

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КАСПИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ТЕХНОЛОГИЙ И
ИНЖИНИРИНГА им Ш. ЕСЕНОВА
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
КАФЕДРА «НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО»**

К.Т. БИСЕМБАЕВА, Т.С. АЙСАЕВА

**Методическое пособие
для выполнения практических работ по дисциплине
«Теоретические основы разработки
нефтяных и газовых месторождений»
(специальность 5В070800 – «Нефтегазовое дело»)**

Ақтау 2010

УДК 622
ББК 33.21
М41

Рецензенты: д.т.н., профессор Кулиев Ю.М.
к.т.н., Жолбасарова А.Т

Составители: К.Т. Бисембаева, Т.С. Айсаева. Методическое пособие для выполнения практических работ по дисциплине «Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений». (Для студентов специальности 5В070800 – «Нефтегазовое дело») – Актау: КГУТиИ им. Ш.Есенова, 2010 г., 43с.

ISBN 978-601-7276-03-4

В работе приведены исходные данные и методика выполнения практических работ по определению запасов нефти и газа, изучению изменений основных технологических показателей разработки нефтяных пластов и схематизации залежей.

ББК 33.21

Рекомендовано к изданию решением Учебно-методического совета Каспийского государственного университета технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова.

ISBN 978-601-7276-03-4

© КГУТиИ им. Ш. Есенова, 2010

Введение

Опыт развития промышленно-развитых стран продемонстрировал важность предвидения всех ближайших и самых отдаленных последствий проведения тех или иных методов воздействия на залежи и особенностей их реализации при разработке нефтяных месторождений.

Нынешний период развития страны ставит перед руководителями предприятий и организаций задачи изучения таких вопросов как поисков новых методов для увеличения нефтеотдачи пластов, а также внедрения новых технологий для повышения эффективности процесса регулирования разработки нефтяных месторождений.

Курс «Теоретические основы разработки нефтегазовых месторождений» является одним из основных дисциплин в подготовке студентов технических специальностей высших учебных заведений к изучению важнейших проблем, которые на сегодняшний день стоят перед нефтяной и газовой промышленностью по обеспечению потребности страны в нефти и газа на длительный период времени.

Целью дисциплины является ознакомление студентов с методологическими основами комплексного проектирования и анализа разработки месторождений нефти и газа, включающими в себя:

- схематизацию залежи и созданием ее геолого-физической модели;
- выбор методов воздействия на углеводородосодержащие пласты;
- выбор системы разработки;
- расчет технологических показателей разработки месторождения на основе пользования математического моделирования;
- расчет технологических показателей разработки месторождения при естественных режимах.

В этой работе приведены задачи на определение запасов нефти и газа, количества скважин, коэффициентов охвата и вытеснения, пластового давления, дебита скважин и рядов. Решение таких задач позволяет студентам овладеть навыками расчетов технологических процессов.

Приведены формулы и последовательность расчетов для схематизации залежей, основных технологических показателей разработки залежей на естественных режимах и при применении различных методов воздействий на эксплуатируемые объекты.

Программа курса предусматривает знание студентами основ физики, химии, математики; подземной гидромеханики, геологии, экономики и других дисциплин, на которых базируется изложения курса. В связи с этим при решении задач, предусмотренных данным курсом, студенты получают логическое развитие методов и приемов многих перечисленных выше дисциплин.

Практическое занятие № 1

Тема: Определение запасов нефти

Постановка задачи

При разведке и разработке группы нефтяных месторождений района за пятилетний период переведено из категории C_2 в C_1 некоторое количество геологических запасов нефти со средней скоростью перевода запасов q_{C2} с коэффициентом подтверждаемости запасов C_2 , значение которого a_{C2} . За этот же период добыто Q т нефти при коэффициенте конечной нефтеотдачи η_k . За пять лет общее количество запасов категории C_1 возросло на G_{C1} т, а категорий $A+B$ увеличилось на G_{a+b} т. Каково значение среднего за пятилетку коэффициента a_{C1} подтверждаемости запасов категории C_1 , переводимых в категории $A + B$?

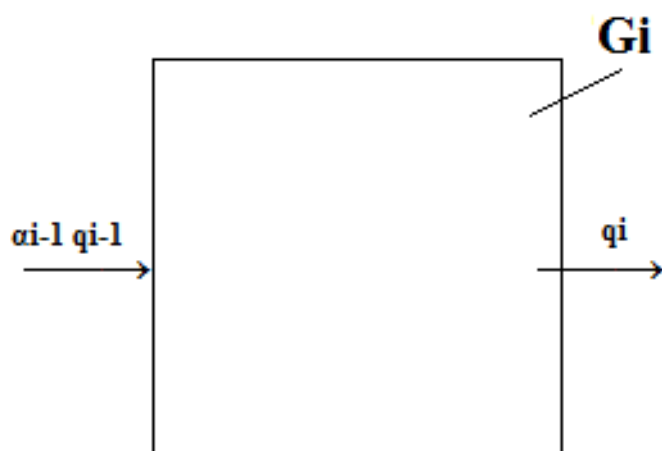


Рисунок 1. Схема изменения запасов нефти

Теоретическая часть

По степени изученности месторождения запасы нефти подразделяются на четыре категории : А, В, C_1 , и C_2 .

К категории А относятся запасы, детально разведанные, подсчитанные на площади, оконтуренной по скважинам, давшим промышленные притоки нефти. Условия залегания, характер изменения коллекторских свойств, нефтенасыщение, газонасыщение продуктивных пластов, качественный и количественный состав нефти и газа, показатели, определяющие условия заработки месторождений (режим пластов, продуктивность скважин, давление, проницаемость коллекторов), изучены детально на основании данных разведки и комплекса исследовательских работ.

Категория В – запасы на площади, промышленная нефтеносность которой доказана наличием на этой площади скважин с благоприятными показателями каротажа и получением из месторождения промышленного притока нефти не менее чем в двух скважинах, вскрывших продуктивную залежь на различных гипсометрических отметках.

Условия залегания, характер изменения коллекторских свойств, нефтенасыщение, газонасыщенные продуктивных пластов и другие подсчетные параметры, а также основные показатели, определяющие условия разработки месторождения, изучены в целом по месторождению приближенно. Определен полный состав нефти и газа.

Категория C_1 – запасы месторождений, для которых условия залегания нефти и газа выявлены по данным геологопоисковых или геофизических работ, коллекторские свойства продуктивных пород и подсчетные параметры установлены по отдельным скважинам или по аналогии с соседними разведанными месторождениями, при получении на оцениваемой площади хотя бы в одной скважине промышленного притока нефти и газа. К этой же категории относятся запасы залежей на площадях, непосредственно примыкающих к залежам с запасами более высоких категорий, а также запасы нефти и газов в пластах, положительно охарактеризованных каротажем и находящихся в пределах месторождения между залежами, из которых получены промышленные притоки нефти и газа.

К категории C_2 относят запасы нефти и газов новых структур в пределах нефтеносных провинций по пластам, продуктивность которых установлена на других месторождениях, а также запасы нефти или газов известных месторождений в отдельных неразведанных тектонических блоках и пластах, продуктивность которых предполагается на основании благоприятных геологических и геофизических данных.

Геологические запасы G_i (i -й категории) в рассматриваемом районе изменяются со временем t , поскольку в i -ю категорию поступают запасы $i-1$ й категории со скоростью q_{i-1} и коэффициентом подтверждаемости a_{i-1} , а в категорию $i+1$ переводятся запасы i -й категории со скоростью q_i и коэффициентом подтверждаемости a_i . На рисунке 1 показана схема изменения запасов i -й категории в районе.

Уравнение баланса запасов i -й категории в соответствии с рис. 1 имеет вид

$$\frac{dG_i}{dt} = a_{i-1} \cdot q_{i-1} - q_i \quad (1.1)$$

Применительно к запасам соответственно категорий C_1 и $A+B$ уравнение (1.1) можно представить следующим образом:

$$\frac{dG_{c1}}{dt} = a_{c2} \cdot q_{c2} - q_{c1} \quad (1.2)$$

$$\frac{dG_{a+b}}{dt} = a_{c1} \cdot q_{c1} - q_{a+b} \quad (1.3)$$

Записывая уравнения (1.2) и (1.3) для конечных приращений запасов и времени, получаем

$$\Delta G_{c1} = a_{c2} \cdot q_{c2} \cdot \Delta t - q_{c1} \cdot \Delta t \quad (1.4)$$

$$\Delta G_{a+b} = a_{c1} \cdot q_{c1} \cdot \Delta t - q_{a+b} \cdot \Delta t$$

Согласно условию задачи за пятилетний период было добыто Q_t нефти при коэффициенте конечной нефтеотдачи η_k . Следовательно,

$$q_{a+b} \Delta t = \frac{Q}{n} \quad (1.5)$$

Методика выполнения

1. Рассчитать $q_{a+b} \Delta t$ по формуле (1.5)
2. Из формул (1.4) вывести a_{c1} и рассчитать его значение.

Исходные данные

Таблица 1

<i>варианты</i> параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Скорость перевода запасов. q_{c2} , т/год	$80 \cdot 10^6$	$70 \cdot 10^6$	$90 \cdot 10^6$	$95 \cdot 10^6$	$85 \cdot 10^6$	$75 \cdot 10^6$	$60 \cdot 10^6$	$65 \cdot 10^6$	$98 \cdot 10^6$	$87 \cdot 10^6$
Коэффициент подтверждения запасов a_{c2} ,	0.5	0.4	0.6	0.7	0.45	0.65	0.8	0.75	0.55	0.85
Добыча за 5 лет, Q , т	$25 \cdot 10^6$	$35 \cdot 10^6$	$45 \cdot 10^6$	$50 \cdot 10^6$	$30 \cdot 10^6$	$20 \cdot 10^6$	$15 \cdot 10^6$	$32 \cdot 10^6$	$28 \cdot 10^6$	$48 \cdot 10^6$
Коэффициент нефтеотдачи η_k	0,5	0,6	0,7	0,8	0,55	0,45	0,4	0,65	0,57	0,75
Количество запасов C_1 , ΔG_{c1}	$100 \cdot 10^6$	$110 \cdot 10^6$	$125 \cdot 10^6$	$135 \cdot 10^6$	$105 \cdot 10^6$	$95 \cdot 10^6$	$90 \cdot 10^6$	$120 \cdot 10^6$	$115 \cdot 10^6$	$130 \cdot 10^6$
Количество запасов a+b, ΔG_{a+b}	$30 \cdot 10^6$	$40 \cdot 10^6$	$55 \cdot 10^6$	$65 \cdot 10^6$	$35 \cdot 10^6$	$25 \cdot 10^6$	$20 \cdot 10^6$	$50 \cdot 10^6$	$45 \cdot 10^6$	$60 \cdot 10^6$

Контрольные вопросы:

1. На какие категории делятся запасы нефти?
2. Какие запасы нефти относятся к запасам категории А?

3. Какие запасы нефти относятся к запасам категории В?
4. Какие запасы нефти относятся к запасам категориям С₁ и С₂?

Практическое занятие № 2

Тема: Подсчет запасов нефтяной залежи

Постановка задачи

Требуется определить балансовые запасы нефтяной залежи круговой формы.

Теоретическая часть

По классификации запасов месторождений (залежей) нефти и горючих газов запасы нефти и газов разделяют на две группы, подлежащие отдельному учету: балансовые и забалансовые.

Балансовые запасы удовлетворяют промышленным кондициям и горнотехническим условиям эксплуатации. Эти запасы разделяются на геологические и извлекаемые.

Забалансовыми называются запасы, разработка которых вследствие ограниченности размеров запасов, низкого качества нефти и газа, малой производительности скважин, особой сложности условий эксплуатации нерентабельна в настоящее время, но которые могут рассматриваться в качестве объекта для промышленного освоения в будущем.

Первый подсчет запасов нефти проводится до начала проектирования с целью определения подготовленности запасов для промышленного освоения.

Когда составление проекта следует сразу за подсчетом запасов нефти, то цифра полученных запасов может являться исходной как при определении положения расчетного контура нефтеносности. Так и для других гидродинамических расчетов.

Если же с момента подсчета запасов до начала составления проекта прошло определенное время, в течение которого по месторождению появились новые данные, то запасы нефти пересчитываются без деления их на категории по более полным фактическим материалам.

Обычно для этой цели применяют объемный метод подсчета, базирующийся на определении объема порового пространства эксплуатационного объекта, содержащего нефть.

Расчет балансовых запасов при пластовых условиях

$$Q_{н.б} = F \cdot h \cdot m \cdot s_n \cdot \rho_{н.н} \cdot 10^{-3} \quad [т] \quad (2.1)$$

Запасы нефти при стандартных условиях

$$Q_{н.б} = \frac{F \cdot h \cdot m \cdot s_n \cdot \rho_{н.д} \cdot 10^{-3}}{b_n}, \quad (2.2)$$

здесь,

F - площадь залежи, m^2 ;
 h – толщина пласта, m ;
 m – пористость, %;
 S_n – нефтенасыщенность;
 $\rho_{н,д}$ - плотность дегазированной нефти, $кг/м^3$;
 Γ_0 - газонасыщенность плотности нефти, $м^3/м^3$
 b_n – объемный коэффициент нефти.

Площадь залежи

$$F = \pi R_3^2 \quad (2.3)$$

Плотность пластовой нефти

$$\rho_{н.п.} = \frac{1}{b_n} (\rho_{н.д} + \rho_r \cdot \Gamma_0) \quad (2.4)$$

b_n – объемный коэффициент нефти

$$b_n = 1 + \lambda_0 \cdot \Gamma_0 + \alpha_n (t - 20) - \beta_n \cdot P_{пл} \quad (2.5)$$

λ_0 - эмпирический коэффициент

$$\lambda_0 = 10^{-3} [4,3 + 0,858 \cdot \rho_r + 5,2(1 - 1,5 \cdot 10^{-3} \Gamma_0) \cdot 10^{-3} \Gamma_0 - 3,54 \cdot \overline{\rho_{н.д}}] \quad (2.6)$$

α_n - коэффициент термического расширения дегазированной нефти

$$\alpha_n = 10^{-3} \cdot 2,638(1,169 - \overline{\rho_{н.д}}) \quad \text{при } 0,78 \leq \overline{\rho_{н.д}} \leq 0,86$$

$$\alpha_n = 10^{-3} \cdot 1,975(1,272 - \overline{\rho_{н.д}}) \quad \text{при } 0,86 \leq \overline{\rho_{н.д}} \leq 0,96 \quad (2.7)$$

β_n - коэффициент сжимаемости дегазированной нефти

$$\beta_n = 6,5 \cdot 10^{-4} \frac{1}{MPa}$$

$\overline{\rho_{н.д}}$ - относительная плотность дегазированной нефти

$$\overline{\rho_{н.д}} = \frac{\rho_{н.д.}}{\rho_{воды}} \quad \rho_{воды} = 1000 \text{ кг} / \text{м}^3 \quad (2.8)$$

Методика выполнения

1. Рассчитать площадь залежи по формуле (2.3).
2. Определить относительную плотность дегазированной нефти по формуле (2.8).
3. Рассчитать эмпирический коэффициент по формуле (2.6).
4. Определить коэффициент термического расширения дегазированной нефти по формуле (2.7).
5. Рассчитать плотность пластовой нефти по формуле (2.4).
6. Определить объемный коэффициент нефти по формуле (2.5).
7. Определить балансовых запасов нефти при пластовых условиях (2.1).
8. Рассчитать запасы нефти при стандартных условиях (2.2).

<i>варианты</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
параметры										
Радиус залежи, R_3 , км.	4,75	4,15	4,5	4,3	3,75	5,5	5,15	4,25	5,25	4
Мощность пласта; h , м	7	6,5	6,25	6	5	8	8,5	6,75	7,5	5,5
Нефтенасыщен ность; S_n	0,7	0,6	0,65	0,62	0,45	0,85	0,75	0,55	0,8	0,5
Пластовая температура; $t_{пл}$, °C.	72	68	70	71	62	80	75	69	78	65
Пластовое давление, $P_{пл}$, МПа	23	19	22	21	15	30	25	20	28	18
Коэффициент пористости; m	0,27	0,22	0,26	0,23	0,2	0,4	0,3	0,25	0,35	0,24
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	808	808	808	808	808	808	808	808	808	808
Газонасыщенно сть плотности нефти, м ³ /м ³	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149
Плотность газа при стандартных условиях, ρ_g , кг/м ³	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165	1,165

Контрольные вопросы:

1. На какие виды делятся запасы нефти?
2. Геологические запасы нефти?
3. Извлекаемые запасы нефти?
4. Балансовые и забалансовые нефти?

Практическое занятие № 3

Тема: Определение числа скважин

Постановка задачи

При проектировании разработки нефтяного месторождения в нем было выделено два объекта разработки. Пласты характеризуются неоднородным строением и содержат много пропластков и линз. В результате лабораторного изучения процесса вытеснения нефти из пород–коллекторов определены

коэффициенты вытеснения $\eta_{\text{выт}1} = 0,7$ и $\eta_{\text{выт}2} = 0,6$ соответственно для первого и второго объектов, а на основе построения зональных карт распространения отдельных пропластков и линз и наложения на нефтеносную часть месторождения различных схем расположения скважин получены зависимости коэффициентов охвата первого и второго объектов воздействием $\eta_{\text{охв}1}$ и $\eta_{\text{охв}2}$ от соответствующих параметров плотности сеток скважин S_{C1} и S_{C2} . Эти зависимости оказались линейными. Они имеют вид

$$\eta_{\text{охв}1} = 1 - 0,005 S_{C1} \quad (3.1)$$

$$\eta_{\text{охв}2} = 1 - 0,008333 S_{C1} \quad (3.2)$$

S_{C1} и S_{C2} в $10^4 \text{ м}^2/\text{скв.}$

Геологические запасы нефти в пластах первого объекта G_1 млн.т, а в пластах второго объекта G_2 млн.т. Площадь нефтеносности первого объекта $S_1 \text{ м}^2$, а второго $S_2 \text{ м}^2$. На оба объекта решено пробурить n скважин. Найти, какое число скважин следует пробурить на каждый объект разработки с тем, чтобы суммарные извлекаемые запасы для месторождения в целом получились максимальными?

Теоретическая часть

Эксплуатационный объект – это часть нефтяной залежи по площади и по толщине пластов, предназначенных для эксплуатации по самостоятельным сеткам скважин (объект – это один или несколько пластов, которые эксплуатируются одной группой).

Сетка скважин определяет число скважин и размещение по площади только для данного объекта разработки.

В объект разработки может быть включен один, несколько или все пласты месторождения.

Обозначим число скважин, которое следует пробурить на первый объект, через n_1 , а число скважин, бурящихся на второй объект, - n_2 , так что

$$n = n_1 + n_2 \quad (3.3)$$

В соответствии с определением параметра плотности сетки скважин имеем

$$S_{C1} = S_1 / n_1, \quad S_{C2} = S_2 / n_2 \quad (3.4)$$

Извлекаемые запасы, которые могут быть получены из первого и второго объекта, обозначим N_1 и N_2 . Тогда, учитывая (3.1) и (3.2), получим

$$N_1 = G_1 \eta_{\text{выт}1} (1 - 0,005 S_{C1}) \quad (3.5)$$

$$N_2 = G_2 \eta_{\text{выт}2} (1 - 0,008333 S_{C2}) \quad (3.6)$$

По условию задачи требуется найти максимальное значение $N = N_1 + N_2$. Используя (3.3), (3.4), (3.5) и (3.6), будем иметь

$$N=N_1+N_2 = G_1\eta_{\text{выт1}}(1-0,005\frac{S_1}{n_1})+ G_2\eta_{\text{выт2}}(1 - 0,00833\frac{S_2}{n-n_1})\rightarrow\max. \quad (3.7)$$

Для удобства обозначим

$$A = G_1\eta_{\text{выт1}}+ G_2\eta_{\text{выт2}}, \quad B = 0,005G_1\eta_{\text{выт1}}S_1,$$

$$D = 0,00833G_2\eta_{\text{выт2}}S_2. \quad (3.8)$$

Тогда

$$N = A - \frac{B}{n_1} - \frac{D}{n-n_1}\rightarrow\max. \quad (3.9)$$

Чтобы найти максимальное значение N , приравняем нулю первую производную dN/dn_1 , т.е.

$$\frac{dN}{dn_1} = \frac{B}{n_1^2} - \frac{D}{(n-n_1)^2} = 0 \quad (3.10)$$

Из (3.10) получим следующее квадратное уравнение:

$$(B-D)n_1^2 - 2B \cdot n \cdot n_1 + B \cdot n^2 = 0 \quad (3.11)$$

Уравнение (3.11) имеет два корня

$$n_{11} = \frac{n\sqrt{B}}{\sqrt{B}-\sqrt{D}}, \quad n_{12} = \frac{n\sqrt{B}}{\sqrt{B}+\sqrt{D}} \quad (3.12)$$

Первый корень отбрасываем, потому что по смыслу $n_1 \leq n$, чему удовлетворяет второй корень, так как

$$\frac{\sqrt{B}}{\sqrt{B} + \sqrt{D}} \leq 1 \quad (3.13)$$

Итак,

$$n_1 = \frac{n\sqrt{B}}{\sqrt{B} + \sqrt{D}} \quad (3.14)$$

Методика выполнения:

1. Рассчитать значения A , B и D по формуле (3.8).
2. Рассчитать n_1 по формуле (3.14).
3. Рассчитать n_2 из формулы (3.3).
4. Определить параметры плотности сетки скважин S_{C1} и S_{C2} по формуле (3.4).

<i>варианты</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
параметры										
Геологические запасы: G_1, G_2 , млн.т	80, 30	90, 40	110, 60	125, 75	105, 65	117, 72,	140, 100	15, 95	103, 69	85, 35
Площадь нефтеносности, $m^2. S_1, S_2$.	5000, 1200	000, 1350	6500, 1700	4500, 1200	6200, 1600	6100, 1550	7000, 2000	6400, 1850,	6050, 1550,	5500, 1400
Коэффициент вытеснения: η_1, η_2 .	0.6; 0.7	0.7; 0.6	0.8; 0.6	0.9; 0.6	0.6; 0.7	0.7; 0.8	0.6; 0.8	0.7; 0.6	0.8; 0.6	0.6; 0.7
Число скважин на оба объекта, п.	150	160	170	180	155	165	190	175	185	154

Контрольные вопросы:

1. Что понимается под эксплуатационным объектом разработки?
2. Что определяет плотность сетки скважин?
3. По какой формуле определяется плотность сетки скважин?
4. Принципы выделения эксплуатационных объектов.

Практическое занятие № 4

Тема: Определение годовой добычи нефти

Постановка задачи

Однопластовое нефтяное месторождение вводится в разработку с использованием пятиточечной схемы расположения скважин. В одном элементе этой схемы, на который приходится одна нагнетательная и одна добывающая скважина (всего две скважины на элемент), содержится N_3 т извлекаемых запасов нефти. Темп разработки элемента $z_3 = z_3(t)$ изменяется со временем t по следующему закону (рис. 2)

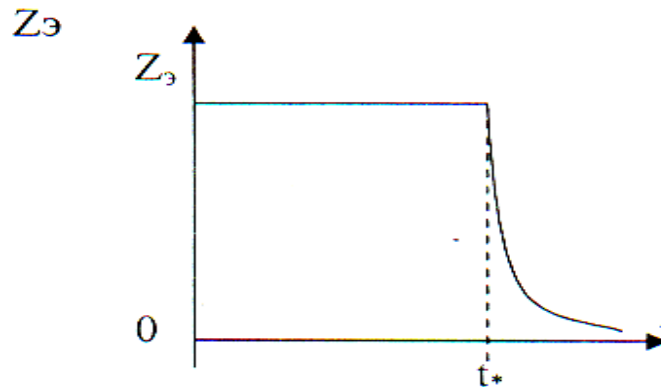


Рисунок 2. Изменение темпа разработки элемента пятиточечной схемы расположения скважин во времени.

$$z_э(t) = \begin{cases} Z_{э0} & \text{при } 0 \leq t \leq t_* \\ Z_{э0} e^{-a(t-t_*)} & \text{при } t > t_* \end{cases} \quad (4.1)$$

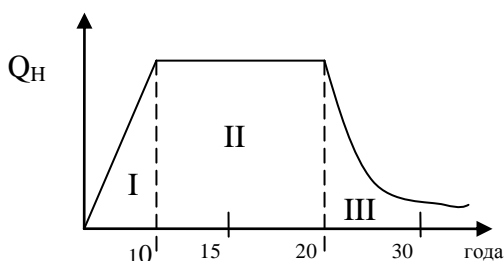
Месторождение разбурируется и обустраивается с постоянной скоростью ввода элементов в разработку $w_э = w_0$ элементов в год в период времени $0 \leq t \leq t_1$ (t_1 - время окончания разбуривания и обустройства месторождения). Для рассматриваемого месторождения $Z_{э0} = 0,1$ 1/год, $t_* = 3$ года, $t_1 = 7$ лет.

Требуется определить годовую добычу нефти q_n через 3, 7 и 10 лет после ввода месторождения в разработку.

Теоретическая часть.

Каждая залежь является неповторимым объектом, обладающим характерными только ему индивидуальными особенностями геологического строения и условиями извлечения углеводородов. Поэтому и динамика технологических показателей разработки, процессы протекающие при эксплуатации у каждой залежи имеют свои особенности. Все залежи после ввода в разработку проходят определенные стадии - стадии развития, имеющие общие характерные черты.

Выделяют 4 стадии разработки:



1. Стадия растущей добычи
2. стадия стабильной добычи
3. стадия падающей добычи
4. стадия завершающая

Рисунок 3 - Изменение добычи нефти

Первая стадия - стадия растущей добычи нефти. На данной стадии происходит освоение эксплуатационного объекта. Эта стадия характеризуется ростом годовой добычи нефти, бурением и вводом в

эксплуатацию основного фонда скважин или его большей части. На данной стадии происходит освоение предусмотренной системы воздействия на пласты. По разным объектам продолжительность 1-й стадии изменяется от 1 года до 7-8 лет.

Вторая стадия – стадия стабильной добычи. Наблюдается сохранение достигнутого максимального уровня добычи нефти. В течение этой стадии бурят и вводят в эксплуатацию часть резервных скважин. Эта стадия характеризуется величиной максимальных темпов разработки объекта и продолжительностью. Продолжительность второй стадии находится, в основном, в пределах от 1 года до 8-10 лет. При малых значениях вязкости она составляет около 50% , а при более высоких - 35%.

Третья стадия – стадия падающей добычи нефти. Падение добычи нефти происходит вследствие извлечения из недр значительной части запасов. На этой стадии с целью замедления падения добычи нефти под закачку воды осваивают дополнительные скважины. Продолжают бурение резервных скважин, выполняют изоляционные работы в скважинах. Здесь отбирается от 30-50% извлекаемых запасов нефти.

Четвертая стадия – завершающая период разработки, характеризуется дальнейшим снижением добычи нефти при низких темпах разработки. Отбирается от 10-25% извлекаемых запасов.

В данной задаче прежде всего следует определить параметр a , характеризующий темп разработки элемента системы. Для определения этого параметра воспользуемся основным свойством темпа разработки, согласно которому

$$\int_0^{\infty} z_3(t) dt = 1 \quad (4.2)$$

При изменении темпа разработки по закону (4.1) имеем

$$\int_0^{t_*} z_{30} dt + \int_{t_*}^{\infty} z_{30} e^{-a(t-t_*)} dt = 1$$

или

$$Z_{30} t_* + Z_{30} \int_{t_*}^{\infty} e^{-a(t-t_*)} dt = 1 \quad (4.3)$$

Второй интеграл (4.3) определяется также просто. Имеем

$$\int_{t_*}^{\infty} e^{-a(t-t_*)} dt = \frac{1}{a} \quad (4.4)$$

Из (4.3) и (4.4) получаем

$$a = \frac{Z_{30}}{1 - Z_{30} t_*} \quad (4.5)$$

Добыча нефти из месторождения будет изменяться со временем по-разному в различные стадии его разработки. Выделим четыре стадии. В первую, или начальную стадию месторождение разбуривается и обустроивается. Добыча нефти в этой стадии ни в одном элементе еще не снижается.

Добыча нефти из месторождения в целом $q_n(t)$ в любой стадии определяется по следующей общей формуле:

$$q_n(t) = N_3 \int_0^t \omega_3(\tau) z_{30}(t-\tau) d\tau \quad (4.6)$$

В первой стадии, т.е. при $0 \leq t \leq t_*$, на основе (4.6) имеем

$$q_{n1}(t) = N_3 \int_0^t \omega_0 z_{30} d\tau = N_3 \omega_0 z_{30} t \quad (4.7)$$

Во второй стадии добыча нефти из месторождения продолжает увеличиваться и достигает максимума. При определении добычи нефти в этой стадии необходимо учитывать то обстоятельство, что с момента времени t_* начинаются периоды падающей добычи в элементах, введенных при малых значениях времени t . Если не учитывать падающую добычу в элементах, а считать, что добыча нефти из элемента полностью прекращается при $t > t_*$, то при $t > t_*$ добыча нефти из месторождения осталась бы постоянной, равной $q_{n1}(t_*) = N_3 \omega_0 z_{30} t_*$, поскольку число вновь вводимых в разработку элементов стало бы равным числу полностью выходящих из элементов при $t > t_*$ согласно (4.1), продолжается, необходимо к постоянной величине $q_{n1}(t_*)$ прибавить количество нефти, получаемой из элементов с падающей добычей.

Имеем во второй стадии, т.е. при $t_* \leq t \leq t_1$,

$$q_{n2}(t) = N_3 \omega_0 z_{30} t_* + N_3 \omega_0 \int_{t_*}^t e^{-a(t-\tau)} d\tau = N_3 \omega_0 z_{30} \left\{ t_* + \frac{1}{a} [1 - e^{-a(t-t_*)}] \right\} \quad (4.8)$$

В третьей стадии, т.е. при $t_1 \leq t \leq t_1 + t_*$, элементы, введенные при $t_1 - t_* \leq t \leq t_1$, постепенно переходят на падающую добычу. Элементы с падающей добычей продолжают давать продукцию, как и во второй стадии.

Для добычи нефти в третьей стадии q_{n3} имеем, в соответствии с формулой (4.6) следующее выражение:

$$\begin{aligned} q_{n3} &= N_3 \omega_0 z_{30} \left\{ t_* + \frac{1}{a} [1 - e^{-a(t-t_*)}] \right\} - N_3 \omega_0 z_{30} (t - t_1) = \\ &= N_3 \omega_0 z_{30} \left\{ t_* + t_1 - t + \frac{1}{a} [1 - e^{-a(t-t_*)}] \right\} \end{aligned} \quad (4.9)$$

Как в одно из (4.9), выражение для добычи нефти в 3 стадии получается путем вычитания из выражения для добычи нефти во 2 стадии членов, характеризующих прекращения ввода элементов в разработку при $t \geq t_1$.

В четвертой стадии, т.е. при $t > t_1 + t_*$, все элементы переходят на падающую добычу. Чтобы получить выражения для текущей добычи нефти в четвертой стадии q_{n4} , необходимо во-первых, исключить из выражения (4.9) сумму трех членов, состоящей в фигурных $t_* + t_1 - t$, и вычесть из (4.9) член,

характеризующий вступление в действие элементов с падающей добычи. Для добычи нефти $q_{н4}(t)$ в четвертой стадии имеем:

$$q_{н4}(t) = N_{\omega} \omega_0 z_{\omega 0} \left\{ \frac{1}{a} \left[1 - e^{-a(t-t_*)} - \int_{t_1+t_*}^t e^{-a(t-\tau)} d\tau \right] \right\} =$$

$$= N_{\omega} \omega_0 z_{\omega 0} \frac{1}{a} \left[e^{-a(t-t_1-t_*)} - e^{-a(t-t_*)} \right] \quad (4.10)$$

Методика выполнения:

1. По формуле (4.5) определить параметр a .
2. Определить добычу нефти из месторождения через 3 года $q_{н1}(3)$ по формуле (4.7).
3. Определить годовую добычу нефти из месторождения через 7 лет $q_{н2}(7)$ по формуле (4.8).
4. Определить добычу нефти через 10 лет $q_{н3}(10)$ по формуле (4.9).

Исходные данные

Таблица 4

<i>варианты</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
параметры										
Число элементов, $N_{\omega 0}$	10^5	$1,2 \cdot 10^5$	$1,1 \cdot 10^5$	10^5	$1,1 \cdot 10^5$	$1,2 \cdot 10^5$	$1,3 \cdot 10^5$	$1,05 \cdot 10^5$	10^5	$1,1 \cdot 10^5$
ω	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

Контрольные вопросы:

1. Сколько стадии разработки существуют?
2. Охарактеризуйте первую стадию разработки.
3. Какова особенность второй стадии разработки?
4. Охарактеризуйте 3,4 стадии разработки.

Практическое занятие №5

Тема: Определение плотности скважин

Постановка задачи

На одном месторождении выделено три объекта разработки.

Общее число скважин, бурящихся на месторождении, $n=300$. Требуется определить S_{C1} , S_{C2} , S_{C3} , при которых значение $N=N_1+N_2+N_3$ достигает максимума.

Теоретическая часть

Суммарные извлекаемые запасы N представим следующим образом.

$$N = G_1 \cdot \eta_{11} \left(1 - \alpha_1 \cdot \frac{S_1}{n_1} \right) + G_2 \cdot \eta_{12} \left(1 - \alpha_2 \cdot \frac{S_2}{n_2} \right) + G_3 \cdot \eta_{13} \left(1 - \alpha_3 \cdot \frac{S_3}{n - n_1 - n_2} \right) \quad (5.1)$$

$\alpha_1 = 0,005$
 $\alpha_2 = 0,008$
 $\alpha_3 = 0,0033$

Для нахождения максимума N приравняем нулю следующие производные.

$$\frac{\partial N}{\partial n_1} = G_1 \eta_{выт1} \frac{\alpha_1 S_1}{n_1^2} - G_3 \eta_{выт3} \frac{\alpha_3 S_3}{(n - n_1 - n_2)^2} = 0 \quad (5.2)$$

$$\frac{\partial N}{\partial n_2} = G_2 \eta_{выт2} \frac{\alpha_2 S_2}{n_2^2} - G_3 \eta_{выт3} \frac{\alpha_3 S_3}{(n - n_1 - n_2)^2} = 0 \quad (5.3)$$

Так как первый и второй члены в уравнениях (5.2) и (5.3) положительны, можно написать:

$$\beta_1 = \frac{n_1}{n - n_1 - n_2} \quad (5.4)$$

$$\beta_2 = \frac{n_2}{n - n_1 - n_2} \quad (5.5)$$

где

$$\beta_1 = \left(\frac{G_1 \eta_{выт1} \alpha_1 S_1}{G_3 \eta_{выт3} \alpha_3 S_3} \right)^{1/2}, \quad \beta_2 = \left(\frac{G_2 \eta_{выт2} \alpha_2 S_2}{G_3 \eta_{выт3} \alpha_3 S_3} \right)^{1/2} \quad (5.6)$$

Зависимость коэффициента охвата от параметра плотности сетки:

$$\begin{aligned} \eta_{охв1} &= 1 - 0,005 S_{C1} \\ \eta_{охв2} &= 1 - 0,008 S_{C2} \\ \eta_{охв3} &= 1 - 0,0033 S_{C3} \end{aligned} \quad (5.7)$$

Методика выполнения:

1. Из формул (5.4) и (5.5) найти число скважин n_1 , n_2 .
2. Определить число скважин n_3 .
3. Определить параметры плотности сеток скважин для 1, 2 и 3 объектов (S_{C1} , S_{C2} , S_{C3}) по формуле (3.4).
4. Определить зависимости коэффициентов охвата от параметров плотности сеток скважин по формулам (5.7).

<i>варианты</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
параметры										
Геологические запасы, млн. т: G_1 G_2 , G_3 ,	100, 50, 70.	90, 40, 60.	110, 60, 80.	125, 75, 90.	105, 65, 75.	117, 72, 86.	140, 100, 120.	115, 95, 105.	103, 69, 89.	85, 35, 55.
Площадь нефтеносности, м ² : S_1, S_2, S_3 .	6000, 1500, 1000	5000, 1350, 900	6500, 1700, 1100	6650, 1750, 1200	6200, 1600, 1150	6100, 1550, 1250	7000, 2000, 1500	6400, 1850, 1300	6050, 1550, 1100	5500, 1400, 950
коэффициент вытеснения: $\eta_{\text{выт1}}, \eta_{\text{выт2}},$ $\eta_{\text{выт3}}$.	0.6; 0.7; 0.8	0.7; 0.6; 0.8	0.8; 0.6; 0.7	0.9; 0.6; 0.7	0.6; 0.7; 0.8	0.6; 0.7; 0.8	0.6; 0.7; 0.8	0.7; 0.6; 0.8	0.8; 0.6; 0.7	0.6; 0.7; 0.8

Контрольные вопросы:

1. Что понимается под коэффициентом вытеснения?
2. Что понимается под коэффициентом охвата?
3. Как определяется число скважин?
4. Как выражается зависимость коэффициента охвата от параметра плотности сетки скважин?

Практическое занятие №6

Тема: Определение дебита скважин круговой залежи

Постановка задачи

Определить дебит скважин каждого из совместно работающих рядов круговой залежи, суммарный дебит и дебит, приходящийся на одну эксплуатационную скважину.

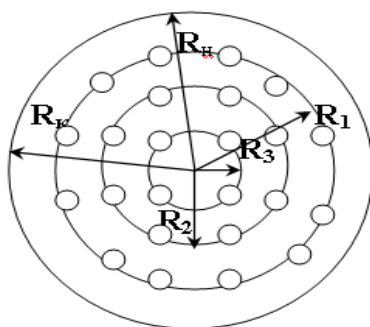


Рисунок 4 - Схема круговой залежи

Теоретическая часть

За контур питания в условиях водонапорного режима принимается линия, соответствующая выходам пласта, откуда он пополняется водой (рис.5).

На естественном или искусственном контуре питания пластовое давление в процессе разработки остается постоянным. Вследствие быстрого перераспределения давления в газовой шапке, в условиях газонапорного режима за контур питания может быть принят ГНК. При питании залежи со всех сторон контур питания можно принять круговым. При питании залежи с одной или двух противоположных сторон контур питания можно принять прямолинейным.

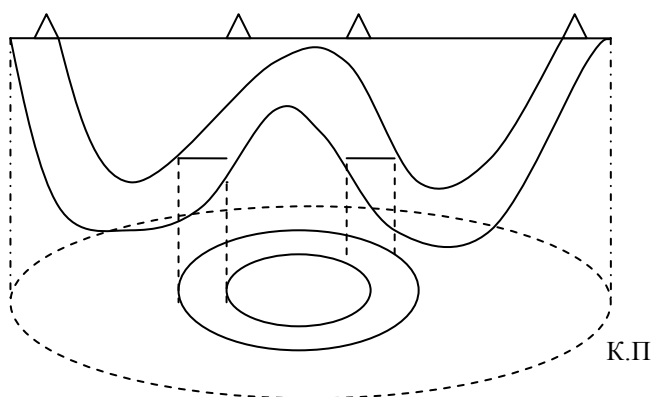


Рисунок 5 – Схематизация контура питания

Дебит рядов добывающих скважин в процессе разработки будет меняться при сохранении постоянного перепада давления между контуром питания и скважинами, что является следствием изменения общих фильтрационных сопротивлений потоку движущейся жидкости. Дебит скважины зависит от текущего положения ВНК и ГНК, от соотношения вязкостей вытесняемого и вытесняющего агента и от изменения проницаемости пласта в зоне замещения нефтью вытесняющим агентом. Если сопротивление в нефтяной зоне больше сопротивления в зоне вытесняющего агента, при сохранении постоянного перепада давления, дебит растет, так как область заполненная нефтью уменьшается и общие гидравлические сопротивления потоку падают. Если сопротивление в нефтяной зоне меньше сопротивления в зоне вытесняющего агента, то дебит будет падать. Для определения среднего дебита скважин вводится приведенный контур питания.

Для определения среднего дебита вводится расчетный приведенный контур питания.

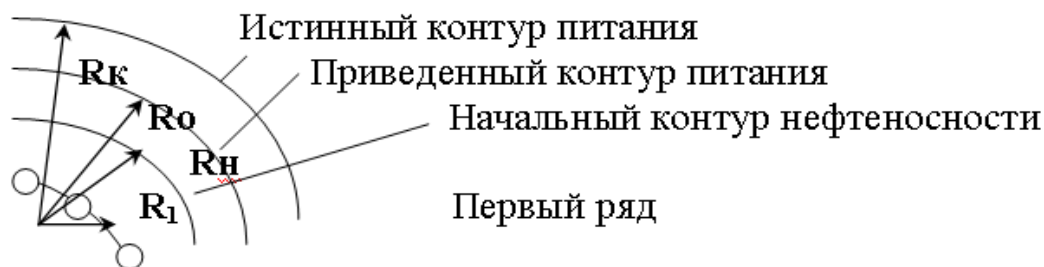


Рисунок 6 - Схема круговой залежи для расчета приведенного контура питания при водонапорном режиме.

Приведенный контур питания можно определить по формуле:

$$\ln R_0 = \frac{\mu_в}{\mu_n} \cdot \ln R_k - \frac{1 - \frac{\mu_в}{\mu_n}}{2} + \frac{1 - \frac{\mu_в}{\mu_n}}{1 - \left(\frac{R_1}{R_n}\right)^2} \ln R_n - \frac{1 - \frac{\mu_в}{\mu_n}}{\left(\frac{R_n}{R_1}\right)^2 - 1} \ln R_1 ; \quad (6.1)$$

Дебиты эксплуатационных рядов найдем из системы уравнений:

$$\begin{aligned} 1) \quad & \frac{2\pi kh(P_k - P_{заб})}{\mu_n} = (Q_1 + Q_2 + Q_3) \cdot \ln \frac{R_0}{R_1} + Q_1 \frac{\sigma}{\pi R_1} \cdot \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}; \\ 2) \quad & 0 = -Q_2 \frac{\sigma}{\pi R_2} \cdot \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} + Q_3 \cdot \left(\ln \frac{R_2}{R_3} + \frac{\sigma}{\pi R_3} \cdot \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} \right); \\ 3) \quad & 0 = -Q_1 \frac{\sigma}{\pi R_1} \cdot \ln \frac{\sigma}{\pi r_c} + (Q_2 + Q_3) \cdot \ln \frac{R_1}{R_2} + Q_2 \frac{\sigma}{\pi R_2} \cdot \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}; \end{aligned} \quad (6.2)$$

Суммарный дебит:

$$\sum Q = Q_1 + Q_2 + Q_3; \quad (6.3)$$

Дебит приходящийся на одну скважину ряда, определяется по формуле:

$$q_i = \frac{Q_i}{n_i} \quad (6.4)$$

Количество скважин в рядах:

$$n_i = \frac{2\pi R_i}{2\sigma_i} \quad (6.5)$$

Методика выполнения:

1. Определить приведенный контур питания по формуле (6.1).
2. Найти дебиты эксплуатационных рядов из системы уравнений (6.2).
3. Рассчитать суммарный дебит по формуле (6.3).
4. Определить дебит приходящийся на одну скважину ряда по формуле (6.4).

5. Количество скважин в рядах по формуле (6.5).

Исходные данные

Таблица 6

<i>варианты</i>										
параметры	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
Расстояние Между скважинами, 2σ , м	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Радиус скважин, r_c , м	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Радиус контура нефтен-ти, $R_{н, м}$	5	5,1	5,5	5,6	5,8	5,7	5,9	6	5	5,5
Мощность пласта, h , м	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Прониц-ть пласта, k , Д	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Вязкость нефти μ_n , спз	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Вязкость воды μ_w , спз	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Давление на контуре питания P , ат	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
Забойное давление $P_{заб}$, ат	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Радиусы рядов, м R_1	4000	4010	4050	4060	4080	4070	4090	4100	4000	4010
R_2	3500	3550	3570	3580	3600	3590	3550	3600	3550	3500
R_3	3000	3010	3020	3030	3080	3090	3050	3100	3000	3010
Радиус контура области питания R_k , км	100	101	105	106	108	107	109	110	100	100

Контрольные вопросы:

1. Что понимается под контуром питания?
2. Как определяется приведенный контур питания?

Практическое занятие №7

Тема: Определение продолжительности разработки круговой залежи

Постановка задачи

Определить продолжительность разработки круговой залежи нефти. На залежи размещены шесть рядов эксплуатационных скважин. В центре пласта помещена одна скважина с радиусом r_0 . Каждая скважина работает с предельно допустимым дебитом q . Одновременно в работе находятся все ряды.

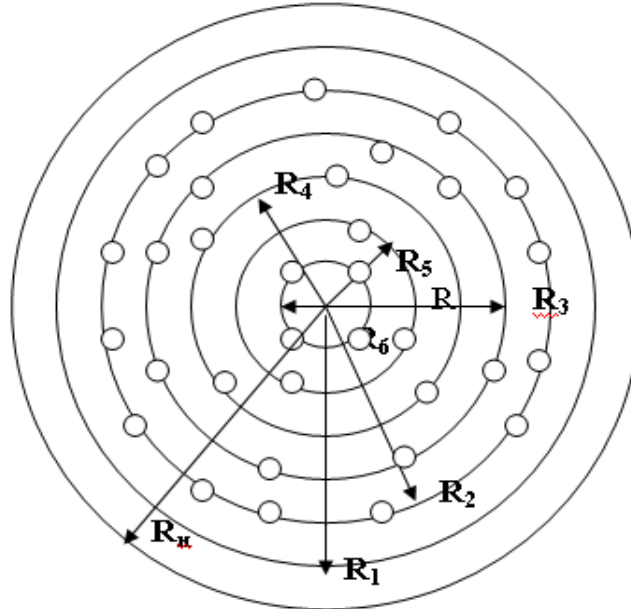


Рисунок 7 - Схема круговой залежи

Теоретическая часть

Продолжительность этапов разработки залежи можно определить:

$$\Delta t_i = \frac{V_i}{Q_{ci}}; \quad (7.1)$$

где i – номер разработки (эксплуатационного ряда).

V_i – запасы извлекаемые на каждом этапе разработки, $[м^3]$.

Q_{ci} – суммарный дебит эксплуатационных рядов, вызывающий на данном этапе перемещения контура нефтеносности, $[м^3/сут]$.

Извлекаемые запасы определяются по формуле:

$$V_i = \pi(R_{i-1}^2 - R_i^2) \cdot hm, \quad (7.2)$$

где R_i – радиус i -го ряда.

Для определения суммарного дебита добывающих рядов, вызывающих перемещение контура нефтеносности на данном этапе:

$$\begin{aligned} Q_{c1} &= q(n_1 + n_2 + n_3 + n_4 + n_5 + n_6 + 1); \\ Q_{c2} &= q(n_2 + n_3 + n_4 + n_5 + n_6 + 1) \text{ и т.д.} \end{aligned} \quad (7.3)$$

Число скважин в каждом ряду:

$$n_i = \frac{2\pi R_i}{2\sigma} \quad (7.4)$$

Суммарный дебит ряда:

$$Q_i = n_i \cdot q \quad (7.5)$$

Методика выполнения:

1. Определяем число скважин в каждом ряду по формуле (7.4).
2. Найти суммарный дебит ряда по формуле (7.5).
3. Находим суммарный дебит добывающих скважин по формуле (7.3).
4. Находим извлекаемые запасы по формуле (7.2).
5. Определяем продолжительность этапов разработки залежи по формуле (7.1).

Исходные данные

Таблица 7

<i>варианты</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
параметры										
Контур нефтеносности R _n , м	3000	3100	3200	3300	3150	3400	3250	3350	3200	3400
Мощность пласта, h, м	10	15	12	15	14	14	12	10	12	10
Расстояние между скв. 2σ, м	300	350	400	350	350	400	400	350	300	350
Дебит скважины q, м ³ /сут	50	52	53	54	51	52	52	53	50	52
Радиусы эксплуатационных рядов										
R ₁ , м	2400	2500	2600	2700	2250	2800	2650	2750	2500	2700
R ₂	2000	2100	2200	2250	2300	2400	2200	2300	2000	2100
R ₃	1600	1700	1750	1800	1800	1850	1700	1500	1600	1650
R ₄	1200	1350	1300	1400	1250	1400	1150	1100	1300	1250
R ₅	800	850	900	1000	850	1000	750	850	800	750
R ₆	400	500	550	600	450	650	350	450	400	400
Радиус скважины, r ₀ , см	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Пористость пласта, m, %	12	12	11	11,5	12,5	12	13	12,5	11	11,5

Контрольные вопросы:

1. Этапы разработки залежи.
2. Как определяют число скважин в каждом ряду?
3. Как можно определить извлекаемый запас?

4. Как определяется продолжительность этапов разработки залежи?

Практическое занятие №8

Тема: Определение дебитов рядов скважин в условиях неоднородных пластов

Постановка задачи

Определить суммарный дебит рядов скважин и давление в нагнетательных скважинах в неоднородном по проницаемости круговом пласте.

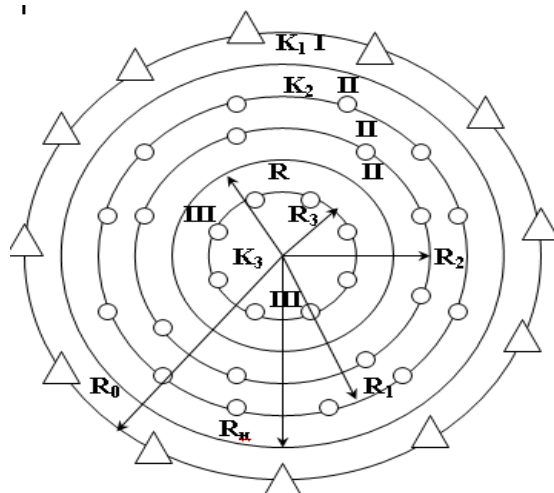


Рисунок 8 - Схема неоднородной по проницаемости круговой залежи

Теоретическая часть

При разработке нефтяных месторождений с применением заводнения вначале использовали законтурное заводнение. При этом нагнетательные скважины бурили за внешним контуром нефтеносности. Законтурное заводнение применяли на месторождениях, продуктивные пласты которых были сложены в основном песчаниками и алевролитами с проницаемостью $0,3-1,0 \text{ мкм}^2$. Вязкость нефти в пластовых условиях заводняемых месторождений составляла $1-5 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$.

Рассмотрим неоднородный по проницаемости круговой пласт, разработка которого осуществляется с применением законтурного заводнения (рис. 8).

Радиус линии нагнетания рассматривается как контур питания R_0 вследствие того, что нагнетание равно отбору.

Первая граница изменения проницаемости пород проходит по контуру нефтеносности R_n . Вторая граница изменения проницаемости проходит по окружности R . Проницаемость I зоны составляет k_1 , проницаемость II зоны – k_2 , k_3 – проницаемость III зоны.

Добывающие скважины расположены на месторождении в три ряда.

Дебиты эксплуатационных рядов можно определить из системы уравнений:

$$\begin{aligned}
 1) \quad & \frac{2\pi h(P_{\kappa} - P_{заб1})}{\mu} = (Q_1 + Q_2 + Q_3) \left(\frac{1}{k_1} \ln \frac{R_o}{R_n} + \frac{1}{k_2} \ln \frac{R_n}{R_1} \right) + \\
 & + \frac{Q_1}{k_1} \frac{\sigma}{\pi R_1} \ln \frac{\sigma}{\pi r_{np}}; \\
 2) \quad & \frac{2\pi k_2 h(P_{заб1} - P_{заб2})}{\mu} = -Q_1 \frac{\sigma}{\pi R_1} \ln \frac{\sigma}{\pi r_{np}} + (Q_2 + Q_3) \ln \frac{R_1}{R_2} + \\
 & + Q_2 \frac{\sigma}{\pi R_2} \ln \frac{\sigma}{\pi r_{np}}; \\
 3) \quad & \frac{2\pi h(P_{заб2} - P_{заб3})}{\mu} = -\frac{Q_2}{k_2} \frac{\sigma}{\pi R_2} \ln \frac{\sigma}{\pi r_{np}} + \\
 & + Q_3 \left(\frac{1}{k_2} \ln \frac{R_2}{R} + \frac{1}{k_3} \ln \frac{R}{R_3} \right) + \frac{Q_3}{k_3} \frac{\sigma}{\pi R_3} \ln \frac{\sigma}{\pi r_{np}};
 \end{aligned} \tag{8.1}$$

Количество нагнетаемой в пласт воды

$$Q_n = Q_1 + Q_2 + Q_3 \tag{8.2}$$

Давление в нагнетательных скважинах определяется по формуле:

$$P_{заб.н} = P_{\kappa} + \frac{Q_n \mu}{2\pi k_1 h} \cdot \frac{\sigma_n}{\pi R_n} \ln \frac{\sigma_n}{\pi r_n} \tag{8.3}$$

Методика выполнения:

1. Определяем дебиты эксплуатационных рядов из систем уравнений (8.1).
2. Находим количество воды, нагнетаемой в пласт по формуле (8.2).
3. Вычисляем давление в нагнетательных скважинах по формуле (8.3).

Исходные данные

Таблица 8

<i>варианты</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
параметры										
Радиус линии нагнетания R_o , м	4000	4050	4020	4010	4030	4040	4100	4000	4060	4050
Контур нефтеносности R_n , м	3000	3050	3020	3010	3030	3040	3100	3000	3060	3050
Мощность пласта, h , м	7,5	8	8,2	8,5	7,5	7,5	8,5	7,5	8	8
Расстояние между нагнет. скв. $2\sigma_n$, м	2000	2050	2020	2010	2030	2040	2100	2000	2060	2050
Расстояние между добыв. скв. 2σ , м	600	650	620	610	630	640	700	600	660	600
Вязкость жидкости μ , мПа·с	2,5	3	2,7	3	2,7	3	3,5	2,5	3	3
Давление на линии нагнетания P_{κ} , МПа	17	17,5	17,5	17	17	17,5	18	17,5	17,5	17

Радиусы эксплуатационных рядов R_1, R_2, R_3 , м	2000 1300 600	2050 1350 650	2020 1320 620	2010 1310 610	2030 1330 630	2040 1340 640	2100 1400 700	2000 1350 600	2060 1360 660	2050 1350 650
Радиус нагнетат. скважины, r_n , м	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Проницаемость k , мкм ² I зоны II зоны III зоны	0,2 0,5 0,8	0,25 0,55 0,8	0,22 0,52 0,82	0,21 0,5 0,81	0,23 0,53 0,83	0,24 0,54 0,84	0,3 0,55 0,85	0,2 0,5 0,8	0,25 0,55 0,85	0,25 0,5 0,8
Приведенный радиус добыв. скв. $r_{пр}$, м	10^{-4}	10^{-4}	10^{-4}	10^{-4}	10^{-4}	10^{-4}	10^{-4}	10^{-4}	10^{-4}	10^{-4}
Забойные давления в добыв. скв. $R_{зab1}$ $R_{зab2}$ $R_{зab3}$, МПа	12	12,5	12,5	12	12	12,5	12,5	12	12,5	12
радиус окружности R , м	1000	1050	1020	1010	1030	1040	1100	1000	1060	1000

Контрольные вопросы:

1. Что понимается под давлением нагнетания?
2. Что подразумевается под понятием «неоднородный пласт»?
3. Как определяется количество воды, нагнетаемой в пласт?

Практическое занятие № 9

Тема: Схематизация формы залежи

1) Схематизация круговой залежи

Постановка задачи

Привести залежь А с размещенными на ней скважинами к расчетной схеме (рис.9).

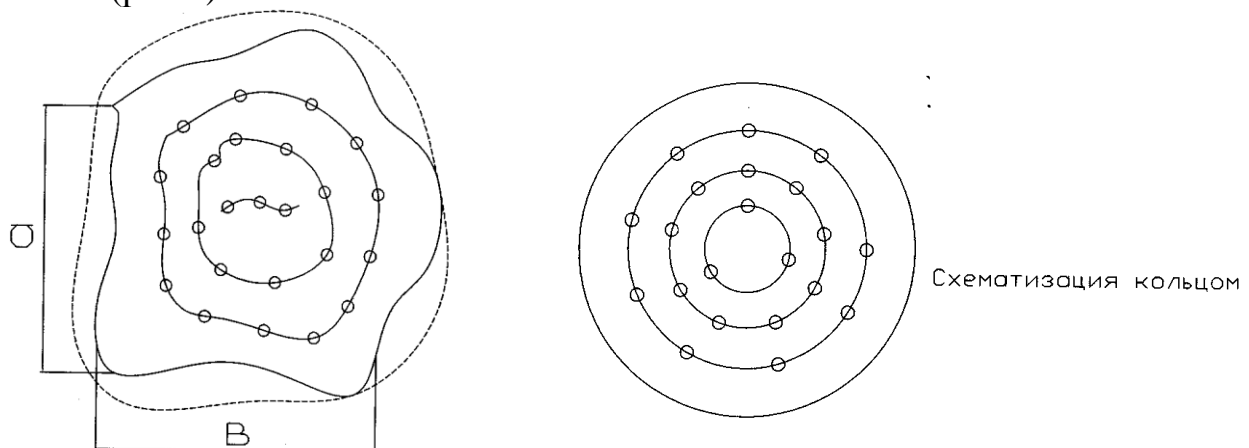


Рисунок 9 - Схематизация формы залежи типа А

Теоретическая часть

Для расчетов залежь схематизируем кругом с площадью S и радиусом нефтеносности:

$$R = \sqrt{\frac{S}{\pi}} \quad (9.1)$$

Размещение скважин на схеме следующее:

$$\text{Радиус первого ряда } R_1 = \sqrt{S - \frac{S_1}{\pi}} \quad (9.2)$$

$$\text{Радиус второго ряда } R_2 = \sqrt{\frac{S_2}{\pi}} \quad (9.3)$$

Третий ряд заменяется центральной скважиной.

Количество скважин на схеме остается таким же как и на карте (за исключением третьего ряда).

Расстояние между скважинами на схеме будет:

$$2\sigma_1 = \frac{2\pi R_1}{n_1} ; \quad 2\sigma_2 = \frac{2\pi R_2}{n_2} \quad (9.4)$$

Методика выполнения:

1. Рассчитать радиус нефтеносности по формуле (9.1).
2. Рассчитать радиус первого ряда по формуле (9.2).
3. Рассчитать радиус второго ряда по формуле (9.3).
4. Определить расстояние между скважинами на схеме по формуле (9.4).

Исходные данные

Таблица 9.1

<i>варианты</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
параметры										
Площадь залежи внутри контура нефтеносности; $S, \text{ м}^2$.	2150	2640	2420	2500	2300	2250	2440	2320	2100	2600
Площадь между контуром нефтеносности и первым рядом; $S_1, \text{ м}^2$.	11.5	18	13	12,5	12	12.5	15	14	10,5	16

Площадь между первым рядом и вторым рядом; S_2 , м ² .	7	12	10	11	9	8	11,5	10	11	13
Площадь между вторым рядом и третьим рядом; S_3 , м ² .	3	7	5	6	4	3	7	5	6	4
Расстояние скважин, $2\sigma_1$;	600	1000	800	900	750	600	650	850	900	950
Число скважин; n_1	20	40	30	35	28	20	25	34	35	28
Расстояние скважин, $2\sigma_2$; Z	600	1000	800	900	750	600	650	850	900	950
Число скважин; n_2	12	28	24	30	18	12	26	26	28	18
Расстояние скважин, $2\sigma_3$	300	400	650	700	450	300	350	650	700	500
Число скважин; n_3	3	9	6	8	7	3	4	6	8	7

2) Схематизация полосообразной залежи

Постановка задачи

Привести залежь В с размещенными на ней скважинами к расчетной схеме (рис.10).

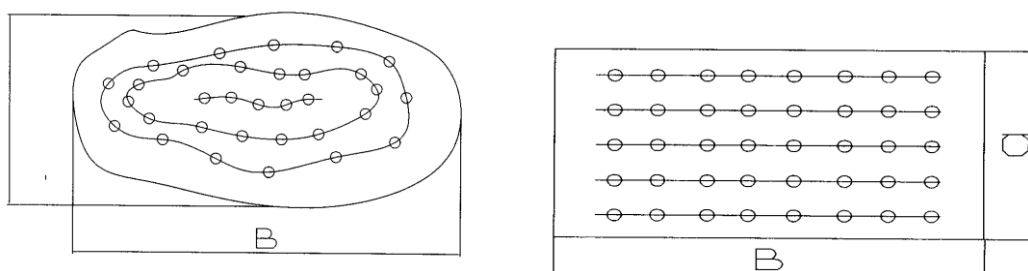


Рисунок 10 - Схематизация формы залежи типа В

Теоретическая часть

Соотношение длинной и короткой оси $a:b=2,5:10=0,25$

На схеме расстояние контура нефтеносности до первого ряда:

$$L_1 = \frac{S_1}{2B} \quad (9.5)$$

Расстояние от первого ряда до второго:

$$L_2 = \frac{S_2}{2B} \quad (9.6)$$

Расстояние от второго ряда до третьего:

$$L_3 = \frac{L}{2} - L_1 - L_2 \quad (9.7)$$

Расстояние между скважинами на схеме:

В первом ряду: $2\sigma_1 = \frac{2B}{n_1}$

Во втором ряду: $2\sigma_2 = \frac{2B}{n_2}$

В третьем ряду: $2\sigma_3 = \frac{2B}{n_3} \quad (9.8)$

Методика выполнения:

1. Определить расстояние контура нефтеносности до первого ряда по формуле (9.5).
2. Найти расстояния между рядами по формулам (9.6) и (9.7).
3. Определить расстояния между скважинами на схеме по формуле (9.8).

Исходные данные

Таблица 9.2

<i>варианты</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
параметры										
Площадь залежи внутри контура нефтеносности ;S, м ² .	2150	2640	2420	2500	2300	2250	2440	2320	2100	2600
Площадь между контуром нефтеносности и первым рядом;S ₁ , м ² .	11.5	18	13	12,5	12	12.5	15	14	10,5	16
Площадь между первым рядом и вторым рядом;S ₂ , м ² .	7	12	10	11	9	8	11,5	10	11	13
Площадь между вторым рядом и третьим рядом;S ₃ , м ² .	3	7	5	6	4	3	7	5	6	4
Расстояние скважин,2σ ₁ ;	600	1000	800	900	750	600	650	850	900	950
Число скважин;n ₁	20	40	30	35	28	20	25	34	35	28

Расстояние скважин, $2\sigma_2; Z$	600	1000	800	900	750	600	650	850	900	950
Число скважин, n_2	12	28	24	30	18	12	26	26	28	18
Расстояние скважин, $2\sigma_3$	300	400	650	700	450	300	350	650	700	500
Число скважин, n_3	3	9	6	8	7	3	4	6	8	7
L, км.	9,5	10,5	9,5	9,8	8	11,2	8,5	9,8	10	9,5
B, км.	2,32	3,32	2,46	2,32	2	4,1	2,12	3,3	3	2,32

Контрольные вопросы:

1. Как схематизируют круговую залежь?
2. Как схематизируется полосообразная залежь?
3. Как схематизируются заливообразная залежь?
4. Что понимается под схематизацией формы залежи?

Практическое занятие №10

Тема: Расчет времени безводной разработки трещиновато-пористых пластов при вытеснении нефти водой

Постановка задачи

Трещиновато-пористый прямолинейный пласт разрабатывается с применением заводнения.

Требуется определить время безводной разработки пласта.

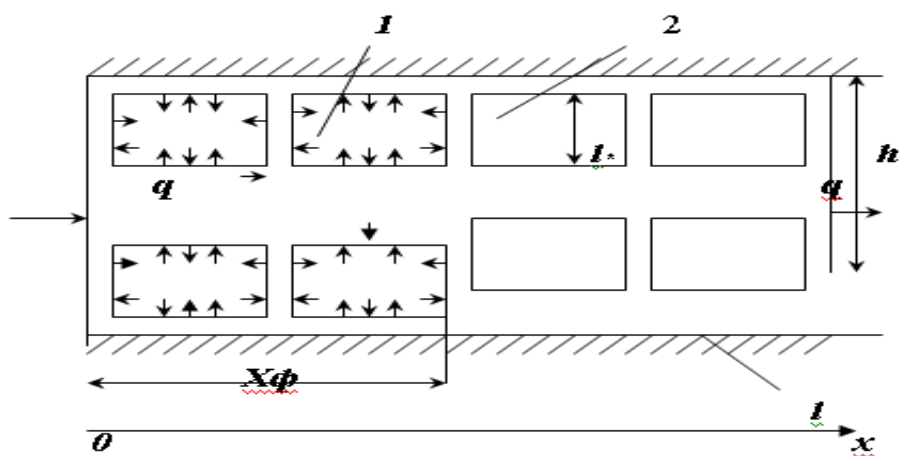


Рисунок 11 - Схема заводняемого трещиновато-пористого прямолинейного пласта:

- 1 – блоки породы, охваченные капиллярной пропиткой;
- 2 – блоки породы, не охваченные капиллярной пропиткой.

Теоретическая часть

Рассмотрим процесс вытеснения нефти водой из трещиновато-пористого пласта, состоящего из множества блоков породы. Эти блоки можно представить кубами с длиной грани l_* (рис. 11). Поскольку вытеснение нефти водой начинается с границы пласта $x = 0$, то первые блоки, находящиеся у входа в пласт, будут пропитаны водой больше чем удаленные. Весь расход воды q , закачиваемый в прямоугольный пласт уходит в определенное число блоков породы, так что в каждый момент времени пропитка их происходит в области $0 \leq X \leq X_\phi$ (X_ϕ – фронт капиллярной пропитки).

Этот фронт будет перемещаться в пласте со скоростью

$$V_\phi = \frac{dX_\phi}{dt} \quad (9.1)$$

Положение фронта пропитки можно определить из формулы :

$$X_\phi(t) = \frac{q}{\epsilon h \eta_* m S_{но}} \int_0^t \left[\frac{e^{-\beta t}}{\sqrt{\pi \beta t}} + \operatorname{erf}(\sqrt{\beta t}) \right] dt ; \quad (9.2)$$

где q – расход воды

b – ширина пласта

η_* - конечная нефтеотдача

$S_{но}$ – начальная нефтенасыщенность

β - некоторый коэффициент

h – мощность пласта

Формула (9.2) позволяет определить время безводной разработки пласта $t=t_*$, при котором $X_\phi(t) = l$.

Коэффициент β можно выразить следующим образом:

$$\beta = \frac{A \cdot k \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{l_*^3 \cdot \mu_n} ; \quad (9.3)$$

где σ - поверхностное натяжение на границе нефть-вода;

θ - угол смачивания пород пласта водой;

A – экспериментальная функция.

Вытеснение нефти из блоков породы происходит под действием силы, определяемой с помощью произведения $\sigma \cdot \cos \theta$, причем размерность $[\sigma \cdot \cos \theta] = \text{Па} \cdot \text{м}$.

При гидродинамическом вытеснении нефти из блоков породы вода поступает в эти блоки, а нефть из них вытесняется под действием градиента давления. Размерность $[\text{grad } p] = \text{Па}/\text{м}$.

Капиллярные и гидродинамические силы будут иметь одинаковую размерность если взять вместо $\sigma \cdot \cos \theta$ величину $\frac{\sigma \cos \theta}{l_*}$.

$$\text{Тогда } \beta = \frac{A}{l_* \mu_n} \left(\frac{\sigma \cos \theta}{l_*^2} + \text{grad } P \right); \quad (9.4)$$

В рассматриваемой задаче главную роль в вытеснении нефти водой из блоков играют градиенты давления жидкости в системе трещин, хотя определенный вклад вносят и капиллярные силы.

Поскольку процесс разработки трещиноватого пористого пласта происходит в течение более длительного времени, можно в рассматриваемом случае полагать на основе выше приведенной формулы, что

$$X_{\phi} = \frac{qt}{\epsilon h \eta_* m S_{но}}; \quad (9.5)$$

при $t = t_*$ $X_{\phi}(t_*) = l$.

Методика выполнения

1. Рассчитать коэффициент β по формуле (9.1).
2. Определить время t_* безводной разработки пласта из формулы (9.5).

Исходные данные

Таблица 12

<i>варианты</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
параметры										
Длина грани, l_* , м	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Ширина пласта ϵ , м	700	710	700	690	700	750	700	690	700	700
Мощность пласта, h , м	20	15	15	20	25	25	18	18	18	20
Порист-ть блоков, m	0,15	0,15	0,14	0,14	0,15	0,14	0,15	0,14	0,15	0,14
Вязкость нефти μ_n , мПа·с	2	1,9	1,9	2	2,2	2,1	1,9	1,9	2	2
Поверхностное натяжение σ , Па·м	$35 \cdot 10^{-3}$	$34 \cdot 10^{-3}$	$34 \cdot 10^{-3}$	$35 \cdot 10^{-3}$	$35,2 \cdot 10^{-3}$	$35,1 \cdot 10^{-3}$	$34,5 \cdot 10^{-3}$	$34,5 \cdot 10^{-3}$	$34,5 \cdot 10^{-3}$	$35 \cdot 10^{-3}$
градиент давления $grad P$, Па/ м	10	9	9	10	11	10	10	10	9	10
Длина пласта, l , м	700	710	710	700	750	750	700	700	710	700
Начальная нефтенасыщенность $S_{но}$	0,7	0,68	0,68	0,7	0,1	0,72	0,7	0,7	0,71	0,7
прониц –ть пласта k_n	0,01	0,01	0,01	0,012	0,01	0,015	0,013	0,012	0,011	0,01
Конечная нефтеот - а η_*	0,3	0,29	0,29	0,3	0,29	0,3	0,31	0,3	0,3	0,29
Параметр A	$0,4 \cdot 10^5$	$0,4 \cdot 10^5$	$0,4 \cdot 10^5$	$0,4 \cdot 10^5$	$0,4 \cdot 10^5$	$0,4 \cdot 10^5$	$0,4 \cdot 10^5$	$0,4 \cdot 10^5$	$0,4 \cdot 10^5$	$0,4 \cdot 10^5$

Контрольные вопросы:

1. Какие типы пластов существуют?
2. Какова методика построения модели трещиновато-пористого пласта?
3. Как происходит вытеснение нефти из блоков породы?
4. Что понимается под пористостью пласта?

Практическое занятие №11

Тема: Определение пластового давления при упругом режиме

1) Изменение давления на контуре нефтеносности

Постановка задачи

Нефтяная залежь, имеющая в плане форму, которую можно представить кругом радиуса R , окружена бесконечно простирающейся водоносной областью. В момент времени $t=0$ залежь начали разрабатывать с постоянным отбором жидкости, составляющим в пластовых условиях q . Вязкость законтурной воды μ , проницаемость пласта в законтурной области k , толщина пласта h , пьезопроводность χ .

Вычислить изменение давления на контуре нефтеносности $\Delta p_{\text{кон}}$ по сравнению с начальным пластовым давлением через 58 и 116 сут после начала разработки залежи, считая ее скважиной укрупненного радиуса.

Теоретическая часть

До развития методов воздействия на нефтяные пласты с целью извлечения из них нефти разработка месторождения осуществлялась за счет расходования природной энергии, тогда и появилось понятие о режимах нефтяных пластов, которые классифицировались по характеру сил, движущих в них нефть. Существуют следующие режимы пластов:

- 1) водонапорный
- 2) упругий
- 3) режим растворенного газа
- 4) газонапорный (режим газовой шапки)
- 5) гравитационный

Водонапорный режим. Если законтурная область пласта имеет выход на дневную поверхность, где плат постоянно пополняется водой, то режим такого пласта будет естественным водонапорным. При этом режиме нефть вытесняется под давлением сил вод.

Условие существования водонапорного режима: $P_{\text{пл}} > P_{\text{нас}}$. Источником пластовой энергии является напор воды.

Упругий режим. При этом режиме нефть вытесняется из пористой среды за счет упругого расширения жидкости, а также уменьшения порового объема со снижением пластового давления вследствие деформации горных пород. Условие существования водонапорного режима: $P_{\text{пл}} > P_{\text{нас}}$.

Разработка нефтяного месторождения при упругом режиме – это осуществление процесса добычи нефти из недр в условиях, когда $P_{\text{пл}} > P_{\text{нас}}$.

Упругий режим проявляется во всех случаях, когда изменяются дебиты добывающих скважин или расходы воды, закачиваемой в нагнетательные скважины. В процессе разработки месторождения наблюдается перераспределение давления.

С точки зрения физики упругий режим – это расходование или пополнение упругой энергии пласта, происходящее за счет сжимаемости пород и насыщающих их жидкостей.

При пуске добывающей скважины давление в ней уменьшается, по сравнению с пластовым давлением.

Для расчета изменения во времени давления на контуре нефтяной залежи, считая ее скважиной укрупненного радиуса, используя аппроксимацию соответствующих решений Карслоу и Егера, Ван Эвердингена и Херста. Имеем

$$\Delta p_{\text{кон}} = \frac{q\mu}{2\pi kh} f(\tau) \quad (11.1)$$

$$f(\tau) = 0,5[1 - (1 + \tau)^{-3,81}] + 1,12 \lg(1 + \tau) \quad (11.2)$$

$$\tau = \chi t / R^2 \quad (11.3)$$

Методика выполнения:

1. Определить безразмерное время по формуле (11.3). Здесь время t - в секундах.
2. Вычислить функцию по формуле (11.2)
3. Определить давление по формуле (11.1)

Исходные данные

Таблица 11.1

<i>варианты</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
параметры										
Радиус нефтяной залежи R, м	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Вязкость законтурной воды μ , мПа·с	1	1,5	1,3	1,5	1,2	1,3	1,5	1	1,2	1,3
Проницаемость пласта k , м ²	$0,5 \cdot 10^{-12}$	$0,5 \cdot 10^{-12}$	$0,6 \cdot 10^{-12}$	$0,6 \cdot 10^{-12}$	$0,5 \cdot 10^{-12}$	$0,6 \cdot 10^{-12}$	$0,5 \cdot 10^{-12}$	$0,6 \cdot 10^{-12}$	$0,6 \cdot 10^{-12}$	$0,5 \cdot 10^{-12}$
Толщина пласта, h, м	12	12,5	12	12,3	13	12,4	12,5	12,5	12	13
Отбор жидкости q , м ³ /сут	864	864	864	864	864	864	864	864	864	864
Пезопроводность пласта, χ , м ² /сек	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Упругоемость пласта β , Па ⁻¹	$5 \cdot 10^{-10}$	$5 \cdot 10^{-10}$	$5 \cdot 10^{-10}$	$5 \cdot 10^{-10}$	$5 \cdot 10^{-10}$	$5 \cdot 10^{-10}$	$5 \cdot 10^{-10}$	$5 \cdot 10^{-10}$	$5 \cdot 10^{-10}$	$5 \cdot 10^{-10}$
Толщина пласта h , м	10	10,5	11	10	11	12	12	10	12	10
Проницаемость пласта k , м ²	$0,3 \cdot 10^{-12}$	$0,4 \cdot 10^{-12}$	$0,35 \cdot 10^{-12}$	$0,3 \cdot 10^{-12}$	$0,35 \cdot 10^{-12}$	$0,35 \cdot 10^{-12}$	$0,5 \cdot 10^{-12}$	$0,4 \cdot 10^{-12}$	$0,3 \cdot 10^{-12}$	$0,3 \cdot 10^{-12}$

2) Изменение давления между скважинами

Постановка задачи

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.

Толщина пласта и его проницаемость в нефтеносной части и за контуром нефтеносности одинаковы.

Требуется определить как изменяется давление в пласте по сравнению с начальным пластовым давлением, на середине расстояния, между скважинами спустя 29 суток, 58 суток и 116 суток после пуска скважин.

Теоретическая часть

Изменение давления в пласте можно определить по формуле упругого режима:

$$\Delta P = -\frac{q \cdot \mu_n}{4\pi kh} \cdot \mathcal{E}_i(-z); \quad (11.4)$$

$$- \mathcal{E}_i(-z) = \int_z^{\infty} \frac{e^{-z}}{z} dz; \quad - \text{интегральная показательная функции}$$

$$z = \frac{r^2}{4\chi t}; \quad (11.5)$$

χ - пьезопроводность пласта, которая определяется по формуле:

$$\chi = \frac{k}{\mu_n \cdot \beta}; \quad (11.6)$$

Если бы в пласте находился один точечный сток (рис. 12), то изменение давления в пласте определяется по формуле (11.4).

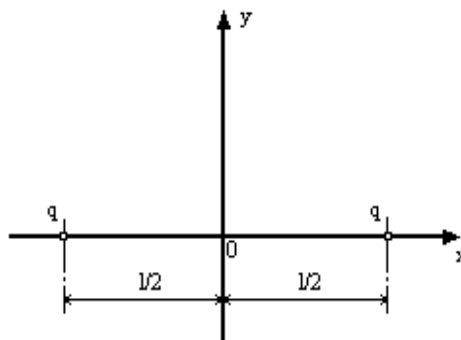


Рисунок 12- Схема расположения скважин в бесконечном пласте

Однако согласно условию задачи, в пласте имеются два точечных стока, причем каждый из них – на расстоянии $l/2$ от начала координат. В этом случае воспользовавшись принципом суперпозиции, из формулы (11.4), учитывая формулу (11.5), получаем:

$$\Delta P_{1/2} = -\frac{q\mu_n}{4\pi kh} \left\{ E_i \left[-\frac{(X-l/2)^2 + y^2}{4\chi t} \right] + E_i \left[-\frac{(X+l/2)^2 + y^2}{4\chi t} \right] \right\}; \quad (11.7)$$

Из условий задачи следует, что $x=0$, $y=0$.

$$\text{При } z \leq 1, -\xi_i(-z) = -0,5772 - \ln z \quad (11.8)$$

Методика выполнения:

1. Определить пьезопроводность пласта по формуле (11.6).
2. Решить выражение (11.7).

Исходные данные

Таблица 11.2

<i>варианты</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
параметры										
Дебит доб. скв. q, м³/с	10 ⁻³	1,2·10 ⁻³	1,1·10 ⁻³	1,5·10 ⁻³	1,3·10 ⁻³	1,4·10 ⁻³	10 ⁻³	1,1·10 ⁻³	1,3·10 ⁻³	1,4·10 ⁻³
Расстояние между скважинами l, м	300	200	300	200	200	300	200	300	200	300
Упругость пласта β, Па⁻¹	5·10 ⁻¹⁰	5·10 ⁻¹⁰	5·10 ⁻¹⁰	5·10 ⁻¹⁰	5·10 ⁻¹⁰	5·10 ⁻¹⁰	5·10 ⁻¹⁰	5·10 ⁻¹⁰	5·10 ⁻¹⁰	5·10 ⁻¹⁰
Толщина пласта h, м	12	12,5	12	12,3	13	12,4	12,5	12,5	12	13
Проницаемость пласта k, м²	0,5·10 ⁻¹²	0,5·10 ⁻¹²	0,6·10 ⁻¹²	0,6·10 ⁻¹²	0,5·10 ⁻¹²	0,6·10 ⁻¹²	0,5·10 ⁻¹²	0,6·10 ⁻¹²	0,6·10 ⁻¹²	0,5·10 ⁻¹²
Вязкость нефти μн, мПа·с	1	1,5	1,3	1,5	1,2	1,3	1,5	1	1,2	1,3

Контрольные вопросы:

1. Что понимается под упругим режимом залежи?
2. Что понимается под проницаемостью пласта?
3. Что определяет пьезопроводность пласта?
4. Как определяется давление на контуре нефтяной залежи при упругом режиме?

Практическое занятие №12

Тема: Определение показателей разработки месторождения с применением газового воздействия

Постановка задачи

Определить изменение во времени нагнетаемого объема газа в газовую шапку для обеспечения постоянного дебита эксплуатационных скважин.

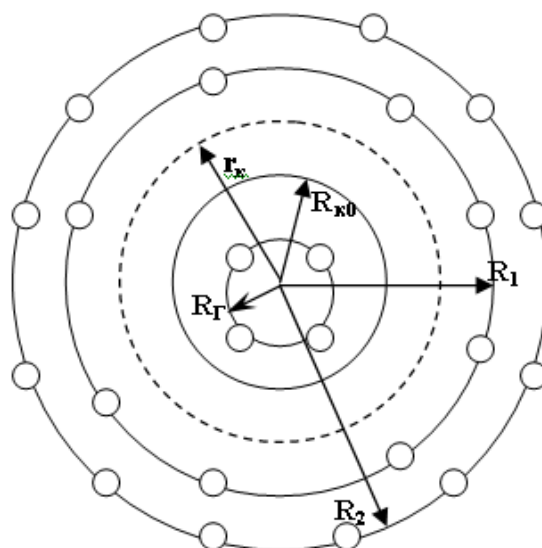


Рисунок 13 - Схема залежи с искусственным газонапорным режимом

Теоретическая часть

При уменьшении давления ниже давления насыщения в разрабатываемом пласте развивается режим растворенного газа, когда насыщенность порового пространства свободным газом, выделившимся из нефти, еще мала, газ остается в нефти в виде пузырьков. С увеличением же газонасыщенности в связи с прогрессирующим снижением пластового давления пузырьки газа всплывают под действием сил гравитации, образуя в повышенной части пласта газовое скопление — газовую шапку, если ее образованию не мешает слоистая или иная неоднородность.

В отличие от первичных газовых шапок нефтегазовых месторождений, существовавших в них до начала разработки, газовая шапка, образовавшаяся в процессе разработки, называется **вторичной**.

Выделяющийся из нефти газ, расширяясь со снижением давления, способствует вытеснению нефти из пласта. Режим пласта, при котором происходит такое вытеснение нефти, называют режимом растворенного газа. Если произошло отделение газа от нефти в пласте в целом и образовалась газовая шапка, режим растворенного газа сменяется газонапорным.

Опыт разработки нефтяных месторождений и теория фильтрации газонефтяной смеси с учетом сил гравитации показывают, что почти всегда режим растворенного газа довольно быстро переходит в газонапорный. Часто режим растворенного газа может существовать в нефтяном пласте в сочетании с упругим режимом в его законтурной области или даже в сочетании с водонапорным, если пластовое давление близко к давлению насыщения. Тогда вблизи добывающих скважин возникает режим растворенного газа, а вблизи нагнетательных — водонапорный. Такие режимы пластов называют смешанными.

Рассмотрим характер разработки пласта при образовании газовой шапки. В процессе разработки такого пласта газ, выделяясь из нефти, всплывает под действием сил гравитации в газовую шапку. Таким образом, нефтяной пласт

разрабатывается при газонапорном режиме. Месторождение разбурено равномерной сеткой добывающих скважин. Вблизи каждой и них в процессе эксплуатации образуются воронки депрессии. Однако на условном контуре питания скважин при $r=r_k$ давление равно P_k .

Введем понятие среднего пластового давления p , которое будем считать близким к давлению на контуре питания p_k , поскольку воронки депрессия занимают незначительную долю в распределении давления в пласте в целом. Объем пласта $V_{оп}$, охваченный процессом разработки:

$$V_{оп} = m(1 - s_{св})\eta_2 V_{пл},$$

где $V_{пл}$ —общий объем пласта.

Приток нефти и газа к отдельным скважинам можно вычислять по формуле Дюпюи или по формуле безнапорной радиальной фильтрации.

Разработка нефтяных месторождений при режимах растворенного газа и вторичной газовой шапки ведет к существенному росту газовых факторов скважин и месторождений в целом и в конечном счете к снижению нефтеотдачи.

При режимах растворенного газа и газовой шапки вряд ли можно достичь конечной нефтеотдачи выше 35% даже в случаях разработки месторождений нефтей вязкостью 1—5.10 Па*с. Кроме того разработки месторождений при этих режимах связана, как правило, с низкими дебитами

Для поддержания пластового давления и увеличения конечного коэффициента нефтеотдачи помимо гидродинамических, физико-химических и тепловых методов воздействия, также применяют газовые методы.

К газовым методам относятся:

1. Закачка воздуха.
2. Закачка сухого газа.
3. Закачка обогащенного газа.
4. Закачка газа при параметрах, близких к критическим.

Рассмотрим круговую залежь, разработка которой ведется с применением закачки газа в газовую шапку. Схема залежи приведена на рисунке 13.

Для определения изменения во времени нагнетаемого объема воспользуемся методикой М.М. Глоговского и М.Д. Розенберга.

Изменение текущего радиуса газонефтяного контакта во времени определяем по формуле:

$$r_k = \sqrt{r_{ко}^2 + \frac{\sum qt}{\pi mh}}, \quad (12.1)$$

где t – время, прошедшее с начала разработки, [сек].

$r_{ко}$ – начальный радиус г.н.к.

$\sum q$ – суммарный дебит всех эксплуатационных скважин.

$$\sum q = (n_1 + n_2)q$$

Забойные давления в рядах эксплуатационных скважин определяем из следующей системы уравнений:

$$\begin{aligned} 1) \frac{2\pi kh(P_k - P_1)}{\mu_n} &= (n_1 q_1 + n_2 q_2) \ln \frac{R_1}{r_k} + q_1 \ln \frac{R_1}{n_1 r_c}; \\ 2) \frac{2\pi kh(P_1 - P_2)}{\mu_n} &= -q_1 \ln \frac{R_1}{n_1 r_c} + n_2 q_2 \ln \frac{R_2}{r_1} + q_2 \ln \frac{R_2}{n_2 r_c}, \end{aligned} \quad (12.2)$$

где P_k – давление в газовой шапке.

Суммарный объем нагнетаемого газа в газовые скважины можно определить по формуле:

$$Q_{\Gamma} = \frac{\pi kh(P_{\Gamma}^2 - P_k^2)n_{\Gamma}}{\mu_{\Gamma} P_{at} \left(n_{\Gamma} \ln \frac{r_k}{R_{\Gamma}} + \ln \frac{R_{\Gamma}}{n_{\Gamma} r_{\Gamma}} \right)}, \quad (12.3)$$

где n_{Γ} – количество нагнетательных скважин;

P_{at} – атмосферное давление. ($P_{at} = 1,03$ ат);

P_{Γ} – давление в нагнетательных скважинах;

r_{Γ} – радиус нагнетательных скважин;

R_{Γ} – радиус батарей нагнетательных скважин.

Методика выполнения:

1. Задаваясь различными значениями t , определить:

1) r_k по формуле (12.1)

2) P_1 и P_2 из систем уравнений (12.3)

3) Q_{Γ} из формулы (12.4)

2. Результаты решения записать в таблицу.

Контрольные вопросы:

1. С какой целью применяют газовое воздействие?

2. Что понимается под газовой шапкой?

3. Какие методы относятся к методам газового воздействия?

<i>варианты</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
параметры										
Радиусы экс. рядов $R_1, \text{ м}$ R_2	1200 1500	1250 1550	1300 1600	1250 1550	1200 1550	1230 1530	1240 1540	1250 1500	1300 1550	1250 1500
Радиус нагн. скв., $r_{Г}, \text{ м}$	10^{-4}	10^{-4}	10^{-4}	10^{-4}	10^{-4}	10^{-4}	10^{-4}	10^{-4}	10^{-4}	10^{-4}
Радиус добыв. скв., $r_{С}, \text{ м}$	10^{-3}	10^{-3}	10^{-3}	10^{-3}	10^{-3}	10^{-3}	10^{-3}	10^{-3}	10^{-3}	10^{-3}
Мощность пласта, $h, \text{ м}$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Начальный радиус ГНК $r_{КО}, \text{ м}$	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Радиус батареи нагн. скв., $R_{Г}, \text{ м}$	100	110	120	125	110	110	120	100	110	110
Вязкость нефти $\mu_{н}, \text{ сПз}$	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Вязкость газа $\mu_{г}, \text{ сПз}$	0,012	0,013	0,011	0,012	0,013	0,013	0,012	0,012	0,011	0,011
Давление в нагн. скв. $P_{Г}, \text{ сПз}$	150	152	155	154	153	150	155	150	153	152
Число скв.экспл. рядов n_1 n_2	26 33	25 32	26 33	25 32	26 33	25 32	26 33	25 33	27 34	26 32
Прониц-ть пласта. $k, \text{ мкм}^2$	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Пористость пласта, $m, \%$	20	21	21	22	23	22	21	20	23	22
Время, $t, \text{ г.}$ 1)t 2)t 3)t 4)t 5)t 6)t	1 2 3 4 7 10	1 2 3 4 7 10	1 2 3 4 7 10	1 2 3 4 7 10	1 2 3 4 7 10	1 2 3 4 7 10	1 2 3 4 7 10	1 2 3 4 7 10	1 2 3 4 7 10	1 2 3 4 7 10

Начальное давление в газ.шапке, Рк, ат	120	122	125	124	123	120	125	120	123	122
Дебит доб. скв. $q_1=q_2=q_3 \text{ м}^3/\text{с}$	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Число нагнет - х скв. пг,	4	4	5	4	4	3	4	4	5	4

Список использованной литературы

1. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений, М, «Недра», 1986.
2. Желтов Ю.П., Стрижов И.Н. и др. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений М, «Недра», 1985.
3. Говорова Г.Л. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений, Гостоптехиздат, 1969.
4. Юрчук А.М., Истомин А.З. Расчеты в добыче нефти, М, 1979.
5. Крылов А.П. Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений. Гостоптехиздат, 1969

Содержание

Введение	3
1 Определение запасов нефти.....	4
2 Подсчет запасов нефтяной залежи	7
3 Определение числа скважин.....	9
4 Определение годовой добычи нефти	12
5 Определение плотности скважин.....	16
6 Определение дебита скважин круговой залежи	18
7 Определение продолжительности разработки круговой залежи	22
8 Определение дебитов рядов скважин в условиях неоднородных пластов.....	24
9 Схематизация формы залежи.....	26
10 Расчет времени безводной разработки трещиновато-пористых пластов при вытеснении нефти водой.....	30
11 Определение пластового давления при упругом режиме	33
12 Определение пластового давления при упругом режиме	36
Список литературы.....	41

Формат 60x84 1/12
Объем 43 стр. 3,6 печатный лист
Тираж 20 экз.,
Отпечатано
в редакционно-издательском отделе
КГУТиИ им. Ш Есенова
г.Актау, 32 мкр.