

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

**МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ НЕФТЕОТДАЧИ И ВОЗДЕЙСТВИЯ
НА ПЛАСТ**

методические указания к выполнению практических работ и организации
самостоятельной работы обучающихся по дисциплине «Методы
интенсификации нефтеотдачи и воздействия на пласт»

Составитель к.э.н. *С.В. Кучеров*

Нефтеюганск, 2024

Методы интенсификации нефтеотдачи и воздействия на пласт: методические указания к выполнению практических работ и организации самостоятельной работы обучающихся по дисциплине «Методы интенсификации нефтеотдачи и воздействия на пласт» для слушателей дополнительной профессиональной программа профессиональной переподготовки/ сост. С.В. Кучеров.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
Цель и задачи дисциплины.....	4
Организация самостоятельной работы.....	4
1 Практическое занятие № 1 Расчет основных технологических параметров стандартного ГРП.....	8
2 Практическое занятие № 2 Определение количества воды, необходимой для поддержания пластового давления и приемистости нагнетательных скважин.....	13
3 Практическое занятие № 3 Расчет основных технологических параметров стандартной кислотной обработки.....	15
4 Практическое занятие № 4 Расчет концентрации и количества кислоты для проведения соляно кислотной обработки призабойной зоны скважины.....	19
5 Практическое занятие № 5 Расчет скорости вытеснения нефти из пласта полимерным раствором.....	22
Список литературы.....	26

Введение

Дисциплина «Методы интенсификации нефтеотдачи и воздействия на пласт» охватывает широкий перечень тем в области методов увеличения на пласт и интенсификации добычи нефти.

Обучающимся в рамках данного курса будет предложено ознакомиться с основными реализуемыми на месторождениях Западной Сибири методах увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока: с гидравлическим разрывом пласта, кислотным воздействием на пласт, вытеснением нефти растворами поверхностно-активных веществ, полимерным воздействием на пласт.

Также в рамках данного курса слушатели ознакомятся с техникой и оборудованием применяемым при примени различных методов воздействия на пласт и некоторыми другими исследованиями в данной области.

Цель и задачи дисциплины

Целью дисциплины «Методы интенсификации нефтеотдачи и воздействия на пласт» является приобретение углубленных знаний в области теоретических основ технологии и техники методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти.

Основной задачей преподавания дисциплины является: формирование знаний, умений и навыков у обучающихся, способных ставить и решать научно-практические задачи по обеспечению максимально возможного увеличения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных пластов и интенсификации притока углеводородов.

Задачи дисциплины:

- изучение технологических операций методов воздействия на призабойную зону пласта;
- подбор скважин и технологий по воздействию на призабойную зону пласта;
- изучение факторов, влияющих на эффективность методов воздействия на призабойную зону скважин.
- классификация методов увеличения нефтеотдачи пластов;
- изучение технологий методов увеличения нефтеотдачи;
- изучение условий применения методов увеличения нефтеотдачи;
- оценка эффективности применяемых и разрабатываемых новых технологий по увеличению нефтеотдачи.

Организация самостоятельной работы

Процесс организации самостоятельной работы обучающихся включает в

себя следующие этапы:

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

Общие рекомендации по организации самостоятельной работы

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

Наличие умений, навыков умственного труда.

Специфика познавательных психических процессов: внимание, память, речь, наблюдательность, интеллект и мышление. Слабое развитие каждого из них становится серьезным препятствием в учебе.

Хорошая работоспособность, которая обеспечивается нормальным физическим состоянием.

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

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

Уровень требований к себе, определяемый сложившейся самооценкой.

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

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

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

Важно помнить, что рациональные навыки работы с книгой - это всегда большая экономия времени и сил. Правильный подбор учебников рекомендуется преподавателем, читающим лекционный курс. Необходимая литература может

быть также указана в методических разработках по данному курсу.

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

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

Правила самостоятельной работы с литературой

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

Составить перечень книг, с которыми Вам следует познакомиться.

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

Обязательно выписывать все выходные данные по каждой книге. Разобраться для себя, какие книги (или какие главы книг) следует прочитать более внимательно, а какие – просто просмотреть.

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

Выделяют четыре основные установки в чтении научного текста:

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

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

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

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

Основные виды систематизированной записи прочитанного:

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

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

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

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

Конспектирование – краткое и последовательное изложение содержания прочитанного.

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

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

Консультации. Если в процессе самостоятельной работы над изучением теоретического материала у обучающегося возникают вопросы, разрешить которые самостоятельно не удастся, необходимо обратиться к преподавателю для получения у него разъяснений или указаний. В своих вопросах обучающийся должен четко выразить, в чем он испытывает затруднения, характер этого затруднения. За консультацией следует обращаться и в случае, если возникнут сомнения в правильности ответов на вопросы самопроверки.

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

Практическое занятие № 1 Расчет основных технологических параметров стандартного ГРП

Цель – овладение методикой расчета основных технологических параметров стандартного гидравлического разрыва пласта.

Рассчитать основные технологические параметры ГРП по следующим данным

Таблица 1 – Исходные данные для расчета (варианты 1-30)

Параметры	Вариант 1	Вариант 2
1. Глубина скважины	3 000 м	2 800 м
2. Начальное пластовое давление, $P_{пл}$	29 МПа	26 МПа
3. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, (h)	6,4м	8,4м
4. средняя плотность вышележащих пород (ρ)	2600 кг/м ³ ;	2400 кг/м ³ ;
5. темп закачки (Q)	17 л/с	16 л/с
6. Объем жидкости разрыва; ($V_{ж}$)	142 м ³	100 м ³
7. вязкость жидкости-песконосителя (μ)	200 мПа·с	220 мПа·с
8. коэффициент Пуассона (ν)	0,3	0,28
9. плотность пропанта $\rho_{пес}$;	1400 кг/м ³	1350 кг/м ³
10. Плотность пластовой нефти;	788 кг/м ³	810 кг/м ³
11. Диаметр НКТ (внешний/внутренний); d	88,9/73 мм	88,9/73 мм
12. Количество закачиваемого пропанта;	60 т	30 т

Исходные данные для расчета (варианты 3-7)

Параметры	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7
1.	3 200 м	2 500 м	3 000 м	2 600 м	3 200 м
2.	31 МПа	24 МПа	29 МПа	26 МПа	32 МПа
3.	7,45м	8,8м	6,4м	9,7м	8,75м
4.	2350 кг/м ³ ;	2400 кг/м ³ ;	2600 кг/м ³ ;	2420 кг/м ³ ;	2280 кг/м ³ ;
5.	17 л/с	16 л/с	16 л/с	16 л/с	17 л/с
6.	110 м ³	170 м ³	120 м ³	100 м ³	180 м ³
7.	225 мПа·с	210 мПа·с	200 мПа·с	200 мПа·с	230 мПа·с
8.	0,25	0,28	0,27	0,26	0,29
9.	1400 кг/м ³	1350 кг/м ³	1450 кг/м ³	1290 кг/м ³	1450 кг/м ³
10.	820 кг/м ³	840 кг/м ³	790 кг/м ³	830 кг/м ³	860 кг/м ³
11.	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм
12.	60 т	90 т	60 т	30 т	90 т

Исходные данные для расчета (варианты 8-12)

Параметры	Вариант 8	Вариант 9	Вариант 10	Вариант 11	Вариант 12
1.	2 800 м	2 700 м	3 100 м	2 400 м	3 300 м
2.	31 МПа	28 МПа	29 МПа	23 МПа	31 МПа
3.	7,35м	6,8м	6,9м	9,1м	5,95м
4.	2390 кг/м ³ ;	2530 кг/м ³ ;	2630 кг/м ³ ;	2480 кг/м ³ ;	2270 кг/м ³ ;
5.	17 л/с	16 л/с	17 л/с	16 л/с	17 л/с
6.	110 м ³	160 м ³	120 м ³	110 м ³	150 м ³
7.	215 мПа·с	230 мПа·с	235 мПа·с	200 мПа·с	210 мПа·с
8.	0,24	0,28	0,26	0,3	0,29
9.	1430 кг/м ³	1350 кг/м ³	1150 кг/м ³	1190 кг/м ³	1250 кг/м ³
10.	820 кг/м ³	810 кг/м ³	770 кг/м ³	800 кг/м ³	769 кг/м ³
11.	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм
12.	60 т	90 т	60 т	30 т	90 т

Исходные данные для расчета (варианты 13-17)

Параметры	Вариант 13	Вариант 14	Вариант 15	Вариант 16	Вариант 17
1.	2 200 м	2 700 м	2900м	3 350 м	2 700 м
2.	21 МПа	28 МПа	29МПа	29 МПа	28 МПа
3.	10,35м	10,8м	10,1 м	11,9м	10,8м
4.	2090 кг/м ³ ;	2230 кг/м ³ ;	2630 кг/м ³ ;	2090 кг/м ³ ;	2090 кг/м ³ ;
5.	17 л/с	16 л/с	15 л/с	17 л/с	17 л/с
6.	110 м ³	180 м ³	180 м ³	120 м ³	140 м ³
7.	200 мПа·с	220 мПа·с	230 мПа·с	230 мПа·с	230 мПа·с
8.	0,29	0,28	0,25	0,26	0,22
9.	1130 кг/м ³	1380 кг/м ³	1190 кг/м ³	1280 кг/м ³	1180 кг/м ³
10.	870 кг/м ³	820 кг/м ³	790 кг/м ³	770 кг/м ³	760 кг/м ³
11.	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм
12.	60 т	90 т	90 т	60 т	90 т

Исходные данные для расчета (варианты 18-22)

Параметры	Вариант 18	Вариант 19	Вариант 20	Вариант 21	Вариант 22
1.	3 100 м	2 600 м	3 300 м	2 800 м	3 100 м
2.	31 МПа	24 МПа	29 МПа	26 МПа	29 МПа
3.	7,45м	8,8м	6,4м	9,7м	8,75м
4.	2350 кг/м ³ ;	2400 кг/м ³ ;	2600 кг/м ³ ;	2420 кг/м ³ ;	2280 кг/м ³ ;
5.	16 л/с	17 л/с	17 л/с	16 л/с	17 л/с
6.	120 м ³	130 м ³	140 м ³	150 м ³	160 м ³
7.	225 мПа·с	220 мПа·с	230 мПа·с	240 мПа·с	250 мПа·с

8.	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
9.	1400 кг/м ³	1450 кг/м ³	1450 кг/м ³	1390 кг/м ³	1350 кг/м ³
10.	820 кг/м ³	840 кг/м ³	790 кг/м ³	830 кг/м ³	860 кг/м ³
11.	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм
12.	60 т	90 т	60 т	90 т	90 т

Исходные данные для расчета (варианты 23-27)

Параметры	Вариант 23	Вариант 24	Вариант 25	Вариант 26	Вариант 27
1.	3 100 м	2 600 м	3 300 м	2 800 м	3 100 м
2.	31 МПа	24 МПа	29 МПа	26 МПа	29 МПа
3.	7,4м	7,8м	7,4м	7,7м	7,75м
4.	2350 кг/м ³ ;	2400 кг/м ³ ;	2600 кг/м ³ ;	2420 кг/м ³ ;	2280 кг/м ³ ;
5.	16 л/с	17 л/с	17 л/с	16 л/с	17 л/с
6.	130 м ³	160 м ³	160 м ³	150 м ³	150 м ³
7.	225 мПа·с	220 мПа·с	230 мПа·с	240 мПа·с	250 мПа·с
8.	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
9.	1400 кг/м ³	1450 кг/м ³	1450 кг/м ³	1390 кг/м ³	1350 кг/м ³
10.	820 кг/м ³	840 кг/м ³	790 кг/м ³	830 кг/м ³	860 кг/м ³
11.	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм
12.	60 т	90 т	60 т	90 т	90 т

Исходные данные для расчета (варианты 28-30)

Параметры	Вариант 28	Вариант 29	Вариант 30
1.	2 900 м	2 900 м	2 900 м
2.	29 МПа	28,5 МПа	29,3 МПа
3.	8 м	9 м	10 м
4.	2390 кг/м ³ ;	2530 кг/м ³ ;	2630 кг/м ³ ;
5.	17 л/с	17 л/с	17 л/с
6.	140 м ³	160 м ³	150 м ³
7.	235 мПа·с	230 мПа·с	245 мПа·с
8.	0,2	0,3	0,2
9.	1400 кг/м ³	1300 кг/м ³	1200 кг/м ³
10.	820 кг/м ³	820 кг/м ³	800 кг/м ³
11.	88,9/73 мм	88,9/73 мм	88,9/73 мм
12.	60 т	60 т	60 т

Методические рекомендации по решению задачи:

1) Определяет давление разрыва по формуле:

$$P_{раз} = P_{гв} - P_{пл} + P_p \quad (1.1)$$

где $P_{гв}$ – вертикальная составляющая горного давления, МПа;

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

P_p – давление расслоения пород, $P_p = 1,5 - 3$ МПа (в расчетах примем усреднённое давление 2,3 МПа),

$$P_{гв} = H \cdot \rho_n \cdot g \quad (1.2)$$

где H – глубина скважины, м;

ρ_n – средняя плотность вышележащих пород;

g – ускорение свободного падения, m/c^2 .

Тогда P_p будет равно:

$$P_{раз} = P_{гв} - P_{пл} + 2,3$$

Горизонтальная составляющая горного давления определяется по формуле:

$$P_z = \frac{P_p \cdot \nu}{1 - \nu} \quad (1.3)$$

2) Рассчитаем забойное давление в момент создания трещин разрыва. Для расчета этой величины Ю.П. Желтовым получена эмпирическая формула:

$$\frac{P_{заб}}{P_z} \left(\frac{P_{заб}}{P_z} - 1 \right)^3 = \frac{5,25 \cdot E^2 \cdot Q \cdot \mu}{(1 - \nu^2)^2 \cdot P_z \cdot V_{жс}}, \quad (1.4)$$

$$\frac{P_{заб}}{P_r} = \sqrt[3]{\frac{P_{заб}}{P_r} \left(\frac{P_{заб}}{P_r} - 1 \right)^3} + 1 \quad (1.5)$$

Из формулы 2.5 находят $P_{заб}$.

3) Рассчитаем длину трещины разрыва при данном давлении и объеме жидкости разрыва. Для этого воспользуемся эмпирической формулой 2.6:

$$l_{тр} = \sqrt{\frac{V_{жс} \cdot E^2}{5,6(1 - \nu^2) \cdot h \cdot (P_{заб} - P_z)}} \quad (1.6)$$

Определим раскрытость трещины по эмпирической формуле 2.7:

$$\omega = \frac{4(1 - \nu^2) \cdot l_{тр} \cdot (P_{заб} - P_z)}{E^2} \quad (1.7)$$

4) Рассчитаем объёмную долю песка в смеси n_0 :

$$n_0 = \frac{\frac{C_n}{\rho_{пес}}}{\frac{C_n}{\rho_{пес}} + 1} \quad (1.8)$$

Где C_n – концентрация проппанта в смеси;

$\rho_{пес}$ – плотность проппанта (песка).

5) Рассчитаем потери давления на трение при движении жидкости-песконосителя по НКТ.

Для этого сначала определим плотность жидкости-песконосителя $\rho_{жс}$, кг/м³:

$$\rho_{жс} = \rho(1 - n_0) + \rho_n \cdot n_0 \quad (1.9)$$

Определим вязкость жидкости-песконосителя:

$$\mu_{жс} = \mu \cdot \exp(3,18 \cdot n_0) \quad (1.10)$$

Определим число Рейнольдса Re :

$$Re = \frac{4Q \cdot \rho_{жс}}{\pi \cdot d \cdot \mu_{жс}} \quad (1.11)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления λ :

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (1.12)$$

При $Re > 200$ происходит ранняя турбулизация потока, и потери на трение $P_{тр}$, возрастают в 1,52 раза

$$P_{тр} = 1,52 \cdot \lambda \frac{16 \cdot Q^2 \cdot H}{2 \cdot \pi^2 \cdot d^5} \rho_{жс} \quad (1.13)$$

б) Давление, которое нужно создать на устье при гидроразрыве P_y , МПа:

$$P_y = P_{заб} - \rho_{жс} \cdot g \cdot H + P_{тр} \quad (1.14)$$

7) Необходимое число насосных агрегатов N , шт определяется по формуле:

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{P_a \cdot Q_a \cdot k_{тс}} + 1 \quad (1.15)$$

где P_a – рабочее давление агрегата, МПа; $P_a = 40$ МПа;

Q_a – подача агрегата при этом давлении, л/с; $Q_a = 10$ л/с;

$k_{тс}$ – коэффициент технического состояния агрегата в зависимости от срока службы; (в расчетах принимать $k_{тс} = 0,9$).

8) Объем жидкости для продавки жидкости-песконосителя V_n , м³ определяется по формуле:

$$V_n = \frac{1}{4} \pi d^2 \cdot h \quad (1.16)$$

9) Продолжительность гидроразрыва одним агрегатом определяется по формуле:

$$t = \frac{V_{ж} + V_n}{Q_a} \quad (1.17)$$

Где

V_n – объем жидкости для продавки жидкости-песконосителя

$V_{ж}$ – количество жидкости для осуществления ГРП

Q_a – скорость подачи жидкости агрегатом (0,017 м³/с)

Практическое занятие № 2 Определение количества воды, необходимой для поддержания пластового давления и приемистости нагнетательных скважин

Цель– овладение навыками расчета количества воды необходимой для работы элемента системы ППД.

Теоретическая часть

Основным методом увеличения нефтеотдачи является заводнение как на вновь вводимых в разработку объектах, так на истощенных месторождениях. Вследствие выработки запасов нефти пластовое давление в залежи падает, депрессия на забоях и дебит добывающих скважинах уменьшается. Для поддержания пластового давления применяются различные виды заводнения.

Исходные данные

Суточная добыча нефти Q_n из элемента эксплуатационного объекта составляет 311,4 т, суточная добыча воды Q_v составляет 104,2 т, суточная добыча газа V_g составляет $91970 \cdot 10^3$ м³, объемный коэффициент нефти b_n равен 1,18, коэффициент растворимости газа в нефти α равен 7,7 м³/м³, плотность нефти ρ_n составляет 863 кг/м³, коэффициент сжимаемости газа Z равен 0,883, пластовое давление $P_{пл}$ составляет 7,45 МПа, пластовая температура $T_{пл}$ составляет 316,3 К, атмосферное давление P_0 равно 0,1 МПа, коэффициент проницаемости пласта k равен $0,5 \cdot 10^{-12}$ м², перепад давления на забое ΔP равен 5 МПа, коэффициент гидродинамического совершенства забоя скважины φ составляет 0,8, половина расстояния между нагнетательными скважинами R равна 400 м, радиус забоя скважины r_c равен 0,075 м, вязкость воды μ_v равна 1 мПа·с. Определить количество воды, необходимой для поддержания пластового давления и приемистости нагнетательных скважин.

Методические рекомендации по определению расчетных величин

1. Определяем объем нефти добываемой в пластовых условиях:

$$Q'_n = \frac{Q_n b_n}{\rho} = \frac{311,4 \cdot 10^3 \cdot 1,18}{863} = 425 \text{ м}^3 \quad (2.1)$$

2. Определяем объем свободного газа в залежи, приведенный к атмосферным условиям:

$$V_{св} = V_g - \frac{\alpha P_{пл} Q_n}{\rho} = 91970 - \frac{7,7 \cdot 7,45 \cdot 311,4 \cdot 10^3}{863} = 71270 \text{ м}^3 \quad (2.2)$$

3. Определяем объем свободного газа в пластовых условиях:

$$V_{пл} = \frac{Z V_{св} P_0 T_{пл}}{P_{пл} T_0} = \frac{0,88 \cdot 71270 \cdot 0,1 \cdot 10^6 \cdot 316,3}{7,45 \cdot 10^6 \cdot 273} = 973 \text{ м}^3 \quad (2.3)$$

4. Определяем общую суточную добычу в пластовых условиях:

$$V_{св} = Q'_n + V_{пл} + Q_v = 425 + 976 + 104,2 = 1505,2 \text{ м}^3 \quad (2.4)$$

5. Для поддержания давления требуется ежесуточно закачивать в элемент эксплуатационного объекта воды не менее указанного объема. При $K=1,2$ – коэффициент избытка, потребуется следующее количество воды (без учета поступающего в залежь объема контурной воды):

$$Q'_v = VK = 1505,2 \cdot 1,2 = 1806 \text{ м}^3/\text{сут} \quad (2.5)$$

6. Определяем приемистость нагнетательных скважин:

$$q = \frac{2\pi kh\Delta P\varphi}{\mu \ln \frac{R}{r_c}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 10 \cdot 5 \cdot 10^6 \cdot 0,8}{1 \cdot 10^{-3} \cdot \ln \frac{400}{0,078}} = 0,0147 \text{ м}^3/\text{сек} = 1270 \text{ м}^3/\text{сут} \quad (1.6)$$

Варианты для самостоятельного решения

№	Q _н	Q _в	V _г	b _н	a	ρ _н	P _{пл}	T _{пл}	k ·10 ⁻¹²	ΔP	φ	R	r _с
1.	825	100	100000	1,5	8,8	890	27 МПа	350	1,8	1,1	0,9	600	0,164
2.	800	125	99980	1,49	8,7	888		349	1,75	1,2	0,89	590	0,162
3.	775	150	99960	1,48	8,6	886		348	1,7	1,3	0,88	580	0,16
4.	750	175	99940	1,47	8,5	884		347	1,65	1,4	0,87	570	0,158
5.	725	200	99920	1,46	8,4	882		346	1,6	1,5	0,86	560	0,156
6.	700	225	99900	1,45	8,3	880		345	1,55	1,6	0,85	550	0,154
7.	675	250	99880	1,44	8,2	878		344	1,5	1,7	0,84	540	0,152
8.	650	275	99860	1,43	8,1	876		343	1,45	1,8	0,83	530	0,15
9.	625	300	99840	1,42	8	874		342	1,4	1,9	0,82	520	0,148
10.	600	325	99820	1,41	7,9	872		341	1,35	2	0,81	510	0,146
11.	575	350	99800	1,4	7,8	870		340	1,3	2,1	0,8	500	0,144
12.	550	375	99780	1,39	7,7	868		339	1,25	2,2	0,79	490	0,142
13.	525	400	99760	1,38	7,6	866		338	1,2	2,3	0,78	480	0,14
14.	500	425	99740	1,37	7,5	864		337	1,15	2,4	0,77	470	0,138
15.	475	450	99720	1,36	7,4	862		336	1,1	2,5	0,76	460	0,136
16.	450	475	99700	1,35	7,3	860		335	1,05	2,6	0,75	450	0,134
17.	425	500	99680	1,34	7,2	858		334	1	2,7	0,74	440	0,132
18.	400	525	99660	1,33	7,1	856		333	0,95	2,8	0,73	430	0,13
19.	375	550	99640	1,32	7	854		332	0,9	2,9	0,72	420	0,128
20.	350	575	99620	1,31	6,9	852		331	0,85	3	0,71	410	0,126
21.	325	600	99600	1,3	6,8	850		330	0,8	3,1	0,7	400	0,124
22.	300	625	99580	1,29	6,7	848		329	0,75	3,2	0,69	390	0,122
23.	275	650	99560	1,28	6,6	846		328	0,7	3,3	0,68	380	0,12
24.	250	675	99540	1,27	6,5	844		327	0,65	3,4	0,67	370	0,118
25.	225	700	99520	1,26	6,4	842		326	0,6	3,5	0,66	360	0,116
26.	200	725	99500	1,25	6,3	840		325	0,55	3,6	0,65	350	0,114
27.	175	750	99480	1,24	6,2	838		324	0,5	3,7	0,64	340	0,112
28.	150	775	99460	1,23	6,1	836		323	0,45	3,8	0,63	330	0,11
29.	125	800	99440	1,22	6	834		322	0,4	3,9	0,62	320	0,108
30.	100	825	99420	1,21	5,9	832		321	0,35	4	0,61	310	0,106

Практическое занятие № 3 Расчет основных технологических параметров стандартной кислотной обработки

В качестве исходных данных для решения примем данные указанные в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Исходные данные:

глубина Н	1980 м
мощность пласта h	4 м
внутренний диаметр скважины D _{скв}	0,130 м
диаметр НКТ d _{НКТ}	0,063 м
наружный диаметр НКТ d ₁	0,073 м
Концентрация HCL	15%

Для заданных условий принимаем концентрацию кислоты 15%. При норме расхода 1 м³ на 1 м интервала обработки общий объём 15% - ной соляной кислоты, составит:

$$W_p = h \cdot 1, \quad (3.1)$$

где:

h – мощность пласта, м;

$$W_p = 4 \cdot 1 = 4 \text{ м}^3.$$

Расчет количества химикатов и воды:

На приготовление 4 м³ 15 % - ого раствора необходимо концентрированной HCl :

$$W_k = \frac{W_p \cdot x_p \cdot (5,09 \cdot x_p + 999)}{x_k \cdot (5,09 \cdot x_k + 999)}, \quad (3.2)$$

где:

W_p – объем 15 % - ной соляной кислоты, м³;

x_p – концентрация соляной кислоты в рабочем растворе;

x_k – концентрация товарной кислоты = 24 %;

$$W_k = \frac{4 \cdot 15 (5,09 \cdot 15 + 999)}{24 \cdot (5,09 \cdot 24 + 999)} = 2,3 \text{ м}^3$$

В качестве замедлителя реакции и стабилизатора окисных соединений железа используем уксусную кислоту, объем которой определим по формуле:

$$W_{yk} = \frac{b_{yk} W_p}{c_{yk}}, \quad (3.3)$$

где:

b_{ук} - норма добавки 100% уксусной кислоты = 3 %;

c_{ук} – объемная доля товарной уксусной кислоты = 80 %

$$W_{yk} = \frac{3 \cdot 4}{80} = 0,15 \text{ м}^3$$

В качестве ингибитора коррозии выбран реагент катапин-А, концентрацией 0,1%, объем которого составит:

$$W_{и} = \frac{b_{и} W_{и}}{c_{и}}, \quad (3.4)$$

где:

$b_{и}$ – выбранная объемная доля реагента в растворе;

$c_{и}$ – объемная доля товарного ингибитора = 100 %.

$$W_{и} = \frac{0,1 \cdot 4}{100} = 0,004 \text{ м}^3$$

Количество интенсификатора (принимаем Марвелан – К):

$$W_{инт} = \frac{b_{инт} W_{р}}{100}, \quad (3.5)$$

где:

$b_{инт}$ - норма добавки 100% интенсификатора = 0,3 %;

$$W_{инт} = \frac{0,3 \cdot 4}{100} = 0,012 \text{ м}^3$$

При использовании технической соляной кислоты в ней может содержаться до $a = 0,4$ % серной кислоты. Ее нейтрализуют добавкой хлористого бария, количество которого определяем:

$$G_{хб} = 21,3 \cdot W_{р} \left(\frac{a \cdot x_{р}}{x_{к}} - 0,02 \right), \quad (3.6)$$

где:

21,3 – масса хлористого бария (кг), необходимые для нейтрализации 10 кг серной кислоты;

$\frac{a \cdot x_{р}}{x_{к}}$ – объемная доля серной кислоты в приготовленном растворе;

a - объемная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, %;

0,02 – допустимая объемная доля серной кислоты в растворе, когда после реакции ее с карбонатными породами соли не выпадают в осадок, %.

$$G_{хб} = 21,3 \cdot 4 \left(\frac{0,4 \cdot 15}{24} - 0,02 \right) = 19,6 \text{ кг}$$

При плотности хлористого бария 3860 кг/м^3 объем его с учетом определяют:

$$W_{хб} = \frac{G_{хб}}{3860} = \frac{19,6}{3860} = 0,005 \text{ м}^3 \quad (3.7)$$

Объем воды для приготовления кислотного раствора:

$$W_{в} = W_{р} - W_{к} - \sum W_{реаг} = 4 - 1,9 - 0,15 - 0,004 - 0,012 - 0,005 = 1,93 \text{ м}^3.$$

Порядок приготовления кислотного раствора:

Наливают в ёмкость $1,93 \text{ м}^3$ воды, добавляют к ней $0,004 \text{ м}^3$ ингибитора катапин-А, $0,15 \text{ м}^3$ уксусной кислоты и $2,3 \text{ м}^3$ соляной товарной кислоты. Данный

раствор тщательно перемешивают, измеряют его плотность ареометром. Значение ρ_p можно рассчитать по следующей формуле:

$$W_k = \frac{W_p \cdot \rho_p \cdot (\rho_p - 999)}{\rho_k \cdot (\rho_k - 999)}, \quad (3.8)$$

где:

ρ_k - плотность товарной кислоты при $15^\circ\text{C} = 1139 \text{ кг/м}^3$.

$$\rho_p = \frac{999}{2} + \sqrt{\left(\frac{999}{2}\right)^2 + \rho_k \cdot (\rho_k - 999) \cdot \frac{W_k}{W_p}} \quad (3.9)$$

$$\rho_p = \frac{999}{2} + \sqrt{\left(\frac{999}{2}\right)^2 + 1139 \cdot (1139 - 999) \cdot \frac{2,3}{4}} = 1083 \text{ кг/м}^3$$

Если замеряемая плотность больше расчетной, в раствор добавляют воду, если меньше, то товарную кислоту. Обычно возможные погрешности при расчетах меньше, чем ошибка при замере плотности ареометром.

Затем добавляют в раствор 19,6 кг хлористого бария, хорошо перемешивают, через 5 минут после этого добавляют 10 л интенсификатора Марвелан – раствор снова перемешивают и оставляют его на 2 – 3 часа до полного осветления, после чего раствор перекачивают в цистерну.

Трубы спускают, устанавливая низ НКТ на глубине равной низу интервала перфорации пласта, размещают и обвязывают оборудование.

Вызывают устойчивую циркуляцию жидкости в скважине солевым раствором.

В случае отсутствия приемистости устанавливают кислотную ванну (не более 4 часов).

Закачивают кислотный раствор в объеме выкидной линии, насосно-компрессорных труб и ствола скважины от устья до кровли пласта.

$$V_{\text{п.м.НКТ}} = 0,785 \cdot d^2 \cdot 1 = 0,785 \cdot 0,063^2 \cdot 1 = 0,0031 \text{ м}^3 \quad (3.10)$$

где:

d - диаметр НКТ, м;

$$V_{\text{НКТ}} = 1950 \cdot 0,0031 = 6,045 \text{ м}^3$$

Объем кольцевого пространства эксплуатационной колонны в интервале перфорации с учетом спущенных НКТ:

$$V_{\text{п.м.э.к}} = 0,785 \cdot d^2 \cdot 1 = 0,785 \cdot 0,13^2 \cdot 1 = 0,0133 \text{ м}^3 \quad (3.11)$$

где:

d – внутренний диаметр скважины, м;

$$V = 0,0133 \cdot 4 = 0,0532 \text{ м}^3 \quad (3.12)$$

$$V_{\text{п.м.НКТ}} = 0,785 \cdot d^2 \cdot 1 = 0,785 \cdot 0,073^2 \cdot 1 = 0,0041 \text{ м}^3 \quad (3.13)$$

где:

d – наружный диаметр, м;

$$V = 0,0041 \cdot 4 = 0,0164 \text{ м}^3 \quad (3.14)$$

$$V = 0,0532 - 0,0164 = 0,0368 \text{ м}^3 \quad (3.15)$$

$$V_{\text{общая}} = 0,0368 + 6,045 = 6,08 \text{ м}^3 \quad (3.16)$$

где:

$V_{\text{общая}}$ - общий объём жидкости, с учетом того, чтобы кислота поднялась до верха кровли.

Закрывают задвижку на затрубном пространстве и насосом агрегата задавливают кислоту в пласт, закачивая солевой раствор в объёме 4 м^3 (объём кислотного раствора для ОПЗ) и ствола скважины от подошвы НКТ до кровли пласта (при наличии приемистости).

Затем закрывают задвижку на выкидной линии. Буферное давление падает. Продолжительность реагирования кислоты $1,5 - 2$ часа.

Приток вызывают с помощью компрессора, производится отработка скважины и очистка призабойной зоны от продуктов реакции.

После освоения скважину исследуют для определения эффективности кислотной обработки, а затем сдают в эксплуатацию.

Практическое занятие № 4 Расчет концентрации и количества кислоты для проведения соляно кислотной обработки призабойной зоны скважины

Цель – получение навыков расчета концентрации и количества кислоты для проведения соляно кислотной обработки призабойной зоны скважины.

Теоретическая часть

Выберите концентрацию и количество реагентов, необходимое оборудование для проведения соляно кислотной обработки призабойной зоны скважины, составьте план обработки. Данные приведены в таблице №4.1.

Методические указания

Для решения задачи необходимо изучить тему и рассмотреть решение типовых задач.

1. Для заданных условий принимают концентрацию кислоты и объём раствора.
2. Определяют общий необходимый объём раствора соляной кислоты:

$$V = V' \cdot h' \text{ м}^3 \quad (4.1)$$

где, V' - расход раствора HCl на 1 м толщины пласта, м^3

3. Количество концентрированной товарной соляной кислоты можно найти по формуле:

$$V_{\text{к}} = \frac{A \cdot x \cdot V(B - Z)}{BZ(A - x)}, \text{ м}^3 \quad (4.2)$$

где A и B – числовые коэффициенты, определяется по таблице,

x – выбранная концентрация солянокислотного раствора, %

Z – 27,5 %-ная концентрация товарной кислоты.

Таблица 4.1 – Значения коэффициентов А и В:

z, x	В, А	z, x	В, А
5,15 - 12,19	214,0	29,95 – 31,52	227,5
13,19 - 18,11	218,0	32,10 – 33,40	229,5
19,06 – 24,78	221,5	34,42 - 37,22	232,0
25,75 – 29,57	226,0	-	-

4. При обработке скважин к раствору соляной кислоты добавляют различные реагенты, выбирают их концентрацию.

а) Ингибиторы в количестве 0,01 % объема кислотного раствора, например, катапин А.

б) Стабилизаторы, например, уксусную кислоту в количестве:

$$V_{\text{ук}} = \frac{1000 \cdot b \cdot V}{c}, \text{ дм}^3;$$

где, b – процент добавки уксусной кислоты к объему раствора, принимаем 1,5 %;

c – концентрация уксусной кислоты, принимаем 80%.

в) Интенсификаторы, например, марвелан в количестве 1...1,5 % объема солянокислотного раствора.

г) Хлористый барий для удержания в растворенном состоянии продуктов реакции примесей раствора соляной кислоты с железом, цементом:

$$V_{\text{хб}} = 21,3 \cdot V \left(\frac{a \cdot x}{Z} \right) \cdot \frac{1}{\rho_{\text{хб}}}, \text{ дм}^3;$$

где, a – содержание SO₃ в товарной соляной кислоте, a = 0,6 %

$\rho_{\text{хб}}$ – плотность хлористого бария, $\rho = 4 \text{ кг/дм}^3$.

5. Определяют количество воды необходимое для приготовления принятого объема соляно кислотного раствора:

$$V_{\text{в}} = V - V_{\text{к}} - \Sigma V_{\text{р}}, \text{ м}^3;$$

где $\Sigma V_{\text{р}}$ – суммарный объем всех добавляемых реагентов к соляно кислотному раствору, м³

6. Определяют количество раствора, закачиваемого при открытой задвижке затрубного пространства (при отсутствии пакера) в объеме выкидной линии, насосно-компрессорных труб и ствола скважины от башмака НКТ до подошвы пласта:

$$V' = 0,785 d_{\text{об}}^2 \cdot \lambda + 0,785 d_{\text{вн}}^2 (H - h) + 0,785 D_{\text{А}}^2 h.$$

7. Количество жидкости, которое заканчивают при закрытой задвижке затрубного пространства:

$$V'' = V - V', \text{ м}^3$$

8. Объем продажной жидкости:

$$V_{\text{пр}} = V'$$

9. Выбирают необходимое оборудование (кислотный агрегат, автоцистерны), его количество, характеристики.

Таблица 4.2 – Варианты для самостоятельного решения

Наименование исходных данных	Варианты							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Глубина скважины Н, м	1500	1540	1580	1620	1660	1700	1740	1780
Эффективная мощность пласта h, м	10	12	14	16	18	20	10	12
Тип и состав породы продуктивного пласта	Плотные Трещиноватые известняки					Трещиновато-кавернозные известняки		
Проницаемость пород k, мм ²	0,9							
Пластовое давление Р _{пл} , МПа	14,0	14,5	15,0	15,5	16,0	16,5	17,0	14,0
Внутренний диаметр скважины D _д , м	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215
Диаметр НКТ d, мм	60	73	60	73	60	73	60	73
Температура пласта Т _{пл} , °С	30	40	30	40	30	40	30	40
Диаметр водовода d _{об} , мм	60	60	60	60	60	60	60	60
Длина водовода λ _{об} , м	30	30	30	30	30	30	30	30
Наименование исходных данных	Варианты							
	9	10	11	12	13	14	15	
Глубина скважины Н, м	1820		1860	1900	1940	1980	2000	2040
Эффективная мощность пласта h, м	14		16	18	20	10	12	14
Тип и состав породы продуктивного пласта	Трещиновато-кавернозные известняки			Доломитизированные песчаники				
Проницаемость пород k, мм ²	0,76							

Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	14,5	15,0	15,5	16,0	16,5	17,0	17,5
Внутренний диаметр скважины D_d , м	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215
Диаметр НКТ d , мм	60	73	60	73	60	73	60
Температура пласта $T_{пл}$, °С	30	40	30	40	30	40	30
Диаметр водовода $d_{об}$, мм	60	60	60	60	60	60	60
Длина водовода $l_{об}$, м	30	30	30	30	30	30	30

Практическое занятие № 5 Расчет скорости вытеснения нефти из пласта полимерным раствором

Цель – получение навыков определения основных технологических параметров вытеснения нефти из прямолинейного пласта полимерным раствором.

Теоретическая часть

При фильтрация водного раствора полимеров по мере увеличения градиента давления скорость его движения возрастает все медленнее по сравнению со скоростью воды по закону Дарси – проявляются дилатантные свойства полимеров.

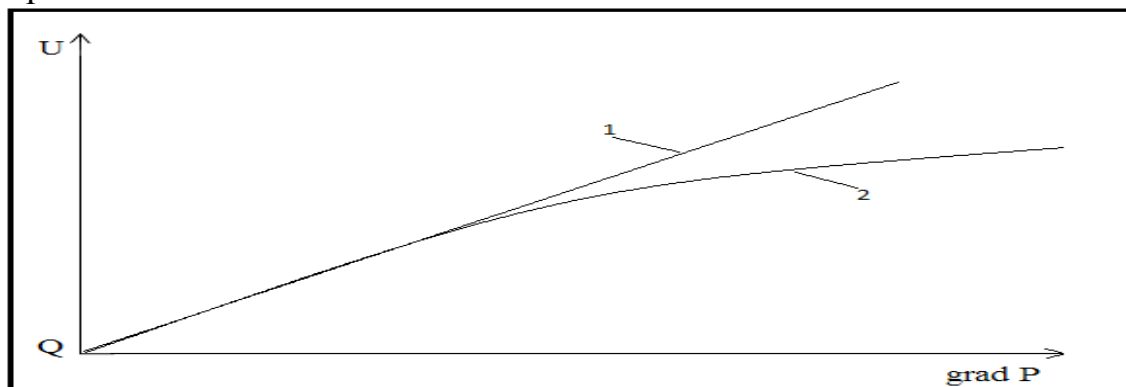


Рисунок 5.1 – Зависимость скоростей фильтрации воды и дилатантной жидкости от градиента давления $grad P$

Скорость фильтрации жидкости нелинейно зависит от изменения градиента давления, с каждым приращением градиента давления она возрастает все меньше и меньше. Формулу закона полимерного раствора можно представить в виде:

$$u = -k / \mu_{ВП} (grad P)^n, \quad (5.1)$$

Где $\mu_{ВП}$ - вязкость водного раствора полимера.

С учетом фактора сопротивления R эту формулу записывают так:

$$u = \left(- \frac{k}{\mu_{вп} R} \right) grad P, \quad (5.2)$$

При фильтрации водного раствора полимера в пористой среде, перепад давления возрастает более динамично, чем это следует из закона Дарси. При этом, фильтрация водного раствора ПАА сопровождается его сорбцией с пористой средой. При незначительных концентрациях полимера в водном растворе можно пользоваться изотермой Генри. В результате сорбции полимеров с пористой средой в процессе вытеснения нефти образуется фронт сорбции. Впереди фронта сорбции полимера в пласте движется вода, практически не содержащая полимеров.

Рассмотрим эффективность применения полимерного вытеснения нефти из пласта:

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 $\mu_v = 10^{-3}$ Па·с, пористость пласта $m = 0,2$; $s_{св} = 0,05$. 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:

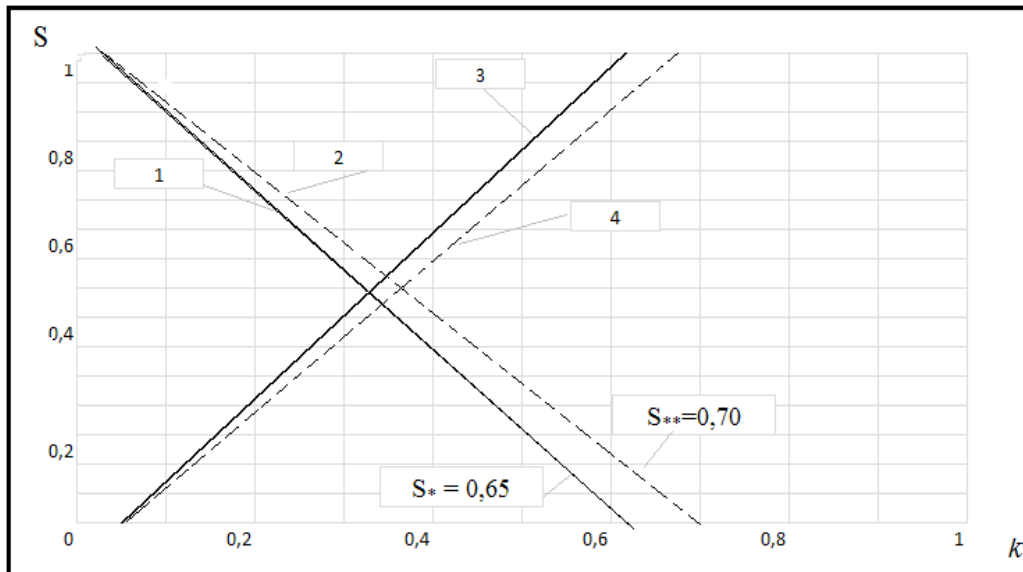
$$u = \frac{q}{bh} = \frac{800}{4000} = 0,2 \text{ м/сут} = 0,231 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}, \quad (5.3)$$

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

$$\frac{w_{сop}}{V_B} = \frac{1}{(0,2 \cdot 0,65 + \frac{1}{0,25})} = 0,242, \quad (5.4)$$

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

$$\frac{v - m(S_1 - S_{CB}) \cdot W_{COP}}{m(S_1 - S_{CB}) \cdot W_{COP}} = \frac{0,231 \cdot 10^{-5} - 0,2 \cdot 0,65 \cdot 0,35 \cdot 10^{-3}}{0,2 \cdot 0,65 \cdot 0,35 \cdot 10^{-3}} \approx 50,51, \quad (5.5)$$



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 5.2 – Зависимость относительных проницаемостей (\$k\$) для нефти и воды, а также для нефти и водного раствора полиакриламида от водонасыщенности (\$S\$)

После подстановки цифровых значений величин, входящих в правую часть

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

$$\frac{k_g(s_2) \cdot \mu_n}{k_n(s_2) \cdot \mu_g} = \frac{4(s_2 - 0,05)}{0,7 - s_2}, \quad (5.6)$$

Таким образом:

$$\frac{4(S_2 - 0,05)}{0,7 - S_2} = 31,49, \quad (5.7)$$

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

$$W_* = \frac{S_1 - S_2}{S_3 - S_2} = \frac{0,7 - 0,627}{0,65 - 0,6} \cdot 0,35 \cdot 10^{-6} = 1,111 \cdot 10^{-6} \text{ м/с}, \quad (5.8)$$

Для того чтобы фронт вытеснения нефти преодолел длину пласта

$$\text{потребуется: } t_* = \frac{l}{W_*} = \frac{200}{1,11} \cdot 10^6 = 2085 \text{ суток} = 5,71 \text{ года} \quad (5.9)$$

Варианты для самостоятельного решения

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	0,18				
вязкость нефти в пластовых условиях μ_n (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)	0,27				

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. 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.