

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
Санкт-Петербургский горный университет**

**Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных  
и газовых месторождений**

**РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
(ПРОДВИНУТЫЙ УРОВЕНЬ)**

*Методические указания к практическим занятиям  
для студентов магистратуры направления 21.04.01*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
2019**

УДК 622.279.23 (073)

**РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (продвину-  
тый уровень):** Методические указания к практическим занятиям / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *С.В. Мигунова, Е.С. Клыкова*. СПб, 2019. 31 с.

Методические указания составлены в соответствии с рабочей программой учебной дисциплины «Разработка нефтегазовых месторождений (продвинутый уровень)».

Представлены задачи по всем разделам курса «Разработка нефтегазовых месторождений (продвинутый уровень)», направленные на овладение практически-ми навыками по современным методам геолого-промыслового изучения и моделирования залежей нефти, их подготовке и последующей разработке; по методам проектирования разработки нефтяного месторождения, включая комплексную оценку исходных геолого-геофизических параметров месторождения. Приведены теоретические пояснения и примеры решения типовых задач. Даны примеры исходных данных задач, справочная и выходная информация, необходимая для принятия решений о параметрах различных систем разработки.

Предназначены для студентов направления 21.04.01 «Нефтегазовое дело», а также слушателей системы дополнительного профессионального образования.

Научный редактор проф. *М.К.Рогачев*

Рецензент *К.В. Жаворонков* (АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова)

## **Введение**

Цель дисциплины заключается в изучении особенностей строения залежей углеводородов (УВ), методов и материалов промысловой геологии; в уяснении принципов и методических основ процесса разработки и анализа динамики технико-экономических показателей; в ознакомлении с научными принципами организации разработки нефтяных месторождений в России и за рубежом; в изучении систем комплексной разработки нефтяных залежей и методов воздействия на пласты; в ознакомлении с современными программно-техническими средствами в проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений. Задачи дисциплины заключаются в приобретении знаний и практических навыков по современным методам геолого-промыслового изучения и моделирования залежей нефти, их подготовке и последующей разработке; по методам проектирования разработки нефтяного месторождения, включая комплексную оценку исходных геолого-геофизических параметров месторождения.

В процессе изучения дисциплины, обучающиеся должны ознакомиться с классификацией систем разработки и размещения скважин эксплуатационного фонда, получить четкое представление о гидромеханических и физических процессах, происходящих в продуктивном пласте при извлечении нефти, о геофизических методах исследования и контроля в скважинах при эксплуатации месторождения; должны изучить и знать принципы и методы проектирования; знать и уметь использовать способы решения основных технологических задач, связанных с расчетами при различных режимах, в условиях разных пластов.

## Расчеты при упругом режиме

### 1. Определение давления в пласте при упругом режиме

Упругость пласта проявляется в начальный период разработки залежи, при ее разбуривании, если давление в ней выше давления насыщения, а также в процессе разработки с поддержанием пластового давления при несоответствии темпов отбора и закачки. Если нефтяная залежь, расположена в обширной водонапорной области, то в зависимости от темпов отбора жидкости и «активности» законтурной области она может работать при упруговодонапорном режиме в этой области, а в пределах нефтяной части может проявляться режим вытеснения негазированной или газированной нефти водой.

Поскольку упругий режим, как правило, кратковременный, то скважины размещают в соответствии с последующим режимом (зачастую водонапорным). При упругом режиме определяют динамику изменения дебитов или давлений в залежи.

Основной формулой упругого режима для точечного стока (источника), пущенного в работу с постоянным дебитом  $Q$  (расходом) однородной сжимаемой жидкости в однородном бесконечном пласте будет:

$$\Delta p = -\frac{Q\mu}{4\pi rh} Ei\left(-\frac{r^2}{4\chi t}\right), \quad (1.1)$$

где  $\Delta p$  – изменение давления в момент времени  $t$  в любой точке пласта, находящейся от точечного стока (источника) на расстоянии  $r$ ;

$t$  – время, отсчитываемое с начала работы пласта;

$-Ei(-u) = \int_u^\infty \frac{e^{-u}}{u} du$  – интегральная показательная функция,

табулированная в зависимости от аргумента  $u = \frac{r^2}{4\chi t}$ ;

$k$  – проницаемость, мкм<sup>2</sup>;

$h$  – толщина пласта, м;

$\mu$  – абсолютная (динамическая) вязкость жидкости, мПа · с;

$Q$  – объемный дебит, м<sup>3</sup>/с;

$\chi$  – пьезопроводность, м<sup>2</sup>/с.

Пьезопроводность пласта рассчитывается по формуле:

$$\chi = \frac{k}{\mu \cdot \beta^*} \quad (1.2)$$

$\beta^*$  – коэффициент упругости насыщенного пласта, Па<sup>-1</sup>;

Для малых значений аргумента и при  $\frac{\chi t}{r^2} \geq 8,33$  с погрешностью не более 1% после разложения в ряд и удержания первых двух членов ряда можно записать:

$$\Delta p = \frac{Q\mu}{4\pi rh} \ln \frac{2,25\chi t}{r^2} \quad (1.3)$$

Если в пласте работает группа скважин, то их взаимодействие (интерференцию) можно учесть с помощью метода суперпозиции (наложения), согласно которому изменение давления в любой точке пласта, равно алгебраической сумме изменений давления  $\Delta p_i$ , созданных в этой точке работой отдельных стоков и источников, представляющих добывающие и нагнетательные скважины. Тогда с использованием основной формулы упругого режима можно записать для случая одновременного пуска всех скважин в работу:

$$\Delta p = \frac{\mu}{4\pi h} \sum_{i=1}^n Q_i \ln \frac{2,25\chi t}{r_i^2}, \quad (1.4)$$

или пуска скважин в различное время:

$$\Delta p = \frac{\mu}{4\pi h} \sum_{i=0}^{n-1} Q_{i+1} \ln \frac{2,25\chi(t_1 - t_{i+1})}{r_{i+1}^2}, \quad (1.5)$$

где  $n$  – число скважин;

$Q_i$  – постоянный объемный дебит стока (положительный) или источника (отрицательный) за номером  $i$ ;

$t, t_i, t_{i+1}$  – время соответственно с начала пуска всех скважин, первой скважины и  $i+1$  скважины, причем при  $i = 0, t_{i+1} = 0$ ;

$r_i$  – расстояние от центра  $i$  скважины до точки, где определяется  $\Delta p$  (например на контуре скважины).

### Задача 1.1.

В неограниченном продуктивном пласте, насыщенном за контуром нефтеносности водой, обладающей вязкостью, примерно равной вязкости нефти, пущены в эксплуатацию одновременно две добывающие скважины с равными дебитами  $q = n \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ . Толщина пласта и его проницаемость в нефтеносной части и за контуром нефтеносности одинаковы и составляют соответственно  $h = 10 + 2 \cdot n \text{ м}$ ,  $k = 0,5 \text{ мкм}^2$ . Упругоэластики  $\beta$  как нефтяной, так и водоносной частей пласта одинаковы, причем  $\beta = 5 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$ , вязкость нефти  $\mu_H = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ . Расстояние между скважинами  $l = n \cdot 50 \text{ м}$ . ( $n$  – номер варианта по списку).

Требуется определить, как изменяется давление в пласте по сравнению с начальным пластовым на середине расстояния между скважинами спустя 29 сут ( $25 \cdot 10^5 \text{ с}$ ) после пуска скважин (рис.1.1).

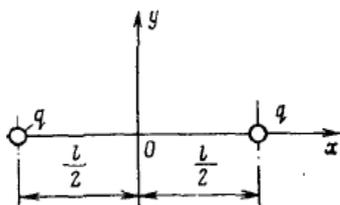


Рис. 1.1. Условие задачи 1.1.

### Задача 1.2.

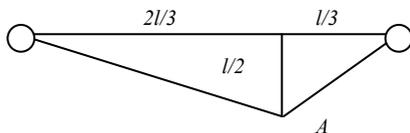


Рис. 1.2. Условие задачи 1.2.

Найти как изменяется давление в пласте по сравнению с начальным пластовым в точке А спустя 29 сут.

Дано: две добывающие скважины (рис.1.2.) с равными дебитами  $q = n \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{сут}$ . Толщина пласта и его проницаемость  $h = 10 + 2 \cdot n \text{ м}$ ,  $k = 0,5 \text{ мкм}^2$ . Упругоэластики  $\beta$  как нефтяной, так и водоносной частей пласта одинаковы, причем  $\beta = 5 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$ ,

вязкость нефти  $\mu_H = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ . Расстояние между скважинами  $l = n \cdot 30 \text{ м}$ . ( $n$ –номер варианта по списку).

## 2. Расчет показателей разработки нефтяного месторождения в законтурной области пласта при упругом режиме

Задача 2.

Внешний и внутренний контуры ВНК однопластового нефтяного месторождения имеют форму близкую к кругу. Площадь залежи представлена кругом с радиусом  $R = 2000 \text{ м}$ . При снижении пластового давления в процессе разработки из обширной водоносной области поступает вода в пласт. Исходные данные отображены в таблице 2.1.

Месторождение разбуривается по равномерной сетке.

Добыча жидкости изменяется во времени следующим образом:

$$q_{ж.к}(t) = \begin{cases} \alpha_0 t, & \text{при } 0 \leq t \leq t_* \\ q_{\max}, & \text{при } t > t_* \end{cases},$$

где  $t_*$  – время ввода месторождения в разработку, год;

$\alpha_0$  – комплексный параметр,  $\text{м}^3/\text{год}^2$ .

Определить:

Изменение пластового давления в пределах залежи за 15 лет разработки. Динамику добычи нефти, жидкости, воды, текущей нефтеотдачи и обводненности продукции скважин за 15 лет. Построить графики изменения показателей разработки.

Таблица 2.1

Показатель	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5
Пластовое давление начальное	$P_{пл} = 27 \text{ МПа}$	$P_{пл} = 20 \text{ МПа}$	$P_{пл} = 20 \text{ МПа}$	$P_{пл} = 20 \text{ МПа}$	$P_{пл} = 25 \text{ МПа}$
Давление насыщения нефти газом	$P_{нас} = 9 \text{ МПа}$	$P_{нас} = 9 \text{ МПа}$	$P_{нас} = 8 \text{ МПа}$	$P_{нас} = 9 \text{ МПа}$	$P_{нас} = 9 \text{ МПа}$
Газосодержание пластовой нефти	$S_{гн} = 43 \text{ м}^3/\text{м}^3$	$S_{гн} = 50 \text{ м}^3/\text{м}^3$	$S_{гн} = 50 \text{ м}^3/\text{м}^3$	$S_{гн} = 55 \text{ м}^3/\text{м}^3$	$S_{гн} = 63 \text{ м}^3/\text{м}^3$
Коэффициент проницаемости пласта	$k_{пр} = 0,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$				
Коэффициент пористости	$K_p = 0,73$	$K_p = 0,2$	$K_p = 0,2$	$K_p = 0,35$	$K_p = 0,73$
Коэффициент нефтенасыщенности	$K_n = 0,65$	$K_n = 0,95$	$K_n = 0,85$	$K_n = 0,74$	$K_n = 0,62$
Коэффициент водонасыщенности	$K_w = 0,35$	$K_w = 0,05$	$K_w = 0,15$	$K_w = 0,26$	$K_w = 0,38$
Толщина пласта	$h = 20 \text{ м}$	$h = 10 \text{ м}$	$h = 12 \text{ м}$	$h = 15 \text{ м}$	$h = 17 \text{ м}$
Вязкость нефти	$\mu_n = 2 \text{ мПа} \cdot \text{с}$	$\mu_n = 2 \text{ мПа} \cdot \text{с}$	$\mu_n = 3 \text{ мПа} \cdot \text{с}$	$\mu_n = 7 \text{ мПа} \cdot \text{с}$	$\mu_n = 3 \text{ мПа} \cdot \text{с}$
Вязкость воды	$\mu_w = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$				
Плотность нефти	$\rho_n = 0,740 \text{ т/м}^3$	$\rho_n = 0,850 \text{ т/м}^3$	$\rho_n = 0,850 \text{ т/м}^3$	$\rho_n = 0,860 \text{ т/м}^3$	$\rho_n = 0,860 \text{ т/м}^3$
Плотность воды	$\rho_w = 1,0 \text{ т/м}^3$				
Объемный коэффициент нефти	$b_n = 1,2$				
Коэффициент сжимаемости	$\beta = 5 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$				
Дебит жидкости 1 скв.	$q = 85 \text{ м}^3/\text{сут.}$	$q = 69,1 \text{ м}^3/\text{сут.}$	$q = 69,1 \text{ м}^3/\text{сут.}$	$q = 83,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$	$q = 80 \text{ м}^3/\text{сут.}$
Время ввода м-ния в разработку	$t_* = 3 \text{ года}$	$t_* = 4 \text{ года}$			
Коэффициент эксплуатации	$\lambda_3 = 0,9$				
Проектный КИН	КИН = 0,56	КИН = 0,56	КИН = 0,56	КИН = 0,57	КИН = 0,56
Комплексный параметр	$\alpha_0 = 0,667 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}^2$	$\alpha_0 = 0,657 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}^2$	$\alpha_0 = 0,657 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}^2$	$\alpha_0 = 0,667 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}^2$	$\alpha_0 = 0,667 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}^2$

Продолжение таблицы 2.1

Показатель	Вариант 6	Вариант 7	Вариант 8	Вариант 9	Вариант 10
Пластовое давление начальное	$P_{пл} = 25 \text{ МПа}$	$P_{пл} = 23 \text{ МПа}$	$P_{пл} = 22 \text{ МПа}$	$P_{пл} = 24 \text{ МПа}$	$P_{пл} = 28 \text{ МПа}$
Давление насыщения нефти газом	$P_{нас} = 10 \text{ МПа}$	$P_{нас} = 9 \text{ МПа}$	$P_{нас} = 7 \text{ МПа}$	$P_{нас} = 9 \text{ МПа}$	$P_{нас} = 8 \text{ МПа}$
Газосодержание пластовой нефти	$S_{гн} = 50 \text{ м}^3/\text{м}^3$	$S_{гн} = 55 \text{ м}^3/\text{м}^3$	$S_{гн} = 45 \text{ м}^3/\text{м}^3$	$S_{гн} = 57 \text{ м}^3/\text{м}^3$	$S_{гн} = 65 \text{ м}^3/\text{м}^3$
Коэффициент проницаемости пласта	$K_{пр} = 0,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$				
	$K_{пр} = 0,35$	$K_{пр} = 0,4$	$K_{пр} = 0,2$	$K_{пр} = 0,27$	$K_{пр} = 0,68$
Коэффициент пористости	$K_{пн} = 0,75$	$K_{пн} = 0,97$	$K_{пн} = 0,88$	$K_{пн} = 0,67$	$K_{пн} = 0,59$
Коэффициент нефтенасыщенности	$K_{на} = 0,25$	$K_{на} = 0,03$	$K_{на} = 0,12$	$K_{на} = 0,33$	$K_{на} = 0,41$
Коэффициент водонасыщенности	$h = 15 \text{ м}$	$h = 20 \text{ м}$	$h = 17 \text{ м}$	$h = 25 \text{ м}$	$h = 19 \text{ м}$
Толщина пласта	$\mu_{гн} = 3 \text{ мПа} \cdot \text{с}$	$\mu_{гн} = 2 \text{ мПа} \cdot \text{с}$	$\mu_{гн} = 3 \text{ мПа} \cdot \text{с}$	$\mu_{гн} = 2 \text{ мПа} \cdot \text{с}$	$\mu_{гн} = 3 \text{ мПа} \cdot \text{с}$
Вязкость нефти	$\mu_{вн} = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$				
Вязкость воды	$\rho_{гн} = 0,790 \text{ т/м}^3$	$\rho_{гн} = 0,820 \text{ т/м}^3$	$\rho_{гн} = 0,850 \text{ т/м}^3$	$\rho_{гн} = 0,830 \text{ т/м}^3$	$\rho_{гн} = 0,860 \text{ т/м}^3$
Плотность нефти	$\rho_{вн} = 1,0 \text{ т/м}^3$				
Плотность воды	$b_{гн} = 1,2$				
Объемный коэффициент нефти	$\beta = 5 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$				
Коэффициент сжимаемости	$q = 90 \text{ м}^2/\text{сут.}$	$q = 70 \text{ м}^2/\text{сут.}$	$q = 85 \text{ м}^2/\text{сут.}$	$q = 79 \text{ м}^2/\text{сут.}$	$q = 80 \text{ м}^2/\text{сут.}$
Дебит жидкости I скв.	$t_* = 3 \text{ года}$	$t_* = 4 \text{ года}$			
Время ввода м-ния в разработку	$\lambda_{гн} = 0,9$				
Коэффициент эксплуатации	КИН = 0,57	КИН = 0,58	КИН = 0,56	КИН = 0,57	КИН = 0,58
Проектный КИН	$\alpha_{гп} = 0,677 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}^2$	$\alpha_{гп} = 0,647 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}^2$	$\alpha_{гп} = 0,657 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}^2$	$\alpha_{гп} = 0,667 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}^2$	$\alpha_{гп} = 0,677 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}^2$
Комплексный параметр					

РЕШЕНИЕ:

1. Оценка запасов нефти, газа и числа добывающих скважин, необходимых для разработки

1.1. Определим геологические запасы нефти по объемной формуле:

В пласте:

$$Q_{н.бал.} = ShK_n(1 - K_B), \quad (2.1)$$

где  $S = \pi r^2$  – площадь залежи, м<sup>2</sup>;

$h$  – высота залежи, м;

$K_n$  – коэффициент пористости, д.ед.;

$K_B$  – коэффициент водонасыщенности, д.ед.

На поверхности:

$$Q_{н.бал.} = ShK_{\Pi}(1 - K_B) \frac{\rho_n}{b_n}, \quad (2.2)$$

где  $\rho_n$  – плотность нефти, т/м<sup>3</sup>;

$b_n$  – объемный коэффициент нефти.

1.2. Балансовые запасы газа находим по формуле:

$$Q_{г.бал.} = Q_{н.бал.} S_n, \quad (2.3)$$

где  $S_n$  – газосодержание пластовой нефти, м<sup>3</sup>/т.

1.3. Максимальный дебит жидкости, который будет получен через время  $t^*$  года, т.е. через время полного ввода залежи в разработку:

$$q_{ж\max} = \alpha_0 t^*, \quad (2.4)$$

где  $\alpha_0$  – комплексный параметр, м<sup>3</sup>/год<sup>2</sup>.

1.4 Число скважин, которое необходимо пробурить для отбора максимального количества жидкости, определяем по формуле:

$$n = \frac{Q_{ж\max}}{\lambda_{э} 365 q'_{ж}}, \quad (2.5)$$

где  $\lambda_{э}$  – коэффициент эксплуатации;

$q'_{ж}$  – дебит жидкости 1 скважины, м<sup>3</sup>/сут.

1.5. Определяем плотность сетки скважин:

$$S_c = \frac{S}{n} = \frac{\pi r^2}{n} \quad (2.6)$$

2. Расчет динамики пластового давления

2.1. Определим коэффициент пьезопроводности:

$$\chi = \frac{k_{np}}{\mu \cdot \beta}, \quad (2.7)$$

где  $k_{np}$  – коэффициент проницаемости, м<sup>2</sup>;

$\mu$  – вязкость воды, Па·с;

$\beta$  – коэффициент сжимаемости, Па<sup>-1</sup>.

2.2. Определяем безразмерное время на все 15 лет разработки по формуле:

$$\tau_i = \frac{\chi \cdot t_i}{R^2}, \quad (2.8)$$

где  $i$  – номер года по порядку;

$t$  – время, с.

Пример:

$t_1=86400 \cdot 365$  с;  $t_2=2 \cdot 86400 \cdot 365$  с,  $t_3=3 \cdot 86400 \cdot 365$  с.

2.3. Рассчитаем снижение давление за время ввода месторождения в разработку ( $0 \leq t \leq t_*$ ):

а) Рассчитаем параметр  $I(\tau)$  за это время:

$$I = 0,5\tau_i - 0,178(1 - (1 + \tau_i)^{-2,81}) + 0,487[(1 + \tau_i) \ln(1 + \tau_i) - \tau_i] \quad (2.9)$$

б) Рассчитаем снижение давления за это время:

$$\Delta p(\tau) = \frac{0,1432\mu_e}{k_{np}} \frac{\alpha_0}{h} \frac{R^2}{\chi \cdot (365 \cdot 86400)^2} I(\tau) \quad (2.10)$$

где  $R$  – радиус залежи.

Пример:

$$1 \text{ год} : \Delta p(\tau) = \frac{0,1432 \cdot 10^{-3} \cdot 0,667 \cdot 10^6 \cdot 2000^2}{0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 10 \cdot 1 \cdot (365 \cdot 86400)^2} I(\tau_1)$$

2.4. Рассчитаем снижение давления за оставшееся время и данные заносим в таблицу 2.2 ( $t > t_*$ ).

а) рассчитаем параметры  $I(\tau)$  и  $I(\tau - \tau^*)$

Пример:

Для  $t=t^*+1$  (если  $t^*=3$  года, значит  $t=4$  и т.д.):

$$I(\tau) = 0,5\tau_{t^*+1} - 0,178(1 - (1 + \tau_{t^*+1})^{-2,81}) + 0,487[(1 + \tau_{t^*+1}) \ln(1 + \tau_{t^*+1}) - \tau_{t^*+1}]$$

$$I(\tau - \tau^*) = 0,5\tau_1 - 0,178(1 - (1 + \tau_1)^{-2,81}) + 0,487[(1 + \tau_1) \ln(1 + \tau_1) - \tau_1]$$

Для  $t=t^*+2$  (если  $t^*=3$  года, значит  $t=5$  и т.д.):

$$I(\tau) = 0,5\tau_{t^*+2} - 0,178(1 - (1 + \tau_{t^*+2})^{-2,81}) + 0,487[(1 + \tau_{t^*+2}) \ln(1 + \tau_{t^*+2}) - \tau_{t^*+2}]$$

$$I(\tau - \tau^*) = 0,5\tau_2 - 0,178(1 - (1 + \tau_2)^{-2,81}) + 0,487[(1 + \tau_2) \ln(1 + \tau_2) - \tau_2]$$

и т.д.

б) рассчитаем снижение давления за оставшееся время:

Пример:

Для  $t=t^*+1$ :

$$\Delta p(\tau) = \frac{0,1432 \mu_v \alpha_0}{k_{np} h} \frac{R^2}{\chi \cdot (365 \cdot 86400)^2} [I(\tau)_{t^*+1} - I(\tau - \tau^*)_{t^*+1}] \text{ и т.д.}$$

2.5. Рассчитаем среднее пластовое давление за все 15 лет разработки и данные заносим в таблицу 2.2.

$$\bar{P}_{пл} = P_{нач.пл} - \Delta P, \quad (2.11)$$

где  $P_{нач.пл}$  – начальное пластовое давление, МПа.

Таблица 2.2

год	$\tau$	$I(t)$	$I(t-t^*)$	$\Delta P(\tau)$ , МПа	$\bar{p}_{пл}$ , МПа
1	7,9	9,38	-	0,72	19,28
2	15,8	23,05	-	1,77	18,23
3	23,7	38,61	-	2,97	17,03
4	31,5	55,41	4,51	3,54	16,46

3. Расчет добычи нефти, воды, жидкости, обводненности продукции накопленной добычи нефти, текущей нефтеотдачи

Зависимость текущей обводненности продукции скважины от времени получаем из интегрального соотношения:

$$\int_0^B \frac{\overline{Q}_n(x)}{1-x} dx = \frac{1}{Q_{извл.}} \int_0^t g_{жс}(\lambda) dx, \quad (2.12)$$

где  $\overline{Q}_n(x) = \frac{Q_n}{Q_{извл.}}$  - частное от деления накопленной добычи нефти на величину извлекаемых запасов;

$g_{жс}(\lambda)$  – дебит жидкости, добываемой из всех скважин.

Текущая обводненность:

$$B = \frac{g_s}{g_n + g_s} = \frac{g_s}{g_{жс}} \quad (2.13)$$

$$q_n = q_{жс} \cdot (1 - B) \quad (2.14)$$

$$\overline{Q}_n(B) = \frac{1}{1 + \mu \sqrt{\frac{1-B}{B}}}, \quad (2.15)$$

где  $\overline{\mu} = \frac{\mu_s}{\mu_n} \cdot \frac{1}{a}$

$a$  – постоянный коэффициент, зависящий от свойств коллектора ( $a = 1,0853$ ).

3.1. Задаемся величиной текущей обводненности  $B$  и производим вычисления суммарной относительной добычи нефти и результаты заносим в таблицу 2.4.

а) Задаемся величиной текущей обводненности:

$B = 0,05; B = 0,1; B = 0,2; B = 0,3; B = 0,4; B = 0,5; B = 0,6;$

$B = 0,7; B = 0,8; B = 0,9; B = 0,95; B = 0,98; B = 0,99.$

б) Для значений текущей обводненности рассчитываем  $Q_n(B)$  (формула 2.15) и параметры  $U, V$ :

$$U = \frac{1-B}{B} \quad (2.16)$$

$$V = \mu \sqrt{\frac{1-B}{B}} \quad (2.17)$$

По нижеприведенной формуле вычисляем левую часть интегрального соотношения, результат запишем в 5 колонку таблицы 4.

$$\int_0^B \frac{\overline{Q}_n(x)}{1-x} dx = I(B) = \frac{1+2\overline{\mu}^2}{1+V} + \frac{\overline{\mu}^2}{(1+V)V} - 2\overline{\mu}^2 \ln\left(\frac{1+V}{V}\right) \quad (2.18)$$

3.2. Правую часть интегрального уравнения 24 вычисляем отдельно для 2-х стадий, на 1-ой стадии в период возрастания добычи жидкости определяем:

$$I_1(t) = \frac{1}{Q_{н.извл.}} \int_0^t \alpha_0 \lambda d\lambda = \frac{\alpha_0}{2Q_{н.извл.}} t^2 \quad \text{при } 0 \leq t \leq t^* \quad (2.19)$$

3.3. на 2-ой стадии в период постоянной добычи жидкости:

$$I_2(t) = \frac{1}{2Q_{н.извл.}} \int_0^t g_{ж.макс} dt = \frac{g_{ж.макс}}{Q_{н.извл.}} (t-t^*) \quad \text{при } t > t^* \quad (2.20)$$

Определяем величину извлекаемых запасов:

$$Q_{н.извл.} = Q_{бал.} \cdot KИИ \quad (2.21)$$

$Q_{бал.}$  - геологические запасы в пласте.

Определим параметр  $I_2$ :

$$I_2 = \frac{q_{ж.макс}}{Q_{н.извл.}} \quad (2.22)$$

Пример:

1–3 (1 – 4) годы:  $I_1(t) = (2.19)$  ф-ла;

4–15 (5 – 15) годы  $I_2(t) = (2.20)$  ф-ла;

$I_2 = (2.22)$  ф-ла.

Необходимо учесть, что при переходе с первой стадии на вторую в период постоянной добычи не должна нарушаться непрерывность в расчетах. А именно, для второй стадии при постоянной и максимальной добыче расчетная формула следующая:

$$I(t) = I_1(t) + I_2(t - t^*) \quad (2.23)$$

В уравнении (24; 31) левая часть  $I(B)$  рассчитана, а поскольку левая и правая части равны, то значение  $I(t)$  записываем в 6-ю колонку табл.2.4, из 5-й, а формулы (2.19-20, 2.22-23) используется для определения времени  $t$ , в течении которого необходимо осуществить разработку нефтяной залежи, чтобы достичь заданных нами величин текущей обводненности  $B$  и подсчитанной при этом суммарной относительной  $\bar{Q}_n(B)$ ;

$$t = \frac{I(B) - I_1(t_*)}{I_2} + t^* \quad (2.24)$$

Пример:

1 год:  $t_1 = \frac{I_1(B) + I_1(t_*)}{I_2} + t_*$  и т.д. до  $t_{14}$ .

3.4. Определяем добычу жидкости и полученные данные записываем в 8-й столбец таблицы 2.4.

$$\bar{Q}_{ж} = \frac{Q_n}{1 - B} \quad (2.25)$$

Таблица 2.3

B	U	V	$\bar{Q}_n$	I(B)	I(t)	t, год	$\bar{Q}_{ж}$
0,01	99	0,57	0,18	0,18	0,18	1,6	0,18
0,05	19	2	0,33	0,24	0,24	3,8	0,35
0,1	9	1,4	0,42	0,4	0,4	5,6	0,47
0,2	4	0,9	0,52	0,55	0,55	6,9	0,65

3.5. Строим график зависимости относительной добычи жидкости от текущей обводненности и времени разработки.

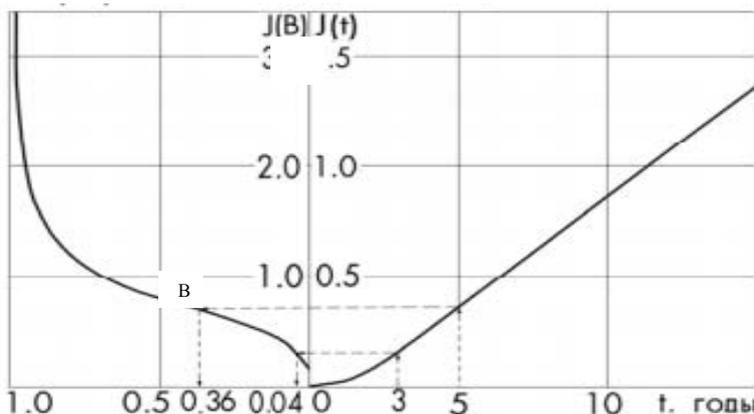


Рис. 2.1. Пример кривых для пересчета текущей обводненности в зависимости от времени

По результатам расчетов строится прямая  $I(t)$  во времени (правая сторона рисунка 2.1). Как видно из рисунка: первые два года была добыча безводной нефти, на третий год обводненность продукции составляла 0,04, на пятый – 0,36 и т.д.

3.6. По данным рис.2.1.(для своего варианта) определяем значение текущей обводненности  $B$  для 15 лет разработки залежи и записываем их в таблицу №.2.5.

3.7. Определим добычу жидкости  $q_{ж}$ :

$$q_{ж}(t) = \begin{cases} \alpha_0 t, & \text{при } 0 \leq t \leq t_* \\ q_{\max} = \alpha_0 t_*, & \text{при } t > t_* \end{cases}$$

3.8. Определим добычу воды по формуле:

$$q_{в}(t) = q_{ж}(t) B_i \quad (2.26)$$

3.9. Определяем дебит нефти в поверхностных условиях:

$$q_n(t) = q_{ж}(t)(1 - B_1) \frac{\rho_n}{b_n} \quad (2.27)$$

3.10. Определяем накопленную добычу нефти  $Q_n$  за все годы разработки:

$$Q_{ni} = q_n(t) \cdot 365 + Q_{ni-1} \quad (2.28)$$

Пример:

1 год:  $Q_{n1} = q_{n1} \cdot 365$ , т

2 год:  $Q_{n2} = q_{n2} \cdot 365 + Q_{n1}$ , т и т.д.

3.11. Рассчитываем коэффициент извлечения нефти:

$$\text{КИН} = \frac{Q_n}{Q_{\text{бал}}} \quad (2.29)$$

3.12. Полученные данные заносим в таблицу 2.6[3]:

Таблица 2.6

t, год	B, %	$q_{ж} \cdot 10^3$ , м <sup>3</sup> /с ут	$q_{в} \cdot 10^3$ , м <sup>3</sup> /сут	$q_n \cdot 10^3$ , т/сут	$Q_n \cdot 10^6$ , тонн	КИН
1	-	1,83	-	1,3	0,47	0,019
2	1,5	3,65	0,055	2,5	1,4	0,055
3	3	5,48	0,164	3,76	2,77	0,109
4	5	5,48	0,274	3,68	4,12	0,162

4. Построение графиков зависимости всех параметров от времени разработки. (по табл. №2.5)

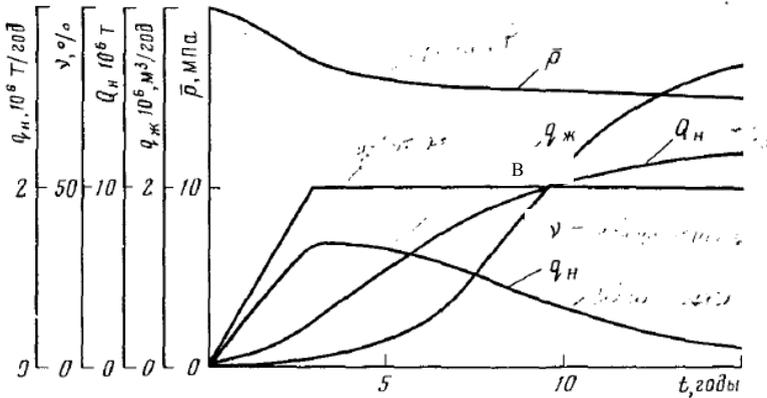


Рис. 2.2. Пример графиков изменения показателей разработки во времени

### Расчет технологических показателей разработки залежей при вытеснении водой

Одним из методов расчета дебитов многорядных батарей или цепочек скважин является метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений Ю. П. Борисова [1].

Суммарный дебит цепочки из  $n$  скважин равен

$$Q' = \frac{2\pi khn(p_K - p_C)}{\mu \left( \frac{\pi L}{\sigma} + \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \right)} = \frac{p_K - p_C}{\frac{\mu L}{kh2\sigma n} + \frac{\mu}{2\pi khn} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}} \quad (3.1)$$

Запишем закон Дарси:

$$\frac{\Delta P}{Q} = \frac{\mu L}{hBk} \quad (3.2)$$

Запишем формулу Дююи:

$$Q = \frac{2\pi kh \Delta P}{\mu \ln \left( \frac{R_k}{r_c} \right)} \quad (3.3)$$

Используя электрогидродинамическую аналогию и учитывая, что аналогом объемного расхода является сила тока, а аналогом разности давлений – разность электрических потенциалов, выражение, стоящее в знаменателе, можно назвать фильтрационным сопротивлением. Оно складывается из внешнего фильтрационного сопротивления, которое представляет собой сопротивление потоку от контура питания до галереи длиной  $B = 2\sigma n$ , расположенной на расстоянии  $L$  от контура питания

$$W = \frac{\mu L}{kh2\sigma n} = \frac{\mu L}{khB} \quad (3.4)$$

и из внутреннего фильтрационного сопротивления, которое выражает собой сопротивление, возникающее при подходе жидкости к скважинам в зоне радиуса  $\sigma/\pi$ , где фильтрация практически плоскорадиальная:

$$\omega = \frac{\mu}{2\pi khn} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \quad (3.5)$$

Формула (3.1) примет вид

$$Q' = \frac{P_k - P_c}{W + \omega} \quad (3.6)$$

Электрическая схема, соответствующая последней формуле, представляет собой два последовательно соединенных проводника с сопротивлениями  $W$  и  $\omega$ , с разностью потенциалов  $p_k$  и  $p_c$  и силой тока  $Q'$  (рисунок 3.1).

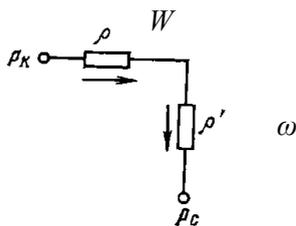


Рис. 3.1. Стандартная электрическая схема

Если в пласте имеется три цепочки с числом скважин  $n_1, n_2, n_3$  в каждой, с радиусами  $r_{c1}, r_{c2}, r_{c3}$ , с забойными давлениями  $p_{c1}, p_{c2}, p_{c3}$  и суммарными дебитами  $Q'_1, Q'_2, Q'_3$  соответственно, то схема эквивалентных фильтрационных сопротивлений будет разветвленной (рисунок 3.2), так как общее количество жидкости, поступающее от контура питания, в дальнейшем разделяется: дебит  $Q'_1$  перехватывается первой цепочкой, а оставшая жидкость двигается дальше, затем дебит  $Q'_2$  перехватывается второй цепочкой и т. д.

В этом случае внешние фильтрационные сопротивления будут:

$$W_1 = \frac{\mu L_1}{khB}, \quad W_2 = \frac{\mu L_2}{khB}, \quad W_3 = \frac{\mu L_3}{khB}, \quad (3.7)$$

где  $L_1$  – расстояние от контура питания до первой цепочки скважин;  
 $L_2$  – расстояние между первой и второй цепочками;  
 $L_3$  – между второй и третьей.

Внутренние сопротивления определяются по формулам:

$$\omega_i = \frac{\mu}{2\pi kh n_i} \ln \frac{\sigma}{\pi r_{ci}}, \quad (3.8)$$

Расчет схемы проводится по законам Ома и Кирхгофа; при этом составляются алгебраические линейные уравнения по числу неизвестных (либо  $Q'_1, Q'_2, Q'_3$ , либо  $p_{c1}, p_{c2}, p_{c3}$ ).

Суммарный дебит круговой батареи скважин определяется тоже по формуле (3.6), в которой внешнее сопротивление,

$$W = \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_K}{R_1} \quad (3.9)$$

а внутреннее – имеет вид (3.5).

Для этого случая схема эквивалентных фильтрационных сопротивлений будет той же, что и для прямолинейной цепочки.

В случае нескольких круговых батарей (например, трех) схема представлена на рисунке 3.2. При этом внешние фильтрационные сопротивления рассчитываются по формулам:

$$W_1 = \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_K}{R_1}$$

$$W_2 = \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_1}{R_2} \quad (3.10)$$

$$W_3 = \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_2}{R_3}$$

где  $R_1, R_2, R_3$  – радиусы батарей. Внутренние сопротивления определяются по формулам (3.8) [2,3].

После нахождения внутренних и внешних сопротивлений составляется система уравнений для нахождения дебитов или забойных давлений скважин. Рассмотрим составление системы уравнений на примере однорядной схемы расположения скважин. Составим эквивалентную схему фильтрационных сопротивлений (рис. 3.3.).

Около нагнетательной скважины – внутренние сопротивления, при переходе жидкости от нагнетательной к добывающей – внешние, около добывающей – внутренние. Составим систему уравнений:

$$\begin{cases} P_n - P'_n = Q_n \cdot \omega_n \\ P'_n - P'_d = Q_{n-d} \cdot W \\ P'_d - P_d = Q_n \cdot \omega_d \end{cases} \quad (3.11)$$

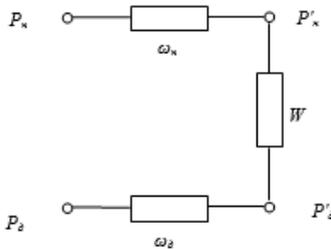


Рис. 3.3. Разветвленная схема эквивалентных фильтрационных сопротивлений однорядной системы

Пусть в нагнетательные скважины подается расход, равный  $q$ , тогда для внутренних сопротивлений он будет распределяться

между количеством нагнетательных скважин в ряду. При переходе от жидкости от нагнетательного ряда к добывающему расход будет делиться пополам, так как поток воды расходится в две стороны от нагнетательного ряда. Дебит добывающего ряда будет равен расходу нагнетательного, следовательно, для внутренних сопротивлений добывающих скважин он вновь будет распределяться между количеством добывающих скважин. Получаем:

$$\begin{cases} Q_n = \frac{q}{n_n} \\ Q_{n-d} = \frac{q}{2} \\ Q_d = \frac{q}{n_d} \end{cases} \quad (3.12)$$

В случае, когда фронт вытеснения находится между нагнетательным и добывающим рядом:

$$W = W_\epsilon + W_n = \frac{\mu_\epsilon x_\epsilon}{k_\epsilon h L} + \frac{\mu_n (L - x_\epsilon)}{k_n h L} \quad (3.13)$$

где  $x_\epsilon$  – расстояние, на которое продвинулся фронт воды.

Задача 3.

Дана обращенная семиточечная схема расположения скважин: расстояние от нагнетательной до добывающей скважины –  $300+20 \cdot n$  м, радиус нагнетательной скважины – 0,1 м, радиус добывающей скважины – 0,01 м, фазовая проницаемость по нефти –  $0,2+0,1 \cdot n$  мкм<sup>2</sup>, фазовая проницаемость по воде –  $0,15+0,1 \cdot n$  мкм<sup>2</sup>, нефтенасыщенная толщина пласта –  $10+ n$  м, вязкость нефти – 1,5 мПа·с, вязкость воды – 1 мПа·с, расход нагнетательного ряда вязкость нефти –  $0,005+0,001 \cdot n$ , м<sup>3</sup>/с, давление на забое нагнетательной скважины вязкость нефти – 15 МПа, радиус фронта – 100 м. Определить давление на забое добывающей скважины. Необходимо заметить, что внешние фильтрационные сопротивления будут рассчитываться по формуле 3.10. ( $n$  – номер варианта).

## **Определение эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи**

Характеристикой вытеснения называют эмпирическую зависимость типа накопленной добычи нефти - накопленный отбор жидкости. Характеристика вытеснения отражает реальный процесс выработки запасов нефти и связанную с ним динамику обводнения продукции при разработке неоднородных пластов на режимах вытеснения нефти водой.

Характеристики вытеснения позволяют судить об эффективности выработки запасов нефти при заводнении объектов разработки. Сопоставление характеристик вытеснения различных объектов разработки в безразмерном виде позволяет сравнивать эти объекты, выявлять причины и факторы, влияющие на характер выработки запасов нефти.

В практике разработки нефтяных месторождений, наряду с другими методами, характеристики вытеснения используются для оценки эффективности мероприятий по совершенствованию систем разработки. Внесение изменений в систему разработки, связанных с вовлечением в активную разработку нефтенасыщенных участков и зон продуктивных пластов, отражается на форме характеристик вытеснения, поскольку меняется характер динамики обводненности продукции.

Эта особенность характеристик вытеснения используется в практике разработки нефтяных месторождений для количественной оценки мероприятий по повышению ее эффективности.

Характеристики вытеснения могут применяться для оценки эффективности практически всех методов гидродинамического воздействия на продуктивные пласты, за исключением, возможно, подгазовых зон газонефтяных объектов разработки.

Следует иметь в виду, что изменение формы характеристики вытеснения может быть связано как с вовлечением в активную разработку недренируемых или слабодренируемых запасов нефти (в тупиковых зонах, отдельных прослоях, линзах и т.д.), так и с перераспределением отборов жидкости и закачки воды по

скважинам, т.е. гидродинамическое воздействие может оказывать влияние как на конечную, так и на текущую нефтеотдачу.

Для определения количественной эффективности гидродинамических методов увеличения текущей и конечной нефтеотдачи могут использоваться характеристики вытеснения различного вида. Рассмотрим некоторые из них.

Месторождение разрабатывается на естественном водонапорном режиме. С целью повышения эффективности его разработки и уменьшения текущей нефтеотдачи проводилось перераспределение отборов жидкости по площади залежи, а затем временное выключение из эксплуатации наиболее обводненных скважин. В результате существенно снизился темп нарастания обводненности продукции по месторождения.

Количественная оценка эффективности мероприятий выношена по характеристикам вытеснения Камбарова Г.С. (характеристика вытеснения вида (2)), Пирвердяна А.М. (характеристика вытеснения вида (3)), Сазонова Б.Ф. (характеристика вытеснения вида (4)).

Фактические показатели разработки месторождения и результаты расчета эффективности мероприятия представлены в таблице 6.1, 6.2. Гидродинамическое воздействие начато с пятого года эксплуатации.

Характеристика вытеснения Камбарова Г.С. (характеристика вытеснения вида (2))

$$Q_n = A + B \frac{1}{Q_{ж}} \quad (4.1)$$

В столбце 3 таблицы 6.1 приведена фактическая накопленная добыча нефти на конец каждого из семи лет рассматриваемого периода эксплуатации месторождения, а в столбце 4 - накопленный отбор жидкости на конец каждого года. В столбце 5 приведены вычисленные значения величины.

По этим данным строится график в координатах накопленная добыча нефти ( $Q_n$ ) – обратная величина накопленного отбора жидкости ( $\frac{1}{Q_j}$ ) (рис. 4.1).

Таблица 4.1

Годы	Добыча нефти, тыс. т., факт.		Отбор жидкости, тыс. т., факт.	Характеристика вытеснения, вид (2)				Характеристика вытеснения, вид (3)			
	за год	накопл.		$\frac{1}{Q_n} \times 10^4$	Накопленная добыча нефти, тыс. т., базовая	Добыча нефти за счет метода, тыс. т.		$\frac{1}{Q_n} \times 10^3$	Накопленная добыча нефти, тыс. т., базовая	Добыча нефти за счет метода, тыс. т.	
						накопл.	за год			накопл.	за год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<u>Месторождение 2</u>											
1	221	1649	1753	57,0				23,9			
2	181	1830	1963	50,8				23,0			
3	185	2015	2188	46,0				21,4			
4	164	2179	2479	40,3				20,1			
5	103	2282	2618	38,2	2247	35	35	19,5	2253	29	29
6	80	2362	2753	36,2	2307	55	20	19,0	2315	47	18
7	66	2428	2866	34,8	2354	74	19	18,7	2361	67	20

Таблица 4.2

Годы	Характеристика вытеснения, вид (б)					Рекомендованная накопленная добыча нефти по базовому варианту, тыс. т.	Дополнительная добыча нефти за счет ГМПН, тыс. т.	
	ln $Q_n$	Накопленная добыча нефти, тыс. т., базовая	Добыча нефти за счет метода, тыс. т.		накопленная		годовая	
			накопленная	за год				
12	13	14	15	16	17	18	19	
<u>Месторождение 2</u>								
1	4,644							
2	4,890							
3	3,153							
4	5,248							
5	5,464	2259	23	23	2250	32	32	
6	5,673	2333	29	6	2311	51	19	
7	5,823	2394	34	5	2358	70	19	

Точки 1, 2, 3 и 4 на рисунке 4.1 (соответствуют начальным годам рассматриваемого периода) располагается на прямой с некоторым разбросом, которая проводится визуальным наилучшим образом. Целесообразно провести прямую таким образом, чтобы последняя точка (в нашем случае точка 4) истории разработки располагалась на прямой, поскольку, она является точкой отсчета.

Обработка фактических данных истории разработки (первые 4 года) может быть проведена также методом наименьших квадратов.

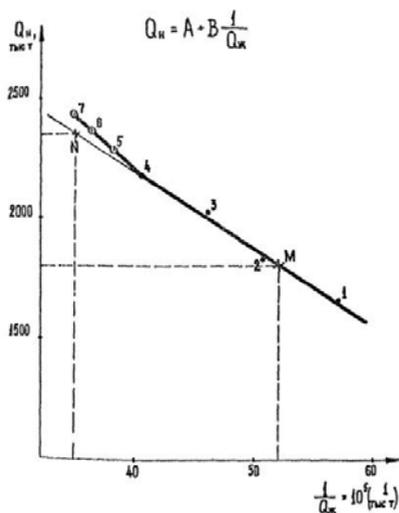


Рис. 4.1. Характеристика вытеснения Камбарова Г.С.

Проведенная прямая экстраполируется на прогнозный период и таким образом формируются показатели базового варианта. Отклонение фактических точек прогнозного периода (точки 5, 6 и 7; рис. 4.1.) от прямой линии используется для количественного определения эффекта ГМПН.

Для определения коэффициентов  $A$  и  $B$  уравнения на прямой произвольно выбираются две точки (например, точки  $M$  и  $N$ ) на значительном расстоянии друг от друга (для повышения точности определения коэффициентов  $A$  и  $B$  уравнения).

$$\text{В точке } M: Q_n = 1800; \quad \frac{1}{Q_{ж}} = 52 \cdot 10^{-5} = 0,00052$$

$$\text{В точке } N: Q_n = 2350; \quad \frac{1}{Q_{ж}} = 35 \cdot 10^{-5} = 0,00035$$

Для этих точек записываются два уравнения вида:

$$\begin{aligned} 2350 &= A + B \cdot 0,00035 \\ 1800 &= A + B \cdot 0,00052 \end{aligned} \quad (4.2)$$

Решая систему уравнений, находим значения А и В. Таким образом, А=3 482, В=-3 235 000.

Уравнение характеристики вытеснения имеет вид:

$$Q_n = 3482 - 3235000 \frac{1}{Q_j} \quad (4.3)$$

Используя данные о величине накопления отборов жидкости на конец каждого года прогнозного периода (столбец 4 таблицы 6.1), т.е. фактический отбор жидкости, по полученному уравнению определяется накопленная добыча нефти на конец каждого года прогнозного периода по базовому варианту, которая приведена в столбце 6 таблицы 6.1. Разница между фактической накопленной добычей нефти и накопленной добычей нефти по базовому варианту представляет собой добычу нефти за счет гидродинамического воздействия на конец каждого года его реализации. В столбце 7 таблицы 6.1 приведена годовая добыча нефти за счет ГМПН.

Таким образом, при обработке по характеристике Камбарова Г.С. добыча нефти за счет ГМПН к концу седьмого года составляет 74 тыс. т., а за пятый, шестой и седьмой год рассматриваемого периода - 35, 20 и 19 тыс. т. соответственно.

Характеристика вытеснения Пирвердяна А.М. (характеристика вытеснения вида (3))

$$Q_n = A + B \frac{1}{\sqrt{Q_j}} \quad (4.4)$$

Для определения добычи нефти за счет ГМПН используются данные таблицы 6.1 (столбцы 3, 4, 9 и 10). Вычисляются значения на конец каждого из семи лет рассматриваемого периода эксплуатации. По данным столбцов 3 и 9 строится график в координатах (рис. 4.2).

Через точки истории разработки до реализации гидродинамического воздействия (точки 1, 2, 3 и 4) наилучшим образом проводится прямая линия, которая экстраполируется на последующий период.

При этом может быть использован метод наименьших квадратов. Проведенная таким образом прямая является базовой для определения эффективности гидродинамического воздействия.

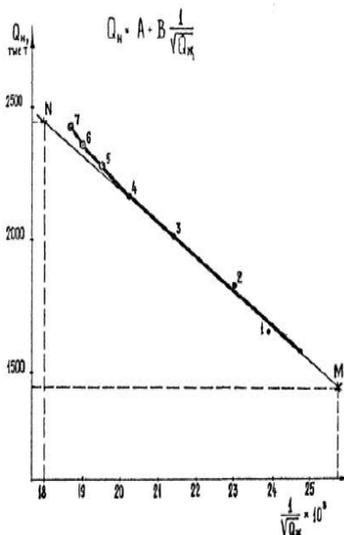


Рис. 4.2. Характеристика вытеснения Пирвердяна А.М.

По двум произвольно выбранным точкам (например М и N, рис.4.2) на базовой прямой определяется коэффициенты А и В характеристики вытеснения.

В точке М:  $Q_n = 1450$ ;  $\frac{1}{\sqrt{Q_{ж}}} = 25,75 \cdot 10^{-3} = 0,02575$

В точке N:  $Q_n = 2450$ ;  $\frac{1}{\sqrt{Q_{ж}}} = 18 \cdot 10^{-3} = 0,018$

Для этих точек записываются два уравнения вида:

$$1450 = A + B \cdot 0,02575 \tag{4.5}$$

$$2450 = A + B \cdot 0,018$$

Решая систему уравнений, находим значения А и В. Таким образом, А=4 772, В=-129 000.

Уравнение характеристики вытеснения имеет вид:

$$Q_{н} = 4772 - 129000 \frac{1}{\sqrt{Q_{ж}}} \quad (4.6)$$

Задавая фактическими накопленными отборами жидкости в период гидродинамического воздействия - пятый, шестой и седьмой годы рассматриваемого периода разработки – определяем накопленную добычу нефти на конец каждого года по базовому варианту, величины которой приведены в таблице 6.1, столбце 10.

Разница между фактической накопленной добычей нефти и по базовому варианту представляет собой эффект за счет гидродинамического воздействия и составляет к концу седьмого года, рассматриваемого периода эксплуатации 67 тыс. т. нефти, а за первый, второй и третий годы реализации мероприятия 29, 18 и 20 тыс. т. соответственно (столбец 12 таблицы 4.1) [5].

#### Задача 6

Используя данные задачи 2, произвольно задать эффективность от применения гидродинамических методов и определить технологическую эффективность от применения методов увеличения нефтеотдачи по трем различным характеристикам вытеснения на 5 последних лет.

### **Библиографический список**

1. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. М.,Недра, 1990. 427с.
2. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М.,Недра,1986. 332с.
3. Желтов Ю.П. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: Учебное пособие для вузов. / Ю.П.Желтов, В.А.Сахаров,и др. М.: Недра,1985. 296с.
4. Кабиров М.М. Решение задач при проектировании разработки нефтяных месторождений / М.М. Кабиров, Г.А. Шамаев. –Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. 124 с.
5. РД 39-0147035-209-87. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов. М. 1987. 23 с.

## Содержание

Введение.....	3
Расчеты при упругом режиме.....	4
1. Определение давления в пласте при упругом режиме .....	4
2. Расчет показателей разработки нефтяного месторождения в законтурной области пласта при упругом режиме.....	7
Расчет технологических показателей разработки залежей при вытеснении водой.....	18
Определение эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи.....	23
Библиографический список.....	30

# **РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ПРОДВИНУТЫЙ УРОВЕНЬ)**

*Методические указания к практическим занятиям  
для студентов магистратуры направления 21.04.01*

Сост.: *С.В. Мигунова, Е.С. Клыкова*

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

Ответственный за выпуск *С.В. Мигунова*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 24.04.2019. Формат 60×84/16.  
Усл. печ. л. 1,8. Усл.кр.-отт. 1,8. Уч.-изд.л. 1,5. Тираж 50 экз. Заказ 397. С 149.

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