	61535,1	2,88	0,534
17	98,55	4281,5	4380,05	97,7	43,44	21447,40	65816,6	3,07	0,536
18	80,30	3569,7	3650,00	97,8	44,45	21527,70	69386,3	3,22	0,538
19	62,78	2857,2	2919,98	97,85	45,51	21590,48	72243,5	3,35	0,540
20	45,99	2144,0	2189,99	97,90	46,19	21636,47	74387,5	3,44	0,541
21	29,93	1430,1	1460,03	97,95	47,78	21666,40	75717,6	3,49	0,542
22	14,60	715,4	730,00	98,0	49,00	21681,00	76533,0	3,53	0,542

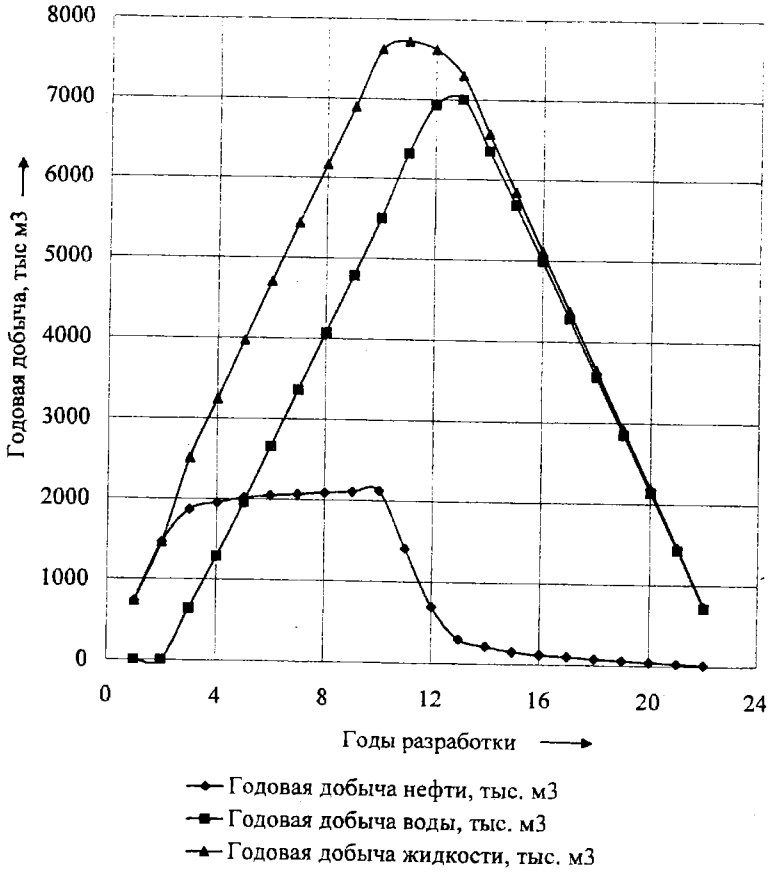


Рис.6.4. Динамика показателей разработки месторождения

6.3. Исходные данные для решения задачи

Исходные данные для расчета технологических показателей разработки месторождения с использованием модели непоршневого вытеснения нефти водой по методу Баклея-Леверетта приведены в табл. 6.6.

Таблица 6.6

Исходные данные для решения задачи

Параметр	Значение параметра по вариантам				
	1	2	3	4	5
1. Нефтенасыщенная площадь месторождения $S_{\text{низ}}$, $10^4 \times \text{м}^2$	2500	1600	3600	2500	600
2. Ширина элемента b , м	500	400	600	500	400
3. Длина элемента a , м	500	400	600	500	400
4. Время равномерного разбуривания месторождения $T_{\text{разб}}$, годы	10	10	10	10	10
5. Толщина пласта h , м	10	15	20	15	10
6. Коэффициент пористости пласта m	0,20	0,25	0,22	0,18	0,23
7. Начальная водонасыщенность S_0	0,15	0,20	0,25	0,20	0,25
8. Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях μ_n , мПа·с	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0
9. Динамическая вязкость воды в пластовых условиях μ_w , мПа·с	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
10. Коэффициент охвата пласта заводнением $K_{\text{охв}}$	0,75	0,80	0,85	0,77	0,80
11. Остаточная нефтенасыщенность $S_{\text{н.ост}}$	0,25	0,27	0,29	0,31	0,33
12. Значение степени « n » в уравнении относительной проницаемости породы для нефти $K_n(S) = \left(\frac{1 - S_{\text{н.ост}} - S_{\text{л}}}{1 - S_{\text{н.ост}} - S_0} \right)^n$	1,85	1,90	1,95	2,00	2,05
13. Значение степени « n » в уравнении относительной проницаемости породы для воды $K_w(S) = \left(\frac{S_1 - S_0}{1 - S_0} \right)^n$	1,85	1,90	1,95	2,00	2,05
14. Дебит скважины по жидкости q , $\text{м}^3/\text{сут}$	150	175	200	225	125
15. Конечная обводненность продукции n_v , %	95	96	97	98	96

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Борисов Ю.П., Рябинина З.К., Воинов В.В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. -М.: Недра, 1976. -235 с.
2. Донцов К.М. Разработка нефтяных месторождений. -М.: Недра, 1977. - 360 с.
3. Коробов К.Я. Теория и проектирование разработки нефтяных месторождений. -Уфа: УНИ, 1979. -104 с.
4. Орлов В.С. Проектирование и анализ разработки нефтяных месторождений при режиме вытеснения нефти водой. -М.: Недра, 1973. -320 с.
5. Проектирование разработки нефтяных месторождений /А.П. Крылов, П.М. Белаш, Ю.П. Борисов и др. -М.: Гостоптехиздат, 1962. -430 с.
6. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки /Под ред. Ш.К. Гиматудинова. -М.: Недра, 1983. -463 с.
7. Дементьев Л.Ф., Жданов М.А., Кирсанов А.Н. Применение математической статистики в нефтегазопромысловой геологии. -М.: Недра, 1977. -255 с.
8. Пермяков И.Г., Саттаров М.М., Генкин И.Б. Методика анализа разработки нефтяных месторождений. -М.: Гостоптехиздат, 1968. -230 с.
9. Коробов К.Я. К расчетам вытеснения нефти водой // Нефть и газ. -1966. - №9. -С. 31-36.
10. Коробов К.Я., Глоговский М.М. К вопросу изучения неоднородности пласта по проницаемости. Тр/ МИНХ и ГП. -М., 1964, -Вып. 49. -С. 104-110.
11. Орлов В.С. Проектирование и анализ разработки нефтяных месторождений при режимах вытеснения нефти водой. -М.: Недра, 1973. -320 с.
12. Желтов Ю.П. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений. -М.: Недра, 1985. -295 с.
13. Кабиров М.М. Теоретические основы и проектирование разработки нефтяных месторождений. Типовые расчеты: Учеб. пособие. -Уфа: УНИ, 1985. - 81 с.

СОДЕРЖАНИЕ

1. ПОДГОТОВКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ	С.	3
1.1. Расчетные методы оценки физических характеристик нефти, газа и пластовых вод		3
1.1.1. Плотность нефти и газа		3
1.1.2. Расчет молекулярной массы нефти		13
1.1.3. Расчет вязкости нефти и газа		15
1.1.4. Расчет теплоемкости нефти		18
1.1.5. Расчет теплопроводности нефти		18
1.2. Обработка данных о физических свойствах пород продуктивных пластов		18
1.2.1. Учет и отображение проницаемостной неоднородности пород		19
1.2.2. Оценка соответствия теоретического распределения статистическому		22
2. СХЕМАТИЗАЦИЯ УСЛОВИЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ		26
2.1. Общие положения		26
2.2. Схематизация форм залежи		27
2.2.1. Пример решения задачи по схематизации полосообразной залежи		28
2.2.2. Задача для самостоятельного решения по схематизации полосообразной залежи		32
2.2.3. Пример схематизации залежи круговой кольцеобразной формы		34
2.2.4. Задача для самостоятельного решения по замене реальной формы залежи кольцевой		38
3. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ОТБОРОВ ЖИДКОСТИ ИЗ ЗАЛЕЖИ И ЗАБОЙНЫХ ДАВЛЕНИЙ ПРИ ЖЕСТКОМ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ		40
3.1. Полосовая залежь		40
3.1.1. Пример решения типовой задачи		44
3.1.2. Задача для самостоятельного решения		47
3.1.3. Расчет отборов жидкости и дебитов скважин при внутриконтурном заводнении		48
3.2. Круговая залежь		50
3.2.1. Типовая задача по расчету дебитов рядов скважин в круговой залежи		53
3.3. Задачи для самостоятельного решения		57
3.4. Расчет дебитов рядов скважин в условиях неоднородных пластов при водонапорном режиме		58
3.4.1. Пример решения		58
3.4.2. Задача для самостоятельного решения		62
3.5. Учет различия вязкостей нефти и воды, фазовых проницаемостей и неоднородностей коллектора при расчете дебитов нефти и воды, забойных давлений при водонапорном режиме		63
3.5.1. Основные теоретические положения		63
3.5.2. Пример расчета дебитов рядов скважин круговой залежи при жестком водонапорном режиме с учетом различия вязкостей нефти и воды и фазовых проницаемостей		67

	С.
4. РАСЧЕТ ПРОЦЕССА ОБВОДНЕНИЯ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ	72
4.1. Общие положения	72
4.2. Метод расчета процесса обводнения нефтяной залежи, основанный на учете проницаемостной неоднородности пласта (метод М.М. Саттарова)	73
4.2.1. Общие принципы и допущения	73
4.2.2. Расчет долей нефти в добываемой жидкости	74
4.2.3. Задача для самостоятельного решения	76
4.2.4. Расчет безразмерного времени как функции K_m	77
4.2.5. Задача для самостоятельного решения	78
4.2.6. Расчёт безразмерного времени как функции времени в годах при одновременной работе нескольких рядов скважин	79
5. РАСЧЕТ ПРОЦЕССА ОБВОДНЕНИЯ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ ЖЕСТКОМ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ ПО МЕТОДИКЕ УНИ	84
5.1. Общие положения	84
5.2. Расчет процесса обводнения залежи, находящейся в однородном пласте с вертикальной границей раздела «нефть – вода»	86
5.3. Расчет процесса обводнения залежи, находящейся в наклонном слоисто-неоднородном пласте с горизонтальной границей раздела «нефть – вода»	94
5.3.1. Порядок проведения расчета процесса обводнения	98
5.3.2. Расчет процесса обводнения первого ряда	99
5.3.3. Расчет процесса обводнения второго ряда	100
5.3.4. Расчет процесса обводнения третьего ряда	102
6. РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛИ НЕПОРШНЕВОГО ВЫТЭСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ ПО МЕТОДУ БАКЛЕЯ-ЛЕВЕРЕТТА	104
6.1. Общие положения	104
6.2. Пример расчета технологических показателей разработки нефтяного месторождения с использованием модели непоршневого вытеснения	104
6.2.1. Исходные данные	104
6.2.2. Последовательность проведения расчетов	105
6.3. Исходные данные для решения задачи	120
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	121

Учебное издание

КАБИРОВ МИНИВАЛЕЙ МУЛЛАГАЛИЕВИЧ
ШАМАЕВ ГРИГОРИЙ АНАТОЛЬЕВИЧ

**РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ
РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Редактор Л.А. Маркешина

Подписано в печать 22.09.02. Бумага офсетная №2. Формат 60×84 1/16.
Гарнитура «Таймс». Печать трафаретная. Усл.-печ. л. 7,8. Уч.-изд. л. 6,9.
Тираж 400 экз. Заказ 267

Издательство Уфимского государственного нефтяного технического
университета

Типография Уфимского государственного нефтяного технического
университета

Адрес издательства и типографии:
450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1