

Областное государственное бюджетное
профессиональное образовательное учреждение
«Томский политехнический техникум»

Методические указания

по выполнению практически работ по

МДК 01.01 «Разработка нефтяных и газовых месторождений»

для студентов специальности

21.02.01. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

2018

Настоящее методическое пособие рекомендуется для студентов специальности 21.02.01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» при выполнении практических работ по междисциплинарному курсу «Разработка нефтяных и газовых месторождений», также рекомендуется при выполнении курсовых и дипломных работ.

Разработал преподаватель
Темная Л.Л.

Рассмотрено на заседании цикловой методической комиссии
специальностей нефтегазового направления (ЦМК СНГН)

Содержание

№ практической работы	Название практической работы	страницы
1	Определение приведенного пластового давления	5 - 7
2	Определение давления насыщения нефти газом при $t < t_{пл}$.	8 – 10
3 - 4	Определение объемного коэффициента	11 – 15
5	Определение плотности нефти в пластовых условиях.	16 – 17
6	Определение коэффициента сжимаемости газа.	18 – 19
7	Расчет вязкости нефти.	20-22
8	Определение пористости, проницаемости и удельной поверхности нефтесодержащих пород.	23-26
9	Определение коэффициентов нефте-, водо- и газонасыщенности породы.	27 – 28
10	Определение нефтеотдачи пластов при водонапорном режиме эксплуатации нефтяной залежи.	29 – 32
11	Определение скорости продвижения в пласте водонефтяного контакта.	33 – 34
12	Определение нефтеотдачи пластов при упруговодонапорном режиме эксплуатации залежи.	35 – 39
13	Расчет дебита нефтяной скважины.	40 – 42
14	Расчет продолжительности разработки нефтяной и газовой залежей.	43 – 45
15 - 16	Обработка данных исследования скважин при установившемся режиме.	46 – 50
17 - 18	Обработка данных исследования скважин при неуставившемся режиме.	51 – 56
19	Проектирование процесса закачки воды	57 – 60
20	Проектирование солянокислотной обработки. Проектирование кислотной ванны.	61 - 65
	Литература	66

Введение

Методические указания по выполнению практических работ разработаны на основании Государственного образовательного стандарта среднего профессионального образования по специальности 21.02.01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» и рабочих программ по МДК.01.01. «Разработка нефтяных и газовых месторождений».

Рекомендуются для студентов данной специальности при выполнении практических занятий, курсовых и дипломных проектов, а также инженерно-технических работников нефтегазодобывающих предприятиях.

Цель занятий заключается в углублении теоретических знаний междисциплинарного курса на основе примеров решения задач, возникающих в повседневной нефтепромысловой практике специалистов-нефтяников.

При выполнении самостоятельной работы студенты должны основываться на знаниях и умениях, приобретенных на теоретических заданиях при изучении МДК.01.01. «Разработка нефтяных и газовых месторождений».

При возникновении трудностей в решении задач студентами самостоятельно, приведена необходимая учебная и справочная литература.

Применение данного пособия позволит студентам усвоить профессиональные компетенции по контролю и соблюдению за основными показателями разработки месторождений и поддержанию оптимальных режимов разработки и эксплуатации скважин

Практическая работа №1

Определение приведенного пластового давления

(2 часа)

1. Цель работы

- 1.1. Решить задачи по определению пластового давления

2. Обеспечивающие средства

- 2.1. Методические указания по выполнению практической работы;
2.2. Калькуляторы.

3. Теоретические сведения

Под **приведенным пластовым давлением** понимают такое расчетное давление, которое отнесено (приведено) к какой-либо фиксированной для данного месторождения глубине. Для месторождений с водонапорным движением удобно приводить фактически замеренное в скважинах пластовое давление к плоскости первоначального водонефтяного контакта (ВНК). Знание приведенного пластового давления необходимо не только для научно обоснованного процесса разработки месторождения, но и для решения многих вопросов рациональной эксплуатации скважин с учетом реального изменения в процессе эксплуатации энергетического состояния залежи в окрестности добывающих и нагнетательных скважин. Из условий проявления водонапорного движения следует, что $p_{пл} > p_{нас}$.

Введем следующие обозначения:

$H_{внк}$ — расстояние от устья скважины до первоначального положения ВНК, м;

$H_{зам}$ — расстояние от устья скважины до точки замера давления $p_{зам}$ (МПа);

$p_{плпр}$ — приведенное к плоскости первоначального ВНК пластовое давление, МПа.

Если текущее пластовое давление изменяется даже в 2 раза по сравнению с первоначальным, то плотность нефти меняется не более, чем на 3% (при плотности $\rho_{нп} = 750 \text{ кг/м}^3$). При большей плотности нефти ($\rho_{нп} > 750 \text{ кг/м}^3$) разница за счет изменения пластового давления становится меньше 3%. Поэтому при расчетах в области давлений $p > p_{нас}$ можно использовать постоянное значение плотности пластовой нефти.

В зависимости от конструкции скважин и их местоположения на структуре возможны следующие варианты:

$$H_{зам} < H_{внк} \quad \text{и} \quad H_{зам} > H_{внк}$$

В первом случае приведенное пластовое давление

$$p_{плпр} = p_{зам} + (H_{внк} - H_{зам})\rho_{нп} g \cdot 10^{-6}$$

Во втором случае

$$p_{плпр} = p_{зам} - (H_{зам} - H_{внк})\rho_{нп} g \cdot 10^{-6}$$

4. Задание

4.1 Данные для расчетов (по вариантам) для задач 1 и 2 находятся в таблице 1

Задача 1.

Рассчитать приведенные пластовые давления в скважинах.

Таблица 1

Параметры	Варианты условия задачи				
Скважина	1	2	3	4	5
$H_{\text{внк}}, \text{м}$	1750	1640	1780	1820	1680
$H_{\text{зам}}, \text{м}$	1610	1670	1865	1740	1620
$p_{\text{зам}}, \text{МПа}$	15	14,3	13,7	16,2	13,1
$\rho_{\text{нп}}, \text{кг/м}^3$	805	803	810	812	807
Ответ, МПа	16,1	14,06	13,03	16,84	13,58

Задача 2.

Для условий предыдущей задачи оценить влияние измерения плотности пластовой нефти на приведенные пластовые давления, если во всех указанных скважин замеренное давление возросло и составляет:

**в скв. 1 – 1,3 $p_{\text{зам}}$; в скв. 2 – 1,45 $p_{\text{зам}}$; в скв. 3 – 1,6 $p_{\text{зам}}$;
в скв. 4 – 1,1 $p_{\text{зам}}$; в скв. 5 – 1,2 $p_{\text{зам}}$.**

Методика решения задачи.

На первом этапе рассчитать приведенные пластовые давления $P_{\text{плпр}}$, используя плотности пластовой нефти ($\rho_{\text{нп}}$) указанные в таблице задачи №1, а замеренные давления $p_{\text{зам}}$ рассчитать по условию задачи.

На втором этапе вычислить новые значения плотности пластовой нефти $\rho'_{\text{нпс}}$ учетом измерения пластового давления по следующей формуле:

$$\rho'_{\text{нп}} = \frac{\rho_{\text{нп}}}{1 - \beta(p'_{\text{зам}} - p_{\text{зам}})},$$

где $\rho_{\text{нп}}$ – плотность пластовой нефти, кг/м^3 (берется из задачи №1);

$\beta_{\text{н}}$ – коэффициент сжимаемости нефти, $1/\text{МПа}$ (принимается равным $1 \cdot 10^{-3} 1/\text{МПа}$);

$p_{\text{зам}}$ – рассчитанное по условию задачи №2 давление, МПа;

$p'_{\text{зам}}$ – замеренное давление, МПа (берется из задачи №1).

На третьем этапе определить приведенные пластовые давления $P'_{\text{плпр}}$, используя величины $H_{\text{внк}}$ и $H_{\text{зам}}$ из задачи №1 и рассчитанные для соответствующих скважин $p_{\text{зам}}$ и $\rho_{\text{нп}}$.

На последнем этапе сравнить приведенные пластовые давления, рассчитанные на первом и третьем этапах, и вычислить относительную ошибку δ :

$$\delta = \frac{P'_{\text{плпр}} - P_{\text{плпр}}}{P'_{\text{плпр}}} * 100\%.$$

Вывод: изменение плотности пластовой нефти при изменении пластового давления влияет на приведенное пластовое давление.

5. Требования к отчету

- 5.1. Номер работы, тема, цель;
- 5.2. Вычисления начинать с записи расчетных формул в общем виде;
- 5.3. Размеры величин указывать в системе СИ;
- 5.4. Ответы на контрольные вопросы даются письменно.

6. Контрольные вопросы

- 6.1. Дать понятие о пластовом давлении.
- 6.2. В каких единицах измеряется давление?
- 6.3. К какой условной плоскости в залежи относят приведенное давление?
- 6.4. Написать формулу, по которой определяют приведенное пластовое давление.

7. Литература

- 7.1 Б.В. Покрепин «Разработка нефтяных и газовых месторождений».
- 7.2 И.Т. Мищенко «Расчеты в добыче нефти».

Практическая работа №2

Определение давления насыщения нефти газом при $t < t_{пл}$.

(2 часа)

1. Цель работы

1.1. Решение задач по определению давления насыщения нефти газом.

2. Обеспечивающие средства

2.1 Методические указания по выполнению практической работы;

2.2 Калькуляторы.

3. Теоретические сведения.

Эксплуатация добывающих скважин связана с изменением температуры в процессе подъема продукции как вследствие теплообмена с окружающими горными породами, тек и из-за работы отдельных элементов погружного оборудования (погружного электродвигателя в установке погружного центробежного насоса). Учет влияния температуры на давление насыщения ($P_{нас}$) позволяет существенно повысить точность расчета технологических процессов добычи нефти.

Расчет давления насыщения в зависимости от температуры ($P_{нас t}$) при постоянном количестве растворенного в нефти газа можно вычислить по формуле М.Д. Штофа, Ю.Н. Белова, и В.П. Прончука, если известно содержание в растворенном газе метана и азота

$$P_{нас t} = P_{нас} + \frac{t - t_{пл}}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{ом}(y_m - 0,8y_a)}} (1)$$

где $P_{нас}$ – давление насыщения пластовой нефти газом при пластовой температуре $t_{пл}$, МПа; t – текущая температура, °С; $\Gamma_{ом}$ – газонасыщенность пластовой нефти, характеризующаяся отношением объема газа (приведенного к нормальным условиям), растворенного в нефти, к массе дегазированной нефти, м³/т; y_m, y_a – соответственно содержание метана и азота в газе однократного разгазирования пластовой нефти в стандартных условиях, доли единицы.

4. Задание

4.1 Данные для расчетов (по вариантам) задачи 1 находятся в таблице 1

Задача

Рассчитать давление насыщения нефти

Таблица 1

Параметры	Варианты условия задачи				
	1	2	3	4	5
Текущая температура, t	50°C	52°C	49°C	54°C	53°C
Пластовая температура, t _{пл}	82°C	80°C	84°C	88°C	85°C
Давление насыщения при пластовой t, Р _{нас} , МПа	11,2	12,2	11,8	11,0	10,8
Газосодержание пластовой нефти, G _о	78,5 м ³ /м ³	76,5 м ³ /м ³	78,0 м ³ /м ³	77,1 м ³ /м ³	78,5 м ³ /м ³
Плотность дегазированной нефти, ρ _{нд}	854 кг/м ³	840 кг/м ³	851 кг/м ³	845 кг/м ³	836 кг/м ³
Содержание метана в газе при с. у, у _м	0,622	0,634	0,598	0,612	0,654
Содержание азота в газе при с. у, у _а	0,027	0,019	0,022	0,025	0,028
Ответ: МПа	9,8	10.96	10.3	9.41	9.3

Методика решения задачи

Предварительно необходимо привести размерность газосодержания пластовой нефти **G_о** к размерности формулы (1). Для этого используют следующую зависимость:

$$\Gamma_{ом} = \frac{10^3 G_0}{\rho_{нд} * \frac{T_{ст}}{T_0}} \quad (1.2)$$

где **10³** – коэффициент перевода плотности, выраженной в кг/м³, в плотность, выраженную в т/м³; **T_{ст}** = 293,15 (температура при стандартных условиях);

T_о = 273 (температура при нормальных условиях).

Определив газонасыщенность, приступаем к определению давления насыщения нефти газом при текущей температуре по формуле (1.1).

5. Требования к отчету

- 5.1 Номер работы, тема, цель;
- 5.2 Вычисления начинать с записи расчетных формул в общем виде;
- 5.3 Размеры величин указывать в системе СИ;
- 5.4. Ответы на контрольные вопросы даются письменно.

6. Контрольные вопросы

- 6.1. Что представляет собой давление насыщения нефти газом?
- 6.2. Какому закону подчиняется при больших давлениях растворимость газа в нефти? Указать формулу.
- 6.3 Какими приборами измеряют пластовое давление?
- 6.4 В каком случае нефть в пласте полностью насыщена газом, а в каком недонасыщена?

7. Литература

- 7.1 Б.В.Покрепин «Разработка нефтяных и газовых месторождений».
- 7.2 И.Т. Мищенко «Расчеты в добыче нефти».

Практическая работа №3 - 4

Определение объемного коэффициента.

(4 часа)

1. Цель работы

- 1.1 Определить влияние температуры на плотность нефти.
- 1.2 Влияние содержания газа на изменение объема нефти при постоянных температуре и давлении.
- 1.3 Определить объемный коэффициент нефти.

2. Обеспечивающие средства

- 2.1 Методические указания по выполнению практической работы;
- 2.2 Калькуляторы.

3 Теоретические сведения.

3.1. Определить влияние температуры на плотность нефти.

Плотность нефти в зависимости от температуры можно рассчитать исходя из определения термического расширения нефти:

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

где ρ_n , $\rho_n(t)$ – плотность нефти при 20°C и при температуре t соответственно, кг/м³; α_n - коэффициент термического расширения нефти, зависимость которого от температуры в диапазоне от 10 до 120°C можно пренебречь и рассчитывать его по формулам:

$$\begin{aligned} & 2,638 (1,169 - \rho_n \cdot 10^{-3}), \text{ если } 780 \leq \rho_n \leq 860 \text{ кг/м}^3 \\ & \alpha_n = 10^{-3} * \\ & 1,975 (1,272 - \rho_n \cdot 10^{-3}), \text{ если } 860 \leq \rho_n \leq 960 \text{ кг/м}^3 \end{aligned} \quad (2)$$

3.2. Влияние содержания газа на изменение объема нефти при постоянных температуре и давлении.

Для растворения в нефти газа необходимо повысить давление и привести систему в равновесие. Увеличение давления уменьшает объем нефти, растворение же в ней газа увеличивает его. Эти два процесса противоположного изменения объема нефти можно учесть раздельно введением двух различных коэффициентов: сжимаемости нефти и «набухания» ее.

Объем нефти при растворении в ней газа при постоянных температуре и давлении газонасыщенностью Γ_o рассчитывают по формуле:

$$V_{нг} = V_n^* (1 + \lambda_{нг} \Gamma_o), \quad (3)$$

где V_n^* - объем с нефти при постоянных давлении и температуре в системе; Γ_o - отношение объема газа, растворенного в нефти, приведенные к стандартным условиям; $\lambda_{нг}$ - коэффициент изменения объема нефти из-за изменения ее насыщенности газом:

$$\lambda_{нг} = 10^{-3} [4,3 + 0,858 \rho_r + 5,2(1 - 1,5\Gamma_o * 10^{-3})\Gamma_o * 10^{-3} - 3,54\rho_n * 10^{-3}], \quad (4)$$

где ρ_n, ρ_r - плотности нефти и газа, растворяемого в нефти, при 20°C и 0,1 МПа, кг/м³.

Коэффициент $\lambda_{нг}$ равен отношению

$$\lambda_{нг} = \frac{\rho_r}{\rho_{гк}} \quad (5)$$

где $\rho_{гк}$ - кажущаяся плотность газа, растворенного в нефти, кг /м³.

При этом нефть с растворенным в ней газом рассматривают как раствор, подчиняющийся правилу аддитивности (аддитивный – получаемый путем сложения):

$$V_{нг} = \frac{m_n}{\rho_n} + \frac{m_r}{\rho_{гк}}, \quad (6)$$

где m_n, m_r - массы нефти и газа, который должен быть растворен в ней, кг; ρ_n - плотность нефти при давлении и температуре в системе, кг /м³.

3.3. Объемный коэффициент нефти.

Изменение объема нефти в результате действия пластовых давления и температуры, растворенного газа, характеризуется объемным коэффициентом.

Объемный коэффициент b – это отношение объема нефти в пластовых условиях $V_{пл}$ к объему этой же нефти после отделения газа на поверхности. Объем нефти в пластовых условиях превышает объем дегазированной нефти из-за повышенной пластовой температуры и содержания большого количества растворенного газа. Но высокое пластовое давление обуславливает некоторое снижение объема нефти из-за ее сжимаемости. Поэтому при снижении давления от пластового до давления насыщения происходит увеличение давления нефти. При достижении давления насыщения из нефти начинает выделяться растворенный газ, что ведет к уменьшению ее объема. На уменьшение объема нефти влияет и снижение температуры от пластовой до температуры на поверхности. При расчете объемного коэффициента объем дегазированной нефти определяется в стандартных условиях (атмосферное давление и температура 20°C). Объемный коэффициент обычно изменяется от 1,05 до 1,4. Известны нефти, у которых объемный коэффициент достигает 3 и более.

Объемный коэффициент нефти можно рассчитать по формуле:

$$b = 1 + \lambda_{нг} \Gamma_0 + \alpha_n (t - 20) - 6,5 * 10^{-4} p, \quad (7)$$

где p – давление, МПа; t – температура, °С .

Для нефтей в пластовых условиях объемный коэффициент в первом приближении можно определить по формуле:

$$b = 1 + 3 * 10^{-3} \Gamma_0. \quad (8)$$

4. Задание

- 4.1. Данные для расчетов (по вариантам) для задачи 1 находятся в таблице 1;
- 4.2. Данные для расчетов (по вариантам) для задачи 2 находятся в таблице 2;
- 4.3. Данные для задачи 3 (по вариантам) взять из решений задач 1 и 3.

Задача 1

Найти плотность нефти Сретенского месторождения тульского горизонта при температуре (см в таблице 1 свой вариант), если плотность ее при 20°С равна (см в таблице 1 свой вариант), и нефти кыновского горизонта того же месторождения при температуре (см в таблице 1 свой вариант), если плотность ее при 20°С равна (см в таблице 1 свой вариант).

Таблица 1

Варианты условия задачи					
Параметры	1	2	3	4	5
Температура тульского горизонта, °С	68	70	66	69	67
Плотность при $t = 20^\circ\text{C}$, кг/м ³	849	846	845	848	844
Температура кыновского горизонта, °С	73	75	72	73	74
Плотность при $t = 20^\circ\text{C}$, кг/м ³	893	894	892	895	891
Ответ: тульский	816	813	820	815	819
кыновский, кг, м ³	859	860	858	852	85

Методика решения задачи.

Для нефти тульского горизонта по формуле (2) определяем коэффициент термического расширения нефти α_n , а по формуле (1) находят ее плотность при заданной температуре, например - $\rho_n (68)$ и т.д.

Аналогично для нефти кыновского горизонта.

Задача 2.

При приготовлении пробы пластовой нефти сепарированная нефть плотностью (см в таблице 2 свой вариант) при 20°С и атмосферном давлении сжимают до пластового давления (см в таблице 2 свой вариант) и нагревают до пластовой температуры (см в таблице 2 свой вариант). Затем эту нефть насыщают попутным газом плотностью (см в таблице 2 свой вариант) при 20°С и 0,1 МПа до газонасыщенности (см в таблице 2 свой вариант) (объемы газа, растворяемого в нефти, и нефти приведены к 20°С и атмосферному давлению). Определить насколько увеличится объем 0,5 кг нефти из-за растворенного в ней газа и кажущуюся плотность растворенного газа.

Таблица 2

Варианты условия задачи					
Параметры	1	2	3	4	5
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	883	889	884	886	887
Пластовое давление $p_{пл}$, МПа	12,7	12,9	12,7	12,5	12,6
Пластовая температура $t_{пл}$, °С	26	27	25	26	27
Плотность газа ρ , кг/м ³	1,4	1,7	1,4	1,5	1,6
Газонасыщенность G_o , м ³ /м ³	24,1	26,2	24,3	25,7	26,0
Ответ: Увеличение объема нефти ΔV , м ³	33,94* 10 ⁻⁶	38,38* 10 ⁻⁶	34,07* 10 ⁻⁶	37,14* 10 ⁻⁶	33,16* 10 ⁻⁶
Ответ: Кажущуюся плотность $\rho_{гк}$, кг/м ³	560,9	651,3	562,2	583,7	708,0

Методика решения задачи

В соответствии с формулой (3) сначала нужно определить объем нефти 0,5 кг при пластовых давлении и температуре.

Уменьшение объема нефти из-за сжатия ее до давления (см в таблице 2 свой вариант) можно определить по формуле:

$$\Delta V_p = - \frac{m_n}{\rho_n} * \beta_n p_{пл} \quad (9)$$

где ρ_n – плотность нефти при 20°С и 0,1 МПа, кг/м³; β_n – коэффициент сжимаемости нефти, принят равным $\beta_n = 6,5 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹; $p_{пл}$ – пластовое давление, МПа.

Увеличение увеличения объема нефти из-за нагревания ее до пластовой температуры составит:

$$\Delta V_t = \frac{m_H}{\rho_H} * \alpha_H (t_{пл} - 20) \quad (10)$$

где α_H найти по формуле (2).

Таким образом, объем нефти массой 0,5 кг при пластовых давлении и температуре составит:

$$V_H^* = V_H + \Delta V_p + \Delta V_t, \quad (11)$$

где $V_H = m_H / \rho_H$.

Коэффициент изменения объема нефти $\lambda_{нг}$ из-за изменения ее насыщения газом рассчитывают по формуле (4).

Увеличение объема нефти из-за растворения в ней газа составит:

$$\Delta V = V_{нг} - V_H^* = V_H^* \lambda_{нг} \Gamma_o. \quad (12)$$

Кажущуюся плотность растворенного газа определяют из формулы (5)

$$\lambda_{нг} = \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{ГК}}$$

Задача 3

Для условий задачи 2 рассчитать объемный коэффициент нефти по формулам

(7) и (8).

Ответы: 1 вариант: $b = 1,057$, $b = 1,072$; 2 вариант: $b = 1,1$, $b = 1,07$;

3 вариант: $b = 1,05$, $b = 1,07$; 4 вариант: $b = 1,06$; $b = 1,08$;

5 вариант: $b = 1,056$, $b = 1,07$.

5. Требования к отчету

- 5.1. Номер работы, тема, цель;
- 5.2. Вычисления начинать с записи расчетных формул в общем виде;
- 5.3. Размеры величин указывать в системе СИ.

6. Литература

- 6.1. Б.В. Покрепин «Разработка нефтяных и газовых месторождений».
- 6.2. И.Т. Мищенко «Расчеты в добыче нефти».
- 6.3. А.М. Юрчук, А.З. Истомин «Расчеты в добычи нефти».

Практическая работа № 5

Определение плотности нефти в пластовых условиях.

(2 часа)

1. Цель работы

1.1. Определить плотность нефти с растворенным в ней газом.

2. Обеспечивающие средства

- 2.1. Методические указания по выполнению практической работы;
- 2.2. Калькуляторы.

3. Теоретические сведения.

Плотность— отношение ее массы к объему при температуре 20⁰С и атмосферном давлении, которое изменяется в широких пределах от 600 до 1000 кг/м². определяют ее с помощью ареометров, пикнометров или весами Вестфала.

В практике пользуются относительной плотностью, которая численно равна отношению плотности нефти к плотности дистиллированной воды при температуре 4⁰С.

Плотность пластовой воды всегда ниже дегазированной нефти, что объясняется увеличением ее объема в пластовых условиях за счет растворенного газа.

По плотности пластовые нефти делятся на:

- легкие с плотностью менее 0,850 г/см³;
- тяжелые с плотностью более 0,850 г/см³.

Легкие нефти характеризуются высоким газосодержанием, тяжелые — низким.

Плотность нефти с растворенным в ней газом можно рассчитать по формуле:

$$\rho_{\text{нг}} = \frac{1}{b (\rho_{\text{н}} + \rho_{\text{г}} \Gamma_0)} (1)$$

4. Задание

- 4.1. Данные для расчетов (по вариантам) для задачи 1 находятся в практической работе 3.

Задача 1.

Для условий задач 2 и 3 (см практическая работа №3 свой вариант) рассчитать плотность нефти в пластовых условиях.

Ответы: 1вариант: $\rho_{\text{нг}} = 867 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{\text{нг}} = 855 \text{ кг/м}^3$;

2вариант: $\rho_{\text{нг}} = 847 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{\text{нг}} = 872 \text{ кг/м}^3$;

3вариант: $\rho_{\text{нг}} = 874 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{\text{нг}} = 858 \text{ кг/м}^3$;

4вариант: $\rho_{\text{нг}} = 872 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{\text{нг}} = 856 \text{ кг/м}^3$;

5вариант: $\rho_{\text{нг}} = 879 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{\text{нг}} = 868 \text{ кг/м}^3$;

5. Требования к отчету

- 5.1. Номер работы, тема, цель;
5.2. Вычисления начинать с записи расчетных формул в общем виде;
5.3. Размеры величин указывать в системе СИ.

6. Литература

- 6.1. Б.В.Покрепин «Разработка нефтяных и газовых месторождений».
6.2. И.Т. Мищенко «Расчеты в добыче нефти».
6.3. А.М. Юрчук, А.З. Истомин «Расчеты в добычи нефти».

Практическая работа № 6

Определение коэффициента сжимаемости газа.

(2 часа)

1. Цель работы

1.1. Определить коэффициент сжимаемости газа.

2. Обеспечивающие средства

2.1. Методические указания по выполнению практической работы;

2.2. Калькуляторы.

3. Теоретические сведения.

Нефтяные газы подчиняются основным физическим законам состояния идеальных газов, но с некоторыми отклонениями от них. Для оценки степени этих отклонений коэффициент сжимаемости газа z , который показывает отношение объемов реального и идеального газов при одних и тех же давлениях и температурах. Численное значение этого коэффициента для разных условий определяется экспериментальным путем.

Для смеси углеводородных газов величина z зависит от приведенных среднекритических давлений и температуры:

$$p_{пр} = \frac{p_{раб}}{p_{ср.кр.}} \quad (1)$$

$$T_{пр} = \frac{T_{раб}}{T_{ср.кр.}} \quad (2)$$

где $p_{ср.кр.} = \sum (y p_{кр})$ и $T_{ср.кр.} = \sum (y T_{кр})$,

где y – объемное содержание газа данного углеводорода в долях единицы;
 $p_{кр}$ и $T_{кр}$ – соответственно критические давление и температура в Па и К.

При отсутствии данных о составе газа можно для приближенных расчетов $p_{ср.кр.}$ и $T_{ср.кр.}$ можно пользоваться графиками или формулами Истомина А.З., выражающими зависимость среднекритических давлений и температур от средней относительной плотности газа:

$$p_{ср.кр.} = (4,937 - 0,464 \rho_{г.от.}) 10^6, \text{ МПа}, \quad (3)$$

$$T_{ср.кр.} = 171,5 \rho_{г.от.} + 97, \text{ К}. \quad (4)$$

Найдя $p_{ср.кр.}$ и $T_{ср.кр.}$ по формулам (1.1) и (1.2), можно определить z по формуле Истомина А.З.:

$$Z = 1 - 10^{-2} (0,76 T_{пр}^3 - 9,36 T_{пр} + 13) (8 - p_{пр}) p_{пр}. \quad (5)$$

4. Задание

4.1. Данные для расчетов (по вариантам) для задачи 1 находятся в таблице 1.

Задача 1.

Определить коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях, если известно, что абсолютное пластовое давление $p_{пл.}$, пластовая температура $T_{пл.}$, относительная плотность газа (по воздуху) $\rho_{г.от.}$. Состав газа приведен в таблице 2.

Методика решения задачи.

1. Среднекритические давления и температура определяются по формулам (3) и (4).
2. Приведенные давление и температура определяются по формулам (1) и (2).
3. Коэффициент сжимаемости газа определяют по формуле (5)

Таблица 1

Варианты условия задачи					
Параметры	1	2	3	4	5
Абсолютное пластовое давление, $P_{пл}$, МПа	12	10	11	12	11
Пластовая температура, $T_{пл}$, К	328	312	318	322	324
Относительная плотность газа, $\rho_{г.от.}$	0,841	0,839	0,840	0,842	0,841
Ответ	0,69				

Таблица 2 Состав газа и средневзвешенные критические давления и температура.

Компоненты	Объемное содержание доли единицы	$P_{кр}$, МПа	$y P_{кр}$, МПа	$T_{кр}$, К	$y T_{кр}$, К
CH_4	0,75	4,73	3,55	190	143,0
C_2H_6	0,08	4,98	0,40	305	24,4
C_3H_8	0,09	4,34	0,30	370	33,4
C_4H_{10}	0,04	3,87	0,15	425	17,0
$C_5H_{12} + в$	0,04	3,40	0,14	470	18,8
Σ	1,0	-	4,54	-	236,6

5. Требования к отчету

- 5.1. Номер работы, тема, цель;
- 5.2. Вычисления начинать с записи расчетных формул в общем виде;
- 5.3. Размеры величин указывать в системе СИ;
- 5.4. Ответы на контрольные вопросы даются письменно.

6. Контрольные вопросы

- 6.1. Написать формулу уравнения состояния газа.
- 6.2. Кто составил это уравнение и для каких газов оно применимо?
- 6.3. Для чего служит Z - коэффициент сверхсжимаемости реальных газов ?
- 6.4. Перечислить и дать краткое описание физических свойств природных газов.

7. Литература

- 7.1. Б.В. Покрепин «Разработка нефтяных и газовых месторождений».
- 7.2. И.Т. Мищенко «Расчеты в добыче нефти».
- 7.3. А.М. Юрчук, А.З. Истомин «Расчеты в добычи нефти».

Практическая работа № 7

Расчет вязкости нефти

(2 часа)

1. Цель работы

- 1.1. Расчет вязкости дегазированной нефти при $t = 20^{\circ}\text{C}$
- 1.2. Расчет вязкости дегазированной нефти при любой температуре

2. Обеспечивающие средства

- 2.1. Методические указания по выполнению практической работы;
- 2.2. Калькуляторы.

3. Теоретические сведения.

Вязкость нефти и воды зависит в основном от состава углеводородов нефти, температуры и количества растворенного газа. При большом газосодержании динамическая вязкость μ_n пластовой нефти может быть меньше вязкости воды ($\mu_v = 1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ при $t = 20^{\circ}\text{C}$). Если $\mu_n = 15 - 20 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, существенно затрудняется извлечение нефти из пласта и нефтеотдача сокращается до 10 – 15%. В битуминозных породах μ_n может достигать

$10 \pm 15 \text{ Па}\cdot\text{с}$. В этом случае извлечь нефть можно только при воздействии теплоносителями (паром и горячей водой).

Если в нефти содержится большое количество парафина и смол, она приобретает реологические свойства неньютоновских жидкостей. Для фильтрации таких нефтей в пористой среде необходимо воздействие градиентов давления, при которых достигаются в капиллярах напряжения, превышающие динамическое напряжение сдвига.

Вязкость пластовых вод в основном зависит от температуры. Давление, минерализация, количество растворенного газа мало влияют на их вязкость, и поэтому ее значения обычно находятся в пределах 0,5 – 2,0 мПа·с.

3.1 Расчет вязкости дегазированной нефти при $t = 20^{\circ}\text{C}$

В практике добычи нефти не всегда достаточно информации о некоторых свойствах нефти – вязкости μ_n . Для оценки вязкости нефти при 20°C используются формулы И.И. Дунюшкина:

$$\mu_{n\ 20} = \left(\frac{0,658 \cdot \rho_{нд}^2}{0,886 - \rho_{нд}} \right)^2 \text{ при } 0,845 < \rho_{нд} < 0,924, \quad (1)$$

$$\mu_{n\ 20} = \left(\frac{0,456 \cdot \rho_{нд}^2}{0,833 - \rho_{нд}} \right)^2 \text{ при } 0,78 \leq \rho_{нд} < 0,845,$$

где $\mu_{н 20}$ – относительная динамическая (по воде) вязкость дегазированной нефти при 20°С и атмосферном давлении $\mu_{нв20} = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$;

$\rho_{нд}$ – относительная плотность дегазированной нефти при 20°С и 0,1 мПа.

Вязкость дегазированной нефти при 20°С определяется:

$$\mu_{н 20} = \mu_{н 20} \cdot \mu_{нв20} (2)$$

3.2 Расчет вязкости дегазированной нефти при любой температуре

Зависимость вязкости дегазированной нефти от температуры выражается формулой И.И. Дунюшкина:

$$\mu_{н t} = \frac{1}{c} (c \mu_{н t1})^a (3)$$

где $\mu_{н t}$ – относительная (по воде) динамическая вязкость дегазированной нефти при искомой температуре t ;

$\mu_{н t1}$ – относительная (по воде) динамическая вязкость дегазированной нефти при известной температуре t_1 ;

a – коэффициент, определяемый по формуле:

$$a = \frac{1}{1 + b(t - t_1) \lg(c \mu_{н t1})} (4)$$

b, c – коэффициенты, зависящие от вязкости дегазированной нефти и вычисляемые по следующим зависимостям:

$$b = 2,52 \cdot 10^{-3} \text{ 1/}^\circ\text{C}, c = 10 \text{ при } \mu_{н} \geq 1000; (5)$$

$$b = 1,44 \cdot 10^{-3} \text{ 1/}^\circ\text{C}, c = 100 \text{ при } 10 \leq \mu_{н} \leq 1000; (7)$$

$$b = 0,76 \cdot 10^{-3} \text{ 1/}^\circ\text{C}, c = 1000 \text{ при } \mu_{н} < 10. (8)$$

4. Задание

- 4.1. Данные для расчетов (по вариантам) для задачи 1 находятся в таблице 1.
- 4.2. Данные для расчетов (по вариантам) для задачи 2 находятся в таблице 2.

Задача 1

Рассчитать вязкость дегазированной нефти Урманского месторождения.

Таблица 1

Параметры	Варианты				
	1	2	3	4	5
$\rho_{нд}$	0,85	0,794	0,911	0,885	0,798
Ответ, мПа*с	17,52	2.01	94.83	25.14	2.19

Задача 2

Рассчитать вязкость дегазированной нефти при $t_{пл} = 35$. Значение $\mu_{н 20}$ взять из своего варианта задачи 1.

Таблица 2

Параметры	Варианты				
	1	2	3	4	5
$t_{пл}$	42	39	46	40	38
Ответ					

Решение

Из решения предыдущей задачи известно значение $\mu_{н 20}$ ($\mu_{н 20} = 16, 39$). Предварительно рассчитываем коэффициент a по формуле (1.4), принимая коэффициенты b, c в соответствии с (1.7):

$$a = \frac{1}{1 + 1,44 \cdot 10^{-3} (35 - 20) \lg (100 \cdot 16,39)} = 0,935$$

По формуле (1.3) вычисляем относительную вязкость дегазированной нефти

$$\mu_{н 35} = \frac{1}{100} \cdot (100 \cdot 16,35)^{0,935} = 10,13$$

или вязкость дегазированной нефти при $t_{пл} = 35$

$$\mu_{н 35} = 10,13 \cdot 1 \text{ мПа} \cdot \text{с} = 10,13 \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$

5. Требования к отчету

- 5.1. Номер работы, тема, цель;
- 5.2. Вычисления начинать с записи расчетных формул в общем виде;
- 5.3. Размеры величин указывать в системе СИ;
- 5.4. Ответы на контрольные вопросы даются письменно.

6. Контрольные вопросы

- 6.1. Дать понятие о вязкости нефти.
- 6.2. Дать понятие о вязкости газа.

7. Литература

- 7.1. Б.В. Покрепин «Разработка нефтяных и газовых месторождений».
- 7.2. И.Т. Мищенко «Расчеты в добыче нефти».
- 7.3. А.М. Юрчук, А.З. Истомин «Расчеты в добычи нефти».

Практическая работа № 8

Определение пористости, проницаемости и удельной поверхности нефтесодержащих пород.

(2 часа)

1. Цель работы.

- 1.1. Определение коэффициента пористости;
- 1.2. Определение коэффициента проницаемости;
- 1.3. Определение удельной поверхности.

2. Обеспечивающие средства

- 2.1. Методические указания по выполнению практической работы;
- 2.2. Калькуляторы.

3. Теоретические сведения.

- 3.1. Под **пористостью** горных пород понимают наличие в ней пустот (пор, каверн, трещин и т.д.), не заполненных твердым веществом. Пористость определяет способность породы вмещать в себя нефть (газ, воду).

По происхождению поры и другие пустоты в породе подразделяются на:

- 1) **Первичные** – образованы в порядке осадконакопления и формирования породы. К ним относятся пустоты между зернами и частицами породы, промежутки между плоскостями наложения, пустоты, образовавшиеся после разложения организмов. Первичная пористость обычно наблюдается в песках, песчаниках, конгломератах и т.д.;
- 2) **Вторичные** – образуются в сформировавшихся породах в результате диагенеза. К ним относятся поры растворения, трещины, возникшие в связи с сокращением породы (доломитизация), трещины и пустоты, связанные с кристаллизацией, трещины, вызванные тектоническими явлениями, трещины и пустоты, связанные с эрозийными процессами.

Вторичная пористость обычно наблюдается в карбонатных породах (известняки, доломиты и др.)

Пористость зависит от взаимного расположения и укладки зерен, формы зерен и степени их окатанности, степени отсортированности частиц, слагающих породу, наличия цементирующего материала и т.д. в природных условиях плотность обычно колеблется в значительных пределах, т.к. зерна породы имеют различные очертания, поэтому более крупные поры могут быть заполнены более мелкими зернами или цементирующим веществом.

3.2. **Проницаемость** является важнейшим параметром, характеризующим коллекторские свойства породы.

Проницаемостью горной породы называется способность ее пропускать жидкости или газ. Одни породы (глины) могут иметь большую пористость, но малую проницаемость, другие (известняки) – малую пористость, но высокую проницаемость. Между пористостью и проницаемостью нет функциональной зависимости.

Проницаемость определяется размером пор. Почти все осадочные породы (пески, песчаники, конгломераты, известняки, доломиты) в большей или меньшей степени проницаемы. Но глины, плотные известняки и доломиты, несмотря иногда на значительную пористость, проницаемы только для газа и только при больших градиентах давления. Это обусловлено субкапиллярными размерами пор.

3.3. **Удельная поверхность породы** – величина, равная суммарной поверхности частиц, приходящейся на единицу объема образца.

Из-за небольших размеров отдельных зерен и большой плотности их упаковки общая площадь поверхности порового пространства горной породы достигает огромных размеров. Подсчитано, что поверхность зерен правильной сферической формы размером 0,2мм, содержащихся в 1м³ однородного песка, составляет около 29276 м².

Удельная поверхность нефтесодержащих пород нефтяных месторождений, имеющих промышленное значение, колеблется в широких пределах – от 40000 до 230000 м²/м³. Породы, имеющие удельную поверхность более 230000 м²/м³, непроницаемы или слабопроницаемы (глины, глинистые пески, глинистые сланцы и т.д.).

4. Задание

- 4.1. Данные для расчетов (по вариантам) задачи 1 находятся в таблице 1.
- 4.2. Данные для расчетов (по вариантам) задачи 2 находятся в таблице 2.
- 4.3. Данные для расчетов (по вариантам) задачи 3 находятся в таблице 3.

Задача 1

Определить коэффициент общей пористости образца породы **m**, если объем образца **V_о**, а объем зерен в образце **V_з**.

Коэффициент пористости определяется соотношением:

$$m = \frac{V_o - V_z}{V_o} (1)$$

Таблица 1

Параметры	Варианты				
	1	2	3	4	5
$V_0, \text{см}^3$	2,42	2,35	2,46	2,37	2,40
$V_3, \text{см}^3$	2,02	1,98	2,04	2,01	2,01
Ответ: %	16,5				

Задача 2

Определить коэффициент абсолютной проницаемости породы путем пропускания воздуха через образец. Длина образца L , площадь его поперечного сечения F . Давление перед и за образцом соответственно p_1 и p_2 . Вязкость воздуха в (условиях опыта) μ ; объем воздуха V_v (при атмосферном давлении), прошедшего через образец за время t .

Коэффициент абсолютной проницаемости k определяется по формуле:

$$k = \frac{2\mu L p_2 V_v \cdot 10^{-4}}{F(p_1^2 - p_2^2)t} \quad (2)$$

Таблица 2

Параметры	Варианты				
	1	2	3	4	5
$L, \text{см}$	2,8	2,5	2,7	2,4	2,9
$F, \text{см}^2$	5,1	5,0	5,1	4,8	5,1
$p_1, \text{Па}$	$1,3 \cdot 10^5$	$1,2 \cdot 10^5$	$1,1 \cdot 10^5$	$1,1 \cdot 10^5$	$1,3 \cdot 10^5$
$p_2, \text{Па}$	10^5	10^5	10^5	10^5	10^5
$\mu, \text{мПа} \cdot \text{с}$	0,018	0,017	0,016	0,015	0,018
$t, \text{с}$	180	170	185	176	181
$V_v, \text{см}^3$	3600	3600	3600	3600	3600
Ответ:	$0,573 \cdot 10^{-12}$				

Задача 3

Определить удельную поверхность слабосцементированного песчаника с проницаемостью k и пористостью m .

Приближенно удельная поверхность $S_{уд}$ определяется расчетным путем в зависимости от k и m по формуле:

$$S_{уд} = c m \sqrt{\frac{m}{k}} \quad (3)$$

где c – коэффициент зависящий от разнородности частиц песка, $c = 0,353$.

Таблица 3

Пара- метры	Варианты				
	1	2	3	4	5
k, м²	2,5*10 ⁻¹²	3,1*10 ⁻¹²	4.5*10 ⁻¹²	2,9*10 ⁻¹²	4,0*10 ⁻¹²
m	0,25	0,27	0,21	0,26	0,23
Ответ, м²/м³	27800				

5. Требования к отчету

5.1.Номер работы, тема, цель;

- 5.1. Вычисления начинать с записи расчетных формул в общем виде;
- 5.2. Размеры величин указывать в системе СИ;
- 5.3. Ответы на контрольные вопросы даются письменно.

6. Контрольные вопросы

- 6.1. Дать понятие о диагенезе.
- 6.2. Какие существуют виды пористости? Коэффициенты пористости.
- 6.3. Виды проницаемости. Коэффициенты проницаемости.
- 6.4. На что влияет величина удельной поверхности?

7. Литература

- 7.1. Б.В. Покрепин «Разработка нефтяных и газовых месторождений».
- 7.2. И.Т. Мищенко «Расчеты в добыче нефти».
- 7.3. А.М. Юрчук, А.З. Истомин «Расчеты в добычи нефти».

Практическая работа № 9

Определение коэффициентов нефте-, водо- и газонасыщенности породы.

(2 часа)

1. Цель работы

- 1.1. Определить коэффициенты нефтенасыщенности породы.
- 1.2. Определить коэффициенты газонасыщенности породы.
- 1.3. Определить коэффициенты водонасыщенности породы.

2. Обеспечивающие средства

- 2.1. Методические указания по выполнению практической работы;
- 2.2. Калькуляторы.

3. Теоретические сведения.

Содержание в пустотах горных пород нефти, газа и воды называется насыщенностью. Степень насыщенности пустот, выражаемая коэффициентами нефте -, газо - и водонасыщенности - один из главных параметров, который учитывается при определении начальных и текущих запасов нефти и газа, коэффициента нефтеотдачи пластов. От насыщенности во многом зависит процесс многофазной фильтрации в поровом пространстве.

Коэффициент нефтенасыщенности – это доля объема пустот в горной породе, заполненной нефтью. Измеряется в процентах или долях единицы. Аналогично определяются коэффициенты газо - и водонасыщенности.

Общепринятая методика количественного определения нефтегазоводонасыщенности образцов пород основана на измерении потери массы образца и объема отогнанной из него воды после экстрагирования в углеводородном растворе. Объемы содержащейся в образцах породы воды и нефти определяются при помощи аппарата Закса. Используя эти данные, вычисляют коэффициенты нефте -, газо - и водонасыщенности по следующим формулам:

коэффициент нефтенасыщенности

$$S_n = \frac{V_n * \rho_n}{mG} (1)$$

коэффициент водонасыщенности

$$S_v = \frac{V_v * \rho_v}{mG} (2)$$

коэффициент газонасыщенности

$$S_g = 1 - (S_n b_n + S_v b_v) \quad (3)$$

В этих формулах V_n и V_v - объемы содержащейся в образце нефти и воды, см^3 ; ρ_n – плотность породы, г/см^3 ; m – коэффициент пористости, доли единицы; G – масса жидкости содержащейся в образце, г; b_n , b_v – объемные коэффициенты нефти и воды, доли единицы.

4. Задание

4.1. Данные для расчетов (по вариантам) задачи 1 находятся в таблице 1

Задача

Определить коэффициенты нефти -, газо - и водонасыщенности породы, в образце которой содержится нефть V_n , вода V_v ; содержащаяся в образце масса жидкости G ; плотность породы ρ_p ; коэффициент пористости m ; объемные коэффициенты нефти и воды b_n , b_v .

Таблица 1

Параметры	Варианты				
	1	2	3	4	5
$V_n, \text{см}^3$	4,44	4,23	4,56	4,68	4,35
$V_v, \text{см}^3$	4	3,8	4,1	4,2	3,9
$G, \text{г}$	92	94	90	91	92
$\rho_p, \text{г/см}^3$	2	2,1	1,9	2,2	2
m	0,25	0,24	0,23	0,22	0,21
b_n	1,2	1,1	1,3	1,2	1,1
b_v	1,03	1,02	1,01	1,03	1,04
Ответ: S_n	38,6%	39,4%			
S_v	34,8%	35,4%			
S_g	17,9%	21%			

5. Требования к отчету

- 5.1. Номер работы, тема, цель;
- 5.2. Вычисления начинать с записи расчетных формул в общем виде;
- 5.3. Размеры величин указывать в системе СИ.
- 5.4. Ответы на контрольные вопросы даются письменно.

6. Контрольные вопросы

- 6.1. Дать понятие об остаточной (связанной) воде.
- 6.2. Объяснить наличие остаточной воды в залежи.
- 6.3. Дать определение коэффициентов нефте-, водо- и газонасыщенности породы.
- 6.4. Объяснить гидрофильность и гидрофобность пород.

7. Литература

- 7.1 Б.В.Покрепин «Разработка нефтяных и газовых месторождений».
- 7.2 И.Т. Мищенко «Расчеты в добыче нефти».
- 7.3 А.М. Юрчук, А.З. Истомин «Расчеты в добычи нефти».
- 7.4 В.М. Муравьев «Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Определение нефтеотдачи пластов при водонапорном режиме эксплуатации нефтяной залежи.

(2 часа)

1. Цель работы

1. Определить нефтеотдачу пластов при водонапорном режиме.

2. Теоретические сведения

Источниками энергии обеспечивающей движение жидкости и газов в продуктивных пластах, является собственная пластовая энергия и энергия, подаваемая извне – путем нагнетания в пласты под высоким давлением жидкостей и газов.

Основными источниками пластовой энергии служат:

- энергия напора пластовой воды (краевой или подошвенной);
- энергия расширения свободного газа (газа газовой шапки);
- энергия расширения растворенного в нефти газа;
- энергия упругости жидкости и породы;
- энергия напора нефти (гравитационная энергия).

Пластовая энергия расходуется на совершение работы по перемещению жидкостей и газов и подъему их на поверхность.

Режимом работы залежей называется появление преобладающего вида пластовой энергии в процессе разработки. Энергетическое состояние залежи – главный фактор, ограничивающий темпы ее разработки и полноту извлечения нефти и газа. По преобладающему виду энергии различают следующие режимы работы нефтяных залежей:

- водонапорный;
- упругий;
- растворенного газа;
- газонапорный;
- гравитационный;
- смешанные.

При реальной разработке месторождений в основном используются смешанные режимы.

3. Обеспечивающие средства

- 3.1. Методические указания по выполнению практической работы;
- 3.2. Калькуляторы.

4. Задание

- 4.1. Данные для расчетов (по вариантам) задачи 1 находятся в таблице 1;
- 4.2. Данные для расчетов (по вариантам) задачи 2 находятся в таблице 2.

Задача 1

Параметры нефтяной залежи с водонапорным режимом определены в результате исследования образцов кернов и геофизическими методами. При этом установлено. Что среднее количество связанной воды $S_в$ и нефтенасыщенность $S_н$ в начальный период эксплуатации соответственно равны (см свой вариант в таблице 1). В ходе эксплуатации залежи средняя водонасыщенность стала увеличиваться. Через 6 лет она была равна (см свой вариант в таблице 1) а через 9 лет – (см свой вариант в таблице 1).

Определить средний процент нефтеотдачи для указанных периодов времени.

Методика решения задачи.

Коэффициент нефтеотдачи в зависимости от средней водонасыщенности породы S на данный момент находим по формуле:

$$K_{от} = \frac{S_в - S}{100 - S} (1)$$

где числитель ($S_в - S$) – количество воды, поступившей в залежь вместо такого же количества добытой нефти, а знаменатель ($100 - S$) - начальный запас нефти. Величины $S_в$ и S выражены в процентах.

Пусть $S_в = 12\%$ и $S_н = 88\%$. Т.к. средняя водонасыщенность стала увеличиваться, то через 6 лет $S_в = 52\%$, а через 9 лет – 69% .

Следовательно, нефтеотдача по формуле (1) составит:

через 6 лет $K_{от 1} = \frac{52-12}{100-12} = 0,455$ или **45,5%**

через 9 лет $K_{от 1} = \frac{69-12}{100-12} = 0,648$ или **64,8%**

Таблица 1

Параметры	Варианты условия задачи				
	1	2	3	4	5
Нефтенасыщенность $S_н$	81	92	94	86	90
Водонасыщенность $S_в$	19	8	6	14	10
$S_в$ через 6 лет	48	54	56	50	51
$S_в$ через 9 лет	52	66	69	61	63
Ответ:					

Задача 2

Нефтяная залежь, эксплуатируемая при водонапорном движении, имеет сравнительно однородный состав пород. Требуется приблизительно оценить нефтеотдачу этой залежи для двух периодов времени. К концу первого периода добыча нефти Q_n составляла $4000 \text{ м}^3/\text{сут}$ (см свой вариант в таблице 2) и воды Q_v $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$ (см свой вариант в таблице 2). К концу второго периода добыча составляла нефти $Q_n = 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$ (см свой вариант в таблице 2) и воды $Q_v = 4000 \text{ м}^3/\text{сут}$ (см свой вариант в таблице 2). Известны вязкости нефти и воды в пластовых условиях: $\mu_n = 7,3 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и $\mu_v = 1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; объемные коэффициенты нефти и воды: $b_n = 1,1$ и $b_v = 1$ (см свой вариант в таблице 2).

Методика решения задачи.

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

$$C = 100 \frac{Q_v}{Q_n + Q_v} \quad (2)$$

Процентное содержание воды зависит от величины фазовых проницаемостей k_n и k_v , вязкостью μ_n и μ_v и объемных коэффициентов b_n и b_v (нефти и воды) и может быть определено из выражения

$$C = \frac{100}{1 + M \frac{k_n}{k_v}} \quad (3)$$

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

$$M = \frac{\mu_v b_v}{\mu_n b_n} \quad (4)$$

При $\mu_n = \mu_v$ и $b_n = b_v$ коэффициент $M = 1$. Чем больше вязкость и объемный коэффициент нефти (при неизменном μ_v и b_v), тем меньше значение имеет коэффициент M .

Нефтеотдача зависит от содержания воды в добываемой жидкости и коэффициента M . Имея эти для сравнительно однородного коллектора, можно определить нефтеотдачу (в %) по графику (рис 1).

Предварительно находятся C и M по формулам (2) и (4).

Для первого периода:

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

$$M = \frac{10^3 * 1}{7,3 * 10^3} = 1/8$$

Для второго периода:

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

Величина M для второго периода остается прежней, равной $1/8$, т.к. μ_n и b_n не изменились. Для определения нефтеотдачи по периодам используют график (см рис 1), на котором от точки 20% на оси абсцисс проводят вертикаль до пересечения с кривой $M = 1/8$. От найденной точки

проводится горизонталь влево и на оси координат находят нефтеотдачу для первого периода $K_{от.1} = 25\%$. Также находят нефтеотдачу для второго периода $K_{от.2} = 47\%$.

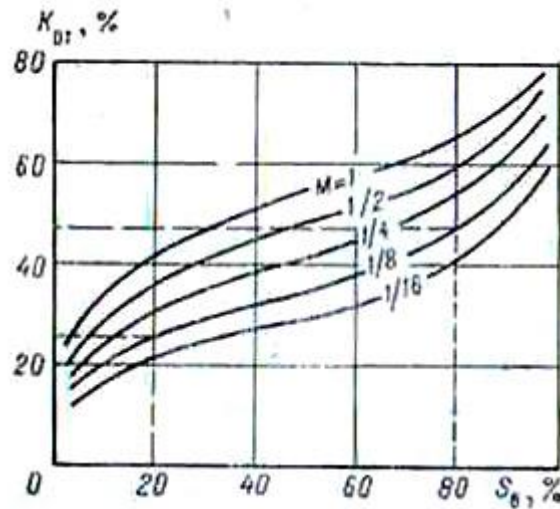


Рис. 1. График зависимости нефтеотдачи от содержания воды в добываемой жидкости для разных значений M

Таблица 2

Параметры	Варианты				
	1	2	3	4	5
$Q_{н1}, \text{м}^3/\text{сут}$	3500	4100	4800	3900	4200
$Q_{в1}, \text{м}^3/\text{сут}$	500	700	800	600	800
$Q_{н2}, \text{м}^3/\text{сут}$	500	700	800	600	800
$Q_{в2}, \text{м}^3/\text{сут}$	3500	4100	4800	3900	4200
$\mu_n, \text{мПа}\cdot\text{с}$	7,5	7,6	7,8	7,4	7,0
$\mu_v, \text{мПа}\cdot\text{с}$	1,0	1,1	1,0	1,1	1,0
b_n	1,06	1,0	1,05	1,1	1,05
B_v	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Ответ					

5. Требования к отчету

- 5.1. Номер работы, тема, цель;
- 5.2. Вычисления начинать с записи расчетных формул в общем виде;
- 5.3. Размеры величин указывать в системе СИ.
- 5.4. Ответы на контрольные вопросы даются письменно.

6. Контрольные вопросы

- 6.1. Охарактеризовать водонапорный режим.
- 6.2. Охарактеризовать газонапорный режим.

7. Литература

- 7.1. Б.В. Покрепин «Разработка нефтяных и газовых месторождений».
- 7.2. И.Т. Мищенко «Расчеты в добыче нефти».
- 7.3. А.М. Юрчук, А.З. Истомин «Расчеты в добычи нефти».

Практическая работа № 11

Определение скорости продвижения в пласте водонефтяного контакта (ВНК).

(2 часа)

1. Цель работы

- 1.1. Определить скорость продвижения ВНК к скважине.

2. Теоретические сведения.

Водонефтяной контакт – поверхность, разделяющая в залежи нефть (газ) и пластовую воду, называется поверхностью водонефтяного (газонефтяного или газоводяного) контакта. Поверхность ВНК обычно горизонтальная но может быть и наклонной. В случае залежи нефти (газа) массивного типа поверхность ВНК сечет все пласты – резервуары, содержащие нефть (газ). В процессе разработки залежей внешние и внутренние контуры нефтеносности (газоносности) стягиваются к сводовой части залежи.

3. Обеспечивающие средства

- 7.1. Методические указания по выполнению практической работы;
7.2. Калькуляторы.

4. Задание

- 4.1. Данные для расчетов (по вариантам) задачи 1 находятся в таблице 1.

Задача

Нефтяной пласт работает при водонапорном режиме. Скважина, пробуренная на этот пласт, фонтанирует при отсутствии свободного газа в подъемных трубах, т.е. при условии $p_{\text{буф}} > p_n$.

Плотность воды $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$. Плотность пластовой нефти ρ_n , давление на буфере закрытой скважины (при $Q = 0$) p_1 и угол падения пласта α для каждого варианта смотреть в таблице 1.

Требуется определить скорость продвижения ВНК к этой скважине в вертикальном s_v и горизонтальном s_r направлениях, а также по простиранию пласта s_n , если через t (см свой вариант в таблице 1) давление на буфере закрытой скважины понизилось до p_2 (см свой вариант в таблице 1).

Методика решения задачи.

Скорости продвижения контура в указанных направлениях определяются по следующим формулам:

$$c_B = \frac{P_1 - P_2}{t(\rho_B - \rho_H)g} (1)$$

$$c_r = \frac{(P_1 - P_2) \operatorname{ctg} \alpha}{t(\rho_B - \rho_H)g} (2)$$

$$c_n = \frac{P_1 - P_2}{t(\rho_B - \rho_H)g \sin \alpha} (3)$$

Таблица 1

параметры	Варианты условия задачи				
	1	2	3	4	5
ρ_H , кг/м ³	850	860	855	850	857
p_1 , МПа	2	2,1	2,3	2,5	2,2
p_2 , МПа	1,7	1,6	1,5	1,7	1,8
t , мес.	50	40	45	51	50
α , град.	20	21	20	21	22
	4,1;11,3;12м/мес				

5. Требования к отчету

- 5.1. Номер работы, тема, цель;
- 5.2. Вычисления начинать с записи расчетных формул в общем виде;
- 5.3. Размеры величин указывать в системе СИ.
- 5.4. Ответы на контрольные вопросы даются письменно.

6. Контрольные вопросы

- 6.1. Дать понятие о нефтяном пласте.
- 6.2. Зарисовать строение пласта.
- 6.3. Дать понятие о скважине. Типы скважин.
- 6.4. Дать понятие о пластовом и забойном давлениях.

7. Литература

- 7.1. Б.В. Покрепин «Разработка нефтяных и газовых месторождений».
- 7.2. И.Т. Мищенко «Расчеты в добыче нефти».
- 7.3. А.М. Юрчук, А.З. Истомин «Расчеты в добычи нефти».

Практическая работа №12

Определение нефтеотдачи пластов при упруговодонапорном режиме эксплуатации нефтяной залежи.

(2 часа)

1. Цель работы

- 1.1. Определить нефтеотдачу пластов в зависимости от упругих свойств жидкости и породы.

2. Теоретические сведения.

Режим, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора краевой воды, но отличие от водонапорного режима **основным источником энергии при этом служит упругость пород-коллекторов и насыщающей их жидкости.** При этом режиме отбор жидкости не полностью компенсируется внедряющейся в залежь водой. В результате, снижение давления в пласте распространяется за пределы залежи и захватывает большую область водоносной части пласта. В этой области происходит соответствующее расширение породы и пластовой воды. Коэффициенты упругости воды и породы незначительны, но при больших размерах области сниженного давления, во много раз превышающих размеры залежи, упругие силы пласта служат источником значительной энергии.

Проявлению упруговодонапорного режима способствует залегание пласта-коллектора на большой площади за пределами залежи. Так же, как и при водонапорном режиме, обязательным условием является превышение начального пластового давления над давлением насыщения. Коэффициент извлечения нефти не превышает 0,5 – 0,55.

3. Обеспечивающие средства

- 3.1. Методические указания по выполнению практической работы;
- 3.2. Калькуляторы.

4. Задание

- 4.1. Данные для расчетов (по вариантам) задачи 1 находятся в таблице 1.

Задача 1.

Определить количество нефти, которое можно получить из залежи за счет упругих свойств среды внутри контура нефтеносности при падении средневзвешенного по площади давления в залежи до давления насыщения.

Залежь, ограниченная контуром нефтеносности, имеет площадь $F = 12 \text{ км}^2$, средняя ее мощность $h = 12 \text{ м}$, пористость породы $\tau = 0,22$. Количество связанной воды $S = 20\%$. Пластовая температура $T_{пл} = 331 \text{ К}$. Начальное пластовое давление $p_{пл} = 18 \text{ МПа}$. Давление насыщения $p_n = 8 \text{ МПа}$. За период падения давления в пласте до уровня давления насыщения добыча нефти составила $5 \cdot 10^6 \text{ м}^3$. (Данные своего варианта см в таблице 1)

Коэффициент сжимаемости нефти β_n определяется по формуле:

$$\beta_n = \frac{b_{n1} - b_n}{b_n \Delta p} \quad (1)$$

где Δp – падение пластового давления до давления насыщения,

$$\Delta p = p_{nl} - p_n = 18 - 8 = 10 \text{ МПа};$$

b_{n1} и b_n – объемные коэффициенты нефти при пластовой температуре $T_{nl} = 331\text{К}$ и давлениях $p_n = 8\text{МПа}$ и $p_{nl} = 18\text{МПа}$.

Эти коэффициенты определяются по графику (рис. 1):

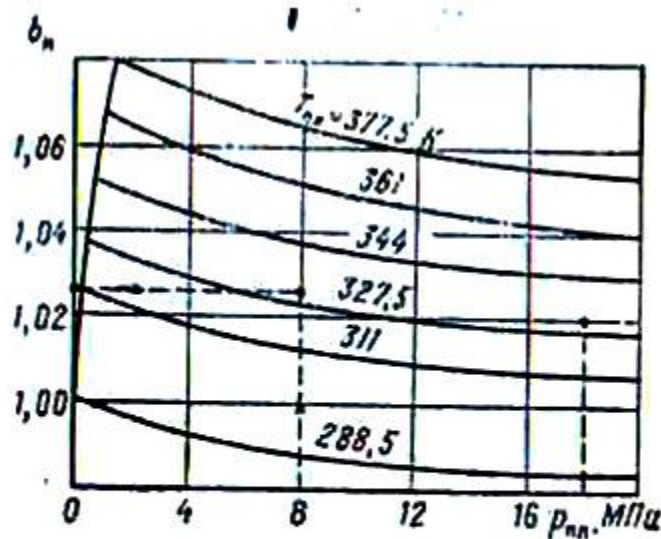


Рис. 1. График зависимости объемного коэффициента нефти от давления и температуры

$$b_{n1} = 1,026; b_n = 1,02.$$

По формуле (1) определяем

$$\beta_n = (1,026 - 1,02) / 1,02 * 10 = 5,9 * 10^{-4} \text{ 1/МПа}.$$

Коэффициент упругости залежи определяется по формуле:

$$\beta^* = \tau \beta_n + \beta_p \quad (2)$$

где β_p - коэффициент сжимаемости пор породы, который принимается равным $2 * 10^{-4} \text{ 1/МПа}$.

Тогда по формуле (2)

$$\beta^* = 0,22 * 5,9 * 10^{-4} + 2 * 10^{-4} = 3,3 * 10^{-4} \text{ 1/МПа}.$$

Искомый запас нефти, определяемый действием упругих сил, определяется по формуле:

$$\Delta V_n = \beta^* V \Delta p, \quad (3)$$

где V - объем залежи, равный $V = F \cdot h = 12 \cdot 10^6 \cdot 12 = 144 \cdot 10^6 \text{ м}^3$

По формуле найдем (3)

$$\Delta V_n = 3.3 \cdot 10^{-4} \cdot 144 \cdot 10^6 \cdot 10 = 475 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Для определения процента нефтеотдачи в зависимости от упругих свойств среды подсчитывается общий начальный объем нефти в залежи (в пластовых условиях) по формуле:

$$V_n = \frac{F h m (1 - S)}{b_n} \quad (4)$$

где S – начальный коэффициент водонасыщенности в долях единицы, который по условию задачи равен 0,2.

Подставляя данные в формулу (4) имеем:

$$V_n = \frac{12 \times 10^6 \times 12 \times 0,22 (1 - 0,2)}{1,02} = 248 \times 10^5 \text{ м}^3.$$

Процент нефтеотдачи из общего запаса нефти в залежи из-за упругих свойств среды найдем из соотношения:

$$K_{от} = \frac{\Delta V_n}{V_n} \times 100 = \frac{475 \times 10^3}{248 \times 10^5} \times 100 = 1,92 \%$$

Получено нефти в результате внедрения воды из законтурной области:

$$\Delta V_n' = 5 \times 10^6 - 475 \times 10^3 = 4,525 \times 10^6 \text{ м}^3$$

Падение давления в пределах контура нефтеносности неизбежно нарушит равновесие за контуром, где давление будет уменьшаться, и часть воды под действием упругой энергии поступит в нефтяную залежь пласта.

Рассмотрим законтурную кольцевую площадь $F_1 = 120 \cdot 10^6 \text{ м}^2$, занятую напорной водой, где коэффициент сжимаемости воды $\beta_v = 4,2 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}$. Тогда коэффициент упругости β_v^* для указанной законтурной обводненной части пласта найдем по формуле аналогичной (2):

$$\beta_v^* = \tau \beta_v + \beta_n = 0,22 \cdot 4,2 \cdot 10^{-4} + 2 \cdot 10^{-4} = 2,924 \cdot 10^{-4} \text{ 1/Мпа}$$

Как видно из сравнения коэффициентов упругоёмкости для нефтяной и обводненной частей пласта, падение давления за контуром менее интенсивное, чем внутри контура.

Предположим, что средневзвешенное давление внутри рассматриваемой кольцевой площади уменьшается за тот же промежуток времени на $\Delta p_I = 5 \text{ МПа}$, т.е. на 50% от Δp .

В этом случае количество воды, которое поступит в поры пласта под действием упругой энергии в пределах контура нефтеносности, будет

$$\Delta V_v = \beta_v \cdot V_1 \Delta p_1, (5)$$

где $V_1 = F_1 \cdot h = 120 \cdot 10^6 \cdot 12 = 144 \cdot 10^7 \text{ м}^3$.

Тогда по (5) имеем:

$$\Delta V_v = 2,924 \cdot 10^{-4} \cdot 144 \cdot 10^7 \cdot 5 = 2,11 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Таким образом, через начальный контур нефтеносности в результате гидродинамического (неупругого) перемещения воды в пласт поступит следующий объем жидкости :

$$V_{\text{ж}} = \Delta V_n' - \Delta V_v = 4,525 \cdot 10^6 - 2,11 \cdot 10^6 = 2,415 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Остальная часть (до $5 \cdot 10^6 \text{ м}^3$) представляет суммарный запас, определяемый действием упругих сил. Т.е., больше половины (примерно 51,7%) добычи нефти будет обеспечено за счет упругой энергии нефти, породы и воды, расположенных в пределах начального контура нефтеносности и в его непосредственном окружении.

Таблица 1

Параметры	Варианты условия задачи				
	1	2	3	4	5
Площадь F , км ²	10	15	11	17	16
Средняя мощность h , м	12	14	10	9	10
Пористость породы m	0,21	0,21	0,23	0,20	0,23
Количество связанной воды S , %	20	21	22	20	22
Пластовая температура $T_{\text{пл}}$, К	330	332	331	332	331
Начальное пластовое давление $p_{\text{пл}}$, МПа	18	19	18	19	18
Давление насыщения $p_{\text{нас}}$, МПа	8	9	8	9	8
Коэффициент сжимаемости воды β_v , 1/МПа	$4,0 \cdot 10^{-4}$	$4,1 \cdot 10^{-4}$	$4,3 \cdot 10^{-4}$	$4,2 \cdot 10^{-4}$	$4,0 \cdot 10^{-4}$
Ответ, м ³					

5. Требования к отчету

- 5.1. Номер работы, тема, цель;
- 5.2. Вычисления начинать с записи расчетных формул в общем виде;
- 5.3. Размеры величин указывать в системе СИ.
- 5.4. Ответы на контрольные вопросы даются письменно.

6. Контрольные вопросы

- 6.1. Охарактеризовать режим растворенного газа.
- 6.2. Охарактеризовать гравитационный режим

7. Литература

- 7.1. Б.В. Покрепин «Разработка нефтяных и газовых месторождений».
- 7.2. И.Т. Мищенко «Расчеты в добыче нефти».
- 7.3. А.М. Юрчук, А.З. Истомин «Расчеты в добыче нефти».

Практическая работа № 13

Расчет дебита нефтяной скважины.

(2 часа)

1. Цель работы

- 1.1. Определение дебита нефтяной скважины.

2. Теоретические сведения.

Приток жидкости и газа в скважины, вскрывшие однородны пласт, происходит по всем радиально сходящимся к ней направлениям. Жидкость, поступающая к скважине, должна проходить последовательно как бы через ряд концентрически расположенных цилиндрических поверхностей между непроницаемыми кровлей и подошвой; площади этих поверхностей постепенно уменьшаются по мере приближения к скважине. При постоянной мощности фильтрующего слоя и его однородности скорость фильтрации движущейся к скважине жидкости (при постоянном расходе) должна в этих условиях непрерывно увеличиваться и достигать максимума на стенках скважины. С увеличением скоростей возрастают гидравлические сопротивления, а значит, на перемещение единицы объема жидкости в направлении скважины непрерывно должны возрастать затраты энергии на единицу длины пути или связанные с этим градиенты давления (перепады давлений на единицу длины пути).

Для описания зависимости дебита скважины от градиента давления вокруг нее используют закон линейной фильтрации Дарси, согласно которому скорость линейной фильтрации пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна вязкости жидкости.

Решая уравнение Дарси относительно Q (дебит скважины) получают уравнение Дюпюи для радиального установившегося притока в скважину однородной жидкости.

В практических условиях дебит нефтяных скважин измеряют на поверхности в е/сут, проницаемость пород – в дарси, вязкость нефти - в сантипаузах.

3. Обеспечивающие средства

- 3.3. Методические указания по выполнению практической работы;
- 3.4. Калькуляторы.

4. Задание

- 4.1. Данные для расчетов (по вариантам) задачи 1 находятся в таблице 1.

Задача 1

Вычислить дебит нефтяной скважины при забойном давлении, равном давлению насыщения, для следующих условий:

Проницаемость призабойной зоны k ; толщина пласта h , плотность нефти в пластовых условиях ρ_{np} ; вязкость нефти в пластовых условиях μ_{np} ; плотность дегазированной нефти $\rho_{дн}$; радиус контура питания R_k ; приведенный радиус скважины $r_{пр}$; пластовое давление $P_{пл}$; газосодержание (газонасыщенность) пластовой нефти (объем газа приведен к стандартным условиям) G_o (Γ_o); давление насыщения при $t = 20^\circ$ $CP_{нас20}$; пластовая температура $t_{пл}$; содержание метана в газе однократного разгазирования при стандартных условиях y_m , азота y_a .

Решение задачи

1. Рассчитывается объемный коэффициент нефти:

$$b = 1 + 3,05 \cdot 10^{-3} \Gamma_o \text{ при } \Gamma_o \leq 400 \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (1)$$

$$b = 1 + 3,63 \cdot 10^{-3} (\Gamma_o - 58) \text{ при } \Gamma_o > 400 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

2. Определяется давление насыщения при пластовой температуре, т.к. в исходных данных оно дано при стандартной температуре. Для этого используем формулу для расчета давления насыщения в зависимости от температуры ($p_{нас.t}$) (практическая работа №2):

$$P_{нас.t} = P_{нас} + \frac{t - t_{пл}}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{ом}(y_m - 0,8y_a)}}, \quad (2)$$

Перепишав ее как:

$$P_{нас.t} = P_{нас} + \frac{t - t_{пл}}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{ом}(y_m - 0,8y_a)}}. \quad (3)$$

Предварительно необходимо привести размерность газосодержания пластовой нефти G_o к размерности формулы (3). Для этого используют следующую зависимость:

$$\Gamma_{ом} = \frac{10^3 G_o}{\rho_{нд} \cdot \frac{T_{ст}}{T_o}}$$

где 10^3 – коэффициент перевода плотности, выраженной в $\text{кг}/\text{м}^3$, в плотность, выраженную в $\text{т}/\text{м}^3$; $T_{ст} = 293,15$ (температура при стандартных условиях); $T_o = 273$ (температура при нормальных условиях).

Давление насыщения при $t_{пл}$ находим по формуле (3).

Далее рассчитывается дебит скважины по формуле:

$$Q = 0,54287 \frac{kh\rho_{np}(P_{пл} - P_{заб})}{\mu_{np} - b_n \ln \frac{R_k}{r_{пр}}} \quad (4)$$

Ответ: расчетный дебит скважины в стандартных условиях составил ...т/сут.

Таблица 1

Параметры	Варианты				
	1	2	3	4	5
$k, \text{мкм}^2$	0,25	0,24	0,23	0,26	0,25
$h, \text{м}$	5	5,6	4,8	5,2	5,3
$\rho, \text{кг/м}^3$	805	807	798	801	804
$\mu_n, \text{мПа}\cdot\text{с}$	2	2,1	2,3	2,2	2,1
$\rho_{\text{дн}}, \text{кг/м}^3$	862	860	867	870	864
$R_k, \text{м}$	300	297	306	294	305
$r_{\text{пр}}, \text{м}$	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
$P_{\text{пл}}, \text{МПа}$	25	24	25	24	25
$G_o (G_o), \text{м}^3/\text{м}^3$	78,5	78,4	77,9	80,0	79,0
$P_{\text{нас20}}, \text{МПа}$	8,48	8,50	8,47	8,51	8,49
y_m	0,622	0,621	0,623	0,624	0,622
y_a	0,027	0,029	0,028	0,026	0,027
$t_{\text{пл}}, ^\circ\text{C}$	82	85	84	83	86
ответ	295,3				

5. Требования к отчету

- 5.1. Номер работы, тема, цель;
- 5.2. Вычисления начинать с записи расчетных формул в общем виде;
- 5.3. Размеры величин указывать в системе СИ.
- 5.4. Ответы на контрольные вопросы даются письменно.

6. Контрольные вопросы

- 6.1. Дать понятие об условиях притока нефти к скважинам.
- 6.2. Записать формулу линейной фильтрации Дарси.
- 6.3. Что влияет на производительность скважин?

7. Литература

- 7.1. Б.В. Покрепин «Разработка нефтяных и газовых месторождений».
- 7.2. И.Т. Мищенко «Расчеты в добыче нефти».
- 7.3. А.М. Юрчук, А.З. Истомин «Расчеты в добычи нефти».

Практическая работа № 14

Расчет продолжительности разработки нефтяной и газовой залежей.

(2 часа)

1. Цель работы

Произвести расчет продолжительности разработки нефтяной залежи.

2. Теоретические сведения.

Запасы нефти подразделяются на две группы:

1. **Балансовые запасы** – разработка месторождений в настоящее время экономически целесообразна. Учитываются запасы, которые можно извлечь при наиболее полном и рациональном использовании современной техники и технологии.
2. **Забалансовые запасы** – в настоящее время месторождения не рентабельные, но могут рассматриваться в качестве объекта для промышленного освоения в дальнейшем.

Запасы нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов по степени изученности подразделяются на четыре категории – **A, B, C₁, C₂**.

3. Обеспечивающие средства

- 3.1. Методические указания по выполнению практической работы;
- 3.2. Калькуляторы.

4. Задание

- 4.1. Данные для расчетов (по вариантам) задачи 1 находятся в таблице 1.

Задача

Определить продолжительность разработки круговой залежи нефти при следующих данных: радиус начального контура нефтеносности R_n ; радиусы эксплуатационных рядов R_1, R_2, R_3 . В центре пласта помещена одна скважина с радиусом r_c . Расстояние между скважинами в рядах 2σ , мощность пласта h , пористость пласта m . Каждая скважина работает с предельно допустимым дебитом q . Все ряды работают одновременно.

Методика решения задачи.

1. Запасы нефти извлекаемые на каждом этапе разработки залежи, (m^3):

$$\begin{aligned}V_1 &= \pi (R_n^2 - R_1^2) h m; \\V_2 &= \pi (R_1^2 - R_2^2) h m; \\V_3 &= \pi (R_2^2 - R_3^2) h m; \\V_4 &= \pi (R_3^2 - r_c^2) h m.\end{aligned}$$

2. Число скважин в каждом ряду:

$$\begin{aligned} \Pi_1 &= \frac{2\pi R_1}{\delta}; \\ \Pi_2 &= \frac{2\pi R_2}{\delta}; \\ \Pi_3 &= \frac{2\pi R_3}{\delta}; \\ \Pi_4 &= \frac{2\pi R_4}{\delta}. \end{aligned}$$

3. Суммарный дебит ряда, (м³ / сут):

$$\begin{aligned} Q_1 &= q \Pi_1; \\ Q_2 &= q \Pi_2; \\ Q_3 &= q \Pi_3. \end{aligned}$$

4. Суммарный дебит всех скважин по этапам разработки, (м³ / сут):

первый этап	$Q_{p1} = q (\Pi_1 + \Pi_2 + \Pi_3 + 1);$
второй этап	$Q_{p2} = q (\Pi_2 + \Pi_3 + 1);$
третий этап	$Q_{p3} = q (\Pi_3 + 1).$

5. Общие запасы нефти:

$$V_{\text{общ}} = V_1 + V_2 + V_3 + V_4.$$

6. Продолжительность этапов разработки, (мес.):

первого этапа	$t_1 = V_1 / Q_{p1};$
второго этапа	$t_2 = V_2 / Q_{p2};$
третьего этапа	$t_3 = V_3 / Q_{p3}.$

7. Общая продолжительность разработки, (год., мес.):

$$t = t_1 + t_2 + t_3$$

Таблица 1

Параметры	Варианты				
Радиус начального контура нефтеносности, $R_{нм}$	3000	3100	3200	3300	3000
Радиусы эксплуатационных рядов R , м	$R_1=2400$ $R_2=2000$ $R_3=1600$	$R_1=2300$ $R_2=2100$ $R_3=1900$	$R_1=2500$ $R_2=2100$ $R_3=1700$	$R_1=2600$ $R_2=2200$ $R_3=1800$	$R_1=2300$ $R_2=2100$ $R_3=1900$
Скважина с радиусом r_c	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Расстояние между скважинами в рядах 2σ , м	300	310	310	300	310
Мощность пласта h , м	10	11	12	12	11
Пористость пласта m , %	12	13	12	11	12
Предельно допустимый дебит q , м ³ /сут	50	51	50	50	51
	18,2года				

5. Требования к отчету

- 5.1. Номер работы, тема, цель;
- 5.2. Вычисления начинать с записи расчетных формул в общем виде;
- 5.3. Размеры величин указывать в системе СИ.
- 5.4. Ответы на контрольные вопросы даются письменно.

6. Контрольные вопросы

- 6.1. Какие условия определяют категории запасов A , B , C_1 , C_2 .
- 6.2. Дать понятие о фонде скважин.

7. Литература

- 7.1. Б.В. Покрепин «Разработка нефтяных и газовых месторождений».
- 7.2. И.Т. Мищенко «Расчеты в добыче нефти».
- 7.3. А.М. Юрчук, А.З. Истомин «Расчеты в добычи нефти».

Практическая работа №15 -16
Обработка данных исследования скважин при
установившемся режиме.
(4 часа)

1. Цель работы

- 1.1. Построение индикаторной линии.
- 1.2. Определение коэффициента продуктивности скважины.
- 1.3. Определение коэффициента проницаемости призабойной зоны.
- 1.4. Определение параметра подвижности нефти и гидропроводность пласта.

2. Теоретические сведения

Методы исследования скважин и пластов предназначены для получения информации об объекте разработки, об условии и интенсивности притока флюидов в скважину об изменениях, происходящих в пласте в процессе его разработки. Цель исследования скважин на приток при установившихся режимах фильтрации заключается в контроле продуктивности скважины изучении влияния режима работы на производительность и оценки фильтрационных параметров пласта.

Технология исследования состоит в непосредственном измерении дебитов скважин Q и соответствующих им значений забойного давления P_z , последовательно на нескольких (не менее трех) предварительно обеспеченных установившихся режимах работы. Об установившемся режиме судят по постоянству дебита и забойного давления при условии работы скважины в заданном режиме. Чем выше проницаемость пласта, тем быстрее наступает установившийся режим фильтрации после изменений условий эксплуатации. Одновременно определяют газовый фактор и отбирают на выкидных линиях пробы жидкости на обводненность и наличие песка. Предпочтительным является изменение режима работы скважины в сторону постепенного возрастания дебита. По завершению исследований скважину останавливают для измерения пластового давления.

По результатам исследования строят график зависимости дебита скважины от депрессии, называемой индикаторной диаграммой. При построении индикаторных диаграмм принято значения забойных давлений откладывать по оси ординат, а дебит – по оси абсцисс. На рис. 1 возможные формы индикаторных диаграмм.

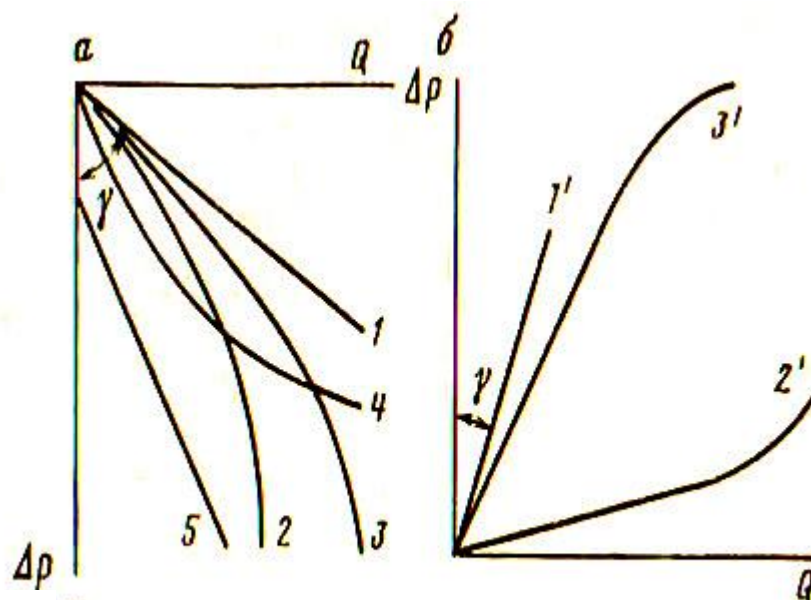


Рис. 1. Типичные индикаторные диаграммы добывающих (а) и нагнетательных (б) скважин

1

3. Обеспечивающие средства

- 3.1. Методические указания по выполнению практической работы;
- 3.2. Калькуляторы.

4. Задание

- 4.1. Данные для расчетов (по вариантам) задачи 1 находятся в таблице 2 и в таблицах 3.1 – 3.5. (1 вариант – 3.1, 2 вариант – 3.2 и т.д.)

Задача 1

Фонтанная скважина исследована на приток путем изменения режима работы сменой штуцера и замера дебита и забойного давления при каждом режиме.

Исходные данные:

1. Эффективная мощность пласта $h=10\text{м}$;
2. Условный радиус контура питания $R_k=250\text{ м}$;
3. Радиус забоя скважины (по долоту) $r_c=0,124\text{м}$;
4. Относительная плотность нефти $\rho_n=0,85$;
5. Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях $\mu=1,2\text{ мПа} \cdot \text{с}$;
6. Объемный коэффициент нефти $b_n=1,3$;
7. Коэффициент, учитывающий гидродинамическое несовершенство скважины по кривым В.И. Щурова, $G=11,2$;
8. Пластовое давление $p_{пл}=28\text{ МПа}$.

Определить коэффициент продуктивности скважины, коэффициент проницаемости призабойной зоны, параметр подвижности нефти и гидропроводность пласта. Данные для исследования скважины сведены в таблицу 1.

Таблица 1

Режим фонтанирования скважины	Диаметр штуцера d, мм	Дебит нефти Q, т/сут	Забойное давление p _з , МПа	Депрессия Δp = p _{пл} – p _з , МПа
I	3,0	62,5	27,0	1,0
II	3,5	160,0	25,7	2,3
III	4,5	275,0	23,9	4,1
IV	5,0	327,5	23,1	4,9

По данным таблицы 1 строим индикаторную линию в системе координат (рис. 2).

Определяем коэффициент продуктивности скважины.

Для этого берется любая точка на индикаторной линии.

Например, при Δp = 3,7 МПа имеем:

$$K_{\Pi} = \frac{Q}{\Delta p} = \frac{250}{3,7} \approx 68 \text{ т/сут} \cdot \text{МПа}.$$

Зная коэффициент продуктивности скважин, можно определить коэффициент проницаемости призабойной зоны пласта по формуле:

$$k = \frac{k_n b_n \mu}{2\pi h \rho_n} \left(2,3 \lg \frac{R_K}{r_c} + G \right). \quad (1)$$

Подставляя значения в формулу (1), получим коэффициент проницаемости:

$$k = \frac{68 \cdot 10^{-6} \cdot 1,3 \cdot 1,2 \cdot 10^{-3}}{86400 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 10 \cdot 0,85} \left(2,3 \lg \frac{250}{0,124} + 11,2 \right) = 0,433 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

Метод определения проницаемости призабойной зоны скважины по коэффициенту продуктивности имеет большое практическое значение. Но этим методом можно воспользоваться только при условии, когда p_з > p_{нас} и когда нефть безводна.

Далее определяется подвижность нефти k/μ и гидропроводность пласта kh/μ:

$$k/\mu = \frac{0,433 \cdot 10^{-12}}{1,2 \cdot 10^{-3}} = 0,362 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2 / \text{Па} \cdot \text{с};$$

$$kh/\mu = \frac{0,433 \cdot 10^{-12} \cdot 10}{1,2 \cdot 10^{-3}} = 3,62 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2 / \text{Па} \cdot \text{с}.$$

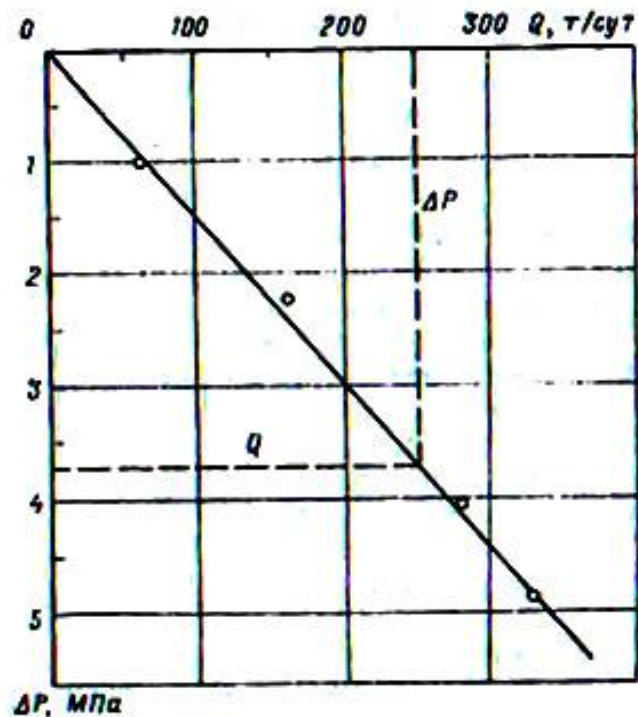


Рис. 2. Индикаторная линия $Q = I / (\Delta p)$

Варианты для решения задачи

Таблица 2

Параметры	Варианты				
	1	2	3	4	5
h , м	12	11	10	13	12
R_k , м	252	249	240	260	257
r_c , м	0,124	0,124	0,124	0,124	0,124
ρ_n	0,85	0,87	0,82	0,83	0,84
μ , МПа * с	1,2	1,3	1,2	1,4	1,3
b_n	1,3	1,3	1,4	1,2	1,2
G	11,2	11,0	11,3	11,1	11,4
$p_{пл}$, МПа	27	28	27	28	29

Таблица 3.1

Режим фонтанирования скважины	Диаметр штуцера d , мм	Дебит нефти Q , т/сут	Забойное давление p_z , МПа	Депрессия $\Delta p = p_{пл} - p_z$, МПа
I	3,0	62,8	25,0	2,0
II	3,5	162,0	25,9	1,1
III	4,5	278,0	24,0	3,0
IV	5,0	329,5	24,2	2,8

Таблица 3.2

Режим фонтанирования скважины	Диаметр штуцера d, мм	Дебит нефти Q, т/сут	Забойное давление p _з , МПа	Депрессия $\Delta p = p_{пл} - p_z$, МПа
I	3,0	65,0	26,8	1,2
II	3,5	170,4	26,2	1,8
III	4,5	268,0	27,0	1,0
IV	5,0	327,5	26,9	2,1

Таблица 3.3

Режим фонтанирования скважины	Диаметр штуцера d, мм	Дебит нефти Q, т/сут	Забойное давление p _з , МПа	Депрессия $\Delta p = p_{пл} - p_z$, МПа
I	3,0	63,4	25,5	1,5
II	3,5	163,7	24,8	2,2
III	4,5	275,0	23,8	3,2
IV	5,0	325,6	23,1	3,9

Таблица 3.4

Режим фонтанирования скважины	Диаметр штуцера d, мм	Дебит нефти Q, т/сут	Забойное давление p _з , МПа	Депрессия $\Delta p = p_{пл} - p_z$, МПа
I	3,0	65,4	24,5	3,5
II	3,5	158,7	26,8	2,2
III	4,5	278,0	24,7	3,3
IV	5,0	324,0	25,1	2,9

Таблица 3.5

Режим фонтанирования скважины	Диаметр штуцера d, мм	Дебит нефти Q, т/сут	Забойное давление p _з , МПа	Депрессия $\Delta p = p_{пл} - p_z$, МПа
I	3,0	63,7	26,5	2,5
II	3,5	159,5	25,8	3,2
III	4,5	275,0	24,7	4,3
IV	5,0	326,0	24,1	4,9

5. Требования к отчету

- 5.1. Номер работы, тема, цель;
- 5.2. Вычисления начинать с записи расчетных формул в общем виде;
- 5.3. Размеры величин указывать в системе СИ.
- 5.4. Ответы на контрольные вопросы даются письменно.

6. Литература

- 6.1. Б.В. Покрепин «Разработка нефтяных и газовых месторождений».
- 6.2. И.Т. Мищенко «Расчеты в добыче нефти».
- 6.3. А.М. Юрчук, А.З. Истомин «Расчеты в добычи нефти».
- 6.4. Ш.К.Гиматулинов «Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений».

Практическая работа №17 - 18
Обработка данных исследования скважин при
неустановившемся режиме.
(4 часа)

1. Цель работы

- 1.1. Построение кривой восстановления давления.
- 1.2. Определение коэффициента продуктивности скважины.
- 1.3. Определение коэффициента проницаемости в радиусе контура питания.
- 1.4. Определение параметра подвижности нефти и гидропроводность пласта.
- 1.5. Определение приведенного радиуса скважины.
- 1.6. Определение гидродинамического совершенства скважины.

2. Теоретические сведения

Сущность метода исследования скважин при неустановившемся режиме их эксплуатации заключается в том, что изменяют режим их и проводят наблюдение за соответствующим нарастанием (или снижением) забойного давления со временем. В большинстве случаев скважину после длительной эксплуатации с постоянным дебитом Q останавливают и регистрируют кривую восстановления забойного давления (КВД) или уровня жидкости в межтрубном пространстве. По такому методу исследуют все виды нефтяных, газовых и нагнетательных скважин, пробуренных на пласты при газовых и водонапорных режимах. Из-за упругих свойств газов, горных пород и пластовых жидкостей давление на забое остановленной скважины изменяется.

3. Обеспечивающие средства

- 3.1. Методические указания по выполнению практической работы;
- 3.2. Калькуляторы.

4. Задание

- 4.1. Данные для расчетов (по вариантам) задачи 1 находятся в таблице 2 и в таблицах 3.1 – 3.5. (1 вариант – 3.1, 2 вариант – 3.2 и т.д.)

Задача 1

Фонтанная скважина после остановки исследована на приток путем снятия кривой восстановления давления на забое. Забойное давление больше давления насыщения. Данные исследования обработаны без учета дополнительного притока жидкости за время остановки скважины.

Исходные данные:

1. Дебит нефти до остановки скважины $Q_m = 80$ т/сут;
2. Забойное давление $p = 2,7$ МПа;
3. Эффективная мощность пласта $h = 8$ м;
4. Объемный коэффициент нефти $b = 1,1$;
5. Относительная плотность нефти в атмосферных условиях $\rho_n = 0,86$;
6. Вязкость нефти $\mu_n = 4,5$ МПа*с;
7. Коэффициент пористости $m = 0,2$;
8. Коэффициент сжимаемости нефти $\beta_n = 9,42 \cdot 10^{-10}$ 1/Па;
9. Коэффициент сжимаемости породы $\beta_p = 3,6 \cdot 10^{-10}$ 1/Па;
10. Радиус условного контура питания $R_k = 200$ м;
11. Радиус скважины на забое (по долоту) $r_c = 12,4$ см.

Определить коэффициенты проницаемости, пьезопроводности и гидропроводности пласта, приведенный радиус скважины, коэффициент продуктивности и коэффициент гидродинамического совершенства скважины.

Данные исследования находятся в таблице 1.

Таблица 1

Номер точки	Время t, с	lg t	Δp , Мпа	Номер точки	Время t, с	lg t	Δp , Мпа
1	0,03	1,477	0,002	10	18,5	4,276	2,24
2	0,06	1,776	0,035	11	30,0	4,477	2,32
3	0,30	2,477	0,170	12	70,0	4,845	2,46
4	0,90	2,954	0,570	13	98,0	4,998	2,55
5	1,70	3,230	1,150	14	120,0	5,079	2,56
6	1,25	3,398	1,400	15	150,0	5,176	2,60
7	4,00	3,602	1,750	16	185,0	5,270	2,63
8	7,70	3,886	2,020	17	234,0	5,369	2,68
9	10,1	4,000	2,120	18	265,0	5,423	2,70

1. По данным таблицы 1 строится кривая восстановления давления в координатах Δp и $lg t$ (рис.1).
2. Определение параметров пласта.
 - 2.1. Определяем наклон i прямолинейного участка этой кривой к оси абсцисс (tga) по двум крайним точкам прямой (18 и 9, см табл.1):

$$i = tga = \frac{\Delta p_{18} - \Delta p_9}{lgt_{18} - t_9} = \frac{(2,7 - 2,12) \cdot 10^6}{5,423 - 4,0} = 4 \cdot 10^5 \quad (1)$$

Т.к. масштабы на осях ординат взяты разные, то геометрическая величина угла на графике не соответствует найденному наклону i прямолинейного участка прямой. Измеряем отрезок на оси ординат от нуля до точки пересечения этой оси с продолжением прямолинейного участка кривой восстановления давления ($A = 0,5$ Мпа).

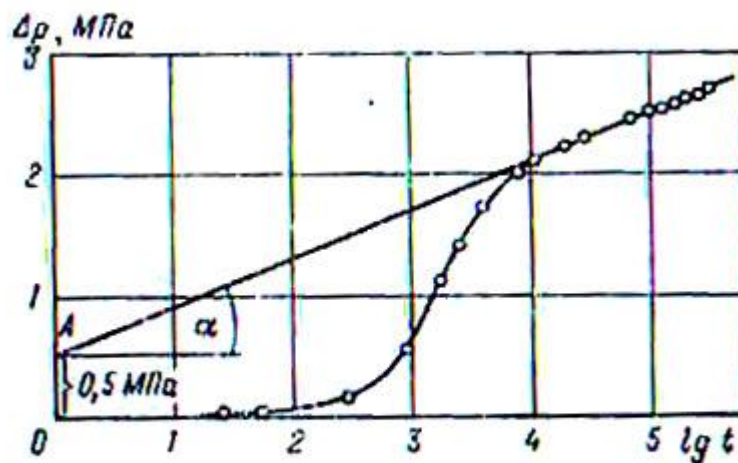


Рис. 1. Кривая восстановления забойного давления в газовой скважине $\Delta p = f(\lg t)$

- 2.2. Определяем коэффициент проницаемости пласта в радиусе контура питания по формуле:

$$k = 0,183 \frac{Q \mu_n b_n}{i h}; \quad (2)$$

где Q – дебит нефти, м³/с.

Следовательно,

$$Q = \frac{Q_m 10^3}{86400 \rho_n} = \frac{80 \cdot 10^3}{86400 \cdot 0,86} = 1,076 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

Подставив в (2) значения входящих величин, получим:

$$k = 0,183 \frac{1,076 \cdot 10^{-3} \cdot 4,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1,1}{4 \cdot 10^{-3} \cdot 8} = 0,304 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

- 2.3. Коэффициент пьезопроводности:

$$\chi = \frac{k}{\mu_n (m \beta_n + \beta_n)} = \frac{0,304 \cdot 10^{-12}}{4,5 \cdot 10^{-3} \cdot (0,2 \cdot 9,42 + 3,6) \cdot 10^{-10}} = 0,123 \text{ м}^2/\text{с}$$

- 2.4. Приведенный радиус скважины:

$$r_{np} = \sqrt{\frac{2,25 \chi}{10^{A/i}}} = \sqrt{\frac{2,25 \cdot 0,123}{10^{5/4}}} = 0,124 \text{ м}.$$

- 2.5. Коэффициент продуктивности скважины:

$$K = \frac{0,236 \rho \left(\frac{k h}{\mu} \right)}{b (\lg R_k - \lg r_{np});} \quad (3)$$

$$K = \frac{0,236 \cdot 0,86 \cdot 0,54 \cdot 10^{-9}}{1,1 (\lg 200 - \lg 0,143)} = 31,7 \cdot 10^{-12} \text{ т/Па} \cdot \text{с} = 2,74 \text{ т/сут} \cdot \text{Мпа}$$

2.6. Коэффициент гидродинамического совершенства скважины:

$$\varphi = \frac{\lg R_K - \lg r_c}{\lg R_K - \lg r_c} = \frac{\lg 200 - \lg 0,124}{\lg 200 - \lg 0,124} = 1,$$

т.е. скважина гидродинамически совершенна.

Таблица 2

Пара- метры	Варианты				
	1	2	3	4	5
Q, т/сут	77	82	80	82	79
P_з, Мпа	2,7	2,8	2,5	2,6	2,9
h, м	8	11	9	10	14
b_н	1,1	1,2	1,1	1,3	1,1
ρ_н	0,84	0,86	0,88	0,84	0,87
μ_н, мПа*с	4,7	4,5	4,4	4,6	4,3
m	0,2	0,3	0,3	0,4	0,2
β_н, 1/Па	9,41*10 ⁻¹⁰	9,44*10 ⁻¹⁰	9,42*10 ⁻¹⁰	9,43*10 ⁻¹⁰	9,42*10 ⁻¹⁰
β_п, 1/Па	3,2*10 ⁻¹⁰	3,8*10 ⁻¹⁰	3,6*10 ⁻¹⁰	3,7*10 ⁻¹⁰	3,5*10 ⁻¹⁰
R_к, м	189	208	205	210	200
r, см	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4

Таблица 3.1

Номер точки	Время t, с	lg t	Δр, Мпа	Номер точки	Время t, с	lg t	Δр, Мпа
1	0,02	1,476	0,003	10	18,4	4,273	2,22
2	0,06	1,774	0,033	11	30,2	4,474	2,33
3	0,31	2,475	0,169	12	70,2	4,846	2,45
4	0,88	2,953	0,568	13	98,3	4,995	2,57
5	1,68	3,228	1,151	14	120,2	5,077	2,54
6	1,23	3,396	1,402	15	150,1	5,177	2,61
7	4,00	3,600	1,752	16	185,3	5,272	2,63
8	7,72	3,884	2,021	17	234,2	5,366	2,65
9	10,3	4,000	2,122	18	265,3	5,427	2,72

Таблица 3.2

Номер точки	Время t, с	lg t	Δр, Мпа	Номер точки	Время t, с	lg t	Δр, Мпа
1	0,03	1,475	0,004	10	18,2	4,274	2,25
2	0,05	1,778	0,036	11	30,4	4,479	2,30
3	0,33	2,478	0,173	12	70,4	4,844	2,43
4	0,92	2,956	0,572	13	98,5	4,996	2,53
5	1,71	3,227	1,153	14	120,3	5,075	2,53
6	1,24	3,400	1,398	15	150,2	5,174	2,64
7	4,02	3,604	1,754	16	185,4	5,268	2,62
8	7,68	3,887	2,019	17	233,0	5,367	2,64
9	10,4	4,003	2,118	18	263,0	5,425	2,72

Таблица 3.3

Номер точки	Время t, с	lg t	Δр, Мпа	Номер точки	Время t, с	lg t	Δр, Мпа
1	0,04	1,478	0,003	10	18,6	4,274	2,24
2	0,07	1,777	0,035	11	30,3	4,475	2,31
3	0,32	2,479	0,173	12	70,5	4,843	2,44
4	0,90	2,952	0,573	13	97,8	4,998	2,52
5	1,74	3,234	1,155	14	119,7	5,076	2,57
6	1,26	3,397	1,397	15	114,8	5,177	2,63
7	3,98	3,604	1,752	16	184,9	5,273	2,65
8	7,72	3,888	2,023	17	233,6	5,367	2,69
9	10,4	4,007	2,123	18	264,8	5,424	2,74

Таблица 3.4

Номер точки	Время t, с	lg t	Δр, Мпа	Номер точки	Время t, с	lg t	Δр, Мпа
1	0,01	1,475	0,002	10	18,3	4,274	2,25
2	0,03	1,773	0,033	11	29,7	4,473	2,33
3	0,27	2,473	0,170	12	70,4	4,846	2,49
4	0,87	2,950	0,568	13	98,3	4,996	2,51
5	1,68	3,230	1,148	14	120,2	5,077	2,55
6	1,23	3,395	1,395	15	150,1	5,179	2,66
7	3,89	3,596	1,748	16	185,3	5,274	2,66
8	7,65	3,880	2,018	17	234,4	5,371	2,72
9	10,0	3,979	2,119	18	265,6	5,426	2,73

Таблица 3.5

Номер точки	Время t, с	lg t	Δр, Мпа	Номер точки	Время t, с	lg t	Δр, Мпа
1	0,04	1,482	0,003	10	18,5	4,270	2,23
2	0,07	1,779	0,037	11	30,3	4,472	2,30
3	0,33	2,480	0,173	12	68,7	4,834	2,45
4	0,92	2,957	0,572	13	97,5	4,986	2,54
5	1,74	3,234	1,153	14	119,2	5,068	2,52
6	1,26	3,402	1,402	15	147,0	5,167	2,58
7	4,03	3,604	1,751	16	182,0	5,265	2,63
8	7,74	3,890	2,021	17	230,0	5,358	2,70
9	10,5	4,003	2,122	18	255,0	5,417	2,71

5. Требования к отчету

- 5.1. Номер работы, тема, цель;
- 5.2. Вычисления начинать с записи расчетных формул в общем виде;
- 5.3. Размеры величин указывать в системе СИ.
- 5.4. Ответы на контрольные вопросы даются письменно.

6. Контрольные вопросы

- 6.1. Для чего проводят исследования скважин?
- 6.2. Какими могут быть по форме индикаторные линии относительно оси дебитов .

7. Литература

- 7.1. Б.В. Покрепин «Разработка нефтяных и газовых месторождений».
- 7.2. И.Т. Мищенко «Расчеты в добыче нефти».
- 7.3. А.М. Юрчук, А.З. Истомин «Расчеты в добычи нефти».
- 7.4. Ш.К.Гиматулинов «Эксплуатация и техника разработки нефтяных и газовых месторождений».

Практическая работа №19

Проектирование процесса закачки воды.

(2 часа)

1. Цель работы

- 1.1. Проектирование процесса закачки.
- 1.2. Расчет число нагнетательных скважин.

2. Теоретические сведения

Поддержание пластового давления (ППД) – эффективное средство разработки нефтяного месторождения. Процесс проектирования закачки воды с целью ППД – сложная технико-экономическая задача, решаемая на этапе составления технологической схемы или проекта разработки месторождения.

Проектирование процесса закачки сводится к определению для конкретных условий оптимального давления на устье нагнетательной скважины, давления на забое и необходимого количества воды. Кроме того рассчитывается число нагнетательных скважин и их приемистость.

Оптимальное давление на устье нагнетательной скважины вычисляют по формуле А.П.Крылова:

$$P_{ун} = \sqrt{\frac{C_c \eta}{K_{прм} 365 t w C_B}} \cdot (p_{ст} - p_{пл} - p_{тр}), (1)$$

где C_c – стоимость нагнетательной скважины, руб.; η - КПД насосного агрегата; $K_{прм}$ - коэффициент приемистости нагнетательной скважины, $м^3/(сут \cdot Мпа)$; t - время работы нагнетательной скважины, год; w - энергетические затраты на нагнетание $1 м^3$ воды при повышении давления на $1 Мпа$, $кВт \cdot ч/(м^3 \cdot Мпа)$ ($w = 0,27$); C_B - стоимость $1 кВт \cdot ч$ электорэнергии, $руб/(кВт \cdot ч)$ ($C_B \approx 0,015$); $p_{ст}$ - гидростатическое давление воды в скважине, глубиной L_c , $Мпа$.

$$p_{ст} = 10^{-6} \rho_v g L_c \quad (2)$$

$P_{пл}$ – среднее пластовое давление в зоне нагнетания воды, $Мпа$; $p_{тр}$ – потери давления при движении воды от насоса до забоя, $Мпа$.

Давление на забое нагнетательной скважины:

$$P_{заб н} = p_{ун} + 10^{-6} \rho_v g L_c - P_{тр}. \quad (3)$$

Величину $P_{тр}$ можно принять равной $3 Мпа$.

Необходимое количество закачиваемой воды V_v (в $м^3/сут$) рассчитывается по формуле:

$$V_v = 1,2 (V_{нпл} + V_{гсвпл} + V_{впл}), \quad (4)$$

где $V_{нпл}$ – объем добываемой из залежи нефти, приведенной к пластовым условиям, м³/сут; $V_{гсвпл}$ – объем свободного газа в пласте при $p_{пл}$ и $T_{пл}$, который добывается вместе с нефтью за сутки, м³/сут; $V_{впл}$ – объем добываемой из залежи воды, м³/сут.

Объем нефти в пластовых условиях:

$$V_{нпл} = 10^3 \frac{Q_{нд} b_{нпл}}{\rho_{нд}}, \quad (5)$$

Объем свободного газа:

$$V_{гсвпл} = \frac{V_{нпл} (G_0 - \alpha p_{пл}) z p_0 T_{пл}}{p_{пл} T_{ст}}, \quad (6)$$

Объем воды:

$$V_{впл} = 10^3 \frac{Q_v b_{впл}}{\rho_v}, \quad (7)$$

где $Q_{нд}$, Q_v – соответственно количество дегазированной нефти и воды, добываемое из залежи за сутки, т/сут; $b_{нпл}$, $b_{впл}$ – соответственно объемные коэффициенты нефти и воды при пластовых условиях; G – газовый фактор, м³/м³; α – средний коэффициент растворимости газа в нефти, м³/(м³*МПа).

3. Обеспечивающие средства

- 3.1. Методические указания по выполнению практической работы;
- 3.2. Калькуляторы.

4. Задание

- 4.1. Данные для расчетов (по вариантам) задачи 1 находятся в таблице 1.
- 4.2. Данные для расчетов (по вариантам) задачи 2 находятся в таблице 2.

Задача 1

Проектирование процесса закачки.

Рассчитать основные показатели закачки воды, если из залежи извлекается нефти $Q_{нд}$, воды Q_v , газовый фактор G_0 , среднее пластовое давление меньше давления насыщения $p_{пл}$; коэффициент растворимости газа в нефти α , пластовая температура $T_{пл}$, объемный коэффициент нефти $b_{нпл}$, плотность дегазированной нефти $\rho_{нд}$, объемный коэффициент пластовой воды $b_{впл}$. Стоимость нагнетательной скважины C_c , коэффициент приемистости нагнетательной скважины $K_{прм}$, время работы нагнетательной скважины t , КПД насосного агрегата η . Глубина скважины L_c , плотность нагнетаемой воды ρ_v . Коэффициент сверхсжимаемости газа z .

Решение

1. По формуле (1) вычисляется оптимальное давление на устье нагнетательной скважины. При этом определяется гидростатическое давление $P_{ст}$ (формула (2) в скважине.
2. Определяется давление на забое нагнетательной скважины $P_{забн}$.
3. Рассчитывается $V_{нпл}$, $V_{гсвпл}$, $V_{впл}$ по формулам (5),(6),(7).
4. По формуле (4) определяется суточный объем закачки воды V_g .
5. Ответ: для заданных условий суточный объем закачки составляет V_g при давлении на устье нагнетательной скважины $P_{ун}$.

Таблица 1

Параметры	Варианты условия задачи				
	1	2	3	4	5
$Q_{нд}$, т/сут	11000	12000	12500	13000	11600
$Q_{в}$, т/сут	5600	5400	5500	5650	5450
G_o , м ³ /м ³	60	58	61	59	62
$P_{н.в}$, МПа	8,5	8,4	8,5	8,6	8,7
α , м ³ /м ³	5	4,8	5,1	5,2	5
$T_{пл}$, К	303	304	302	303	304
$b_{нпл}$	1,15	1,16	1,17	1,18	1,15
$\rho_{нд}$, кг/м ³	852	854	855	857	853
$b_{впл}$	1,01	1,02	1,03	1,04	1,01
C_g , руб.	120000	120000	120000	120000	120000
$K_{прм}$, м ³ /(сут*МПа)	50	50	50	50	50
t , лет	12	11	13	13	12
η	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
L_c , м	1200	1300	1350	1400	1250
$\rho_{в}$, кг/м ³	1050	1060	1050	1060	1050
z	0,87	0,88	0,86	0,87	0,86
Ответ V_B , м ³ /сут; $P_{ун}$, МПа	27585; 8,1		31100 9,1		

Задача 2

Расчет числа нагнетательных скважин.

Для условий предыдущей задачи рассчитать число нагнетательных скважин, если коэффициент приемистости их одинаков.

Объем закачки воды в одну нагнетательную скважину:

$$q_{вн} = K_{нрм}(P_{забн} - P_{пл}) \quad (8)$$

тогда число нагнетательных скважин:

$$n = \frac{V_B}{q_{вн}} \quad (9)$$

Решение

1. По формуле 3 определяется давление на забое нагнетательной скважины $P_{забн}$.
2. По формуле 7 определяется объем закачки воды в одну нагнетательную скважину $q_{вн}$.
3. По формуле 9 определяется число нагнетательных скважин для данных условий.

5. Требования к отчету

- 5.1. Номер работы, тема, цель;
- 5.2. Вычисления начинать с записи расчетных формул в общем виде;
- 5.3. Размеры величин указывать в системе СИ.
- 5.4. Ответы на контрольные вопросы даются письменно.

6. Литература

- 6.1. Б.В. Покрепин «Разработка нефтяных и газовых месторождений».
- 6.2. И.Т. Мищенко «Расчеты в добыче нефти».
- 6.3. А.М. Юрчук, А.З. Истомин «Расчеты в добычи нефти».
- 6.4. Ш.К.Гиматудинов «Эксплуатация и техника разработки нефтяных и газовых месторождений».

Практическая работа № 20
Проектирование солянокислотной обработки.
Проектирование кислотной ванны.
(2 часа)

1. Цель работы

- 1.1. Рассчитать необходимое количество реагентов для приготовления кислотного раствора.
- 1.2. Рассчитать необходимое количество кислотного реагента для проведения кислотной ванны .

2. Теоретические сведения

Солянокислотное воздействие на пласт основано на способности кислоты активно растворять карбонатные породы с образованием каналов, способствующих увеличению проницаемости пород и соединяющих забой скважины с участками пласта, слабо отдававшими нефть и газ. Получающиеся продукты хорошо растворимы в воде, что облегчает удаление их из пласта.

Кислотная обработка наиболее эффективна в начальный период эксплуатации скважины, так как в этот период пластовое давление, способствующее замедлению реакции максимально и можно создать наибольшие депрессии давлений между пластом и забоем, необходимые для удаления продуктов реакции.

3. Обеспечивающие средства

- 3.1. Методические указания по выполнению практической работы;
- 3.2. Калькуляторы.

4. Задание

- 4.1. Данные для расчетов (по вариантам) задачи 1 находятся в таблице 1.
- 4.2. Данные для расчетов (по вариантам) задачи 2 находятся в таблице 2.

4.1. Проектирование солянокислотной обработки.

Проектирование солянокислотной обработки сводится к выбору концентрации кислотного раствора, устанавливаемой экспериментально, а также к расчету необходимого количества товарной кислоты и химических реагентов. Норма расхода кислотного раствора v_p составляет 1 – 1,2 м³ на один метр обрабатываемой толщины пласта.

Тогда объем кислотного раствора:

$$V_p = v_p h \quad (1.1)$$

где h – обрабатываемый кислотным раствором интервал пласта, м.

Объем товарной кислоты (м^3):

$$V_k = \frac{V_p x_p (5,09 x_p + 999)}{x_k + 999} \quad (1.2)$$

где x_p, x_k – соответственно объемные доли (концентрации) кислотного раствора и товарной кислоты, %.

Если в процессе хранения и транспортирования концентрация кислоты изменяется, то с учетом этого изменения объем товарной кислоты (м^3) V'_k рассчитывается по формуле:

$$V'_k = \frac{V_p 5,09 x_p (5,09 x_p + 999)}{\rho_{k15} (\rho_{k15} - 999)} \quad (1.3)$$

где ρ_{k15} – плотность товарной кислоты при 15°C , $\text{кг}/\text{м}^3$:

$$\rho_{k15} = \rho_{kt} + (2,67 * 10^{-3} * \rho_{kt} - 2,52) * (t - 15) \quad (1.4)$$

где ρ_{kt} – плотность кислоты при температуре t .

В качестве химических реагентов при солянокислотной обработке используют стабилизаторы (замедлители реакции), ингибиторы коррозии и интенсификаторы. В технической соляной кислоте содержится до 0,4% серной кислоты, которую нейтрализуют добавкой хлористого бария, количество которого $G_{xб}$ рассчитывают по формуле:

$$G_{xб} = 21,3 V_p \left(\frac{a_{xp}}{x_k} - 0,02 \right) \quad (1.5)$$

где a – объемная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, % ($a \approx 0,4\%$).

Объем хлористого бария:

$$V_{xб} = \frac{G_{xб}}{\rho_{xб}} \quad (1.6)$$

где $\rho_{xб}$ – плотность раствора хлористого бария ($\text{кг}/\text{м}^3$) ($\rho_{xб} \approx 4000 \text{кг}/\text{м}^3$).

В качестве стабилизатора используют уксусную кислоту, объем которой рассчитывается по формуле:

$$V_{ук} = \frac{b_{ук} V_p}{C_{ук}} \quad (1.7)$$

где $b_{ук}$ – норма добавки 100% -ной уксусной кислоты ($b_{ук}$ – 3%);

$C_{ук}$ – объемная доля товарной уксусной кислоты ($C_{ук}$ – 80%).

Объем ингибитора:

$$V_{и} = \frac{b_{и} V_p}{C_{и}} (1.8)$$

где $b_{и}$ - норма добавки ингибитора, %. Если в качестве ингибитора используют реагент В-2, то $b_{и} = 0,2\%$; $C_{и}$ - объемная доля товарного ингибитора, % ($C_{и} = 100\%$).

Объем интенсификатора:

$$V_{ин} = \frac{b_{ин} V_p}{100} (1.9)$$

где $b_{ин}$ - норма добавки интенсификатора, %. Если в качестве интенсификатора используют Марвелан – К, то $b_{ин} = 0,3\%$.

Объем воды для приготовления кислотного раствора:

$$V_{в} = V_p - V_{к} - (V_{хб} + V_{ук} + V_{и} + V_{ин}) (1.10)$$

Порядок приготовления кислотного раствора следующий: наливают в емкость воду добавляют к воде расчетные объемы ингибитора $V_{и}$, уксусной кислоты $V_{ук}$, а затем расчетное количество товарной соляной кислоты, тщательно перемешивая. Затем добавляют хлористый барий $V_{хб}$ и интенсификатор $V_{ин}$. Перемешивают раствор и оставляют для реакции и осветления.

Задача 1

Рассчитать необходимое количество реагентов для приготовления кислотного раствора при обработке карбонатного продуктивного горизонта, вскрытая толщина которого h , м. Техническая соляная кислота имеет концентрацию $x_{к}$, %, температура приготовления кислоты t , °С. Плотность соляной кислоты при 25°С составляет $\rho_{к25}$, кг/м³. Кислотный раствор должен иметь концентрацию x_p , %.

Таблица 1

Параметры	Варианты условия задачи				
	1	2	3	4	5
h , м	11,5	12,1	10,7	13,0	12,9
$x_{к}$, %	27,5	27,6	27,3	27,4	27,8
t , °С	15	15	15	15	15
$\rho_{к25}$, кг/м ³	1134	1140	1129	1135	1132
x_p , %	13,5	13,4	13,3	13,9	13,7
ответ	6,28м ³				

4.2. Проектирование кислотной ванны.

Для очистки продуктивного пласта от глинистой и цементной корки, продуктов коррозии и т.д. можно применять в скважинах с открытым забоем кислотные ванны.

Основной вопрос при проектировании кислотной ванны – расчет объема кислотного раствора, который должен быть равен объему скважины в интервале от забоя до кровли обрабатываемого интервала.

Если обозначить через радиус r_c радиус скважины на этом интервале, то объем кислотного раствора (m^3):

$$V_p = \pi r_c^2 h \quad (2.1)$$

где h - толщина обрабатываемого пласта, м.

При проектировании кислотной ванны концентрация кислотного раствора принимается $x_p = 15 - 20\%$.

Количество химических реагентов рассчитывают также, как и для простой солянокислотной обработки.

Задача 2

Рассчитать необходимое количество кислотного раствора для проведения кислотной ванны, а также химических реагентов и воды, если радиус скважины r_c , а толщина обрабатываемого пласта h . Концентрация кислоты x_k , а концентрация кислотного раствора x_p .

Решение

1. По формуле (2.1) вычисляется объем кислотного раствора.
2. По формуле (1.2) рассчитывается объем кислоты.
3. По формуле (1.5) рассчитывается количество хлористого бария или его объем по формуле (1.6).
4. По формуле (1.7) рассчитывается объем уксусной кислоты.
5. По формуле (1.8) рассчитывается объем ингибитора.
6. По формуле (1.9) рассчитывается объем интенсификатора.
7. По формуле (1.10) рассчитывается объем воды.

Полученный раствор закачивают в скважину и оставляют для реакции на 16 – 24 часа.

Таблица 2

Параметры	Варианты условия задачи				
	1	2	3	4	5
r_c , м	0,18	0,20	0,21	0,19	0,18
h , м	28,3	30,3	39,4	36,8	35,7
x_k , %	27,5	27,6	27,9	27,2	27,9
x_p , %	20	21	22	19	23
ответ	2,88м ³				

5. Требования к отчету

- 5.1. Номер работы, тема, цель;
- 5.2. Вычисления начинать с записи расчетных формул в общем виде;
- 5.3. Размеры величин указывать в системе СИ.
- 5.4. Ответы на контрольные вопросы даются письменно.

6. Литература

- 6.1. Б.В. Покрепин «Разработка нефтяных и газовых месторождений».
- 6.2. И.Т. Мищенко «Расчеты в добыче нефти».
- 6.3. А.М. Юрчук, А.З. Истомин «Расчеты в добычи нефти».
- 6.4. Ш.К.Гиматудинов «Эксплуатация и техника разработки нефтяных и газовых месторождений».

