

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Индустриальный институт
Направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Разработка нефтяных и газовых месторождений

методические указания к выполнению практических работ и организации
самостоятельной работы обучающихся по дисциплине «Бурение
нефтяных и газовых скважин»

Составитель к.э.н. *А.П. Янукян*

Нефтеюганск, 2024

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

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
Цель и задачи дисциплины	4
Организация самостоятельной работы	5
1 Практическое занятие № 1 Определение основных свойств газа при заданных термобарических условиях	8
2 Практическое занятие № 2 Определение давления на забое по статическому устьевому давлению	12
3 Практическое занятие № 3 – Определение давления на забое работающей скважины (формула Адамова)	14
4 Практическое занятие № 4 – Определение показателей разработки газового месторождения	15
5 Практическое занятие № 5 – Расчет дебитов газа при увеличении диаметра скважины в интервале продуктивного пласта	17
6 Практическое занятие № 6 Определение коэффициентов извлечения нефти при различных режимах разработки нефтяной залежи	19
8 Практическое занятие № 7 Расчет показателей разработки нефтяной залежи при упругом режиме	22
8 Практическое занятие № 8 Определение и прогнозирование динамики падения давления на контуре питания работающей скважины. Аппроксимация Ван Эвердингена и Херста	24
9 Практическое занятие № 9 Расчет показателей разработки нефтяной залежи при вытеснении нефти двуокисью углерода	25
Список литературы	28

Введение

Разработка нефтяных и газовых месторождений в узком смысле – это комплекс мероприятий и технических решений по управлению движением жидкостями и газами в пласте с целью достижения максимального для заданных условий коэффициента извлечения нефти и обеспечения рационального недропользования.

Разработка нефтяных и газовых месторождений комплексная дисциплина, которая включает в себя широкий спектр знаний в области нефтегазопромысловой геологии, физики пласта, подземной гидродинамики, геофизики, экономики, экологии и др.

Обучающимся в рамках данного курса будет предложено ознакомиться с основными методами воздействия на нефтяные пласты, изучить основы вытеснения нефти различными рабочими агентами, а также ознакомление с основами физических процессов происходящими в нефтяных пластах при их разработке.

Цель и задачи дисциплины

Целью изучения дисциплины является получение знаний и навыков по дисциплине «Разработка нефтяных и газовых месторождений». Ознакомление обучающихся с основными технологическими процессами, происходящими в пласте и скважине при разработке месторождений, режимами и системами разработки, основными принципами, стадийностью и методологией проектирования их разработки, с методами повышения коэффициентов извлечения нефти. Обучающейся должен изучить и овладеть методиками технологических расчетов наиболее перспективных процессов и технических средств.

Задачи дисциплины:

– овладение методикой расчета основных технологических показателей разработки (дебитов, давлений, накопленных отборов, закачки и др.) при использовании формул подземной гидравлики для основных режимов разработки месторождений нефти: упругого, водонапорного, газонапорного и режима растворенного газа;

– овладеть знаниями об особенностях развития процесса разработки в зависимости от условий залегания и условий воздействия на залежь (ППД);

– ознакомление обучающихся с методами контроля за разработкой с применением методов геофизики, гидродинамики и промысловой геологии и анализа разработки месторождений;

– изучить мероприятия, которые используются в регулировании процессов разработки (видоизменения в системах заводнения: переход на другие виды разрезания залежей, на отдельную закачку при разукрупнении объектов, на очаговое, площадное и блочно-замкнутое заводнение, на нестационарное

заводнение, применение ПАВ и полимеров в системе ППД, внедрение барьерного заводнения на газонефтяных залежах, и т.д.).

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 само- оценкой.

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 литера- туру,

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 олова. 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 основных свойств газа при заданных термобарических условиях

Необходимо определить плотность и динамическую вязкость газа определённого состава при заданных термобарических условиях. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 1.1. Основные параметры компонентов природного газа представлены в таблице 1.2.

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 1.2 – 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

Для того чтобы решить данную задачу, необходимо:

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

$$M_{см} = \sum_{i=1}^N y_i \cdot M_i \quad (1.1)$$

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

2. Определить плотность газа при нормальных условиях (ρ_0) ($\rho_0 = 0,1$ МПа, $T_0 = 273$ К) по следующей формуле:

$$\rho_0 = \frac{M_{см}}{22,41} \quad (1.2)$$

3. Определить коэффициент сверхсжимаемости газа $z(p, T)$ при заданных термобарических условиях. Для этого сначала необходимо рассчитать критические давление и температуру смеси по формулам 1.3, 1.4, а затем приведённые параметры по формулам 1.5, 1.6.

$$P_{кр} = \sum_{i=1}^n y_i \cdot P_{кр.i} \quad (1.3)$$

$$T_{кр} = \sum_{i=1}^n y_i \cdot T_{кр.i} \quad (1.4)$$

$$p_{пр} = \frac{p}{p_{кр}} \quad (1.5)$$

$$T_{пр} = \frac{T}{T_{кр}} \quad (1.6)$$

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.

Далее, используя график зависимости коэффициента сверхсжимаемости газа от приведённых давления и температуры (рис. 1.1), определяем значение параметра $z(p, T)$.

4. Рассчитать плотность природного газа при заданных температуре и

давлении по следующей формуле:

$$\rho(p, T) = \rho_0 \frac{\rho \cdot T_0 \cdot Z_0}{\rho_0 \cdot T \cdot z(p, T)} \quad (1.7)$$

Где:

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

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

$$\mu_0 = 0,0101 \cdot t^{1/8} - 1,07 \cdot 10^{-3} M_{\text{см}}^{1/2} \quad (1.8)$$

где

μ_0 – вязкость газа при атмосферном давлении и температуре t , мПа · с;
 t – заданная температура, °С.

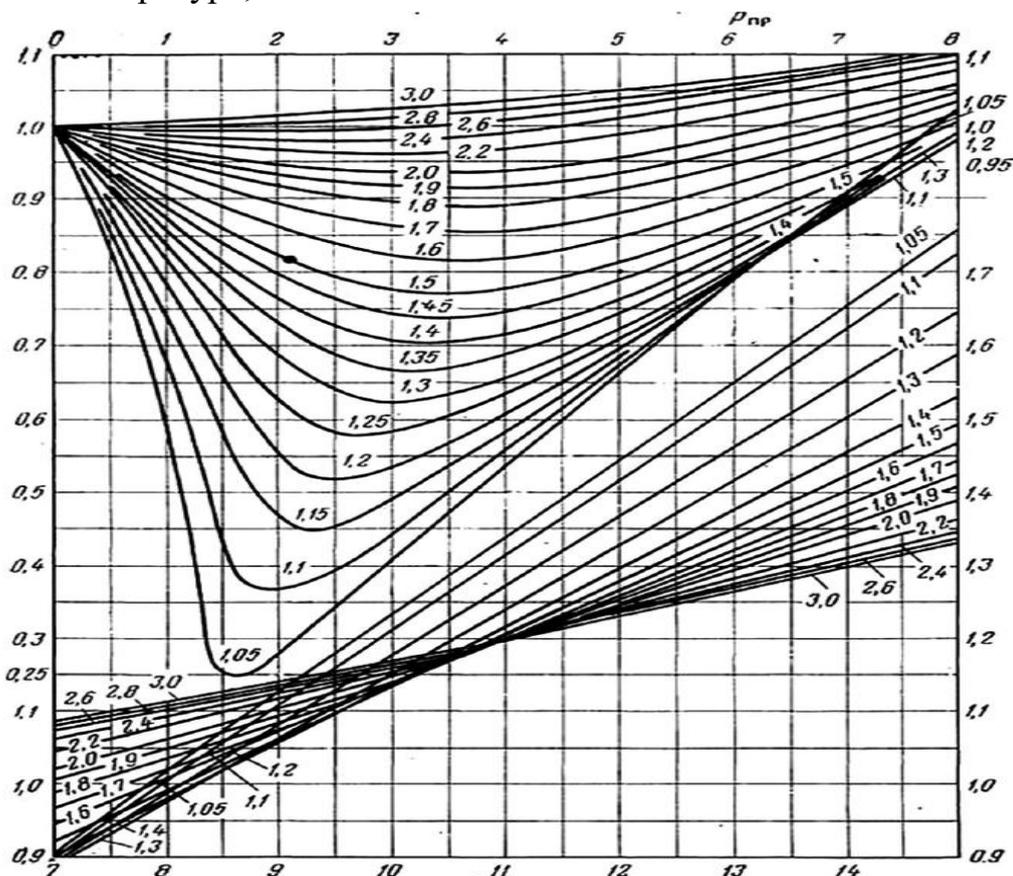


Рисунок 1.1 – Зависимость коэффициента сверхсжимаемости для природного газа от приведённого давления и температуры

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

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{P_{\text{пр}}}{T_{\text{пр}} \cdot Z_{\text{пр}}}$$

(1.9)

$$\varepsilon = \frac{T_{кр}^{1/6}}{M_{см}^{1/2} \cdot P_{кр}^{1/2}} \quad (1.10)$$

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

При $P < 5$ МПа

$$[(\mu - \mu_0) \cdot \varepsilon + 10^{-4}]^{0,25} = 0,10230 + 0,023364 \cdot \rho_{пр} + 0,058533 \cdot \rho_{пр}^2 - 0,040758 \cdot \rho_{пр}^3 + 0,0093324 \cdot \rho_{пр}^4 \quad (1.11)$$

При $P > 5$ МПа

$$(\mu - \mu_0) \cdot \varepsilon = 10,8 \cdot 10^{-5} (e^{1,439 \cdot \rho_{пр}} - e^{-1,11 \cdot \rho_{пр}^{1,858}}) \quad (1.12)$$

Практическое занятие № 2 – Определение давления на забое по статическому устьевому давлению

Необходимо определить давление на забое газовой скважины по известному статическому устьевому давлению. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Исходные данные к задаче № 2

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
L , м	2938	2756	2549	3163	2431	3277	2584	2699	2938	2808
$T_{пл}$, К	330	348	328	337	342	327	315	312	326	334
T_y , К	293	286	279	283	291	298	289	295	288	283
p_y , МПа	18,3	17,4	16,5	19,6	18,9	17,3	17,7	18,1	18,7	17,9

Для расчёта давления на забое газовой скважины по известному статическому устьевому давлению используют следующую методику расчёта:

1. По формулам 1.3, 1.4 определяют критические параметры смеси ($P_{кр}$, $T_{кр}$).
2. По давлению на устье P_y находят приведённое устьевое давление $P_{пр.у.}$

$$P_{пр.у.} = \frac{P_y}{P_{кр}} \quad (2.1)$$

3. Определяют среднюю приведённую температуру $T_{пр.}$

$$T_{пр.} = \frac{T_{ср}}{T_{кр}} \quad (2.2)$$

4. Среднюю температуру $T_{ср}$ можно рассчитать по одной из формул:

$$T_{ср} = \frac{T_{пл} + T_y}{2} \quad (2.3)$$

$$T_{ср} = \frac{T_{пл} - T_y}{\ln \frac{T_{пл}}{T_y}} \quad (2.4)$$

где $T_{пл}$ – пластовая температура, К;
 T_y – устьевая температура, К.

5. Для полученных значений $p_{пр.у.}$, $T_{пр.}$ определяют приведённые параметры (формулы 1.5 и 1.6) и по графику определяют коэффициент сверхсжимаемости z (рисунок 1.1).

6. Далее рассчитывают среднее ориентировочное давление $p_{ср.ор.}$

$$P_{ср.ор.} = P_y \cdot \left(\frac{1 + e^S}{2} \right) \quad (2.5)$$

$$S = \frac{0,03415 \cdot \Delta \cdot L}{T_{ср} \cdot Z}$$

(2.6)

где p_y – статическое устьевое давление, МПа;

Δ – относительная плотность газа по воздуху;

L – глубина скважины, м;

T_{cp} – средняя температура, К;

z – *средний* по стволу коэффициент сверхсжимаемости газа.

7. Относительную плотность газа по воздуху Δ можно определить по формуле:

$$\Delta = \frac{\rho_0}{1,293} \quad (2.7)$$

Где ρ_0 – плотность газа при нормальных условиях рассчитывается в соответствии с формулой 1.2.

8. Определяем ориентировочное приведённое среднее давление:

$$P_{пр.ср.ор.} = \frac{P_{ср.ор.}}{P_{кр}} \quad (2.8)$$

9. По полученному значению $p_{пр.ср.ор.}$ и T_{cp} определяют новое значение коэффициента сверхсжимаемости z (рассчитывают приведённые параметры по формулам 1.5–1.6 и по графику (рисунок 1.1) определяют коэффициент сверхсжимаемости z).

10. Рассчитав новое значение коэффициента сверхсжимаемости z , рассчитывают давление на забое скважины p_3 :

$$P_3 = P_y \cdot e^S \quad (2.9)$$

$$S = \frac{0,03415 \cdot \Delta \cdot L}{T_{cp} \cdot Z} \quad (2.10)$$

11. Рассчитывают среднее давление $p_{ср}$:

$$P_{ср} = \frac{P_y + P_3}{2} \quad (2.11)$$

12. Для проверки и уточнения результатов расчёта сверяют полученное $p_{ср.}$ и $P_{ср.ор.}$ Расчёт можно считать правильным в том случае, если расхождение этих величин не влияет на коэффициент сверхсжимаемости z . В противном случае принимают новое значение $p_{ср.ор.} = p_{ср.}$ и проводят повторный расчёт.

Практическое занятие № 3 – Определение давления на забое работающей скважины (формула Адамова)

Необходимо определить давление на забое работающей газовой скважины по известному давлению на устье. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные к задаче № 3

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
L , м	2934	3189	2560	2976	2298	2951	3033	2894	2922	2810
$T_{пл}$, К	342	327	315	312	326	334	305	322	316	334
T_y , К	291	298	289	295	288	283	279	298	281	287
p_y , МПа	18,3	17,4	16,5	19,6	18,9	17,3	17,7	18,1	18,7	17,9
$d_{вн}$, см	63	75	48	55	62	74	49	54	61	70
Q , тыс. м ³ /сут.	150	210	140	200	180	210	160	170	150	180
ε	0,005	0,004	0,003	0,002	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006
μ , мПа·с	0,011	0,012	0,013	0,014	0,015	0,016	0,017	0,018	0,019	0,02
Δ	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,75	0,7	0,65
z	0,8	0,82	0,84	0,86	0,88	0,9	0,88	0,86	0,84	0,82

Для выполнения задания необходимо:

1. Рассчитать число Рейнольдса по формуле:

$$Re = 1777 \cdot \frac{Q \cdot \Delta}{d_{вн} \cdot \mu} \quad (3.1)$$

где $d_{вн}$ – внутренний диаметр трубы, м;

μ – коэффициент динамической вязкости, Па·с;

Δ – относительная плотность газа по воздуху (рассчитывается по формуле 2.7);

Q – дебит газа в стандартных условиях, м³/с.

2. Определить коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = \frac{1}{4 \cdot \left[\lg \left(\frac{5,62}{R_e^{0,9}} + \frac{\varepsilon}{7,41} \right) \right]^2} \quad (3.2)$$

где ε – относительная шероховатость трубы.

3. Рассчитать забойное давление по формуле Адамова

$$P_{\text{ЗАБ}} = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2S} + \Theta \cdot Q^2} \quad (3.3)$$

$$\Theta = 1,377 \cdot \lambda \cdot \frac{T^2 \cdot Z^2 \cdot (e^{2S} - 1)}{d_{\text{ВН}}^2} \quad (3.4)$$

где S – параметр, определяемый по формуле 2.10;

T – средняя температура (определяется по формуле 2.3 или 2.4), К;

Z – коэффициент сверхсжимаемости.

Практическое занятие № 4 – Определение показателей разработки газового месторождения

Необходимо определить показатели разработки газовой залежи на режиме постоянного дебита и на режиме постоянной депрессии. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 4.1 и в таблице 4.2.

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчёта показателей разработки газовой залежи на режиме постоянного дебита

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
p_n , МПа	32	34	30	31	34	32	33	35	30	29
$Q_{\text{зан}}$, млрд м ³	150	99	220	270	200	100	120	100	120	180
Q_g , %	2,5	3	1,5	2	1,5	3	1,5	2	2,5	2
$q_{\text{ср}}$, тыс. м ³ /сут.	100	120	80	140	160	200	110	120	150	170
$a \cdot 10^{-3}$, (МПа ² · сут./тыс. м ³)	51	47	24	67	70	56	46	52	45	46
$b \cdot 10^{-2}$, (МПа · сут./тыс. м ³) ²	0,05	0,04	0,06	0,08	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07	0,06

Таблица 4.2 – Исходные данные для расчёта показателей разработки газовой залежи на режиме постоянной депрессии

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
p_n , МПа	34	32	33	35	30	32	34	30	31	34
$Q_{зан}$, млрд м ³	200	100	120	100	120	180	150	100	220	180
Q_g , %	2,5	3	1,5	2	1,5	3	1,5	2	2,5	2
$q_{ср}$, тыс. м ³ /сут.	10	9	8	10	9	8	7	10	9	8
$a \cdot 10^{-3}$, (МПа ² · сут./тыс. м ³)	44,6	40,6	20,7	57,8	60,4	48,3	39,7	44,9	38,8	40,6
$b \cdot 10^{-2}$, (МПа · сут./тыс. м ³) ²	0,13	0,34	0,24	0,53	0,43	0,28	0,61	0,45	0,29	0,43

Определение показателей разработки газового месторождения сводится к решению системы из четырёх уравнений:

1. Уравнение материального баланса:

$$P_{ср}(t) = P_n - \frac{P_{ат} \cdot Q_{доб}(t)}{\Omega_n} \quad (4.1)$$

где $P_{ат}$ – атмосферное давление, Па;

P_n – начальное пластовое давление, Па;

Ω_n – газонасыщенный поровый объём (формула 8.2), м³;

$Q_{доб}(t)$ – накопленный отбор газа, м³;

$p(t)$ – среднее текущее давление в пласте, Па.

2. Уравнение тех. режима эксплуатации скважины

$$q = const - \text{режим постоянного дебита} \quad (4.2)$$

$$p^2_{ср}(t) - p_c(t) = const - \text{режим постоянной депрессии} \quad (4.3)$$

где $p_c(t)$ – текущее забойное давление, Па.

3. Уравнение притока газа к забою

$$p^2(t) - p_c^2(t) = a \cdot q(t) + b \cdot q^2(t) \quad (4.4)$$

где a и b – коэффициенты фильтрационных сопротивлений;

$q(t)$ – дебит средней скважины, м³/с.

4. Уравнение связи потребного числа скважин, отбора газа из месторождения и дебита одной скважины

$$n(t) = \frac{Q(t)}{q(t)} \quad (4.5)$$

где $Q(t)$ – годовой отбор газа, м³.

Практическое занятие № 5 – Расчет дебитов газа при увеличении диаметра скважины в интервале продуктивного пласта

Уравнение притока газа к скважине имеет вид:

$$\Delta P^2 = A Q_o + B Q_o^2, \quad (5.1)$$

где $\Delta P^2 = P_{nl}^2 - P_{заб}^2$; P_{nl} - пластовое давление; $P_{заб}$ - забойное давление; Q_o – дебит газа при нормальных условиях; A, B - коэффициенты фильтрационных сопротивлений:

$$A = a \cdot \ln \frac{R_K}{r_c}; \quad B = b \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_K} \right) \quad (5.2)$$

где a и b - коэффициенты, зависящие от толщины пласта, физических свойств жидкости (газа) и фильтрационных свойств пласта; R_K - радиус зоны дренирования пласта газовой скважиной; r_c - радиус скважины.

Увеличение диаметра скважины в n раз изменит коэффициенты фильтрационных сопротивлений до значений:

$$A' = \delta_a \cdot A; \quad B' = \delta_b \cdot B, \quad (5.3)$$

где δ_a и δ_b - коэффициенты, учитывающие геометрию забоя скважины:

$$\delta_a = 1 - \frac{\ln n}{\ln \frac{R_K}{r_c}} \quad (5.4)$$

$$\delta_b = \frac{1}{n} \quad (5.5)$$

Уравнение притока газа, при сохранении дебита газа к скважине увеличенного диаметра представляется в виде:

$$(\Delta P^2)' = A Q_o \delta_a + B Q_o^2 \delta_b \quad (5.6)$$

Уравнение депрессии на пласт можно записать как:

$$\Delta P = P_{nl} - \sqrt{P_{nl}^2 - \Delta P^2}; \quad (5.7)$$

$$\Delta P' = P_{nl} - \sqrt{P_{nl}^2 - (\Delta P^2)'}; \quad (5.8)$$

Из формул (11.6) - (11.8) представляется возможным оценить степень уменьшения депрессии на газовый пласт при сохранении дебита:

$$\delta_{\Delta P} = \frac{\Delta P'}{\Delta P} = \frac{\delta_a + \frac{B}{A} \cdot Q_o \cdot \delta_b}{1 + \frac{B}{A} \cdot Q_o} \quad (5.9)$$

Запишем формулы для расчёта дебита скважины при сохранении депрессии на пласт:

$$Q_o = \frac{A}{2B} \left(\sqrt{1 + 4 \frac{B}{A^2} \Delta P^2} - 1 \right) \quad (5.10)$$

$$Q'_o = \frac{A \cdot \delta_a}{2B \cdot \delta_b} \left(\sqrt{1 + 4 \frac{B \cdot \delta_b}{A^2 \cdot \delta_a^2} \Delta P^2} - 1 \right) \quad (5.11)$$

Соответственно, получаем степень увеличения дебита скважины:

$$\delta_Q = \frac{Q'_o}{Q_o} = \frac{\delta_a}{\delta_b} \cdot \frac{\sqrt{1 + 4 \frac{B \cdot \delta_b}{A^2 \cdot \delta_a^2} \Delta P^2} - 1}{\sqrt{1 + 4 \frac{B}{A^2} \Delta P^2} - 1}. \quad (5.12)$$

Градиент давления при фильтрации газа определяется по формуле:

$$\frac{dP}{dr} = \frac{\mu \cdot V}{K} + \beta \frac{\rho_g \cdot V^2}{\sqrt{k}}, \quad (5.13)$$

где μ - коэффициент динамической вязкости газа в пластовых условиях; V - скорость фильтрации газа; k - коэффициент проницаемости; β - коэффициент вихревых сопротивлений; ρ_g - плотность газа в пластовых условиях.

Учитывая, что максимальное значение градиента давления возникает на стенке скважины, скорость фильтрации газа будет:

$$V = \frac{Q_o \cdot P_o}{2\pi \cdot r_c \cdot h \cdot P_{заб}}, \quad (5.14)$$

где P_o - нормальное давление; h - толщина пласта.

Тогда уравнение (13) записывается в виде:

$$\left. \frac{dP}{dr} \right|_{r=r_c} = \frac{\mu P_o Q_o}{2\pi K h P_{заб} r_c} + \beta \frac{\rho_g P_o Q_o^2}{4\pi^2 \sqrt{K h^2 P_{заб} r_c^2}}, \quad (5.15)$$

Уменьшение градиента давления при увеличении диаметра скважины в n раз определяется выражениями 11.16-11.19:

$$\left(\frac{dP}{dr} \right)' \Big|_{r=r_c} = \frac{\mu P_o Q_o}{2\pi K h P_{заб} r_c \cdot n} + \beta \frac{\rho_g P_o Q_o^2}{4\pi^2 \sqrt{K h^2 P_{заб} r_c^2 n^2}}, \quad (5.16)$$

$$\left(\frac{dP}{dr} \right)' \Big|_{r=r_c} = \frac{1}{2P_{заб} r_c} \left(\frac{A}{n \ln \frac{R_k}{r_c}} Q_o + \frac{B Q_o^2}{r_c n^2} \right) \quad (5.17)$$

Степень уменьшения градиента давления определяется отношением:

$$\delta_{град} = \frac{(dP/dr)'}{dP/dr} \quad (5.18)$$

или

$$\delta_{град} = \frac{\delta_a + \frac{B}{A} \ln \frac{R_k}{r_c} Q_o \delta_b}{\left(1 + \frac{B}{A} \ln \frac{R_k}{r_c} Q_o \right) \cdot n} \quad (5.19)$$

В таблице 11.1 приведены результаты расчета значений δ_Q , $\delta_{\Delta P}$ и $\delta_{град}$ при кратности увеличения диаметра скважины ($n=2, 3$) и различных значениях дебита газа Q_o для типовой газовой скважины ($R_k = 250$ м, $A = 0,01$

$$\frac{\text{МПа}^2}{\text{тыс.м}^3/\text{сут.}}, B = 9,5 \cdot 10^{-5} \frac{\text{МПа}^2}{(\text{тыс.м}^3/\text{сут.})^2}, P_{nl} = 10 \text{ МПа}.$$

Таблица 5.1 - Степень изменения дебита скважины δ_Q , депрессии на пласт $\delta_{\Delta P}$ и градиента давления $\delta_{\text{град}}$ при кратности увеличения радиуса скважины n

n	Q ₀ =50 тыс. м ³ /сут. r _c = 0,057 м			Q ₀ =100 тыс. м ³ /сут. r _c = 0,057 м			Q ₀ =250 тыс. м ³ /сут. r _c = 0,073 м			Q ₀ =1000 тыс. м ³ /сут. r _c = 0,109 м		
	$\delta_{\Delta P}$	δ_Q	$\delta_{\text{град}}$	$\delta_{\Delta P}$	δ_Q	$\delta_{\text{град}}$	$\delta_{\Delta P}$	δ_Q	$\delta_{\text{град}}$	$\delta_{\Delta P}$	δ_Q	$\delta_{\text{град}}$
2	0,77 8	1,22 8	0,29 4	0,71 0	1,28 3	0,27 5	0,62 1	1,34 7	0,26 1	0,53 8	1,39 5	0,25 3
3	0,68 3	1,38 4	0,14 9	0,59 8	1,48 0	0,13 3	0,48 5	1,59 9	0,12 1	0,38 1	1,69 5	0,11 4

Как показывают расчеты, с увеличением диаметра ствола скважины в интервале продуктивного пласта дебит увеличивается, депрессия на пласт уменьшается. Значительно снижается градиент давления на стенке скважины.

Практическое занятие № 6 Определение коэффициентов извлечения нефти при различных режимах разработки нефтяной залежи

Задача 6.1

Оценить начальные запасы нефти и коэффициенты нефтеотдачи нефтегазовой залежи.

Общий объем нефтенасыщенной части залежи $V_n = 13,8 \cdot 10^7 \text{ м}^3$, объем пласта, занятого газовой шапкой, $V_g = 2,42 \cdot 10^7 \text{ м}^3$.

Начальное пластовое давление, равное давлению насыщения нефти газом, $P_0 = P_{нас} = 18,4 \text{ МПа}$; объемный коэффициент нефти при начальном давлении $b_{но} = 1,34 \text{ м}^3/\text{м}^3$; объемный коэффициент газа газовой шапки $b_{го} = 0,00627 \text{ м}^3/\text{м}^3$; начальное газосодержание нефти $\Gamma_0 = 100,3 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

При отборе из залежи $Q_n = 3,18 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ нефти (в стандартных условиях) и воды $Q_g = 0,167 \cdot 10^6 \text{ м}^3$, среднее пластовое давление снизилось до $P = 13,6 \text{ МПа}$, газосодержание уменьшилось до $\Gamma = 75 \text{ м}^3/\text{м}^3$. При давлении $P = 13,6 \text{ МПа}$ объемный коэффициент нефти $b_n = 1,28 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а объемный коэффициент газа $b_g = 0,00849 \text{ м}^3/\text{м}^3$, объемный коэффициент воды $b_w = 1,028$. За время разработки средний газовый фактор оказался равным $\bar{\Gamma} = 125 \text{ м}^3/\text{м}^3$, в залежь вторглось воды из законтурной области

$$W_g = 1,84 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Методические рекомендации по решению

Подсчитаем начальные запасы нефти. Сперва определим относительный начальный объем газовой шапки и величину двухфазного объемного коэффициента по соответствующим формулам:

$$\Gamma_{из} = \frac{2,42 \cdot 10^7}{138 \cdot 10^7} = 0,175 \quad (6.1)$$

$$B = 1,28 + (1003 - 75) \cdot 0,00849 = 1,495.$$

Запасы нефти в пласте составят величину:

$$G_H = \frac{3,18 \cdot 10^6 [1,495 + (125 - 1003) \cdot 0,00849] - (1,84 - 0,167 \cdot 1,028) \cdot 10^6}{1,495 - 1,34 + \frac{0,175 \cdot 1,34}{0,00627} (0,00849 - 0,00627)} = 15,8 \cdot 10^6 \text{ м}^3 \quad (6.2)$$

За рассматриваемый период разработки коэффициент нефтеотдачи при относительном снижении пластового давления на 26,1% составил:

$$\eta = \frac{Q_H}{G_H} = \frac{3,18 \cdot 10^6}{15,8 \cdot 10^6} = 0,2 \quad (6.3)$$

Разработка нефтегазовой залежи при отсутствии гидродинамической связи с водонапорным бассейном (количества вторгшейся и отобранной воды равны нулю) и исходных данных предыдущей задачи могла бы осуществляться при начальных запасах нефти и коэффициенте нефтеотдачи $G_H = 23,5 \cdot 10^6 \text{ м}^3$, $\eta = 0,135$.

Оценим влияние механизмов расширения газовой шапки, растворенного газа и вторжения воды в пределы залежи на добычу нефти при разработке нефтегазовой залежи для $G_H = 15,8 \cdot 10^6 \text{ м}^3$.

По приведенным формулам определим относительные количества нефти, добываемой за счет проявления режимов:

растворенного газа:

$$\eta_{раствор} = \frac{15,8 \cdot 10^6 (1,495 - 1,34)}{3,18 \cdot 10^6 [1,495 + (125 - 1003) \cdot 0,00849]} = 0,451$$

расширения газовой шапки:

$$\eta_{газ.ш} = \frac{0,175 \cdot 15,8 \cdot 10^6 \cdot 1,34 (0,00849 - 0,00627)}{0,00627 \cdot 3,18 \cdot 10^6 [1,495 + (125 - 1003) \cdot 0,00849]} = 0,241$$

водонапорного режима:

$$\eta_{в.напор} = \frac{(1,84 - 0,167 \cdot 1,028) \cdot 10^6}{3,18 \cdot 10^6 [1,495 + (125 - 1003) \cdot 0,00849]} = 0,308$$

Сумма участия трех механизмов в добыче нефти равна единице. Интересно, что на рассматриваемый момент времени разработки залежи доминирующей формой пластовой энергии является энергия выделяющегося из нефти растворенного в ней газа. За счет этого фактора добыто 45 % нефти. На долю механизма вытеснения нефти водой приходится 31 % добытой нефти, за счет расширения газовой шапки отобрано 24 %.

Задача 6.2

Подсчитать запасы газа в газовой шапке нефтегазовой залежи и суммарный отбор газа из нее Q_2 , обеспечивающий постоянный объем газовой шапки при снижении среднего давления в залежи от начального $P_0 = 22,1 \text{ МПа}$ до $P = 16,1 \text{ МПа}$. Пластовая температура $T_{пл} = 10^\circ \text{C}$. Общий объем пласта, занятый газовой

шапкой, составляет $V_g = 2204 \cdot 10^6 \text{ м}^3$. Средняя пористость $m=0,18$, насыщенность порового объема связанной водой $s_{св} = 0,16$, содержание рассеянной нефти в объеме газовой шапки $s_n = 0,06$. Относительная плотность газа равна 0,66.

Методические рекомендации по решению

Определим объем газа в газовой шапке по известному объему пласта, пористости и насыщенности (в млн м^3):

$$G_g = V_g m (1 - s_{св} - s_n) = 2204 \cdot 10^6 \cdot 0,18 (1 - 0,16 - 0,06) = 3,09 \cdot 10^6 \text{ м}^3 \quad (6.4)$$

Объемный коэффициент газа вычислим по формуле:

$$b_g = \frac{P_{cm}}{T_{cm}} z \frac{T_{пл}}{P_{пл}} \quad (6.5)$$

где $P_{cm}, P_{пл}$ – стандартное и среднее текущее пластовые давления; $T_{cm}, T_{пл}$ – стандартная температура (273К) и температура пласта; z – коэффициент сверхсжимаемости.

Найдем значения z . Так, при начальном давлении $z(P_0) = 0,914$, а при текущем $P_{пл} = 16,1$ МПа значение z равняется 0,892. Получим: $b_{g0} = 0,3663 \cdot 10^{-3} \cdot 0,914 \cdot (374/22,1) = 0,00566 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $b_g = 0,3663 \cdot 10^{-3} \cdot 0,892 \cdot (374/16,1) = 0,00759 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Для перевода объема газа из пластовых в стандартные условия воспользуемся обратными значениями полученных объемных коэффициентов:

$$b_{g0}^{-1} = 176,7 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

$$b_g^{-1} = 138,1 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Начальные запасы газа в стандартных условиях:

$$G_{g, cm} = 3,09 \cdot 10^6 \cdot 176,6 = 545 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

При понижении пластового давления объем газовой шапки увеличится, если не отбирать газ. Чтоб объем газовой шапки не изменился, необходимо добыть следующее количество газа:

$$Q_g = G_g (b_{g0}^{-1} - b_g^{-1}).$$

Для условий задачи имеем:

$$Q_g = 3,09 \cdot 10^6 \cdot (176,7 - 138,1) = 138 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

К рассматриваемому в задаче моменту времени, когда давление в залежи снизится до 16,1 МПа, необходимо отобрать из газовой шапки 25,4 % от первоначальных запасов, чтобы размеры газовой шапки не изменились.

ВАРИАНТЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ К ЗАДАЧЕ 6.2

Вариант	1	2	3	4	5
P_0 (МПа)	26,1	21,8	24,6	32,4	29,7
P (МПа)	18,3	14,7	16,8	21,1	24,3
Пластовая температура $T_{пл}$ ($^{\circ}\text{C}$)	96	86	88	108	78
Общий объем пласта, занятый газовой шапкой V_g (м^3)	$20 \cdot 10^6$	$37 \cdot 10^6$	$14 \cdot 10^6$	$24 \cdot 10^6$	$16 \cdot 10^6$

Средняя пористость m	0,14	0,23	0,19	0,18	0,12
насыщенность порового объема связанной водой $S_{св}$	0,12	0,09	0,15	0,17	0,11
содержание рассеянной нефти в объеме газовой шапки S_H	0,05	0,08	0,13	0,06	0,11
Относительная плотность газа	0,66	0,62	0,64	0,66	0,68

Практическое занятие № 7 Расчет показателей разработки нефтяной залежи при упругом режиме

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:

$$\alpha = \frac{k}{\mu \cdot \beta} = \frac{0,5 \cdot 10^{-12}}{1 \cdot 10^{-3} \cdot 6 \cdot 10^{-10}} = 1 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (7.1)$$

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

$$\Delta p = -\frac{q\mu}{4\pi kh} \cdot E_i(-z) \quad (7.2)$$

В нашем случае в бесконечном пласте имеются два точечных стока, причем каждый из них – на расстоянии $l/2$ от начала координат (рисунок 7.1).

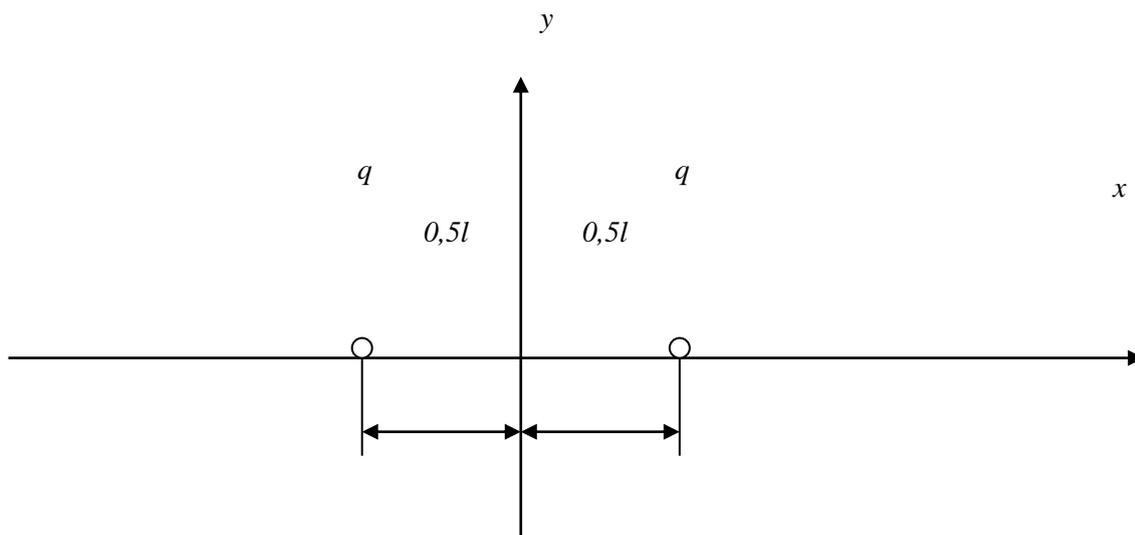


Рисунок 7.1 – Схема расположения двух скважин в бесконечном по протяженности пласте

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

$$\Delta p = -\frac{q\mu}{4\pi kh} \left\{ E_i \left[-\frac{(x-0,5l)^2+y^2}{4\alpha t} \right] + E_i \left[-\frac{(x+0,5l)^2+y^2}{4\alpha t} \right] \right\}. \quad (7.3)$$

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

При этом предыдущее выражение примет вид:

$$\Delta p = -\frac{q\mu}{2\pi kh} \cdot E_i \left(-\frac{l^2}{16\alpha t} \right) \quad (7.4)$$

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 7.1

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 упругоемкость 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)	$0,54 \cdot 10^{-12}$	$0,58 \cdot 10^{-12}$	$0,63 \cdot 10^{-12}$	$0,45 \cdot 10^{-12}$	$0,56 \cdot 10^{-12}$
Упругоемкость 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	320	250	200	300	400

между 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.

Практическое занятие № 8 Определение и прогнозирование динамики падения давления на контуре питания работающей скважины. Аппроксимация Ван Эвердингена и Херста

Нефтяная залежь, имеющая форму, которую можно приближенно представить в виде круга радиусом $R = 400$ м, окружена бесконечно простирающейся плоской водоносной областью.

В момент времени $t = 0$ залежь начали разрабатывать с постоянным отбором жидкости $q = 750$ м³/сут = 10^{-2} м³/с (в пластовых условиях). В законтурной области вязкость в пластовых условиях $\mu = 4$ мПа·с, проницаемость пласта $k = 0,3 \cdot 10^{-12}$ м², толщина пласта $h = 12$ м, пьезопроводность пласта $\alpha = 1,2$ м²/с. Толщина пласта и его проницаемость в нефтеносной части и за ее контуром одинаковы $h = 12$ м, $k = 0,5 \cdot 10^{-12}$ м².

Вычислить уменьшение давления на контуре нефтеносности $\Delta P_{конт}$ в сравнении с начальным пластовым давлением через 58 и 116 суток после начала разработки залежи, считая залежь скважиной укрупненного радиуса (равного $R = 500$ м).

Методические рекомендации по решению

Для расчета уменьшения давления с течением времени на контуре нефтяной залежи используем простую аппроксимацию решений Ван Эвердингена и Херста. Имеем:

$$\Delta P_{конт} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \cdot f(\tau) \quad (8.1)$$

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

$$\text{и } \tau = \frac{\alpha t}{R^2}.$$

При $t = 5 \cdot 10^6$ с = 58 суток получаем:

$$\tau(5 \cdot 10^6) = \frac{1 \cdot 5 \cdot 10^6}{25 \cdot 10^4} = 20 \text{ и } f(\tau) = f(20) = 0,5[1 - (1 + 20)^{-3,81}] + 1,12 \lg(1 + 20) = 0,5 + 1,12 \lg 21 = 0,5 + 1,48 = 1,98$$

А давление снизится на величину, равную:

$$\Delta P_{\text{конт}} = \frac{10^{-12} \cdot 10^{-3}}{2,3,14 \cdot 0,3 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot f(20) = 0,531 \cdot 10^6 \cdot 1,98 = 1,05 \text{ МПа} \approx 10,5 \text{ атм.}$$

Через промежуток времени в 2 раза больше предыдущего находим:

$$\tau = \frac{1 \cdot 2 \cdot 5 \cdot 10^6}{25 \cdot 10^4} = 40.$$

$$\begin{aligned} f(\tau) &= f(40) = 0,5[1 - (1 + 40)^{-3,81}] \\ &+ 1,12 \lg(1 + 40) = 0,5 + 1,12 \lg 41 = 0,5 + 1,8 = 2,3 \Delta P_{\text{конт}} \\ &= \frac{10^{-12} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,3 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot f(40) = 0,531 \cdot 10^6 \cdot 2,3 = 1,22 \text{ МПа} \approx 12,2 \text{ атм} \end{aligned}$$

При $t = 4t_l = 4 \cdot 5 \cdot 10^6$, $\tau = 80$:

$$f(\tau) = f(80) = 0,5[1 - (1 + 80)^{-3,81}] + 1,12 \lg(1 + 80) = 0,5 + 1,12 \lg 81 = 0,5 + 2,14 = 2,64$$

$$\Delta P_{\text{конт}} = \frac{10^{-12} \cdot 10^{-3}}{2,3,14 \cdot 0,3 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot f(80) = 0,531 \cdot 10^6 \cdot 2,64 = 1,4 \text{ МПа} \approx 14 \text{ атм.}$$

Практическое занятие № 9 Расчет показателей разработки нефтяной залежи при вытеснении нефти двуокисью углерода

Прямолинейный пласт длиной $l = 500$ м, шириной $b = 250$ м, общей толщиной $h_0 = 15$ разрабатывают закачкой оторочкой CO_2 . Коэффициент охвата пласта вытеснением $\eta_2 = 0,8$. Пористость $m = 0,25$, вязкость нефти $\mu_H = 4 \cdot 10^{-3}$ Па·с, вязкость CO_2 в пласте $\mu_y = 0,05 \cdot 10^{-3}$ Па·с, насыщенность связанной водой $s_{CB} = 0,05$. Обьсфальнетов в нефти 20%. При вытеснении нефти оторочкой углекислоты смолы и асфальтены вытесняются частично. Будем считать, что насыщенность смолами и асфальтенами $s_H = 0,1$ и, водонасыщенность $s = 0,9$.

Закачка углекислоты и воды в пласт: $q = 400$ м³/сут. $K_\mu = 2,45 \cdot 10^5$ м/(Па·с).

Требуется определить объем оторочки углекислоты V_{OT} исходя из того условия, что к моменту подхода к концу пласта $x = l$ середины области смешения CO_2 и нефти в пласте не остается чистой двуокиси углерода.

Методические рекомендации по решению

Скорость фильтрации в пласте равна:

$$v = \frac{q}{bh} = \frac{400}{250 \cdot 15 \cdot 0,8} = 0,1333 \frac{\text{м}}{\text{сут}} = 1,543 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (9.1)$$

Истинная скорость движения в области смешивания нефти и CO_2 :

$$\omega = \frac{v}{m(1 - s_{H \text{ост}} - s_{CB})} = \frac{1,543 \cdot 10^{-6}}{0,25(1 - 0,1 - 0,05)} = 7,261 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (9.2)$$

Отсюда находим время t_* , подхода сечения с концентрацией $c=0,5$ к концу пласта:

$$t_* = \frac{l}{\omega} = \frac{500}{7,261 \cdot 10^{-6}} = 6,886 \cdot 10^7 \text{ с} = 797 \text{ сут.} \quad (9.3)$$

Определим значение параметра:

$$\beta = \frac{2,45 \cdot 10^5 \cdot 3,95 \cdot 10^{-3}}{2} = 484 \text{ м.}$$

и коэффициента конвективной диффузии:

$$D_E = 10^{-9} + 0,1 \cdot 7,26 \cdot 10^{-6} = 7,271 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2 / \text{с.}$$

По при малых λ по сравнению с β , в соответствии с формулой:

$$\Lambda = (96\beta D_E \tau)^{1/3}.$$

$$\text{имеем: } \Lambda_1 = \left(96 \cdot 484 \cdot 7,271 \cdot 10^{-7} \cdot 6,886 \cdot 10^7\right)^{1/3} = 132,5 \text{ м.}$$

При уточнении по полной формуле получим $\Lambda_1 = 133 \text{ м.}$

Определяем среднее количество CO_2 в зоне смеси ее с нефтью:

$$V_{cp} = \frac{bhm(1 - s_{H_2O} - s_{CO_2})\Lambda_1}{2} = \frac{0,25 \cdot 250 \cdot 12 \cdot 0,85 \cdot 133}{2} = 42,39 \cdot 10^3 \text{ м}^3 \quad (9.4)$$

Поровый объем пласта, охваченный процессом воздействия двуокисью углерода равен:

$$V_{оп} = bhm l = 0,25 \cdot 250 \cdot 12 \cdot 500 = 375 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Учитывая незначительную растворимость CO_2 в воде по сравнению с ее растворимостью в нефти, полагаем, что в сечении $\xi_2 = 0$ в воде будет растворяться 5 % CO_2 . Следовательно, $\alpha_2 = 0,05$. Объем углекислоты, растворенной в воде к моменту времени $t = t_*$, определим по формуле:

$$V_{yb} = bhms\alpha_2 \int_{-\lambda}^0 c_2(\xi_2, \tau) d\tau = \frac{3}{8} bhms\alpha_2 s \lambda_2 = 1,0607 bhms\alpha_2 (D_E t)^{1/2}. \quad (9.5)$$

Имеем:

$$V_{yb} = 1,0607 \cdot 0,25 \cdot 250 \cdot 12 \cdot 0,9 \cdot 0,05 (7,271 \cdot 10^{-7} \cdot 6,886 \cdot 10^7)^{1/2} = 253,3 \text{ м}^3.$$

Всего будет затрачен на оторочку объем CO_2 , равный:

$$V_y = 42\,390 + 253,3 = 42,65 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

По отношению к поровому объему пласта это составляет 11,4%.

ВАРИАНТЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ К ЗАДАЧЕ 9.1

Вариант	1	2	3	4	5
длина пласта l (м)	420	300	350	400	600
ширина пласта b (м)	240	180	200	300	550
нефтенасыщенная толщина h (м)	17	10	19	24	29
Коэффициент охвата пласта процессом вытеснения η_2	0,77	0,8	0,69	0,85	0,71
Пористость m	0,20	0,25	0,23	0,22	0,18
вязкость нефти в пластовых условиях μ_H (Па·с)	$5 \cdot 10^{-3}$	$2 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-3}$	$8 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-3}$
вязкость углекислого газа в пластовых условиях μ_y (Па·с)	$0,05 \cdot 10^{-3}$				
насыщенность связанной водой s_{CB}	0,07	0,06	0,05	0,08	0,077
Содержание смол и асфальтенов в нефти	22%	18%	16%	24%	12%

Требуется определить объем оторочки углекислоты V_{OT} исходя из того условия, что к моменту подхода к концу пласта $x = l$ середины области смешения CO_2 и нефти в пласте не остается чистой двуокиси углерода.

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.