

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

Разработка нефтяных месторождений

методические указания к выполнению практических работ и организации
самостоятельной работы обучающихся по дисциплине «Разработка
нефтяных месторождений»

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 Расчет показателей разработки месторождения на основе моделей слоисто-неоднородного пласта и поршневого вытеснения нефти водой	8
2 Практическое занятие № 2 Расчет показателей разработки месторождения на основе моделей трещиноватого пласта и непоршневого вытеснения нефти водой	11
3 Практическое занятие № 3 Определение коэффициентов извлечения нефти при различных режимах разработки нефтяной залежи	11
4 Практическое занятие № 4 Расчет показателей разработки нефтяной залежи при упругом режиме	14
5 Практическое занятие № 5 Определение и прогнозирование динамики падения давления на контуре питания работающей скважины. Аппроксимация Ван Эвердингена и Херста	16
6 Практическое занятие № 6 Расчет показателей разработки нефтяной залежи при вытеснении нефти двуокисью углерода	17
7 Практическое занятие № 7 Расчет показателей разработки нефтяной залежи при вытеснении нефти растворами ПАВ	19
8 Практическое занятие № 8 Расчет показателей разработки месторождения при полимерном заводнении нефтяных пластов	21
Список литературы	28

Введение

Разработка нефтяных 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 месторождений комплексная дисциплина, которая включает в себя широкий спектр знаний в области нефтегазопромышленной 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 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. Обучающийся 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 промышленной 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 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 Расчет показателей разработки месторождения на основе моделей слоисто-неоднородного пласта и поршневого вытеснения нефти водой

Нефтяное месторождение разрабатывается с применением заводнения по однорядной схеме расположения скважин.

Исходные данные для расчета приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1 - Исходные параметры

Наименование исходных параметров	Значения
Средняя абсолютная проницаемость породы - коллектора k_m , (м ²)	0.4·10 ⁻¹²
Расстояние между линиями нагнетания и отбора L , м	500
Расстояние между скважинами (ширина элемента) b , м	400
Толщина пласта h , м	10
Пористость всех пропластков слоистого пласта m	0.2
Начальная насыщенность пласта связанной водой S_{CB}	0.1
Вязкость нефти в пластовых условиях μ_H , мПа·с	2
Вязкость воды в пластовых условиях μ_B , мПа·с	1
Вытеснение нефти водой из отдельных пропластков происходит по модели поршневого вытеснения, причем во всех пропластках остаточная нефтенасыщенность постоянная $S_{ност}$	0.45
Относительная проницаемость для нефти впереди фронта вытеснения (постоянна и одинакова для всех пропластков) k_H	1
Относительная проницаемость для воды позади фронта вытеснения (постоянна и одинакова для всех пропластков) k_B	0.5
Разработка осуществляется при постоянном перепаде давления между линиями нагнетания и отбора (перепад давления в элементе) ΔP , МПа	0.375

Продуктивный пласт неоднородный. Его можно представить моделью слоистого пласта, состоящего из тонких гидродинамически изолированных пропластков, абсолютная проницаемость которых меняется в соответствии с законом гамма распределения при значении $\alpha=2$. Плотность гамма распределения при $\alpha=2$ имеет вид:

$$f(k, k_m) = \frac{k \exp\left(-\frac{k}{k_m}\right)}{k_m^2}; \quad 0 \leq k \leq \infty \quad (1.1)$$

Для нахождения гамма распределения потребуется интеграл:

$$\int k \cdot f(k, k_m) dk = - \left(2k_m + \frac{k^2}{k_m} + 2k\right) \exp\left(-\frac{k}{k_m}\right) + const \quad (1.2)$$

Допустим, что вытеснение нефти водой из происходит поршневым

способом, во всех поропластах. Примем, что относительные проницаемости для нефти и воды постоянные и одинаковы для всех поропластов.

Разработка месторождения происходит с постоянным перепадом давления ΔP между линиями нагнетания и линиями отбора отбора.

Определить для изменение во времени следующих показателей:

$q_H(t)$ - дебит нефти,

$q_B(t)$ - дебит воды,

$V(t)$ - обводненность скважин.

РЕШЕНИЕ

В качестве независимой переменной берется не время, а первого (по времени) обводнившегося пропластка k^* . По значению k^* находится время обводнения пропластка t^* и затем остальные показатели.

По условию задачи: отношение вязкости и фазовых проницаемостей для нефти и воды равны между собой, поэтому, выражения для определения дебита нефти:

$$q_H = \frac{k_H b h \Delta P}{\mu_H} \int_0^{k^*} k \cdot f(k, k_m) dk = \frac{k_H b h \Delta P}{\mu_H L} \left(2k_m - 2k_m + \frac{k_*^2}{k_m} + 2k \right) \exp \left(-\frac{k_*}{k_m} \right) \quad (1.3)$$

Аналогично и для воды.

Этапы расчёта:

1) Определим время обводнения самого проницаемого пропластка t_* по формуле:

$$t_* = \frac{(1 - S_{НОСТ} - S_{СВ}) \left(\frac{\mu_H + \mu_B}{k_H + k_B} \right) \cdot L^2}{2 \Delta P \cdot k_*} \quad (1.4)$$

2) По формуле (1.3) вычисляется дебит нефти $q_H(t^*)$ и дебит воды $q_B(t^*)$ в момент времени t^* . Расчеты повторяют аналогичным образом для других значений k^* . Чем больше проницаемость пропластка, тем меньше время требуется для его обводнения. Поэтому задают проницаемость отдельных пропластков в порядке убывания и расчетное время их обводнения будет возрастать [4].

3) По результатам расчетов строят зависимости следующего вида: рисунок 1.1

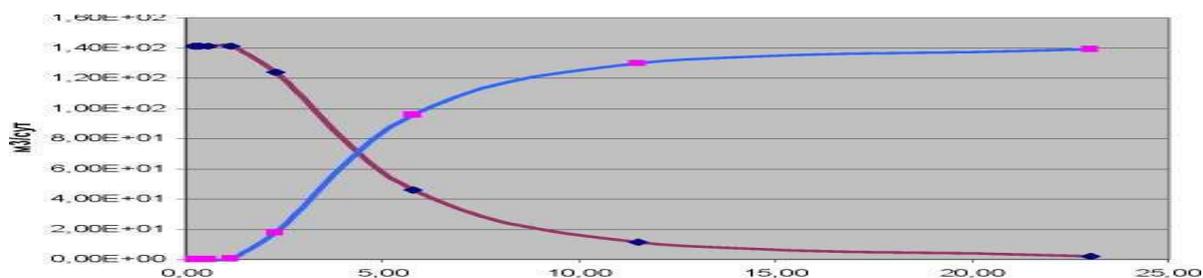


Рисунок 1.1 – Динамика дебитов нефти воды

ВАРИАНТЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

Вариант:	1	2	3	4
Средняя абсолютная проницаемость породы – коллектора, $k_m, \text{м}^2$	$0.2 \cdot 10^{-12}$	$0.7 \cdot 10^{-12}$	$0.5 \cdot 10^{-12}$	$0.6 \cdot 10^{-12}$
Расстояние между линиями нагнетания и отбора, $L, \text{м}$	400	500	300	200
Расстояние между скважинами (ширина элемента), $b, \text{м}$	400	500	300	200
Толщина пласта, $h, \text{м}$	27	31	18	12
Пористость всех пропластков слоистого пласта m	0.17	0.17	0.22	0.26
Начальная насыщенность пласта связанной водой $S_{\text{св}}$	0.16	0.13	0.11	0.09
Вязкость нефти в пластовых условиях, $\mu_n, \text{мПа}\cdot\text{с}$	12	8	5	2
Вязкость воды в пластовых условиях, $\mu_v, \text{мПа}\cdot\text{с}$	1	1	1	1
Вытеснение нефти водой из отдельных пропластков происходит по модели поршневого вытеснения, причем во всех пропластках остаточная нефтенасыщенность постоянная, $S_{\text{ност}}$	0.44	0.32	0.54	0.48
Относительная проницаемость для нефти впереди фронта вытеснения (постоянна и одинакова для всех пропластков), k_n	1	1	1	1
Относительная проницаемость для воды позади фронта вытеснения (постоянна и одинакова для всех пропластков), k_v	0.58	0.62	0.47	0.55
Разработка осуществляется при постоянном перепаде давления между линиями нагнетания и отбора (перепад давления в элементе) $\Delta P, \text{МПа}$	0.415	0.575	0.875	0.675

Практическое занятие № 2 Расчет показателей разработки месторождения на основе моделей трещиноватого пласта и непоршневого вытеснения нефти водой

В рамках данного практического занятия, обучающиеся должны ознакомиться с методиками расчета показателей разработки месторождения на основе моделей трещиноватого пласта и непоршневого вытеснения нефти водой. Обучающимся будет предложено ознакомиться с программными продуктами по расчетам вытеснения нефти водой.

В рамках занятия обучающиеся должны ознакомиться с методикой определения угла смачиваемости горных пород, и методикой расчета скорости капиллярной пропитки.

Практическое занятие № 3 Определение коэффициентов извлечения нефти при различных режимах разработки нефтяной залежи

Задача 3.1

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 $Q_w = 0,167 \cdot 10^6 \text{ м}^3$, 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

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

Методические рекомендации по решению

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

$$\Gamma_w = \frac{2,42 \cdot 10^7}{13,8 \cdot 10^7} = 0,175, \quad (3.1)$$

$$B = 1,28 + (100,3 - 75) \cdot 0,00849 = 1,495 .$$

Запасы нефти в пласте составят величину:

$$G_H = \frac{3,18 \cdot 10^6 [1,495 + (125 - 100,3) \cdot 0,00849] - (1,84 - 0,167 \cdot 1,028) \cdot 10^6}{1,495 - 1,34 + \frac{0,175 \cdot 1,34}{0,00627} (0,00849 - 0,00627)} = 15,8 \cdot 10^6 \text{ м}^3 \quad (3.2)$$

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

$$\eta = \frac{Q_H}{G_H} = \frac{3,18 \cdot 10^6}{15,8 \cdot 10^6} = 0,2 \quad (3.3)$$

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:

$$\eta_{\text{раствор.г}} = \frac{15,8 \cdot 10^6 (1,495 - 1,34)}{3,18 \cdot 10^6 [1,495 + (125 - 100,3) \cdot 0,00849]} = 0,451$$

расширения газовой шапки:

$$\eta_{\text{газ.ш}} = \frac{0,175 \cdot 15,8 \cdot 10^6 \cdot 1,34 (0,00849 - 0,00627)}{3,18 \cdot 10^6 [1,495 + (125 - 100,3) \cdot 0,00849]} = 0,241$$

водонапорного режима:

$$\eta_{\text{в.напор}} = \frac{(1,84 - 0,167 \cdot 1,028) \cdot 10^6}{3,18 \cdot 10^6 [1,495 + (125 - 100,3) \cdot 0,00849]} = 0,308$$

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 3.2

Подсчитать запасы газа в газовой шапке нефтегазовой залежи и суммарный отбор газа из нее Q_g , 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 $T_{пл} = 101^\circ \text{С}$. Общий объем пласта, занятый газовой шапкой, составляет $V_g = 22,04 \cdot 10^6 \text{ м}^3$. 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 м³):

$$G_z = V_z m(1 - s_{ce} - s_n) = 22,04 \cdot 10^6 \cdot 0,18(1 - 0,16 - 0,06) = 3,09 \cdot 10^6 \text{ м}^3 \quad (2.4)$$

Объемный коэффициент газа вычислим по формуле:

$$b_z = \frac{P_{cm}}{T_{cm}} z \frac{T_{nl}}{P_{nl}} \quad (2.5)$$

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

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

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

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

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

Начальные запасы газа в стандартных условиях:

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

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

$$Q_z = G_z (b_{zo}^{-1} - b_z^{-1}).$$

Для условий задачи имеем:

$$Q_z = 3,09 \cdot 10^6 \cdot (176,7 - 131,8) = 138 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

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 3.2

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 $T_{пл}$ (°C)	96	86	88	108	78
Общий объем пласта, занятый газовой шапкой V_r (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 № 4 Расчет показателей разработки нефтяной залежи при упругом режиме

Задача 4.1

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:

$$\alpha = \frac{k}{\mu \cdot \beta} = \frac{0,5 \cdot 10^{-12}}{1 \cdot 10^{-3} \cdot 6 \cdot 10^{-10}} = 1 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (4.1)$$

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

$$\Delta p = -\frac{q\mu}{4\pi kh} \cdot E_i(-z) \quad (4.2)$$

В нашем случае в бесконечном пласте имеются два точечных стока, причем каждый из них – на расстоянии $l/2$ от начала координат (рисунок 4.1).

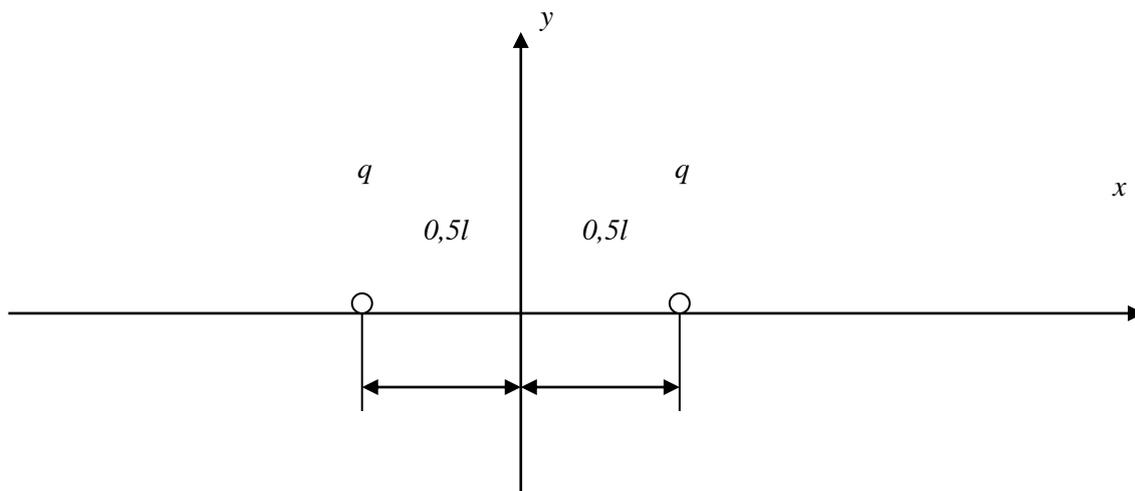


Рисунок 4.1 – Схема расположения двух скважин в бесконечном по протяженности пласте

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

$$\Delta p = -\frac{q\mu}{4\pi kh} \left\{ E_i \left[-\frac{(x-0,5l)^2+y^2}{4\alpha t} \right] + E_i \left[-\frac{(x+0,5l)^2+y^2}{4\alpha t} \right] \right\}. \quad (4.3)$$

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

При этом предыдущее выражение примет вид:

$$\Delta p = -\frac{q\mu}{2\pi kh} \cdot E_i \left(-\frac{l^2}{16\alpha t} \right) \quad (4.4)$$

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 4.1

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 № 5 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 $\Delta P_{\text{конт}}$ 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:

$$\Delta P_{\text{конт}} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \cdot f(\tau) \quad (5.1)$$

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

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

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 № 6 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 $s_{CB} = 0,05$. Обсфальнетов 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:

$$v = \frac{q}{bh} = \frac{400}{250 \cdot 15 \cdot 0,8} = 0,1333 \frac{\text{м}}{\text{сут}} = 1,543 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (6.1)$$

Истинная скорость движения в области смешивания нефти и CO_2 :

$$\omega = \frac{v}{m(1 - s_{H \text{ост}} - s_{CB})} = \frac{1,543 \cdot 10^{-6}}{0,25(1 - 0,1 - 0,05)} = 7,261 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (6.2)$$

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

$$t_* = \frac{l}{\omega} = \frac{500}{7,261 \cdot 10^{-6}} = 6,886 \cdot 10^7 \text{ с} = 797 \text{ сут.} \quad (6.3)$$

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:

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

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

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

Определяем среднее количество CO_2 в зоне смеси ее с нефтью:

$$V_{cp} = \frac{bhm(1 - s_{Hocm} - s_{c\theta})\Lambda_1}{2} = \frac{0,25 \cdot 250 \cdot 12 \cdot 0,85 \cdot 133}{2} = 42,39 \cdot 10^3 \text{ м}^3 \quad (6.4)$$

Поровый объем пласта, охваченный процессом воздействия двуокисью углерода равен:

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

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:

$$V_{y\theta} = bhms \alpha_2 \int_{-\lambda}^0 c_2(\xi_2, \tau) d\tau = \frac{3}{8} bhms \alpha_2 s \lambda_2 = 1,0607 bhms \alpha_2 (D_E t)^{1/2}. \quad (6.5)$$

Имеем:

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

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 6.1

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_n (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_v (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 $V_{от}$ 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.

Практическое занятие № 7 Расчет показателей разработки нефтяной залежи при вытеснении нефти растворами ПАВ

Из прямолинейного пласта длиной $l = 400$ м, шириной $b = 400$ м и толщиной, $h = 10$ м вытесняют нефть водным раствором ПАВ. Вязкость воды $\mu_v = 10^{-3}$ Па·с, вязкость нефти в $\mu_n = 4 \cdot 10^{-3}$ Па·с, пористость пласта $m = 0,2$, $s_{cb} = 0,05$. Параметр изотермы Генри $a = 0,25$ м³/м³.

Принимаем, что относительные проницаемости для нефти и воды как при вытеснении нефти водным раствором ПАВ, так и чистой водой линейно зависят от водонасыщенности (рисунок 7.1), по данным лабораторных экспериментов $s^* = 0,65$; $s^{**} = 0,7$.

Расход закачиваемой в пласт воды $q = 500$ м³/сут. Определить время t^* подхода к концу пласта ($x=l$) нефтяного вала x^* , считая, что вытеснение нефти водой и водным раствором ПАВ происходит поршневым образом.

Положим $s_1 = s^{**} = 0,7$; $s_3 = s^* = 0,65$. Следовательно конечная нефтеотдача при применении водного раствора ПАВ возрастает на 5% по сравнению с нефтеотдачей при обычном заводнении.

Методические рекомендации по решению

Определим скорость фильтрации воды в области 1:

$$v = \frac{q}{bh} = \frac{500}{4000} = 0,125 \frac{\text{м}}{\text{сут}} = 0,1447 \cdot 10^{-5} \text{ м/с} \quad (7.1)$$

Отношение скорости фронта сорбции w_{cop} к скорости фильтрации v равно:

$$\frac{w_{cop}}{v} = \frac{1}{(0,2 \times 0,65 + \frac{1}{0,25})} = 0,242 \quad (7.2)$$

Отсюда $w_{cop} = 0,1447 \cdot 10^{-5} \cdot 0,242 = 0,35 \cdot 10^{-6}$ м/с.

$$\frac{v - m(s_1 - s_{ce}) \cdot w_{cop}}{m(s_1 - s_{ce}) \cdot w_{cop}} = \frac{0,1447 \cdot 10^{-5} - 0,2 \cdot 0,65 \cdot 0,35 \cdot 10^{-6}}{0,2 \cdot 0,65 \cdot 0,35 \cdot 10^{-6}} = 31,49 \quad (7.3)$$

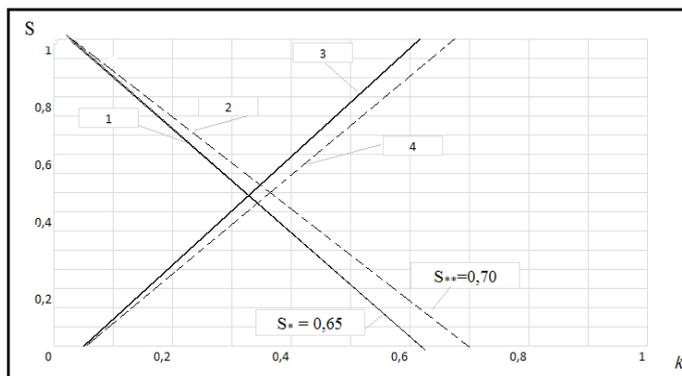


Рисунок 7.1 – Зависимость относительных проницаемостей k для нефти и воды, а также для нефти и водного раствора ПАВ от водонасыщенности s . Относительная проницаемость: 1 – для нефти при вытеснении ее водой; 2 – для нефти при вытеснении ее водным раствором ПАВ; 3 – для воды; 4 – для водного раствора ПАВ

После подстановки цифровых значений величин, входящих в правую часть (5.3), получим:

$$\frac{k_e(s_2) \cdot \mu_n}{k_n(s_2) \cdot \mu_e} = \frac{4(s_2 - 0,05)}{0,7 - s_2} \quad (7.4)$$

Таким образом:

$$\frac{4(s_2 - 0,05)}{0,7 - s_2} = 31,49$$

Отсюда $s_2 = 0,627$. Следовательно:

$$w_* = \frac{s_1 - s_2}{s_3 - s_2} = \frac{0,7 - 0,627}{0,65 - 0,6} \cdot 0,35 \cdot 10^{-6} = 1,111 \cdot 10^{-6} \text{ м/с}$$

Тогда:

$$t_* = \frac{l}{w_*} = \frac{400}{1,11} \times 10^6 = 4167 \text{ суток} = 11,4 \text{ года}$$

По данным наших расчетов в нефтяной пласт будет закачано $2,084 \cdot 10^6$ м³ водного раствора ПАВ или 1042 т сухого вещества ПАВ.

Следовательно, при рассматриваемом вытеснения нефти из пласта водным раствором ПАВ дополнительно извлекаемая нефть станет поступать на поверхность через 11,4 года после начала закачки раствора.

ВАРИАНТЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ К ЗАДАЧЕ

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)	20	15	19	37	29
Пористость m	0,20	0,25	0,21	0,18	0,25
вязкость нефти в пластовых условиях μ_H (Па·с)	$5 \cdot 10^{-3}$	$7 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-3}$	$10 \cdot 10^{-3}$	$12 \cdot 10^{-3}$
Расход закачиваемого в пласт водного раствора ПАВ q (м ³ /сут)	450	300	400	650	520
насыщенность связанной водой s_{CB}	0,07	0,06	0,05	0,08	0,077
Параметр изотермы сорбции Генри a (м ³ /м ³)	0,25	0,24	0,22	0,27	0,20

Определить основные параметры вытеснения нефти из пласта водным раствором ПАВ: (скорость фильтрации, отношение скорости фронта сорбции к скорости фильтрации, время прохождения водного раствора ПАВ по длине пласта, объем закачивания водного раствора ПАВ в нефтяной пласт)

Практическое занятие № 8 Расчет показателей разработки месторождения при полимерном заводнении нефтяных пластов

Стоимость полимеров довольно высока, поэтому в целях экономии сначала закачивают некоторый объем полимерного раствора (оторочку полимерного раствора), а затем проталкивают ее обычной водой. Благодаря этому значительно сокращаются затраты дорогостоящего полимера и затраты по приготовлению полимерных растворов. Чтобы оторочка не полностью размылась до подхода к эксплуатационным скважинам, объем ее должен быть подобран с учетом неоднородности пласта, соотношения вязкостей нефти и раствора полимера.

В результате сорбции полимеров с пористой средой в процессе вытеснения нефти образуется фронт сорбции. Впереди фронта сорбции в пласте движется вода, практически не содержащая полимеров.

Определим время закачивания полимерного раствора в пласт для создания в нем необходимого размера оторочки и время прохождения фронта вытеснения через пласт.

Ширина пласта $b=400$ м, мощность $h=15$ м, расстоянием между нагнетательной и добывающей галереями $l= 500$ м, концентрация ПАА $c=0,05$;

скорость закачки полимерного раствора $q = 800 \text{ м}^3/\text{сут}$, пористость пласта $m=0,16$; ПАА сорбируется скелетом породы по закону Генри, формула которого имеет вид $a(c) = \alpha c$, где α - коэффициент сорбции; $\alpha=1,2$ [9].

Для определения скорости фронта ПАА и распределения их концентрации в пласте выведем уравнение материального баланса. Для этого выделим элемент объема пласта $\Delta V = \Delta x b h$, в котором будем считать движение жидкостей происходящим вдоль оси Ox , и составим уравнение баланса объема ПАА (см. рисунок 8.1).

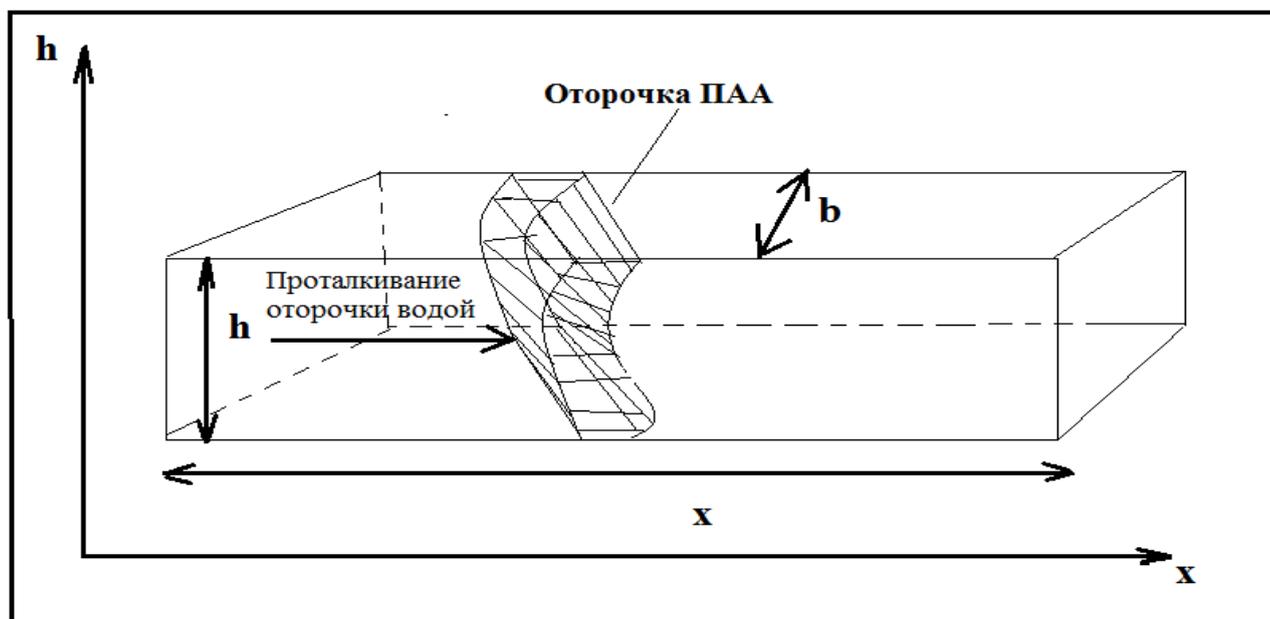


Рисунок 8.1 – Схема вытеснения нефти из пласта отгорочкой полимерного раствора

Методические рекомендации по решению

За время Δt в элемент ΔV войдет определённый объем ПАА:

$$Q_1 = q_{\text{ПАА}} \cdot \Delta t = q \cdot c(x, t) \cdot \Delta t, \quad (8.1)$$

За то время из элемента ΔV выйдет объем ПАА:

$$Q_2 = q_{\text{ПАА}} \cdot \Delta t = q \cdot c(x + \Delta x, t) \cdot \Delta t, \quad (8.2)$$

В момент времени t в элементе объема пласта ΔV было ПАА:

$$Q_3 = m \Delta V [c(x_1, t) + a(x_1, t)], \quad (8.3)$$

За время Δt количество ПАА изменилось и стало равным:

$$Q_4 = m \Delta V [c(x_1, t + \Delta t) + a(x_1, t + \Delta t)], \quad (8.4)$$

где x_1 – некая точка интервала Δx , в которой концентрация полимера равна усредненному значению концентрации в объеме ΔV в момент времени t и $t + \Delta t$.

Составив уравнение баланса, получим:

$$Q_1 - Q_2 = Q_4 - Q_3, \quad (8.5)$$

или

$$q c(x, t) \Delta t - q c(x + \Delta x, t) \Delta t = m \Delta V [c(x_1, t + \Delta t) + a(x_1, t + \Delta t) - c(x_1, t) - a(x_1, t)], \quad (8.6)$$

Разделим обе части полученного уравнения на $\Delta V \cdot \Delta t$, а также примем Δx и Δt стремящиеся к нулю:

$$m \frac{\partial}{\partial t} [c + a(c)] + \frac{q}{bh} \cdot \frac{\partial c}{\partial x} = 0, \quad (8.7)$$

Так как $a(c) = \alpha c$, получим форму уравнения баланса водного раствора полимера:

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q}{mbh(1+a)} \cdot \frac{\partial c}{\partial x} = 0, \quad (8.7)$$

Определим начальные и граничные условия:

в начальный момент времени $t = 0$ в пласте отсутствует полимерный раствор, т. е.

$$c(x,0)=0, \quad (8.8)$$

Начиная с момента времени $t = 0$, в пласт через нагнетательную скважину закачивается водный раствор полимера с концентрацией $c = 0,05$.

Таким образом, граничное условие будет иметь вид:

$$c(0,t)=c^0, \quad (8.9)$$

Решив (2.34)-(2.36), получим:

$$c(x,t)=c^0, \quad x \leq \frac{q}{mbh(1+a)} t,$$

$$c(x,t)=0, \quad x > \frac{q}{mbh(1+a)} t; \quad (8.10)$$

Отсюда следует, что фронт сорбции полимерного раствора движется со скоростью

$$V_c = \frac{V}{m(1+a)}, \quad (8.11)$$

где V – линейная скорость фильтрации:

$$V = \frac{q}{bh} = \frac{800}{400 \cdot 15} = 0,133 \text{ м/сут.}, \quad (8.12)$$

Подставляя в выражение для скорости фронта сорбции полимерного раствора значение скорости фильтрации V и значения пористости и коэффициента сорбции ПАА, можно найти скорость продвижения фронта сорбции полимерного раствора:

$$V_c = \frac{0,133}{0,16 \cdot 1,2} = 0,693 \text{ м/сут.}, \quad (8.13)$$

Определим объем оторочки ПАА и время, необходимое для ее создания.

Скорость продвижения фронта оторочки полимерного раствора

$$V_c = \frac{q}{mbh(1+a)}, \quad (8.14)$$

В момент времени $t=t^*$ формирование оторочки закончилось и началась стадия проталкивания оторочки водой, закачиваемой с расходом q . Для определения скорости продвижения оторочки полимерного раствора выведем уравнение, описывающее распределение концентрации активных веществ на

стадии проталкивания оторочки закачиваемой водой.

Выделим элемент объема пласта $\Delta V = bh\Delta x$ и рассмотрим баланс объема полимерного раствора:

За время Δt в ΔV вошел объем полимерного раствора равный:

$$Q_1 = qc(x,t)\Delta t, \quad (8.15)$$

За это же время из элемента ΔV вышло следующее количество ПАА:

$$Q_2 = qc(x+\Delta x,t)\Delta t, \quad (8.16)$$

В момент времени t в элементе объема ΔV содержалось количество полимерного раствора равное:

$$Q_3 = m \Delta V [c(x,t)+a(x,t)], \quad (8.17)$$

которое за время ΔV стало равным:

$$Q_3 = m \Delta V [c(x,t)+a(x,t+\Delta t)], \quad (8.18)$$

составляя уравнение баланса, получим

$$Q_1 - Q_2 = Q_4 - Q_3, \quad (8.19)$$

После подстановки полученных выражений для $Q_1 - Q_2$ деления обеих частей уравнения на $\Delta V \cdot \Delta t$ и устремления Δx и Δt к нулю получим:

$$m \frac{\partial [c(x,t) + a(x,t)]}{\partial t} + \frac{q}{bh} \cdot \frac{\partial c}{\partial x}, \quad (8.20)$$

Уравнение распределения концентрации ПАА в пласте на стадии проталкивания оторочки водой имеет вид:

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q}{m(1+a)bh} \cdot \frac{\partial c}{\partial x} = 0, \quad (8.21)$$

В момент времени $t=t^*$ (момент начала проталкивания оторочки водой) во всех сечениях пласта, через которые прошел фронт оторочки, концентрация ПАА будет равна концентрации закачки, поэтому начальное условие будет иметь вид:

$$c(x,t^*) = c^0, \quad x \leq x_\phi(t^*), \quad (8.22)$$

Начиная с момента времени $t=t^*$ оторочка будет проталкиваться водой, не содержащей ПАА. Поэтому граничное условие примет вид:

$$c(0,t) = 0, \quad t \geq t^*, \quad (8.23)$$

Решив (2.48)-(2.50) получим:

$$c(x,t) = \begin{cases} 0, & x \leq V_T(t - t^*), \\ c^0, & V_\phi \geq x \geq V_T(t - t^*); \end{cases} \quad (8.24)$$

где V_T – скорость продвижения оторочки, определяемая из соотношения

$$V_T = \frac{q}{mbh(1+a)}, \quad (8.25)$$

Найдем время t^* необходимое для создания оторочки:

$$V(t - t^*) = \frac{qt^*}{mbh(1+a)},$$

$$V_T(t - t^*) = \frac{q(t - t^*)}{mbh(1+a)}; \quad (8.26)$$

Решая эти два уравнения относительно t^* , получим

$$t^*=t = \frac{V_{nno}}{q} (1 + a) = \frac{0,16 \cdot 500 \cdot 400 \cdot 15}{926 \cdot 10^{-5}} \cdot 2,2 \approx 1319 \text{ сут} \approx 3,62 \text{ года}, \quad (8.27)$$

Таким образом время закачивания полимерного раствора в пласт для создания в нем необходимого размера оторочки составит 3,62 года.

Время прохождения фронта вытеснения через пласт длиной 400м составит 3007,5 суток (400/0,133) или 8,24 года.

Задача 8.2 – Расчет скорости вытеснения нефти из пласта полимерным раствором

Из пласта длиной $l = 200$ м, шириной $b = 400$ м и толщиной, охваченной процессом вытеснения, $h = 20$ м вытесняется нефть водным раствором полиакриламида. Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 7 \cdot 10^{-3}$ Па·с, вязкость воды $\mu_w = 10^{-3}$ Па·с, пористость пласта $m = 0,2$; $s_{ог} = 0,05$. Параметр изотермы сорбции Генри $a = 0,25$ м³/м³.

Принимаем, что относительные проницаемости для нефти и воды как при вытеснении нефти водным раствором полимеров, так и чистой водой линейно зависят от водонасыщенности (рисунок 2.9), причем, согласно лабораторным экспериментальным данным $S^* = 0,65$; $S^{**} = 0,7$.

Расход закачиваемой в пласт воды $q = 800$ м³/сут. Определим время t подхода к концу пласта ($x=l$) нефтяного вала x , считая, что вытеснение нефти водой и водным раствором полимеров происходит поршневым образом.

Положим $S_1 = S^{**} = 0,7$; $S_3 = S^* = 0,65$. Следовательно конечная нефтеотдача при применении водного раствора полимеров возрастает на 5% по сравнению с нефтеотдачей при обычном заводнении.

Методические рекомендации по решению

Определим скорость фильтрации воды:

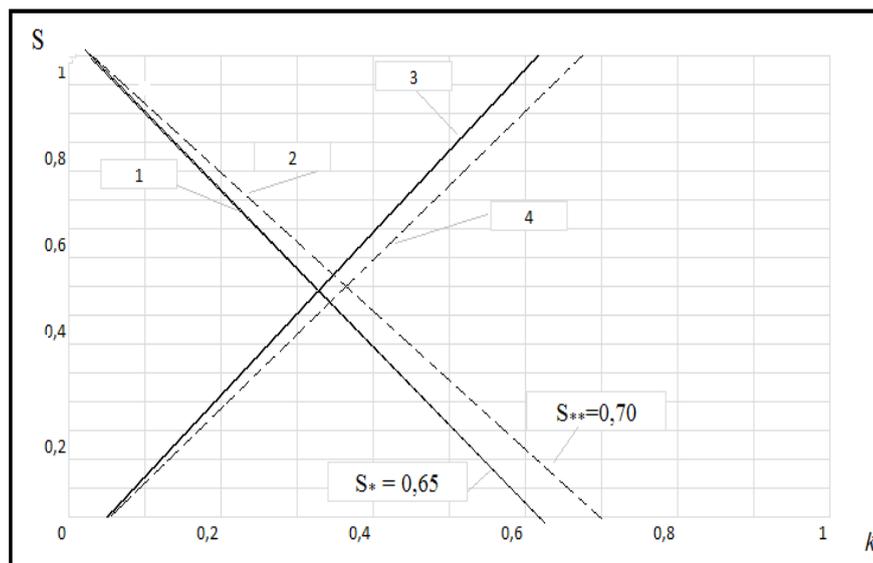
$$u = \frac{q}{bh} = \frac{800}{4000} = 0,2 \text{ м/сут} = 0,231 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}, \quad (8.28)$$

Отношение скорости фронта сорбции $w_{сop}$ к скорости фильтрации v равно:

$$\frac{W_{сop}}{V_B} = \frac{1}{(0,2 \cdot 0,65 + \frac{1}{0,25})} = 0,242, \quad (8.29)$$

Отсюда $w_{сop} = 0,1447 \cdot 10^{-5} \cdot 0,242 = 0,35 \cdot 10^{-6}$ м/с.

$$\frac{v - m(S_1 - S_{CB}) \cdot W_{сop}}{m(S_1 - S_{CB}) \cdot W_{сop}} = \frac{0,231 \cdot 10^{-5} - 0,2 \cdot 0,65 \cdot 0,35 \cdot 10^{-3}}{0,2 \cdot 0,65 \cdot 0,35 \cdot 10^{-3}} \approx 50,51, \quad (8.30)$$



Относительная проницаемость: 1 – для нефти при вытеснении ее водой; 2 – для нефти при вытеснении ее водным раствором полиакриламида; 3 – для воды; 4 – для водного раствора ПАВ

Рисунок 8.2 - Зависимость относительных проницаемостей (k) для нефти и воды, а также для и нефти и водного раствора полиакриламида от водонасыщенности (S)

После подстановки цифровых значений величин, входящих в правую часть

уравнения $\frac{v_{г2}}{v_{н2}} = \frac{v - m(s_1 - s_{св}) \cdot w_{сop}}{m(s_1 - s_{св}) \cdot w_{сop}} = \frac{k_e(s_2) \cdot \mu_n}{k_n(s_2) \cdot \mu_г}$, получим:

$$\frac{k_e(s_2) \cdot \mu_n}{k_n(s_2) \cdot \mu_г} = \frac{4(s_2 - 0,05)}{0,7 - s_2}, \quad (8.31)$$

Таким образом:

$$\frac{4(S_2 - 0,05)}{0,7 - S_2} = 31,49, \quad (8.32)$$

Отсюда $S_2 = 0,627$. Следовательно скорость движения в области смешивания нефти и полимерного раствора:

$$W_* = \frac{S_1 - S_2}{S_3 - S_2} = \frac{0,7 - 0,627}{0,65 - 0,6} \cdot 0,35 \cdot 10^{-6} = 1,111 \cdot 10^{-6} \text{ м/с}, \quad (8.33)$$

Для того чтобы фронт вытеснения нефти преодолел длину пласта потребуется:

$$t_* = \frac{l}{W_*} = \frac{200}{1,11} \cdot 10^6 = 2085 \text{ суток} = 5,71 \text{ года} \quad (8.34)$$

За это время в пласт будет закачено $1,667 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ ($800 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot 5,71 \text{ года} \cdot 365 \text{ дней в году}$) водного раствора полиакриламида. При концентрации полимера в воде $0,5 \text{ кг на } 1 \text{ м}^3$ в пласт будет введено 835 тонн полиакриламида.

ВАРИАНТЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ К ЗАДАЧЕ 8.2

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	25	29	37	31
Пористость m	0,20	0,25	0,21	0,18	0,25
вязкость нефти в пластовых условиях μ_H (Па·с)	$8 \cdot 10^{-3}$	$14 \cdot 10^{-3}$	$23 \cdot 10^{-3}$	$30 \cdot 10^{-3}$	$32 \cdot 10^{-3}$
Расход закачиваемого в пласт водного раствора ПАА q (м ³ /сут)	450	600	700	850	820
насыщенность связанной водой $s_{св}$	0,07	0,06	0,05	0,08	0,077
Параметр изотермы сорбции Генри a (м ³ /м ³)	0,25	0,24	0,22	0,27	0,20

Определить основные параметры вытеснения нефти из пласта водным раствором ПАА: (скорость фильтрации, отношение скорости фронта сорбции к скорости фильтрации, скорость движения в области смешивания нефти и полимерного раствора, время прохождения водного раствора ПАА по длине пласта, объем закачивания водного раствора ПАА в нефтяной пласт)

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.