

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Индустриальный институт

ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА

методические указания к выполнению практических работ и организации
самостоятельной работы обучающихся по дисциплине «Основы
нефтегазового дела»

Составитель к.э.н. *А.П. Янусян*

Нефтеюганск, 2024

Основы нефтегазового дела: методические указания к выполнению практических работ и организации самостоятельной работы обучающихся по дисциплине «разработка нефтяных месторождений» для слушателей дополнительной профессиональной программы профессиональной переподготовки/ сост. А.П. Янукян.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
Цель и задачи дисциплины.....	4
Организация самостоятельной работы.....	4
1 Практическое занятие № 1 Определение коэффициентов пористости горных пород.....	8
2 Практическое занятие № 2 Расчет плотности, объемного коэффициента и усадки нефти.....	10
3 Практическое занятие № 3 Расчет молекулярной массы и плотности газа.....	11
4 Практическое занятие № 4 Расчет плотности и вязкости пластовой воды.....	12
5 Практическое занятие № 5 Расчет молекулярной массы газовой смеси.....	13
6 Практическое занятие № 6 Определение критического давления и критической температуры газовой смеси.....	15
7 Практическое занятие № 7 Определение вязкости газовой смеси в пластовых условиях.....	16
8 Практическое занятие № 8 Расчет давления на контуре питания работающей скважины.....	19
Список литературы.....	22

Введение

Дисциплина «Основы нефтегазового дела» охватывает широкий перечень тем в области добычи нефти и газа, бурения скважин, сбора и подготовки скважинной продукции.

Обучающимся в рамках данного курса будет предложено ознакомиться с основными методиками технологическими параметрами работы нефтяных пластов и скважин, с основами геологии нефти и газа, свойствами пластовых флюидов, режимами разработки месторождений нефти.

Также в рамках данного курса слушатели ознакомятся с техникой и оборудованием применяемым при добыче нефти.

Цель и задачи дисциплины

Целью дисциплины «Основы нефтегазового дела» является формирование навыков и умений в понимании и изучении эксплуатации и обслуживании объектов добычи нефти.

Основной задачей преподавания дисциплины является последовательное изложение основных теоретических и практических понятий основных производственных процессов, представляющих единую цепочку нефтегазовых технологий.

Организация самостоятельной работы

Процесс организации самостоятельной работы обучающихся включает в себя следующие этапы:

- подготовительный (определение целей, составление программы, подготовка методического обеспечения, подготовка оборудования);
- основной (реализация программы, использование приемов поиска информации, усвоения, переработки, применения, передачи знаний, фиксирование результатов, самоорганизация процесса работы);
- заключительный (оценка значимости и анализ результатов, их систематизация, оценка эффективности программы и приемов работы, выводы о направлениях оптимизации труда).

Общие рекомендации по организации самостоятельной работы

Основной формой самостоятельной работы обучающихся является изучение конспекта лекций, их дополнение, рекомендованной литературы, активное участие на практических занятиях. Но для успешной учебной деятельности, ее интенсификации, необходимо учитывать следующие субъективные факторы:

Наличие умений, навыков умственного труда.

Специфика познавательных психических процессов: внимание, память,

речь, наблюдательность, интеллект и мышление. Слабое развитие каждого из них становится серьезным препятствием в учебе.

Хорошая работоспособность, которая обеспечивается нормальным физическим состоянием.

Соответствие избранной деятельности, профессии индивидуальным способностям. Необходимо выработать у себя умение саморегулировать свое эмоциональное состояние и устранять обстоятельства, нарушающие деловой, настрой, мешающие намеченной работе.

Овладение оптимальным стилем работы, обеспечивающим успех в деятельности. Чередование труда и пауз в работе, периоды отдыха, индивидуально обоснованная норма продолжительности сна, предпочтение вечерних или утренних занятий, стрессоустойчивость на экзаменах и особенности подготовки к ним,

Уровень требований к себе, определяемый сложившейся самооценкой.

Адекватная оценка знаний, достоинств, недостатков - важная составляющая самоорганизации человека, без нее невозможна успешная работа по управлению своим поведением, деятельностью.

Одна из основных особенностей обучения заключается в том, что постоянный внешний контроль заменяется самоконтролем, активная роль в обучении принадлежит уже не столько преподавателю, сколько обучающемуся.

Работа с книгой. При работе с книгой необходимо подобрать литературу, научиться правильно ее читать, вести записи. Для подбора литературы в библиотеке используются алфавитный и систематический каталоги.

Важно помнить, что рациональные навыки работы с книгой - это всегда большая экономия времени и сил. Правильный подбор учебников рекомендуется преподавателем, читающим лекционный курс. Необходимая литература может быть также указана в методических разработках по данному курсу.

Различают два вида чтения; первичное и вторичное. Первичное - это внимательное, неторопливое чтение, при котором можно остановиться на трудных местах. После него не должно остаться ни одного непонятого слова. Содержание не всегда может быть понятно после первичного чтения.

Задача вторичного чтения полное усвоение смысла целого (по счету это чтение может быть и не вторым, а третьим или четвертым).

Правила самостоятельной работы с литературой

Как уже отмечалось, самостоятельная работа с учебниками и книгами (а также самостоятельное теоретическое исследование проблем, обозначенных преподавателем на лекциях) - это важнейшее условие формирования у себя научного способа познания. Основные советы здесь можно свести к следующим:

Составить перечень книг, с которыми Вам следует познакомиться.

Сам такой перечень должен быть систематизированным (что необходимо для семинаров, экзаменов).

Обязательно выписывать все выходные данные по каждой книге. Разобраться для себя, какие книги (или какие главы книг) следует прочитать

более внимательно, а какие – просто просмотреть.

Естественно, все прочитанные книги, учебники и статьи следует конспектировать, но это не означает, что надо конспектировать «все подряд»: можно выписывать кратко основные идеи автора и иногда приводить наиболее яркие и показательные цитаты (с указанием страниц).

Выделяют четыре основные установки в чтении научного текста:

Информационно-поисковый (задача – найти, выделить искомую информацию)

Усваивающая (усилия читателя направлены на то, чтобы как можно полнее осознать и запомнить, как сами сведения, излагаемые автором, так и всю логику его рассуждений)

Аналитико-критическая (читатель стремится критически осмыслить материал, проанализировав его, определив свое отношение к нему).

Творческая (создает готовность в том или ином виде – как отправной пункт для своих рассуждений, как образ для действия по аналогии и т.п. – использовать суждения автора, ход его мыслей, результат наблюдения, разработанную методику, дополнить их, подвергнуть новой проверке).

Основные виды систематизированной записи прочитанного:

Аннотирование – предельно краткое связное описание просмотренной или прочитанной книги (статьи), ее содержания, источников, характера и назначения;

Планирование – краткая логическая организация текста, раскрывающая содержание и структуру изучаемого материала;

Тезирование – лаконичное воспроизведение основных утверждений автора без привлечения фактического материала;

Цитирование – дословное выписывание из текста выдержек, извлечений, наиболее существенно отражающих ту или иную мысль автора;

Конспектирование – краткое и последовательное изложение содержания прочитанного.

Конспект – сложный способ изложения содержания книги или статьи в логической последовательности. Конспект аккумулирует в себе предыдущие виды записи, позволяет всесторонне охватить содержание книги, статьи. Поэтому умение составлять план, тезисы, делать выписки и другие записи определяет и технологию составления конспекта.

Самопроверка. После изучения определенной темы по записям в конспекте и учебнику, а также решения достаточного количества соответствующих задач на практических занятиях и самостоятельно обучающемуся рекомендуется, используя лист опорных сигналов, воспроизвести по памяти определения, выводы формул, формулировки основных положений и доказательств. В случае необходимости нужно еще раз внимательно разобраться в материале.

Консультации. Если в процессе самостоятельной работы над изучением теоретического материала у обучающегося возникают вопросы, разрешить которые самостоятельно не удастся, необходимо обратиться к преподавателю для получения у него разъяснений или указаний. В своих вопросах обучающийся

должен четко выразить, в чем он испытывает затруднения, характер этого затруднения. За консультацией следует обращаться и в случае, если возникнут сомнения в правильности ответов на вопросы самопроверки.

Подготовка к экзамену. Вначале следует просмотреть весь материал по сдаваемой дисциплине, отметить для себя трудные вопросы. Обязательно в них разобраться. В заключение еще раз целесообразно повторить основные положения, используя при этом листы опорных сигналов.

Практическое занятие № 1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПОРИСТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот (пор). Коэффициентом полной (или абсолютной) пористости $m_{\text{п}}$ называется отношение суммарного объема пор $V_{\text{пор}}$ в образце породы к видимому его объему $V_{\text{обр}}$

$$m_{\text{п}} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} \quad (1.1)$$

Измеряется коэффициент пористости в долях или в процентах объема породы. По происхождению поры и другие пустоты подразделяются на первичные и вторичные. К первичным относят пустоты между зернами, промежутки между плоскостями наслонения и т. д., образующиеся в процессе осадконакопления и формирования породы. Ко вторичным — поры, образующиеся в результате последующих процессов разлома и дробления породы, растворения, возникновения трещин, (например, вследствие доломитизации) и т. д.

Задача 1. Определить коэффициент общей пористости образца породы, если объем зерен в образце V_z . Образец имеет форму цилиндра с диаметром $D_{\text{обр}}$ и длиной $L_{\text{обр}}$. данные для расчетов приведены в таблице 2.

Определяем коэффициент пористости по соотношению

$$m = (V_0 - V_z) / V_0$$

где V_0 , V_z — объемы соответственно образца породы и зерен в образце, см^3 .

Таблица 1.

Параметр	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$D_{\text{обр}}$, мм	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
$L_{\text{обр}}$, мм	30	35	40	45	30	35	40	45	30	35
V_z , см^3	16	20	25	22	18	19	20	22	13	16

Задача №2

Даны:

m_1 - масса сухого образца;

m_2 - масса образца, полностью насыщенного водой;

m_3 - масса образца, насыщенного водой, взвешенном состоянии в воде;

m_4 - масса образца с остаточной водой.

Определить: общую и эффективную пористости.

Вариант № 1

№	m1, г	m2, г	m3, г	m4, г
1	117,68	127,48	72,93	121,57
2	116,52	127,30	72,49	120,99
3	116,26	126,48	72,20	119,54
4	115,48	124,88	71,88	120,27
5	117,67	128,14	73,15	121,77
6	117,30	127,80	72,54	121,32
7	116,58	127,33	72,39	120,82

Вариант № 2

№	m1, г	m2, г	m3, г	m4, г
1	118,70	128,31	73,43	122,18
2	116,52	126,70	71,98	120,49
3	116,83	127,35	72,20	120,98
4	114,95	125,75	71,02	118,92
5	118,44	128,38	73,42	122,54
6	118,89	129,09	73,49	123,54
7	112,54	122,98	69,43	116,87

Вариант № 3

№	m1, г	m2, г	m3, г	m4, г
1	116,98	126,49	72,38	121,05
2	118,52	127,98	73,25	121,82
3	119,89	129,23	74,25	123,14
4	116,30	126,49	72,03	120,07
5	116,66	126,40	71,97	119,98
6	116,50	126,85	72,08	120,20
7	116,04	126,06	71,72	119,41

Вариант № 4

№	m1, г	m2, г	m3, г	m4, г
1	120,18	129,39	74,40	124,03
2	122,11	131,90	76,57	126,51
3	116,68	126,15	72,37	120,56
4	118,93	128,41	73,51	122,38
5	117,69	127,87	73,25	121,95
6	117,67	126,31	73,01	121,13
7	114,43	124,54	70,66	117,73

Вариант № 5

№	m1, г	m2, г	m3, г	m4, г
1	115,16	125,71	71,01	118,05

2	118,73	128,11	73,20	123,54
3	119,85	128,64	73,74	123,41
4	118,79	127,70	73,31	122,10
5	117,65	128,02	72,89	121,88
6	122,99	131,57	46,20	126,81
7	120,14	129,57	75,07	124,09

Практическое занятие № 2 Расчет плотности, объемного коэффициента и усадки нефти

Важной характеристикой нефти является плотность. Обычно она составляет 750...940 кг/м³, но бывают нефти с плотностью более 1000 кг/м³ и менее 750 кг/м³. Вместе с нефтью на поверхность извлекается газ, называемый попутным.

Количество газа в м³, приведенное к нормальным условиям, приходящееся на 1 т или 1 м³ извлеченной нефти, называется газовым фактором.

Газ выделяется из нефти на всем пути движения от пласта до установок подготовки; окончательное отделение газа происходит на установках подготовки нефти в концевых сепараторах. Объем дегазированной нефти отличается от объема пластовой нефти. Изменение объема нефти характеризует объемный коэффициент, определяемый отношением объема нефти в пластовых условиях к объему дегазированной нефти. По величине объемного коэффициента можно определить усадку нефти, показывающую уменьшение объема нефти после дегазации.

Условные обозначения в расчетах:

p - давление, МПа;

t - температура, °С;

Γ_0 - газонасыщенность, м³/м³;

$\lambda_{НГ}$ - коэффициент изменения объема нефти из-за изменения ее насыщенности газом;

ρ_H, ρ_G - плотность соответственно нефти и газа при 20 °С и 0,1 МПа, кг/м³;

α_H - коэффициент термического расширения нефти.

Объемный коэффициент нефти можно рассчитать по формуле:

$$b = 1 + \lambda_{НГ} \cdot \Gamma_0 + \alpha_H (t-20) - 6,5 \cdot 10^{-4} \cdot p. \quad (2.1)$$

Для нефтей в пластовых условиях объемный коэффициент приближенно можно рассчитать по формуле:

$$b = 1 + 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Gamma_0. \quad (2.2)$$

Коэффициент изменения объема нефти из-за изменения ее насыщенности газом $\lambda_{НГ}$ рассчитывается по формуле:

$$\lambda_{НГ} = 10^{-3} [4,3 + 0,858\rho_G + 5,2(1 - 1,5 \Gamma_0 \cdot 10^{-3}) \Gamma_0 \cdot 10^{-3} - 3,54\rho_H \cdot 10^{-3}]. \quad (2.3)$$

Коэффициент термического расширения нефти α_H рассчитывают в зависимости от плотности нефти по следующим формулам:

$$\alpha_H = 10^{-3} \cdot 2,638(1,169 - \rho_H \cdot 10^{-3}) \quad \text{при } 780 < \rho_H < 860 \text{ кг/м}^3,$$

$$\alpha_H = 10^{-3} \cdot 1,975(1,272 - \rho_H \cdot 10^{-3}) \quad \text{при } 860 < \rho_H < 960 \text{ кг/м}^3. \quad (2.4)$$

Плотность нефти с растворенным в ней газом определяют по формуле:

$$\rho_{HG} = b^{-1} (\rho_H + \rho_G \cdot \Gamma_0). \quad (2.5)$$

Коэффициент усадки u рассчитывается следующим образом:

$$u = (b - 1) / b. \quad (2.6)$$

Задача 2.1. Рассчитать плотность, объемный коэффициент и усадку нефти по исходным данным, представленным в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Исходные данные для расчетов

Вариант	Газовый фактор, м ³ /м ³	Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	Плотность газа, кг/м ³	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С
1	17,0	891	1,52	17,0	40
2	19,9	883	1,34	16,7	53
3	15,6	860	1,46	15,4	37
4	15,0	854	0,88	18,3	29
5	16,7	842	0,95	20,5	24
6	20,8	859	1,12	15,7	42
7	18,0	900	1,43	17,8	25
8	14,4	891	0,98	18,0	47
9	14,5	900	1,01	19,2	50
10	15,4	862	0,94	16,9	41

Практическое занятие № 3 Расчет молекулярной массы и плотности газа

Под плотностью нефтяного газа понимают его массу, заключенную в 1 м³ при 0 °С и атмосферном давлении $P = 0,1$ МПа; измеряется в кг/м³.

Относительная плотность газа – это отношение плотности газа к плотности воздуха при стандартных условиях. Под нормальными условиями понимают условия, при которых давление $P = 0,1$ МПа, а температура $T = 273$ К (0°С); под стандартными – $P = 0,1$ МПа, $T = 293$ К (20°С).

Молекулярная масса газа определяется путем суммирования масс атомов, входящих в молекулу; измеряется в молях или киломолях. Для всех газов объем киломоля постоянен и равен при стандартных условиях 24,05 м³, при нормальных – 22,41 м³.

Молекулярная масса газа при известном объемном составе рассчитывается по формуле:

$$M_r = \sum_{i=1}^n y_i \cdot M_i \quad (3.1)$$

где y_i - мольная доля i -го компонента в газовой фазе; M_i - молекулярная масса i -го компонента; n - число компонентов в смеси газов.

Плотность газа при нормальных условиях вычисляется по формуле:

$$\rho_{Г0} = M_{Г}/22,41 \quad (3.2)$$

при стандартных условиях - по формуле:

$$\rho_{Гст} = M_{Г}/24,05 \quad (3.3)$$

Относительная плотность газа по воздуху рассчитывается по формуле:

$$\bar{\rho}_{Г} = M_{Г}/28,98 \quad (3.4)$$

где 28,98 - молекулярная масса воздуха

Или по формуле:

$$\rho_z^1 = \frac{\rho_z}{1,293} \quad (3.5)$$

Задача. В таблице 3.1 приведены составы газов типичных газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений. Рассчитать молекулярную массу каждого компонента, молекулярную массу газа, его плотность при стандартных условиях и относительную плотность по воздуху.

Таблица 3.1 – Компонентный состав газа

Вариант	Месторождение	Компонентный состав газа, % объемные							
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂	H ₂ S
1	Самотлорское	53,4	7,2	15,1	8,3	6,3	0,1	9,6	-
2	Уренгойское	98,84	0,1	0,03	0,02	0,01	0,3	1,7	-
3	Оренбургское	84,0	5,0	1,6	0,70	1,80	1,1	4,2	1,6
4	Шатлыкское	95,6	2,0	0,34	0,10	0,05	1,15	0,76	-
5	Астраханское	58,86	1,88	0,6	0,23	0,12	11,0	1,38	26,5
6	Ромашкинское ¹	37,3	20,7	18,9	9,5	4,8	-	8,8	-
7	Гуймазинское ²	39,47	16,83	6,58	2,8	1,1	-	31,62	1,6

Таблица 3.2 – Атомные массы компонентов

Компонент	Водород	Углерод	Кислород	Сера	Азот
Атомная масса	1,008	12,011	15,999	32,064	14,007

Практическое занятие № 4 Расчет плотности и вязкости пластовой воды

Условные обозначения в расчетах:

- $\rho_{ВП}$ - плотность дистиллированной воды при 20 °С, кг/м³;
- S - концентрация солей в воде, кг/м³;
- $\rho_{ВП}(t)$, $\rho_{ВП}$ - плотность минерализованной воды при температуре t и 20°С соответственно, кг/м³;
- $\mu_{ВП}$ - вязкость пластовой воды при температуре t , мПа·с;
- $\mu_{В}(t)$ - вязкость дистиллированной воды при температуре t , мПа·с;

¹ Состав газовой фазы после однократного разгазирования

² После первой ступени сепарации угленосной нефти

– $\Delta\rho$ - разность между плотностью минерализованной и дистиллированной вод при 20°C.

Плотность пластовой воды в зависимости от содержания солей приближенно может быть рассчитана по формуле:

$$\rho_{ВП} = \rho_{В} + 0,7647 S. \quad (4.1)$$

Влияние температуры в диапазоне 0...45 °С приближенно учитывается по формуле:

$$\rho_{ВП}(t) = \rho_{ВП} - 0,0714 (t - 20). \quad (4.2)$$

Вязкость минерализованной воды приближенно может быть рассчитана следующим образом (при $\Delta\rho \leq \Delta\rho^*$):

$$\mu_{ВП} = \mu_{В}(t) 10^{0,8831\Delta\rho \cdot 0,001} \quad (4.3)$$

$$\mu_{В}(t) = 1353 (t+50)^{-1,6928}.$$

Разность между плотностью минерализованной и дистиллированной водами при 20°C определяется по формуле:

$$\Delta\rho = \rho_{ВП} - 998,3. \quad (4.4)$$

Параметр $\Delta\rho^*$ рассчитывается по формуле:

$$\Delta\rho^* = 0,793(146,8 - t), \quad (4.5)$$

при $\Delta\rho > \Delta\rho^*$

$$\mu_{ВП} = \mu_{В}(t) 10^{0,001A(\rho)}, \quad (4.6)$$

где $A(\rho)$ - функция, значения которой зависят от температуры и плотности: при $0 \leq t \leq 20$ °С

$$A(\rho) = 2,096(\Delta\rho - 0,5787\Delta\rho^*), \quad (4.7)$$

при $20 < t \leq 30$ °С

$$A(\rho) = 2,096(\Delta\rho - 0,5787\Delta\rho^*) - 0,032(t-20) (\Delta\rho - \Delta\rho^*), \quad (4.8)$$

при $t > 30$ °С

$$A(\rho) = 1,776(\Delta\rho - 0,503\Delta\rho^*). \quad (4.9)$$

Задача 4.1 Рассчитать плотность и вязкость пластовой воды по исходным данным, представленным в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета плотности и вязкости пластовой воды

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
t, °С	3	7	10	12	15	20	23	26	29	32
S, г/л	50	122	87	146	101	110	155	76	127	179

Практическое занятие № 5 Расчет молекулярной массы газовой смеси

Необходимо определить молекулярную массу газовой смеси определённого состава при заданных термобарических условиях. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 5.1. Основные параметры компонентов природного газа представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.1 – Исходные данные к задаче

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Метан	87	76	84	90	74	75	85	91	87	79
Этан	4	10	7	3	9	3	3	3	5	6
Пропан	3	5	2	2	4	4	4	1	2	4
i-Бутан	2	3	1	1	5	4	4	1	1	3
n-Бутан	1	2	1	1	3	3	1	1	1	2
C ₅₊	1	2	3	1	2	5	1	1	1	2
Азот	1	1	1	1	2	3	1	1	1	2
Диоксид углерода	1	1	1	1	1	3	1	1	2	2
Давление, МПа	25	7	31	3	34	2	26	4	30	1
Температура, К	333	300	350	286	330	327	352	296	349	280

Таблица 5.2 – Основные параметры компонентов природного газа

Компонент	Метан	Этан	Пропан	i-Бутан	n-Бутан	C ₅₊	Азот	Диоксид углерода
Молекулярная масса	16,042	30,068	44,094	58,120	58,120	72,151	28,016	44,011
Критическая температура, К	190,55	305,43	369,82	408,13	425,16	469,65	126,26	304,2
Критическое давление, МПа	4,70	4,98	4,33	3,72	3,87	3,44	3,47	7,53
Критический коэффициент сжимаемости	0,290	0,285	0,277	0,283	0,274	0,269	0,291	0,274

Методические рекомендации по решению

Для того чтобы решить данную задачу, необходимо:

1. Определить среднюю молекулярную массу газовой смеси ($M_{см}$) по формуле:

$$M_{см} = \sum_{i=1}^N y_i \cdot M_i \quad (5.1)$$

где y_i – мольная доля i -ого компонента в смеси;
 M_i – молекулярная масса i -ого компонента.

2. Определить плотность газа при нормальных условиях ($T=273\text{K}$) ($P_0 = 0,1$ МПа) по следующей формуле:

$$\rho_0 = \frac{M_{\text{см}}}{22,41}$$

Практическое занятие № 6 Определение критического давления и критической температуры газовой смеси

Необходимо определить критическое давление и критическую температуру газовой смеси. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 6.1. Основные параметры компонентов природного газа представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.1 – Исходные данные к задаче

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Метан	87	76	84	90	74	75	85	91	87	79
Этан	4	10	7	3	9	3	3	3	5	6
Пропан	3	5	2	2	4	4	4	1	2	4
i-Бутан	2	3	1	1	5	4	4	1	1	3
n-Бутан	1	2	1	1	3	3	1	1	1	2
C ₅₊	1	2	3	1	2	5	1	1	1	2
Азот	1	1	1	1	2	3	1	1	1	2
Диоксид углерода	1	1	1	1	1	3	1	1	2	2
Давление, МПа	25	7	31	3	34	2	26	4	30	1
Температура, К	333	300	350	286	330	327	352	296	349	280

Таблица 6.2 – Основные параметры компонентов природного газа

Компонент	Метан	Этан	Пропан	i-Бутан	n-Бутан	C ₅₊	Азот	Диоксид углерода
Молекулярная масса	16,042	30,068	44,094	58,120	58,120	72,151	28,016	44,011
Критическая температура, К	190,55	305,43	369,82	408,13	425,16	469,65	126,26	304,2
Критическое давление, МПа	4,70	4,98	4,33	3,72	3,87	3,44	3,47	7,53
Критический коэффициент сжимаемости	0,290	0,285	0,277	0,283	0,274	0,269	0,291	0,274

Методические рекомендации по решению

Необходимо рассчитать критические давление и температуру смеси по формулам 6.1, 6.2, а затем приведённые параметры по формулам 6.3, 6.4.

$$P_{кр} = \sum_{i=1}^n y_i \cdot P_{крi} \quad (6.1)$$

$$T_{кр} = \sum_{i=1}^n y_i \cdot T_{крi} \quad (6.2)$$

$$p_{пр} = \frac{p}{p_{кр}} \quad (6.3)$$

$$T_{пр} = \frac{T}{T_{кр}} \quad (6.4)$$

где $p_{кр}$ – критическое давление смеси, МПа;

$T_{кр}$ – критическая температура смеси, К;

$p_{кр.i}$ – критическое давление i -ого компонента, МПа;

$T_{кр.i}$ – критическая температура i -ого компонента, К;

$p_{пр}$ – приведённое давление смеси, МПа;

$T_{пр}$ – приведённая температура смеси, К;

p – заданное давление, МПа;

T – заданная температура, К.

Практическое занятие № 7 Определение вязкости газовой смеси в пластовых условиях

Необходимо определить динамическую вязкость газа определённого состава при заданных термобарических условиях. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 7.1. Основные параметры компонентов природного газа представлены в таблице 7.2.

Таблица 1.1 – Исходные данные к задаче № 1

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Метан	87	76	84	90	74	75	85	91	87	79
Этан	4	10	7	3	9	3	3	3	5	6
Пропан	3	5	2	2	4	4	4	1	2	4

i-Бутан	2	3	1	1	5	4	4	1	1	3
n-Бутан	1	2	1	1	3	3	1	1	1	2
C ₅₊	1	2	3	1	2	5	1	1	1	2
Азот	1	1	1	1	2	3	1	1	1	2
Диоксид углерода	1	1	1	1	1	3	1	1	2	2
Давление, МПа	25	7	31	3	34	2	26	4	30	1
Температура, К	333	300	350	286	330	327	352	296	349	280

Таблица 7.2 – Основные параметры компонентов природного газа

Компонент	Метан	Этан	Пропан	i-Бутан	n-Бутан	C ₅₊	Азот	Диоксид углерода
Молекулярная масса	16,042	30,068	44,094	58,120	58,120	72,151	28,016	44,011
Критическая температура, К	190,55	305,43	369,82	408,13	425,16	469,65	126,26	304,2
Критическое давление, МПа	4,70	4,98	4,33	3,72	3,87	3,44	3,47	7,53
Критический коэффициент сжимаемости	0,290	0,285	0,277	0,283	0,274	0,269	0,291	0,274

Методические рекомендации по решению

Используя график зависимости коэффициента сжимаемости газа от приведённых давления и температуры (рис. 7.1), определяем значение параметра $z(p, T)$. (Приведенные параметры были рассчитаны в предыдущем задании)

4. Рассчитать плотность природного газа при заданных температуре и давлении по следующей формуле:

$$\rho(p, T) = \rho_0 \frac{\rho \cdot T_0 \cdot Z_0}{\rho_0 \cdot T \cdot z(p, T)} \quad (7.1)$$

Где:

$\rho(p, T)$ – плотность при заданных температуре (T) и давлении (p), кг/м³;
 z_0 – коэффициент сжимаемости при нормальных условиях ($z_0 \approx 1$).

5. Определить коэффициент динамической вязкости природных газов при атмосферном давлении и заданной температуре по формуле:

$$\mu_0 = 0,0101 \cdot t^{1/8} - 1,07 \cdot 10^{-3} M_{\text{см}}^{1/2} \quad (7.2)$$

где

μ_0 – вязкость газа при атмосферном давлении и температуре t , мПа · с;

t – заданная температура, °С.

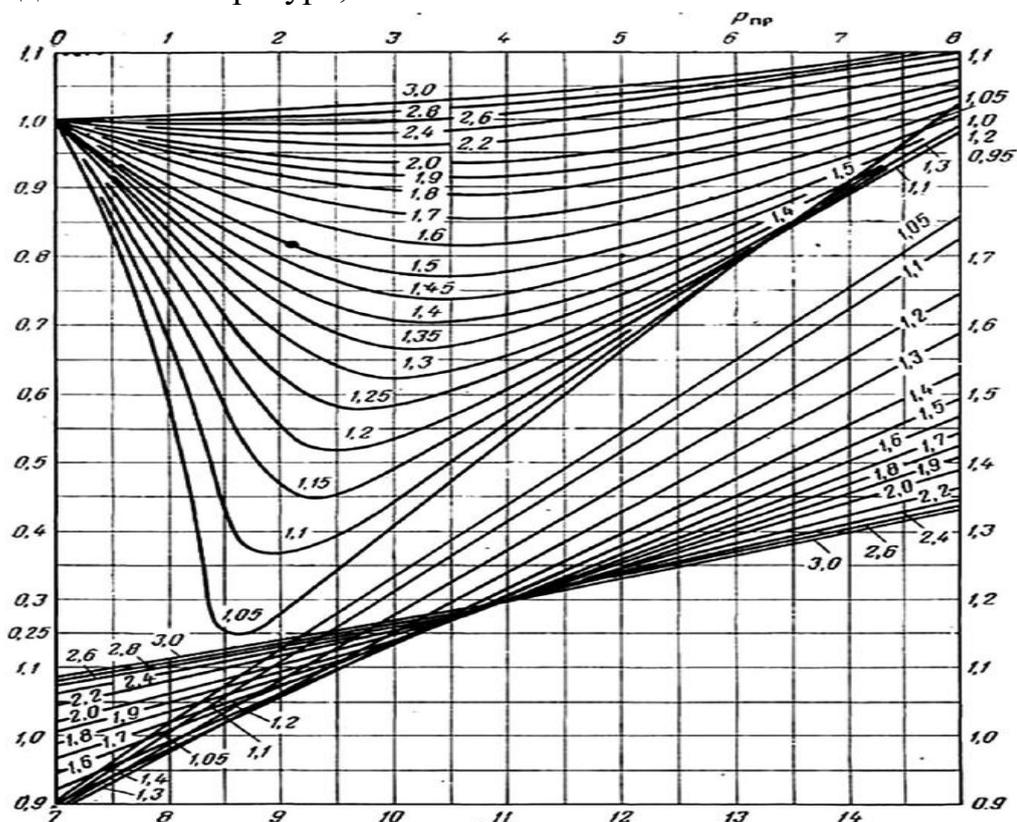


Рисунок 7.1 – Зависимость коэффициента сверхсжимаемости для природного газа от приведённого давления и температуры

6. Рассчитать приведённую плотность газовой смеси ($\rho_{\text{пр}}$) и промежуточного параметра ε по формулам:

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{P_{\text{пр}}}{T_{\text{пр}} \cdot Z_{\text{пр}}} \quad (7.3)$$

$$\varepsilon = \frac{T_{\text{кр}}^{1/6}}{M_{\text{см}}^{1/2} \cdot P_{\text{кр}}^{1/2}} \quad (7.4)$$

7. Определить коэффициент динамической вязкости (μ) при заданных термобарических условиях по следующим формулам:

При $P < 5$ МПа

$$[(\mu - \mu_0) \cdot \varepsilon + 10^{-4}]^{0,25} = 0,10230 + 0,023364 \cdot \rho_{\text{пр}} + 0,058533 \cdot \rho_{\text{пр}}^2 - 0,040758 \cdot \rho_{\text{пр}}^3 + 0,0093324 \cdot \rho_{\text{пр}}^4$$

(7.5)

При $P > 5$ МПа

$$(\mu - \mu_0) \cdot \varepsilon = 10,8 \cdot 10^{-5} (e^{1,439 \cdot p_{\text{пр}}} - e^{-1,11 \cdot p_{\text{пр}}^{1,858}})$$

(7.6)

Практическое занятие № 8 Расчет давления на контуре питания работающей скважины

Задача 8.1

В неограниченном пласте, насыщенном за контуром нефтеносности водой с вязкостью примерно равной вязкости нефти $\mu_n = 1$ мПа·с, пущены одновременно в эксплуатацию две добывающие скважины с равными дебитами $q = 10^{-3}$ м³/с. Толщина пласта, его проницаемость и упругоёмкость в нефтеносной части и за ее контуром одинаковы $h = 10$ м, $k = 80$ и $0,5 \cdot 10^{-12}$ м², $\beta = 6 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹. Расстояние между скважинами $l = 500$ м.

Определить насколько уменьшится давление по сравнению с начальным в пласте на середине расстояния между скважинами в начале координат спустя 29 суток ($25 \cdot 10^5$ с) после пуска скважин в работу.

Методические рекомендации по решению

Определим пьезопроводность пласта:

$$\varkappa = \frac{k}{\mu \cdot \beta} = \frac{0,5 \cdot 10^{-12}}{1 \cdot 10^{-3} \cdot 6 \cdot 10^{-10}} = 1 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (8.1)$$

Если бы в бесконечном по протяженности пласте находился один точечный сток (добывающая скважина), то уменьшение давления определялось бы выражением:

$$\Delta p = - \frac{q\mu}{4\pi kh} \cdot E_i(-z) \quad (8.2)$$

В нашем случае в бесконечном пласте имеются два точечных стока, причем каждый из них – на расстоянии $l/2$ от начала координат (рисунок 8.1).

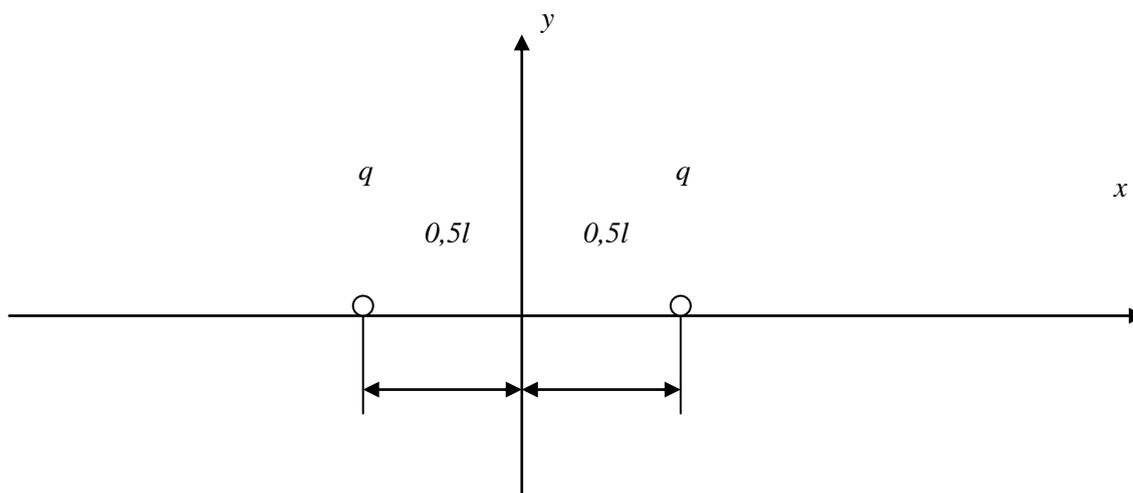


Рисунок 8.1 – Схема расположения двух скважин в бесконечном по протяженности пласте

В этом случае, согласно принципу суперпозиции (принципу сложения фильтрационных потоков), из предыдущей формулы получаем:

$$\Delta p = -\frac{q\mu}{4\pi kh} \left\{ E_i \left[-\frac{(x-0,5l)^2+y^2}{4\alpha t} \right] + E_i \left[-\frac{(x+0,5l)^2+y^2}{4\alpha t} \right] \right\}. \quad (8.3)$$

Из условия задачи для точки О имеем $x=0$ и $y=0$.

При этом предыдущее выражение примет вид:

$$\Delta p = -\frac{q\mu}{2\pi kh} \cdot E_i \left(-\frac{l^2}{16\alpha t} \right) \quad (8.4)$$

При $t = 25 \cdot 10^5$ с. определим, что:

$$z = \frac{l^2}{16\alpha t} = \frac{9 \cdot 10^4}{16 \cdot 1 \cdot 25 \cdot 10^5} = 2,25 \cdot 10^{-3}.$$

При $z = 2,25 \cdot 10^{-3}$, значительно меньшем чем единица, можно воспользоваться асимптотическим выражением для интегральной показательной функции:

$$-E_i(-z) = -(0,577 + \ln z).$$

При $z = 2,25 \cdot 10^{-3}$ уменьшение давления посередине между добывающими скважинами через 29 суток работы равно:

$$\Delta p = -\frac{q\mu}{2\pi kh} (0,577 + \ln 2,25 \cdot 10^{-3}) = -\frac{10^{-3} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 12} (0,577 - 6,097) = 0,0265 \cdot 10^6 \cdot 5,52 = 0,146 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,146 \text{ МПа}$$

Соответственно при $t = 58$ суток ($50 \cdot 10^5$ с) получим $z = 1,12 \cdot 10^{-3}$ и тогда:

$$\Delta p = -0,0265 \cdot 10^6 (0,577 + \ln 1,12 \cdot 10^{-3}) = 0,165 \text{ МПа}.$$

Варианты для самостоятельного решения к задаче 8.1

В неограниченном пласте, насыщенном за контуром нефтеносности водой с вязкостью примерно равной вязкости нефти $\mu_n = 1$ мПа·с, пущены одновременно в эксплуатацию две добывающие скважины с равными дебитами q . Толщина пласта, его проницаемость и упругоёмкость в нефтеносной части и за ее контуром одинаковы

Варианты	1	2	3	4	5
Толщина пласта h (м)	10	18	26	34	15
Проницаемость k (м ²)	$0,54 \cdot 10^{-12}$	$0,58 \cdot 10^{-12}$	$0,63 \cdot 10^{-12}$	$0,45 \cdot 10^{-12}$	$0,56 \cdot 10^{-12}$
Упругоёмкость β (Па ⁻¹)	$5,4 \cdot 10^{-10}$	$6,1 \cdot 10^{-10}$	$4,7 \cdot 10^{-10}$	$5,3 \cdot 10^{-10}$	$5,8 \cdot 10^{-10}$
Расстояние между	320	250	200	300	400

скважинами l (м)					
Дебит q (м ³ /с)	9^{-3}	12^{-3}	15^{-3}	18^{-3}	10^{-3}

Определить насколько уменьшится давление по сравнению с начальным в пласте на середине расстояния между скважинами в начале координат спустя 30, 92 и 270 суток после пуска скважин в работу.

Список литературы

1. Ваганов, Л.А. Основы проектирования разработки месторождений нефти : учебное пособие / Л.А. Ваганов. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2016. – 80 с. – ISBN 978-5-9961-1226-5. – Текст : электронный // Электронно-библиотечная система «Лань» : [сайт]. – URL: <https://e.lanbook.com/book/88574>. – Режим доступа.
2. Галикеев, И. А. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях : учебное пособие / И. А. Галикеев, В. А. Насыров, А. М. Насыров. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 356 с. – ISBN 978-5-9729-0288-0. – Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. – URL: <http://www.iprbookshop.ru/86666.html>.
3. Закревский К. Е. Геологическое моделирование 3D: учебник /К. Е. Закревский. – Москва: Маска, 2023. – 375 с. – Текст : непосредственный.
4. Интенсификация добычи нефти и увеличение нефтеотдачи пластов на примере месторождений Сургутского свода : монография / А. П. Янукян ; ТИУ. - Тюмень : ТИУ, 2022. - 160 с. - Электронная библиотека ТИУ. - Библиогр.: с. 157. - ISBN 978-5-9961-2843-3 : 205.00 р. - Текст : непосредственный.. – Режим доступа: http://webirbis.tsogu.ru/cgi-bin/irbis64r_plus/cgiirbis_64_ft.exe?S21COLORTERMS=0&LNG=&Z21ID=GUEST&I21DBN=READB_FULLTEXT&P21DBN=READB&S21STN=1&S21REF=10&S21FMT=briefHTML_ft&S21CNR=5&C21COM=S&S21ALL=%3C.%3EI=УДК%20622%2E276%2FЯ%20656-855773864%3C.%3E&USES21ALL=1
5. Основы физики пласта: учебное пособие / А. В. Саранча, Е. Е. Левитина ; ТИУ. - Тюмень : ТИУ, 2018. - 118 с. : ил., граф. - Электронная библиотека ТИУ. - ISBN 978-5-9961-1751-2 : 142.00 р. - Текст : непосредственный. http://webirbis.tsogu.ru/cgiin/irbis64r_plus/cgiirbis_64_ft.exe?S21COLORTERMS=0&LNG=&Z21ID=GUEST&I21DBN=READB_FULLTEXT&P21DBN=READB&S21STN=1&S21REF=10&S21FMT=briefHTML_ft&S21CNR=5&C21COM=S&S21ALL=%3C.%3EI=УДК%20622%2E276%28075%2E8%2FC%2020-461865780%3C.%3E&USES21ALL=1
6. Проектирование и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений Западной Сибири : научное издание. Кн. 2. Разработка месторождений / Ю. Е. Батурин ; ТИУ. - Тюмень : ТИУ, 2016. - 205 с. : табл., рис. - Электронная библиотека ТИУ. - Библиогр.: с. 176. - ISBN 978-5-9961-1262-3:. - Текст : непосредственный. http://webirbis.tsogu.ru/cgi-bin/irbis64r_plus/cgiirbis_64_ft.exe?S21COLORTERMS=0&LNG=&Z21ID=GUEST&I21DBN=READB_FULLTEXT&P21DBN=READB&S21STN=1&S21REF=10&S21FMT=briefHTML_ft&S21CNR=5&C21COM=S&S21ALL=%3C.%3EI=УДК%20622%2E276%2FB%20287-590834%3C.%3E&USES21ALL=1
7. Рубин Р. Программно-информационное обеспечение расчетов показателей разработки нефтегазовых месторождений с горизонтальными скважинами / Р. Рубин,Р. Я.Кучумов. – Тюмень :ТюмГНГУ, 2019.– 252 с. – Текст : непосредственный.