

Документ подписан простой электронной подписью

Информация о владельце:

Филиппов Юрий Сергеевич

Должность: Ректор

Дата подписания: 05.08.2026 17:35:27

Уникальный программный ключ:

3beb265d5d589e7ff4c954946f3ad99a1e70ac12

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО И ДИСТАНЦИОННОГО ОБРАЗОВАНИЯ

УТВЕРЖДАЮ

Директор

А.В. Медведев

«05.08.2026» 202 г.



РАБОЧАЯ ПРОГРАММА
дисциплины «Геологические основы разработки месторождений
нефти и газа»
программы профессиональной переподготовки
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Общая трудоемкость - 28 часов

Лекции - 8 часов

Практические занятия - 6 часов

Самостоятельная работа - 14 часов

Рабочую программу разработал:
доцент кафедры РЭНГМ



А.В. Саранча

СОГЛАСОВАНО:
Заведующий кафедрой РЭНГМ
«04» 06 2024г.



С.И. Грачев

Начальник отдела проектирования
образовательных программ ИДДО
«04» 06 2024г.



Л.В. Скоморохова

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ДИСЦИПЛИНЫ

Цель освоения дисциплины – ознакомление с исходными геолого-промысловыми данными, необходимыми при проектировании разработки месторождений углеводородного сырья, с распределением пластового давления и температуры по глубине залежи не затронутой разработкой, с явлением аномальности пластового давления, с различными типами залежей, с действующей классификацией запасов нефти и газа, а также объемной методикой подсчета запасов нефтяных месторождений.

Задачи дисциплины:

- изучение геологических основ разработки нефтяных и газовых месторождений;
- изучение методики подсчета запасов;
- ознакомление с действующей классификацией запасов

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих результатов освоения (компетенций):

Профессиональные компетенции	В результате изучения дисциплины слушатели должны			Способ измерения образовательных результатов
	знать	уметь	иметь практический опыт	
ПК-1 Способность применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику	Источники информации о современных научных исследованиях, методы сбора и обработки информации; анализировать результаты выполнения мероприятий по выполнению заданий по добыче углеводородного сырья; разрабатывать и внедрять мероприятия по продлению срока службы оборудования по добыче углеводородного сырья и оптимизации	Осуществлять целенаправленный поиск информации о новейших научных и технологических достижениях в сети Интернет и из других источников, использовать нормативные правовые документы в своей деятельности, собирать, обрабатывать и интерпретировать данные современных научных исследований, необходимые для формирования выводов по соответствующим научным, профессиональным,	Владеть методами и средствами применения в профессиональной деятельности языков баз данных, операционных систем, электронных библиотек и пакетов программ, сетевые технологии; технологические процессы добычи углеводородного сырья; Нормативные и предельные параметры работы оборудования по добыче	Выполнение практической работы, учет (в форме тестирования), самоконтроль при выполнении самостоятельной работы

технологических процессов, пользующихся персональным компьютером и его периферийными устройствами, ортехникой	социальным и этическим проблемам	углеводородного сырья, отраслевые стандарты, технический регламент, руководства (инструкции), устанавливающие требования к эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья	
ПК-4 Способность применять в практической деятельности принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды	Требования нормативных правовых актов Российской Федерации, локальных нормативных актов, нормативы технологических потерь углеводородного сырья при добыче в соответствии с принятой схемой и технологией разработки; нормы расхода химических реагентов; порядок списания химических реагентов; стандарты, технический регламент, руководства (инструкции), устанавливающие требования к формированию отчетности по производственной деятельности в области добычи углеводородного сырья	Анализировать предоставляемую в рамках отчетности информацию; формировать отчеты по использованию химических реагентов; пользоваться специализированными программными продуктами	Подготовка отчетности по производственной деятельности в области добычи углеводородного сырья; формирование отчетов по использованию оборудования по добыче углеводородного сырья; ведение отчетности по технологическим потерям углеводородного сырья при добыче в соответствии с принятой схемой и технологией разработки; подготовка отчетной информации о выполнении мероприятий по предписанию органов государственного надзора

2. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Применяемые технологии обучения:

- в очной, заочной и очно-заочной форме- лекция визуализации в PowerPoint в диалоговом режиме; лекция визуализации в PowerPoint в диалоговом режиме с элементами дискуссии;
- с применением дистанционных технологий - освоение обучающимися дисциплины осуществляется на лекционных и практических занятиях, в процессе самостоятельной подготовки. В рамках используется дисциплины изучения система поддержки учебного процесса Edision, в которой размещены электронные учебно-методические комплексы (ЭУМК), разработанные преподавателями ТИУ; в состав ЭУМК входят: лекционные материалы (презентации, конспекты лекций, электронные учебники), контрольно-измерительные материалы (тестовые задания).

Перечень лекционных занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Основные понятия, термины и сокращения Исходные геолого-промысловые данные, необходимые при проектировании разработки месторождения	1
2	Распределение пластового давления по глубине залежи, не затронутой разработкой	1
3	Аномальное пластовое давление Характер распределения температуры по глубине	1
4	Типы залежей	1
5	Комплексное изучение нефтегазовых объектов на различных этапах и стадиях геологоразведочных работ и разработки	1
6	Классификация запасов нефти и газа	1
7	Градации месторождений (залежей) нефти и газа по величине извлекаемых запасов	1
8	Оценка запасов нефтяных месторождений Характеристика месторождений (залежей) по фазовому состоянию	1
ИТОГО:		8

Перечень практических занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Оценка пластового давления в залежи не затронутой разработкой	1
2	Оценка аномальности пластового давления	1
3	Оценка распределения температуры по глубине	1
4	Оценка запасов нефти в залежи	3
ИТОГО:		6

Перечень тем самостоятельной работы

№ п/п	Содержание и вид работ	Трудоемкость (час.)
1	Изучение действующей классификации запасов нефти и газа	6
2	Определение типов залежей	2
3	Расчет геотермической ступени	2
4	Расчет геотермического градиента	2
5	Изучение понятия проницаемости	2
ИТОГО:		14

3. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

3.1 Для оценки качества освоения дисциплины применяется текущий контроль, промежуточная аттестация.

Формой текущего контроля является оценка выполнения практических занятий и самоконтроль при выполнении самостоятельных работ.

Для оценки освоения дисциплины проводится промежуточная аттестация. Формой промежуточной аттестации является зачет, проводимый в форме тестирования.

3.2 Оценочные материалы промежуточной аттестации:

Дисциплина предусматривает изучение теоретической и практической части, выполнение практических заданий и промежуточная аттестация. По итогам выполнения всех видов работ выставляется зачет.

Вид работ	Баллы
Выполнение практических заданий	5-10 баллов за каждое задание
Выполнение конспектов лекций	Итого: максимум 30 баллов
Тест	30
Итого:	До 40
	100

Задания для выполнения практических работ: (проверяемые компетенции ПК-1, ПК-4)

Практическая работа 1. Оценка пластового давления в залежи не затронутой разработкой.

Рассмотрим следующий случай, была пробурена только скважина номер 2. Ее забой находится в нефтеносной части пласта, т.е. в диапазоне глубин от $h_{\text{гнм}}$ до $H_{\text{гнм}}$ на глубине h_z . Известно давление P_z , замеренное на забое этой скважины в ходе испытаний. Уровень ГНК будет отчетливо виден на каротажной диаграмме, однако уровень ВНК, виден не будет, поскольку он находится ниже. Определить на какой глубине находится уровень ВНК в залежи. Атмосферное давление $P_{\text{атм}}=101325$ Па. Ускорение

свободного падения $g=9,8 \text{ м/с}^2$. Плотность пластовой воды $\rho_{\text{пл.в.}} = 1000 \text{ кг/м}^3$. Плотность нефти $\rho_n = 865 \text{ кг/м}^3$.

Исходные данные к упражнению.

Вариант	$P_n, \text{Па}$	$h_n, \text{м}$
1	14867475	1500
2	15187935	1530
3	15508395	1560
4	15828855	1590
5	16149315	1620
6	16469775	1650
7	16790235	1680
8	17110695	1710
9	17431155	1740
10	17751615	1770

Практическая работа 2. Оценка аномальности пластового давления.

Рассчитать значение аномального отклонения гидростатического давления C . Сделать вывод является ли давление в залежи аномально высоким, аномально низким или соответствует нормальному гидростатическому. Атмосферное давление $P_{\text{атм}}=101325 \text{ Па}$. Ускорение свободного падения $g=9,8 \text{ м/с}^2$. Плотность пластовой воды $\rho_{\text{пл.в.}} = 1000 \text{ кг/м}^3$. Плотность нефти $\rho_n = 865 \text{ кг/м}^3$.

Исходные данные к упражнению

Вариант	$P_n, \text{Па}$	$H_{\text{пл.в.}}, \text{м}$	$h_n, \text{м}$
1	13171785	1300	1280
2	12677015	1350	1320
3	13782245	1400	1360
4	13637475	1450	1400
5	14442705	1500	1440
6	14527935	1550	1480
7	15343165	1600	1520
8	15378395	1650	1560
9	16233625	1700	1600
10	16108855	1750	1640

Практическая работа 3. Оценка распределения температуры по глубине.

Рассчитать величину геотермической ступени и температуру на глубине 1000, 1200 и 1400 м.

Исходные данные к упражнению

Вариант	h – глубина замера, м	T_h – температура на глубине h , °C	$t_{\text{ср.п.}}$ – среднегодовая температура на поверхности, °C
1	500	15,1	0
2	500	20,5	5
3	500	21	6
4	500	8	-7
5	500	11	-4
6	500	9,3	-6
7	500	7	-8
8	500	13	-2
9	500	17	2
10	500	19	4

Практическая работа 4. Оценка запасов нефти в залежи.

Определить объем нефти с растворенным в ней газом в пластовых условиях и объем нефти этого же месторождения приведенного к пластовым условиям после дегазации.

Исходные данные к упражнению

Вариант	Месторождение / тип залежей	Год открытия / ввода в разработку	Глубина залегания, м	S_n , %	F , м ²	$h_{\text{эф}}$, м	$m_{\text{гн}}$, %	$I_{\text{гн}}$, м ² /м ³
1	Самолетское / Н, ГН, Г	1965 / 1969	1670-2200	10	59259259	250	24	1,4
2	Ромашинское / Н	1943 / 1952	750-1765	12	42319749	500	14,5	1,6
3	Приобское / Н	1982 / 1989	2300-3250	14	29531192	450	17,5	1,4
4	Литторское / НГК, Н	1964 / 1978	2050-2105	15	280112044	35	24	1,5
5	Федоровское / Н, НГ	1971 / 1973	2300-2800	13	34345377	240	25,1	1,5
6	Мамонтовое / Н	1965 / 1970	1920-2470	12	36475869	180	22,5	1,3
7	Туймазинское / Н	1937 / 1945	1100-1680	14	9804822	275	20,7	1,4
8	Арланское / Н	1954 / 1958	930-1300	15	14939309	150	21	1,2
9	Покосовское / Н	1972 / 1978	2580-2740	20	26785714	70	18	1,5
10	Комсомольское / Н, НГК	1966 / 1989	1220-2781	16	1677018	230	25	1,6

Примечание. Тип залежей: Н – нефтяная; ГН – газонефтяная; Г – газовая; НГК – нефтегазоконденсатная

Вопросы к зачету по дисциплине:

(проверяемые компетенции ПК-1, ПК-4)

1. Разработка нефтяных и газовых месторождений это...

- а) комплекс мер и мероприятий, направленных на извлечение из залежи всех геологических запасов нефти, газа, конденсата и получение наивысшей прибыли для компании недропользователя
- б) процесс подъема нефти и газа от забоя до устья скважины по насосно-компрессорным трубам (НКТ)
- в) комплекс мер и мероприятий, направленных на извлечение из залежи максимально возможного количества углеводородов и содержащихся в них сопутствующих компонентов при выполнении условий экономической целесообразности для пользователя недр и

государства

г) процесс фильтрации пластовых флюидов в пласте к забоям добывающих скважин, а также их подъем от забоя до устья по насосно-компрессорным трубам (НКТ);

д) нет правильного ответа

2. Заглубь углеводородов это ...

а) геологическое тело относительно однородного состава, ограниченное практически параллельными поверхностями — подошвой и кровлей

б) естественное единичное скопление жидких и газообразных углеводородов в ловушке, образованной породой коллектором под покрывкой из непроницаемых пород

в) совокупность пластов насыщенных углеводородами, приуроченных к одной или нескольким ловушкам, контролируемым единым структурным элементом и расположенным на одной локальной площади

г) емкость в недрах Земли, полностью заполненная углеводородным сырьем, представляющая промышленный интерес для разработки

д) нет правильного ответа

3. Ловушками нефти и газа называются ...

а) геологическое тело относительно однородного состава, характеризующийся сходными стратиграфическими и литологическими свойствами, для которого допустимы зональная и вертикальная формы неоднородности, ограниченное практически параллельными поверхностями — кровлей и подошвой

б) часть пласта, в интервале его общей толщины, ограниченной сверху и снизу другими слоями отличающимися фильтрационно-емкостными и другими физическими свойствами

в) части природных резервуаров, в которых благодаря различного рода структурным дислокациям, стратиграфическому или литологическому ограничению, а также тектоническому экранированию создаются условия для скопления нефти и газа

г) емкость в недрах Земли, полностью заполненная углеводородным сырьем, представляющая промышленный интерес для разработки

д) нет правильного ответа

4. Стратиграфия это ...

а) наука об определении относительного геологического возраста слоистых осадочных и вулканогенных горных пород, расчленении толщ пород и корреляции различных геологических образований

б) геологический процесс, в котором изучается структура (строение) твердой оболочки Земли — земной коры — её тектоносфера (литосфера + астеносфера), а также истории движений, изменяющих эту структуру

в) твердая оболочка Земли, состоит из земной коры и верхней части мантии, до астеносферы, где скорости сейсмических волн понижаются, свидетельствуя об изменении пластичности пород

г) нет правильного ответа

5. Тектоника это ...

а) геологический процесс, в котором изучается структура (строение) твердой оболочки Земли — земной коры — её тектоносфера (литосфера + астеносфера), а также истории движений, изменяющих эту структуру

б) наука об определении относительного геологического возраста слоистых осадочных и вулканогенных горных пород, расчленении толщ пород и корреляции различных геологических образований

в) твердая оболочка Земли, состоит из земной коры и верхней части мантии, до астеносферы, где скорости сейсмических волн понижаются, свидетельствуя об изменении пластичности пород

г) нет правильного ответа

6. Литосфера это ...

а) твердая оболочка Земли, состоит из земной коры и верхней части мантии, до астеносферы, где скорости сейсмических волн понижаются, свидетельствуя об изменении пластичности пород

б) геологический процесс, в котором изучается структура (строение) твердой оболочки Земли — земной коры — её тектоносфера (литосфера + астеносфера), а также истории движений, изменяющих эту структуру

в) наука об определении относительного геологического возраста слоистых осадочных и вулканогенных горных пород, расчленении толщ пород и корреляции различных геологических образований

г) нет правильного ответа

7. Астеносфера это ...

а) слой в верхней мантии планеты (в частности, Земли), более пластична, чем соседние слои

б) твердая оболочка Земли, состоит из земной коры и верхней части мантии, где скорости сейсмических волн понижаются, свидетельствуя об изменении пластичности пород

в) часть пласта, в интервале его общей толщины, ограниченной сверху и снизу другими слоями отличающимися фильтрационно-емкостными и другими физическими свойствами

г) нет правильного ответа

8. Литология это ...

- а) наука, изучающая состав, структуру и происхождение осадочных горных пород и закономерности их распространения
- б) наука об определении относительного геологического возраста слоистых осадочных и вулканогенных горных пород, расчленении толщ пород и корреляции различных геологических образований
- в) твердая оболочка Земли, состоит из земной коры и верхней части мантии, до астеносферы, где скорости сейсмических волн понижаются, свидетельствуя об изменении пластичности пород
- г) нет правильного ответа

9. В результате чего образовались осадочные породы?

- а) образовались в результате застывания и кристаллизации на поверхности Земли или в ее недрах силикатного расплава – магмы
- б) образовались в результате изменения осадочных или изверженных пород при метаморфизме (влияние температур, давлений и химических воздействий) с полным или значительным изменением минералогического состава, структуры и текстуры
- в) образовались в результате осадения органических и неорганических веществ на дне водных бассейнов и на поверхности Земли с последующим их уплотнением и изменением
- г) нет правильного ответа

10. Зёрна какого размера, согласно российской гранулометрической классификации терригенных пород, относятся к пескам и песчаникам?

- а) от 0,01 до 5 мм;
- б) от 0,05 до 2 мм;
- в) от 0,1 до 1 мм;
- г) от 0,001 до 0,05 мм;
- д) нет правильного ответа.

11. За счет чего образуются терригенные отложения?

- а) за счет накопления останков животных организмов;
- б) за счет побочных продуктов жизнедеятельности организмов, а именно микроорганизмов, в том числе разнообразных бактерий;
- в) за счет выпадения в областях смешивания вод разного состава, например в местах впадения рек в моря;
- г) за счет накопления обломочного материала (гравия, песка, глины и др.) – продуктов разрушения ранее существовавших горных пород;
- д) нет правильного ответа.

12. Осажденные осадки биогенного происхождения

представляют собой:

- а) породы состоящие из останков животных организмов, основной объем которых, образуется в морях. По составу среди них преобладают известняки, образующиеся в основном из останков морских организмов, сложенных карбонатом кальция $[CaCO_3]$, т.е. кальцит].
- б) породы образовавшиеся в результате жизни живых организмов, но не из их скелетов, а как побочный продукт жизнедеятельности, т.е. микроорганизмы, в том числе разнообразные бактерии;
- в) породы образовавшиеся прямо из вод бассейна в результате взаимодействия растворенных веществ или при испарении воды.
- г) нет правильного ответа.

13. Осажденные осадки биохемогенного происхождения

представляют собой:

- а) породы состоящие из останков животных организмов, основной объем которых, образуется в морях. По составу среди них преобладают известняки, образующиеся в основном из останков морских организмов, сложенных карбонатом кальция $[CaCO_3]$, т.е. кальцит].
- б) породы образовавшиеся в результате жизни живых организмов, но не из их скелетов, а как побочный продукт жизнедеятельности, т.е. микроорганизмы, в том числе разнообразные бактерии;
- в) породы образовавшиеся прямо из вод бассейна в результате взаимодействия растворенных веществ или при испарении воды.
- г) нет правильного ответа.

14. Осажденные осадки хемогенного происхождения

представляют собой:

- а) породы состоящие из останков животных организмов, основной объем которых, образуется в морях. По составу среди них преобладают известняки, образующиеся в основном из останков морских организмов, сложенных карбонатом кальция $[CaCO_3]$, т.е. кальцит].
- б) породы образовавшиеся в результате жизни живых организмов, но не из их скелетов, а как побочный продукт жизнедеятельности, т.е. микроорганизмы, в том числе разнообразные бактерии
- в) породы образовавшиеся прямо из вод бассейна в результате взаимодействия растворенных веществ или при испарении воды
- г) нет правильного ответа

15. К карбонатным породам относятся:

- а) известняки и песчаники
- б) доломиты и алевроиты
- в) алевролиты и аргиллиты

- г) доломиты и известняки
- д) нет правильного ответа

16. На какие группы подразделяют осадочные осадки?

- а) биогенные, биохомогенные и терригенные
- б) органогенные, биохомогенные и хомогенные
- в) биогенные, обломочные и хомогенные
- г) нет правильного ответа

17. Осадочные горные породы по условиям накопления выделяют на какие две основные группы?

- а) осадочные и биогенные
- б) обломочные и терригенные
- в) осадочные и терригенные
- г) осадочные и хомогенные
- д) нет правильного ответа

18. Что такое пористость?

- а) это отношение объема всех пустот в горной породе заполненных углеводородами, к суммарному объему всех пустот
- б) это способность горной породы пропускать через себя пластовые флюиды под действием перепада давления
- в) это наличие в горной породе пустот (пор, трещин, каверн)
- г) это количественное (массовое) содержание в ней частиц различного размера
- д) нет правильного ответа

19. В чем измеряется пористость?

- а) в m^2/c
- б) в m^3
- в) в m^2
- г) в долях единиц или процентах
- д) нет правильного ответа

20. Что такое абсолютная проницаемость?

- а) это отношение эффективной проницаемости к фазовой
- б) это проницаемость пористой среды по отношению к одной из нескольких одновременно фильтрующихся фаз
- в) это проницаемость пористой среды при фильтрации через нее жидкости или газа при условии, что данный образец насыщен только этой фазой
- г) нет правильного ответа

21. Что такое фазовая проницаемость?

- а) это отношение абсолютной проницаемости к эффективной

- б) это проницаемость пористой среды по отношению к одной из нескольких одновременно фильтрующихся фаз

- в) это проницаемость пористой среды при фильтрации через нее жидкости или газа при условии, что данный образец насыщен только этой фазой
- г) нет правильного ответа

22. Что такое проницаемость?

- а) это способность горной породы расширяться за счет снижения пластового давления
- б) это способность горной породы, вмещать и содержать в себе пластовые флюиды
- в) это фильтрационное свойство горных пород, пропускать через себя жидкости или газа под действием перепада давления
- г) нет правильного ответа

23. От чего зависит величина фазовой проницаемости?

- а) от пористости
- б) от величины насыщения пористой среды другими флюидами
- в) от размера зерен слагающих горную породу
- г) нет правильного ответа

24. Что такое относительная проницаемость?

- а) это отношение абсолютной проницаемости к эффективной
- б) это проницаемость пористой среды по отношению к одной из нескольких одновременно фильтрующихся фаз
- в) это проницаемость пористой среды при фильтрации через нее жидкости или газа при условии, что данный образец насыщен только этой фазой
- г) нет правильного ответа

25. Что такое эффективная мощность пласта?

- а) это весь нефтегазонасыщенный интервал, включая глинистые низкопроницаемые прослои
- б) это суммарная толщина всех продуктивных нефтенасыщенных песчаных слоев вскрываемых скважиной
- в) это толщина водонасыщенных слоев
- г) это толщина пласта включая глинистые непроницаемые прослои
- д) нет правильного ответа

26. Коэффициент песчанистости это ...

- а) весь нефтегазонасыщенный интервал, включая глинистые низкопроницаемые прослои
- б) суммарная толщина всех продуктивных нефтенасыщенных

песчаных слоев вскрываемых скважиной

- в) отношение суммарной толщины песчаников к общей толщине пород, слагающих продуктивный горизонт
- г) толщина пласта включая глинистые непроницаемые прослои
- д) отношение общей толщины пласта к суммарной толщине песчаников
- д) нет правильного ответа

27. **Расчлененность** это ...

- а) весь нефтегазонасыщенный интервал, включая глинистые низкопроницаемые прослои
- б) суммарная толщина всех продуктивных нефтенасыщенных песчаных слоев вскрываемых скважиной
- в) отношение суммарной толщины песчаников к общей толщине пород, слагающих продуктивный горизонт
- г) толщина пласта включая глинистые непроницаемые прослои
- д) отношение суммарного числа песчаных пластов и пропластков, вскрытых скважинами, к общему числу пробуренных скважин
- е) нет правильного ответа

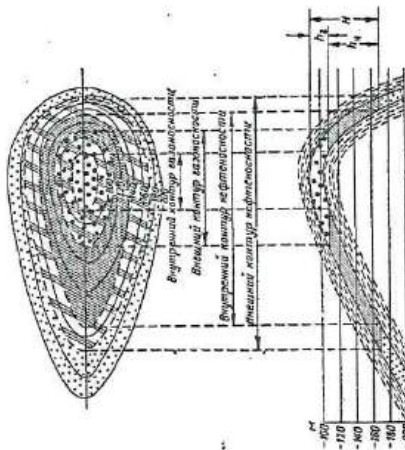
28. **Геотермическая ступень** это ...

- а) количество метров погружения в глубину Земли, соответствующее повышению температуры на 1°C
- б) приrost температуры горных пород на каждые 100 м углубления от зоны постоянной положительной температуры, обычно находится в диапазоне от 1,8 до $3,7^{\circ}\text{C}$
- в) параметр описывающий степень гидродинамического несовершенства вскрытия скважиной продуктивного пласта
- г) нет правильного ответа

29. **Геотермический градиент** это ...

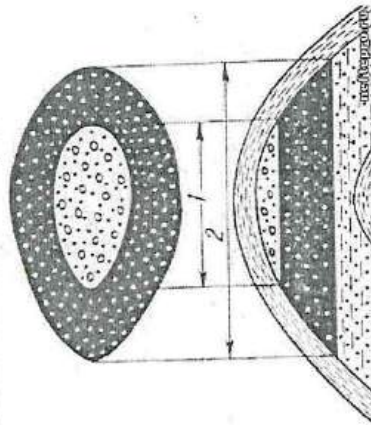
- а) количество метров погружения в глубину Земли, соответствующее повышению температуры на 1°C
- б) приrost температуры горных пород на каждые 100 м углубления от зоны постоянной положительной температуры, обычно находится в диапазоне от 1,8 до $3,7^{\circ}\text{C}$
- в) параметр описывающий степень гидродинамического несовершенства вскрытия скважиной продуктивного пласта
- г) нет правильного ответа

30. Какой тип залежи представлен на этом рисунке?



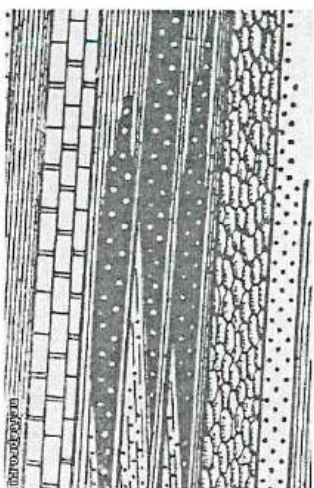
- а) пластово-сводовый
- б) массивной
- в) литологически экранированной
- г) нет правильного ответа

31. Какой тип залежи представлен на этом рисунке?



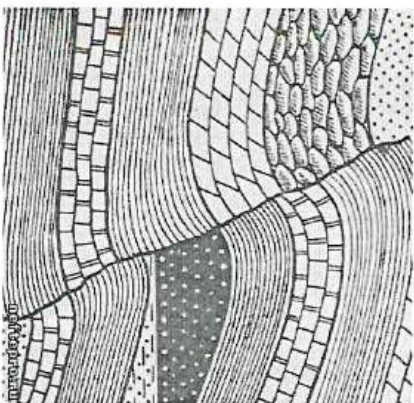
- а) пластово-сводовый
- б) массивной
- в) литологически экранированной
- г) нет правильного ответа

32. Какой тип залежи представлен на этом рисунке?



- а) пластово-сводовый
- б) массивной
- в) литологически экранированной
- г) нет правильного ответа

33. Какой тип залежи представлен на этом рисунке?



- а) пластово-сводовый
- б) массивной
- в) тектонически экранированной
- г) нет правильного ответа

34. НИЗ это ...

- а) объем нефти и газа извлечение которых возможно при эффективном использовании современных технических средств и технологий добычи с учетом технологического прогресса
- б) объем нефти и газа не участвующих в процессах фильтрации при существующих технологиях добычи
- в) объем углеводородного сырья извлечение которого при существующих технологиях экономически нерентабельно даже при

эффективном использовании современных технологий добычи

г) нет правильного ответа

35. Недвижные запасы это ...

- а) объем нефти и газа извлечение которых возможно при эффективном использовании современных технических средств и технологий добычи с учетом технологического прогресса
- б) объем нефти и газа не участвующих в процессах фильтрации при существующих технологиях добычи
- в) объем углеводородного сырья извлечение которого при существующих технологиях экономически нерентабельно даже при эффективном использовании современных технологий добычи
- г) нет правильного ответа

36. Экономически нерентабельные запасы это ...

- а) объем нефти и газа извлечение которых возможно при эффективном использовании современных технических средств и технологий добычи с учетом технологического прогресса
- б) объем нефти и газа не участвующих в процессах фильтрации при существующих технологиях добычи
- в) объем углеводородного сырья извлечение которого при существующих технологиях экономически нерентабельно даже при эффективном использовании современных технологий добычи
- г) нет правильного ответа

37. Согласно градации месторождений нефти и газа по величине извлекаемых запасов к уникальным относятся ...

- а) содержащие более 300 млн. тонн нефти или более 300 млрд. куб. метров газа
- б) содержащие от 30 до 300 млн.тонн нефти или от 30 до 300 млрд. куб. метров газа
- в) содержащие от 5 до 30 млн.тонн нефти или от 5 до 30 млрд. куб. метров газа
- г) нет правильного ответа

38. Согласно градации месторождений нефти и газа по величине извлекаемых запасов к крупным относятся ...

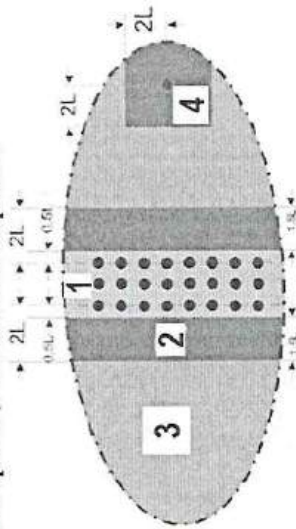
- а) содержащие более 300 млн. тонн нефти или более 300 млрд. куб. метров газа
- б) содержащие от 30 до 300 млн.тонн нефти или от 30 до 300 млрд. куб. метров газа
- в) содержащие от 5 до 30 млн.тонн нефти или от 5 до 30 млрд. куб. метров газа

г) нет правильного ответа

39. Согласно градации месторождений нефти и газа по величине извлекаемых запасов к средним относятся ...

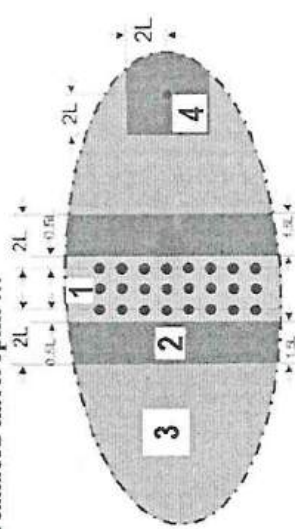
- а) содержащие более 300 млн. тонн нефти или более 300 млрд. куб. метров газа
- б) содержащие от 30 до 300 млн. тонн нефти или от 30 до 300 млрд. куб. метров газа
- в) содержащие от 5 до 30 млн. тонн нефти или от 5 до 30 млрд. куб. метров газа
- г) нет правильного ответа

40. На рисунке представленном ниже под цифрой один обозначена граница запасов категории ...



- а) А
- б) В1
- в) В2
- г) С1
- д) С2

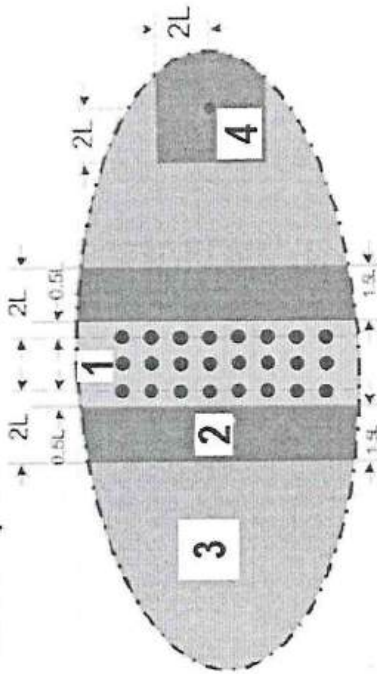
41. На рисунке представленном ниже под цифрой 2 обозначена граница запасов категории ...



- а) А
- б) В1

- в) В2
- г) С1
- д) С2

42. На рисунке представленном ниже под цифрой 3 обозначена граница запасов категории ...



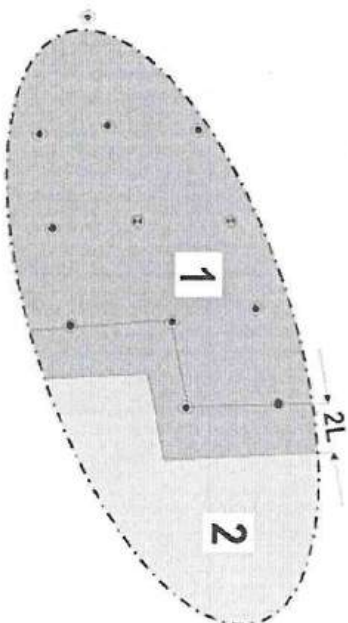
- а) А
- б) В1
- в) В2
- г) С1
- д) С2

43. Запасы категории А это ...

- а) выделяются и подсчитываются в залежах или их частях, разбуренных эксплуатационной сеткой скважин и разрабатываемых в соответствии с утвержденным в установленном порядке проектным документом на разработку месторождения (технологической схемой разработки или дополнением к ней; технологическим проектом разработки или дополнением к нему)
- б) выделяются и подсчитываются в залежах или их частях, не разбуренных эксплуатационными скважинами, разработка которых планируется в соответствии с утвержденным проектным документом (технологической схемой разработки или дополнением к ней, технологическим проектом разработки или дополнением к нему)
- в) выделяются и подсчитываются на неизученных частях залежей разрабатываемых месторождений, не разбуренных эксплуатационными скважинами, разработка которых проектируется в соответствии с утвержденным проектным документом (технологической схемой разработки или дополнением к ней; технологическим проектом разработки или дополнением к нему)

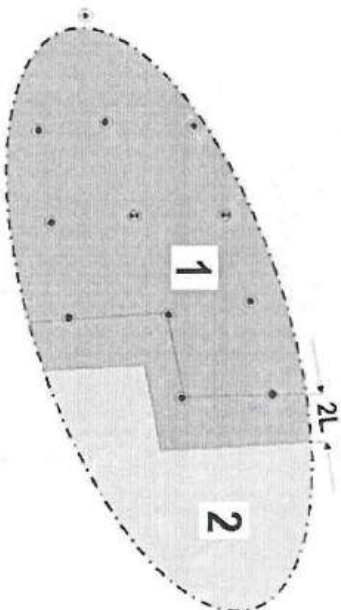
г) нет правильного ответа

44. На рисунке представленном ниже под цифрой 1 обозначена граница запасов категории ...



- а) А
- б) В1
- в) В2
- г) С1
- д) С2

45. На рисунке представленном ниже под цифрой 2 обозначена граница запасов категории ...



- а) А
- б) В1
- в) В2
- г) С1
- д) С2

46. Запасы залежей разбуренных эксплуатационной сеткой скважин и разрабатываемых в соответствии с утвержденным в установленном порядке проектным документом на разработку месторождения относятся к категории ...

- а) А
- б) В1
- в) В2
- г) С1
- д) С2

47. По какой формуле определяется объем нефти в пласте с растворенным в ней газом в пластовых условиях? (F – площадь залежи, m^2 ; h_{zf} – эффективная нефтенасыщенная мощность, m ; m_{om} – коэффициент открытой пористости, д.е.; S_g – насыщенность остаточной водой, д.е.)

- а) $V_{n,пл} = F \cdot h_{zf} \cdot m_{ог} \cdot (1 - S_g) \cdot B_{об}$
- б) $V_{n,пл} = F \cdot h_{zf} \cdot m_{ог} \cdot (1 + S_g)$
- в) $V_{n,пл} = F \cdot h_{zf} \cdot S_g \cdot (1 - m_{ог})$
- г) $V_{n,пл} = F \cdot h_{zf} \cdot S_g \cdot (1 + m_{ог})$
- д) нет правильного ответа

48. По какой формуле определяется объем нефти в пласте приведенный к поверхностным условиям? (F – площадь залежи, m^2 ; h_{zf} – эффективная нефтенасыщенная мощность, m ; m_{om} – коэффициент открытой пористости, д.е.; S_g – насыщенность остаточной водой, д.е.)

- а) $V_{n,пов} = V_{зал} \cdot m_{ог} \cdot (1 - S_g) \cdot B_{об}$
- б) $V_{n,пов} = V_{зал} \cdot m_{ог} \cdot (1 + S_g) / B_{об}$
- в) $V_{n,пов} = V_{зал} \cdot S_g \cdot (1 - m_{ог}) / B_{об}$
- г) $V_{n,пов} = V_{зал} \cdot S_g \cdot (1 + m_{ог}) / B_{об}$
- д) нет правильного ответа

49. Что такое объемный коэффициент пластовой нефти и что он показывает?

а) Это отношение объема нефти в пластовых условиях к объему этой же нефти в поверхностных условиях. Объемный коэффициент пластовой нефти показывает, какой объем в пластовых условиях занимает 1 m^3 дегазированной нефти

б) Это отношение объема нефти в поверхностных условиях к объему этой же нефти в пластовых условиях. Объемный коэффициент пластовой нефти показывает, какой объем в поверхностных условиях занимает 1 m^3 нефти в пластовых условиях

в) Это отношение объема нефти в поверхностных условиях к объему

этой же нефти в пластовых условиях. Объемный коэффициент пластовой нефти показывает, какой объем в пластовых условиях занимает 1 м³ нефти

г) нет правильного ответа

50. Пласт это ...

а) геологическое тело относительно однородного состава, ограниченное практически параллельными поверхностями – подошвой и кровлей

б) естественное единичное скопление жидких и газообразных углеводородов в недрах Земли, заполняющее ловушку полностью или частично

в) совокупность пластов насыщенных углеводородами, приуроченных к одной или нескольким ловушкам, контролируемым единым структурным элементом и расположенным на одной локальной площади

г) емкость в недрах Земли, полностью заполненная углеводородным сырьем, представляющая промышленный интерес для разработки

д) нет правильного ответа

Ответы:

вопрос	ответ	вопрос	ответ	вопрос	ответ	вопрос	ответ
1	В	14	В	27	Д	40	А
2	Б	15	Г	28	А	41	Б
3	В	16	Б	29	Б	42	В
4	А	17	В	30	А	43	А
5	А	18	В	31	Б	44	Г
6	А	19	Г	32	В	45	Д
7	А	20	В	33	В	46	А
8	А	21	Б	34	А	47	А
9	В	22	В	35	Б	48	Д
10	Б	23	Б	36	В	49	А
11	Г	24	А	37	А	50	А
12	А	25	Б	38	Б		
13	Б	26	В	39	В		

Критерии оценивания

Оценка	Критерии оценки
5 (отлично)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - последовательно, четко, связно, обоснованно и безошибочно излагает учебный материал; дает ответ в логической последовательности с использованием принятой терминологии; - За выполнение практической работы: - уверенно и безошибочно применяет полученные знания в решении поставленных задач, - выполнил работу в рациональной последовательности и

	полном объеме; - самостоятельно выбрал и подготовил средства и методику для выполнения задания.
4 (хорошо)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - ответ не удовлетворяет основным требованиям к ответу на оценку «5», но имеются затруднения при решении вопросов в новой ситуации: слушатель допускает 1-2 недочета и может их исправить самостоятельно или с небольшой помощью преподавателя. За выполнение практической работы: - слушатель выполнил требования к оценке 5 (отлично), но работа выполнена в не рациональной последовательности и/или допущены 2-3 недочета.
3 (удовлетворительно)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - в ответах в ходе собеседования имеются отдельные пробы в усвоении учебного материала образовательной программы: слушатель допустил не более одной ошибки и двух недочетов. За выполнение практических работ: - слушатель выполнил практическую задачу не полностью, но объем выполненной части таков, что в основном позволяет получить правильные результаты и выводы, допущено не более 1 ошибки и 2-х недочетов.
2 (неудовлетворительно)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - не овладел основными знаниями и умениями в соответствии с требованиями программ и допустил больше ошибок и недочетов, чем необходимо для оценки 3 (удовлетворительно), не может ответить ни на один из поставленных вопросов. За выполнение практической работы: - слушатель не выполнил работу или объем выполненной части работы не позволяет сделать правильных выводов. все или большинство сформированных ответов не подтверждают контрольные цифры.

Слушатель освоил дисциплину и получает

«Зачет», если правильно ответил от 61% до 100% тестовых заданий;
«Незачет», если слушатель ответил менее чем на 61% тестовых заданий.

3.3 Учебно-методические материалы

Основная литература

1. Янусян, Арам Погосович. Разработка нефтяных месторождений: учебное пособие / А. П. Янусян; ТИУ. - Тюмень: ТИУ, 2020. - 80 с.
2. Батурин, Юрий Ефремович. Проектирование и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений Западной Сибири: научное издание. Кн. 2. Разработка месторождений / Ю. Е. Батурин; ТИУ. - Тюмень: ТИУ, 2016. - 205 с.
3. Желтов, Юрий Петрович. Разработка нефтяных месторождений: учебник для студентов вузов, обучающихся по специальности "Разработка

- и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений". / Ю. П. Желтов. - 2-е изд., перераб. и доп. - Москва: Недра, 1998. - 366 с
4. Лисовский Н.Н., Иванова М.М., Базив В.Ф., Малогин В.М. Совершенствование разработки нефтяных месторождений в четвертой стадии // ВЕСТНИК ЦКР Роснедра. - 2008. - №1. - С.9-11.
2. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи / Под ред. У. Лайонза и Г.Плизга - Пер. с англ. - СПб.: Профессия, 2009. - 952 с.
3. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / Перевод с английского. - М.: ООО «Премимум Инжиниринг», 2009 - 570 с.
4. В.С. Бойко. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. - М., Недра, 1990. - 426 с.
5. Ю.П. Желтов Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов. - 2-е изд., перераб. И доп. - М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. - 365 с.
6. Уолш М., Дейк Л. Первичные методы разработки месторождений углеводородов. - Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. - 672 с.
7. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль за разработкой месторождений углеводородов. - М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. - 780 с.
8. Кудинков В.И. Основы нефтегазопромышленного дела. - Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Удмуртский госуниверситет, 2008. - 720 с.
9. Симкин Э.М., Кузнецов О.Л. Лекции по разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. - М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2008. - 232 с.
10. Фергль У.Х. Аномальные пластовые давления: Пер. с англ. - М., Недра, 1980. - 398 с. - Пер. изд., Нидерланды 1976.
11. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. Москва 2010. - 60 с.
12. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки. Москва 2010. - 16 с.
13. Деева Т.А., Камарудинов М.Р., Кулагина Т.Е., Шевелев П.В. Современные методы разработки месторождений на поздних стадиях. Томск 2006. 286 с.

14. Мулявин С.Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений. Учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. - 215с.

15. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов (2013) / Выпускающий редактор А.Н. Шабанов Корректор Т.Н. Гурьева Верстка Л.К. Баранова. Москва 2016

Дополнительная литература

1. Телков А.П., Грачев С.И., Гаврилов Е.И. и др. Пространственная фильтрация и прикладные задачи разработки нефтегазоконденсатных месторождений и нефтегазодобычи. - Тюмень: ООО НИПИКВС-Т, 2001. - 460 с.
2. Курамшин Р.М., Мулявин С.Ф., Нефедова В.П. и др. Уточнение геологической модели и анализ выработки запасов Пограничного месторождения: ООО «Опцион-ТМ Холдинг», 2009 - 198 с.

ОРГАНИЗАЦИОННО-ПЕДАГОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ДИСЦИПЛИНЫ

4.1 Материально-технические условия

Наименование специализированных учебных помещений	Вид занятий	Наименование оборудования, программного обеспечения
Компьютерный класс	Лекции, практические задания	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.2 Условия для функционирования электронно-образовательной среды

Электронные информационные ресурсы	Вид занятий	Наименование оборудования
Система поддержки учебного процесса Edison	Лекции, практические задания, промежуточная аттестация	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.3 Базы данных, информационно-справочные и поисковые системы, электронные каталоги

1. БС «Издательства Лань» / Режим доступа: <http://e.lanbook.com>

2. ЭБС «Электронного издательства ЮРАИТ» /Режим доступа: www.biblio-online.ru»
3. Собственная полнотекстовая база (ПБД) БИК ТИУ - / Режим доступа: <http://e.lanbook.com>
4. Научная электронная библиотека «eLIBRARY.RU» / Режим доступа: <http://elibrary.ru/>
5. ЭБС «IPRbooks» / Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/>
6. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина / Режим доступа: <http://elib.gubkin.ru/>
7. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГНТУ (г. Уфа) / Режим доступа: <http://bibl.rusoil.net>
8. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГТУ (г. Ухта) / Режим доступа: <http://lb.ugtu.net/books>
9. ЭБС «Проспект» / Режим доступа: <http://ebs.prospekt.org>
10. ЭБС «Консультант студент» / Режим доступа: <http://www.studentlibrary.ru>

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО И ДИСТАНЦИОННОГО ОБРАЗОВАНИЯ**

УТВЕРЖДАЮ

Директор

А.В. Медведев

«04»

06

2024 г.



РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

дисциплины «Подземная гидромеханика»

программы профессиональной переподготовки

«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Общая трудоемкость -40 часов

Лекции - 16 часов

Практические занятия – 12 часов

Самостоятельная работа – 12 часов

Рабочую программу разработал:
к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ



Колев Жеко Митков

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий кафедрой РЭНГМ
«04» 06 2024 г.



С.И. Грачев

Начальник отдела проектирования
образовательных программ ИДДО
«04» 06 2024 г.



Л.В. Скоморохова

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ДИСЦИПЛИНЫ

Содержание учебной дисциплины «Подземная гидромеханика» стимулирует будущих обучающихся к освоению и применению современной методологии моделирования пластовых систем, позволит сформировать теоретическое представление описания фильтрационных потоков в пласте уравнениями математической физики, привить практические навыки работы при решении инженерных задач.

Учебная дисциплина формирует профессиональные навыки анализа фильтрационных процессов в проницаемых средах, используемые в проектной деятельности. Программа курса ставит целью подготовить слушателя к решению сложных практических и теоретических задач проектирования и моделирования процессов разработки и эксплуатации месторождений углеводородов с использованием физико-математических методов, моделей. В содержании дисциплины существенный акцент сделан на прикладную подготовку. Данная дисциплина призвана сформировать у будущего специалиста системное восприятие пластовой системы как целостной, сложной и многоуровневой иерархически организованной системы.

Цель дисциплины – владение методами математического описания пластовых процессов при изменении флюидонасыщающих характеристик коллектора; создание цифровой трехмерной модели пласта и ее вариаций.

В ходе достижения цели решаются следующие основные задачи:

- 1) Изучение законов фильтрации;
- 2) Вывод основных уравнений фильтрации жидкости и газов в пористой среде;
- 3) Конечно-разностная аппроксимация систем дифференциальных уравнений в частных производных, описывающих фильтрацию пластового флюида;
- 4) Численное решение уравнений фильтрации.

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих результатов освоения (компетенций):

Профессиональные компетенции	В результате изучения дисциплины слушатели должны			Способ измерения образовательных результатов
	знать	уметь	иметь	
ПК-7 Способность выбирать и применять соответствующие методы моделирования физических, химических и технологических процессов	Основные законы и методы моделирования для целей исследовательской деятельности, общие базовые принципы, законы функционирования, проектирования, эксплуатации объектов профессиональной деятельности; организация мониторинга и контроля эксплуатации месторождения и скважин; анализ данных по эксплуатации и отказам оборудования по добыче углеводородного сырья; организация мониторинга и контроля эксплуатации месторождения и скважин	Разрабатывать и анализировать модели процессов, применять и выбирать модели функционирования, методы проектирования, правила эксплуатации объектов профессиональной деятельности; выявлять отклонения от нормальной работы оборудования по добыче углеводородного сырья; оценивать влияние на коэффициент продуктивности скважин; анализ различных процессов, происходящих в пласте, на коэффициент продуктивности добывающей скважины; порядок проведения мониторинга эксплуатации месторождения и скважин; порядок моделирования технологического процесса добычи углеводородного сырья; методы узлового анализа и анализа кривой падения добычи углеводородного сырья	Методами и средствами разработки, анализа моделей процессов, навыками технического и физического анализа информации о технологических процессах; влияние различных процессов, происходящих в пласте, на коэффициент продуктивности добывающей скважины;	Выполнение практической работы, зачет (в форме тестирования), самоконтроль при выполнении самостоятельной работы
ПК-8 Способность осуществлять сбор данных для выполнения работ по проектированию бурения скважин, добычи нефти и газа, промысловому контролю и регулированию	Методиками для предоставления обработки данных для составления отчетной документации; организация работ по формированию графиков ППР, ТОиР, ДО оборудования по добыче углеводородного	Осуществлять сбор, обработку, анализ и систематизацию информации по области выполнения работ; применять результаты диагностирования оборудования по добыче углеводородного сырья; координировать и	Какие данные необходимы для выполнения проектных работ, назначение, устройство и принцип действия оборудования по добыче углеводородного сырья; виды дефектов оборудования по	

извлечения углеводородов на суше и на море, трубопроводному транспорту нефти и газа, подземному хранению газа, хранению и сбыту нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов	сырьё, организация планирования подготовки оборудования по добыче углеводородного сырья к эксплуатации в осенне-зимний период и период весеннего паводка,	оптимально использовать имеющиеся ресурсы (неповесные, транспортные, материально-технические); читать технические регламенты, чертежи и техническую документацию общего и специального назначения	добыче углеводородного сырья и способы их устранения, отсечение стандарт, технические регламенты, руководства (инструкций), устанавливающие требования к эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья	
---	---	---	--	--

2. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Применяемые технологии обучения:

- в очной, заочной и очно-заочной форме- лекция визуализации в PowerPoint в диалоговом режиме; лекция визуализации в PowerPoint в диалоговом режиме с элементами дискуссии;

- с применением дистанционных технологий - освоение обучающимися дисциплины осуществляется на лекционных и практических занятиях, в процессе самостоятельной подготовки. В рамках используются дисциплины изучения система поддержки учебного процесса Eduson, в которой размещены электронные учебно-методические комплексы (ЭУМК), разработанные преподавателями ТИУ; в состав ЭУМК входят: лекционные материалы (презентации, конспекты лекций, электронные учебники), контрольно-измерительные материалы (тестовые задания).

Перечень лекционных занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Основные понятия и законы фильтрации нефти, газа и воды	2
2	Дифференциальные уравнения изотермической фильтрации флюидов в нефтяноносных пластах	3
3	Одномерные установившиеся потоки жидкости и газа в пористой среде	3
4	Теория двухфазной фильтрации несмешивающихся жидкостей	2
5	Основы теории фильтрации многофазных систем	3
6	Неизотермическая фильтрация	3
ИТОГО:		16

Перечень практических занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Расчет физических свойств пластовых флюидов и горючей породы	2
2	Решение задачи определения распределения давления при одномерном параллельном-параллельном потоке	2
3	Решение задачи определения распределения давления при одномерном плоско-радиальном потоке	2
4	Решение задачи Ваксера-Девреста	2
5	Построение двухфазной модели в гидродинамическом симуляторе	2
6	Построение трехфазной модели в гидродинамическом симуляторе	2
ИТОГО:		12

Перечень тем самостоятельной работы

№ п/п	Содержание и вид работ	Трудоемкость (час.)
1	Определение физических параметров реального газа	2
2	Задача плоской интерференции скважин	2
3	Профиль притока к перфорированной нефтяной скважине	2
4	Профиль притока к нефтяной скважине с открытой конструкцией забоя	2
5	Расчет гидравлических параметров стационарного потока газа	2
6	Численное решение уравнения пьезопроводности	2
ИТОГО:		12

3. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

3.1 Для оценки качества освоения дисциплины применяется текущий контроль, промежуточная аттестация.

Формой текущего контроля является оценка выполнения практических занятий и самоконтроль при выполнении самостоятельных работ.

Для оценки освоения дисциплины проводится промежуточная аттестация. Формой промежуточной аттестации является зачет, проводимый в форме тестирования.

3.2 Оценочные материалы промежуточной аттестации:

Дисциплина предусматривает изучение теоретической и практической части, выполнение практических заданий и промежуточная аттестация. По итогам выполнения всех видов работ выставляется зачет.

Вид работ	Баллы
Выполнение практических заданий	5-10 баллов за каждое задание
Итого: максимум 30 баллов	

Выполнение комплектов лекций	30
Тест	До 40
Итого:	100

Задания для выполнения практических работ:
(проверяемые компетенции ПК-7, ПК-8)

1. Рассчитать плотность нефти при различных термобарических условиях. Плотность нефти в стандартных условиях 800 кг/м³, сжимаемость нефти 10⁻⁹Па⁻¹.
2. Найти стационарное распределение давления при прямолинейном параллельном потоке жидкости между рядами нагнетательных и добывающих скважин в области (0;L) L=500м, p(0)=p_к=450 атм, p(L)=p_{заб}=150 атм.
3. Построить воронку депрессии при следующих данных
 $p(r_c = 0,1 м) = 100 \text{ атм,}$
 $p(r_c = 500 м) = 150 \text{ атм.}$
4. Решить задачу Баклеля-Леверетта при следующих исходных данных
 Длина пласта L=1000 м, Ширина пласта b = 500 м, Мощность пласта h = 10 м, Вязкость воды $\mu_w = 1 \text{ сП,}$ Вязкость нефти $\mu_o = 5 \text{ сП,}$ Пористость $\phi = 0,2 \text{ д.ед.,}$ Приемистость $q_{inj} = 1000 \text{ м}^3/\text{сут,}$ Предельная обводненность $\eta_{max}=0,98,$ Кривые ОФП $k_{\sigma}(S_w),$ $k_{rw}(S_w)$ заданы таблично.

S_w	k_{rw}	k_{ro}
0,27	0,000	1,000
0,31	0,011	0,662
0,35	0,025	0,420
0,39	0,036	0,278
0,44	0,042	0,150
0,49	0,087	0,135
0,54	0,175	0,090
0,58	0,216	0,060
0,63	0,255	0,028
0,68	0,275	0,015
0,75	0,305	0,000

5. Составить в гидродинамическом симуляторе модель вытеснения нефти водой с исходными данными из задачи 4. Сравнить результаты численного и аналитического решения.
6. Составить в гидродинамическом симуляторе модель вытеснения притока к горизонтальной скважине, вскрывающей нефтяную оторочку залежи с газовой шапкой и подошвенной водой. Определить безводный и

безгазовый период эксплуатации скважины

Задания для самостоятельной работы:
(проверяемые компетенции ПК-7, ПК-8)

1. Построить графики зависимостей вязкости, коэффициента сжимаемости и плотности смеси газов от температуры и давления. Состав газа берется по вариантам из Таблицы 2.1 [1] согласно номеру студента 80 в списке группы. Критические параметры для компонентов смеси газов приведены в Таблице 2.2 [1].
2. Решить задачу плоской интерференции скважин со следующими исходными данными

Варианты индивидуальных заданий	
№ Варианта	Исходные данные
1	Координаты скважин $X = \begin{pmatrix} 100 \\ 200 \\ 300 \\ 100 \\ 500 \end{pmatrix} \text{ м}; Y = \begin{pmatrix} 0 \\ -200 \\ -300 \\ 400 \\ 0 \end{pmatrix} \text{ м}$ $R_k = 10000 \text{ м}; r_c = 0,12 \text{ м}; \mu = 0,005 \text{ Па} \cdot \text{с};$ $p_{пл} = 16 \cdot 10^6 \text{ Па}; p_{заб} = 10 \cdot 10^6 \text{ Па}; k = 10^{-14} \text{ м}^2.$
2	Координаты скважин $X = \begin{pmatrix} 200 \\ 150 \\ 300 \\ 400 \\ 150 \\ 500 \end{pmatrix} \text{ м}; Y = \begin{pmatrix} 100 \\ -100 \\ -300 \\ -100 \\ 250 \\ 300 \end{pmatrix} \text{ м}; r_c = \begin{pmatrix} 0,1 \\ 0,11 \\ 0,075 \\ 0,09 \\ 0,15 \\ 0,1 \end{pmatrix} \text{ м}$ $R_k = 12000 \text{ м}; \mu = 0,0041 \text{ Па} \cdot \text{с}; p_{пл} = 160 \text{ атм};$ $p_{заб} = 110 \text{ атм}; k = 40 \text{ мД.}$
3	Координаты скважин $X = \begin{pmatrix} 200 \\ 100 \\ 500 \\ 300 \\ 500 \end{pmatrix} \text{ м}; Y = \begin{pmatrix} 0 \\ -100 \\ -400 \\ -400 \\ 100 \end{pmatrix} \text{ м}; p_{заб} = \begin{pmatrix} 101 \\ 96 \\ 98 \\ 77 \\ 87 \end{pmatrix} \text{ атм}$ $R_k = 10000 \text{ м}; r_c = 0,12 \text{ м}; \mu = 0,005 \text{ Па} \cdot \text{с};$ $p_{пл} = 15 \cdot 10^6 \text{ Па}; k = 10^{-14} \text{ м}^2.$
4	Координаты скважин $X = \begin{pmatrix} 250 \\ 120 \\ 400 \\ 200 \\ 500 \end{pmatrix} \text{ м}; Y = \begin{pmatrix} -50 \\ -150 \\ -300 \\ -500 \\ 100 \end{pmatrix} \text{ м}; p_{заб} = \begin{pmatrix} 122 \\ 130 \\ 111 \\ 124 \\ 131 \end{pmatrix} \text{ атм}$

	$R_k = 15 \text{ км}; r_c = 0,1 \text{ м}; \mu = 6,4 \text{ сПз}; P_{\text{пл}} = 17 \cdot 10^6 \text{ Па};$ $k_h = 40 \text{ мД}, k_v = 4 \text{ мД}.$
5	Координаты скважин $X = \begin{pmatrix} 450 \\ -100 \\ 200 \\ 500 \\ 300 \end{pmatrix} \text{ м}; Y = \begin{pmatrix} 130 \\ 500 \\ 300 \\ -250 \\ 400 \end{pmatrix} \text{ м}; P_{\text{заб}} = \begin{pmatrix} 122 \\ 130 \\ 111 \\ 124 \\ 131 \end{pmatrix} \text{ атм}$ $R_k = 10000 \text{ м}; r_c = 0,12 \text{ м}; \mu = 0,004 \text{ Па} \cdot \text{с}; P_{\text{пл}} = 180 \text{ атм};$ $k_h = 100 \text{ мД}, k_v = 10 \text{ мД}.$
6	Координаты скважин $X = \begin{pmatrix} 0 \\ 250 \\ 500 \\ 100 \\ -500 \end{pmatrix} \text{ м}; Y = \begin{pmatrix} 600 \\ 100 \\ 400 \\ -250 \\ 100 \end{pmatrix} \text{ м}; P_{\text{заб}} = \begin{pmatrix} 8,9 \\ 8,7 \\ 8,6 \\ 9,4 \\ 10 \end{pmatrix} \text{ МПа}$ $R_k = 12000 \text{ м}; r_c = 0,15 \text{ м}; \mu = 3,5 \text{ сПз}; P_{\text{пл}} = 150 \text{ атм};$ $k_h = 120 \text{ мД}, k_v = 15 \text{ мД}.$
7	Координаты скважин $X = \begin{pmatrix} 300 \\ 250 \\ 100 \\ -500 \\ -300 \end{pmatrix} \text{ м}; Y = \begin{pmatrix} 400 \\ 250 \\ -300 \\ -350 \\ 500 \end{pmatrix} \text{ м}; P_{\text{заб}} = \begin{pmatrix} 6,8 \\ 7,2 \\ 7,6 \\ 6,9 \\ 8 \end{pmatrix} \text{ МПа}$ $R_k = 12000 \text{ м}; r_c = 0,15 \text{ м}; \mu = 3,5 \text{ сПз}; P_{\text{пл}} = 13 \text{ МПа};$ $k_h = 60 \text{ мД}, k_v = 6 \text{ мД}.$
8	Координаты скважин $X = \begin{pmatrix} 300 \\ -300 \\ 250 \\ 150 \\ 0 \end{pmatrix} \text{ м}; Y = \begin{pmatrix} -300 \\ -300 \\ 400 \\ 300 \\ 500 \end{pmatrix} \text{ м}; P_{\text{заб}} = \begin{pmatrix} 124 \\ 102 \\ 111 \\ 134 \\ 124 \end{pmatrix} \text{ атм}$ $R_k = 9000 \text{ м}; r_c = 0,075 \text{ м}; \mu = 0,0043 \text{ Па} \cdot \text{с};$ $P_{\text{пл}} = 17 \cdot 10^6 \text{ Па}; k_h = 75 \text{ мД}, k_v = 10 \text{ мД}.$
9	Координаты скважин $X = \begin{pmatrix} 750 \\ -600 \\ 0 \\ -400 \\ 400 \end{pmatrix} \text{ м}; Y = \begin{pmatrix} -500 \\ -100 \\ 0 \\ 500 \\ 0 \end{pmatrix} \text{ м}; r_c = \begin{pmatrix} 0,075 \\ 0,08 \\ 0,1 \\ 0,09 \\ 0,1 \end{pmatrix} \text{ м}$ $R_k = 12 \text{ км}; \mu = 0,005 \text{ Па} \cdot \text{с}; P_{\text{пл}} = 130 \text{ атм};$ $P_{\text{заб}} = 70 \text{ атм}; k = 50 \text{ мД}.$
10	Координаты скважин

$X = \begin{pmatrix} 300 \\ 200 \\ -300 \\ -500 \\ 300 \end{pmatrix} \text{ м}; Y = \begin{pmatrix} 0 \\ 300 \\ -600 \\ 400 \\ -200 \end{pmatrix} \text{ м}; r_c = \begin{pmatrix} 0,075 \\ 0,1 \\ 0,09 \\ 0,1 \\ 0,11 \end{pmatrix} \text{ м}$ $R_k = 12 \text{ км}; \mu = 0,005 \text{ Па} \cdot \text{с}; P_{\text{пл}} = 130 \text{ атм};$ $P_{\text{заб}} = 70 \text{ атм}; k = 50 \text{ мД}.$	
--	--

3. Варианты индивидуальных заданий

1. Рассчитать дебит перфорированной горизонтальной скважины с длиной горизонтального участка 150 м, плотностью перфорации 5 *отв./м* (*м⁻¹*), проходящей посередине нефтяного пласта, мощностью 10 м, горизонтальной проницаемостью 50 мД, вертикальной проницаемостью 50 мД, пластовым давлением 20 МПа. Вязкость нефти 5 *мПа·с*, радиус контура питания $R_k = 1000 \text{ м}$, забойное давление $P_z = 150 \text{ атм}$.

2. Рассчитать дебит перфорированной горизонтальной скважины с длиной горизонтального участка 120 м, плотностью перфорации 7 *отв./м* (*м⁻¹*), проходящей посередине нефтяного пласта, мощностью 8 м, горизонтальной проницаемостью 100 мД, вертикальной проницаемостью 10 мД, пластовым давлением 150 атм. Вязкость нефти 4 *сПз*, радиус контура питания $R_k = 700 \text{ м}$, забойное давление $P_z = 100 \text{ атм}$.

3. Рассчитать дебит перфорированной горизонтальной скважины с длиной горизонтального участка 170 м, плотностью перфорации 3 *отв./м* (*м⁻¹*), проходящей посередине нефтяного пласта, мощностью 5 м, горизонтальной проницаемостью 50 мД, вертикальной проницаемостью 5 мД, пластовым давлением 16 МПа. Вязкость нефти 3,5 *сПз*, радиус контура питания $R_k = 900 \text{ м}$, забойное давление $P_z = 105 \text{ атм}$.

4. Рассчитать дебит перфорированной горизонтальной скважины с длиной горизонтального участка 140 м, плотностью перфорации 6 *отв./м* (*м⁻¹*), расстояние ГС от кровли пласта 3 м, мощность пласта 5 м. Горизонтальная проницаемость 60 мД, вертикальной проницаемостью 10 мД, пластовое давление 13 МПа. Вязкость нефти 4 *сПз*, радиус контура питания $R_k = 1100 \text{ м}$, забойное давление $P_z = 90 \text{ атм}$.

5. Рассчитать дебит перфорированной горизонтальной скважины с длиной горизонтального участка 100 м, плотностью перфорации 5 *отв./м* (*м⁻¹*), расстояние ГС от кровли пласта 6 м, мощность пласта 10 м. Горизонтальная проницаемость 70 мД, вертикальной проницаемостью 8 мД, пластовое давление 120 атм. Вязкость нефти 4 *сПз*, радиус контура питания $R_k = 1000 \text{ м}$, забойное давление $P_z = 80 \text{ атм}$.

6. Рассчитать дебит перфорированной пологой скважины с зенитным углом $\alpha = 60^\circ$. Мощность пласта 12 м, пластовое давление 15,5 МПа, забойное давление $p_z = 83$ атм., плотность перфорации 8 отв./м, вязкость нефти 0,005 Па·с, радиус контура питания $R_k = 1100$ м.

7. Рассчитать дебит перфорированной пологой скважины с зенитным углом $\alpha = 40^\circ$. Мощность пласта 10 м, пластовое давление 16,5 МПа, забойное давление $p_z = 94$ атм., плотность перфорации 6 отв./м, вязкость нефти 0,0035 Па·с, радиус контура питания $R_k = 900$ м.

8. Рассчитать дебит перфорированной пологой скважины с зенитным углом $\alpha = 45^\circ$. Мощность пласта 8 м, пластовое давление 14,5 атм., забойное давление $p_z = 100$ атм., плотность перфорации 5 отв./м, вязкость нефти 0,0055 Па·с, радиус контура питания $R_k = 800$ м.

9. Рассчитать дебит перфорированной пологой скважины с зенитным углом $\alpha = 55^\circ$. Мощность пласта 7 м, пластовое давление 12,8 атм., забойное давление $p_z = 90$ атм., плотность перфорации 4 отв./м, вязкость нефти 3,5 мПа·с, радиус контура питания $R_k = 900$ м.

10. Рассчитать дебит перфорированной пологой скважины с зенитным углом $\alpha = 25^\circ$. Мощность пласта 16 м, пластовое давление 13,8 атм., забойное давление $p_z = 100$ атм., плотность перфорации 9 отв./м, вязкость нефти 5 мПа·с, радиус контура питания $R_k = 950$ м.

4. Варианты индивидуальных заданий

1. Рассчитать дебит горизонтальной скважины с открытой конструкцией забоя. Горизонтальное окончание длиной 150 м проходит посередине нефтяного пласта, мощностью 10 м, с горизонтальной проницаемостью 150 мД, вертикальной проницаемостью 30 мД, пластовым давлением 20 МПа. Вязкость нефти 5 мПа·с, радиус контура питания $R_k = 1000$ м, забойное давление $p_z = 150$ атм.

Вывести на график профиль притока к горизонтальному стволу. Количество разбиений горизонтального ствола принять 4,8,16,32. Сравнить полученные значения с формулой Борисова для дебита ГС.

2. Рассчитать дебит горизонтальной скважины с открытой конструкцией забоя. Горизонтальное окончание длиной 500 м проходит посередине нефтяного пласта, мощностью 15 м, с горизонтальной проницаемостью 120 мД, вертикальной проницаемостью 12 мД, пластовым давлением 19,6 МПа. Вязкость нефти 4 мПа·с, радиус контура питания $R_k = 1200$ м, забойное давление $p_z = 145$ атм.

Вывести на график профиль притока к горизонтальному стволу. Количество разбиений горизонтального ствола принять 5,10,15,20. Сравнить полученные значения с формулой Борисова для дебита ГС.

3. Рассчитать дебит горизонтальной скважины с открытой конструкцией забоя. Горизонтальное окончание длиной 250 м проходит посередине нефтяного пласта, мощностью 30 м, с горизонтальной проницаемостью 90 мД, вертикальной проницаемостью 18 мД, пластовым давлением 120 атм. Вязкость нефти 0,0044 Па·с, радиус контура питания $R_k = 900$ м, забойное давление $p_z = 95$ атм.

Вывести на график профиль притока к горизонтальному стволу. Количество разбиений горизонтального ствола принять 8,16,24,32. Сравнить полученные значения с формулой Борисова для дебита ГС.

4. Рассчитать дебит горизонтальной скважины с открытой конструкцией забоя. Горизонтальное окончание длиной 300 м проходит на расстоянии от кровли пласта 3 м, пласт мощностью 30 м, с горизонтальной проницаемостью 110 мД, вертикальной проницаемостью 9 мД, пластовым давлением 130 атм. Вязкость нефти 0,0068 Па·с, радиус контура питания $R_k = 800$ м, забойное давление $p_z = 105$ атм.

Вывести на график профиль притока к горизонтальному стволу. Количество разбиений горизонтального ствола принять 6,12,18,24. Сравнить полученные значения с формулой Джоши для дебита ГС.

5. Рассчитать дебит горизонтальной скважины с открытой конструкцией забоя. Горизонтальное окончание длиной 400 м проходит на расстоянии от кровли пласта 7 м, пласт мощностью 12 м, с горизонтальной проницаемостью 400 мД, вертикальной проницаемостью 90 мД, пластовым давлением 124 атм. Вязкость нефти 0,0068 Па·с, радиус контура питания $R_k = 600$ м, забойное давление $p_z = 88$ атм.

Вывести на график профиль притока к горизонтальному стволу. Количество разбиений горизонтального ствола принять 6,12,18,24. Сравнить полученные значения с формулой Джоши для дебита ГС.

6. Рассчитать дебит горизонтальной скважины с открытой конструкцией забоя. Горизонтальное окончание длиной 400 м проходит посередине нефтяного пласта, мощностью 15 м, с горизонтальной проницаемостью 60 мД, вертикальной проницаемостью 6 мД, пластовым давлением 125 атм. Вязкость нефти 0,0038 Па·с, радиус контура питания $R_k = 1200$ м, забойное давление $p_z = 88$ атм.

Вывести на график профиль притока к горизонтальному стволу. Количество разбиений горизонтального ствола принять 8,16,24,32. Сравнить полученные значения с формулой Борисова для дебита ГС.

7. Рассчитать дебит горизонтальной скважины с открытой конструкцией забоя. Горизонтальное окончание длиной 600 м проходит посередине нефтяного пласта, мощностью 20 м, с горизонтальной проницаемостью 170 мД, вертикальной проницаемостью 56 мД, пластovým давлением 120 атм. Вязкость нефти 6 мПа·с, радиус контура питания $R_k=1100$ м, забойное давление $P_z=78$ атм.

Вывести на график профиль притока к горизонтальному стволу. Количество разблений горизонтального ствола принять 2, 4, 6, 8. Сравнить полученные значения с формулой Борисова для дебита ГС.

8. Рассчитать дебит горизонтальной скважины с открытой конструкцией забоя. Горизонтальное окончание длиной 1000 м проходит посередине нефтяного пласта, мощностью 15 м, с горизонтальной проницаемостью 10 мД, вертикальной проницаемостью 1 мД, пластovým давлением 110 атм. Вязкость нефти 6 мПа·с, радиус контура питания $R_k=1800$ м, забойное давление $P_z=65$ атм.

Вывести на график профиль притока к горизонтальному стволу. Количество разблений горизонтального ствола принять 9, 18, 27, 36. Сравнить полученные значения с формулой Борисова для дебита ГС.

9. Рассчитать дебит горизонтальной скважины с открытой конструкцией забоя. Горизонтальное окончание длиной 800 м проходит посередине нефтяного пласта, мощностью 12 м, с горизонтальной проницаемостью 100 мД, вертикальной проницаемостью 10 мД, пластovým давлением 100 атм. Вязкость нефти 4 мПа·с, радиус контура питания $R_k=800$ м, забойное давление $P_z=70$ атм.

Вывести на график профиль притока к горизонтальному стволу. Количество разблений горизонтального ствола принять 9, 18, 27, 36. Сравнить полученные значения с формулой Джоши для дебита ГС.

10. Рассчитать дебит горизонтальной скважины с открытой конструкцией забоя. Горизонтальное окончание длиной 900 м проходит посередине нефтяного пласта, мощностью 8 м, с горизонтальной проницаемостью 80 мД, вертикальной проницаемостью 8 мД, пластovým давлением 110 атм. Вязкость нефти 5 мПа·с, радиус контура питания $R_k=900$ м, забойное давление $P_z=77$ атм.

Вывести на график профиль притока к горизонтальному стволу. Количество разблений горизонтального ствола принять 4, 8, 16, 32. Сравнить полученные значения с формулой Джоши для дебита ГС.

5. Заменить в расчете из примера [1] принятые постоянными параметрами (коэффициент гидравлического сопротивления λ , вязкость газа и коэффициент сжимаемости) функциями от изменяемых скорости

(объемного расхода), плотности и давления. Шероховатость стенки трубы ϵ принять равным 0,25. Компонентный состав газа взять из таблицы 2.1 [1].

6. Варианты индивидуальных заданий

1. Построить распределение давления в пласте через 0, 5, 50 суток. Размеры прямоугольной области вокруг скважины 1000х1000 м, количество интервалов, на которое разбивается пространство по x -координате ($N_x=10$) и y -координате ($N_y=10$), количество интервалов разбиения по временной координате подбирать. Начальное пластовое давление $P_{ms}=17$ МПа. Проницаемость пласта равна $k=10$ мД, вязкость нефти $\mu=5$ сПз, коэффициент упругости пласта $\beta=5 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹. Забойное давление $P_{zob}=11$ МПа. Скважина располагается в точке ($x=500$ м, $y=500$ м).

2. Построить распределение давления в пласте через 2, 4, 10 суток. Размеры прямоугольной области вокруг скважины 2000х2000 м, количество интервалов, на которое разбивается пространство по x -координате ($N_x=20$) и y -координате ($N_y=20$), количество интервалов разбиения по временной координате подбирать. Начальное пластовое давление $P_{ms}=18,5$ МПа. Проницаемость пласта равна $k=50$ мД, вязкость нефти $\mu=6,8$ сПз, коэффициент упругости пласта $\beta=1 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹. Забойное давление $P_{zob}=13,1$ МПа. Скважина располагается в точке ($x=700$ м, $y=800$ м).

3. Построить распределение давления в пласте через 1, 10, 100 суток. Размеры прямоугольной области вокруг скважины 1500х1500 м, количество интервалов, на которое разбивается пространство по x -координате ($N_x=15$) и y -координате ($N_y=15$), количество интервалов разбиения по временной координате подбирать. Начальное пластовое давление $P_{ms}=19$ МПа. Проницаемость пласта равна $k=46$ мД, вязкость нефти $\mu=4$ сПз, коэффициент упругости пласта $\beta=3 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹. Забойное давление $P_{zob}=12$ МПа. Скважина располагается в точке ($x=500$ м, $y=750$ м).

4. Построить распределение давления в пласте через 5, 10, 15 суток. Размеры прямоугольной области вокруг скважины 1000х1000 м, количество интервалов, на которое разбивается пространство по x -координате ($N_x=20$) и y -координате ($N_y=20$), количество интервалов разбиения по временной координате подбирать. Начальное пластовое давление $P_{ms}=20$ МПа. Проницаемость пласта равна $k=60$ мД, вязкость нефти $\mu=4$ сПз, коэффициент упругости пласта $\beta=3 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹. Забойное давление $P_{zob}=14,5$ МПа. Скважина располагается в точке ($x=600$ м, $y=600$ м).

5. Построить распределение давления в пласте через 4, 8, 16 суток. Размеры прямоугольной области вокруг скважины 1200х1200 м, количество

интервалов, на которое разбивается пространство по x -координате ($Nx=24$) и y -координате ($Ny=24$), количество интервалов разбиения по временной координате подобрать. Начальное пластовое давление $p_{пл}=19$ МПа. Проницаемость пласта равна $k=5$ мД, вязкость нефти $\mu=6$ сПз, коэффициент упругости пласта $\beta=2 \cdot 10^{-4}$ МПа $^{-1}$. Забойное давление $p_{зоб}=14$ МПа. Скважина располагается в точке ($x=500$ м, $y=600$ м).

6. Построить распределение давления в пласте через 1, 10, 20 суток. Размеры прямоугольной области вокруг скважины 1000×1000 м. количество интервалов, на которое разбивается пространство по x -координате ($Nx=10$) и y -координате ($Ny=10$), количество интервалов разбиения по временной координате подобрать. Начальное пластовое давление $p_{пл}=16,7$ МПа. Проницаемость пласта равна $k=30$ мД, вязкость нефти $\mu=2$ сПз, коэффициент упругости пласта $\beta=4 \cdot 10^{-4}$ МПа $^{-1}$. Забойное давление $p_{зоб}=10$ МПа. Скважина располагается в точке ($x=500$ м, $y=500$ м).

7. Построить распределение давления в пласте через 2, 6, 11 суток. Размеры прямоугольной области вокруг скважины 800×800 м. количество интервалов, на которое разбивается пространство по x -координате ($Nx=20$) и y -координате ($Ny=20$), количество интервалов разбиения по временной координате подобрать. Начальное пластовое давление $p_{пл}=18,4$ МПа. Проницаемость пласта равна $k=40$ мД, вязкость нефти $\mu=4$ сПз, коэффициент упругости пласта $\beta=5 \cdot 10^{-4}$ МПа $^{-1}$. Забойное давление $p_{зоб}=12$ МПа. Скважина располагается в точке ($x=400$ м, $y=400$ м).

8. Построить распределение давления в пласте через 3, 6, 9 суток. Размеры прямоугольной области вокруг скважины 1400×1400 м. количество интервалов, на которое разбивается пространство по x -координате ($Nx=7$) и y -координате ($Ny=7$), количество интервалов разбиения по временной координате подобрать. Начальное пластовое давление $p_{пл}=20$ МПа. Проницаемость пласта равна $k=40$ мД, вязкость нефти $\mu=4$ сПз, коэффициент упругости пласта $\beta=2 \cdot 10^{-4}$ МПа $^{-1}$. Забойное давление $p_{зоб}=14$ МПа. Скважина располагается в точке ($x=600$ м, $y=800$ м).

9. Построить распределение давления в пласте через 5, 10, 15 суток. Размеры прямоугольной области вокруг скважины 1500×1500 м. количество интервалов, на которое разбивается пространство по x -координате ($Nx=15$) и y -координате ($Ny=15$), количество интервалов разбиения по временной координате подобрать. Начальное пластовое давление $p_{пл}=18$ МПа. Проницаемость пласта равна $k=50$ мД, вязкость нефти $\mu=6$ сПз, коэффициент упругости пласта $\beta=4 \cdot 10^{-4}$ МПа $^{-1}$. Забойное давление $p_{зоб}=13$ МПа. Скважина располагается в точке ($x=700$ м, $y=800$ м).

10. Построить распределение давления в пласте через 2, 4, 8 суток. Размеры прямоугольной области вокруг скважины 2000×2000 м. количество интервалов, на которое разбивается пространство по x -координате ($Nx=20$) и y -координате ($Ny=20$), количество интервалов разбиения по временной координате подобрать. Начальное пластовое давление $p_{пл}=19$ МПа. Проницаемость пласта равна $k=30$ мД, вязкость нефти $\mu=5$ сПз, коэффициент упругости пласта $\beta=5 \cdot 10^{-4}$ МПа $^{-1}$. Забойное давление $p_{зоб}=14$ МПа. Скважина располагается в точке ($x=1000$ м, $y=800$ м).

Вопросы к зачету по дисциплине: (проверяемые компетенции ПК-7, ПК-8)

№ п/п	Вопрос	Варианты ответов
1	Скорость фильтрации с градиентом давления связывает основное соотношение теории фильтрации, называемое	1) Законом Дюпюи, 2) Законом Дарси, 3) Уравнением неразрывности 4) Уравнением сохранения массы
2	Жидкость называется несжимаемой, если	1) Скорость ее течения не зависит от давления 2) Ее вязкость принимается независимой от температуры 3) Ее плотность принимается независимой от давления 4) Газосодержание равно единице
3	Система координат в которой положение точки в пространстве определяется тройкой чисел r (радиус-вектор), φ (угловая координата), z – (вертикальная координата) называется	1) Сферической 2) Декартовой 3) Цилиндрической 4) Прямоугольной
4	Что означает термин флюид?	1) смесь жидкости и газа 2) смесь нефти и газа 3) всякая текучая среда
5	Что подразумевается под термином «фильтрация»?	1) размеры пустот, по которым происходит фильтрация 2) движение жидкостей и газов через твердые поры или трещины 3) вид пустот, по которым происходит фильтрация
6	Что означает неустановившееся движение жидкости?	1) когда параметры потока меняются хаотично 2) любое турбулентное движение 3) любое фильтрационное движение

7	Что такое сжимаемость жидкости?	1) изменение свойств жидкости при изменении давления 2) изменение объема при изменении давления 3) изменение вязкости при изменении давления
8	Что характеризует термин «абсолютная проницаемость»??	1) свойства фильтрующей флюида 2) физические свойства самой породы 3) свойство изменения давления от величины проницаемости
9	Какую размерность имет коэффициент фильтрации?	1) $\text{м}^2/\text{с}$ 2) м^2 3) $\text{м}/\text{с}$ 4) Па^{-1}
10	Что означает термин насыщенность?	1) отношение объема флюида к объему пор 2) отношение объема пор к объему пласта 3) отношение объема воды к объему флюида
11	Что из перечисленного не относится к фильтрационно- емкостным свойствам (ФЕС)?	1) Скин-эффектор, коэффициент продуктивности 2) Пористость, кавернозность, трещиноватость 3) Абсолютная проницаемость, относительно-фазовая проницаемость 4) Начальная и остаточная насыщенность
12	Отношение площади поверхности пор и каналов (или поверхности слагающих породу частей) к объему горной породы это:	1) Удельная поверхность 2) Открытая пористость 3) Эффективная пористость 4) Общая пористость
13	Долго записов нефти, окаченных заводнением, характеризует: 0	1) Коэффициент охвата 2) Коэффициент вытеснения 3) Коэффициент извлечения нефти (КИН) 4) Коэффициент остаточной водонасыщенности
14	Анализ диагностической зависимости Внф и его производной от времени производится для:	1) оценки качества нагнетаемой воды 2) определения причин ранней или избыточной обводненности скважин 3) обработки информации по закачке воды 4) оценки эффективности водозащитного воздействия
15	Динамическая пористость определяется:	1) по значениям остаточной нефти- и водонасыщенности 2) по значению остаточной энергии упругих волн 3) по значению остаточной водонасыщенности 4) по значению остаточной нефтенасыщенности
16	Пласт это ...	1) геологическое тело относительно однородного состава, ограниченное практически параллельными поверхностями – подошвой и кровлей; 2) естественное единичное скопление жидких и газообразных углеводородов в недрах Земли, запорняющее порушку полностью или частично.

17	Эффективная толщина пласта это	3) совокупность пластов насыщенных углеводородами, приуроченных к одной или нескольким ловушкам, контролируемым единым структурным элементом и расположенным на одной локальной площади; 4) смокость в недрах Земли, полностью запорняющая углеводородным сырьем, представляющая промышленный интерес для разработки
18	Как изменяется давление на границе залегки при реализации естественного водонапорного режима?	1) увеличивается по экспоненциальному закону 2) как правильно, снижается 3) увеличивается по линейному закону 4) остается постоянным
19	Какой тип коллектора наиболее распространен в территориальных породах?	1) трещинно-поровый 2) кавернозный 3) порово-трещинно-кавернозный 4) поровый
20	Каким процессом обусловлено образование каверн и карстовых пустот?	1) влияние пилктивной тектоники 2) выветривание, растворение 3) деформация пород, нарушение целостности 4) разработка месторождения
21	Отношение количества пластовой нефти, поступающей из эксплуатационного объекта в скважину за сутки, к величине депрессии на пласт это...	1) коэффициент продуктивности скважины по нефти 2) коэффициент продуктивности скважины по воде 3) коэффициент продуктивности скважины по газу 4) нет верного ответа
22	Отношение количества пластовой воды, поступающей из эксплуатационного объекта, в скважину за сутки, к величине депрессии на пласт это...	1) коэффициент продуктивности скважины по нефти 2) коэффициент продуктивности скважины по воде 3) коэффициент продуктивности скважины по газу 4) нет верного ответа
23	Сумма величин коэффициентов продуктивности скважины по пластовой нефти и	1) коэффициент продуктивности скважины по нефти 2) коэффициент продуктивности скважины по воде 3) коэффициент продуктивности скважины по газу 4) коэффициент продуктивности скважины

24	пластовой воде это... 1) массовая доля воды в продукции на выходе из скважины это...	1) массовая обводненность 2) объемная обводненность 3) средняя обводненность 4) общая обводненность
25	Объемная расходная доля газовой фазы от объемного расхода скважинной продукции (водонефтегазовой смеси) при рассматриваемых термобарических условиях в ней это...	1) массовое расходное газосодержание 2) объемное расходное газосодержание 3) среднее расходное газосодержание
26	Объемная расходная доля воды в жидкой составляющей скважинной продукции это...	1) скин-фактор 2) обводненность 3) проницаемость 4) гидропроводность
27	Объемная доля нефтяного газа, выделяющегося из пластовой нефти при заданных термобарических условиях это...	1) объемное расходное газосодержание пластовой нефти 2) объемное расходное газосодержание пластовой воды 3) объемное расходное газосодержание пластовой жидкости 4) массовое расходное газосодержание пластовой воды

Ответы:

вопрос	ответ	вопрос	ответ	вопрос	ответ
1	2	10	1	19	4
2	3	11	1	20	2
3	3	12	1	21	1
4	3	13	1	22	2
5	2	14	2	23	4
6	1	15	1	24	1
7	2	16	1	25	3
8	2	17	2	26	2
9	3	18	4	27	1

Критерии оценивания

Оценка	Критерии оценки
5 (отлично)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - последовательно, четко, связно, обоснованно и логично излагает учебный материал, дает ответ в терминологии; За выполнение практической работы: - уверенно и безошибочно применяет полученные знания в решении поставленных задач;

	- выполнили работу в рациональной последовательности и полном объеме; - самостоятельно выбрали и подготовили средства и методику для выполнения задания.
4 (хорошо)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - ответ не удовлетворяет основным требованиям к ответу на оценку «5», но имеются затруднения при решении вопросов в новой ситуации: слушатель допускает 1-2 недочета и может их исправить самостоятельно или с небольшой помощью преподавателя. За выполнение практической работы: - слушатель выполнил требования к оценке 5 (отлично), но работа выполнена в не рациональной последовательности и/или допущены 2-3 недочета.
3 (удовлетворительно)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - в ответах в ходе собеседования имеются отдельные пробелы в усвоении учебного материала образовательной программы: слушатель допустил не более одной ошибки и двух недочетов. За выполнение практических работ: - слушатель выполнил практическую задачу не полностью, но объем выполненной части таков, что в основном позволяет получить правильные результаты и выводы, допущено не более 1 ошибки и 2-х недочетов.
2 (неудовлетворительно)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - не овладел основными знаниями и умениями в соответствии с требованиями программ и допустил больше ошибок и недочетов, чем необходимо для оценки 3 (удовлетворительно), не может ответить ни на один из поставленных вопросов. За выполнение практической работы: - слушатель не выполнил работу или объем выполненной части работы не позволяет сделать правильных выводов: все или большинство сформированных ответов не подтверждают контрольные цифры.

Слушатель освоил дисциплину и получает

«Зачет», если правильно ответил от 61% до 100% тестовых заданий;
«Незачет», если слушатель ответил менее чем на 61% тестовых заданий.

3.3 Учебно-методические материалы

1. Математическое моделирование в задачах нефтегазовой отрасли на базе MathCAD 15/ Ж. М. Колев, А. Н. Колева, Г.Т. Апасов, Т.К. Апасов – Тюмень: ТИУ, 2017. – 230 с. ISBN 978-5-9961-1095-7.

2. Вычислительная гидромеханика пласта с применением прикладных программ tNavigator и MathCAD/ Ж. М. Колев, Е. И. Мамчистова, А.И. Насырова, М.И. Забова. Н.В. Назарова – Тюмень: ТИУ, 2020. – 198 с.

3. Подземная гидромеханика / К. С. Басниев [и др.]. - Москва, Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2019. - 488 с. - URL: <http://www.iprbookshop.ru/91980.html>

4. ОРГАНИЗАЦИОННО-ПЕДАГОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ДИСЦИПЛИНЫ

4.1 Материально-технические условия

Наименование специализированных учебных помещений	Вид занятий	Наименование оборудования, программного обеспечения
Компьютерный класс	Лекции, практические задания	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.2 Условия для функционирования электронно-образовательной среды

Электронные информационные ресурсы	Вид занятий	Наименование оборудования
Система поддержки учебного процесса Edison	Лекции, практические задания, промежуточная аттестация	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.3 Базы данных, информационно-справочные и поисковые системы, электронные каталоги

1. БС «Издательства Лань» / Режим доступа: <http://e.lanbook.com>
2. ЭБС «Электронного издательства ЮРАИТ» / Режим доступа: [www.biblio-online.ru](http://biblio-online.ru)
3. Собственная полнотекстовая база (ПБД) БИК ТИУ - / Режим доступа: <http://e.lanbook.com>
4. Научная электронная библиотека «eLIBRARY.RU» / Режим доступа: <http://elibrary.ru/>
5. ЭБС «IPRbooks» / Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/>
6. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина / Режим доступа: <http://elb.gubkin.ru/>
7. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГНТУ (г. Уфа) / Режим доступа: <http://bibl.rtsoil.net>
8. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГТУ (г. Ухта) / Режим доступа: <http://lib.ugtu.net/books>
9. ЭБС «Дпроспект» / Режим доступа: <http://ebs.prospekt.org>
10. ЭБС «Консультант студент» / Режим доступа: <http://www.studentlibrary.ru>

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО И ДИСТАНЦИОННОГО ОБРАЗОВАНИЯ

УТВЕРЖДАЮ

Директор

А.В. Медведев

« 06 » 2024 г.



РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

дисциплины «Физика пласта»

программы профессиональной переподготовки

«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Общая трудоемкость - 42 часа

Лекции - 18 часов

Практические занятия – 10 часов

Самостоятельная работа – 14 часов

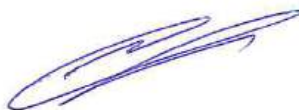
Рабочую программу разработал:
к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ



А.В. Саранча

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий кафедрой РЭНГМ
«07» 06 2024 г.



С.И. Грачев

Начальник отдела проектирования
образовательных программ ИДДО
«07» 06 2024 г.



Л.В. Скоморохова

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ДИСЦИПЛИНЫ

Цель освоения дисциплины – ознакомить с происхождением горных пород, с физическими свойствами, связанными с процессами происходящими при накоплении и фильтрации пластовых флюидов в продуктивных пластах, такими как пористость, насыщенность, капиллярное давление, проницаемость и др.

Задачи дисциплины: дать представление о физических свойствах пород-коллекторов и пластовых флюидов. Эти знания необходимы для знания понимания процессов, происходящих в пласте при извлечении углеводородов, при подсчете геологических и извлекаемых запасов углеводородов, для выбора режима работы эксплуатационных скважин.

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих результатов освоения (компетенций):

Профессиональные компетенции	В результате изучения дисциплины слушатели должны			Способ измерения образовательных результатов
	знать	уметь	иметь практический опыт	
ПК-4 Способность применять в практической деятельности принципы рационального использования природных ресурсов и защита окружающей среды	Подготовка отчетности по производственной деятельности в области добычи углеводородного сырья; формирование отчетов по использованию углеводородного сырья; ведение отчетности по технологическим потерям углеводородного сырья при добыче в соответствии с принятой схемой и технологией разработки; подготовка отчетной информации о выполнении мероприятий по предписанию органов	Анализировать предоставляемую в рамках отчетности информацию; формировать отчеты по использованию химических реагентов, пользоваться специализированными программами продуктами	Требования нормативных правовых актов Российской Федерации, локальных нормативных актов, нормативных технологических потерь углеводородного сырья при добыче в соответствии с принятой схемой и технологией разработки; нормы расхода химических реагентов; порядок списания химических реагентов; технический регламент, стандарты, технический регламент, (инструкции), устанавливающие требования к формированию	Выполнение практической работы, экзамен (в форме тестирования), самоконтроль при выполнении самостоятельной работы

	государственного надзора		отчетности по производственной деятельности в области добычи углеводородного сырья
ПК-7 Способность выбирать и применять соответствующие методы моделирования физических, химических и технологических процессов	Основные законы и методы моделирования для целей исследовательской деятельности, общие базовые принципы, законы функционирования, проектирования, эксплуатации объектов профессиональной деятельности; организация мониторинга и контроля эксплуатации месторождения и скважин; анализ данных по эксплуатации и отказам оборудования по добыче углеводородного сырья; организация мониторинга и контроля эксплуатации месторождения и скважин	Разрабатывать и анализировать модели процессов, применять и выбирать модели функционирования, методы проектирования, правила эксплуатации объектов профессиональной деятельности; выявлять отклонения от нормальной работы оборудования по добыче углеводородного сырья, оценивать влияние на коэффициент продуктивности различных процессов, коэффициент продуктивности добывающей скважины, порядок проведения мониторинга эксплуатации месторождения и скважин; порядок моделирования технологического процесса добычи углеводородного сырья; методы узлового анализа и анализа кривой падения добычи углеводородного сырья	Методами и средствами разработки, анализа моделей процессов, навыками технического и физического анализа информации о технологических процессах; влияние различных процессов, процессов, происходящих в пласте, на коэффициент продуктивности добывающей скважины, порядок проведения мониторинга эксплуатации месторождения и скважин; порядок моделирования технологического процесса добычи углеводородного сырья; методы узлового анализа и анализа кривой падения добычи углеводородного сырья

2. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Применяемые технологии обучения:

- в очной, заочной и очно-заочной форме- лекция визуализации в PowerPoint в диалоговом режиме; лекция визуализации в PowerPoint в диалоговом режиме с элементами дискуссии;
- с применением дистанционных технологий - освоение обучающимися дисциплины осуществляется на

лекционных и практических занятиях, в процессе самостоятельной подготовки. В рамках используются дисциплины изучения системы поддержки учебного процесса Eduson, в которой размещены электронные учебно-методические комплексы (ЭУМК), разработанные преподавателями ТИУ; в состав ЭУМК входят: лекционные материалы (презентации, конспекты лекций, электронные учебники), контрольно-измерительные материалы (тестовые задания).

Перечень лекционных занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
	Физические свойства коллекторов. Тепловые и механические свойства горных пород.	
	- Типы коллекторов. Основные физические свойства пород-олигосторов. ФЕС свойства коллекторов.	
	- Определение коэффициентов общей, открытой и динамической пористостей. Коэффициенты каверности и трещиноватости. Фиктивный грунт, идеальный грунт, связь между проницаемостью, пористостью и радиусом пор.	
	- Проницаемость, катеторин проницаемости. Единицы измерения абсолютной и фазовой проницаемости.	
	- Неоднородность коллекторов по проницаемости. Емкостные и фильтрационные свойства трещиноватопористых коллекторов. Проницаемость трещин. Анизотропия коллекторов, коэффициент анизотропии.	
1	- Типы неоднородности коллекторов. Связь между относительными проницаемостями и коэффициентом водонасыщенности. Насыщенность. Коэффициенты нефте-газо- и водонасыщенности.	8
	- Гранулометрический состав горных пород. Методы определения гранулометрического состава. Связь между удельной поверхностью пористостью и проницаемостью.	
	- Тепловые свойства горных пород. Теплоемкость, теплопроводность, температуропроводность горных пород. Упругость, пластичность, ползучесть и релаксация горных пород	
	- Коэффициенты сжимаемости. Карбонатность. Методы определения карбонатности	
	Свойства пластовых флюидов.	
	- Физическое состояние УВ в залежи. Составы нефтей. Объемный коэффициент нефти. Давление насыщения нефти газом. Плотность нефти в пластовых и нормальных условиях. Зависимость динамической вязкости от давления и температуры.	
2	- Коэффициент сжимаемости нефти, газодержание и газовый фактор. Структурно-механические свойства нефти	6
	- Состав и свойства природных газов. Коэффициент сжимаемости. Уравнения состояния идеального и реального газов. Растворимость газов в 4/0/0 воде и нефти. Закон Дальтона. Закон Дальтона-Раули.	
	- Физические свойства пластовых вод. Солеосодержание.	

3	Поверхностные явления в горных породах - Поверхностные явления в коллекторах. Смачивание. Адгезия, когезия, Адсорбция. - Капиллярное давление. Кинетический гистерезис смачивания. Эффект Жамена. Схема вытеснения нефти водой.	4
ИТОГО:		18

Перечень практических (лабораторных) занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Очистка образцов зерна от содержащихся в них жидкостей с оценкой их несового содержания	1
2	Определение гранулометрического состава горных пород ситовым методом	1
3	Определение объемной плотности породы	1
4	Определение минералогической плотности породы	1
5	Определение общей пористости горных пород объемным методом	1
6	Определение коэффициента открытой пористости по методу И.А. Преображенского	1
7	Определение водо- и нефтенасыщенности зерна	1
8	Определение остаточной водонасыщенности зерна методом центрифугирования	1
9	Определение абсолютной проницаемости образца зерна по газу. Поправка на эффект Клинкенберга	2
ИТОГО:		10

Перечень тем самостоятельной работы

№ п/п	Содержание и вид работ	Трудоемкость (час.)
1	Физические свойства коллекторов. Тепловые и механические свойства горных пород.	6
2	Свойства пластовых флюидов.	4
3	Поверхностные явления в горных породах	4
ИТОГО:		14

3. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

3.1 Для оценки качества освоения дисциплины применяются текущий контроль, промежуточная аттестация.

Формой текущего контроля является оценка выполнения практических занятий и самоконтроль при выполнении самостоятельных работ.

Для оценки освоения дисциплины проводится промежуточная аттестация. Формой промежуточной аттестации является экзамен, проводимый в форме тестирования.

3.2 Оценочные материалы промежуточной аттестации:

Дисциплина предусматривает изучение теоретической и практической части, выполнение практических заданий и промежуточная аттестация. По итогам выполнения всех видов работ выставляется экзамен.

Вид работ	Баллы
Выполнение практических заданий	5-10 баллов за каждое задание Итого: максимум 30 баллов
Выполнение конспектов лекций	30
Тест	До 40
Итого:	100

Примерные задания для выполнения практических работ:

(проверяемые компетенции ПК-4, ПК-7)

Лабораторная работа № 1

ОЧИСТКА ОБРАЗЦОВ КЕРНА ОТ СОДЕРЖАЩИХСЯ В НИХ ЖИДКОСТЕЙ С ОЦЕНКОЙ ИХ ВЕСОВОГО СОДЕРЖАНИЯ.

Для проведения различных исследований на образцах горной породы, необходимо очистка порового пространства от содержащихся в нем нефти, битумов, а также солей. Очистка производится путем экстрагирования на аппаратах Сокслера.

Необходимая аппаратура и принадлежности

Прибор Сокслера, аналитические весы с разновесами, сушильный шкаф, сушильный шкаф, электроплитка

Описание аппаратуры

Аппарат Сокслера. Аппарат Сокслера состоит из плоскостонной колбы, экстрактора (сокслера) и шарикового холодильника. Колба объемом 5 200 или 500 мл имеет шлифованную с внутренней стороны горловину.

Экстрактор представляет собой цилиндрический сосуд диаметром до 50 мм и высотой до 500 мм. Для герметичности все три части аппарата соединяются между собой притертыми поверхностями. Нижний отвод

холодильника присоединяется к водопроводу, а верхний – к канализации.

При подогреве колбы пары кипящего растворителя поднимаются в верхнюю часть экстрактора по трубке (которую в целях теплоизоляции можно покрыть слоем асбеста), а затем в холодильник, где они конденсируются. Конденсат, стекая в экстрактор, растворяет нефть, содержащуюся в образце. После накопления он (конденсат) спускается автоматически по сифонной трубке из экстрактора обратно в колбу. На этом цикл накопления и смены растворителя заканчивается, а затем в том же порядке повторяется снова. Колба должна нагреваться на водяной бане или электроплитке закрытого типа в вытяжном шкафу.

Выполнение работы

1. Образцы породы, очищенные кисточкой, взвешивают, определяя их массу М1. Далее образцы пронумеровываются карандашом и загружаются в экстрактор.

2. В колбу, примерно на три четверти, наливают растворитель, в качестве которого используется хлороформ, четыреххлористый углерод ССl4 (плотность 1632 кг/м³, tкип = 76,60 °С), бензол С6Н6 (плотность 879 кг/м³, tкип = 800 °С), спиртобензольную смесь в соотношении 1:1 или другие растворители.

3. Колбу соединяют с экстрактором и холодильником, через который пускают воду. Далее аппарат устанавливают на закрытую электрическую плиту или в водяную баню и включают нагрев.

4. Растворитель в колбе нагревается до кипения, а его пары по широкой трубке поднимаются в верхнюю часть экстрактора и поступают в холодильник, в котором они конденсируются и в виде капель падают на дно экстрактора, заливая образец. Когда уровень растворителя в экстракторе поднимается выше верхнего колена сифонной трубки, последняя начинает действовать как сифон и весь растворитель по ней переливается в трубку. В процессе кипения из колбы испаряется только растворитель, а высококипящие фракции нефти и битумов остаются и накапливаются в колбе.

5. Экстрагирование образца считается законченным, когда после многих циклов растворитель, сливающийся в колбу из экстрактора, становится совершенно прозрачным и не окрашивает фильтровальной бумаги.

6. Экстрагирование может длиться от нескольких часов до нескольких суток и более. По окончании экстрагирования прибору дают остыть. После этого его разбирают и из экстрактора извлекают образцы,

которые затем высушивают в сушильном шкафу при температуре 102 – 1050С до постоянной массы.

7. После проведенных операций образцы взвешиваются, определяют их массу M_2 .

Масса содержащейся жидкости в образцах, определяется по следующей формуле:

$$M_{ж} = M_1 - M_2 (1.1)$$

или в процентах к первоначальной массе образца взвешивания

$$M_{ж} = M_1 - M_2 / M_1 \cdot 100\% (1.2)$$

8. Результаты исследования заносятся в журнал (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Журнал экстрагирования образца зерна

№ п/п	Описание зерна	M_1 , г	M_2 , г	$M_{ж}$, г	$M_{ж}$, %
1					
2					

Упражнение 1.1.

Определить массу жидкости находившейся в образце в граммах и процентах до экстрагирования. Исходные данные в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Исходные данные к упражнению 1.1

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M_1 , г	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
M_2 , г	48	49	48,7	48,4	48,1	47,8	47,9	48,3	48,2	48,5

Контрольные вопросы:

1. Что такое экстрагирование?
2. Какой прибор используется для отистики образца от содержащихся в нем жидкостей?
3. В каком случае процесс экстрагирования считается полностью законченным?
4. Сколько может длиться процесс экстрагирования?

Лабораторная работа № 2

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ГОРНЫХ ПОРОД СИТОВЫМ МЕТОДОМ

Для проведения ситового анализа берется образец зерна весом 50 грамм, хорошо проэкстрагированного и высушенного при температуре 1070 С до постоянной массы. Далее собирается конструкция из набора сит. Верхнее сито имеет наиболее крупные размеры отверстий, а каждое нижнее уменьшается. Такая конструкция позволяет просеивать породу оставляя крупные зерна на верхних ситах, а более мелкие оседают на нижних. Просеивание проводят в течении 15 минут. Увеличение или

уменьшение продолжительности просева может привести к неправильным результатам. Затем оставшиеся на каждом сите частички взвешивают на технических весах с точностью до 0,01г, а результаты записывают в таблицу для дальнейшего вычисления процентной доли каждого размера частиц. При этом сумма всех фракций после просеивания не должна отличаться от первоначальной массы образца более чем на 2 %.

Необходимая аппаратура и принадлежности

Набор лабораторных сит, устройство для просеивания (вибропривод), лабораторные весы с разновесами, стаканчики для взвешивания, ступка с пестиком, глиняная бумага, мягкая волосяная кисточка.

Описание аппаратуры.

Устройство для просеивания. Данное устройство предназначено для сообщения колебаний установленным на нем ситам.

Набор лабораторных сит. Лабораторные сита используются для просеивания зернистых пород. В лабораторной работе используются сита, имеющие следующие размеры ячеек: 1; 0,7; 0,63; 0,5; 0,315; 0,25; 0,2; 0,14; 0,125; 0,1; 0,05.

Выполнение работы

1. Подготовленный образец размельчают на составляющие его частицы в ступке с помощью пестика.
2. Количество сит при просеивании на виброприводе обычно ограничено в количестве 5 шт. Необходимо собрать комплект из пяти сит, так чтобы сверху было сито с наиболее крупными, а снизу с наименьшими размерами ячеек. Также данная конструкция должна быть закрыта сверху крышкой, а снизу иметь поддон, в котором соберутся зерна прошедшие через нижнее сито с наименьшими отверстиями в данном комплекте.
3. Высыпают размельченные образец весом 50 г на верхнее сито. Предварительно взвешивается стаканчик для взвешивания навески. Комплект сит закрепляется на плите электропривода. 8
4. Включить вибропривод на 15 мин.
5. После остановки работы вибропривода содержимое каждого сита и поддона высыпает на отдельную глиняную бумагу, а каждое сито обматывают над соответствующей ему бумаге от приставших частиц мягкой волосяной кисточкой.
6. Содержимое каждого сита взвешивают, высыпая просевы с бумаги в стаканчики для взвешивания.
7. Результаты взвешивания заносятся в журнал (таблица 1.3) во вторую строку.

8. Затем собирается следующий комплект из пяти сит, на котором просеивается содержимое поддона.

9. Сумма потерь веса исследуемой навески при анализе не должна превышать 1%. В противном случае требуется повторное рассейвание новой навески.

10. Результаты анализа оформляются в виде таблицы 1.3 и рисунков 1.1 и 1.2. Для заполнения таблицы 1.3 используются формулы 1.3 и 1.4. 11. В третье строке таблицы 1.3 заполняется массовая доля в процентах, значение которой, рассчитывается по формуле:

$$M = m_n / m_{\text{обр}} \cdot 100,$$

где m_n - вес содержимого n -го сита, грамм; $m_{\text{обр}}$ - вес всего образца подвергнутого анализу, грамм.

Таблица 1.3 – Результаты взвешивания типичного образца

	0-0,05	0,05-0,1	0,1-0,125	0,125-0,14	0,14-0,2	0,2-0,25	0,25-0,315	0,315-0,5	0,5-0,63	0,63-0,7	0,7-1	Больше 1
Масса, грамм	2,7	3,4	14,9	12,7	4,6	3,3	2,6	2,2	1,7	1,4	0,3	0,2
M, %	5,4	6,8	29,8	25,4	9,2	6,6	5,2	4,4	3,4	2,8	0,6	0,4
Mc	5,4	12,2	42,0	67,4	76,6	83,2	88,4	92,8	96,2	99	99,6	100

12. Значение массовой процентной доли рассчитанной по формуле 1.3 также изображают в виде графиков или гистограмм (рис.1.1).

13. Суммарная процентная доля p – го сита рассчитывается по формуле:

$$M_c = M_1 + M_2 + \dots + M_n \quad (1.4)$$

где $M_1, M_2, \dots, M_n$ – массовая доля, %.

14. Результаты расчета суммарной процентной доли записываются в таблицу 1.3 (четвертая строка) и строится кривая суммарного гранулометрического состава зерен породы (рис. 1.2). Степень неоднородности песка характеризуется отношением d_{60}/d_{10} , где d_{60} – диаметр частиц, при котором сумма масс фракций с диаметрами, начиная от нуля и кончая данным диаметром, составляет 60 % от массы фракций, а d_{10} – аналогичная величина для точки кривой суммарного механического состава. Для расчета степени неоднородности используем следующую формулу:

$$C = d_{60}/d_{10} \quad (1.5)$$

По степени неоднородности пески подразделяют на однородные ($C \leq 3$), умеренно-однородные ($3 < C \leq 5$), неоднородные ($5 < C \leq 10$) и крайне - неоднородные ($C > 10$).

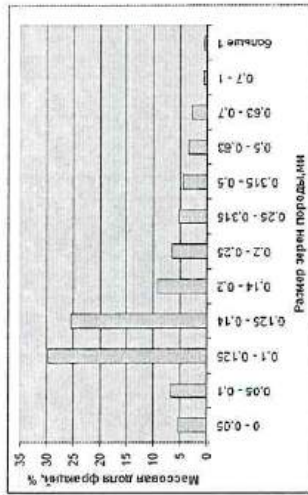


Рисунок 1.1 – Гистограмма распределения зерен породы по размерам

На рисунке 1.2 построена кривая суммарного гранулометрического состава зерен породы, а также проведены красные линии, определяющие значения диаметров d_{60} и d_{10} , которые в свою очередь равны 0,13 и 0,09 соответственно. В этом случае коэффициент неоднородности песка равен 1,4, что значит, данный образец классифицируется как однородный.

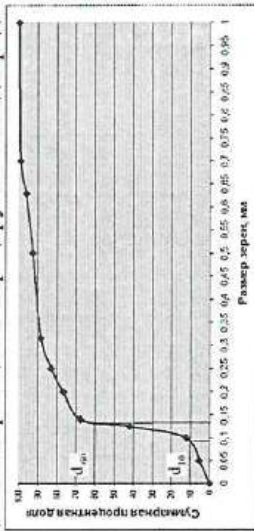


Рисунок 1.2 – Кривая суммарного гранулометрического состава зерен породы

Упражнение 1.2. Рассчитать массовую долю, суммарную процентную долю, заполнить таблицу и построить гистограмму распределения зерен породы по размерам. На отдельном рисунке построить кривую суммарного гранулометрического состава зерен породы и рассчитать коэффициент неоднородности. Определить по степени неоднородности исследуемый образец относится к однородным, умеренно-однородным, неоднородным или крайне-неоднородным.

Таблица 1.4 – Исходные данные к упражнению 1.2

Вариант	0,05	0,05-0,1	0,1-0,15	0,15-0,2	0,2-0,25	0,25-0,3	0,3-0,35	0,35-0,4	Больше 0,4
1	2,9	4,4	13,2	15,8	4,4	2,9	1,7	1	3,7
2	2,7	4,7	13,4	15,5	4,7	2,7	1,3	1,2	3,8
3	2,8	4,9	13,2	15,4	4,4	2,9	1,7	1	3,7
4	2,9	5,1	13	15,3	4,3	2,9	1,8	1	3,7
5	3	5,3	12,8	15,2	4,2	2,9	1,9	1	3,7
6	3,1	5,5	12,6	15,1	4,1	2,9	2	1	3,7

7	3,2	5,7	12,4	15	4	2,9	2,1	1	3,7
8	3,3	5,9	12,2	14,9	3,9	2,9	2,2	1	3,7
9	3,4	6,1	12	14,8	3,8	2,9	2,3	1	3,7
10	3,5	6,3	11,8	14,7	3,7	2,9	2,4	1	3,7

Контрольные вопросы:

- 1) Что такое granulометрический состав горных пород и что он позволяет определить?
- 2) В каком диапазоне колеблются размеры частиц слагающих нефтесодержащие породы большинства случаев?
- 3) До какого нижнего значения размера зерен позволяет определять ситовый анализ?

Лабораторная работа № 3

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМНОЙ ПЛОТНОСТИ ПОРОДЫ

Объемная плотность горных пород $P_{об}$ - это отношение массы породы при естественной влажности к ее объему. Она зависит от вещественного состава, влажности и пористости породы.

Необходимая аппаратура и принадлежности

Аналитические весы с разновесами, фильтровальная бумага, емкость с парафином, электрическая пилка, емкость с дистиллированной водой, шпиль, немамокаемая нить.

Выполнение работы

1. Подготовленный образец, очищенный от рыхлых участков, острых углов, поверхностной пыли и нецементированных зерен, плотно обвязывают немамокаемой нитью с петлей на конце. После чего, надев петлю на крючок весов образец взвешивают в воздухе, получая массу M_1 . Для большей точности следует отдельно взвесить нить и вносить поправку в массу образца при каждом взвешивании, вычитая из нее массу нити.

2. Нагреть емкость с парафином до температуры $57 - 60^\circ\text{C}$ и опустить туда на $1 - 2$ секунду держа за нить образец. Необходимо, чтобы парафин образовал тонкую пленку на поверхности и не образовывал пузырьков воздуха на поверхности. После застывания парафина образец осматривают на наличие дефектов оболочки.

3. Взвешивают парафинированный образец в воздухе и получают массу M_2 .

4. Опускают образец в парафиновой оболочке в дистиллированную воду и взвешивают, получая массу M_3 . При этом необходимо соблюдать ряд условий, образец должен быть полностью погружен в воду, не соприкасаясь со стенками сосуда.

5. Вынуть образец из воды, обсушить его фильтровальной бумагой и произвести контрольное взвешивание в воздухе ($M_{кон}$), для того чтобы убедиться, что вода не проникла в образец породы ($M_2 - M_{кон}$). Если обнаружится, что $M_{кон}$ больше M_2 на $0,02$ или более, образец должен быть забракован.

6. Вычисляют плотность породы по формуле:

$$P_{об} = P_n \cdot P_v \cdot M_1 / P_n (M_2 - M_3) - P_v (M_2 - M_1) \quad (1.6)$$

где P_n - плотность парафина, равная $0,91 \text{ г/см}^3$, P_v - плотность воды, равная 1 г/см^3 .

Таблица 1.5 - Результаты исследования

Величина	Обозначение	Значение
Вес образца, г	M_1	
Вес образца в парафине, г	M_2	
Вес парафинированного образца в воде, г	M_3	
Вес образца после контрольного взвешивания, г	$M_{кон}$	
Объемная плотность образца, г/см ³	$P_{об}$	

Упрощение 1.3. Определить объемную плотность образца.

Таблица 1.6 - Исходные данные у упражнение 1.3

Вариант	M_1 , г	M_2 , г	M_3 , г	$M_{кон}$, г
1	20	22	12,5	22,01
2	20	22	13	22,00
3	20	22	13,5	22,01
4	20	22	14	22,03
5	20	22	14,5	22,01
6	20	22	15	22,00
7	20	22	15,5	22,01
8	20	22	16	22,00
9	20	22	16,5	22,01
10	20	22	17	22,00

Лабораторная работа № 4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МИНЕРАЛОГИЧЕСКОЙ ПЛОТНОСТИ

Плотностью минералов, слагающих горную породу, называется отношение массы ее твердых частиц к их объему. Для определения минералогической плотности минералов слагающих горные породы, используются пикнометры.

Необходимая аппаратура и принадлежности

Пикнометр, ступка, аналитические весы с разновесами, устройство для создания вакуума, дистиллированная вода, устройство для сушки лабораторной посуды, полоска промокающей бумаги, пилетка.

Выполнение работы

1. Образец породы массой 4 – 5 грамм измельчают в ступке до разделения на отдельные составляющие его частицы.

2. Чистый высушенный пикнометр в устройстве для сушки лабораторной посуды, взвешивают на весах, получая массу M_n .

3. Измельченный образец высыпается из ступки в пикнометр и взвешивают, получая массу $M_{пв}$, из полученного значения вычитаем массу пустого пикнометра M_n , получаем массу дробленого образца M_3 .

4. В пикнометр с измельченной породой наливают дистиллированную воду, при этом объем воды необходимо довести до уровня чуть более две трети сосуда, но не более половины, иначе при последующем вакуумировании из пикнометра возможен выброс воды и частиц породы.

5. Осторожным взбалтыванием смачиваем зерна для опускания их на дно и помещаем пикнометр в вакуумную установку, выдерживая там около 20 – 30 минут, до прекращения выделения пузырьков воздуха.

6. Пикнометр извлекается из вакуумной установки и доводят уровень воды в нем до целого числа метки, например «50 мл». Если уровень поднялся выше метки, то его понижают путем опускания в воду полосу промокательной бумаги или отсасывают воду пипеткой.

7. Пикнометр с водой на уровне метки и измельченным образцом взвешивают, получая значение массы $M_{пвв}$, после чего навесу выливают, а сосуд промывают. Далее до той же метки наливают дистиллированную воду такой же температуры и взвешивают, получая массу пикнометра с водой $M_{пв}$.

8. Вычисляем минералогическую плотность твердых частиц слагающих образец горной породы по формуле:

$$\rho_m = M_3 \cdot \rho_b / M_{пвв} - M_{пв} + M_3,$$

где ρ_b – плотность воды, равная 1 г/см³.

9. Результаты измерений и вычислений заносятся в таблицу 1.7

Таблица 1.7 – Результаты исследования

Величина	Обозначение	Значение
Плотность воды, 1 г/см ³	ρ_b	1
Вес пикнометра, г	M_n	17,76
Вес пикнометра с зернами, г	$M_{пв}$	
Вес зерен, г	$M_3 - M_n \cdot M_n$	
Вес пикнометра с зернами и водой, г	$M_{пвв}$	
Вес пикнометра с водой, г	$M_{пв}$	
Минералогическая плотность образца, г/см ³	ρ_m	

Упражнение 1.4. Определить минералогическую плотность породы.

Таблица 1.8– Исходные данные к упражнению 1.4

Вариант	$M_{пв}$, г	$M_{пвв}$, г	$M_{пб}$
1	21,86	69,86	67,76
2	21,96	69,96	67,76
3	22,06	70,06	67,76
4	22,16	70,16	67,76
5	22,26	70,26	67,76
6	22,36	70,36	67,76
7	22,46	70,46	67,76
8	22,56	70,56	67,76
9	22,66	70,66	67,76
10	22,76	70,76	67,76

Контрольные вопросы:

1. Что такое объемная плотность горных пород и как она определяется?

2. Что такое минералогическая плотность горных пород и как она определяется?

Лабораторная работа № 5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЩЕЙ ПОРИСТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ

В лабораторных работах № 3 и № 4 были подробно описаны методики нахождения объемной и минералогической плотности одного и того же образца горной породы. Зная эти параметры можно вычислить коэффициент общей пористости $m_{ср}$ по следующей формуле:

$$m_{ср} = 1 - \frac{\rho_{ср}}{\rho_m}, \text{ д.е.} \quad \text{или} \quad m_{ср} = \left(1 - \frac{\rho_{ср}}{\rho_m} \right) \cdot 100, \% \quad (1.11)$$

где $\rho_{ср}$ – объемная плотность породы, г/см³, ρ_m – минералогическая плотность породы, г/см³.

Необходимая аппаратура и принадлежности

Порозиметр, ступка, аналитические весы с разновесами, устройство для создания вакуума, керосин.

Описание аппаратуры

Устройство порозиметра. Порозиметр состоит из градуированной трубки, имеющей на одном конце камеру, а на другом – расширение,

притертое к стеклышку. У собранного прибора объем стаканчика до начала шкалы равен объему казмеры до конца шкалы (28 см³). Внутренний диаметр трубки 4,5 мм, толщина стенки 1,5 мм. Объем градуированной части трубки составляет 5 см³, а длина 31,4 см. Цена деления шкалы составляет 0,02 см³. Полная длина прибора – 45,7 см.

Выполнение работы

1. Прозрактированный и высушенный образец горной породы весом 15 – 20 грамм делится на две части, так чтобы одна часть была весом около 10 – 15 грамм, а другая 5 – 10 грамм.
2. Берется первая часть образца весом 10 – 15 грамм и взвешивается на весах для определения его массы M_1 .
3. Этот образец под вакуумом насыщается керосином. Для этого его помещают в стаканчик с керосином, который ставят в вакуумную установку. Вакуумирование проводят до полного прекращения выделения из образца пузырьков воздуха.
4. Насыщенный образец вынимают из керосина и осушают. Для этого образец кладут на стекло и несколько раз перекатывают его на сухое место.
5. В порозиметр наливает керосин, плотно закрывают стаканчиком, переворачивают стаканчиком вниз и через 5 – 8 минут при отвесном положении в штативе берут отсчет уровня керосина по шкале (V_1).
6. С порозиметра осторожно, давая стечь керосину с края стаканчика в трубку, снимают стаканчик. Насыщенный керосином кусочек образца кладут в стаканчик, затем прибор плотно закрывают стаканчиком, переворачивают, ставят на место и, как в первом случае, снимают второй отсчет по шкале (V_2).
7. Рассчитывают объем $V_{ог}$ и объемную плотность образца $\rho_{ог}$ порою по формулам:

$$V_{ог} = V_2 - V_1, \quad (1.12)$$

$$\rho_{ог} = \frac{M_1}{V_{ог}}. \quad (1.13)$$
8. Вторую часть образца весом 5 – 10 грамм тщательно размельчают в ступке и взвешивают (M_2). Объем зерен порола $V_{зр}$ измеряют в порозиметре так же, как и объем порола. Плотность зерен рассчитывают по формуле:

$$\rho_{зр} = \frac{M_2}{V_{зр}}. \quad (1.14)$$
9. Далее вычисляется коэффициент общей пористости по формуле 1.11.
10. Результаты измерений и вычислений записывают в журнал (таблица 1.9).

Таблица 1.9 – Результаты исследования

Величина	Обозначение	Значение
Вес образца, г	M_1	
Объем керосина без образца, см ³	V_1	
Объем керосина с образцом, см ³	V_2	
Объем образца, см ³	$V_{ог} = V_2 - V_1$	
Объемная плотность образца, г/см ³	$\rho_{ог} = M_1 / V_{ог}$	
Вес размельченного образца, г	M_2	
Объем керосина без размельченного образца, см ³	V_3	
Объем керосина с размельченным образцом, см ³	V_4	
Объем зерен, см ³	$V_{зр} = V_4 - V_3$	
Объемная плотность, г/см ³	$\rho_{зр} = M_2 / V_{зр}$	
Коэффициент общей пористости, %	$n_{ог}$	

Упражнение 1.5. Определить коэффициент общей пористости.

Таблица 1.10 – Исходные данные к упражнению 1.5

Вариант	M_1 , г	V_1 , см ³	V_2 , см ³	M_2 , г	V_3 , см ³	V_4 , см ³
1	11	0,1	4,8	6	0,1	2,25
2	11,1	0,1	4,8	6,2	0,1	2,24
3	11,2	0,1	4,8	6,4	0,1	2,23
4	11,3	0,1	4,8	6,6	0,1	2,24
5	11,4	0,1	4,8	6,5	0,1	2,23
6	11,5	0,1	4,8	6,4	0,1	2,25
7	11,6	0,1	4,8	6,8	0,1	2,27
8	11,7	0,1	4,8	7	0,1	2,26
9	11,8	0,1	4,8	6,4	0,1	2,25
10	11,9	0,1	4,8	6,5	0,1	2,24

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ ПО МЕТОДУ И.А. ПРЕОБРАЖЕНСКОГО

По И.А. Преображенскому объем открытых пор определяется объемом керосина, вошедшего в поровое пространство зерна, а объем образца – гидроstaticеским взвешиванием насыщенного керосином образца в керосине.

Необходимая аппаратура и принадлежности

Аналитические весы с разновесами, устройство для создания вакуума, керосин.

Выполнение работы

1. Предварительно экстрагированный и высушенный при 105 °С стандартный цилиндрический образец порола взвешивают и получают массу M_1 .
2. Образец насыщают керосином под вакуумом до полного прекращения выделения пузырьков воздуха.
3. Насыщенный образец вынимают и освобождают его от избытка керосина путем обмывания на стекле. Исчезновение блика на поверхности

образца и появление характерного матового вида породы свидетельствует о достаточном удалении влаги. После этого насыщенный образец взвешивается в воздухе (M_2).

4. Объем открытых пор данного образца $V_{от}$ равен объему керосина, которым был насыщен исследуемый образец. Поделив разность масс насыщенного и сухого образца на плотность керосина ρ_k , получаем объем открытых пор данного образца:

$$V_{от} = \frac{M_1 - M_2}{\rho_k} \quad (1.15)$$

5. Далее насыщенный образец гидростатически взвешивают в керосине (M_3). Поделив разность масс насыщенного образца в воздухе и в керосине на плотность керосина, получают объем образца породы:

$$V_{об} = \frac{M_1 - M_3}{\rho_k} \quad (1.16)$$

6. Рассчитываем открытую пористость образца, с учетом уравнения 1.9 по следующей формуле:

$$m_{от} = V_{от}/V_{об} = ((M_2 - M_1)/(M_3 - M_1)) \cdot 100\% \quad (1.17)$$

7. Результаты опыта заносятся в журнал (таблица 1.10).

Таблица 1.11 – Результаты исследования

Величина	Обозначение	Значение
Вес образца, г	M_1	
Вес насыщенного образца в воздухе, г	M_2	
Вес насыщенного образца в керосине, г	M_3	
Плотность керосина, г/см ³	ρ_k	0,828
Объем открытых пор образца, см ³	$V_{от}$	
Объем образца, см ³	$V_{об}$	
Коэффициент открытой пористости, %	$m_{от}$	

Упражнение 1.6. Определить коэффициент открытой пористости.

Таблица 1.12 – Исходные данные к упражнению 1.6

Вариант	M_1 , г	M_2 , г	M_3 , г
1	28,15	30,25	19,74
2	28,34	30,34	19,94
3	28,53	31,1	20,14
4	28,72	31,2	20,34
5	28,91	31,3	20,54
6	29,1	31,4	20,74
7	29,29	31,5	20,94
8	29,48	31,6	21,14
9	29,67	31,7	21,34
10	29,86	31,8	21,54

Контрольные вопросы

1. Что такое пористость?
2. Какие виды пористости бывают и в чем их отличие?
3. Как определяется открытая пористость по И.А. Преображенскому?
4. Как производится расчет коэффициента полной пористости?

Лабораторная работа № 7

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОДО- И НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ КЕРНА

Содержание остаточной воды в образцах определяется на приборах Дина – Старка или С.Л.Закса (СП-4) (рис. 1.1).

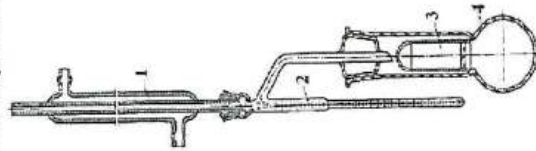
Необходимая аппаратура и принадлежность

Прибор С.Л.Закса (СП-4), электроплитка, аналитические весы с разновесами, толучок, термостат.

Описание аппаратуры

Прибор С.Л. Закса (СП-4). Данный прибор состоит из котлы (4), стеклянной ловушки (2), калиброванной на 10 см³, стеклянного холодильника (1) и стеклянного цилиндра (3) с дном из пористого стекла (фильтра). Котла, ловушка и холодильник тщательно прилифовываются друг к другу для устранения утечки паров растворителя через места соединения. В процессе работы цилиндр с керном помещают в горловину котлы на специальные выступы. В верхней части цилиндра имеются два

отверстия, в которых закрепляют проволоочную дужку для удобства извлечения цилиндра из котлы.



Выполнение работы

1. Образцы породы взвешивают на технических весах с точностью до 0,001 г, определяют его массу $M_{об}$ и помещают в воронку Шотта (отмечена цифрой 3 на рис. 1.1).
2. В котлу (4) наливают до половины растворителя, в качестве которого можно использовать толучок C_2H_6 (плотность 867 кг/м³, температура кипения 111 °С).
3. Подключают холодильник (1) к воде, которая поступает снизу вверх и выключают электроплитку, на которой стоит котла (4). Необходимо чтобы стеклянный цилиндр (воронка Шотта) в котором находится исследуемый образец, был погружен в растворитель и вместе с тем растворитель не перетекал через его края.
4. При кипячении растворителя вода испаряется из образца и вместе с растворителем поступает в холодильник (1), где охладилась стекает в градуированную котлу (2).

После того как увеличение объема воды перестает наблюдаться, процесс перегонки можно считать законченным. Так как вода тяжелее холодильника, 3 – углеводородных растворителей, она опускается Шотта; 4 – котла с избыток растворителя же стекает обратно в котлу.

5. Процесс перегонки воды из образца считается законченным, когда увеличение объема воды в ловушке прекращается и находящийся над уровнем воды слой растворителя становится совершенно прозрачным.
6. Если в трубку холодильника задерживаются капли воды, то их ставят в ловушку стеклянной палочкой, после чего отсчитывают объем воды ($V_{взд}$, см³).

7. Цилиндр с образцом извлекают и высушивают в термостате до постоянной массы $M_{\text{высуш. кс.}}$.

8. Для оценки объема нефти в образце можно использовать следующее выражение:

$$V_{\text{нефть}} = \frac{M_{\text{нефть кс.}} - V_{\text{каухейс}} \cdot \rho_{\text{к.}}}{\rho_{\text{н.}}} \quad (1.19)$$

где $V_{\text{нефть кс.}}$ – объем нефти в образце, см^3 ; $M_{\text{высуш. кс.}}$ – масса образца до экстрагирования насыщенного нефтью и водой, г; $M_{\text{каухейс кс.}}$ – масса экстрагированного и высушенного образца (высушивание производят в сушильном сушильном шкафу в течение 12 часов, при температуре 102 – 105 °С), г; $V_{\text{каухейс}}$ – объем воды вытеснившийся из образца, см^3 ; $\rho_{\text{н.}}$ – плотность воды, г/см^3 ; $\rho_{\text{к.}}$ – плотность нефти, г/см^3 .

9. Затем производятся измерение пористости на проэкстрагированном и высушенном образце (лабораторная работа № 5) и рассчитывается водонасыщенность (S_w) и нефтенасыщенность (S_n) как доля порового пространства, по формуле (1.18) либо это выражения можно представить следующими образом:

$$S_n = \frac{V_{\text{нефть кс.}}}{V_{\text{нефть кс.}} + V_{\text{каухейс кс.}}} = \frac{V_{\text{нефть кс.}}}{V_{\text{каухейс кс.}}} \cdot \frac{V_{\text{нефть кс.}}}{V_{\text{каухейс кс.}}} \cdot \frac{\rho_{\text{нефть кс.}}}{\rho_{\text{каухейс кс.}}} \cdot \frac{M_{\text{каухейс кс.}}}{M_{\text{нефть кс.}}} \cdot \frac{M_{\text{нефть кс.}}}{M_{\text{каухейс кс.}}} \quad (1.20)$$

$$S_w = \frac{V_{\text{каухейс кс.}}}{V_{\text{каухейс кс.}} + V_{\text{нефть кс.}}} = \frac{V_{\text{каухейс кс.}}}{V_{\text{нефть кс.}}} \cdot \frac{V_{\text{каухейс кс.}}}{V_{\text{нефть кс.}}} \cdot \frac{\rho_{\text{каухейс кс.}}}{\rho_{\text{нефть кс.}}} \cdot \frac{M_{\text{нефть кс.}}}{M_{\text{каухейс кс.}}} \cdot \frac{M_{\text{каухейс кс.}}}{M_{\text{нефть кс.}}} \quad (1.21)$$

где $M_{\text{нефть кс.}}$ – коэффициент объем (полной или абсолютной) пористости, д.е.; $V_{\text{нефть кс.}}$ – видимый (каухейс) объем образца (определяется по формуле 1.22), см^3 ; $\rho_{\text{нефть кс.}}$ – плотность образца, г/см^3 .

$$V_{\text{нефть кс.}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{к.}}^2 \cdot h_{\text{к.}}}{4} \quad (1.22)$$

где $d_{\text{к.}}$ – диаметр зерна, см; $h_{\text{к.}}$ – длина зерна, см.

10. Результаты исследования заносятся в таблицу 1.13

Дополнительная информация

Описанная выше методика не отражает точных параметров насыщенности непосредственно в самом пласте, так как можно отметить как минимум два процесса влияющие на содержание флюида в образце:

1. Загрязнение зерна. В процессе бурения, из-за разницы давления между столбом бурового раствора и пластовым давлением, фильтрат бурового раствора проникает в отобранные образцы зерна. Это неизбежно приводит к вытеснению части изначально содержащихся в зерне флюидов, а значит параметры насыщенности, определенные на таких образцах, будут не соответствовать пластовым значениям.

Таблица 1.13 – Результаты исследований

Параметры исследования										Значение
Масса образца до экстрагирования насыщенного нефтью и водой ($M_{\text{высуш. кс.}}$), г										
Масса экстрагированного и высушенного образца ($M_{\text{каухейс кс.}}$), г										
Объем воды вытеснившийся из образца ($V_{\text{каухейс кс.}}$), см^3										
Плотность воды ($\rho_{\text{н.}}$), г/см^3										
Плотность нефти ($\rho_{\text{к.}}$), г/см^3										
Объем нефти в образце ($V_{\text{нефть кс.}}$), см^3										
Коэффициент общей пористости ($m_{\text{п.}}$), д.е										
Диаметр зерна ($d_{\text{к.}}$), см										
Длина зерна ($h_{\text{к.}}$), см										
Видимый (каухейс) объем образца ($V_{\text{каухейс кс.}}$), см^3										
Коэффициент нефтенасыщенности (S_n), д.е. или %										
Коэффициент водонасыщенности (S_w), д.е. или %										

Таблица 1.14 – Исходные данные к упражнению 1.7

Вари- ант	$M_{\text{высуш. кс.}}$ г	$M_{\text{каухейс кс.}}$ г	$V_{\text{каухейс кс.}}$ см^3	$\rho_{\text{н.}}$ г/см^3	$\rho_{\text{к.}}$ г/см^3	$m_{\text{п.}}$ д.е.	$d_{\text{к.}}$ см	$h_{\text{к.}}$ см	$V_{\text{каухейс кс.}}$ см^3
1	50	46,545	0,423	1,04	0,79	0,24	3	2,5	17,66
2	50	46,498	0,485	1,05	0,8	0,25	3	2,6	18,37
3	50	46,480	0,545	1,03	0,81	0,22	3	2,7	19,08
4	50	46,461	0,602	1,04	0,82	0,21	3	2,8	19,78
5	50	46,474	0,655	1,02	0,83	0,2	3	2,9	20,49
6	50	46,105	0,778	1,04	0,84	0,21	3	3	21,2
7	50	45,693	0,915	1,08	0,85	0,22	3	3,1	21,9
8	50	45,418	1,065	1,04	0,84	0,23	3	3,2	22,61
9	50	45,072	1,231	1,06	0,83	0,24	3	3,3	23,31
10	50	44,765	1,411	1,04	0,82	0,25	3	3,4	24,02

2. Расширение флюидов. При извлечении зерна на поверхность, где давление будет равно атмосферному и значительно меньше чем на глубине обора, происходит расширение содержащихся флюидов, воды, нефти или газа. Это, в свою очередь, приводит к вытеснению флюидов, в соответствии с вытесняющимся коэффициентом расширения.

Многоточечные исследования, проведенные в области влияния буровых растворов на первоначальную насыщенность, указывают на то, что когда в качестве бурового раствора используется жидкость на нефтяной основе, это практически не влияет на параметр водонасыщенности. Также считается, что расширение газа оказывает незначительное воздействие на первоначальную водонасыщенность.

Упражнение 1.7. Определить объем нефти в образце ($V_{\text{нефть кс.}}$), коэффициент нефтенасыщенности (S_n) и коэффициент водонасыщенности (S_w), полученные значения занести в таблицу 1.13. Исходные данные

представлены в таблице 1.14.

Контрольные вопросы

1. Какие приборы используются для определения водоненасыщенности керна?
2. Почему применяемые методики не отражают точных параметров насыщения непосредственно в самом пласте?

Лабораторная работа № 8 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ КЕРНА МЕТОДОМ ЦЕНТРИФУГИРОВАНИЯ

Между капиллярным давлением и водонасыщенностью имеется связь, которая заключается в том, что остаточная вода удерживается в поровом, углеводородонасыщенном пространстве коллектора, за счет капиллярных сил. Зная распределение капиллярного давления в пласте, можно дать оценку водонасыщенности.

Метод центрифугирования позволяет построить зависимость «капиллярное давление – водонасыщенность».

Необходимая аппаратура и принадлежности

Центрифуга, аналитические весы с разновесами, вакуумная установка, дистиллированная вода, прибор Сокслера, сушильный шкаф.

Выполнение работы

1. Образец керна экстрагируется в приборе Сокслера и высушивается в сушильном шкафу до постоянного веса (M_1).
2. Образец керна насыщается дистиллированной водой в вакуумной установке до полного прекращения выделения пузырьков воздуха, после чего вновь взвешивается (M_2).
3. Образец помещается в центрифугу для 5 минутного вращения на первой скорости (например, 1000 оборотов в минуту).
4. Образец извлекается из центрифуги и взвешивается (M_3).

5. Определяется текущий коэффициент водонасыщенности по следующей формуле:

$$S_{\text{нас}} = \frac{M_2 - M_1}{M_2 - M_1}, \quad (1.23)$$

где $S_{\text{нас}}$ – коэффициент текущей водонасыщенности, д.с.; M_1 – масса образца после каждого режима центрифугирования, г.

6. Определяется давление центробежных сил возникающее между фазами, равное капиллярному давлению, значение которого определяется формулой:

$$P = 4,04R \left(\frac{n}{60} \right)^2 \cdot h \cdot (\rho_{\text{жид}} - \rho_{\text{газ}}) \cdot 10^{-6} \text{ [МПа]}, \quad (1.24)$$

где R – радиус вращения оси центрифуги (расстояние от центра оси центрифуги до середины длины образца), м; n – число оборотов ротора центрифуги в минуту; h – длина образца, м; $\rho_{\text{жид}}$ – плотность воды насыщающей образец и плотность воздуха, как вытесняющей фазы, соответственно, кг/м³.

7. Образец помещается в центрифугу для вращения на следующей скорости, после чего пункты 4, 5, 6 и 7 повторяются до последней скорости центрифуги.

8. Результаты исследования заносятся в таблицу 1.15.

Таблица 1.15 – Результаты исследования

Параметры исследований				Значение
Масса сухого образца (M_1), г				46
Масса полностью насыщенного образца (M_2), г				63
Скорость вращения центрифуги (об/мин)	Масса образца после центрифугирования (M_3), г	Коэффициент текущей водонасыщенности ($S_{\text{нас}}$)	Капиллярное давление (Р), Па	
1000	62	0,842	0,010	
2000	54	0,421	0,040	
3000	50	0,211	0,091	
4000	49,1	0,163	0,161	
5000	49	0,158	0,252	

00 – данные полученные в результате опыта.

9. По результатам опыта строится графическая зависимость «капиллярное давление – коэффициент текущей водонасыщенности». На рисунке 1.2 представлен пример построения графической зависимости по данным таблицы 1.15.

Лабораторная работа № 9
ОПРЕДЕЛЕНИЕ АБСОЛЮТНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ОБРАЗЦА КЕРНА
ПО ГАЗУ. ПОПРАВКА НА ЭФФЕКТ КЛИНКЕНБЕРГА

Необходимая аппаратура и принадлежности
Регулятор, хлор-кальцевая трубка, кернодержатель, компрессор, баллон для воздуха или газа, газовый счетчик, термометр, барометр.

Схема, установленки для определения абсолютной проницаемости образца керна.

Конструкция установки, предназначенная для измерения абсолютной газопровицаемости для различных газов, предусматривает наличие источника давления или разряжения, регулятора давления, кернодержателя и измерителей давления и расхода газа (рис 1.3).

Сжатый газ из баллона (1) поступает через регулятор высокого (2) и низкого (3) давлений. Далее газ попадает от паров воды с помощью хлористого кальция (4) и задерживающей пыли с помощью фильтра (5), измерительным давлением служат технические пружинные манометры (7), в качестве расходомера (10) используется градуированная стеклянная трубка.

Так как для определения абсолютной проницаемости керна используется газ, то необходимо вводить некоторые корректирующие поправки на эффект прокляльзывания газа.

Этот эффект был открыт Клинкенбергом в 1941 году и назван в его честь. Он заключается в том, что газы, в особенности низкомолекулярные, в отличие от жидкостей, при фильтрации в пористой среде, на границе

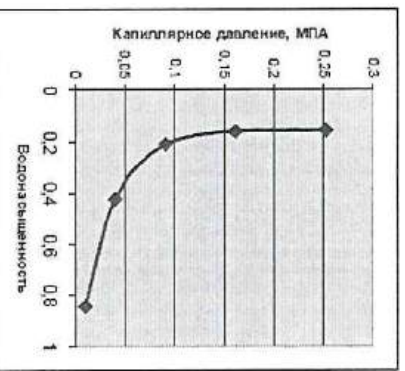


Рисунок 1.2 – Графическая зависимость «Капиллярное давление – водонасыщенность»

Упражнение 1.8. Построить графическую зависимость «Капиллярное давление – водонасыщенность». Масса сухого образца 46 грамм, а масса полностью насыщенного образца 65 грамм. Радиус вращения оси центрифуги $R = 30$ см. Длина образца $h = 3$ см. Плотность воды $\rho_{\text{вод}} = 1000$ кг/м³. Плотность воздуха при давлении 0,1 МПа и температуре 20 °С равна 1,2046 кг/м³. Результаты оформить в виде таблицы 1.15 и рисунка 1.2. Исходные данные представлены в таблице 1.16.

Таблица 1.16 – Исходные данные к упражнению 1.8

Вариант	М _{сух} , г	М _{вод} , г	М _{возд} , г	М _{сух} , г	М _{сух} , г
1	63	53	50,1	49,1	49
2	63,1	53,4	50,4	49,3	49,1
3	63,2	53,8	50,7	49,5	49,2
4	63,3	54,2	51	49,7	49,3
5	63,4	54,6	51,3	49,9	49,4
6	63,5	55	51,6	50,1	49,5
7	63,6	55,4	51,9	50,3	49,6
8	63,7	55,8	52,2	50,5	49,7
9	63,8	56,2	52,5	50,7	49,8
10	63,9	56,6	52,8	50,9	49,9

М₁₀₀₀, М₁₀₀₀, М₃₀₀₀, М₄₀₀₀ и М₅₀₀₀, – масса образца после центрифугирования на скорости 1000, 2000, 3000, 4000 и 5000 об/мин.

Контрольные вопросы

1. Что такое остаточная водонасыщенность?
2. Для чего необходимо знать количество остаточной воды в пласте?

пористая среда — газ имеют ненулевую скорость. Это приводит к более высоким объемным скоростям потока, так как газ проскальзывает по поверхности зерен. Клинкенбергом было также обнаружено, что чем меньше молекулярная масса газа, тем больше проявляется влияние этого эффекта (больше скорость на границе газ — поровый канал).

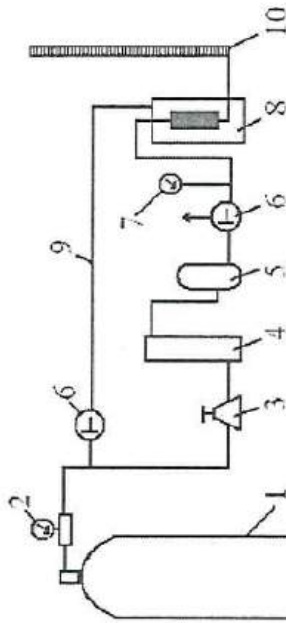


Рисунок 1.3 — Принципиальная схема установки для определения газопроницаемости: 1 — источник давления; 2 — редуктор высокого давления; 3 — редуктор низкого давления; 4 — осушитель газа; 5 — фильтр; 6 — трехходовой кран; 7 — манометр; 8 — кернодержатель; 9 — линия создания объема; 10 — градуированная трубка для измерения расхода газа

Выполнение работы

1. Для исследования берется индентрический образец диаметром около 30 мм и длиной не менее 25 мм. Штангенциркулем измеряют диаметр и длину образца в пяти сечениях с точностью до 0,02 см и определяют среднеарифметические величины.
2. Цилиндрический образец помещают в резиновую манжету кернодержателя (8) таким образом, чтобы зазор между боковой поверхностью образца и стенками манжеты был минимальным.
3. Исследования будут проводиться для трех различных газов, с начала по Гелию (He), потом по Воздуху (O_2+N_2) и Углекислому газу (CO_2) на нескольких депрессиях по каждому. Дальнейшая экстраполяция полученных кривых в бесконечное обратное среднее давление позволит получить эквивалентную гидравлическую проницаемость или проницаемость по жидкости. Сначала подключается баллон с Гелием.
4. Создают давление бокового объема, обеспечивающее отсутствие проникновения (проскальзывания) газа между образцом и манжетой не выше 2,5 МПа (оптимальное 1,3 — 1,5 МПа) с помощью предусмотренной в аппарате пневмосистемы (9). Давление объема заносят в таблицу результатов.
5. С помощью редуктора (3) устанавливают рабочий перепад давления, контролируемый манометрами. 100 °С

6. Измерение расхода газа производится с помощью отсчета времени прохождения мыльного пузыря через определенный объем градуированной трубки (10), установленной на выходе из образца и соединенной с атмосферным давлением. Оптимально одно измерение должно продолжаться около 30 — 90 секунд, что обеспечивает минимальную погрешность замеров. Однако в случае сильно проницаемых или непроницаемых пород временной интервал может быть сдвинут, соответственно, в ту или иную сторону, что должно быть отражено в результирующей таблице.

7. Измерение расхода газа через образец выполняется 3 раза при различных перепадах давления в пределах 0,1 — 0,2 МПа. По окончании измерений кран на баллоне (1) закрывают, а баллон отсоединяют. Подключают следующий баллон с Воздухом и повторяют пункты с 4 по 7. После чего проводят эксперимент для Углекислого газа, после чего закрывают все краны на аппаратуре и извлекают образец керна из кернодержателя.

8. Для каждого газа и на каждой депрессии определяется коэффициент абсолютной газопроницаемости пород по формуле (1.25), которая определяется в соответствии с линейным законом фильтрации Дарси:

$$k = \frac{2 \cdot V \cdot \mu \cdot L \cdot P_{\text{ср}}}{t \cdot A \cdot (P_{\text{в}}^2 - P_{\text{к}}^2)} \cdot 1000, \quad (1.25)$$

где k — коэффициент газопроницаемости, мД; V — объем газа, прошедшего через образец, см³; t — время прохождения газа, с; μ — вязкость газа в рабочих условиях, мПа·с; ΔP — перепад давления на образце между входом и выходом, МПа; $P_{\text{ср}}$ — атмосферное давление, 0,1 МПа; L — длина образца, см; A — площадь поперечного сечения образца, см².

9. Также для каждого газа и на каждой депрессии рассчитывается обратное среднее давление по формуле:

$$P_{\text{ср}} = \frac{1}{P_{\text{в}} - P_{\text{к}}} = \frac{2}{P_{\text{в}} + P_{\text{к}}} \quad (1.26)$$

где $P_{\text{ср}} = (P_{\text{в}} + P_{\text{к}})/2$ — среднее давление эксперимента.

Из-за эффекта Клинкенберга измеренные значения проницаемости образцов по газу выше абсолютных значений по жидкости. Клинкенберг обнаружил, что если измерить проницаемость по газу на нескольких давлениях и построить график зависимости проницаемости от обратной величины среднего давления, то экспериментальные точки лягут на прямую. Если эту линию экстраполировать на точку $1/P_{\text{ср}} = 0$ (бесконечное давление), отсекаемый ею на оси ординат отрезок будет представлять собой абсолютную проницаемость, эквивалентную гидравлической проницаемости по жидкости.

10. Результаты исследования заносятся в таблицу 1.17.

11. По расчетным данным проницаемости и обратного среднего давления строится график зависимости «проницаемость – обратное среднее давление», на котором путем экстраполяции полученных кривых находят точку $k_{ж}$, которую называют эквивалентной гидравлической проницаемостью или проницаемостью по жидкости (рис 1.4).

Таблица 1.17 – Результаты исследования

Параметры исследований		обозначение	значение
Диаметр образца, см	D		3
Высота образца, см	L		2,5
Площадь поперечного сечения образца, см ²	$A = \pi d^2/4$		7,065
Атмосферное давление, МПа	$P_{атм}$		0,1
Давление на входе из образца, МПа	$P_{вх}$		0,1
Давление обжима, МПа	$P_{об}$		
Параметры исследований		Газ	
	Гелий, Не	Воздух, (O ₂ +N ₂)	Углекислый газ, CO ₂
Молекулярная масса	4,003	28,96	44,01
Вязкость при атмосферном давлении и температуре 20 °С, мПа·с	0,0196	0,0182	0,0144
1 эксперимент			
Время прохождение газа через образец, с	30	30	30
Объем газа, прошедшего через образец, см ³	200	140	100
Давление на входе $P_{вх}$, МПа	0,2	0,2	0,2
Проницаемость, мД	308,25	200,36	113,23
Обратное среднее давление $1/P_{ср}$, 1/МПа	6,67	6,67	6,67
2 эксперимент			
Время прохождение газа через образец, с	30	30	30
Объем газа, прошедшего через образец, см ³	440	330	260
Давление на входе $P_{вх}$, МПа	0,3	0,3	0,3
Проницаемость, мД	254,31	177,11	110,40
Обратное среднее давление $1/P_{ср}$, 1/МПа	5	5	5
3 эксперимент			
Время прохождение газа через образец, с	30	30	30
Объем газа, прошедшего через образец, см ³	730	560	480
Давление на входе $P_{вх}$, МПа	0,4	0,4	0,4
Проницаемость, мД	225,02	160,29	108,70
Обратное среднее давление $1/P_{ср}$, 1/МПа	4	4	4
Проницаемость по жидкости, мД	Обозначение $k_{ж}$		Значение 100

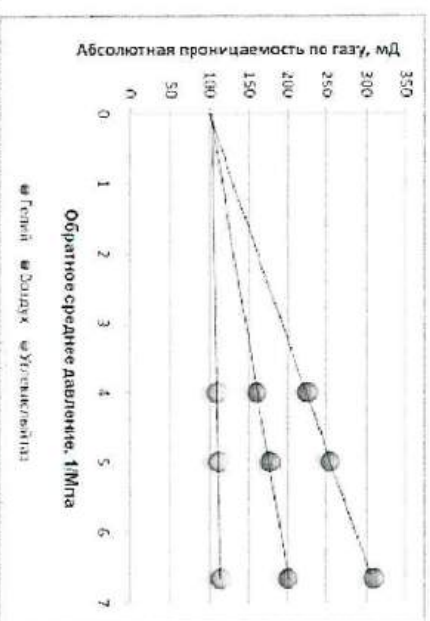


Рисунок 1.4 – Корректировка проницаемости по газу для получения проницаемости по жидкости

Упрямление 1.9. Определить абсолютную гидравлическую проницаемость. Во время исследования через образец пропускали только гелий. Всего проводилось три эксперимента с давлением на входе 0,2, 0,3 и 0,4 МПа и давлением на выходе во всех случаях 0,1 МПа. Остальные исходные данные заданы представлены в таблице 1.17, за исключением «объема газа, прошедшего через образец». Это параметр по вариантам представлен в таблице 1.18. Также по расчетным данным проницаемости и обратного среднего давления построить график зависимости «проницаемость – обратное среднее давление», на котором экстраполицией определить проницаемость по жидкости.

Таблица 1.18 – Исходные данные к упражнению 1.9

Вариант	Объем Гелия, прошедшего через образец с давлением на входе, см ³		
	0,20 МПа	0,3 МПа	0,4 МПа
1	260	364	910
2	100	220	330
3	50	110	175
4	80	174	280
5	120	260	420
6	150	325	525
7	200	434	700
8	300	651	1050
9	350	760	1225
10	40	87	140

Контрольные вопросы

1. Что такое проницаемость горной породы?
2. Что такое абсолютная проницаемость?
3. Что такое фазовая проницаемость?
4. Что такое относительная проницаемость?
5. Какой закон лежит в основе определения проницаемости?
6. Что такое эквивалентная гидравлическая проницаемость и как она определяется?
7. Что представляет собой эффект Клинкенберга?

Темы для изучения в рамках самостоятельной работы:

(проверяемые компетенции ПК-4, ПК-7)

1. Физические свойства коллекторов. Тепловые и механические свойства горных пород.
2. Свойства пластовых флюидов.
3. Поверхностные явления в горных породах

Вопросы к экзамену по дисциплине:

(проверяемые компетенции ПК-4, ПК-7)

1. Что изучает физика нефтяного и газового пласта?
 - а) процессы, происходящие во время подъема газожидкостной смеси по стволу скважины;
 - б) законы фильтрации
 - в) свойства горных пород, физико-химические свойства пластовых флюидов, а также процессы происходящие при фильтрации пластовых флюидов в продуктивных пластах
 - г) процессы и закономерности равновесия и фильтрации пластовых флюидов в продуктивных пластах
 - д) нет правильного ответа
2. Что называется пластовым флюидом?
 - а) называется нефть и газ или их смесь, которые могут находиться в коллекторе в состоянии покоя или движения
 - б) называется нефть, вода, газ или их смесь, которые могут находиться в коллекторе в состоянии покоя или движения
 - в) называется нефть, которая может находиться в коллекторе в состоянии покоя или движения
 - г) называется нефть и вода или их смесь, которые могут находиться в коллекторе в состоянии покоя или движения
 - д) нет правильного ответа
3. Как подразделяются горные породы слагающие литосферу по

их происхождению?

- а) магматические, осадочные и изверженные
- б) осадочные, метаморфические и терригенные
- в) метаморфические, осадочные и магматические
- г) осадочные, метаморфические и обломочные
- д) нет правильного ответа

4. Что представляют собой изверженные породы?

- а) это породы, сформировавшиеся в результате осаждения органических и неорганических веществ на дне водных бассейнов и на поверхности Земли с последующим их уплотнением и изменением
- б) это породы образовались в результате застывания и кристаллизации на поверхности Земли или в ее недрах силикатного расплава – магмы
- в) это породы, образовавшиеся в результате изменения осадочных или изверженных пород при метаморфизме (влияние температур, давлений и химических воздействий) с полным или значительным изменением минералогического состава, структуры и текстуры
- г) нет правильного ответа

5. В результате чего сформировались осадочные породы?

- а) сформировались в результате изменения осадочных или изверженных пород при метаморфизме (влияние температур, давлений и химических воздействий) с полным или значительным изменением минералогического состава, структуры и текстуры
- б) сформировались в результате застывания и кристаллизации на поверхности Земли или в ее недрах силикатного расплава – магмы
- в) сформировавшиеся в результате осаждения органических и неорганических веществ на дне водных бассейнов и на поверхности Земли с последующим их уплотнением и изменением
- г) нет правильного ответа

6. В результате чего образовались метаморфические породы?

- а) образовались в результате застывания и кристаллизации на поверхности Земли или в ее недрах силикатного расплава – магмы
- б) образовались в результате изменения осадочных или изверженных пород при метаморфизме (влияние температур, давлений и химических воздействий) с полным или значительным изменением минералогического состава, структуры и текстуры
- в) образовались в результате осаждения органических и неорганических веществ на дне водных бассейнов и на поверхности Земли

с последующим их уплотнением и изменением

г) нет правильного ответа

7. В горных породах какого происхождения в основном находятся промышленные запасы углеводородов?

а) в магматического

б) в вулканического

в) в метаморфического

г) в изверженного

д) в осадочного

е) нет правильного ответа

8. Осадочные горные породы по условиям накопления выделяют на какие две основные группы?

а) осадочные и биогенные

б) обломочные и терригенные

в) осадочные и терригенные

г) осадочные и хемогенные

д) нет правильного ответа

9. На какие группы подразделяют осадочные осадки?

а) биогенные, биохемогенные и терригенные

б) органогенные, биохемогенные и хемогенные

в) биогенные, обломочные и хемогенные

г) нет правильного ответа

10. К карбонатным породам относятся...

а) известняки и песчаники

б) доломиты и алевроиты

в) алевролиты и аргиллиты

г) доломиты и известняки

д) нет правильного ответа

11. Зёрна какого размера, согласно российской гранулометрической классификации терригенных пород, относятся к пескам и песчаникам?

а) от 0,01 до 5 мм

б) от 0,05 до 2 мм

в) от 0,1 до 1 мм

г) от 0,001 до 0,05 мм

д) нет правильного ответа

12. В каком случае процесс экстрагирования считается полностью законченным (вопрос из лабораторных работ)?

а) когда после многих циклов растворитель, сливающийся в колбу из

экстрактора, становится совершенно темным

б) когда после многих циклов растворитель, сливающийся в колбу из экстрактора, становится совершенно прозрачным и не окрашивает фильтровальной бумаги

в) когда после многих циклов растворитель, уже не сливающийся в колбу из экстрактора

г) после экстрагирования в течение 2 часов

13. Сколько может длиться процесс экстрагирования (вопрос из лабораторных работ)?

а) двое суток

б) 3 часа

в) 2 часа

г) от нескольких часов до нескольких суток и более

14. Что такое гранулометрический состав горных пород?

а) это отношение массы вещества к занимаемому объему

б) это отношение массы ее твердых частиц к их объему

в) это количественное (массовое) содержание в ней частиц

различного размера

г) это количество гранул в метре кубическом

15. До какого нижнего значения размера зерен позволяет определить сытовой анализ (вопрос из лабораторных работ)?

а) до 0,05 мм

б) до 0,01 мм

в) до 0,005 мм

г) до 0,001 мм

16. Что позволяет определить гранулометрический анализ (вопрос из лабораторных работ)?

а) нефтенасыщенность

б) газонасыщенность

в) размеры минеральных частиц слатающих породу

г) глубину залегания породу

д) физико-химический состав частиц слатающих породу

е) наличие пор способных впитывать и отдавать нефть при

разработке

д) нет правильного ответа

17. Что такое гранулометрический состав породу?

а) Это количественное содержание в ней нефти

б) Это количественное содержание в ней газа или газоконденсата

- в) Это массовое содержание в ней частиц различного размера или величины
- г) Это количественное содержание в ней нефтегазонасыщенных частиц
- д) нет правильного ответа

18. Как определяется размер частиц цементированных пород (вопрос из лабораторных работ)?

- а) путем размельчения породы и проведение дальнейшего анализа стандартными методами
- б) путем изучения их под микроскопом по их шлифам
- в) путем ситового анализа породы
- г) путем седиментационного анализа породы
- д) нет правильного ответа

19. С помощью какого анализа определяют гранулометрический состав горной породы (вопрос из лабораторных работ)?

- а) Ультразвукового и весового
- б) ситового и седиментационного
- в) объемного и весового
- г) каротажного и гидродинамического
- д) нет правильного ответа

20. При проведении ситового анализа как правильно собирается конструкция из сит (вопрос из лабораторных работ)?

- а) все сита в конструкции имеют одинаковый размер ячеек
- б) верхнее сито имеет наименьший размер ячеек, а нижнее наибольший
- в) нижнее сито имеет наименьший размер ячеек, а верхнее наибольший
- г) нет правильного ответа

21. В течении какого времени необходимо проводить просеивание (вопрос из лабораторных работ)?

- а) 7 мин
- б) 10 мин
- в) 5 мин
- г) 15 мин
- д) нет правильного ответа

22. После просеивания сумма всех фракций не должна отличаться от первоначальной на какую величину (вопрос из лабораторных работ)?

- а) 3%
- б) 4%
- в) 2%
- г) 5%
- д) 0,07%
- е) нет правильного ответа

23. До какого нижнего размера частиц позволяет анализировать ситовый анализ (вопрос из лабораторных работ)?

- а) 0,1
- б) 0,5
- в) 0,01
- г) 0,05
- д) нет правильного ответа

24. Что такое степень неоднородности породы (вопрос из лабораторных работ)?

- а) Это отношение 60 % порога диаметров частиц, при которых сумма масс фракций с диаметрами, начиная от нуля и 10 % порога
- б) Это отношение 40 % порога диаметров частиц, при которых сумма масс фракций с диаметрами, начиная от нуля и 20 % порога
- в) Это отношение 80 % порога диаметров частиц, при которых сумма масс фракций с диаметрами, начиная от нуля и 40 % порога
- г) нет правильного ответа

25. В каком диапазоне колеблются размеры частиц слагающих нефтесодержащие породы в большинстве случаев (вопрос из лабораторных работ)?

- а) от 0,1 до 0,001 мм
- б) от 1 до 0,01 мм
- в) от 1 до 0,1 мм
- г) от 100 до 1 мм

26. Осажденные осадки биогенного происхождения представляют собой:

- а) породы состоящие из останков животных организмов, основной объем которых, образуется в морях. По составу среди них преобладают известняки, образующиеся в основном из останков морских организмов, сложных карбонатом кальция $[\text{CaCO}_3]$, т.е. кальцит
- б) породы образовавшиеся в результате жизни живых организмов, но не из их скелетов, а как побочный продукт жизнедеятельности, т.е. микроорганизмы, в том числе разнообразные бактерии

в) породы образовавшиеся прямо из вод бассейна в результате взаимодействия растворенных веществ или при испарении воды

г) нет правильного ответа

27. Осадочные осадки биохемогенного происхождения представляют собой...

а) породы состоящие из останков животных организмов, основной объем которых, образуется в морях. По составу среди них преобладают известняки, образующиеся в основном из останков морских организмов, сложных карбонатом кальция $[CaCO_3]$, т.е. кальцит

б) породы образовавшиеся в результате жизни живых организмов, но не из их скелетов, а как побочный продукт жизнедеятельности, т.е. микроорганизмы, в том числе разнообразные бактерии

в) породы образовавшиеся прямо из вод бассейна в результате взаимодействия растворенных веществ или при испарении воды

г) нет правильного ответа

28. Осадочные осадки хемогенного происхождения представляют собой...

а) породы состоящие из останков животных организмов, основной объем которых, образуется в морях. По составу среди них преобладают известняки, образующиеся в основном из останков морских организмов, сложных карбонатом кальция $[CaCO_3]$, т.е. кальцит

б) породы образовавшиеся в результате жизни живых организмов, но не из их скелетов, а как побочный продукт жизнедеятельности, т.е. микроорганизмы, в том числе разнообразные бактерии

в) породы образовавшиеся прямо из вод бассейна в результате взаимодействия растворенных веществ или при испарении воды

г) нет правильного ответа

29. За счет чего образуются терригенные отложения?

а) за счет накопления останков животных организмов

б) за счет побочных продуктов жизнедеятельности организмов, а именно микроорганизмов, в том числе разнообразных бактерий

в) за счет выпадения в областях смешивания вод разного состава, например в местах впадения рек в моря

г) за счет накопления обломочного материала (трава, песок, глина и др.) – продуктов разрушения ранее существовавших горных пород

д) нет правильного ответа.

30. Что представляют собой гранулярные породы?

а) сложные из горных пород поровое пространство которых включает в себя как систему трещин, так и межзерновое поровое

пространство

б) сложные из горных пород поровое пространство которых состоит из микротрещин

в) сложные песчано-алевритовыми породами, поровое пространство которых состоит из межзерновых полостей

г) нет правильного ответа

31. Что представляют собой трещиноватые породы?

а) представляют собой горные породы поровое пространство которых включает в себя как систему трещин, так и межзерновое поровое пространство

б) представляют собой горные породы поровое пространство которых состоит из микротрещин

в) представляют собой горные породы сложные песчано-алевритовыми породами, поровое пространство которых состоит из межзерновых полостей

г) нет правильного ответа

32. Что представляют собой трещиновато-поровые породы?

а) представляют собой горные породы сложные песчано-алевритовыми породами, поровое пространство которых состоит из межзерновых полостей

б) представляют собой горные породы поровое пространство которых состоит из микротрещин

в) представляют собой горные породы поровое пространство которых включает в себя как систему трещин, так и межзерновое поровое пространство

г) нет правильного ответа

33. Что такое ФЕС?

а) фильтрационно-емкостная система

б) фильтрационно-емкостные свойства

в) фильтрационная ёмкость скважины

г) это горюд на северо-западе Марокко

д) нет правильного ответа

34. Какие основные свойства горных пород изучает Физика пласта?

а) пористость, насыщенность, вязкость, плотность

б) пористость, проницаемость, упругость, сжимаемость, теплоемкость

в) пористость, насыщенность, гранулометрический состав, теплоемкость

капиллярные свойства, удельная поверхность, вязкость

- г) пористость, проницаемость, насыщенность, гранулометрический состав, капиллярные свойства, удельная поверхность
- д) нет правильного ответа

35. Что такое пористость?

- а) это отношение объема всех пустот в горной породе заполненных углеводородами, к суммарному объему всех пустот
- б) это способность горной породы пропускать через себя пластовые флюиды под действием перепада давления
- в) это наличие в горной породе пустот (пор, трещин, каверн)
- г) это количественное (массовое) содержание в ней частиц различного размера

д) нет правильного ответа

36. Что такое эффективная пористость?

- а) это объем закрытых или изолированных пустот не участвующих в процессе фильтрации
- б) это весь объем пустот в породе
- в) это объем открытых связанных поровых каналов
- г) это система проточных пор, через которые возможна фильтрация пластовых флюидов при градиентах давления, соответствующих природным условиям
- д) нет правильного ответа

37. При изучении процессов фильтрации, какая пористость наиболее важна?

- а) открытая
- б) общая
- в) эффективная
- г) закрытая

д) нет правильного ответа

38. Что такое общая пористость?

- а) это весь объем пустот в породе
- б) это система проточных пор, через которые возможна фильтрация пластовых флюидов при градиентах давления, соответствующих природным условиям
- в) это объем открытых связанных поровых каналов
- г) это объем закрытых или изолированных пустот не участвующих в процессе фильтрации
- д) нет правильного ответа

39. Для чего в первую очередь используется пористость?

- а) используется для расчета дебитов скважин
- б) используется для оценки запасов углеводородных месторождений
- в) используется для расчета упругоэластичности пласта
- г) используется для расчета пьезопроводности
- д) нет правильного ответа

40. Что такое открытая пористость?

- а) это объем закрытых или изолированных пустот не участвующих в процессе фильтрации
- б) это система проточных пор, через которые возможна фильтрация пластовых флюидов при градиентах давления, соответствующих природным условиям
- в) это объем открытых связанных поровых каналов
- г) это весь объем пустот в породе
- д) нет правильного ответа

41. В чем измеряется пористость?

- а) в $\text{м}^2/\text{с}$
- б) в м^3
- в) в м^2
- г) в долях единиц или процентах
- д) нет правильного ответа

42. На какие три группы условно разделяют поровые каналы?

- а) сверхкапиллярные, капиллярные, низкокапиллярные
- б) суперкапиллярные, капиллярные, микрокапиллярные
- в) сверхкапиллярные, капиллярные, субкапиллярные
- г) сверхкапиллярные, среднекапиллярные, субкапиллярные
- д) нет правильного ответа

43. По каким каналам фильтрация жидкости практически не происходит?

- а) по среднекапиллярным
- б) по микрокапиллярным
- в) по низкокапиллярным
- г) по субкапиллярным
- д) нет правильного ответа

44. В результате каких исследований можно получить пористость горных пород в разрезе скважины?

- а) в результате акустических исследований
- б) в результате гидродинамических исследований
- в) в результате РВТ исследований

- г) в результате геофизических исследований скважин
- д) нет правильного ответа

45. В каком случае эффективная пористость песчанника будет ниже?

- а) когда гранулометрический состав породы представлен однородными зёрнами
- б) когда гранулометрический состав представлен зёрнами различного размера и при этом мелкие алевитовые или глинистые частицы смешаны с более крупными песчаными зёрнами
- в) нет правильного ответа

46. Первичная пористость это...

- а) объем изолированных поровых каналов не участвующих в процессах фильтрации
- б) система первичных проточных пор, через которые возможна фильтрация пластовых флюидов при градиентах давления, соответствующих природным условиям
- в) начальная пористость, сохранившаяся в осадочных породах после их отложения и первоначального уплотнения
- г) пористость связанная с тектоническими напряжениями, которые оказывали влияние на отложения после погружения и (или) с циркуляцией подземных вод
- д) нет правильного ответа

47. Вторичная пористость это...

- а) объем изолированных поровых каналов не участвующих в процессах фильтрации
- б) система первичных проточных пор, через которые возможна фильтрация пластовых флюидов при градиентах давления, соответствующих природным условиям
- в) начальная пористость, сохранившаяся в осадочных породах после их отложения и первоначального уплотнения
- г) пористость связанная с тектоническими напряжениями, которые оказывали влияние на отложения после погружения и (или) с циркуляцией подземных вод
- д) нет правильного ответа

48. Пористость высвечивания это...

- а) когда поровые каналы образуются, например, благодаря растворению минералов породы циркулирующими теплыми или горячими растворами
- б) когда поровые каналы образуются в результате превращения

известняка в доломит, так как в породе может происходить обмен кальция на магний из раствора

- в) когда поровые каналы образуются вследствие нарушения структуры пород-коллекторов под действием напряжения растяжения, вызываемого тектоническими процессами, такими как складкообразование и разрывная тектоника
- в) нет правильного ответа

49. Пористость связанная с доломитизацией это...

- а) когда поровые каналы образуются, например, благодаря растворению минералов породы циркулирующими теплыми или горячими растворами
- б) когда поровые каналы образуются в результате превращения известняка в доломит, так как в породе может происходить обмен кальция на магний из раствора
- в) когда поровые каналы образуются вследствие нарушения структуры пород-коллекторов под действием напряжения растяжения, вызываемого тектоническими процессами, такими как складкообразование и разрывная тектоника
- в) нет правильного ответа

50. Трещинная пористость это...

- а) когда поровые каналы образуются, например, благодаря растворению минералов породы циркулирующими теплыми или горячими растворами
- б) когда поровые каналы образуются в результате превращения известняка в доломит, так как в породе может происходить обмен кальция на магний из раствора
- в) когда поровые каналы образуются вследствие нарушения структуры пород-коллекторов под действием напряжения растяжения, вызываемого тектоническими процессами, такими как складкообразование и разрывная тектоника
- в) нет правильного ответа

51. Что такое ВНК?

- а) весы нефтеконтрольные
- б) Восточная нефтяная компания
- в) водонефтяной контакт
- г) нет правильного ответа

52. Что такое ГВК?

- а) горно-кавалерийские войска
- б) газоводяной контакт

- в) глубоководный водолазный костюм
- г) городской военный комиссариат
- д) нет правильного ответа

53. Что такое связанная вода?

- а) это вода, которая содержится в подстилающих подошвенных пластах
- б) это вода, которую связали
- в) это вода, которая содержится в углеводородонасыщенном поровом пространстве коллектора, и удерживается там капиллярными силами
- г) это вода которая извлекается на поверхность Земли вместе с продукцией скважин и остается ненужной
- д) нет правильного ответа

54. Для чего необходимо знание коэффициента насыщенности связанной водой на начальных этапах разработки месторождения?

- а) для расчета пластовой температуры
- б) для расчета пластового давления
- в) для расчета проницаемости
- г) для расчета пористости
- д) для оценки запасов
- е) нет правильного ответа

55. Определение количества остаточной воды и углеводорода в образцах горных пород даст наиболее достоверные результаты, если керн был выбурен с применением растворов, на какой основе?

- а) на бензиновой основе
- б) на спиртовой основе
- в) на водной основе
- г) на нефтяной основе
- д) нет правильного ответа

56. Что такое объемная плотность горных пород (вопрос из лабораторных работ)?

- а) это весь объем пустот в породе
- б) отношение массы ее твердых частиц к их объему
- в) это отношение массы породы при естественной влажности к ее объему
- г) это способность породы вмещать и отдавать при разработке нефть или газ
- д) нет правильного ответа

57. Что такое минералогическая плотность горных пород (вопрос из лабораторных работ)?

- а) это весь объем пустот в породе
- б) отношение массы ее твердых частиц к их объему
- в) это отношение массы породы при естественной влажности к ее объему
- г) это способность породы вмещать и отдавать при разработке нефть или газ
- д) нет правильного ответа

58. Какие приборы используются для определения водо- и нефтенасыщенности керна?

- а) порозиметр
- б) пикнометр
- в) прибор Дина – Старка или С.Л.Закса
- г) вакуумная установка
- д) нет правильного ответа

59. Что такое поверхностное натяжение?

- а) это сила, действующая на каплю жидкости, стремящаяся увеличить ее объем
- б) это сила, которая действует вдоль поверхности капли жидкости, стремящаяся увеличить ее поверхность
- в) это сила, которая действует вдоль поверхности капли жидкости, стремящаяся сократить ее поверхность
- г) это сила, действующая на каплю жидкости, стремящаяся сократить ее объем
- д) нет правильного ответа

60. Что называют капиллярным давлением?

- а) называют силу, действующую на каплю жидкости, стремящуюся увеличить ее объем
- б) называют силу, действующую на каплю жидкости, стремящуюся сократить ее объем
- в) называют разницу давлений на границе двух несмешивающихся флюидов
- г) называют сумму давлений на границе двух несмешивающихся флюидов
- д) нет правильного ответа

61. Какую форму принимает капля жидкости в условиях невесомости и с чем это связано?

- а) форму шара, так как шар обладает минимальной поверхностью

при заданном объеме

б) форму куба, так как куб обладает минимальной поверхностью при заданном объеме

в) форму параллелепипеда, так как именно он обладает минимальной поверхностью при заданном объеме

г) форму тетраэдра, так как именно он обладает минимальной поверхностью при заданном объеме

д) нет правильного ответа

62. Какая существует связь между капиллярным давлением и водонасыщенностью?

а) связь заключается в том, что чем выше капиллярное давление, тем больше значение насыщенности остаточной водой

б) связь заключается в том, что остаточная вода удерживается в поровом, углеводородонасыщенном пространстве коллектора, за счет капиллярных сил;

в) нет никакой связи

г) нет правильного ответа

63. С чем связано то, что сила, действующая вдоль поверхности капли, стремится сократить ее поверхность?

а) ни с чем, ни связано

б) связано это с тем, что на молекулы, которые располагаются на поверхности капли, действуют менее значительные силы притяжения молекул находящихся внутри капли, чем силы притяжения молекул газа, окружающих каплю

в) связано это с тем, что на молекулы, которые располагаются на поверхности капли, действуют более значительные силы притяжения молекул находящихся внутри капли, чем силы притяжения молекул газа, окружающих каплю

г) это связано с центробежными силами

д) нет правильного ответа

64. От чего зависит капиллярное давление в пластовых условиях?

а) от проницаемости и свойств пластовых флюидов (поверхностное натяжение)

б) только от пористости и свойств породы (радиус капилляров)

в) от свойств пластовых флюидов (поверхностное натяжение), свойств породы (радиус капилляров) и свойств взаимодействия породы и флюида (угол смачиваемости, или смачиваемость)

г) от упругоэластичности породы

д) нет правильного ответа

65. Каким выражением теоретически представляют капиллярное давление?

а) $P_c = 2\sigma \cos \theta + R$

б) $P_c = 2\sigma \cos \theta - R$

в) $P_c = 2\sigma \cos \theta / R$

г) $P_c = 2\sigma \cos \theta \cdot R$

д) нет правильного ответа

66. К породам какого происхождения относятся карбонатные породы?

а) к осадочным

б) к магматическим

в) к метаморфическим

г) к терригенным

д) нет правильного ответа

67. Карбонатные породы образовались в результате...

а) накопления обломочного материала (гравия, песка, глины и др.) – продуктов разрушения ранее существовавших горных пород

б) изменения осадочных или магматических пород под влиянием высоких температур, давлений и горячих водно-газовых растворов

в) прорыва, застывания и кристаллизации на поверхности Земли или в ее недрах силикатного расплава – магмы

г) осаждения в мелководных морских условиях животных, растений и бактерий, имеющих известковый скелет и (или) в результате выпадения кальция из воды при уменьшении углекислоты в последней

д) нет правильного ответа

68. В каком случае считается, что капля, находящаяся на поверхности твердого тела, смачивает его?

а) когда краевой угол меньше 70°

б) когда краевой угол находится в диапазоне от 70° до 110°

в) когда краевой угол больше 110°

г) нет правильного ответа

69. При затоплении гидрофильного порового пространства нефтью и водой, какая из них будет больше смачивать твердую поверхность?

а) нефть

б) вода

в) нет правильного ответа

70. В каком случае, речь идет о смешанной смачиваемости?

- а) когда краевой угол меньше 70°
 б) когда краевой угол находится в диапазоне от 70 до 110°
 в) когда краевой угол больше 110°
 г) нет правильного ответа
- 71. Как называется поверхность твердого тела, в случае полного смачивания водой?**
 а) гидрофобной
 б) нейтральной
 в) гидрофильной
 г) нет правильного ответа
- 72. В каком случае считается, что капля воды, находящаяся на поверхности твердого тела, полностью не смачивает его?**
 а) когда краевой угол меньше 70°
 б) когда краевой угол находится в диапазоне от 70 до 110°
 в) когда краевой угол больше 110°
 г) нет правильного ответа
- 73. Если нефть по отношению к воде, является несмачивающей, тогда к оккупации каких пор она больше predisposed?**
 а) размер пор не имеет значения
 б) маленьких
 в) больших
 г) нет правильного ответа
- 74. Как называется поверхность твердого тела, в случае частичного или полного смачивания водой?**
 а) нейтральной
 б) гидрофобной
 в) гидрофильной
 г) нет правильного ответа
- 75. Где будет капиллярное давление больше?**
 а) в капиллярах большего радиуса
 б) в капиллярах меньшего радиуса
 г) нет правильного ответа
- 76. Как называется поверхность твердого тела, в случае смешанной смачиваемости?**
 а) гидрофильной
 б) гидрофобной
 в) нейтральной
 г) нет правильного ответа
- 77. Где капиллярное давление будет больше если...**

- а) вблизи уровня ВНК
 б) значительно выше уровня ВНК
 г) нет правильного ответа
- 78. В какой системе можно достичь наиболее высокого коэффициента нефтеотдачи?**
 а) гидрофильной
 б) гидрофобной
 в) биосфильной
 г) нейтральногидрофобной
- 79. В каком случае насыщенность связанной водой будет выше?**
 а) в случае небольшой разницы в плотностях флюидов, насыщающих поровое пространство, например, когда в коллекторе присутствует тяжелая высокоплотная нефть и связанная вода
 б) в случае большой разницы в плотностях флюидов, насыщающих поровое пространство, например, когда в коллекторе присутствует газ и связанная вода
 в) разница в плотностях флюидов, насыщающих поровое пространство, не влияет на процент насыщения связанной водой
 г) нет правильного ответа
- 80. Какой метод используется для определения капиллярного давления и построения зависимости «капиллярное давление – водонасыщенность»?**
 а) метод центрифугирования
 б) метод экстрагирования
 в) метод экстраполяции
 г) нет правильного ответа
- 81. Если проницаемость дана в м^2 , то что нужно сделать, чтобы перевести ее в мДда?**
 а) умножить на $1,01325 \cdot 10^{15}$
 б) умножить на $9,86923 \cdot 10^{-16}$
 в) умножить на $1,01325 \cdot 10^{12}$
 г) умножить на $9,86923 \cdot 10^{-16}$
- 82. Что такое абсолютная проницаемость?**
 а) это отношение эффективной проницаемости к фазовой
 б) это проницаемость пористой среды по отношению к одной из нескольких одновременно фильтрующихся фаз
 в) это проницаемость пористой среды при фильтрации через нее жидкости или газа при условии, что данный образец насыщен только этой фазой

г) нет правильного ответа

83. Что такое фазовая проницаемость?

а) это отношение абсолютной проницаемости к эффективной

б) это проницаемость пористой среды по отношению к одной из нескольких одновременно фильтрующихся фаз

в) это проницаемость пористой среды при фильтрации через нее жидкости или газа при условии, что данный образец насыщен только этой фазой

г) нет правильного ответа

84. Что такое проницаемость?

а) это способность горной породы расширяться за счет снижения пластового давления

б) это способность горной породы, вмещать и содержать в себе пластовые флюиды

в) это фильтрационное свойство горных пород, пропускать через себя жидкости или газы под действием перепада давления

г) нет правильного ответа

85. В чем заключается эффект Клинкенберга?

а) в том, что жидкости, в отличие от газов, при фильтрации в пористой среде, на границе пористая среда – газ имеют ненулевую скорость

б) в том, что газы, в особенности низкомолекулярные, в отличие от жидкостей, при фильтрации в пористой среде, на границе пористая среда – газ имеют нулевую скорость

в) в том, что газы, в особенности низкомолекулярные, в отличие от жидкостей, при фильтрации в пористой среде, на границе пористая среда – газ имеют ненулевую скорость

г) нет правильного ответа

86. От чего зависит величина фазовой проницаемости?

а) от пористости

б) от величины насыщения пористой среды другими флюидами

в) от размера зерен слагающих горную породу

г) нет правильного ответа

87. Что такое относительная проницаемость?

а) это отношение абсолютной проницаемости к эффективной

б) это проницаемость пористой среды по отношению к одной из нескольких одновременно фильтрующихся фаз

в) это проницаемость пористой среды при фильтрации через нее жидкости или газа при условии, что данный образец насыщен только этой

фазой

г) нет правильного ответа

88. С ростом водонасыщенности коллектора, что происходит с фазовой проницаемостью по нефти?

а) увеличивается

б) уменьшается

в) не изменяется

89. Законом Дарси называется следующее выражение:

а) $Q = k \cdot \Delta P \cdot A / (\mu \cdot L)$

б) $Q = (\mu \cdot L) / k \cdot \Delta P \cdot A$

в) $Q = \mu \cdot \Delta P \cdot A / (k \cdot L)$

г) $Q = k \cdot A / (\Delta P \cdot \mu \cdot L)$

д) нет правильного ответа

90. Что такое первичная проницаемость?

а) это проницаемость пористой среды при фильтрации через нее жидкости или газа при условии, что данный образец насыщен только этой фазой

б) это проницаемость, которая является результатом изменения матрицы породы благодаря уплотнению, цементации, образованию трещин и выщелачиванию

в) это проницаемость матрицы (блока или минерального каркаса) породы, которая образуется во время отложения и литификации (консолидации) осадочных пород

г) это фильтрационное свойство горных пород, пропускать через себя жидкости или газы под действием перепада давления

д) нет правильного ответа

91. Что такое вторичная проницаемость?

а) это проницаемость пористой среды при фильтрации через нее жидкости или газа при условии, что данный образец насыщен только этой фазой

б) это проницаемость, которая является результатом изменения матрицы породы благодаря уплотнению, цементации, образованию трещин и выщелачиванию

в) это проницаемость матрицы (блока или минерального каркаса) породы, которая образуется во время отложения и литификации (консолидации) осадочных пород

г) это фильтрационное свойство горных пород, пропускать через себя жидкости или газы под действием перепада давления

д) нет правильного ответа

92. Как может повлиять на проницаемость уплотнение и цементация?

- а) уменьшить
- б) увеличить
- в) не изменит

93. Как может повлиять на проницаемость образование трещин и выщелачивание?

- а) уменьшить
- б) увеличить
- в) не изменит

94. Что называется коэффициентом анизотропии?

а) это разница между проницаемостями в горизонтальном и вертикальном направлениях

б) это отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной

в) это произведение проницаемостей в горизонтальном и вертикальном направлениях

г) это отношение горизонтальной проницаемости к вертикальной

д) нет правильного ответа

95. В каких единицах измеряется проницаемость в нефтепромысловой практике и в системе СИ?

- а) в нефтепромысловой практике в МПа, а в системе СИ в м^2
- б) в нефтепромысловой практике в сД , а в системе СИ в мД
- в) в нефтепромысловой практике в мД , а в системе СИ в м^2
- г) в нефтепромысловой практике в м^2 , а в системе СИ в мкм^2
- д) нет правильного ответа.

96. В каких породах трещиноватость оказывает значительное влияние на нефтеотдачу?

- а) в карбонатных
- б) в терригенных
- в) в магматических
- г) нет правильного ответа

97. Проницаемость классифицируется как ...

- а) абсолютная, эффективная и изолированная
- б) абсолютная, фазовая и относительная
- в) общая, открытая и эффективная
- г) общая, эффективная и относительная
- д) нет правильного ответа

98. Пористость классифицируется как...

- а) абсолютная, эффективная и изолированная
- б) абсолютная, фазовая и относительная
- в) общая, открытая и эффективная
- г) общая, эффективная и относительная
- д) нет правильного ответа

99. Пористость это...

- а) емкостное свойство
- б) фильтрационное свойство
- в) капиллярное свойство
- г) нет правильного ответа

100. Проницаемость это...

- а) емкостное свойство
- б) фильтрационное свойство
- в) капиллярное свойство
- г) нет правильного ответа

Ответы:

вопрос	ответ	вопрос	ответ	вопрос	ответ	вопрос	ответ
1	в	26	а	51	б	76	в
2	б	27	б	52	б	77	б
3	в	28	в	53	в	78	а
4	б	29	г	54	д	79	а
5	в	30	в	55	г	80	а
6	б	31	б	56	в	81	а
7	д	32	а	57	б	82	в
8	в	33	б	58	в	83	б
9	б	34	г	59	в	84	в
10	г	35	в	60	в	85	в
11	б	36	г	61	а	86	б
12	б	37	в	62	б	87	а
13	г	38	а	63	в	88	б
14	в	39	б	64	в	89	а
15	а	40	в	65	в	90	в
16	в	41	г	66	а	91	б
17	в	42	в	67	г	92	а
18	а	43	г	68	а	93	б
19	б	44	г	69	б	94	г
20	в	45	б	70	б	95	в
21	г	46	в	71	а	96	а
22	в	47	г	72	в	97	б
23	г	48	а	73	в	98	в
24	а	49	б	74	в	99	а
25	б	50	в	75	б	100	б

Критерии оценивания

Оценка	Критерии оценки
5 (отлично)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - последовательно, четко, связно, обоснованно и безошибочно излагает учебный материал; дает ответ в логической последовательности с использованием принятой терминологии; За выполнение практической работы: - уверенно и безошибочно применяет полученные знания в решении поставленных задач; - выполнил работу в рациональной последовательности и полном объеме; - самостоятельно выбрал и подготовил средства и методику для выполнения задания.
4 (хорошо)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - ответ не удовлетворяет основным требованиям к ответу на оценку «5», но имеются затруднения при решении вопросов в новой ситуации: слушатель допускает 1-2 недочета и может их исправить самостоятельно или с небольшой помощью преподавателя. За выполнение практической работы: - слушатель выполнил требования к оценке 5 (отлично), но работа выполнена в не рациональной последовательности и/или допущены 2-3 недочета.
3 (удовлетворительно)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - в ответах в ходе собеседования имеются отдельные пробелы в усвоении учебного материала образовательной программы: слушатель допустил не более одной ошибки и двух недочетов. За выполнение практических работ: - слушатель выполнил практическую задачу не полностью, но объем выполненной части таков, что в основном позволяет получить правильные результаты и выводы, допущено не более 1 ошибки и 2-х недочетов.
2 (неудовлетворительно)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - не овладел основными знаниями и умениями в соответствии с требованиями программ и допустил больше ошибок и недочетов, чем необходимо для оценки 3 (удовлетворительно), не может ответить ни на один из поставленных вопросов. За выполнение практической работы: - слушатель не выполнил работу или объем выполненной части работы не позволяет сделать правильных выводов: все или большинство сформированных ответов не подтверждают контрольные шифры.

3.3 Учебно-методические материалы

1. Гиматуллин, Шамиль Кашафович. Физика нефтяного и газового пласта: учебник для студентов вузов, обучающихся по специальности "Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых

месторождений" / Ш. К. Гиматуллин, А. И. Ширковский. - 4-е изд., стер. - М.: Альянс, 2005. - 312 с.

2. Зозуля, Григорий Павлович. Физика нефтяного пласта = Retrophysics statim: учебное пособие для подготовки бакалавров и магистров по направлению 130500 "Нефтегазовое дело" и для подготовки дипломированных специалистов специальности 130503 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" / Г. П. Зозуля, Н. П. Кузнецов, А. К. Ягфаров: ТюмГНГУ. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2006

3. Бурханов Р.Н. Лабораторный практикум по физике нефтяного и газового пласта / Р.Н. Бурханов – Альметьевск: Тип АлНИ, 2002. – 153 с.

4. Костиненко Д. Системный подход к изучению пластов / Д. Костиненко – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2007. – 400 с.

5. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Ф.И. Котяхов – Москва: Недра, 1977.

6. Иванов М.К. Петрофизические методы исследования керна материала / М.К. Иванов, Г.А. Калмыков, В.С. Белохин, Д.В. Корост, Р.А.

7. Хамидуллин – Москва: Изд-во Моск. Ун-та, 2008. – 128 с.

8. Мирзэджанзаде А.Х., Ахметов И.М., Ковалев А.Г. – Физика нефтяного и газового пласта, - М., «Недра», 1992

9. Медведев Ю.А. - Физика нефтяного и газового пласта - Тюмень, 2005

10. Михайлов Н.Н. Физика нефтяного и газового пласта (физика нефтегазовых пластовых систем): Том 1: - М. МАКС Пресс, 2008

11. Коротенко В.А. Кряквин А.Б., Грачев С.И., Хайруллин А.М., Хайруллин А.З.Ам.- Тюмень: ТюмГНГУ, 2014

4. ОРГАНИЗАЦИОННО-ПЕДАГОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ДИСЦИПЛИНЫ

4.1 Материально-технические условия

Наименование специализированных учебных помещений	Вид занятий	Наименование оборудования, программного обеспечения
Компьютерный класс	Лекции, практические задания	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть. ТИУ

4.2 Условия для функционирования электронно-образовательной среды

Электронные информационные ресурсы	Вид занятий	Наименование оборудования
Система поддержки учебного процесса Edison	Лекции, практические задания, промежуточная аттестация	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.3 Базы данных, информационно-справочные и поисковые системы, электронные каталоги

1. БС «Издательства Лань» / Режим доступа: <http://e.lanbook.com>
2. ЭБС «Электронного издательства ЮРАИТ» / Режим доступа: www.biblio-online.ru
3. Собственная полнотекстовая база (ПБД) БИК ТИУ - / Режим доступа: <http://e.lanbook.com>
4. Научная электронная библиотека «eLIBRARY.RU» / Режим доступа: <http://elibrary.ru/>
5. ЭБС «IPRbooks» / Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/>
6. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина / Режим доступа: <http://elib.gubkin.ru/>
7. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГНТУ (г. Уфа) / Режим доступа: <http://bibl.rusoil.net>
8. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГТУ (г. Ухта) / Режим доступа: <http://lib.ugtu.net/books>
9. ЭБС «Перспект» / Режим доступа: <http://ebs.prospekt.org>
10. ЭБС «Консультант студент» / Режим доступа: <http://www.studentlibrary.ru>

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО И ДИСТАНЦИОННОГО ОБРАЗОВАНИЯ

УТВЕРЖДАЮ

Директор

А.В. Медведев

«07» 08 2024 г.



РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

дисциплины **«Нефтегазопромысловое оборудование»**
программы профессиональной переподготовки
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Общая трудоемкость - 28 часов

Лекции - 12 часов

Практические занятия – 6 часов

Самостоятельная работа – 10 часов

Рабочую программу разработал:
ассистент кафедры РЭНГМ

 Т.К. Апасов

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий кафедрой РЭНГМ
«04» 06 2024г.

 С.И. Грачев

Начальник отдела проектирования
образовательных программ ИДДО
«04» 06 2024г.

 Л.В. Скоморохова

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ДИСЦИПЛИНЫ

Цель освоения дисциплины – формирование соответствующих знаний, умений и навыков по нефтегазопромысловому оборудованию сооружений, объектов нефтегазодобычи нефтяных и газовых месторождений, принятия решений по выбору и использованию необходимого наземного и подземного оборудования на скважинах в процессе обустройства месторождений, после ПРС, КРС, в том числе рекомендовать оптимальное оборудование при составлении проектных документов.

Задачи дисциплины – овладение навыков подбора необходимого наземного и подземного оборудования для разных способов добычи нефти и газа. Овладение навыками подбора оборудования для технологии подготовки нефти и закачки воды, газообъектов сбора, подготовки, транспорта углеводородов. Уметь принимать наиболее оптимальной варианты использования и расстановки оборудования на кустовых площадках при обустройствах месторождения.

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих результатов освоения (компетенций):

Профессиональные компетенции	В результате изучения дисциплины слушатели должны			Способ измерения образовательных результатов
	знать	уметь	иметь практический опыт	
ПК-3 Способность эксплуатировать и обслуживать технологическое оборудование, используемое при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья	Владеть навыками прочностных расчетов эксплуатационных и обслуживающих технологического оборудования, методами и средствами эксплуатации и обслуживания технологического оборудования, транспорта и хранения углеводородного сырья, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья	Разрабатывать и осуществлять мероприятия, обеспечивающие надежность эксплуатации трубопроводов, применять законы, методы и средства эффективной эксплуатации и обслуживания технологического оборудования; анализировать показатели работы скважин; выявлять неисправности наземного оборудования	Методы и средства эксплуатации и обслуживания технологического оборудования, особенности технологических процессов транспорта и хранения скважинных сред; технологические режимы, параметры работы скважин; порядок выполнения технологических операций по добыче углеводородного сырья в соответствии с нормативно-технологическими	Выполнение практической работы, зачет (в форме тестирования), самоконтроль при выполнении самостоятельной работы

ПК-6 Способность организовать работу первичных производственных подразделений, осуществляющих бурение скважин, добычу нефти и газа, промысловый контроль и регулирование извлечения углеводородов, трубопроводный транспорт нефти и газа, подземное хранение газа, хранение и сбыт нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов для достижения поставленной цели	Навыками управления работой коллектива работников или командой рабочих; разработка мероприятий по выполнению плановых заданий по добыче углеводородного сырья; разработка плана мероприятий по сокращению бездействующего и простаивающего фонда скважин; разработка производственно-технической документации, направленной на организацию выполнения плановых заданий по добыче углеводородного сырья	режима работы, контролировать выполнение работ по запуску и остановке скважин	технической документации; порядок измерения коэффициента продуктивности добывающей скважины
	Руководить первичным производственным подразделением под руководством мастера, четко формулировать задачи и распределять обязанности между членами коллектива; составлять планы по добыче углеводородного сырья; использовать сырье, использованное углеводородного сырья на собственные нужды; составлять планы мероприятий по выполнению плановых заданий по добыче углеводородного сырья; виды, методы и технологии выполнения технического обслуживания и ремонтов оборудования по добыче углеводородного сырья; структура и методы формирования отчетности		

2. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Применяемые технологии обучения:

- в очной, заочной и очно-заочной форме- лекция визуализации в PowerPoint в диалоговом режиме; лекция визуализации в PowerPoint в диалоговом режиме с элементами дискуссии;
- с применением дистанционных технологий - освоение обучающимися дисциплины осуществляется на лекционных и практических занятиях, в процессе самостоятельной подготовки. В рамках используется дисциплины изучения система поддержки учебного процесса Edison, в

которой размещены электронные учебно-методические комплексы (ЭУМК), разработанные преподавателями ТИУ; в состав ЭУМК входят: лекционные материалы (презентации, конспекты лекций, электронные учебники), контрольно-измерительные материалы (тестовые задания).

Перечень лекционных занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Бурение, строительство нефтяных и газовых скважин. Оборудование кустовых площадок. Конструкции нефтяных и газовых скважин.	2
2	Устьевое наземное оборудование нефтяных и газовых скважин. Подземное оборудование скважин. Фонтанная арматура, запорные устройства, дроссели, штуцера.	2
3	Наземное оборудование на кустовых площадках нефтяных и газовых скважинах.	1
4	Подземное оборудование скважин. Насосно-компрессорные трубы, пакерное оборудование, мостовые пробки, штуцера.	1
5	Наземное и подземное оборудование при механизированном способе с УЭЦН.	2
6	Наземное и подземное оборудование при механизированном способе с УШПН, с струйными насосами, при эксплуатации винтовых насосов.	2
7	Наземное и подземное оборудование при способе с газлифтом, при фонтанном способе газовых и газоконденсатных скважин.	2
ИТОГО:		12

Перечень практических (лабораторных) занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Сбор фонтанной арматуры на устье при фонтанном способе добычи нефти и газа.	2
2	Порядок расстановки оборудования на кустовой площадке при эксплуатации скважин с УЭЦН	2
3	Последовательно расставить устьевое оборудование на станке качалки при эксплуатации скважин с УШПН.	2
ИТОГО:		6

Перечень тем самостоятельной работы

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Составить список применяемых насосно-компрессорных труб, по видам, по группам прочности на нефтяных и газовых скважинах.	1
2	Составить список существующих фонтанных арматур для газовых и нефтяных скважин с характеристиками и назначением.	1
3	Произвести расчет по определению допустимых нагрузок на подлесты НКТ спущенных в скважины.	1

4	Расписать принцип использования пакерного оборудования на скважинах, последовательность проведения процесса пакера и срыва пакера в стволе скважин.	1
5	Расписать последовательность расстановки оборудования в подземное и наземные части на скважине оборудованного с УЭЦН.	2
6	Расписать оборудование в подземной и наземной части в скважинах оборудованных с УШПН.	2
7	Расписать оборудование наземное и подземное при эксплуатации скважин газлифтом.	1
8	Расписать оборудование в наземной и подземной части при фонтанном способе добычи.	1
ИТОГО:		10

3. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

3.1 Для оценки качества освоения дисциплины применяется текущий контроль, промежуточная аттестация.

Формой текущего контроля является оценка выполнения практических занятий и самоконтроль при выполнении самостоятельных работ.

Для оценки освоения дисциплины проводится промежуточная аттестация. Формой промежуточной аттестации является зачет, проводимый в форме тестирования.

3.2 Оценочные материалы промежуточной аттестации:

Дисциплина предусматривает изучение теоретической и практической части, выполнение практических заданий и промежуточная аттестация. По итогам выполнения всех видов работ выставляется зачет.

Вид работ		Баллы
Выполнение практических заданий		5-10 баллов за каждое задание
Выполнение конспектов лекций		Итого: максимум 30 баллов 30
Тест		до 40
Итого:		100

Задания для выполнения практических работ:

(проверяемые компетенции ПК-3, ПК-6)

Практическая работа №1 Изучить и рассмотреть наземное и подземное оборудование скважин работающих фонтанным способом, с помощью УЭЦН, способом с УШПН. Сравнить наземное и подземное оборудование при фонтанном способе добычи газа и конденсата. – Технология добычи и подготовки нефти и газа

Практическая работа №2 Изучить и рассмотреть кустовое наземное оборудование при добыче нефти разными способами. Рассмотреть

оборудование кустовой площадки и наземное оборудование. Площадка под электрооборудование, кабельная эстакада, АГЗУ – замерное устройство, назначение ВРГ, комплекс БМА, выкидные коллектора.

Составить технологический план по освоению скважин свабированием на примере скважины. Отработать и составить технологическую схему освоения с пакерной и без пакерной схемой. Определить положительные и отрицательные стороны при освоении свабированием. Произвести необходимые расчеты по результатам свабирования, по определению притока жидкости из пласта.

Составить технологический план по освоению скважин свабированием на примере скважины. Отработать и составить технологическую схему освоения с пакерной и без пакерной схемой. Определить положительные и отрицательные стороны при освоении свабирования. Произвести необходимые расчеты по результатам свабирования, по определению притока жидкости из пласта

Задания для выполнения самостоятельной работы

(проверяемые компетенции ПК-3, ПК-16)

1. Подготовить и изучить самостоятельно фонтанную арматуру нефтяных, газовых скважин, разных способов добычи нефти. – 3 часа.
2. Подготовить и самостоятельно составить принципиальную схему по подготовке нефти, газа и воды на ДНС. – 3 часа
3. Подготовить и самостоятельно составить принципиальную схему по подготовке и закачке воды на БКНС 3 часа
4. Подготовить и самостоятельно составить принципиальную схему по окончательной подготовке нефти – ЦПС – 3 часа
5. Подготовить и самостоятельно составить принципиальную схему по подготовке попутного газа и конденсата. – 1 час.
6. Составить и произвести сравнительный анализ системы добычи, подготовки нефти и системы добычи подготовки газа и конденсата – 1 час.

Вопросы к зачету по дисциплине:

(проверяемые компетенции ПК-3, ПК-6)

1. Какие машины предназначены для подачи газовых сред?

- а) Насос.
- б) Вентилятор.
- в) Газодувка.
- г) Компрессор.

е) Гидропередача.

2. Каковы применяются меры предотвращения возникновения кавитации?

- а) Применение материалов, устойчивых к кавитации
- б) Соблюдение такой высоты всасывания, при которой кавитация не возникает
- в) Применение в насосных установках современной автоматики

3. В чём заключается испытание насоса?

- а) В измерении Q , H , N и n при различных режимах работы, устанавливаемых открытием дросселя (задвижки) на напорной линии
- б) В измерении Q , H , N при повышении частоты вращения до разрушения корпуса
- в) В измерении Q , H , N при применении разных типов двигателей

4. При параллельной работе двух насосов на сеть...

- а) Их КПД складываются, расход остаётся постоянным
- б) Их подачи складываются, напор остаётся постоянным
- в) Их напоры складываются, подача остаётся постоянной

5. Для чего используется свободный график полей насосов?

- а) Для точного определения характеристик конкретного насоса
- б) Для нахождения рабочей точки
- в) Для быстрого подбора насоса

6. При последовательной работе двух насосов на сеть...

- а) Их КПД складываются, расход остаётся постоянным
- б) Их подачи складываются, напор остаётся постоянным
- в) Их напоры складываются, подача остаётся постоянной

7. Какие насосы принято считать подобными?

- а) Одинаковой марки
- б) Одинакового класса
- в) С одинаковыми характеристиками Q , H , N .
- г) С одинаковым коэффициентом быстроходности n_s .

8. Каким способом выполняется регулирование параметров центробежных насосов?

- а) Изменением диаметра рабочего колеса (обточкой).
- б) Изменением частоты вращения рабочего колеса.
- в) Задвижкой на напорном патрубке.
- г) Задвижкой на всасывающем патрубке.
- д) Изменением угла наклона лопастей.

9. Какие наиболее эффективные способы регулирования параметров осевых машин?

- a) Изменением диаметра рабочего колеса (обточкой)
- b) Изменением частоты вращения рабочего колеса
- c) Задвижкой на напорном патрубке
- d) Задвижкой на всасывающем патрубке
- e) Изменением угла наклона лопастей

10. К какому классу относятся поршневые насосы?

- a) Объёмному
- b) Динамическому
- c) Центробежному

11. К какому классу относятся плунжерные насосы?

- a) Динамическому
- b) Объёмному
- c) Центробежному

12. К какому классу относится центробежный насос?

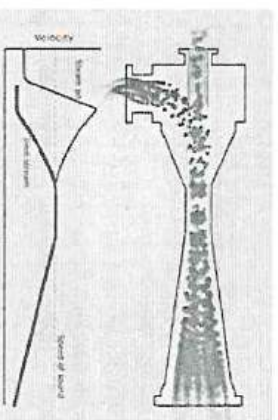
- a) Объёмный
- b) Динамический
- c) Вихревой
- d) Струйный

13. Какой насос изображён на рисунке?



- a) Центробежный
- b) Лопастной
- c) Осевой
- d) Шнековый

14. Какой насос изображён на рисунке?



- a) Дисковый
- b) Вихревой
- c) Струйный
- d) Поршневой

15. Что такое «предельное давление насоса»?

- a) Наибольшее давление на выходе из насоса, на которое рассчитана его конструкция
- b) Наибольшее давление на входе из насоса, на которое рассчитана его конструкция
- c) Наибольшее давление создаваемое насосом

16. Какой показатель характеризует эффективность использования насосом подводимой к нему энергии?

- a) Полезная мощность
- b) Давление
- c) Подана
- d) Рабочий объём насоса
- e) Нет правильного ответа

17. Что влияет на КПД насоса?

- a) Тип насоса
- b) Размер и конструкция насоса
- c) Род перемещаемой среды
- d) Режим работы машины
- e) Характеристика сети

18. Что такое «кавитационный запас»?

- a) Высота расположения центра входного отверстия насоса относительно свободной поверхности жидкости в открытом расходном резервуаре, из которого производится всасывание жидкости насосом
- b) Высота расположения свободной поверхности жидкости в открытом резервуаре, из которого производится всасывание, отсчитанная от центра входного отверстия насоса
- c) Превышение полного напора жидкости во всасывающем патрубке насоса над давлением p_n и насыщенного паров этой жидкости

19. В чём состоит физическая картина явления кавитации?

- a) В появлении вибрации насоса на максимальных оборотах
- b) Во вскипании жидкости в зоне повышенного давления и в последующей конденсации паровых пузырьков при выносе кипящей жидкости в область пониженного давления

- с) Во вскипании жидкости в зоне пониженного давления и в последующей конденсации паровых пузырьков при выносе кипящей жидкости в область повышенного давления.

20. Где используются НКТ?

- а. В эксплуатации газовых и нефтяных скважин
- б. Для транспортировки газообразных веществ
- с. Для транспортировки жидкообразных веществ
- д. Для ремонтных и спуско-подъемных работ
- е. Во всех перечисленных работах

21. Каждая труба НКТ должна пройти проверку на...

- а. на растяжение
- б. на ударную вязкость
- с. На теплоемкость
- д. На легкость

22. Что нельзя узнать изучив клеймо-маркировку?

- а. диаметр трубы
- б. группу стали, из которой изготовлено изделие
- с. толщину стены трубы
- д. товарный знак
- е. дату выпуска продукции
- ф. Рабочую глубину

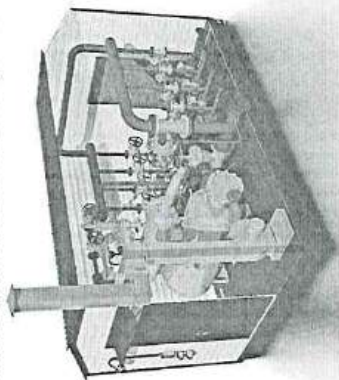
23. По какому госту производят трубы следующих типов: гладкие с муфтами (НКТ); высокогерметичные гладкие (НКМ); насосно-компрессорные трубы с высаженными наружу концами (НКТ-В); безмуфтовые насосно-компрессорные трубы (НКБ)?

- а. 633-90
- б. 633-80
- с. 623-80
- д. 622-90

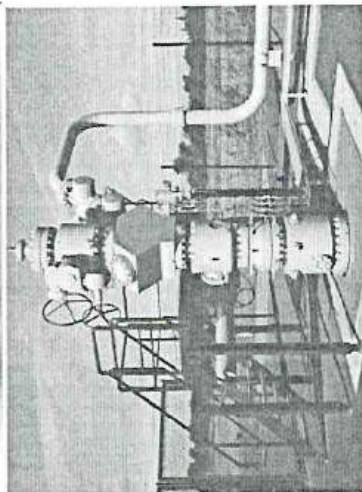
24. Фонтанная арматура – это...

- а. комплект устройств, монтируемый на устье фонтанирующей скважины для его герметизации, подвески лифтовых колонн и управления потоками продукции скважины
- б. Конструкция состоящая из блочно-модульную конструкцию, состоящую из технологического блока и блока местной автоматики
- с. Нет правильного ответа

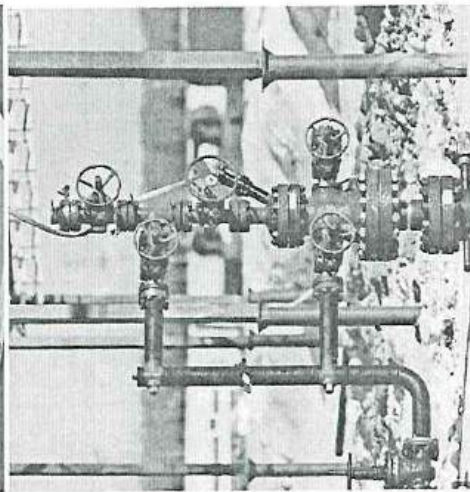
25. На каком изображении показана фонтанная арматура?



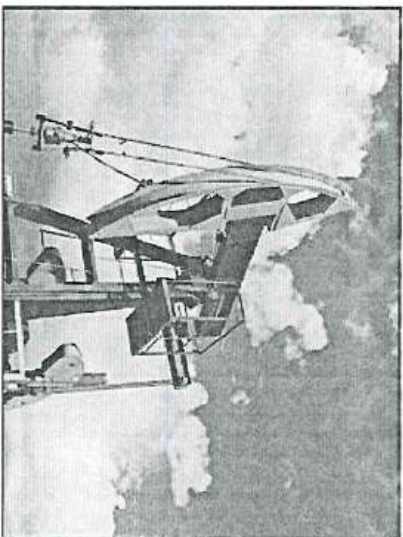
а.



б.

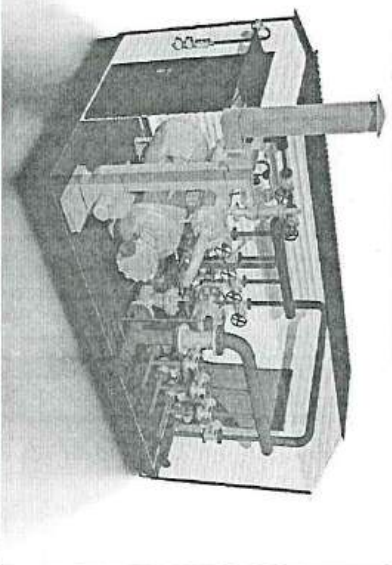


с.

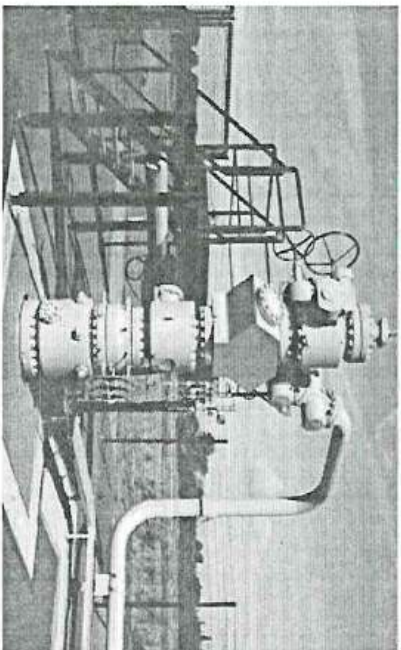


d.

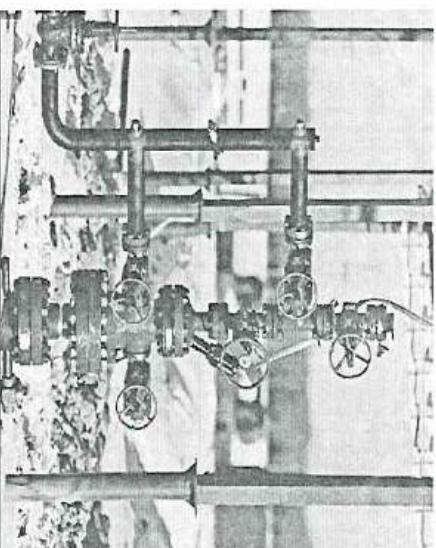
26. На каквом изображении показана ШГНУ?



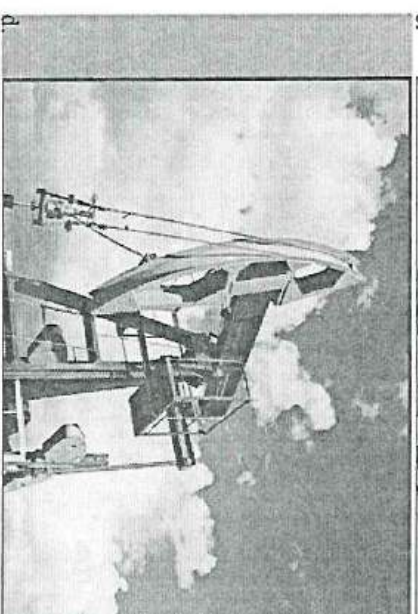
a.



b.

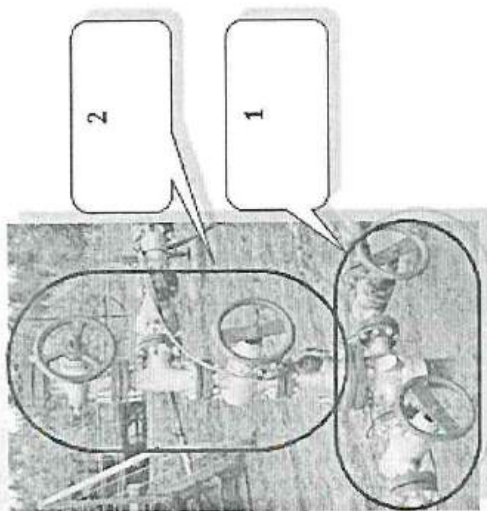


c.



d.

27. Под каким номер обозначена трубная головка?



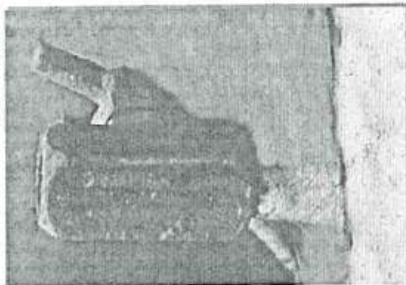
- a. 1
- b. 2
- c. Нет правильного ответа
- d. 1 и 2

28. Какое название у проботборника?



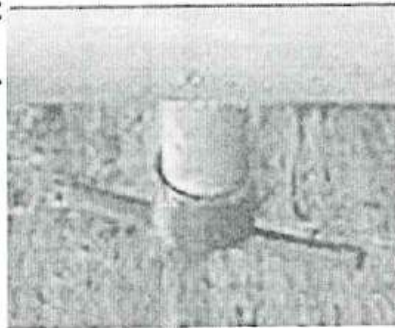
- a. отбор проб жидкости, поступающей из скважины
- b. отбор проб жидкости, поступающей в скважину
- c. установка прибора для контроля давления
- d. предназначен для проведения промывок скважины и выкидной линии, обработка внутренней полости оборудования
- e. нет правильного ответа

29. Какое назначение у вентилля?



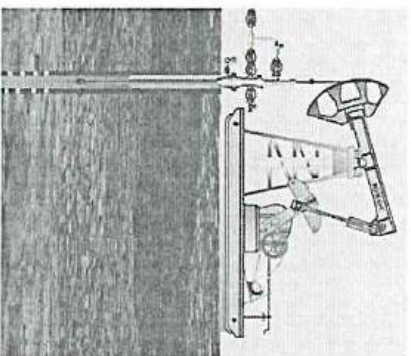
- a. отбор проб жидкости, поступающей из скважины
- b. отбор проб жидкости, поступающей в скважину
- c. установка прибора для контроля давления
- d. предназначен для проведения промывок скважины и выкидной линии, обработка внутренней полости оборудования.
- e. нет правильного ответа

30. Какое название у Патрубкока?



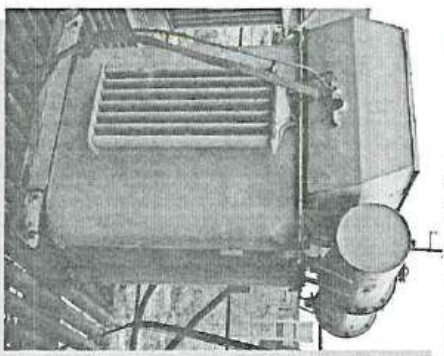
- a. отбор проб жидкости, поступающей из скважины
- b. отбор проб жидкости, поступающей в скважину
- c. установка прибора для контроля давления
- d. предназначен для проведения промывок скважины и выкидной линии, обработка внутренней полости оборудования.
- e. нет правильного ответа

31. Что из перечисленного является наземным оборудованием ШГНУ?



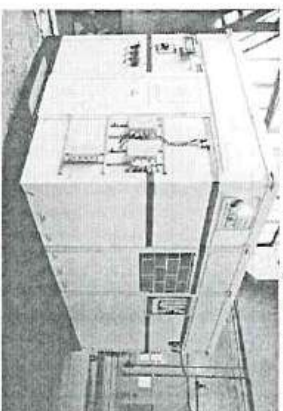
- Фонтанная арматура.
- Обвязка устья скважины.
- Станок-качалка.
- Насосно-компрессорные трубы.
- Насосные штанги.
- Штанговый скважинный насос.
- Различные защитные устройства (газовый или песочный якорь, фильтр и т.д.)

32. Основное предназначение электрического трансформатора?

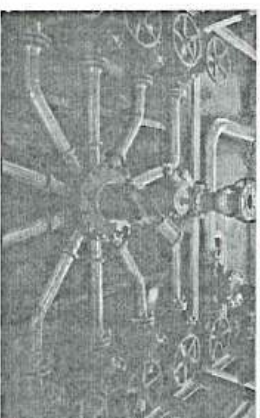


- преобразование напряжения источника питания в напряжение необходимое для двигателей насосов
- преобразование силы тока необходимое для двигателей насосов
- предотвращение сгорания оборудования от излишнего повышенного напряжения

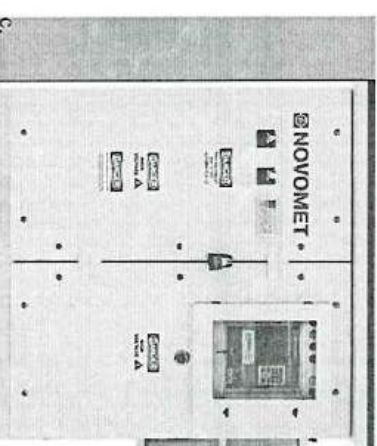
33. На каком изображении представлена станция управления?



a.



b.



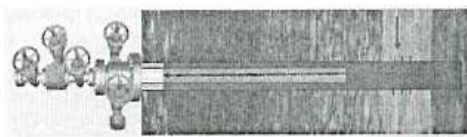
c.

- Нет правильного ответа

34. Что определяет число ступеней в ЭЦН?



- a. определяет его подачу, давление и потребляемую мощность
- b. Определяет пропускную способность
- c. Определяет глубину пуска насоса
- d. Нет правильного ответа



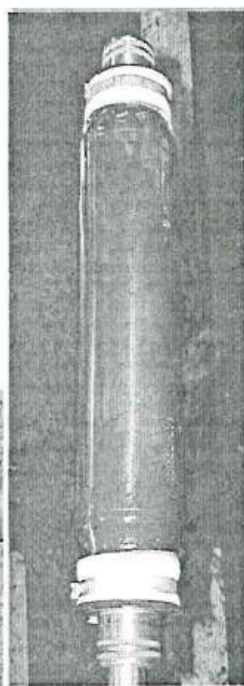
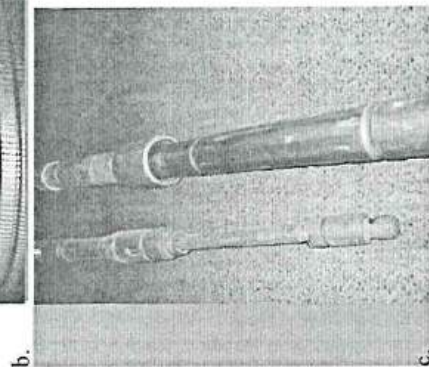
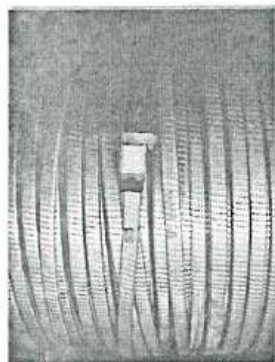
35. За счет чего происходит фонтанирование скважин?

- a. энергии гидростатического напора,
- b. энергии расширения газа, растворенного в нефти
- c. Работа насоса
- d. Нет правильного ответа

36. Что не входит в подземное оборудование УЭЦН?



a.



d.

37. Основное предназначение станции управления?



- a. пуска и остановки насоса
- b. контроля за работой установки
- c. защиты от аварийных режимов
- d. замена потужного оборудования
- e. нет правильных ответов

38. Устройство отделиющее некоторое количество выделяющегося из пластовой жидкости газа и направляет его кольцевое пространство между обсадными трубами и НКТ до поступления газа в насос путем изменения направления движения флюида или с помощью ротационной центрифуги называется ...

- a. Газовый сепаратор
- b. Нефтяной сепаратор
- c. Фонтанная арматура
- d. Рабочие колесо (крыльчатка)

39. За счет какой силы происходит движение жидкости в динамическом насосе?

- a. Центробежная сила
- b. Центроостремительная сила
- c. Гравитационная сила
- d. Сила трения

Ответы:

вопрос	ответ	вопрос	ответ	вопрос	ответ	вопрос	ответ
1	В, С	11	В	21	А, В.	31	А, В.
2	В	12	В	22	В	32	А
3	А	13	В	23	В	33	В, С.
4	В	14	С	24	А	34	А
5	С	15	А	25	А, В, С.	35	А, В.
6	С	16	Е	26	С, D.	36	С
7	Д	17	А, В, С, D, Е	27	А	37	А, В, С.
8	А, В	18	С	28	А	38	А
9	В, Е	19	С	29	С	39	А
10	А	20	Е	30	Д		

Критерии оценивания

Оценка	Критерии оценки
5 (отлично)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: -последовательно, четко, связно, обоснованно и безошибочно излагает учебный материал; дает ответ в логической последовательности с использованием принятой терминологии; За выполнение практической работы: - уверенно и безошибочно применяет полученные знания в

4 (хорошо)	решении поставленных задач; - выполнил работу в рациональной последовательности и полном объеме; - самостоятельно выбрал и подготовил средства и методики для выполнения задания.
---------------	---

3 (удовлетворительно)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: -ответ не удовлетворяет основным требованиям к ответу на оценку «5», но имеются затруднения при решении вопросов в новой ситуации; слушатель допускает 1-2 недочета и может их исправить самостоятельно или с небольшой помощью преподавателя. За выполнение практической работы: - слушатель выполнил требования к оценке 5 (отлично), но работа выполнена в не рациональной последовательности и/или допущены 2-3 недочета.
--------------------------	--

2 (неудовлетворительно)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - в ответах в ходе собеседования имеются отдельные пробы в усвоении учебного материала образовательной программ; слушатель допустил не более одной ошибки и двух недочетов. За выполнение практических работ: - слушатель выполнил практическую задачу не полностью, но объем выполненной части таков, что в основном позволяет получить правильные результаты и выводы, допущено не более 1 ошибки и 2-х недочетов.
----------------------------	---

1 (неудовлетворительно)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - не овладел основными знаниями и умениями в соответствии с требованиями программ и допустил больше ошибок и недочетов, чем необходимо для оценки 3 (удовлетворительно), не может ответить ни на один из поставленных вопросов. За выполнение практической работы: - слушатель не выполнил работу или объем выполненной части работы не позволяет сделать правильных выводов: все или большинство сформированных ответов не подтверждают контрольные цифры.
----------------------------	--

Слушатель освоил дисциплину и получает

«Зачет», если правильно ответил от 61% до 100% тестовых заданий; «Незачет», если слушатель ответил менее чем на 61% тестовых заданий.

3.3. Учебно-методические материалы

1. Апасов, Тимургалей Кабирович. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири: учебное пособие / Т. К. Апасов, Р. Т. Апасов, Г. Т. Апасов; ТюмГНГУ. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. - 187 с.: ил., цв. ил., табл. - Электронная библиотека ТИУ

2. Апасов, Тимургалей Кабирович. Комплексная технология повышения продуктивности скважин при высокой обводненности пластов: научное издание / Т. К. Апасов, Р. Т. Апасов, Г. Т. Апасов; ТИУ. - Тюмень: ТИУ, 2016.

- 122 с.: рис., табл. - Электронная библиотека ТИУ

3. Математическое моделирование в задачах нефтегазовой отрасли на базе MathCAD 15: учебное пособие / Ж. М. Колев [и др.]: ТИУ. - Тюмень: ТИУ, 2018. - 209 с.: табл., рис. - Электронная библиотека ТИУ

4. Кабиров М.М. Интенсификация добычи нефти и освоение скважин: конспект лекций / М.М. Кабиров, У.З. Рахметдинов. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 1994. - 304 с.

5. Устройство для освоения и обработки скважин: Ас. 874995 СССР, МКИ Е 21 В 43/25 / Р.С. Яремийчук, К.Г. Донец, Г.Г. Семак, Ю.Д. Качмар (СССР). - № 2839900/22; Заявлено 16.11.79; Опубл. 23.10.81, Бюл. № 39.

6. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челюпин Д.К. Интенсификация добычи нефти / - М.: Наука. 2000. - С. 414.

7. Колев Ж.М., Колева А.Н., Апасов Т.К., Апасов Г.Т. Математическое моделирование в задачах нефтегазовой отрасли на базе mathcad 15 / Тюмень: Издательство ТИУ, 2017. - 230 с.

8. Апасов Т.К., Абрамов В.О., Муллакаев М.С., Салтыков Ю.А., Апасов Г.Т., Баязитов В.М. Анализ и перспективы применения ультразвукового воздействия на пласт на месторождениях Западной Сибири / Т.К. Апасов, В.О. Абрамов, М.С.

9. Муллакаев, Ю.А. Салтыков, Г.Т. Апасов, В.М. Баязитов // Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности. Сборник докладов третьей научно-практической конференции, посвященной 15-летию «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, 20-21 октября 2011 г. С. 356. - Изд-во ОГУП «Шадринский Дом Печати», 2012. - 584 с.

4. ОРГАНИЗАЦИОННО-ПЕДАГОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ДИСЦИПЛИНЫ

4.1 Материально-технические условия

Наименование специализированных учебных помещений	Вид занятий	Наименование оборудования, программного обеспечения
Компьютерный класс	Лекции, практические задания	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.2 Условия для функционирования электронно-образовательной среды

Электронные информационные ресурсы	Вид занятий	Наименование оборудования
Система поддержки учебного процесса Eduson	Лекции, практические задания, промежуточная аттестация	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.3 Базы данных, информационно-справочные и поисковые системы, электронные каталоги

1. БС «Издательства Лань» / Режим доступа: <http://e.lanbook.com>
2. ЭБС «Электронного издательства ЮРАИТ» / Режим доступа: www.biblio-online.ru
3. Собственная полнотекстовая база (ПБД) БИК ТИУ - / Режим доступа: <http://e.lanbook.com>
4. Научная электронная библиотека «eLIBRARY.RU» / Режим доступа: <http://elibrary.ru/>
5. ЭБС «IPRbooks» / Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/>
6. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина / Режим доступа: <http://elib.gubkin.ru/>
7. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГНТУ (г. Уфа) / Режим доступа: <http://bibl.rusoil.net>
8. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГТУ (г. Ухта) / Режим доступа: <http://lib.ugtu.net/books>
9. ЭБС «Прспект» / Режим доступа: <http://ebs.prospekt.org>
10. ЭБС «Консультант студент» / Режим доступа: <http://www.studentlibrary.ru>

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО И ДИСТАНЦИОННОГО ОБРАЗОВАНИЯ**

УТВЕРЖДАЮ

Директор

А.В. Медведев

« 07 »

106

2024 г.



РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

дисциплины «Исследование скважин и пластов»

программы профессиональной переподготовки

«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Общая трудоемкость -54 часа

Лекции - 18 часов

Практические занятия – 16 часов

Самостоятельная работа – 20 часов

Рабочую программу разработал:
к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ



Е.Е. Левитина

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий кафедрой РЭНГМ
«07» 06 2024г.



С.И. Грачев

Начальник отдела проектирования
образовательных программ ИДДО
«07» 06 2024г.



Л.В. Скоморохова

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ДИСЦИПЛИНЫ

Цель освоения дисциплины – ознакомление с методами геофизических и гидродинамических исследований скважин и пластов, освоение практических навыков обработки материалов, получаемых при исследовании скважин на стационарных и нестационарных режимах фильтрации.

Задачи дисциплины

- изучение сведений об исследованиях скважин и пластов;
- изучение физических свойств нефти, воды и газа;
- изучение исследования скважин и обработка результатов при установившихся режимах фильтрации;
- изучение исследования скважин и обработка результатов при неустановившихся режимах фильтрации;
- изучение исследования скважин и обработка результатов при гидропрослушивании скважин и пластов;
- изучение определения состояния призабойной зоны пласта;
- изучить оценки технологической эффективности внедрения методов воздействия на призабойную зону пласта;
- изучить распределение температуры по стволу скважин;
- изучить исследование горизонтальных скважин.

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих результатов освоения (компетенций):

Профессиональные компетенции	В результате изучения дисциплины слушатели должны			Способ измерения образовательных результатов
	знать	уметь	иметь практический опыт	
ПК-1 Способность применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику	Владеть методами и средствами применения в профессиональной деятельности языков баз данных, операционных систем, электронных библиотек и пакетов программ, сетевые технологии; технологические процессы добычи углеводородного сырья; нормативные и предельные параметры работы оборудования по	Осуществлять целенаправленный поиск информации о новейших научных и технологических достижениях в сети Интернет и из других источников, использовать нормативные правовые документы в своей деятельности, собирать, обрабатывать и	Источники информации о современных научных исследованиях, методы сбора и обработки информации; анализировать результаты выполнения мероприятий по заданию по добыче углеводородного сырья; разрабатывать и внедрять	Выполнение практической работы, зачет (в форме тестирования), самоконтроль при выполнении самостоятельной работы

добыче углеводородного сырья; отраслевые стандарты, технический регламент, руководства (инструкции), устанавливающие требования к эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья	добыче углеводородного сырья; отраслевые стандарты, технический регламент, руководства (инструкции), устанавливающие требования к эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья	интерпретировать данные современных научных исследований, необходимые для формирования выводов по соответствующим профессиональным, социальным и этическим проблемам	мероприятия по продлению срока службы оборудования по добыче углеводородного сырья и оптимизации технологических процессов; пользоваться персональным компьютером и его периферийными устройствами, оргтехникой
ПК-8 Способность осуществлять сбор данных для выполнения работ по проектированию бурения скважин, добычи нефти и газа, промысловому контролю и регулированию извлечения углеводородов на суше и на море, трубопроводному транспорту нефти и газа, подземному хранению газа, хранению и сбыту нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов	Методиками для предоставления обработки данных для составления отчетной документации; организации работ по формированию графиков ППР, ТОиР, ДО оборудования по добыче углеводородного сырья; организация планирования подготовки оборудования по добыче углеводородного сырья к эксплуатации в осенне-зимний период и период весеннего паводка, нефтепродуктов и сжиженных газов	Осуществлять сбор, обработку, анализ и систематизацию информации по области выполнения работ; применять результаты диагностики оборудования по добыче углеводородного сырья; координировать и оптимально использовать имеющиеся ресурсы (человеческие, транспортные, материально-технические); читать технологические схемы, чертежи и техническую документацию общего и специального назначения	Какие данные необходимы для выполнения проектных работ, назначение, устройство и принцип действия оборудования по добыче углеводородного сырья; виды дефектов оборудования по добыче углеводородного сырья и способы их устранения; отраслевые стандарты, технические регламенты, руководства (инструкции), устанавливающие требования к технической эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья

2. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Применяемые технологии обучения:

- в очной, заочной и очно-заочной форме- лекция визуализации в PowerPoint в диалоговом режиме; лекция визуализации в PowerPoint в диалоговом режиме с элементами дискуссии;

- с применением дистанционных технологий - освоение обучающимися дисциплины осуществляется на лекционных и практических занятиях, в процессе самостоятельной подготовки. В рамках используется дисциплины изучения система поддержки учебного процесса Ediscop, в которой размещены электронные учебно-методические комплексы (ЭУМК), разработанные преподавателями ТИУ; в состав ЭУМК входят: лекционные материалы (презентации, конспекты лекций, электронные учебники), контрольно-измерительные материалы (тестовые задания).

Перечень лекционных занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	История развития ГДИС. Общие сведения об исследованиях скважин и пластов	1
2	Общие сведения о фильтрационно-емкостных характеристиках пласта, физико-химических, теплофизических свойств пород, жидкости и газа.	1
3	Исследование скважин при стационарных режимах фильтрации.	1
4	Исследование скважин при нестационарных режимах фильтрации.	1
5	Исследование нагнетательных скважин.	1
6	Методы обработки кривых восстановления давления для пластов с дающей средой.	2
7	Технология исследования механизированного фонда скважин	1
8	Исследование скважин и пластов методом гидропрослушивания	1
9	Метод определения параметров пласта по методам: В.П. Русских – Ли-Юн-Шаля; С.Н.Бузинова, И.Д.Умрихина; Р.И. Медведского и К.С. Юсупова	1
10	Метод гидропрослушивания способом многократного (гармонического) импulsирования	1
11	Методы оценки состояния призабойной зоны скважины и оценки эффективности внедрения методов увеличения дебита скважин и нефтеотдачи.	2
12	Гидродинамические исследования механизированных скважин вольтметрированием	1
13	Комплексная интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин.	1
14	Определение давления и температуры в скважине	2
15	Исследование горизонтальных скважин	1
ИТОГО:		18

Перечень практических (лабораторных) занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Индикаторные кривые	4

2	Расчет параметров пласта по КВД, записанной после продолжительной отработки скважины	4
3	Расчет параметров пласта по КВД, записанной после кратковременной отработки скважины	4
4	Определение пропускной способности, отношения продуктивности и скин-эффекта для газовых скважин по данным восстановления давления	4
ИТОГО:		16

Перечень тем самостоятельной работы

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Исследование скважин методом гидропрослушивания при однократном импulsировании (методами методов: В.П. Русских – Ли-Юн-Шаля; С.Н.Бузинова, И.Д.Умрихина; Р.И. Медведского и К.С. Юсупова)	6
2	Изучение обоснование гидродинамических параметров пластов для составления проектов и технологических схем разработки месторождения.	8
3	Исследование нагнетательных скважин.	6
ИТОГО:		20

3. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

3.1. Для оценки качества освоения дисциплины применяется текущий контроль, промежуточная аттестация.

Формой текущего контроля является оценка выполнения практических занятий и самоконтроль при выполнении самостоятельных работ.

Для оценки освоения дисциплины проводится промежуточная аттестация. Формой промежуточной аттестации является зачет, проводимый в форме тестирования.

3.2. Оценочные материалы промежуточной аттестации:

Дисциплина предусматривает изучение теоретической и практической части, выполнение практических заданий и промежуточная аттестация. По итогам выполнения всех видов работ выставляется зачет.

Вид работ	Баллы
Выполнение практических заданий	5-10 баллов за каждое задание Итого: максимум 30 баллов
Выполнение конспектов лекций	30
Тест	До 40
Итого:	100

Задания для выполнения практических работ:
(проверяемые компетенции ПК-1, ПК-8)

Практическая работа №1
Индикаторные кривые

Цель работы

Построить индикаторную кривую. По полученной ИК определить

1. параметры пласта:

- продуктивность;
- гидропроводность;

2. подобрать насос.

Общие сведения

Индикаторные исследования проводятся с целью определения продуктивности скважин, осуществляют обработку скважины на различных режимах. Достигается такая обработка путем установления на устье штурцеров или шайб на выкидной линии. Штурцеры имеют диаметры 24, 6, 8, 10, 12, 14, 16 мм. Шайбы применяют диаметрами 18, 20, 22, 24 мм. В результате замеров получают следующие кривые давления и дебита, представленные на рисунке 1.

Длительность режимов отбора определяется временем стабилизации давления. Давление фиксируется по устьевым манометрам, время стабилизации может быть от нескольких минут до нескольких часов, а иногда и суток. Необходимо осуществлять не менее трех режимов, лучше пять и более. В итоге получаем несколько значений $P_{зад}$ и q_i .

Пример.

Выбран пласт на глубине $H = 2500$ м, мощность пласта $h = 10$ м.

№ режима	0	1	2	3	4	5
$D_{шт}, мм$	0	2	4	8	10	14
$P_{зад}, МПа$	25	23	20	15	11	8
$q_i, м^3/сут$	0	10	20	35	50	75
$\Delta P, МПа$	0	2	5	10	14	17

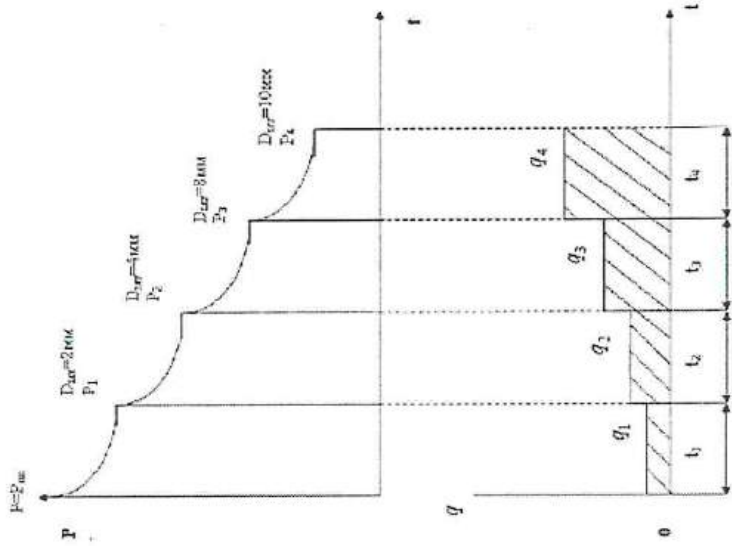


Рисунок 1. График давлений и дебитов при индикаторных исследованиях на режимах

Решение.

Выполняется построение графика индикаторной кривой в зависимости

$P_{зад} - q$, либо $\Delta P_{зад} - q$, где $\Delta P_{зад}$ – депрессия на пласт.

$$\Delta P_{зад} = P_{пл} - P_i \tag{1}$$

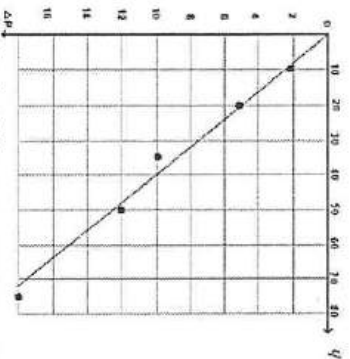


Рисунок 2. График ИК при отсутствии искривления

На линии тренда выбираем любую точку d , допустим, с координатами $\Delta P_{зад} = 11 \text{ МПа}$ и $q = 42 \text{ м}^3/\text{сут}$, и рассчитываем продуктивность пласта η :

$$\eta = \frac{q}{\Delta P_{зад}} = \frac{42}{11} \approx \frac{\text{м}^3/\text{сут}}{\text{МПа}}. \quad (2)$$

Продуктивность является основанием для подбора насоса. Возникает вопрос: какую депрессию на пласт выбрать?

Если ИК не сильно нивгируется к оси ординат, то депрессия на пласт выбирается максимальной и определяется только условиями эксплуатации, т.е.:

- а) прочностью несущего камня;
- б) показателем опрессовки колонны (которую обычно опрессовывают при $P = 15 \text{ МПа}$).

Расчет производительности насоса определяется как

$$q = \eta \cdot \Delta P_{зад} \quad (3)$$

Если $\Delta P_{макс} = 15 \text{ МПа}$, а продуктивность $\eta = \frac{\text{м}^3/\text{сут}}{\text{МПа}}$,

то $q = \text{м}^3/\text{сут}$.

и насос должен быть подобран по производительности близкой к расчетной. Этой производительности соответствует выпускной промышленностью России ЭЦН-50 (ЭЦН-20, 50, 80, 120, 150).

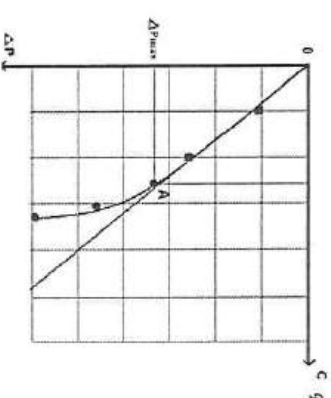


Рисунок 3. ИК искривляется к оси депрессии

Если ИК искривляется к оси ординат (рисунок 3), то максимальная депрессия определяется исходя из природы искривления ИК.

Обычно искривление происходит при снижении давления на забое ниже давления насыщения $P_{нас}$, т.е. когда газ начинает выделяться из смеси газонефтяной в пласте (или в ПЗП).

При этом необходимо подобрать насос из условия, чтобы депрессия не превышала $\Delta P_{мах}$ (значению $\Delta P_{мах}$ соответствуют точка А).

По графику или значению $\Delta P_{мах}$ определяется давление насыщения

$$\Delta P_{мах} = P_{пл} - P_{нас}.$$

$$P_{нас} = P_{пл} - \Delta P_{мах}. \quad (4)$$

Определим гидропроводность пласта, используя выражение

$$\Delta P = \frac{q \mu}{2 \pi k h} \cdot \ln \frac{r_c}{r_e}, \quad (5)$$

тогда,

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{q}{\Delta P} \cdot \frac{\ln \frac{r_k}{r_c}}{2\pi} = \eta \cdot \frac{\ln \frac{r_k}{r_c}}{2\pi}$$

Известно, что $R_k = 250$ м, и $R_c = 0,1$ м, поэтому

$$\ln \frac{r_k}{r_c} = \frac{250}{0,1} = \frac{2,50}{2 \cdot 3,14} = \frac{0,1}{2 \cdot 3,14} = \frac{0,0159}{2 \cdot 3,14}$$

Таким образом гидропроводность пласта будет равна:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{m^3/c \cdot m}{MPa}$$

Расчет параметров пласта по КВД, записанной после продолжительной обработки скважины

Цель работы

Построить кривую восстановления давления после продолжительной обработки скважины. По полученной КВД определить:

1. фильтрационные параметры пласта:
 - гидропроводность;
 - проницаемость;
 - пьезопроводность;
2. оценить состояние призабойной зоны скважины (скин-эффект);
3. коэффициент продуктивности скважины (фазический и потенциальный).

Общие сведения

Исследование скважины при неустановившемся режиме фильтрации предполагает изучение зависимости изменения забойного давления от времени при переходе от одного стационарного состояния к другому. Полученная в результате зависимость между изменением давления на забое скважины от времени называется кривой восстановления (падения) давления (КВД).

Цель исследования заключается в оценке гидродинамического совершенства скважины, фильтрационных параметров и неоднородности свойств пласта по полученной и обработанной КВД.

В нефтепромысловой практике при обработке КВД применяется упрощенное решение основного дифференциального уравнения упругого режима для точечного источника-стока в бесконечном пласте. Решение этого уравнения представляет собой произвольную зависимость между изменением давления и логарифмом времени. При этом неоднородность

прибойной зоны учитывается при помощи показателя синг-эффекта или приведенного радиуса скважины.

В данной лабораторной работе рассмотрим случай обработки КВД, когда кривые восстановления давления записываются после обработки скважины в течение длительного времени T , которое намного продолжительнее времени восстановления давления t ($T \gg t$). Определение параметров пласта в этом случае получают методом проведения касательной к последним точкам КВД, построенной в полулогарифмических координатах.

Итак, исходным уравнением для расчета параметров пласта по КВД, записанной после продолжительной обработки скважины, является выражение

$$P_r = P_{\text{ис}} - 0.183 \frac{qH}{kh} \lg \frac{2.25 \chi t}{r_e^2}, \quad (1)$$

где P_r – забойное давление, Па;

$P_{\text{ис}}$ – пластовое давление, Па;

q – дебит скважины на забое, м³/с;

r_e – радиус скважины, м;

h – толщина пласта, м;

k – проницаемость пласта, м²;

χ – вязопроницаемость, м²/с;

μ – вязкость жидкости, Па·с;

t – время записи КВД, с.

Предыдущее уравнение запишем в виде:

$$\Delta P(t) = 0.183 \frac{qH}{kh} \lg \frac{2.25 \chi}{r_e^2} + 0.183 \frac{qH}{kh} \lg t. \quad (2)$$

Введем обозначение:

$$t = 0.183 \frac{qH}{kh}, \quad B = 0.183 \frac{qH}{kh} \lg \frac{2.25 \chi}{r_e^2}. \quad (3)$$

Тогда выражение для $\Delta P(t)$ представится в виде:

$$\Delta P(t) = B + t \lg t. \quad (4)$$

Это уравнение прямой линии. Коэффициент t является угловым коэффициентом КВД в координатах $\Delta P(t) - \lg t$ (полулогарифмические координаты) и определяется как:

$$t = t_g \alpha = \frac{\Delta P(t_2) - \Delta P(t_1)}{\lg t_2 - \lg t_1}. \quad (5)$$

Коэффициент B является отрезком оси $\Delta P(t)$, отсекаемым полулогарифмической прямой линией, и определяется в точке $\lg t = 0$.

Уравнение (1) предполагает линейный характер (при построении графика КВД в полулогарифмических координатах) роста давления после остановки скважины. Однако при реальных исследованиях скважин практически не встречается КВД, которые несли бы на рабочем графике предельнейшую форму. Начальный участок КВД в координатах $\Delta P(t) - \lg t$, как правило, отклонен в сторону оси абсцисс (рисунок 1).

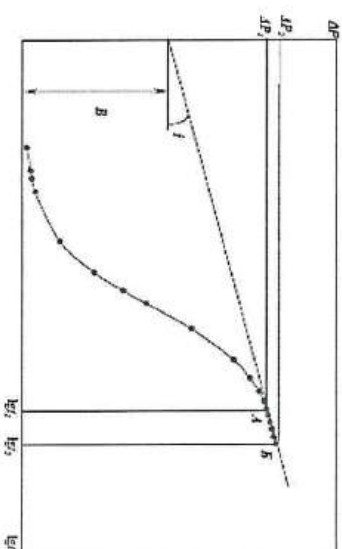


Рисунок 1. Рабочий график кривой восстановления давления

Искажение КВД на начальном этапе восстановления давления вызвано продолжающимся поступлением жидкости в скважину после ее остановки. На искривление начального участка КВД влияет также скин-эффект.

Графическое представление процесса исследования скважины в полугарифмических координатах позволяет выделить конечный прямолинейный участок КВД (участок АВ). Эта часть КВД соответствует закону фильтрации в удаленной части пласта, описываемому исходным уравнением (1). Поэтому коэффициенты B и i уравнения прямой, проведенной через последние точки КВД, прямо определяются непосредственно из графика на рисунке 1 по точке пересечения этой прямой с осью давления и по тангенсу угла наклона прямой к оси абсцисс.

Гидропроводность пласта в соответствии с формулами (1) – (4) определяется следующим образом:

$$\frac{kh}{\mu} = 0,183 \frac{q}{i} \quad (6)$$

Проницаемость:

$$k = 0,183 \frac{q\mu}{ih} \quad \text{или} \quad k = \left(\frac{kh}{\mu} \right) \frac{\mu}{h} \quad (7)$$

Пьезопроводность:

$$\chi = \frac{k}{\mu(m\beta_{cm} + \beta_c)} \quad (8)$$

где β_{cm} и β_c – сжимаемости смеси и скелета пласта, Па^{-1} ;

m – пористость.

Скин-эффект равен:

$$s = 1,151 \left(\frac{P_c(3600) - P_c(0)}{i} - \lg \left(\frac{\chi}{r_w^2} \right) - 3,908 \right), \quad (9)$$

где $P_c(3600)$ – забойное давление, замеренное при времени $t = 1$ ч.

Коэффициент продуктивности:

• фактический

$$\eta_\phi = \frac{q}{P_{\text{нп}} - P_c(0)}; \quad (10)$$

• потенциальный

$$\eta_p = \frac{kh/\mu}{0,366 \cdot \lg \frac{r_e}{r_w}}. \quad (11)$$

Пример.

Скважина работает непрерывно в течение 9 месяцев, после чего скважину остановили на 8,8 часа и записали КВД.

По скважине известно:

дебит скважины на забое $q = 38,4 \text{ м}^3/\text{сут}$;

давление забойное $P_c = 11,0 \text{ МПа}$;

толщина пласта $h = 10 \text{ м}$;

пористость $m = 0,2$; сжимаемость смеси $\beta_{cm} = 1,1 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$;

сжимаемость скелета пласта $\beta_c = 1,0 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$;

вязкость нефти $\mu_n = 1,6 \text{ сП}$;

радиус скважины $r_w = 0,1 \text{ м}$;

радиус контура питания $r_k = 200 \text{ м}$.

В таблице 1 приведены данные «давление – время», полученные после обработки диаграммы давления.

Таблица 1.

Данные «давление – время»,
полученные после обработки диаграммы давления

№ пп	$P, \text{МПа}$	$t, \text{с}$	№ пп	$P, \text{МПа}$	$t, \text{с}$
1	11,00	0	12	26,12	16741
2	11,55	955	13	26,44	17330
3	13,02	1905	14	26,48	18008
4	14,86	2907	15	26,61	19198
5	17,62	4820	16	26,75	20077
6	19,93	6766	17	26,82	21680
7	21,88	8739	18	26,85	23863
8	23,41	10454	19	26,82	25604
9	24,67	12505	20	26,85	27647
10	25,59	14303	21	26,88	29474
11	25,93	16152	22	26,88	31623

Решение.

Поскольку связка работа продолжительный период времени перестала оставаться в режиме притока начного превышает время КВД, то для интерпретации диаграммы давления выбран рабочий график с координатами $\Delta P(t) - \lg t$.

По данным таблицы 1 строится рабочий график КВД в полулогарифмических координатах $\Delta P(t) - \lg t$ (рисунок 2).

На произвольном участке кривой произвольно выбираются две точки с координатами $(\Delta P_1, \lg t_1)$ и $(\Delta P_2, \lg t_2)$ например, точки с координатами (4.303; 15.75) и (4.5; 15.88), и определяется значение t :

$$t = \frac{\Delta P_2 - \Delta P_1}{\lg t_2 - \lg t_1} = \frac{15.88 - 15.75}{4.5 - 4.303} = \frac{\Delta P_2 - \Delta P_1}{\lg t_2 - \lg t_1} \cdot \Delta P_1 / \Delta P_2$$

$\Delta P, \text{МПа}$

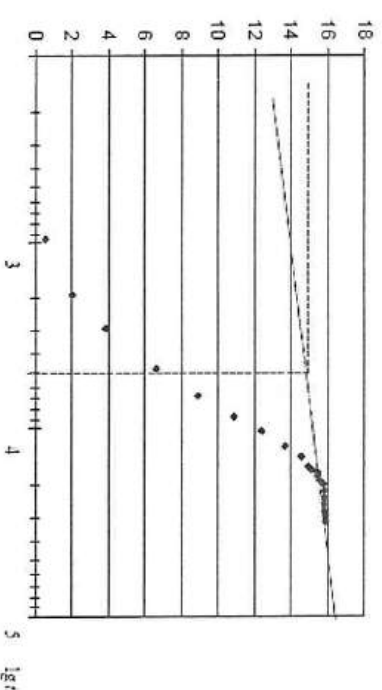


Рисунок 2. Интерпретация КВД, записанной после продолжительной обработки связки

Измеряется отрезок на оси ординат от нуля до точки пересечения этой оси с продолжением произвольного участка: $B = 12,9 \text{ МПа}$.

Гидропроводность пласта равна

$$\frac{kh}{\mu} = 0,183 \cdot \frac{38,4 \cdot \text{м}^3 / \text{сут}}{0,66 \cdot 10^6} = 0,183 \cdot \frac{86400 \text{ с}}{0,66 \cdot 10^6} = \frac{38,4 \cdot \text{м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}} \cdot 10^{-12} \frac{\text{м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}}$$

Проницаемость пласта определяется по формуле:

$$k = 123,23 \cdot 10^{-12} \cdot \frac{1,6 \cdot 10^{-3}}{10} = \frac{1,6 \cdot 10^{-3}}{10} \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$$

Пьезопроводность равна

$$K = \frac{0,0197 \cdot 10^{-12}}{1,6 \cdot 10^{-3} (0,2 \cdot 1,1 \cdot 10^{-9} + 1 \cdot 10^{-9})} = \frac{0,0197 \cdot 10^{-12}}{1,6 \cdot 10^{-3} \cdot 1,3 \cdot 10^{-9}} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$$

Скин-эффект

$$s = 1151 \cdot \left(\frac{26,26 - 11}{0,66} - \lg \left(\frac{0,0384}{0,1^2} \right) - 3,908 \right) = \underline{\hspace{2cm}}$$

Коэффициент продуктивности

• фактический

$$\eta_{\phi} = \frac{38,4}{26,88 - 11} = \frac{m^3 / c_{\text{пл}}}{MPa}$$

• потенциальный

$$\eta_p = \frac{123,23 \cdot 10^{-12}}{0,366 \cdot \lg \frac{200}{0,1}} = \frac{m^3 / c_{\text{пл}}}{MPa}$$

Как видно, потенциальный коэффициент продуктивности в _____ раза выше фактического. Поэтому после воздействия на пласт дебит может быть увеличен почти в _____ раза.

Практическая работа № 3

*Расчет параметров пласта по КВД,
записанной после кратковременной остановки скважины*

Цель работы

Построить кривую восстановления давления после кратковременной остановки скважины. По полученной КВД определить:

1. фильтрационные параметры пласта:
 - гидропроводность;
 - проницаемость;
 - пьезопроводность;
2. оценить состояние призабойной зоны скважины (скин-эффект);
3. коэффициент продуктивности скважины (фактический и потенциальный).

Общие сведения

Если период работы скважины до ее остановки T соизмерим с продолжительностью периода восстановления давления после остановки t , то обработка КВД производится по методу Хорнера.

Исходное уравнение в методе Хорнера имеет вид:

$$P_c = P_{\text{пл}} - 0,183 \frac{q \mu B_{\text{пл}}}{kh} \lg \frac{T+t}{t}, \quad (1)$$

где P_c – забойное давление, $Па$;

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, $Па$;

q – дебит скважины на поверхности, $м^3/с$;

$B_{\text{пл}}$ – объемный коэффициент нефти;

r_c – радиус скважины, $м$;

h – толщина пласта, $м$;

k – проницаемость пласта, $м^2$;

χ - преезопроводность, $\text{м}^2/\text{с}$;

μ - вязкость жидкости, $\text{Па} \cdot \text{с}$;

t - время записи КВД, с.

Это уравнение позволяет определить параметры пласта по КВД.

построенной в координатах $P_e(t) - \lg \frac{T+t}{t}$ (рисунок 1).

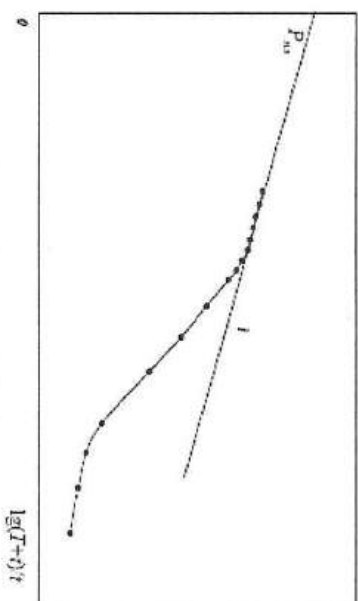


Рисунок 1. Типовая КВД Хорнера

При длительном восстановлении давления, когда t становится намного больше периода работы скважины до ее остановки T , выражение $\frac{T+t}{t} \rightarrow 1$,

так как $\lg \left(\frac{T+t}{t} \right) \rightarrow 0$. Поэтому при обработке фактических КВД

экстраполяция прямой, проходящей через конечный участок КВД до оси ординат, определяет значение давления, соответствующее пластовому P_m .

Порядок расчета параметров пласта при интерпретации по методу Хорнера аналогичен рассмотренному в предыдущей лабораторной работе методу расчета с использованием графиков в координатах $\Delta P(t) - \lg t$.

Введем обозначения:

$$i = 0.183 \frac{q B_{\mu}}{kh}, \quad (2)$$

тогда выражение для P_e представится в виде:

$$P_e = P_m - i \lg \frac{T+t}{t}. \quad (3)$$

Это уравнение прямой линии (рисунок 1).

Коэффициент i является угловым коэффициентом КВД в координатах

$P_e(t) - \lg \frac{T+t}{t}$ и определяется как:

$$i = \lg \alpha = \frac{P_e(t_2) - P_e(t_1)}{\lg \frac{T+t_2}{t_2} - \lg \frac{T+t_1}{t_1}}. \quad (4)$$

Пластовое давление определяется в точке $\lg \left(\frac{T+t}{t} \right) = 0$:

$$P_e(t = \infty) = P_m. \quad (5)$$

Гидропроводность вычисляется по формуле:

$$\frac{kh}{\mu} = 0.183 \frac{q \cdot B_{\mu}}{i}. \quad (6)$$

Проницаемость:

$$k = 0.183 \frac{q \mu}{h} \quad \text{или} \quad k = \left(\frac{kh}{\mu} \right) \cdot \frac{\mu}{h}. \quad (7)$$

Преезопроводность:

$$\chi = \frac{k}{\mu (m \beta_{\text{жк}} + \beta_g)}. \quad (8)$$

Скин-эффект:

$$s = 1.15 \lg \left(\frac{P_m - P_e(0)}{i} - \lg \frac{\chi}{r_w^2} - 3.908 \right). \quad (9)$$

Таблица 1.
Данные «давление – время», полученные после обработки диаграммы давления

№пп	$P_c, \text{МПа}$	$t, \text{с}$	$\lg((T+t)/t)$	№пп	$P_c, \text{МПа}$	$t, \text{с}$	$\lg((T+t)/t)$
1	15,85	18	3,602	11	17,27	3355	1,351
2	15,91	113	2,805	12	17,82	4216	1,257
3	15,92	139	2,715	13	19,25	6006	1,114
4	15,94	192	2,575	14	20,09	7848	1,008
5	15,97	252	2,457	15	21,37	18643	0,687
6	16,00	322	2,351	16	21,55	27655	0,557
7	16,15	652	2,047	17	21,64	36633	0,472
8	16,42	1243	1,770	18	21,70	45628	0,411
9	16,67	1843	1,603	19	21,75	54677	0,365
10	16,90	2434	1,485	20	21,78	63681	0,329

Решение.

Поскольку скважина работала непродолжительный период времени перед остановкой и время пригона равно времени КВД, то для интерпретации диаграммы давления КВД выбран рабочий график с координатами $P(t) - \lg((T + t)/t)$.

В таблице 1 приведены расчетные значения $\lg((T+t)/t)$.

По данным таблицы 1 строится рабочий график КВД в полулогарифмических координатах $P(t) - \lg((T + t)/t)$ (рисунок 2).

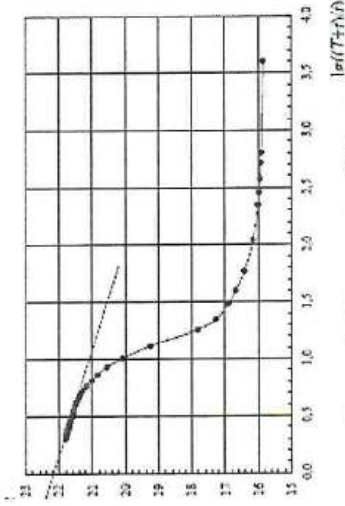


Рисунок 2. Интерпретация КВД, записанной после кратковременной отработки скважины

Последние точки КВД (рисунок 1) образуют прямолинейный участок на рабочем графике. Эта часть КВД соответствует закону фильтрации в удаленной части пласта, описываемому исходным уравнением (1). Поэтому параметры P_{ca} и t уравнения прямой, проведенной через последние точки КВД, прямо определяются непосредственно из графика по точке пересечения этой прямой с осью давления и по тангенсу угла наклона прямой к оси абсцисс.

Пример.

Перед запуском скважины в эксплуатацию в ней выполнено ГДИИ путем свабирования и отработки в течение 20 часов с последующей записью КВД продолжительностью также 20 часов.

По скважине известно:

дебит скважины на поверхности $q = 34 \text{ м}^3/\text{сут}$;

давление забойное $P_c = 15,85 \text{ МПа}$;

толщина пласта $h = 6 \text{ м}$;

пористость $m = 0,2$;

сжимаемость смеси $\beta_{см} = 1,16 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$;

сжимаемость скелета пласта $\beta_c = 1,0 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$;

объемный коэффициент нефти $B_o = 1,13$;

вязкость нефти $\mu_n = 0,82 \text{ сП}$;

радиус скважины $r_c = 0,1 \text{ м}$;

радиус контура питания $r_k = 250 \text{ м}$.

В таблице 1 приведены данные «давление – время», полученные после отработки диаграммы давления.

Построить КВД, рассчитать параметры пласта.

Давление, соответствующее точке пересечения прямой, проходящей через последние точки КВД, с осью ординат, равно пластовому давлению: $P_m = 22,2 \text{ МПа}$.

На прямоугольном участке кривой произвольно выбираются две точки с координатами $(P_1; \lg((T-t_1)/t_1))$ и $(P_2; \lg((T+t_2)/t_2))$, и определяется значение i .

Для удобства при расчетах следует принимать значения $\lg((T+t)/t)$, соответствующие целым числам. Для $\lg((T+t_1)/t_1) = 0$ и $\lg((T+t_2)/t_2) = 1$, соответственно $P_1 = 22,2 \text{ МПа}$ и $P_2 = 21,1 \text{ МПа}$.

Тогда
$$i = \frac{22,2 - 21,1}{1 - 0} = \text{---} \text{ МПа/л.ц.}$$

Гидропроводность пласта

$$\frac{kh}{\mu} = 0,183 \cdot \frac{\frac{34}{113} \cdot 113}{1,1 \cdot 10^6} = \text{---} \cdot 10^{-12} \frac{\text{м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}}$$

Проницаемость пласта

$$k = \frac{73,9 \cdot 10^{-12} \cdot 0,82 \cdot 10^{-3}}{6} = \text{---} \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$$

Пьезопроводность

$$\chi = \frac{0,01 \cdot 10^{-12}}{0,82 \cdot 10^{-3} (0,2 \cdot 1,16 \cdot 10^{-9} + 1 \cdot 10^{-10})} = \text{---} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$$

Скин-эффект

$$s = 1,151 \cdot \left(\frac{22,2 - 15,85}{1,1} - \lg \left(\frac{0,0367}{0,1^2} \right) - 3,908 \right) = \text{---}$$

Коэффициент продуктивности:

- фактический

$$\eta_{\phi} = \frac{34}{22,2 - 15,85} = \text{---} \frac{\text{м}^2 / \text{с.м.}}{\text{МПа}}$$

- потенциальный

$$\eta_e = \frac{73,9 \cdot 10^{-12}}{0,366 \cdot \lg \frac{250}{0,1}} = 59,42 \cdot 10^{-12} \frac{\text{м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}} = \text{---} \frac{\text{м}^2 / \text{с.м.}}{\text{МПа}}$$

Определение производительности, отношения продуктивности и скин-эффекта для газовых скважин по данным восстановления давления

Цель работы

По данным восстановления давления определить производительность газовой скважины, оценить состояние призабойной зоны.

Общие сведения

Уравнения, используемые для определения производительности, отношения продуктивности и скин-эффекта для газовой скважины, подобны уравнениям, применяемым для расчета параметров нефтяной скважины.

Производительность газовой скважины kh определяется по формуле:

$$kh = 135 \cdot \frac{q \mu z T_{пл}}{i} \quad (1)$$

где k – эффективная проницаемость, m^2 ;

h – мощность пласта, m ;

q – установившийся дебит перед закрытием скважины, m^3/c ;

μ – вязкость газа, $Па \cdot c$;

z – коэффициент сжимаемости газа;

$T_{пл}$ – температура пласта, K ;

i – тангенс угла наклона прямолинейного участка кривой восстановления давления.

Для бесконечной системы (или для ограниченной – на ранних стадиях, когда восстановление давления происходит как в бесконечной системе) значение i определяется из графика зависимости $P_{сд}^2$ (квадрат давления в скважине) от $\lg \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$ (Δt – продолжительность остановки продуктивной

скважины, c ; $t_p = \frac{N}{q}$ – время работы скважины на постоянном режиме, c ;

N – объем добытого газа с последнего замера давления, m^3).

Для ограниченной системы, в которой волна депрессии достигнет внешних границ, i определяется с помощью графика зависимости $P_{сд}^2$ от $\lg \Delta t$. Внешние границы определены структурой пласта либо границей интерференции, связанной с взаимодействием с близлежащими скважинами.

Время t_k , требуемое для того, чтобы волна депрессии в пласте достигла контура питания, используется для нахождения i и может быть вычислено по уравнению:

$$t_k = \frac{0,515 m \mu r_k^2 T_k}{k P_{пл}} = \frac{0,229 m \mu r_k^2}{k P_{пл}} \quad (2)$$

где m – пористость;

r_k – радиус контура питания, m ;

$P_{пл}$ – статическое давление на забое скважины, $Па$;

$T_k = 0,445$ – безразмерное время, за которое волна депрессии достигнет внешних границ.

Если t_k меньше, чем t_p , то значение i следует определять с помощью графика зависимости $P_{сд}^2$ от $\lg \Delta t$, если больше – использовать график $P_{сд}^2$ от $\lg \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$.

Однако, если график для определения i выбран не верно, то все равно можно считать, что полученные результаты соответствуют действительности.

Коэффициент продуктивности η для газовой скважины рассчитывают по формуле:

$$\eta = \frac{q}{P_{пл} - P_c(0)} \quad (3)$$

где P_c — давление на забое скважины, II_a .

Отношение продуктивности $(k'h)_\eta$, определенной с помощью коэффициента продуктивности (без учета скин-эффекта), к фактической продуктивности $(k'h)_{\text{КЭД}}$, определенной по кривой восстановления давления (с учетом скин-эффекта), имеет вид:

$$\frac{(k'h)_\eta}{(k'h)_{\text{КЭД}}} = \frac{\frac{q\mu z T_m \ln \frac{r_K}{r_c}}{r_c} - \frac{2,3 \lg \frac{r_K}{r_c}}{r_c} \cdot \frac{2,1 \lg \frac{r_K}{r_c}}{r_c}}{\frac{0,00852(P_m^2 - P_c^2(0))}{135 q \mu z T_m} - \frac{P_m^2 - P_c^2(0)}{115}} = \frac{2,1 \lg \frac{r_K}{r_c}}{(P_m^2 - P_c^2(0))}, \quad (4)$$

где r_c — радиус скважины, м;

$P_c(0)$ — давление в скважине перед закрытием, II_a .

Известно, что скин-эффект (сопротивление в приствольной зоне, появившееся в результате бурения и эксплуатации скважины) для нефтяной скважины рассчитывается по формуле Эвердинга:

$$s = 1,151 \frac{(P_{c1v} - P_c(0))}{I} - 1,151 \cdot \lg \frac{1479,442 q B}{I \mu m \beta r_c^2}. \quad (5)$$

При выводе уравнения для расчета скин-эффекта s газовой скважины используются те же принципы:

$$s = 1,151 \frac{(P_{c1v}^2 - P_c^2(0))}{I} - 1,151 \cdot \lg \frac{q z P_m T_m}{0,949 \cdot 10^{-6} I \mu m^2}. \quad (6)$$

здесь P_{c1v} — давление в скважине через один час после закрытия, II_a .

Если через I обозначить угол наклона прямоугольного участка кривой восстановления давления, построенной в координатных осях $P_{cM} - \lg \Delta t$, тогда уравнение (4) для определения отношения продуктивностей можно записать следующим образом:

$$\frac{(k'h)_\eta}{(k'h)_{\text{КЭД}}} = \frac{4I P_m \lg \frac{r_K}{r_c}}{(P_m^2 - P_c^2(0))}. \quad (7)$$

а выражения для скин-эффекта (6) и продуктивности (1) соответственно примут вид:

$$s = 1,151 \frac{(P_{c1v} - P_c(0))}{I} - 1,151 \cdot \lg \frac{q z T_m}{1,898 \cdot 10^{-6} I \mu m^2}, \quad (8)$$

$$k'h = 67,5 \cdot \frac{q \mu z T_m}{I P_m}. \quad (9)$$

По значениям скин-эффекта и отношения продуктивностей можно судить о состоянии приствольной зоны. Если значения отношения продуктивностей больше, чем 1 и скин-эффект меньше 0, то проницаемость приствольной зоны выше проницаемости области дренирования (проведены работы по интенсификации притока). Наоборот, значения отношения продуктивностей от 0 до 1 в совокупности с положительными значениями скин-эффекта свидетельствуют о различного рода повреждениях приствольной зоны. Если значение скин-эффекта близко к нулю, а отношение продуктивности — к единице, то проницаемость приствольной зоны такая же, как в области дренирования.

Пример.

Найти продуктивность газовой скважины, оценить состояние приствольной зоны (определить отношение продуктивностей и скин-эффект).

По скважине известно:

радиус области дренирования скважины 640 м;

эффективная мощность пласта 19,2 м;

пористость 0,184;

вязкость газа 0,02 сП;

коэффициент сверхсжимаемости газа 0,83;

радиус скважины 10,16 см

установившийся дебит перед закрытием скважины $141,584 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$;
 объем добытого газа с последнего замера давления $25485,16 \text{ тыс. м}^3$;
 статическое давление на забое скважины $16,618 \text{ МПа}$;
 температура пласта $352,44 \text{ К}$.

Получены следующие данные восстановления давления (таблица 1):

Таблица 1.

время, Δt , ч	0	1	2	5	13,6	21,5	35	45	60
давление в скважине $P_{с.д.}$, МПа	11,851	13,475	15,155	15,505	15,820	15,967	16,107	16,184	16,261

Решение.

По результатам гидродинамического исследования (таблица 1) строим кривую восстановления давления в системе координат $P_{с.д.}^2$ от $\lg \Delta t$ (рисунок 1).

$$P_{с.д.}^2, (\text{МПа})^2$$

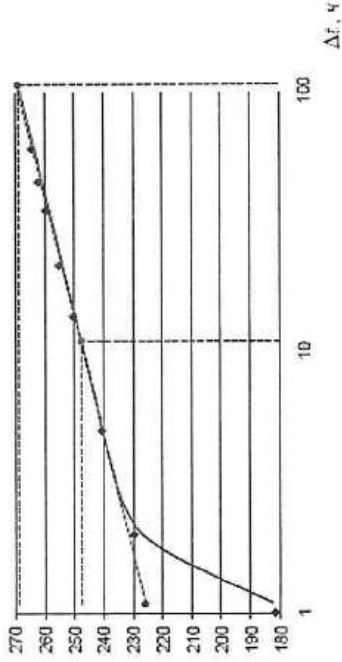


Рисунок 1. Кривая восстановления давления в системе координат $P_{с.д.}^2$ от $\lg \Delta t$

По графику определяем угол наклона прямой участка кривой восстановления давления:

$$i = \frac{269,5 - 247,2}{\lg 100 - \lg 10} = 22,3 (\text{МПа})^2 / \text{лн.}$$

Используя уравнение (1) находим производительность скважины

$$kh = 135 \cdot \frac{q_{\mu z} T_{пл.}}{i} =$$

$$= 135 \cdot \frac{141,584 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут.} \cdot 0,02 \text{ сП} \cdot 0,83 \cdot 352,44 \text{ К}}{22,3 (\text{МПа})^2 / \text{лн.}} =$$

$$= 135 \cdot \frac{141,584 \cdot 10^3 \cdot 0,02 \cdot 10^{-3} \cdot 0,83 \cdot 352,44}{86400 \cdot 22,3 \cdot 10^2} = \text{---} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2,$$

и проницаемость

$$k = \frac{kh}{h} = \frac{58 \cdot 10^{-15}}{19,2} = \text{---} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2.$$

Для сравнения методов расчета производительности построим кривую восстановления давления в системе координат $P_{с.д.}$ от $\lg \Delta t$ (рисунок 2) и определим значение I .

$$I = \frac{16,429 - 15,729}{\lg 100 - \lg 10} = 0,7 \text{ МПа} / \text{лн.}$$

Вычисляем производительность и проницаемость по формуле (9):

$$kh = 67,5 \cdot \frac{q_{\mu z} T_{пл.}}{I P_{пл.}} =$$

$$= 67,5 \cdot \frac{141,584 \cdot 10^3 / 86400 \cdot 0,02 \cdot 10^{-3} \cdot 0,83 \cdot 352,44}{0,7 \cdot 10^5 \cdot 16,618 \cdot 10^6} = \text{---} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2,$$

и

$$k = \frac{kh}{h} = \frac{55,7 \cdot 10^{-15}}{19,2} = \text{---} \cdot 10^{-15} \text{ м}^2.$$

$P_{сж}, МПа$

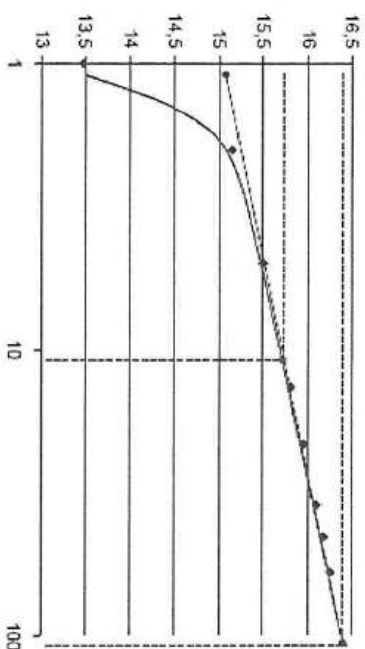


Рисунок 2. Кривая восстановления давления в системе координат $P_{сж}$ от $\lg \Delta t$

$\Delta t, ч$

Время работы скважины при постоянном режиме равно

$$t_p = \frac{N}{q} = \frac{25485,16 \text{ тыс. м}^3}{141,584 \text{ тыс. м}^3 / \text{сут}} = 180 \text{ сут} = 4320 \text{ ч.}$$

Отношение пружинистостей, рассчитанное по формулам (4) и (7), соответственно равно

$$\frac{(k'h)_e}{(k'h)_{сж}} = \frac{2l \lg \frac{r_e}{r_w}}{(P_{сж}^2 - P_e^2(0))} = \frac{2 \cdot 22,3 \cdot 10^3 \cdot \lg \frac{640}{0,1016}}{(16,618^2 - 11,851^2) \cdot 10^2} = \dots$$

$$\frac{(k'h)_e}{(k'h)_{сж}} = \frac{4l P_{сж} \lg \frac{r_e}{r_w}}{(P_{сж}^2 - P_e^2(0))} = \frac{4 \cdot 0,7 \cdot 10^3 \cdot 16,618 \cdot 10^3 \cdot \lg \frac{640}{0,1016}}{(16,618^2 - 11,851^2) \cdot 10^2} = \dots$$

По графику, изображенному на рисунке 1, определим давление в скважине через час после закрытия $P_{сж}^2 = 22,4,42 (МПа)^2$, и рассчитываем скин-эффект с газовой скважины:

$$s = 1,151 \cdot \frac{(P_{сж}^2 - P_e^2(0))}{l} - 1,151 \cdot \lg \frac{q z P_{сж} T_{сж}}{0,949 \cdot 10^{-6} \text{ дин} \frac{с}{с^2}} = 1,151 \cdot \frac{(22,442 \cdot 10^{12} - (11,851 \cdot 10^6)^2)}{22,3 \cdot 10^3} -$$

$$- 1,151 \cdot \lg \frac{141,584 \cdot 10^3 / 86400 \cdot 0,83 \cdot 16,618 \cdot 10^6 \cdot 352,44}{0,949 \cdot 10^{-6} \cdot 22,3 \cdot 10^3 \cdot 19,2 \cdot 0,184 \cdot 0,1016^2} = -0,28.$$

Используя кривую восстановления давления, построенную в координатных осях $P_{сж}$ от $\lg \Delta t$, определим $P_{сж} = 15,022 МПа$ и вычислим скин-эффект по формуле (8):

$$s = 1,151 \cdot \frac{(P_{сж}^2 - P_e^2(0))}{l} - 1,151 \cdot \lg \frac{q z (T_{сж} - 273)}{0,428 \cdot 10^{-6} \text{ дин} \frac{с}{с^2}} = 1,151 \cdot \frac{(15,022 \cdot 10^6 - 11,851 \cdot 10^6)}{0,7 \cdot 10^6} -$$

$$- 1,151 \cdot \lg \frac{141,584 \cdot 10^3 / 86400 \cdot 0,83 \cdot (352,44 - 273)}{0,428 \cdot 10^{-6} \cdot 0,7 \cdot 10^6 \cdot 19,2 \cdot 0,184 \cdot 0,1016^2} = 0,6.$$

Таким образом, можно считать что $s \approx 0$, т.е. _____

Вопросы к зачету по дисциплине:

(проверяемые компетенции ПК-1, ПК-8)

1. Основные методы для изучения гидродинамических свойств пластов:

- a) лабораторные исследования образцов горных пород и флюидов
- b) геофизические методы
- c) гидродинамические методы

2. Исследования скважин и пластов проводятся:

- a) только на конечном этапе разработки месторождения
- b) сразу же после открытия залежей и на протяжении всего процесса разработки месторождения
- c) только на этапе опытно-промышленной эксплуатации
- d) по требованию министерства

3. Исследования можно подразделить на:

- a) начальные, конечные
- b) математические, физические, химические
- c) первичные, текущие, специальные
- d) первичные, вторичные, третичные

4. Исследования которые проводятся на стадии разведки и опытной эксплуатации месторождения называются -

- a) специальные
- b) первичные
- c) текущие

5. Исследования которые вызваны специфическими условиями разработки залежи и эксплуатации скважин называются-

- a) специальные
- b) первичные
- c) текущие

6. Различного рода каротаж, т. е. прослеживание за изменением какой-либо величины вдоль ствола скважины, это -

- a) гидродинамические исследования
- b) лабораторные исследования
- c) геофизические исследования

7. Кавернометрия это -

- a) определение изменения самопроизвольно возникающего электрического поля
- b) измерение фактического диаметра необсаженной скважины и его изменения вдоль ствола

- c) изучение распределения температуры в обсаженной или необсаженной скважине

- d) определение упругих свойств горных пород

8. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов основаны на

- a) изучении параметров притока жидкости или газа к скважине при установившихся или при неустановившихся режимах ее работы
- b) прослеживании за изменением какой-либо величины вдоль ствола скважины с помощью спускаемого на электрокабеле специального прибора
- c) исследованиях образцов горных пород и пластовых флюидов в лабораторных условиях

9. При каких видах исследований процессом охватывается вся зона дренирования -

- a) геофизических
- b) гидродинамических
- c) лабораторных

10. По упрощенным технологиям с целью приближенной оценки гидродинамических параметров проводятся ...

- a) базовые исследования
- b) стандартные исследования
- c) экспресс исследования

11. В одиночных (специально отобранных) скважинах по индивидуальным программам проводятся...

- a) базовые исследования
- b) стандартные исследования
- c) экспресс исследования

12. Коэффициент, который характеризует площадь сечения поровых каналов, по которым идет процесс фильтрации называется

- a) коэффициент продуктивности
- b) коэффициент проницаемости
- c) коэффициент пьезопроводности

13. Коэффициент, который характеризует скорость перераспределения давления в пласте это -

- a) коэффициент продуктивности
- b) коэффициент проницаемости
- c) коэффициент пьезопроводности

14. Отношение дебита скважины к перепаду между пластовым и забойным давлением (депрессия) называется -

- a) коэффициент продуктивности
- b) коэффициент проницаемости
- c) коэффициент проницаемости

15. Какими методами можно определить проницаемость удаленной зоны пласта?

- a) геофизическими
- b) гидродинамическими
- c) лабораторными

16. Запись индикаторной диаграммы относится к методам...

- a) математическим
- b) геофизическим
- c) гидродинамическим
- d) лабораторным

17. При эксплуатации скважины на нескольких последовательно сменяющихся режимах определяют зависимость дебита нефти от перепада давления между пластом и забоем скважины, значит записывают -

- a) КВД
- b) ИК
- c) КПД
- d) кривую гидропрослушивания

18. Индикаторная диаграмма строится для ...

- a) определения коэффициента продуктивности скважины
- b) определения толщины пласта
- c) определения водонефтяного контакта

19. Какой режим эксплуатации скважины считается неустановившимся -

a) если дебит и забойное давление с течением времени практически не изменяются

b) если дебит и забойное давление меняются со временем

c) если в скважине установлено оборудование

20. Режим эксплуатации скважины считается установившимся, если-

- d) дебит и забойное давление с течением времени практически не изменяются
- e) дебит и забойное давление меняются со временем
- f) в скважине установлено оборудование

21. Запись кривой восстановления давления (КВД) это гидродинамический метод исследования...

- a) на установившихся режимах
- b) на неустановившихся режимах

22. Методом Хорнера пользуются при обработке КВД ...

- a) записанной после длительной обработки скважины
- b) записанной после кратковременной обработки скважины
- c) записанной при гидропрослушивании скважины

23. Гидропрослушивание это гидродинамический метод исследования...

- a) на установившихся режимах
- b) на неустановившихся режимах

24. Для совершенствования технологии проведения работ по гидропрослушиванию скважины необходимо...

- a) увеличить количество реагирующих скважин
- b) увеличить продолжительность проведения замеров
- c) уменьшить количество реагирующих скважин
- d) уменьшить глубину скважины

25. Скважины, в которых наблюдают за изменением давления при гидропрослушивании называются -

- a) возмущающие
- b) реагирующие
- c) специальные

26. Возмущающие скважины при гидропрослушивании это -

- a) скважины в которых изменяют режим работы
- b) скважины в которых наблюдают за изменением давления
- c) скважины в которых проводят обработку ПЗП

27. Минимально-допустимый дебит (МДД) – это

- a) дебит при котором скважина дает только нефть
- b) дебит, при котором весь конденсат выносится с забоя скважины на поверхность
- c) дебит необходимый для подбора насоса

28. Дегрессия на пласт это -

- a) разница забойного и устьевого давлений
- b) разница пластового и атмосферного давлений
- c) разница пластового и забойного давлений
- d) разница давлений на входе и выходе из пласта

29. При исследовании газовых скважин методом установившихся отборов, исследования проводят ...

- на 10-12 режимах прямого хода и 2-3 режимах обратного хода
- на 1-2 режимах прямого хода и 1-2 режимах обратного хода
- на 5-6 режимах прямого хода и 2-3 режимах обратного хода

30. В двухчленном законе фильтрации $P^2_{пл} - P^2_{заб} = aQ + bQ^2$...

- a и b – коэффициенты фильтрационного сопротивления
- a и b – коэффициенты пористости и проницаемости пласта
- a и b – коэффициенты газоотдачи и конденсатоотдачи

Ответы:

вопрос	ответ	вопрос	ответ	вопрос	ответ	вопрос	ответ
1	C	9	B	17	B	25	B
2	B	10	C	18	A	26	A
3	C	11	A	19	B	27	B
4	B	12	B	20	D	28	C
5	A	13	C	21	B	29	C
6	C	14	A	22	B	30	A
7	B	15	B	23	B		
8	A	16	C	24	A		

Критерии оценивания

Оценка	Критерии оценки
5 (отлично)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: -последовательно, четко, связно, обоснованно и безошибочно излагает учебный материал; дает ответ в логической последовательности с использованием принятой терминологии; - За выполнение практической работы: - уверенно и безошибочно применяет полученные знания в решении поставленных задач; - выполнил работу в рациональной последовательности и полном объеме; - самостоятельно выбрал и подготовил средства и методику для выполнения задания.
4 (хорошо)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: -отчет не удовлетворяет основным требованиям к ответу на оценку «5», но имеются затруднения при решении вопросов в новой ситуации: слушатель допускает 1-2 недочета и может их исправить самостоятельно или с небольшой помощью преподавателя. - За выполнение практической работы: - слушатель выполнил требования к оценке 5 (отлично), но работа выполнена в не рациональной последовательности и/или допущены 2-3 недочета.

3 (удовлетворительно)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - в ответах в ходе собеседования имеются отдельные промахи в усвоении учебного материала образовательной программы: слушатель допустил не более одной ошибки и двух недочетов. - За выполнение практических работ: - слушатель выполнил практическую задачу не полностью, но объем выполненной части таков, что в основном позволяет получить правильные результаты и выводы, допущено не более 1 ошибки и 2-х недочетов.
2 (неудовлетворительно)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - не овладел основными знаниями и умениями в соответствии с требованиями программ и допустил больше ошибок и недочетов, чем необходимо для оценки 3 (удовлетворительно), не может ответить ни на один из поставленных вопросов. - За выполнение практической работы: - слушатель не выполнил работу или объем выполненной части работы не позволяет сделать правильных выводов: все или большинство сформированных ответов не подтверждают контрольные цифры.

Слушатель освоил дисциплину и получает

«Зачет», если правильно ответил от 61% до 100% тестовых заданий;
«Незачет», если слушатель ответил менее чем на 61% тестовых заданий.

3.3 Учебно-методические материалы

Основная литература

- Карнаухов, М. Л. Современные методы гидродинамических исследований скважин: Л. Карнаухов, Е. М. Пьянкова. - Москва: Инфра-Инженерия, 2013. - 432 с. - URL: <http://www.iprbookshop.ru/13549.html>
- Алиев, Загид Самедович. Исследование горизонтальных скважин: учебное пособие / З. С. Алиев, В. В. Бондаренко. - М.: Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. - 298 с.
- Телков, М. В. Обоснование и совершенствование методов фильтрационных сопротивлений, связанных с притоком жидкостей и газов к несовершенным скважинам / М. В. Телков, Е. В. Колесник, С. И. Грачев. - М.: ВНИИОЭНГ, 2008. - 64 с.
- Карнаухов, М. Л. Современные методы гидродинамических исследований скважин: справочник инженера по исследованию скважин / М. Л. Карнаухов, Е. М. Пьянкова. - Москва: Инфра-Инженерия, 2013. - 432 с. - URL: <http://www.iprbookshop.ru/13549.html>
- Пьянкова Е.М. Современные методы гидродинамических исследований скважин, Карнаухов М.Л., 2004.
- А.В. Стрекалов, О.В. Фоминых, А.С. Самойлов. Методические

основы гидродинамических исследований горизонтальных скважин, 2012.

7. Геофизический и гидродинамический контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений [Текст]: учебное пособие [на английском языке] / А. К. Ягафаров [и др.]; ТюмГНГУ. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. - 156 с.

Дополнительная литература

1. Гидродинамические проблемы разработки нефтяных и газовых месторождений России [Текст]: сборник научных трудов. Вып. 1 / ТюмГНГУ; ред. М. Л. Карнаухов. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. - 100 с.

2. М.В. Телков, А.Н. Карнаухов, С.В. Левкович. Интерпретация результатов гидродинамических несовершенных скважин при нестационарной фильтрации: учебное пособие, 2008, 194с.

4. ОРГАНИЗАЦИОННО-МЕТОДИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ДИСЦИПЛИНЫ

4.1 Материально-технические условия

Наименование специализированных учебных помещений	Вид занятий	Наименование оборудования, программного обеспечения
Компьютерный класс	Лекции, практические задания	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.2 Условия для функционирования электронно-образовательной среды

Электронные информационные ресурсы	Вид занятий	Наименование оборудования
Система поддержки учебного процесса Edison	Лекции, практические задания, промежуточная аттестация	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.3 Базы данных, информационно-справочные и поисковые системы, электронные каталоги

1. ТИУ «Полнотекстовая БД» на платформе ЭБС ООО «Издательство ЛАНЬ» Договор № 2423 от 04.04.2016г.

2. Российская база патентов. (База ФИПС)

http://www1.fips.ru/wrs/wsc/connect/content_ru/ru/inform_resources/inform_resources/article_1

3. База Patentoscope <http://www.wipo.int/patentscope/search/ru/search.jsf>

4. База данных Евразийского патентного ведомства ЕАРО.ORG

5. Евразийская ПАТентная Информационная Система (ЕАПАТИС)

esp@sepiet

6. Справочная правовая система «КонсультантПлюс» www.consultant.ru

7. Информационная система «Единое окно доступа к образовательным ресурсам». Официальный сайт. URL: <http://window.edu.ru>

8. Научная электронная библиотека «ELIBRARY.RU». URL: <http://www.e-lib.ru>

9. Президентская библиотека имени Б.Н.Ельцина. URL: <http://www.rlib.ru>

10. Российская Академия наук Институт научной информации по общественным наукам (ИНИОН РАН). URL: <http://www.inion.ru>

11. Российская государственная библиотека. URL: <http://www.tsl.ru>

12. Российская национальная библиотека в Санкт-Петербурге. URL: <http://nlr.ru>

13. Справочная правовая система «Гарант» URL: <http://www.garant.ru/>

14. Университетская библиотека онлайн. URL: <http://www.viblibclub.ru>

15. Электронная Интернет библиотека IQlib.ru - электронные учебники и учебные пособия. URL: <http://www.iqlib.ru>

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО И ДИСТАНЦИОННОГО ОБРАЗОВАНИЯ

УТВЕРЖДАЮ

Директор _____ А.В. Медведев

« 07 » _____ 2024 г.



РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

дисциплины **«Разработка нефтяных месторождений»**
программы профессиональной переподготовки
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Общая трудоемкость - 64 часа

Лекции - 24 часа

Практические занятия – 14 часов

Самостоятельная работа – 26 часов

Рабочую программу разработал:
к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ



А.В. Саранча

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий кафедрой РЭНГМ
«04» 06 2024г.



С.И. Грачев

Начальник отдела проектирования
образовательных программ ИДДО
«04» 06 2024г.



Л.В. Скоморохова

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ДИСЦИПЛИНЫ

Цель освоения дисциплины – ознакомление с общими терминами и понятиями, пластовыми режимами и коэффициентом извлечения, основными свойствами нефти и производительностью нефтяных скважин, их продуктивностью и выделением эксплуатационных объектов, системами размещения скважин и периодами разработки месторождения, а также технологическими показателями разработки.

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, режима вытеснения газированной нефти водой и режима растворенного газа; ознакомление студентов с методами контроля за разработкой с применением методов геофизики, гидродинамики и промысловой геологии и анализа разработки месторождений.

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих результатов освоения (компетенций):

Профессиональные компетенции	В результате изучения дисциплины слушатели должны			Способ измерения образовательных результатов
	знать	уметь	иметь практический опыт	
ПК-4 Способность применять в практической деятельности принципы рационального использования природных ресурсов и защита окружающей среды	Подготовка отчетности по производственной деятельности в области добычи углеводородного сырья; формирование отчетов по использованию оборудования по добыче углеводородного сырья; ведение отчетности по технологическим потерям углеводородного сырья при добыче в соответствии с принятой схемой и технологией разработки; подготовка	Анализировать предоставляемую в рамках отчетности информацию; формировать отчеты по использованию химических реагентов; пользоваться специализированными программами продуктами	Требования нормативных правовых актов Российской Федерации, локальных нормативных актов; нормативы технологических потерь углеводородного сырья при добыче в соответствии с принятой схемой и технологией разработки; нормы расхода химических реагентов; порядок списания химических реагентов; стандарты, технический	Выполнение практической работы, экзамен (в форме тестирования), самоконтроль при выполнении самостоятельной работы

ПК-9 Способность составлять в соответствии с установленными требованиями типовые проектные, рабочие технологические и рабочие документы	Навыками составления рабочей документации, обзоров, отчетов, организация разработки мероприятий, направленных на повышение эффективности работы оборудования по добыче углеводородного сырья; внедрение мероприятий по повышению эффективности работы оборудования по добыче углеводородного сырья; мероприятия по оптимизации добычи углеводородного сырья	Выполнять типовые задачи в рамках проектной работы; разрабатывать техническую документацию; анализировать и обрабатывать технические параметры работы оборудования по добыче углеводородного сырья; анализировать мероприятия по оптимизации добычи углеводородного сырья	Требования к выполнению типовых проектных, технологических документов; методы проведения технических расчетов и определения эффективности эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья; назначение, устройство и принцип действия оборудования по добыче углеводородного сырья; отраслевые стандарты, технические регламенты, руководства (инструкции), устанавливающие требования к эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья
--	---	---	---

2. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Применяемые технологии обучения:

- в очной, заочной и очно-заочной форме- лекция визуализации в PowerPoint в диалоговом режиме; лекция визуализации в PowerPoint в диалоговом режиме с элементами дискуссии;

- с применением дистанционных технологий - освоение обучающимися дисциплины осуществляется на лекционных и практических занятиях, в процессе самостоятельной подготовки. В рамках используется дисциплины изучения система поддержки учебного процесса Ediscop, в которой размещены электронные учебно-методические комплексы (ЭУМК), разработанные преподавателями ТИУ; в состав ЭУМК входят: лекционные материалы (презентации, конспекты лекций, электронные учебники), контрольно-измерительные материалы (тестовые задания).

Перечень лекционных занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Основные понятия, термины и сокращения	1
2	Характеристика месторождений (запасей) по фазовому состоянию	2
3	Платовые режимы нефтяных и газовых запасей	1
4	Расчет коэффициента извлечения нефти при первичной разработке залежи	2
5	Основные свойства нефти	2
6	Проводимость нефтяных скважин	2
7	Оценка коэффициента продуктивности нефтяных скважин	3
8	Характеристика притока двухфазного флюида по методу Вогеля	2
9	Объекты разработки и их выделение	2
10	Системы разработки (заводнения) нефтяных месторождений	2
11	Периоды (стадии) разработки нефтяных месторождений	2
12	Технологические показатели разработки нефтяных месторождений	3
ИТОГО:		24

Перечень практических занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Расчет коэффициента извлечения нефти	3
2	Проводимость нефтяных скважин	3
3	Оценка коэффициента продуктивности нефтяных скважин	3
4	Двухфазная фильтрация по методу Вогеля	5
ИТОГО:		14

Перечень тем самостоятельной работы

№ п/п	Содержание и вид работ	Трудоемкость (час.)
1	Разработка нефтяных залежей в условиях упругого режима	8
2	Методы поддержания пластового давления	6
3	Особенности разработки нефтяных месторождений	6

	тренинговатыми колллекторами	
4	Особенности разработки месторождений при снижении забойных давлений ниже давления насыщения.	6
ИТОГО:		26

3. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

3.1 Для оценки качества освоения дисциплины применяется текущий контроль, промежуточная аттестация.

Формой текущего контроля является оценка выполнения практических занятий и самоконтроль при выполнении самостоятельных работ.

Для оценки освоения дисциплины проводится промежуточная аттестация. Формой промежуточной аттестации является экзамен, проводимый в форме тестирования.

3.2 Оценочные материалы промежуточной аттестации:

Дисциплина предусматривает изучение теоретической и практической части, выполнение практических заданий и промежуточная аттестация. По итогам выполнения всех видов работ выставляется экзамен.

Вид работ	Баллы
Выполнение практических заданий	5-10 баллов за каждое задание Итого: максимум 30 баллов
Выполнение конспектов лекций	30
Тест	До 40
Итого:	100

Задачи для выполнения практических работ: (проверяемые компетенции ПК-4, ПК-9)

Задача 1.

Упражнение 1.1. Рассчитать коэффициент извлечения нефти при разработке залежи за счет расширения пластовых флюидов, при пористости $m_{\text{пл}} = 0,2$; остаточной водонасыщенности $S_w = 0,15$; пластовом давлении вблизи забоя скважины $P_{\text{пл}} = 14867475$ Па; ускорении свободного падения $g = 9,8$ м/с²; плотности нефти $\rho_n = 850$ кг/м³; сжимаемости нефти, газа и воды, $\beta_n = 2,18 \cdot 10^{-9}$ 1/Па, $\beta_g = 75 \cdot 10^{-9}$ 1/Па, $\beta_w = 0,44 \cdot 10^{-9}$ 1/Па, соответственно; объеме воды в подошвенной части залежи $V_w = 20 \cdot 10^9$ м³ и объемом коэффициента $B_n = 1,3$ м³/м³. Значения объема нефтенасыщенной части залежи $V_{\text{н}}$, глубины забоя h_z и объема газа, находящегося в газовой шапке V_g , представлены в таблице 1.1. Пример расчета смотрите на следующих слайдах.

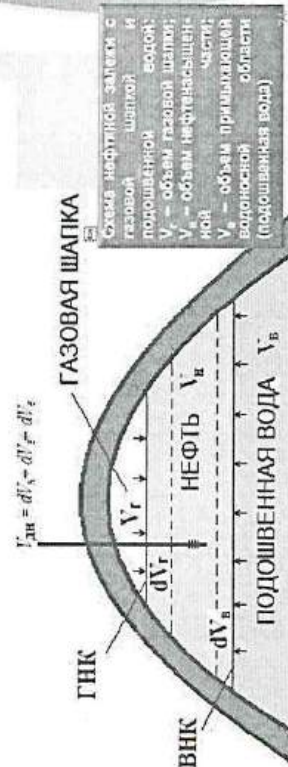
Таблица 1.1 – Исходные данные к упражнению 1.1.

Вариант	h_z , м	$V_{\text{н}}$, м ³	V_g , м ³
1	1550	129411764,7	$4 \cdot 10^6$
2	1455	135294117,6	$6 \cdot 10^6$
3	1300	217647658,8	$8 \cdot 10^6$
4	1600	325529411,8	$10 \cdot 10^6$
5	1590	100000000	$14 \cdot 10^6$
6	1630	83352941,8	$11 \cdot 10^6$
7	1710	158823529,4	$12 \cdot 10^6$
8	1670	176476588,2	$15 \cdot 10^6$
9	1520	164765882,4	$2 \cdot 10^6$
10	1470	105882352,9	$3 \cdot 10^6$

ПРИМЕР РАСЧЕТА ЗАДАЧИ 1.1

Для того чтобы рассчитать количество нефти, которое будет выдвинуто из залежи за счет расширения пластовых флюидов, необходимо определить величину снижения пластового давления ΔP . Фонтанирование скважины будет происходить при условии и до того момента, пока пластовое давление $P_{\text{пл}}$ больше, чем давление создаваемое гидростатическим столбом жидкости $P_{\text{ст}}$ в скважине, заполненной нефтью. Поэтому, упрощая задачу, будем считать, что снижение пластового давления будет однородно и равномерно происходить по всей залежи и будет равно, при пластовом давлении вблизи забоя $P_{\text{пл}} = 14867475$ Па; глубине забоя $h_z = 1500$ м; ускорении свободного падения $g = 9,8$ м/с²; плотности нефти $\rho_n = 850$ кг/м³:

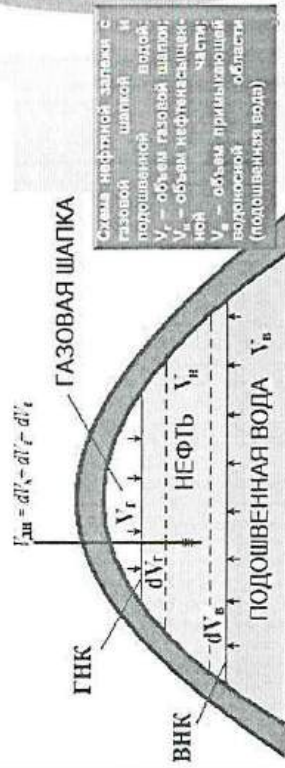
$$\Delta P = P_{\text{пл}} - \rho_n \cdot g \cdot h_z = 14867475 - 12495000 = 2372475 \text{ Па}$$



ПРИМЕР РАСЧЕТА ЗАДАЧИ 1.1

Для того чтобы рассчитать количество нефти, которое будет выдвинуто из залежи за счет расширения пластовых флюидов, необходимо определить величину снижения пластового давления ΔP . Фонтанирование скважины будет происходить при условии и до того момента, пока пластовое давление $P_{\text{пл}}$ больше, чем давление создаваемое гидростатическим столбом жидкости $P_{\text{ст}}$ в скважине, заполненной нефтью. Поэтому, упрощая задачу, будем считать, что снижение пластового давления будет однородно и равномерно происходить по всей залежи и будет равно, при пластовом давлении вблизи забоя $P_{\text{пл}} = 14867475$ Па; глубине забоя $h_z = 1500$ м; ускорении свободного падения $g = 9,8$ м/с²; плотности нефти $\rho_n = 850$ кг/м³:

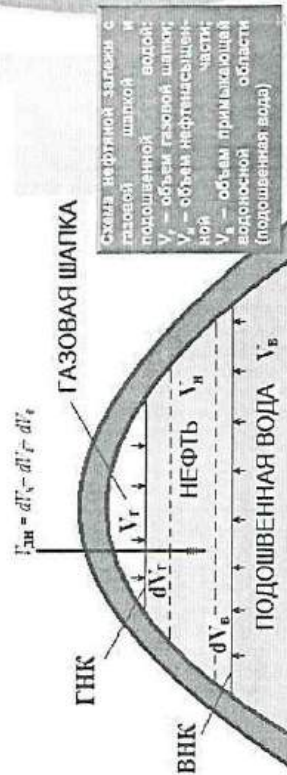
$$\Delta P = P_{\text{пл}} - \rho_n \cdot g \cdot h_z = 14867475 - 12495000 = 2372475 \text{ Па}$$



ПРИМЕР РАСЧЕТА ЗАДАЧИ 1.1

Рассчитываем количество нефти, которое будет выдвинуто из залежи за счет расширения пластовых флюидов, при сжимаемости нефти, газа и воды, $\beta_n = 2,18 \cdot 10^{-9}$ 1/Па, $\beta_g = 75 \cdot 10^{-9}$ 1/Па, $\beta_w = 0,44 \cdot 10^{-9}$ 1/Па, соответственно; объеме газа в газовой шапке и воды в подошвенной части залежи $V_g = 5 \cdot 10^6$ м³, $V_w = 20 \cdot 10^9$ м³, соответственно. Полученное значение в метрах кубических необходимо перевести в тонны, так как добыча нефти измеряется в тоннах в отличие от газа, замеры которого производят в м³:

$$\begin{aligned} dV_{\text{др}} &= \Delta P \cdot (\beta_n \cdot V_n + \beta_g \cdot V_g + \beta_w \cdot V_w) = \\ &= 2372475 \cdot (2,18 \cdot 10^{-9} \cdot 20 \cdot 10^9 + 75 \cdot 10^{-9} \cdot 5 \cdot 10^6 + 0,44 \cdot 10^{-9} \cdot 20 \cdot 10^9) = \\ &= 1231315 \text{ м}^3 = 1,23 \text{ млн. м}^3 \cdot 0,85 \text{ тонн/м}^3 = 1,05 \text{ млн. тонн нефти} \end{aligned}$$



Расчет коэффициента увеличения нефти

Также для сравнения в данном примере сделан расчет КИН при отсутствии газовой шапки и при условии, что газовая шапка по объему такая же, как и нефтенасыщенная часть залежи. Расчеты показывают, что при отсутствии газовой шапки КИН составит 0,02, а при условии, что газовая шапка такая же по размерам, как и нефтенасыщенная часть залежи, КИН составит 0,25. Таким образом, газ газовой шапки, благодаря его высокой сжимаемости, вносит значительный вклад в добычу нефти. Очевиден тот факт, что при разработке нефтяных месторождений не следует отбирать газ из газовой шапки, который, хотя и имеет коммерческую ценность, но играет более важную роль, оставаясь в залежи и вытесняя нефть при расширении.

Задача 2.

РЕШИТЬ ЗАДАЧУ № 1,2

Упражнение 1.2. Рассчитать дебит по нефти скважины в т/сут, используя уравнение (1.9), для всех столбцов (таблица 1.2) и процентное изменение относительно первого столбца. Полученные данные занести в таблицу. Плотность нефти 0,85 т/м³. Сделать заключение для каждого столбца. Целью данного упражнения является понимание влияния (увеличения или уменьшения) того или иного параметра входящего в уравнение (1.9) на дебит скважины.

Таблица 1.2 – Исходные данные к упражнению 1.2

Проницаемость (мД)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Эффективная толщина (м)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Пластовое давление (атм)	270	270	240	270	270	270	270	270	270	270	270
Забойное давление (атм)	50	50	50	100	10	50	50	50	50	50	50
Радиус дренирования (м)	500	500	500	500	400	300	500	500	500	500	500
Радиус скважины (м)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Высота нефти (с/г)	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,5	0,9	1,2	1,2	1,2	1,2
Объемный к-т (м ³ /м ³)	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Скин-эффектор	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2	2
Дебит нефти (т/сут)											
Изменение дебита (%)											

Формула для расчета изменения дебита в процентах. Изменение дебита, % = (дебит полученный в процессе изменения какого либо параметра - дебит в колонке 1) / (дебит в колонке 1 * 0,01).

Задача 3.

РЕШИТЬ ЗАДАЧУ № 1,3

Упражнение 1.3. По результатам обработки скважины на нескольких стационарных режимах были измерены давления на забое и дебеты, значения которых по вариантам представлены в таблице 1.3. Используя полученные значения, необходимо построить индикаторную диаграмму, оценить Опах (теоретически максимальный дебит), рассчитать коэффициент продуктивности сначала оценки величину пластового давления как точку пересечения индикаторной линии с осью ординат, и потом рассчитать коэффициент продуктивности используя формулу 1.11.

Таблица 1.3 – Исходные данные к упражнению 1.3

Вариант	Q_n , м ³ /сут	$P_{\text{заб}}$, атм	Q_n , м ³ /сут	$P_{\text{заб}}$, атм	Q_n , м ³ /сут	$P_{\text{заб}}$, атм
1	30	220	60	190	90	160
2	56	180	112	140	168	100
3	21	190	42	160	63	130
4	48	240	96	210	144	180
5	60	230	120	200	180	170
6	28,5	200	57	170	85,5	140
7	36	250	72	220	108	190
8	39	235	78	205	117	175
9	33	215	66	185	99	155
10	51	225	102	195	153	165

Задача 4.

РЕШИТЬ ЗАДАЧУ № 1,4

Упражнение 1.4. Рассчитать максимальный дебит ($q_{\text{макс}}$), при условии что пластовое давление равно давлению насыщения $P_{\text{пл}} = P_{\text{нас}} = 200$ атм. На скважине проводились одноточечное исследование на установившемся режиме, по результатам которого дебит q составил (таблица 1.4) при $P_{\text{заб}} = 140$ атм. Рассчитать дебит при $P_{\text{заб}} = 180, 160, 120, 100, 80, 60, 40, 20$ и по рассчитанным значениям построить индикаторную диаграмму Вогеля. Пример расчета смотрите на следующих слайдах.

Таблица 1.4 – Исходные данные к упражнению 1.4

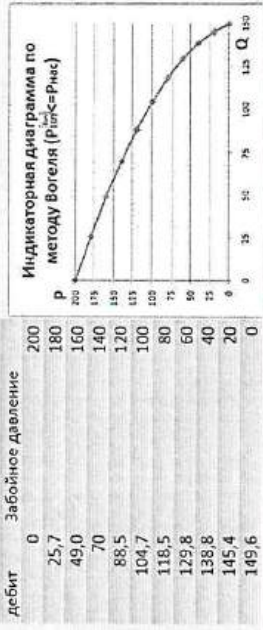
Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
q , м ³ /сут	30	40	50	35	45	55	47	57	32	27

ПРИМЕР РАСЧЕТА ЗАДАЧИ 1.4

Максимальный теоретический дебит, при $P_{заб}=140$ атм, $P_{пл}=200$ атм, $P_{нас}=200$ атм, $q=70$ м³/сут, будет равен:

$$q_{max} = \frac{q}{1 - 0,2 \left(\frac{P_{заб}}{P_{пл}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right)^2} = 149,57 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Теперь рассчитаем дебит при $P_{заб} = 180, 160, 140, 120, 100, 80, 60, 40, 20$, используя уравнение (1.12). Построим индикаторную диаграмму по методу Вогеля (рис. 1.6).



КОМПОЗИТНАЯ КРИВАЯ ДАРСИ/ВОГЕЛЯ

При пластовом давлении выше давления насыщения нефти газом, но при забойном давлении ниже давления насыщения, начинается формироваться двухфазный поток только в призабойной зоне пласта. Уравнения для постоянного коэффициента продуктивности и уравнения Вогеля могут быть объединены для определения индикаторной кривой. Уравнение представлено ниже.

$$q = q_{нас} + \frac{\eta \times P_{нас}}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right)^2 \right] \quad (1.13)$$

- где
- $q_{нас}$ – дебит при забойном давлении равном давлению насыщения нефти газом;
 - $P_{нас}$ – Давление насыщения нефти газом.

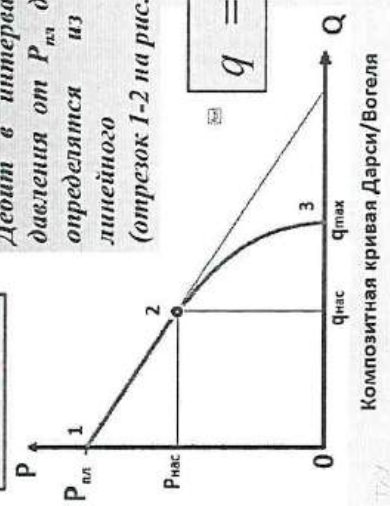
КОМПОЗИТНАЯ КРИВАЯ ДАРСИ/ВОГЕЛЯ

Если $P_{заб} > P_{нас}$, то коэффициент продуктивности определяется из линейного соотношения:

$$\eta = \frac{q}{P_{пл} - P_{заб}}$$

Дебит в интервале забойного давления от $P_{пл}$ до $P_{нас}$ будет определяться из следующего линейного соотношения (отрезок 1-2 на рис. ниже):

$$q = \eta (P_{пл} - P_{заб})$$



Композитная кривая Дарси/Вогеля

КОМПОЗИТНАЯ КРИВАЯ ДАРСИ/ВОГЕЛЯ

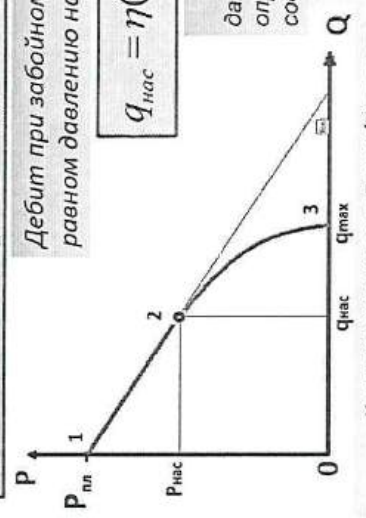
Если $P_{заб} < P_{нас}$, то коэффициент продуктивности определяется из нелинейного соотношения (отрезок 2-3 на рис. 1.7):

$$\eta = \frac{q}{P_{пл} - P_{нас} + \frac{P_{нас}}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right)^2 \right]}$$

Дебит при забойном давлении равном давлению насыщения:

$$q_{нас} = \eta (P_{пл} - P_{нас}).$$

Дебит при забойном давлении ниже $P_{нас}$ будет определяться из нелинейного соотношения (1.13).



Композитная кривая Дарси/Вогеля

Задача 5.

РЕШИТЬ ЗАДАЧУ № 1.5

Уражнение 1.5. Бывают случаи, когда построение ИД нефтяной скважины проблематично из-за отсутствия достаточных данных. Настоящее пластовое давление недоступно или не измерено. Нефтяные компании не хотят терять продукцию из-за отклонения скважины для измерения статического пластового давления. Практические средства преодоления этой проблемы – это исследование скважины на двух различных режимах во время измерения забойных давлений.

Этот метод недорог и не требует много времени на проведение исследований. Измерения давления могут очень точными при использовании скважинного манометра в фонтанирующей скважине либо скважинного прибора с наземной регистрацией; возможны также более простые измерения при помощи заглубного давления и отбоя динамического уровня, зависящие от скважинных условий.

И так, задача заключается в определении пластового давления и построение ИД для скважины, которая эксплуатируется в режиме растворенного газа. Известно что, пластовое давление выше давления насыщения. Исходные данные к заданию по вариантам представлены в таблице 1.5. Пример расчета смотрите на следующих слайдах.

Таблица 1.5 – Исходные данные к упражнению 1.5

РЕШИТЬ ЗАДАЧУ № 1.5

Вариант	Тест 1		Тест 2		Р _{вас} атм
	q _г , м³/сут	P _{заб} , атм	q _г , м³/сут	P _{заб} , атм	
1	70	100	85	60	160
2	60	100	85	50	160
3	50	100	65	40	180
4	50	100	70	40	160
5	60	90	70	40	160
6	55	80	65	40	160
7	50	90	60	50	170
8	50	100	65	30	170
9	50	100	65	40	160
10	60	100	75	50	160

ПРИМЕР РАСЧЕТА ЗАДАЧИ № 1.5

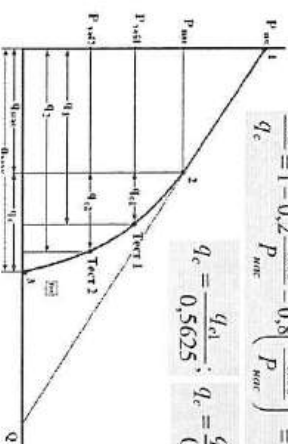
Пример расчета. По результатам двухточечного исследования скважины имеем: q₁ = 50 м³/сут, P_{заб1} = 100 атм, q₂ = 65 м³/сут, P_{заб2} = 40 атм, P_{нас} = 160 атм.

На рисунке ниже отрезок 2-3 будет описываться уравнением Вогеля (1.12):

$$\frac{q_{c2}}{q_c} = 1 - 0,2 \frac{P_{заб2}}{P_{нас}} - 0,8 \left(\frac{P_{заб2}}{P_{нас}} \right)^2 = 1 - 0,2 \frac{100}{160} - 0,8 \left(\frac{100}{160} \right)^2 = 0,5625;$$

$$\frac{q_{c2}}{q_c} = 1 - 0,2 \frac{P_{заб2}}{P_{нас}} - 0,8 \left(\frac{P_{заб2}}{P_{нас}} \right)^2 = 1 - 0,2 \frac{40}{160} - 0,8 \left(\frac{40}{160} \right)^2 = 0,9;$$

$$q_c = \frac{q_{c1}}{0,5625}; \quad q_c = \frac{q_{c2}}{0,9} \Rightarrow \frac{q_{c1}}{0,5625} = \frac{q_{c2}}{0,9}.$$



ПРИМЕР РАСЧЕТА ЗАДАЧИ № 1.5

Из рисунка видно что $q_{c1} = q_1 - q_{нас}$, $q_{c2} = q_2 - q_{нас}$. Тогда

$$\frac{q_1 - q_{нас}}{0,5625} = \frac{q_2 - q_{нас}}{0,9} \Rightarrow q_{нас} = \frac{0,5625 \cdot q_2 - 0,9 \cdot q_1}{0,5625 - 0,9} = 25 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

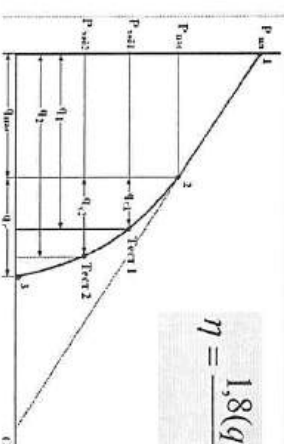
Зная $q_{нас}$ можно определить $q_{c1} = q_1 - q_{нас} = 50 - 25 = 25 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Зная q_{c1} можно определить $q_c = q_{c1} / 0,5625 = 44,444 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Зная q_c можно определить $q_{max} = q_c + q_{нас} = 44,444 + 25 = 69,444 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Зная q_{max} можно определить коэффициент продуктивности, используя следующее соотношение:

$$\eta = \frac{1,8(q_{max} - q_{нас})}{P_{нас}} = 0,5.$$

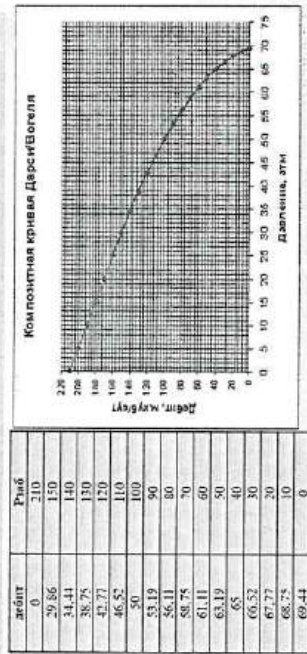


ПРИМЕР РАСЧЕТА ЗАДАЧИ № 1.5

Зная коэффициент продуктивности, находим пластовое давление из соотношения:

$$q_{нас} = \eta(P_{пл} - P_{нас}) \Rightarrow P_{пл} = \frac{q_{нас}}{\eta} + P_{нас} = 210 \text{ атм.}$$

Для построения ИД рассчитаем дебит используя уравнение (1.13), при забойных давлениях ниже давления насыщения, для значений $P_{зоб} = 150, 140, 130, 120, 110, 90, 80, 70, 60, 50, 30, 20, 10$, атм. Полученные значения представлены в таблице ниже. ИД по полученным значениям представлена на рисунке ниже.



Вопросы к экзамену по дисциплине: (проверяемые компетенции ПК-4, ПК-9)

1. Разработка нефтяных и газовых месторождений это...

- а) комплекс мер и мероприятий, направленных на извлечение из залежи всех геологических запасов нефти, газа, конденсата и получение наивысшей прибыли для компании недропользователя
- б) процесс подъема нефти и газа от забоя до устья скважины по насосно-компрессорным трубам (НКТ)
- в) комплекс мер и мероприятий, направленных на извлечение из залежи максимально возможного количества углеводородов и содержащихся в них сопутствующих компонентов при выполнении условий экономической целесообразности для пользователя недр и государства
- г) процесс фильтрации пластовых флюидов в пласте к забоям добывающих скважин, а также их подъем от забоя до устья по насосно-компрессорным трубам (НКТ)
- д) нет правильного ответа

2. Залежь углеводородов это ...

- а) геологическое тело относительно однородного состава, ограниченное практически параллельными поверхностями – подошвой и кровлей
 - б) естественное единичное скопление жидких и газообразных углеводородов в ловушке, образованной породой коллектором под покрывкой из непроницаемых пород
 - в) совокупность пластов насыщенных углеводородами, приуроченных к одной или нескольким ловушкам, контролируемым единым структурным элементом и расположенным на одной локальной площади
 - г) емкость в недрах Земли, полностью заполненная углеводородным сырьем, представляющая промышленный интерес для разработки
 - д) нет правильного ответа
- ### 3. Ловушками нефти и газа называются ...
- а) геологическое тело относительно однородного состава, характеризующийся сходными стратиграфическими и литологическими свойствами, для которого допустимы зональная и вертикальная формы неоднородности, ограниченное практически параллельными поверхностями – кровлей и подошвой
 - б) часть пласта, в интервале его общей толщины, ограниченной сверху и снизу другими слоями отличающимися фильтрационно-емкостными и другими физическими свойствами
 - в) части природных резервуаров, в которых благодаря различного рода структурным дислокациям, стратиграфическому или литологическому ограничению, а также тектоническому экранированию создаются условия для скопления нефти и газа
 - г) емкость в недрах Земли, полностью заполненная углеводородным сырьем, представляющая промышленный интерес для разработки
 - д) нет правильного ответа
- ### 4. Газонефтяные залежи это ...
- а) содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом
 - б) газовые залежи с нефтяной оторочкой, в которой нефтяная часть составляет по объему условного топлива менее 50%
 - в) в которых основная часть залежи нефтяная, а газовая шапка не превышает по объему условного топлива нефтяную часть залежи
 - г) содержащие нефть, газ и конденсат
 - д) нет правильного ответа
- ### 5. Нефтегазовые залежи это ...

а) содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом

б) к которым относятся газовые залежи с нефтяной оторочкой, в которой нефтяная часть составляет по объему условного топлива менее 50%

в) в которых основная часть залежи нефтяная, а газовая шапка не превышает по объему условного топлива нефтяную часть залежи

г) содержащие нефть, газ и конденсат

д) нет правильного ответа

6. Месторождения по фазовому состоянию характеризуют как...

а) нефтяные, газонефтяные, нефтегазовые, газовые, газоконденсатные, нефтегазоконденсатные

б) нефтяные, газонефтяные, нефтеконденсатные, газовые, газоконденсатные, нефтегазоконденсатные

в) нефтяные, газонефтяные, нефтегазовые, газовые, газоконденсатные, газоконденсатонефтяные

г) нефтяные, газонефтяные, нефтегазовые, газовые, конденсатонефтяные, нефтегазоконденсатные

д) нет правильного ответа

7. Основной движущей силой при этом режиме, выталкивающей нефть из порового пространства в участки с пониженным давлением (к забоям добывающих скважин), является расширяющиеся пузырьки газа, выделившиеся из нефти при снижении давления ниже давления насыщения. О каком пластовом режиме идет речь?

а) гравитационный

б) упругий

в) режим растворенного газа

г) газонапорный (режим газовой шапки)

д) водонапорный

е) комбинированный

ж) нет правильного ответа

8. «Этот вид энергии представляет собой силу, которая давит на газо-нефтяной контакт ГНК, сверху вниз, тем самым, способствуя вытеснению нефти в пониженные части залежи». Вопрос: о каком виде энергии идет речь?

а) энергия упругоэластичности горных углеводородсодержащих пород

б) энергия расширения сжатого газа, растворенного в нефти

в) энергия напора краевых вод или подопевенных вод

г) энергия расширения свободного газа (газа газовой шапки)

д) нет правильного ответа

9. Что является основной движущей силой при проявлении в чистом виде только упруговодонапорного режима?

а) основной движущей силой служит энергия расширения сжатого газа, который находится либо в чистом виде, либо растворен в нефти

б) основной движущей силой служит давление создаваемое гидростатическим столбом пластовой воды, который давит на водонефтяной контакт (ВНК) краевых или законтурных вод и имеет постоянное питание из поверхностных источников за счет атмосферных осадков, талых вод, различных водоемов или искусственной закачки воды в специальные нагнетательные скважины

в) основной движущей силой является упругое расширение горной породы и жидкостей, находящихся в ней

г) нет правильного ответа

10. Водонапорный режим это когда ...

а) пластовое давление поддерживается за счет гидростатического столба пластовой воды, который давит на водонефтяной контакт (ВНК) краевых или законтурных вод и имеет постоянное питание из поверхностных источников

б) пластовое давление поддерживается за счет упругого расширения горной породы и жидкостей, находящихся в ней

в) пластовое давление поддерживается за счет энергии сжатого газа, находящегося в газовой шапке

г) пластовое давление поддерживается за счет газа растворенного в нефти

11. Упругий режим это когда ...

а) пластовое давление поддерживается за счет гидростатического столба пластовой воды, который давит на водонефтяной контакт (ВНК) краевых или законтурных вод и имеет постоянное питание из поверхностных источников

б) пластовое давление поддерживается за счет энергии сжатого газа, находящегося в газовой шапке

в) пластовое давление поддерживается за счет упругости сжатого газа, растворенного в нефти

г) пластовое давление поддерживается за счет газа растворенного в нефти

12. Газонапорный режим это когда ...

а) пластовое давление поддерживается за счет гидростатического столба пластовой воды, который давит на водонефтяной контакт (ВНК) краевых или законтурных вод и имеет постоянное питание из поверхностных источников

б) пластовое давление поддерживается за счет упругости сжатого газа, растворенного в нефти

в) пластовое давление поддерживается за счет энергии сжатого газа, находящегося в газовой шапке

г) пластовое давление поддерживается за счет газа растворенного в нефти

13. Упругий режим это когда ...

а) пластовое давление поддерживается за счет гидростатического столба пластовой воды, который давит на водонефтяной контакт (ВНК) краевых или законтурных вод и имеет постоянное питание из поверхностных источников

б) пластовое давление поддерживается за счет упругости сжатого газа, растворенного в нефти

в) пластовое давление поддерживается за счет энергии сжатого газа, находящегося в газовой шапке

г) пластовое давление поддерживается за счет газа растворенного в нефти

14. Газонапорный режим это когда ...

а) пластовое давление поддерживается за счет гидростатического столба пластовой воды, который давит на водонефтяной контакт (ВНК) краевых или законтурных вод и имеет постоянное питание из поверхностных источников

б) пластовое давление поддерживается за счет упругости сжатого газа, растворенного в нефти

в) пластовое давление поддерживается за счет энергии сжатого газа, находящегося в газовой шапке

г) пластовое давление поддерживается за счет газа растворенного в нефти

15. Упругий режим это когда ...

а) пластовое давление поддерживается за счет гидростатического столба пластовой воды, который давит на водонефтяной контакт (ВНК) краевых или законтурных вод и имеет постоянное питание из поверхностных источников

б) пластовое давление поддерживается за счет упругости сжатого газа, растворенного в нефти

в) пластовое давление поддерживается за счет энергии сжатого газа, находящегося в газовой шапке

г) пластовое давление поддерживается за счет газа растворенного в нефти

16. Газонапорный режим это когда ...

а) пластовое давление поддерживается за счет гидростатического столба пластовой воды, который давит на водонефтяной контакт (ВНК) краевых или законтурных вод и имеет постоянное питание из поверхностных источников

б) пластовое давление поддерживается за счет упругости сжатого газа, растворенного в нефти

в) пластовое давление поддерживается за счет энергии сжатого газа, находящегося в газовой шапке

г) пластовое давление поддерживается за счет газа растворенного в нефти

краевых или законтурных вод и имеет постоянное питание из поверхностных источников

б) пластовое давление поддерживается за счет упругого расширения горной породы и жидкостей, находящихся в ней

б) пластовое давление поддерживается за счет энергии сжатого газа, находящегося в газовой шапке

б) пластовое давление поддерживается за счет газа растворенного в нефти

13. Режим растворенного газа это когда ...

а) пластовое давление поддерживается за счет гидростатического столба пластовой воды, который давит на водонефтяной контакт (ВНК) краевых или законтурных вод и имеет постоянное питание из поверхностных источников

б) пластовое давление поддерживается за счет упругого расширения горной породы и жидкостей, находящихся в ней

в) пластовое давление поддерживается за счет энергии сжатого газа, находящегося в газовой шапке

г) пластовое давление поддерживается за счет газа растворенного в нефти

14. О каком пластовом режиме идет речь, когда пластовое давление поддерживается за счет газа растворенного в нефти?

а) о режим растворенного газа

б) о газонапорном режиме

в) о водонапорном режиме

г) об упругом режиме

д) о гравитационном режиме

15. О каком пластовом режиме идет речь, когда пластовое давление поддерживается за счет энергии сжатого газа, находящегося в газовой шапке?

а) о режим растворенного газа

б) о газонапорном режиме

в) о водонапорном режиме

г) об упругом режиме

д) о гравитационном режиме

16. О каком пластовом режиме идет речь, когда пластовое давление поддерживается за счет упругого расширения горной породы и жидкостей, находящихся в ней?

а) о режим растворенного газа

б) о газонапорном режиме

в) о водонапорном режиме

г) об упругом режиме

д) о гравитационном режиме

17. О каком пластовом режиме идет речь, когда пластовое давление поддерживается за счет гидростатического столба пластовой воды, который давит на водонефтяной контакт (ВНК) краевых или законтурных вод и имеет постоянное питание из поверхностных источников?

а) о режим растворенного газа

б) о газонапорном режиме

в) о водонапорном режиме

г) об упругом режиме

д) о гравитационном режиме

18. Каким может быть КИН?

а) конечным и плановым

б) конечным и текущим

в) конечным и начальным

г) начальным и плановым

д) нет правильного ответа

19. От каких факторов в первую очередь зависит величина КИНА?

а) от уровня капитальных вложений

б) от глубины залежи

в) от уровня профессиональной подготовки специалистов занимающихся разработкой

г) от текущих цены на природные углеводороды, уровня техники и технологии добычи нефти и газа, требований к защите окружающей среды

д) нет правильного ответа

20. Что такое первичная разработка нефтяных месторождений?

а) это разработка месторождения, когда фильтрация флюидов в пласте происходит за счет естественных энергий, действующих в залежи и примыкающей водоносной области

б) это разработка месторождения с поддержанием пластового давления, путем нагнетания воды или газа в специальные нагнетательные скважины

в) это разработка с применением суслинг-процесса

г) это разработка с применением механизированных способов добычи (ЭЦН, ШГН и др.);

д) нет правильного ответа

21. Энергия расширения, какого флюида наиболее эффективна во время первичной разработки нефтяных месторождений?

- а) энергия расширения сжатой нефти
- б) энергия расширения сжатого газа
- в) энергия расширения сжатой воды
- г) энергия расширения сжатого конденсата
- д) нет правильного ответа

22. КИН это ...

а) это показатель, нефтеотдачи месторождения, выражающийся числом от нуля до единицы и характеризующий часть объема нефти в залежи, приведенного к поверхностным условиям, который может быть извлечен на поверхность

б) это отношение извлекаемых запасов к геологическим

в) это отношение геологических запасов к извлекаемым

г) суммарная годовая добыча нефти по всем добывающим скважинам месторождения или объекта

д) параметр, который показывает какой процент компенсируется нагнетаемым рабочим агентом добываемым количеством жидкости

23. Что такое объемный коэффициент пластовой нефти и что он показывает?

а) Это отношение объема нефти в пластовых условиях к объему этой же нефти в поверхностных условиях. Объемный коэффициент пластовой нефти показывает, какой объем в пластовых условиях занимает 1 м³ дегазированной нефти

б) Это отношение объема нефти в поверхностных условиях к объему этой же нефти в пластовых условиях. Объемный коэффициент пластовой нефти показывает, какой объем в поверхностных условиях занимает 1 м³ нефти в пластовых условиях

в) Это отношение объема нефти в поверхностных условиях к объему этой же нефти в пластовых условиях. Объемный коэффициент пластовой нефти показывает, какой объем в пластовых условиях занимает 1 м³ нефти

г) нет правильного ответа

24. Пласт это ...

а) геологическое тело относительно однородного состава, ограниченное практически параллельными поверхностями – подошвой и кровлей

б) естественное единичное скопление жидких и газообразных

углеводородов в недрах Земли, заполняющее ловушку полностью или частично

в) совокупность пластов насыщенных углеводородами, приуроченных к одной или нескольким ловушкам, контролируемым единым структурным элементом и расположенным на одной локальной площади

г) емкость в недрах Земли, полностью заполненная углеводородным сырьем, представляющая промышленный интерес для разработки

д) нет правильного ответа

25. Значение объемного коэффициента обычно находится в диапазоне ...

а) от 0 до 1

б) от 0 до 3

в) от 0 до 10

г) от 1 до 3

д) нет правильного ответа

26. Что такое КИН?

а) это коэффициент извлечения углеводородов, выражающийся числом от нуля до единицы и характеризующий часть объема углеводородов в залежи приведенных к поверхностным условиям, которые могут быть извлечены на поверхность

б) это коэффициент извлечения нефти и газа, выражающийся числом от нуля до единицы и характеризующий часть объема нефти и газа в залежи, который может быть извлечен на поверхность

в) это показатель нефтеотдачи месторождения, выражающийся числом от нуля до единицы и характеризующий часть объема нефти в залежи приведенного к поверхностным условиям, который может быть извлечен на поверхность

г) нет правильного ответа

27. Что такое изотермический коэффициент сжимаемости флюидов?

а) это относительное изменение объема занимаемого флюидом при постоянной температуре, деленное на единичное изменение давления

б) это относительное изменение объема занимаемого флюидом при постоянной температуре, умноженное на единичное изменение давления

в) это относительное изменение объема занимаемого флюидом при постоянной температуре

г) это относительное изменение давления занимаемого флюидом при постоянной температуре, деленное на единичный объем

д) нет правильного ответа

28. По какой формуле можно найти объем нефти который будет извлечен на конечную дату разработки?

а) $Q_{\text{изв}} = (V_{\text{зал}} \cdot m_{\text{от}} \cdot (1 - S_w) / B_{\text{об}}) \cdot \text{КИН}$

б) $Q_{\text{изв}} = (V_{\text{зал}} \cdot m_{\text{от}} \cdot (1 - S_w) / B_{\text{об}}) / \text{КИН}$

в) $Q_{\text{изв}} = (V_{\text{зал}} \cdot m_{\text{от}} \cdot (1 - S_w) \cdot B_{\text{об}}) \cdot \text{КИН}$

г) $Q_{\text{изв}} = (V_{\text{зал}} \cdot m_{\text{от}} \cdot (1 + S_w) / B_{\text{об}}) \cdot \text{КИН}$

29. Как подразделяются нефти по содержанию парафинов?

а) малопарафинистые (содержание парафинов не выше 0,5%), парафинистые (0,51—2%) и высокопарафинистые (выше 2%)

б) малопарафинистые (содержание парафинов не выше 5%), парафинистые (5—15%) и высокопарафинистые (выше 15%)

в) малопарафинистые (содержание парафинов не выше 1,5%), парафинистые (1,51—6%) и высокопарафинистые (выше 6%)

г) малопарафинистые (содержание парафинов не выше 6%), парафинистые (6—15%) и высокопарафинистые (выше 15%)

д) нет правильного ответа

30. Как подразделяются нефти по содержанию серы?

а) малосернистые (до 1,5 %), сернистые (1,51—6 %) и высокосернистые (выше 6 %)

б) малосернистые (до 0,5 %), сернистые (0,51—2 %) и высокосернистые (выше 2 %)

в) малосернистые (до 1,5 %), сернистые (1,51—15 %) и высокосернистые (выше 15 %)

г) малосернистые (до 0,5 %), сернистые (0,51—6 %) и высокосернистые (выше 6 %)

д) нет правильного ответа

31. Как подразделяются нефти по содержанию смол?

а) малосмолистые (менее 5%), смолистые (5—15%) и высокосмолистые (выше 15%)

б) малосмолистые (менее 0,5%), смолистые (0,5—15%) и высокосмолистые (выше 15%)

в) малосмолистые (менее 1,5%), смолистые (1,5—6%) и высокосмолистые (выше 6%)

г) малосмолистые (менее 1,5%), смолистые (1,5—2%) и высокосмолистые (выше 2%)

д) нет правильного ответа

32. Как классифицируются нефти по плотности?

а) 780-850 кг/м³ – легкая нефть, 851-899 кг/м³ – нефти средней

плотности, 900-1000 кг/м³ – тяжелые нефти, более 1000 кг/м³ – битумы

б) 200-400 кг/м³ – легкая нефть, 400-600 кг/м³ – нефти средней плотности, 600-1000 кг/м³ – тяжелые нефти, более 1000 кг/м³ – битумы

в) 780-850 кг/м³ – легкая нефть, 851-1200 кг/м³ – нефти средней плотности, 1200-1400 кг/м³ – тяжелые нефти, более 1400 кг/м³ – битумы

г) 500-650 кг/м³ – легкая нефть, 651-799 кг/м³ – нефти средней плотности, 800-900 кг/м³ – тяжелые нефти, более 900 кг/м³ – битумы

д) нет правильного ответа

33. Как классифицируются нефти по вязкости?

а) от 5 до 50 сПз – маловязкие, от 50 до 250 сПз – средние вязкие, от 250 до 500 сПз – высоковязкие, более 500 сПз – сверхвязкие

б) от 0,5 до 10 сПз – маловязкие, от 10 до 50 сПз – средние вязкие, от 50 до 200 сПз – высоковязкие, более 200 сПз – сверхвязкие

в) от 0,5 до 50 сПз – маловязкие, от 50 до 100 сПз – средние вязкие, от 100 до 200 сПз – высоковязкие, более 200 сПз – сверхвязкие

г) от 0,5 до 10 сПз – маловязкие, от 10 до 250 сПз – средние вязкие, от 250 до 400 сПз – высоковязкие, более 400 сПз – сверхвязкие

д) нет правильного ответа

34. Что такое давление насыщения нефти газом?

а) отношение начального пластового давления (на уровне ВНК или ГВК) к расчетному нормальному гидростатическому давлению на этом же уровне

б) давление, которое создается на забое столб жидкости, которой заполнена скважина и определяется как произведение плотности на ускорение свободного падения и на глубину забоя скважины

в) давление, при снижении ниже которого, из газоконденсатных систем происходит выпадение тяжелых углеводородных фракций

г) давление, при снижении ниже которого из нефти выделяется растворенный в ней газ

д) нет правильного ответа

35. Коэффициент вытеснения нефти это ...

а) отношение объема нефти, полученной при ее вытеснении рабочим агентом в лабораторных условиях из колонки представительных образцов керна при соблюдении пластовых условий (согласно требованиям отраслевого стандарта 39-195-86), к начальному объему нефти в колонке образцов

б) отношение объема части залежи, в которой происходит фильтрация (дренирование) пластовых флюидов (нефти, газа, воды), к ее общему объему

- в) отношение извлекаемых к геологическим запасам нефти
- г) нет правильного ответа

36. Коэффициент охвата вытеснением это ...

- а) отношение объема нефти, полученной при ее вытеснении рабочим агентом в лабораторных условиях из колонки представительных образцов керна при соблюдении пластовых условий (согласно требованиям отраслевого стандарта 39-195-86), к начальному объему нефти в колонке образцов;

- б) отношение объема части залежи, в которой происходит фильтрация (дренирование) пластовых флюидов (нефти, газа, воды), к ее общему объему;

- в) отношение извлекаемых к геологическим запасам нефти;

- г) нет правильного ответа.

37. Газосодержание это ...

- а) это количество метров кубических газа при стандартных условиях, растворенных в одном стандартном кубическом метре нефти (или тонне), когда и газ и нефть находятся в пласте при начальных пластовых давлениях и температуре

- б) это объем природного газа (метры кубические), добываемого из скважины, в расчете на один метр кубический (или тонну) нефти. В процессе эксплуатации скважины может измениться в особенности при снижении забойного давления ниже давления насыщения

- в) давление, при котором из нефти начинает выделяться растворенный газ

- г) нет правильного ответа

38. Эксплуатационный газовый фактор это ...

- а) это количество метров кубических газа при стандартных условиях, растворенных в одном стандартном кубическом метре нефти (или тонне), когда и газ и нефть находятся в пласте при начальных пластовых давлениях и температуре

- б) это объем природного газа (метры кубические), добываемого из скважины, в расчете на один метр кубический (или тонну) нефти. В процессе эксплуатации скважины может измениться в особенности при снижении забойного давления ниже давления насыщения

- в) давление, при котором из нефти начинает выделяться растворенный газ

- г) нет правильного ответа

39. Неустановившийся режим течения флюидов к скважине это...

- а) момент работы скважины, который существует лишь в относительно короткий период времени, когда например после ее пуска происходит углубление воронки депрессии в пласт до момента достижения ею (воронки депрессии) контура питания;

- б) когда воронка депрессии достигает границ контура питания, и сохраняется при условии, что давление на этой границе должно быть постоянным и не снижаться во времени, что может достигаться за счет открытой границы, через которую происходит приток эквивалентный дебиту скважины;

- в) когда скважина работает достаточно долго, дренируя площадь ограниченную непроницаемым барьером, в которую приток флюида не поступает, а значит давление на контуре будет снижаться во времени с постоянной скоростью при постоянном дебите;

- г) нет правильного ответа.

40. Установившийся режим течения флюидов к скважине это...

- а) момент работы скважины, который существует лишь в относительно короткий период времени, когда например после ее пуска происходит углубление воронки депрессии в пласт до момента достижения ею (воронки депрессии) контура питания;

- б) когда воронка депрессии достигает границ контура питания, и сохраняется при условии, что давление на этой границе должно быть постоянным и не снижаться во времени, что может достигаться за счет открытой границы, через которую происходит приток эквивалентный дебиту скважины;

- в) когда скважина работает достаточно долго, дренируя площадь ограниченную непроницаемым барьером, в которую приток флюида не поступает, а значит давление на контуре будет снижаться во времени с постоянной скоростью при постоянном дебите;

- г) нет правильного ответа.

41. Псевдуюстановившийся режим течения флюидов к скважине это...

- а) момент работы скважины, который существует лишь в относительно короткий период времени, когда например после ее пуска происходит углубление воронки депрессии в пласт до момента достижения ею (воронки депрессии) контура питания;

- б) когда воронка депрессии достигает границ контура питания, и сохраняется при условии, что давление на этой границе должно быть постоянным и не снижаться во времени, что может достигаться за счет открытой границы, через которую происходит приток эквивалентный

дебиту скважины;

- в) когда скважина работает достаточно долго, дренируя площадь ограниченную непроницаемым барьером, в которую приток флюида не поступает, а значит давление на контуре будет снижаться во времени с постоянной скоростью при постоянном дебите;
- г) нет правильного ответа.

42. Гидропроводность пласта это ...

- а) отношение произведения проницаемости и эффективной мощности к вязкости $k \cdot h_{эф} / \mu$
- б) отношение произведения проницаемости и вязкости к эффективной мощности $k \cdot \mu / h_{эф}$
- в) отношение произведения вязкости и эффективной мощности к проницаемости $\mu \cdot h_{эф} / k$
- г) нет правильного ответа

43. Какие исследования могут быть источником информации о проницаемости пласта?

- а) данные сейсмики
- б) лабораторные исследования керна, гидродинамические исследования (ГДИ) и геофизические исследования скважин (ГИС)
- в) лабораторные исследования физико-химических свойств пластовых флюидов
- г) нет правильного ответа

44. Что такое проницаемость?

- а) это способность горной породы расширяться за счет снижения пластового давления
- б) это способность горной породы, вмещать и содержать в себе пластовые флюиды
- в) это фильтрационное свойство горных пород, пропускать через себя жидкости или газы под действием перепада давления
- г) нет правильного ответа

45. Что такое абсолютная проницаемость?

- а) это отношение эффективной проницаемости к фазовой
- б) это проницаемость пористой среды по отношению к одной из нескольких одновременно фильтрующихся фаз
- в) это проницаемость пористой среды при фильтрации через нее жидкости или газа при условии, что данный образец насыщен только этой фазой
- г) нет правильного ответа

46. Что такое фазовая проницаемость?

- г) нет правильного ответа

- а) это отношение абсолютной проницаемости к эффективной
- б) это проницаемость пористой среды по отношению к одной из нескольких одновременно фильтрующихся фаз
- в) это проницаемость пористой среды при фильтрации через нее жидкости или газа при условии, что данный образец насыщен только этой фазой
- г) нет правильного ответа

47. Что такое скин-фактор?

- а) это свойство нефти растворять в себе и выделять при снижении давления ниже давления насыщения растворенный в ней газ
- б) это свойство газоконденсатных систем при снижении ниже давления начала конденсации образовывать капли содержащих в себе тяжелых углеводородных компонентов
- в) это параметр описывающий степень гидродинамического несовершенства вскрытия скважиной продуктивного пласта
- г) это отношение дебита скважины на единицу депрессии
- д) нет правильного ответа

48. Что такое коэффициент продуктивности?

- а) это свойство нефти растворять в себе и выделять при снижении давления ниже давления насыщения растворенный в ней газ
- б) это свойство газоконденсатных систем при снижении ниже давления начала конденсации образовывать капли содержащих в себе тяжелых углеводородных компонентов
- в) это параметр описывающий степень гидродинамического несовершенства вскрытия скважиной продуктивного пласта
- г) это отношение дебита скважины на единицу депрессии
- д) нет правильного ответа

49. Что представляют собой индикаторные диаграммы?

- а) представляют собой зависимости давления на забое от дебита, построенные по результатам измерения на установившемся режиме работы скважины
- б) представляют собой изменение давления во времени после остановки скважины, строясь в результате исследований на неустановившихся режимах фильтрации
- в) это диаграммы описывающие степень гидродинамического несовершенства вскрытия скважиной продуктивного пласта
- г) нет правильного ответа

50. Что понимается под термином объект разработки?

- а) месторождение углеводородов

б) поверхностные промышленные коммуникации, предназначенные для сбора и подготовки продукции нефтяных и газовых скважин

в) искусственно выделенное в пределах разрабатываемого месторождения геологическое образование (пласт, массив, структура, совокупность пластов), содержащее промышленные запасы углеводородов, извлечение которых из недр осуществляется при помощи определенной группы скважин

г) нет правильного ответа

51. Для чего применяют закачку воды через нагнетательные скважины при разработке нефтяных залежей?

а) для поддержания пластового давления и увеличения КИН

б) для заполнения освоенного пространства заполненного ранее нефтью

в) для создания водного барьера препятствующего фильтрации нефти в законтурные области

г) нет правильного ответа

52. Сколько стадий выделяют при разработке нефтяных залежей?

а) 2

б) 3

в) 4

г) 5

д) нет правильного ответа

53. Чем характеризуется вторая стадия разработки нефтяных залежей?

а) характеризуется достижением наибольшего годового уровня добычи нефти, а также ростом числа скважин, как правило, до максимума за счет резервного фонда и нарастанием обводненности добываемой продукции

б) характеризуется снижением добычи нефти в среднем на 5 – 20 % в год при маловязких нефтях, и 3- 10 % при нефтях повышенной вязкости, а за окончанием периода считается резкий перелом кривой динамики добычи нефти при темпе отбора в диапазоне от 1 до 2 % от НИЗ

в) характеризуется интенсивным ростом добычи нефти до максимального заданного уровня, быстрым увеличением действующего фонда скважин, резким снижением пластового давления и небольшой обводненностью продукции

г) нет правильного ответа

54. Чем характеризуется третья стадия разработки нефтяных залежей?

а) характеризуется как завершающий период, в течение которого при темпе отбора от НИЗ менее 2 % весьма продолжительное время отбираются оставшихся 15 – 30 % утвержденных извлекаемых запасов

б) характеризуется снижением добычи нефти в среднем на 5 – 20 % в год при маловязких нефтях, и 3- 10 % при нефтях повышенной вязкости, а за окончанием периода считается резкий перелом кривой динамики добычи нефти при темпе отбора в диапазоне от 1 до 2 % от НИЗ

в) характеризуется интенсивным ростом добычи нефти до максимального заданного уровня, быстрым увеличением действующего фонда скважин, резким снижением пластового давления и небольшой обводненностью продукции

г) характеризуется достижением наибольшего годового уровня добычи нефти, а также ростом числа скважин, как правило, до максимума за счет резервного фонда и нарастанием обводненности добываемой продукции

д) нет правильного ответа

55. Чем характеризуется первая стадия разработки нефтяных залежей?

а) характеризуется как завершающий период, в течение которого при темпе отбора от НИЗ менее 2 % весьма продолжительное время отбираются оставшихся 15 – 30 % утвержденных извлекаемых запасов

б) характеризуется снижением добычи нефти в среднем на 5 – 20 % в год при маловязких нефтях, и 3- 10 % при нефтях повышенной вязкости, а за окончанием периода считается резкий перелом кривой динамики добычи нефти при темпе отбора в диапазоне от 1 до 2 % от НИЗ

в) характеризуется интенсивным ростом добычи нефти до максимального заданного уровня, быстрым увеличением действующего фонда скважин, резким снижением пластового давления и небольшой обводненностью продукции

г) характеризуется достижением наибольшего годового уровня добычи нефти, а также ростом числа скважин, как правило, до максимума за счет резервного фонда и нарастанием обводненности добываемой продукции

д) нет правильного ответа

56. Чем характеризуется четвертая стадия разработки нефтяных залежей?

а) достижением наибольшего годового уровня добычи нефти, а

также ростом числа скважин, как правило, до максимума за счет резервного фонда и нарастанием обводненности добываемой продукции

б) снижением добычи нефти в среднем на 5 – 20 % в год при маловязких нефтях, и 3- 10 % при нефтях повышенной вязкости, а за окончанием периода считается резкий перелом кривой динамики добычи нефти при темпе отбора в диапазоне от 1 до 2 % от НИЗ

в) интенсивным ростом добычи нефти до максимального заданного уровня, быстрым увеличением действующего фонда скважин, резким снижением пластового давления и небольшой обводненностью продукции

г) тем, что в течение данного периода при темпе отбора от НИЗ менее 2 % весьма продолжительное время отбираются оставшихся 15 – 30 % утвержденных извлекаемых запасов

д) нет правильного ответа

57. Плотность сетки скважин показывает...

а) какая площадь нефтеносности, приходится на одну скважину, независимо от того, является скважина добывающей или нагнетательной, измеряется га/скв. Если площадь нефтеносности равна F, а число скважин n, то $ППС = F/n$

б) какое количество скважин приходится на один гектар, независимо от того, является скважина добывающей или нагнетательной, измеряется скв/га. Если площадь нефтеносности равна F, а число скважин n, то $ППС = n / F$

в) геометрическое расположение точек (забоев скважин) на плоскости эксплуатационного объекта. Основные сетки – треугольная, квадратная и неравномерная

г) нет правильного ответа

58. Соотношение добывающих и нагнетательных месторождений на эксплуатационном объекте показывает ...

а) какое количество добывающих скважин приходится на одну нагнетательную. Чем меньше этот параметр, тем интенсивнее система заводнения

б) какое количество нагнетательных скважин приходится на одну добывающую. Чем больше этот параметр, тем интенсивнее система заводнения

в) нет правильного ответа

59. Системы разработки с воздействием на пласт (заводнением) подразделяют на ...

а) Законтурные, приконтурные и внутриконтурные

б) Надконтурные, подконтурные и внутриконтурные

в) Контурные, безконтурные и внутриконтурные

г) нет правильного ответа

60. Блочные системы заводнения подразделяют на...

а) однорядные, трехрядные и пятирядные

б) пятиточечные, семиточечные и девятиточечные

в) очаговые, избирательные и квадратные

г) квадратные, треугольные и неравномерные

д) нет правильного ответа

61. Площадные системы заводнения подразделяют на ...

а) однорядные, трехрядные и пятирядные

б) пятиточечные, семиточечные и девятиточечные

в) очаговые, избирательные и квадратные

г) квадратные, треугольные и неравномерные

д) нет правильного ответа

62. При этих системах на месторождениях, обычно в направлении, поперечном их простиранию, располагают линии добывающих и нагнетательных скважин, которые формируют блоки. О каких системах заводнения идет речь?

а) однорядные, трехрядные и пятирядные

б) пятиточечные, семиточечные и девятиточечные

в) очаговые, избирательные и квадратные

г) квадратные, треугольные и неравномерные

д) нет правильного ответа

63. Какое соотношение добывающих к нагнетательным скважинам при однорядной системе заводнения?

а) один к одному

б) два к одному

в) три к одному

г) один к двум

д) один к трем

е) один к пяти

ж) пять к одному

з) нет правильного ответа

64. Какое соотношение добывающих к нагнетательным скважинам при трехрядной системе заводнения?

а) один к одному

б) два к одному

в) три к одному

г) один к двум

- д) один к трем
- е) один к пяти
- ж) пять к одному

з) нет правильного ответа

65. Какое соотношение добывающих к нагнетательным скважинам при питиринной системе заводнения?

- а) один к одному
- б) два к одному
- в) три к одному
- г) один к двум
- д) один к трем
- е) один к пяти
- ж) пять к одному

з) нет правильного ответа

66. Какое соотношение добывающих к нагнетательным скважинам при питиринной системе заводнения?

- а) один к одному
- б) два к одному
- в) три к одному
- г) один к двум
- д) один к трем
- е) один к пяти
- ж) пять к одному

з) нет правильного ответа

67. Какое соотношение добывающих к нагнетательным скважинам при обращенной семиоточной системе заводнения?

- а) один к одному
- б) два к одному
- в) три к одному
- г) один к двум
- д) один к трем
- е) один к пяти
- ж) пять к одному

з) нет правильного ответа

68. Какое соотношение добывающих к нагнетательным скважинам при обращенной девитоточной системе заводнения?

- а) один к одному
- б) два к одному
- в) три к одному

- г) один к двум
- д) один к трем
- е) один к пяти
- ж) пять к одному

з) нет правильного ответа

69. Водонефтяной фактор ...

а) показывает какое количество воды в тоннах добывается с одной тонной нефти, бывает текущим и накопленным

б) измеряется в процентах и показывает какое количество от начальных извлекаемых запасов нефти добывается в какой либо год разработки

в) измеряется в процентах и показывает какое количество от текущих извлекаемых запасов нефти добывается в какой либо год разработки

г) показывает отношение накопленной добычи к начальным геологическим запасам нефти

д) показывает степень выработки запасов, измеряется в процентах. Рассчитывается как отношение текущего КИН к конечному КИН

70. Темп отбора от НИЗ ...

а) показывает какое количество воды в тоннах добывается с одной тонной нефти, бывает текущим и накопленным

б) измеряется в процентах и показывает какое количество от начальных извлекаемых запасов нефти добывается в какой либо год разработки

в) измеряется в процентах и показывает какое количество от текущих извлекаемых запасов нефти добывается в какой либо год разработки

г) показывает отношение накопленной добычи к начальным геологическим запасам нефти

д) показывает степень выработки запасов, измеряется в процентах. Рассчитывается как отношение текущего КИН к конечному КИН

71. Темп отбора от ТИЗ ...

а) показывает какое количество воды в тоннах добывается с одной тонной нефти, бывает текущим и накопленным

б) измеряется в процентах и показывает какое количество от начальных извлекаемых запасов нефти добывается в какой либо год разработки

в) измеряется в процентах и показывает какое количество от текущих извлекаемых запасов нефти добывается в какой либо год

разработки

г) показывает степень выработки запасов, измеряется в процентах. Рассчитывается как отношение текущего КИН к конечному КИН

д) показывает на сколько лет хватит запасов нефти, если годовая добыча будет постоянной. Рассчитывается как отношение текущих извлекаемых запасов к годовой добычи нефти

72. Кратность выработки запасов ...

а) показывает какое количество воды в тоннах добывается с одной тонной нефти, бывает текущим и накопленным

б) измеряется в процентах и показывает какое количество от начальных извлекаемых запасов нефти добывается в какой либо год разработки

в) показывает отношение накопленной добычи к начальным геологическим запасам нефти

г) показывает степень выработки запасов, измеряется в процентах. Рассчитывается как отношение текущего КИН к конечному КИН

д) показывает на сколько лет хватит запасов нефти, если годовая добыча будет постоянной. Рассчитывается как отношение текущих извлекаемых запасов к годовой добычи нефти

73. Компенсация отборов ...

а) показывает какое количество воды в тоннах добывается с одной тонной нефти, бывает текущим и накопленным

б) измеряется в процентах и показывает какое количество от начальных извлекаемых запасов нефти добывается в какой либо год разработки

в) измеряется в процентах и показывает какое количество от текущих извлекаемых запасов нефти добывается в какой либо год разработки

г) показывает какой процент компенсируется нагнетаемым рабочим агентом добываемым количеством жидкости

74. Отбор нефти от НИЗ ...

а) показывает какое количество воды в тоннах добывается с одной тонной нефти, бывает текущим и накопленным

б) измеряется в процентах и показывает какое количество от начальных извлекаемых запасов нефти добывается в какой либо год разработки

в) измеряется в процентах и показывает какое количество от текущих извлекаемых запасов нефти добывается в какой либо год разработки

г) показывает отношение накопленной добычи к начальным геологическим запасам нефти

д) показывает степень выработки запасов, измеряется в процентах. Рассчитывается как отношение текущего КИН к конечному КИН

75. Обводненность скважин это ...

а) доля воды в потоке, рассчитывается: $(1 - \text{дебит нефти} / \text{дебит жидкости}) * 100\%$

б) показывает какое количество воды в тоннах добывается с одной тонной нефти, бывает текущей и накопленной

в) суммарное количество нефти и воды в тоннах добываемое среднее действующей скважиной в сутки

г) показывает какой процент компенсируется нагнетаемым рабочим агентом добываемым количеством жидкости

д) нет правильного ответа

76. Как обозначается внешний контур нефтеносности?

а) $(- \cdots -)$

б) $(- \cdot -)$

в) $(- x -)$

г) $(- xx -)$

д) нет правильного ответа

77. Как обозначается внутренний контур нефтеносности?

а) $(- \cdots -)$

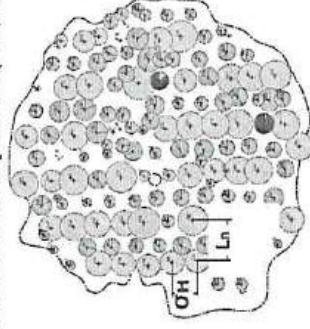
б) $(- \cdot -)$

в) $(- x -)$

г) $(- xx -)$

д) нет правильного ответа

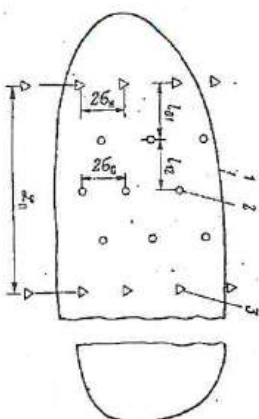
78. Какая система разработки (расстановки скважин) представлена на картинке ($L_n \neq \text{он}$)?



а) пятиточечная

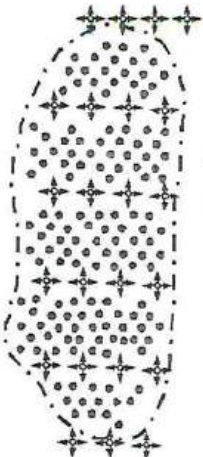
- б) однорядная
- в) трехрядная
- г) семиточечная
- д) нет правильного ответа

79. Какая система разбо́тки (растано́вки) скважи́н представлена на картинке?



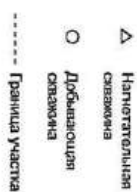
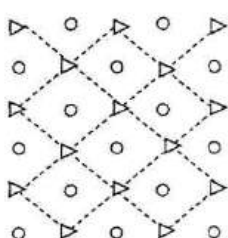
- а) пятиточечная
- б) однорядная
- в) трехрядная
- г) семиточечная
- д) нет правильного ответа

80. Какая система разбо́тки (растано́вки) скважи́н представлена на картинке?



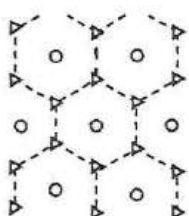
- а) пятиточечная
- б) однорядная
- в) трехрядная
- г) семиточечная
- д) пятирядная

81. Какая система разбо́тки (растано́вки) скважи́н представлена на картинке?

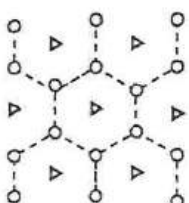


- а) пятиточечная
- б) однорядная
- в) трехрядная
- г) семиточечная
- д) пятирядная

82. Какая система разбо́тки (растано́вки) скважи́н представлена на картинке?



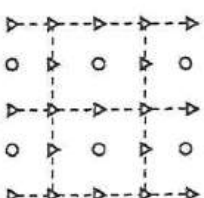
Обычная



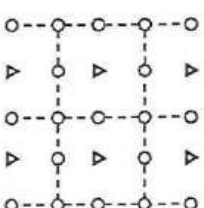
Обращенная

- а) пятиточечная
- б) однорядная
- в) трехрядная
- г) семиточечная
- д) пятирядная

83. Какая система разбо́тки (растано́вки) скважи́н представлена на картинке?



Обычная

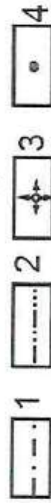


Обращенная

- а) пятиточечная
- б) однорядная

- в) трехрядная
г) девятиточечная
д) пятирядная

84. Какая система заводнения представлена на картинке?

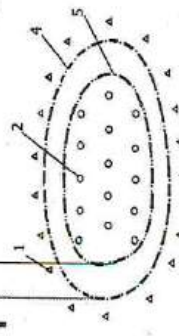


- а) приконтурная
б) законтурная
в) внутриконтурная
г) надконтурная
д) подконтурная

85. Какая система заводнения представлена на картинке?



- а) приконтурная
б) законтурная
в) внутриконтурная
г) надконтурная
д) подконтурная



Ответы:

вопрос	ответ	вопрос	ответ	вопрос	ответ	вопрос	ответ
1	В	22	А, Б	43	Б	64	В
2	Б	23	А	44	В	65	Ж
3	В	24	А	45	В	66	А
4	В	25	Г	46	Б	67	Б
5	Б	26	В	47	В	68	В
6	А	27	А	48	Г	69	А
7	В	28	А	49	А	70	Б

8	Г	29	В	50	В	71	В
9	Б	30	Б	51	А	72	Д
10	А	31	А	52	В	73	Г
11	Б	32	А	53	А	74	Д
12	Б	33	Б	54	Б	75	А
13	Б	34	Г	55	В	76	Б
14	А	35	А	56	Г	77	А
15	Б	36	Б	57	А	78	Б
16	Г	37	А	58	А	79	В
17	В	38	Б	59	А	80	Д
18	Б	39	А	60	А	81	А
19	Г	40	Б	61	Б	82	Г
20	А	41	В	62	А	83	Г
21	Б	42	А	63	А	84	А
						85	Б

Критерии оценивания

Оценка	Критерии оценки
5 (отлично)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: -последовательно, четко, связно, обоснованно и безошибочно излагает учебный материал; дает ответ в логической последовательности с использованием принятой терминологии; За выполнение практической работы: - уверенно и безошибочно применяет полученные знания в решении поставленных задач; - выполнил работу в рациональной последовательности и полном объеме; - самостоятельно выбрал и подготовил средства и методику для выполнения задания.
4 (хорошо)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: -ответ не удовлетворяет основным требованиям к ответу на оценку «5», но имеются затруднения при решении вопросов в новой ситуации; слушатель допускает 1-2 недочета и может их исправить самостоятельно или с небольшой помощью преподавателя. За выполнение практической работы: - слушатель выполнил требования к оценке 5 (отлично), но работа выполнена в не рациональной последовательности и/или допущены 2-3 недочета.
3 (удовлетворительно)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - в ответах в ходе собеседования имеются отдельные пробелы в усвоении учебного материала образовательной программы; слушатель допустил не более одной ошибки и двух недочетов. За выполнение практических работ: - слушатель выполнил практическую задачу не полностью, но объем выполненной части таков, что в основном позволяет получить правильные результаты и выводы, допущено не более 1 ошибки и 2-х недочетов.

2	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - не овладел основными знаниями и умениями в соответствии с требованиями программ и допустил больше ошибок и недочетов, чем необходимо для оценки 3 (удовлетворительно), не может ответить ни на один из поставленных вопросов. За выполнение практической работы: - слушатель не выполнил работу или объем выполненной части работы не позволяет сделать правильных выводов, все или большинство сформированных ответов не подтверждаются контрольные цифры.
---	--

3.3 Учебно-методические материалы

1. Янукин, Арам Потосович. Разработка нефтяных месторождений: учебное пособие / А. П. Янукин; ТИУ. - Тюмень: ТИУ, 2020. - 80 с.: ил., граф. - Электронная библиотека ТИУ

2. Разработка нефтяных месторождений: учебное пособие для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» всех форм обучения / ТюмГНГУ; сост.: Н. Р. Кривова [и др.]. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. - 247 с.

3. Кузнецова, Т. И. Разработка нефтяных месторождений: практикум / Т. И. Кузнецова, Е. Э. Татарина. - Самара: Самарский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2018. - 66 с. - URL: <http://www.irbookshop.ru/1790.html>

4. Лисовский Н.Н., Иванова М.М., Базив В.Ф., Малютин В.М. Совершенствование разработки нефтяных месторождений в четвертой стадии // ВЕСТНИК ЦКР Роснедра. – 2008. - №1. – С.9-11.

5. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи / Под ред. У. Лайонза и Г.Плизга – Пер. с англ. – СПб.: Профессия, 2009. – 952 с.

6. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / Перевод с английского. – М.: ООО «Преминум Инжиниринг», 2009 – 570 с.

7. В.С. Бойко. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – М., Недра, 1990. – 426 с.

8. Ю.П. Желтов Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. И доп. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. – 365 с.

9. Уолш М., Лейк Л. Первые методы разработки месторождений углеводородов. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 672 с.

10. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль за разработкой месторождений

углеводородов. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 780 с.

11. Кулинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Удмуртский госуниверситет, 2008. – 720 с.

12. Симкин Э.М., Кузнецов О.Л. Лекции по разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. – М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2008. – 232 с.

13. Фергилл У.Х. Аномальные пластовые давления: Пер. с англ. – М., Недра, 1980. – 398 с. – Пер. изд. Нидерланды 1976.

14. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. Москва 2010. – 60 с.

15. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки. Москва 2010. – 16 с.

16. Деева Т.А., Камаргудинов М.Р., Кулагина Т.Е., Шевелев П.В. Современные методы разработки месторождений на поздних стадиях. Томск 2006. 286 с.

17. Мулявин С.Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений. Учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 215 с. – очной и заочной форм обучения. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. - 20 с.

4. ОРГАНИЗАЦИОННО-МЕТОДИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ДИСЦИПЛИНЫ

4.1 Материально-технические условия

Наименование специализированных учебных помещений	Вид занятий	Наименование оборудования, программного обеспечения
Компьютерный класс	Лекции, практические задания	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.2 Условия для функционирования электронно-образовательной среды

Электронные информационные ресурсы	Вид занятий	Наименование оборудования
Система поддержки учебного процесса Edison	Лекции, практические задания, промежуточная аттестация	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ
Лицензированное программное оборудование iNavigator, KAPPA Workstation, Гидрасим-Немезида.		

4.3 Базы данных, информационно-справочные и поисковые системы, электронные каталоги

1. БС «Издательства Лань» / Режим доступа: <http://e.lanbook.com>
2. ЭБС «Электронного издательства ЮРАИТ» / Режим доступа: www.biblio-online.ru
3. Собственная полнотекстовая база (ПБД) БИК ТИУ - / Режим доступа: <http://e.lanbook.com>
4. Научная электронная библиотека «eLIBRARY.RU» / Режим доступа: <http://elibrary.ru/>
5. ЭБС «IPRbooks» / Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/>
6. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина / Режим доступа: <http://elib.gubkin.ru/>
7. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГНТУ (г. Уфа) / Режим доступа: <http://bibl.rusoil.net>
8. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГТУ (г. Ухта) / Режим доступа: <http://lib.ugtu.net/books>
9. ЭБС «Проспект» / Режим доступа: <http://ebs.prospekt.org>
10. ЭБС «Консультант студент» / Режим доступа: <http://www.studentlibrary.ru>

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО И ДИСТАНЦИОННОГО ОБРАЗОВАНИЯ

УТВЕРЖДАЮ
Директор _____ А.В. Медведев
« 04 » _____ 2024 г.



РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

дисциплины **«Разработка газовых и газоконденсатных месторождений»**
программы профессиональной переподготовки
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Общая трудоемкость - 62 часа

Лекции - 20 часов

Практические занятия – 14 часов

Самостоятельная работа – 28 часов

Рабочую программу разработал:
к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ



А.В. Саранча

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий кафедрой РЭНГМ
«07» 06 2024г.



С.И. Грачев

Начальник отдела проектирования
образовательных программ ИДДО
«07» 06 2024г.



Л.В. Скоморохова

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ДИСЦИПЛИНЫ

Цель освоения дисциплины – ознакомление с общими сведениями о природном газе и газовыми месторождениями Западной Сибири, агрегатными состояниями парафинов и фазовыми превращениями, основными физико-химическими свойствами и подсчетом запасов, стадиями разработки газовых залежей и пластовыми режимами их работы, системами размещения вертикальных скважин на площади и понятием газоотдачи месторождения.

Задачи дисциплины:

- изучение процессов, протекающих в продуктивных пластах при добыче газа, конденсата и других компонентов;
- изучение технологий регулирования течений флюидов в пластовых условиях с целью повышения эффективности разработки залежей;
- знакомство с передовым отечественным и зарубежным опытом разработки газовых месторождений.

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих результатов освоения (компетенций):

Профессиональные компетенции	В результате изучения дисциплины слушатели должны			Способ измерения образовательных результатов
	знать	уметь	иметь практический опыт	
ПК-4 Способность применять в практической деятельности принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды	Подготовка отчетности по производственной деятельности в области добычи углеводородного сырья; формирование отчетов по использованию оборудования по добыче углеводородного сырья; ведение отчетности по технологическим потерям	Анализировать предоставляемую в рамках отчетности информацию; формировать отчеты по использованию химических реагентов; пользоваться специализированными программами продуктами	Требования нормативных правовых актов Российской Федерации, локальных нормативных актов; нормативы технологических потерь углеводородного сырья при добыче принятой схемой и технологией разработки; нормы расхода химических реагентов; порядок списания химических реагентов, стандарты, технический	Выполнение практической работы, экзамен (в форме тестирования), самоконтроль при выполнении самостоятельной работы

отчетной информации о выполнении мероприятий по предписанию органов государственного надзора	регламент, руководства (инструкции), устанавливающие требования к формированию отчетности по производственной деятельности в области добычи углеводородного сырья	Навыками составления рабочей документации, обзоров, отчетов; организация разработки мероприятий, направленных на повышение эффективности работы оборудования по добыче углеводородного сырья; внедрение мероприятий по повышению эффективности работы оборудования по добыче углеводородного сырья	Выполнять типовые задачи в рамках проектной работы; разрабатывать техническую документацию; анализировать и обрабатывать технические параметры работы оборудования по добыче углеводородного сырья; анализировать мероприятия по оптимизации добычи углеводородного сырья и устранению (снижению) вредного влияния факторов (образования гидратов, АСПО, водонефтяных эмульсий, отложения солей) на работу скважин и скважинного оборудования	Требования к выполнению типовых проектных, технологических документов; методы проведения технических расчетов и определения эффективности эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья; назначение, устройство и принцип действия оборудования по добыче углеводородного сырья; отраслевые стандарты, технические регламенты, руководства (инструкции), устанавливающие требования к эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья
ПК-9 Способность составлять в соответствии с установленными требованиями типовые проектные, технологические и рабочие документы	регламент, руководства (инструкции), устанавливающие требования к формированию отчетности по производственной деятельности в области добычи углеводородного сырья	Навыками составления рабочей документации, обзоров, отчетов; организация разработки мероприятий, направленных на повышение эффективности работы оборудования по добыче углеводородного сырья; внедрение мероприятий по повышению эффективности работы оборудования по добыче углеводородного сырья	Выполнять типовые задачи в рамках проектной работы; разрабатывать техническую документацию; анализировать и обрабатывать технические параметры работы оборудования по добыче углеводородного сырья; анализировать мероприятия по оптимизации добычи углеводородного сырья и устранению (снижению) вредного влияния факторов (образования гидратов, АСПО, водонефтяных эмульсий, отложения солей) на работу скважин и скважинного оборудования	Требования к выполнению типовых проектных, технологических документов; методы проведения технических расчетов и определения эффективности эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья; назначение, устройство и принцип действия оборудования по добыче углеводородного сырья; отраслевые стандарты, технические регламенты, руководства (инструкции), устанавливающие требования к эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья

2. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Применяемые технологии обучения:

- в очной, заочной и очно-заочной форме- лекция визуализации в PowerPoint в диалоговом режиме; лекция визуализации в PowerPoint в диалоговом режиме с элементами дискуссии;

- с применением дистанционных технологий - освоение обучающимися дисциплины осуществляется на лекционных и практических занятиях, в процессе самостоятельной подготовки. В рамках используется дисциплины изучения система поддержки учебного процесса Ediscop, в которой размещены электронные учебно-методические комплексы (ЭУМК), разработанные преподавателями ТИУ; в состав ЭУМК входят: лекционные материалы (презентации, конспекты лекций, электронные учебники), контрольно-измерительные материалы (тестовые задания).

Перечень лекционных занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Основные понятия, термины и сокращения	1
2	Общие сведения о природном газе и газовых месторождениях Западной Сибири	1
3	Агрегатные состояния парафинов	2
4	Физико-химические свойства природных газов, необходимых при подсчете запасов	2
5	Физико-химические свойства природных газов (плотность, вязкость, сжимаемость, парциальное давление и объем, дросселирование)	2
6	Освоение и периоды (стадии) разработки газовых и газоконденсатных месторождений	2
7	Плассовые режимы газовых залежей	2
8	Системы размещения вертикальных скважин на газовых залежах	4
9	Коэффициент извлечения газа	4
ИТОГО:		20

Перечень практических (лабораторных) занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Физико-химические свойства природных газов, необходимых при подсчете запасов	4
2	Физико-химические свойства природных газов (плотность, вязкость, сжимаемость, парциальное давление и объем, дросселирование)	8
3	Коэффициент извлечения газа	2
ИТОГО:		14

Перечень тем самостоятельной работы

№ п/п	Содержание и вид работ	Трудоемкость (час.)
1	Особенности разработки газоконденсатных залежей	8
2	Анализ, контроль и регулирование процесса разработки	12

3	Прогноз разработки месторождений	8
ИТОГО:		28

3. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

3.1 Для оценки качества освоения дисциплины применяется текущий контроль, промежуточная аттестация.

Формой текущего контроля является оценка выполнения практических занятий и самоконтроль при выполнении самостоятельных работ.

Для оценки освоения дисциплины проводится промежуточная аттестация. Формой промежуточной аттестации является экзамен, проводимый в форме тестирования.

3.2 Оценочные материалы промежуточной аттестации:

Дисциплина предусматривает изучение теоретической и практической части, выполнение практических заданий и промежуточная аттестация. По итогам выполнения всех видов работ выставляется экзамен.

Вид работ	Баллы
Выполнение практических заданий	5-10 баллов за каждое задание Итого: максимум 30 баллов
Выполнение конспектов лекций	30 До 40
Тест	100
Итого:	100

Задания для выполнения практических работ: (проверяемые компетенции ПК-4, ПК-9)

Задача 1

Молекулярная масса газовой смеси

Упражнение 1. Определить молекулярную массу смеси газовых месторождений, представленных в таблице. Пример решения на предыдущем слайде.

	Месторождение	Продуктивный горизонт	Состав газа, % объёмные									
			CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₁₂	CO ₂	N ₂			
1	Березовское	Поборский	94,61	0,95	0,16	0,03	—	1,04	3,20			
2	Волынецкое	Сеноманский	96,44	1,44	0,17	0,14	0,06	0,18	1,61			
3	Нурминское	Пл ₁₊₆	92,40	1,72	0,62	0,11	0,07	0,99	4,09			
4	Губинское	Сеноманский	96,95	0,47	0,07	—	—	0,53	1,98			
5	Запоярское	Сеноманский	98,80	0,07	0,01	0,004	0,01	0,13	0,976			
6	Косекомольское	Сеноманский	96,37	0,22	0,03	0,01	—	0,49	2,88			
7	Ямское	Сеноманский	95,0	0,08	0,006	0,01	—	0,3	4,6			
8	Латокское	Сеноманский	98,68	0,06	0,003	0,01	—	0,39	0,86			
9	Ямбургское	Сеноманский	98,2	0,04	0,006	0,001	0,1	0,3	1,353			
10	Уренское	Сеноманский	99,05	0,06	0,01	—	—	0,08	0,80			

Молекулярная масса газовой смеси

Газовые смеси можно охарактеризовать не только молярными, но и массовыми концентрациями компонентов. Молярный и объемный составы газовых смесей примерно совпадают друг с другом, так как объемы 1 кмоль идеальных газов при одинаковых нормальных физических условиях ($P=0,1013 \text{ МПа}$ и $T=273 \text{ К}$) по закону Авогадро составляют $22,41 \text{ м}^3$. Более точные значения молярных объемов алканов и углеводородных компонентов входящих в состав природных газов представлены в таблицах ниже.

Молекулярный объем алканов

Химическая формула	Метан	Этан	Пропан	Бутан	Пентан	Гексан	Гептан
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	C_6H_{14}	C_7H_{16}
Молекулярный объем 1 кмоль, м^3	22,36	22,19	21,941	21,455	20,576	19,944	19,029

Молекулярный объем неуглеводородных компонентов

Химическая формула	Углекис- лый газ CO_2	Азот N_2	Сероводород H_2S	Водяной пар H_2O
Молекулярный объем 1 кмоль, м^3	22,264	22,403	22,190	20,845

Молекулярная масса газовой смеси

Пересчет молярных (объемных) концентраций компонентов газовой смеси в массовые и наоборот производится при помощи следующих формул:

$$g_i = \frac{y_i M_i}{\sum_{i=1}^n y_i M_i} \quad \text{— в массовых долях;} \quad (3.3)$$

$$g_i = \frac{y_i M_i \cdot 100}{\sum_{i=1}^n y_i M_i} \quad \text{— в массовых процентах;} \quad (3.4)$$

$$Y_i = \frac{g_i}{M_i \sum_{i=1}^n \frac{g_i}{M_i}} \quad \text{— в молярных долях;} \quad (3.5)$$

$$Y_i = \frac{g_i \cdot 100}{M_i \sum_{i=1}^n \frac{g_i}{M_i}} \quad \text{— в молярных процентах,} \quad (3.6)$$

где g_i — массовая доля i -го компонента; M_i — молярная масса i -го компонента.

ПРИМЕР ПЕРЕВОДА ИЗ ОБЪЕМНЫХ В МАССОВЫЕ ДОЛИ

Пример расчета. Пересчитать объемные процентные в массовые проценты на Медвежьем месторождении. Исходные данные представлены в примере расчета 1.1.

Решение. Для определения массовой доли метана используем формулу (3.3):

$$g_{\text{метан}} = \frac{98,56 \cdot 16,043 + 0,17 \cdot 30,07 + 0,01 \cdot 44,097 + 0,02 \cdot 58,124 + 0,02 \cdot 72,151 + 0,32 \cdot 44,011 + 1 \cdot 28,016}{0,3718} = 97,18\%$$

Таким образом, рассчитываются массовые доли всех входящих компонентов, значения которых представлены в таблице.

	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	CO_2	N_2
Молярная доля, %	98,56	0,17	0,01	0,02	0,02	0,02	0,22	1
Массовая доля, %	97,18	0,31	0,02	0,07	0,08	0,59	1,72	

Задача 2

РЕШИТЬ ЗАДАЧУ № 2

Упражнение 2. Подсчитайте запасы газового месторождения. Исходные данные в таблице ниже. Пример решения задачи представлен на следующем слайде.

Вариант	Месторождение	Компонентный состав газа, % по объему								$P_{\text{пл}}$ МПа	$T_{\text{пл}}$ К	$V_{\text{пл}}, \text{м}^3$	$m_{\text{пл}}$ %	$S_{\text{пл}}$ %
		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	CO_2	N_2	H_2O					
1	Березовское	95,1	1,1	0,3	0,07	0,03	0,4	3	11	30,6	$43 \cdot 10^9$	16	10	
2	Комсомольское	96,37	0,22	0,03	0,01	0	0,99	2,88	12,3	309,9	$56 \cdot 10^9$	16	10	
3	Таловое	98,68	0,06	0,003	0,01	0	0,39	0,86	10,4	304,2	$34 \cdot 10^9$	16	10	
4	Верхнеислукское	94,4	1,2	0,35	0,2	0,01	1	2,84	13,5	313,5	$47 \cdot 10^9$	16	10	
5	Горное	96,39	1,36	0,84	0,39	0,25	0,56	0,21	12,4	310,2	$24 \cdot 10^9$	16	10	
6	Грибавское	89,75	5,03	1,39	0,38	2,78	0,42	0,25	11,7	308,1	$37 \cdot 10^9$	16	10	
7	Золотарьинское (сейсман)	98,8	0,07	0,01	0,004	0,01	0,13	0,976	13,4	313,2	$125 \cdot 10^9$	16	10	
8	Борзинское (сейсман)	96,44	1,44	0,17	0,14	0,06	0,18	1,61	12,6	310,8	$204 \cdot 10^9$	16	10	
9	Урюпинское (сейсман)	99,03	0,05	0,01	0	0	0,08	0,8	12,8	311,4	$395 \cdot 10^9$	16	10	
10	Добруское (сейсман)	98,2	0,04	0,005	0,001	0,1	0,3	1,353	12,3	309,9	$270 \cdot 10^9$	16	10	

ПРИМЕР РАСЧЕТА ЗАДАЧИ № 2

Пример расчета. Определить запасы Медеженского газового месторождения, при пластовом давлении 13 МПа и пластовой температуре 313 К на приведенной глубине. Объем газонасыщенной части залежи равен 72658470000 м³, коэффициент открытой пористости $m_v = 16\%$, коэффициент остаточной водонасыщенности $S_{w0} = 10\%$. Не забывайте что в формулы значения в процентах не ставятся, нужно перевести их в доли единицы путем деления на сто.

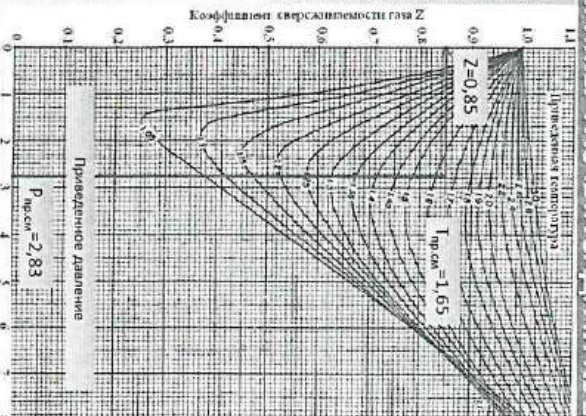
Решение. Определим коэффициент сверхнасыщенности Z графиками из рисунка справа по известным параметрам, которые при пластовом давлении 13 МПа и температуре 313 К, составили $P_{присл} = 2,83$ и $T_{присл} = 1,65$ (2=0,671).

Далее по формуле 3.13 определим коэффициент расширения газа:

$$E = 0,002892 \cdot \frac{1,3000000}{0,85 \cdot 313} = 1,41$$

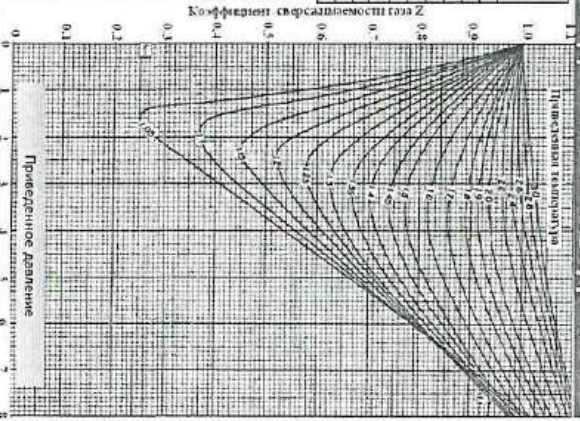
Определим объем запасов Медеженского газового месторождения, приведенных к стандартным условиям по формуле 3.14.

$$V_{г.ст} = 72658470000 \cdot 0,16 \cdot (1 - 0,1) \cdot 1,41 = 1475257574880 \text{ м}^3 = 1,475 \text{ трлн м}^3$$



ВСЕНЕОБХОДИМОЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ЗАДАЧИ № 2

Компонент	Формула	Константа температуры	Константа давления
Метан	CH_4	$T_{г.к} = 190,5$	$T_{г.с} = 482,65$
Этан	C_2H_6	$T_{г.к} = 305,8$	$T_{г.с} = 32,65$
Пропан	C_3H_8	$T_{г.к} = 369,8$	$T_{г.с} = 96,65$
И-бутан	$i-C_4H_{10}$	$T_{г.к} = 425,1$	$T_{г.с} = 151,95$
н-бутан	$n-C_4H_{10}$	$T_{г.к} = 408,1$	$T_{г.с} = 134,95$
п-пентан	$n-C_5H_{12}$	$T_{г.к} = 469,7$	$T_{г.с} = 186,55$
Углекислый газ	CO_2	$T_{г.к} = 304,2$	$T_{г.с} = 31,05$
Азот	N_2	$T_{г.к} = 126,2$	$T_{г.с} = -146,95$
Сероводород	H_2S	$T_{г.к} = 375,2$	$T_{г.с} = 100,05$
Водяной пар	H_2O	$T_{г.к} = 647,1$	$T_{г.с} = 373,95$
			$T_{г.с} = 22,05$



$$T_{г.к} = \frac{\sum_{i=1}^n T_{г.к,i} \cdot V_{г.к,i}}{\sum_{i=1}^n V_{г.к,i}}$$

$$T_{г.с} = \frac{\sum_{i=1}^n T_{г.с,i} \cdot V_{г.с,i}}{\sum_{i=1}^n V_{г.с,i}}$$

$$P_{присл} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{присл,i} \cdot V_{г.к,i}}{\sum_{i=1}^n V_{г.к,i}}$$

$$T_{присл} = \frac{\sum_{i=1}^n T_{присл,i} \cdot V_{г.с,i}}{\sum_{i=1}^n V_{г.с,i}}$$

$$E = \frac{V_{г.к}}{V_{г.с}} = 0,002892 \cdot \frac{P_{присл}}{Z \cdot T_{присл}}$$

$$V_{г.ст} = V_{г.к} \cdot m_{от} \cdot (1 - S_{w0}) \cdot E_{г.к}$$

Задача 3

РЕШИТЬ ЗАДАЧУ № 3

Упражнение 3. Рассчитать плотность индивидуальных компонентов входящих в состав природного газа (формула 4.4), представленных в таблице, а также их относительную плотность (формула 4.6), полученные данные занести в нижнюю таблицу.

Компонент	Формула	Молекулярная масса	Плотность компонентов при норм. физ. условиях, кг/м³	Относительная плотность
Метан	CH_4	16,043		
Этан	C_2H_6	30,070		
Пропан	C_3H_8	44,097		
н-Бутан	$n-C_4H_{10}$	58,123		
и-Бутан	$i-C_4H_{10}$	58,123		
п-Пентан	$n-C_5H_{12}$	72,150		
Углекислый газ	CO_2	44,010		
Азот	N_2	28,013		
Сероводород	H_2S	34,082		
Водяной пар	H_2O	18,015		

Задача 4

РЕШИТЬ ЗАДАЧУ № 4

Упражнение 4. Рассчитать для газовой смеси вашего месторождения:

- а) плотность при нормальных физических условиях;
- б) относительную плотность;
- в) плотность газовой смеси при давлениях 2, 6 и 10 МПа и при неизменной температуре 313 К (использовать формулу 4.1 или 4.2). Полученные значения нанести на график зависимости плотности от давления. Обратите внимание, что происходит с плотностью при понижении давления;
- г) плотность газовой смеси при температурах 313, 303 и 293 К и при неизменном давлении 12 МПа (использовать формулу 4.1 или 4.2). Полученные значения нанести на график зависимости плотности от температуры. Обратите внимание, что происходит с плотностью при понижении температуры.

Вид газа	Месторождение	Компонентный состав, мол. % объёмные						$P_{\text{исп}}$ кПа	$T_{\text{исп}}$ К
1	Ереванское	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	CO_2	N_2	3,0	306
2	Конаковский	96,37	0,22	0,03	0,01	0	0,19	2,88	309,9
3	Ленинское	96,68	0,06	0,003	0,01	0	0,39	0,66	301,2
4	Березовское	94,4	1,2	0,35	0,2	0,01	1	2,84	315
5	Топольное	96,39	1,36	0,61	0,39	0,25	0,56	0,21	312,4
6	Лодзинское	89,75	5,05	1,39	0,38	2,78	0,42	0,25	311,7
7	Башкирское	96,5	0,07	0,61	0,004	0,01	0,13	0,976	313,4
8	Бокситовское	96,44	1,44	0,17	0,14	0,06	0,18	1,61	310,8
9	Уральское	99,05	0,06	0,61	0	0	0,66	0,8	314,4
10	Рыбинское	98,2	0,61	0,006	0,001	0,1	0,3	1,357	309,5

ПРИМЕР РАСЧЕТА ЗАДАЧИ № 4

Пример расчета. Для газовой смеси Медвежьего месторождения:

а) плотность газовой смеси при нормальных физических условиях определяется по формуле (4.3):

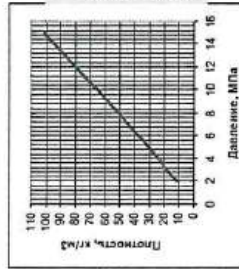
$$\rho_{\text{н}} = \frac{98,56 \cdot 0,717 + 0,17 \cdot 1,355 + 0,01 \cdot 2,009 + 0,02 \cdot 2,709 + 0,02 \cdot 3,506 + 0,22 \cdot 1,976 + 1 \cdot 1,25}{100} = 0,73 \text{ кг/м}^3$$

б) относительная плотность газовой смеси определяется по формуле (4.6):

$$\Delta_{\text{ср}} = \frac{0,73}{1,293} = 0,57$$

в) влияние понижения давления на плотность газовой смеси при постоянной температуре. Определим плотность газовой смеси при постоянной температуре 372 К для следующих значений давлений 2, 4, 6, 8, 10 и 12 МПа по формуле (4.2). $\gamma_{\text{н}} = 4,59$; $T_{\text{н}} = 230,23$; $Z_{12,372} = 0,98$ – коэффициент сжимаемости газа при давлении 2 МПа и температуре 372 К; $Z_{4,372} = 0,935$; $Z_{6,372} = 0,91$; $Z_{8,372} = 0,875$; $Z_{10,372} = 0,855$; $Z_{12,372} = 0,8365$.

$$\begin{aligned} \rho_{\text{ср}(2,372)} &= 11,267 \text{ кг/м}^3 \\ \rho_{\text{ср}(4,372)} &= 23,618 \text{ кг/м}^3 \\ \rho_{\text{ср}(6,372)} &= 36,804 \text{ кг/м}^3 \\ \rho_{\text{ср}(8,372)} &= 50,475 \text{ кг/м}^3 \\ \rho_{\text{ср}(10,372)} &= 64,570 \text{ кг/м}^3 \\ \rho_{\text{ср}(12,372)} &= 79,200 \text{ кг/м}^3 \end{aligned}$$

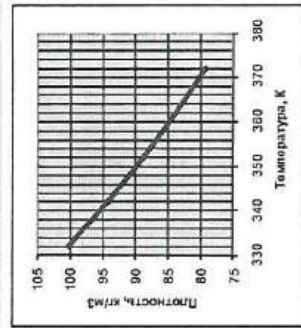


При снижении давления плотность газа уменьшается, при этом также стоит отметить, что если плотность газовой смеси при атмосферном давлении равна 0,73 кг/м³, то при давлении 100 кг/м², что в 15 МПа, плотность составит 100 кг/м³, что в 137 раз больше.

ПРИМЕР РАСЧЕТА ЗАДАЧИ № 4

г) влияние понижения температуры на плотность газовой смеси при постоянном давлении. Определим плотность газовой смеси при постоянном давлении 12 МПа для следующих значений температур 372, 362, 352, 342 и 332 К по формуле (4.2). $\rho_{\text{н}} = 4,59$; $T_{\text{н}} = 230,23$; $Z_{12,372} = 0,836$ – коэффициент сжимаемости газа при давлении 12 МПа и температуре 372 К; $Z_{12,362} = 0,812$; $Z_{12,352} = 0,788$; $Z_{12,342} = 0,764$; $Z_{12,332} = 0,740$.

$$\begin{aligned} \rho_{\text{ср}(12,372)} &= 100,31 \text{ кг/м}^3 \\ \rho_{\text{ср}(12,362)} &= 94,30 \text{ кг/м}^3 \\ \rho_{\text{ср}(12,352)} &= 88,82 \text{ кг/м}^3 \\ \rho_{\text{ср}(12,342)} &= 83,80 \text{ кг/м}^3 \\ \rho_{\text{ср}(12,332)} &= 79,20 \text{ кг/м}^3 \end{aligned}$$



При снижении температуры плотность газа увеличивается.

НЕОБХОДИМОЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ЗАДАЧИ № 4

$$\rho_{\text{ср}} = \frac{\sum \rho_i \gamma_i}{100} = \frac{\gamma_1 \rho_1 + \gamma_2 \rho_2 + \dots + \gamma_n \rho_n}{100}$$

$$\Delta_{\text{ср}} = \frac{\rho_{\text{ср}}}{\rho_{\text{н}}} = \frac{\rho_{\text{ср}}}{1,293} \quad \rho_{\text{н}}(372) = 2,694 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{\text{ср}} \cdot ZT$$

$$\bar{P} = \frac{\sum P_{\text{ср}i} \gamma_i}{100} = \frac{P_{\text{ср}1} \gamma_1 + P_{\text{ср}2} \gamma_2 + \dots + P_{\text{ср}n} \gamma_n}{100}$$

$$T_{\text{ср}} = \frac{\sum T_{\text{ср}i} \gamma_i}{100} = \frac{T_{\text{ср}1} \gamma_1 + T_{\text{ср}2} \gamma_2 + \dots + T_{\text{ср}n} \gamma_n}{100}$$

$$T_{\text{ср,ср}} = \frac{T}{T_{\text{ср}}} \cdot P_{\text{ср,ср}} = \frac{P}{P_{\text{ср}}}$$

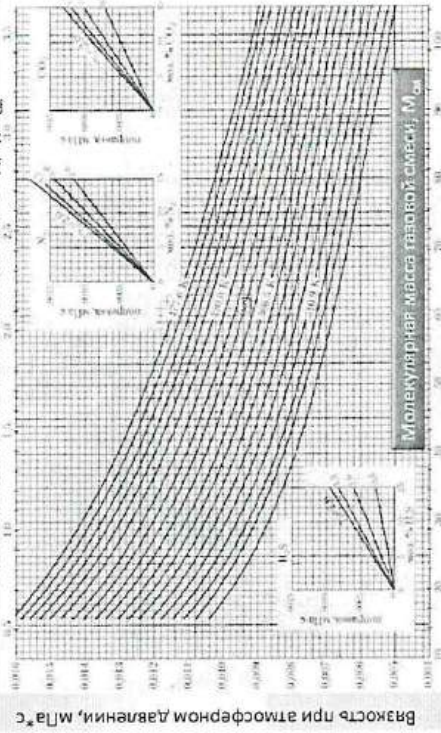
Компонент	Формула	Критическая температура		Критическое давление
		$T_{\text{ср}}, \text{K}$	$T_{\text{ср}}, ^\circ\text{C}$	$P_{\text{ср}}, \text{МПа}$
Метан	CH_4	190,5	-82,65	4,60
Этан	C_2H_6	305,3	32,65	4,38
Пропан	C_3H_8	369,8	96,65	4,25
н-Бутан	$\text{n-C}_4\text{H}_{10}$	425,1	151,95	3,78
и-Бутан	$\text{i-C}_4\text{H}_{10}$	408,1	134,95	3,55
н-Пентан	$\text{n-C}_5\text{H}_{12}$	469,7	196,55	3,35
Углекислый газ	CO_2	304,2	31,05	7,39
Азот	N_2	126,2	-146,95	3,39
Сероводород	H_2S	373,4	100,05	8,94
Водяной пар	H_2O	647,1	373,95	22,06

ТИУ

Задача 5

РЕШИТЬ ЗАДАЧУ № 5

Относительная плотность газовой смеси по воздуху, $\Delta_{\text{ср}}$

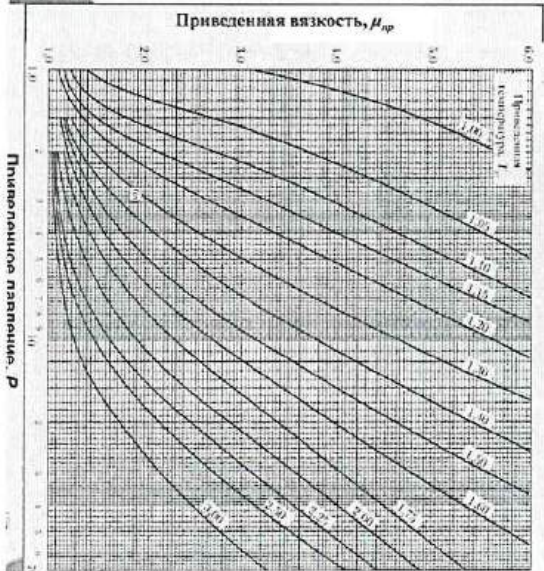


Упражнение 5. Определите изотермический коэффициент попаритетности из уравнения 4, при атмосферном давлении для температур 311, 330 и 290 К. Ответьте на вопрос: что происходит с изотермическим коэффициентом при изменении температуры?

Определение вязкости газа при пластическом деформационном способе

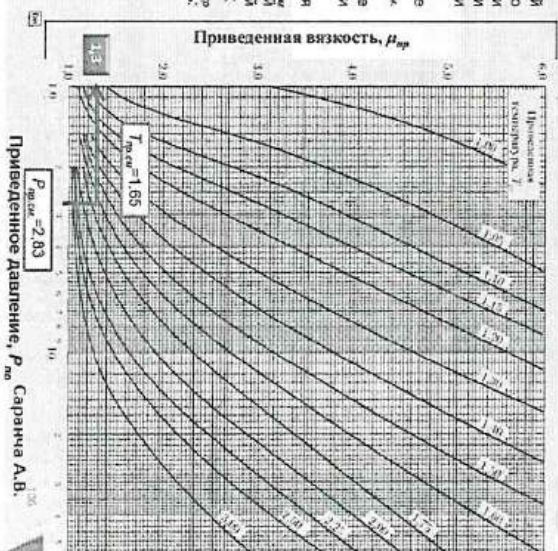
$$\mu = \mu_{\text{no}}, \mu_{\text{am}}$$

Управление Б. Расположение
Башкиры приростом роста при
платежом заливным 20 МВ за
температур 1,2-3,3 Н.



1) Определяем вязкость газовой смеси Мефвенжера

температура атмосферы	30°
давление	и
$\mu_{\text{атм}} = 0,0114 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ (табл. 3).	
2) Находим параметры газовой смеси $\rho_{\text{газ.смеси}}$ и $T_{\text{газ.смеси}}$	
3) Рассчитываем параметры $\rho_{\text{Р.смеси}} = 2,83$	
4) По графику справа, для $T_{\text{газ.смеси}} = 65^\circ$, найденных $\rho_{\text{Р.смеси}}$ и $T_{\text{газ.смеси}}$ определяем коэффициент разрыхления	
коэффициент разрыхления	
Диаметром ячеек $d_{\text{яч.}} = 1,3$.	
5) По известным $\mu_{\text{атм}}$ и $\mu_{\text{Р.смеси}}$ рассчитываем $\mu_{\text{газ.смеси}}$	
$\mu_{\text{газ.смеси}} = 1,3 \cdot 0,0114 = 0,01482 \text{ мПа} \cdot \text{с}$	



THE

Приведенное давление, P_{no} Саранча А.В.

Расчет вязкости по корреляции Лил¹

$$\mu_r = A \cdot 10^{-4} \cdot \exp\left(B \cdot (10^{-3} \cdot \rho_{CH}(r_T))^\zeta\right). \quad (4.6.1)$$

параметры A , B и C определяются по формулам

$$A = (22.7 + 0.0483 \cdot M_{\text{cm}}) \cdot (t + 273.15)^{1.5} / (209 + 19 \cdot M_{\text{cm}} + 1.8 \cdot (t + 273.15)). \quad (4.6.2)$$

$$B = 3,5 + 0,01 \cdot M_{\text{CH}} + \frac{547,18}{t + 273,15}, \quad (4.6.3)$$

$$C = Z_{,4} - 0,2 \cdot B, \quad (4.6.4)$$

где $\rho_{\text{см}(\text{г})}$ - плотность газовой смеси, кг/м³,
 $M_{\text{см}}$ - молекулярная масса газовой смеси;
 t - температура в градусах Цельсия.

PHILIP B. ZAVARY

P.Mile	Pop.Mile	$\bar{z}$	$1/P(U_2^2(\text{ref}/P))$	$\sigma(P)$
2	0.436	0.98		0.900
4	0.871	0.985	0.271	0.500
6	1.307	0.9	0.185	0.467
8	1.743	0.825	0.158	0.400
10	2.179	0.655	0.111	0.300
12	2.614	0.486	0.093	0.200
14	3.05	0.424	0.077	0.071
16	3.486	0.419	0.054	0.063
18	3.921	0.619	0.054	0.056
20	4.357	0.425		0.050

$$\beta_z = \frac{1}{P} \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P} = \frac{1}{6} \frac{1}{0.9} \frac{(0.935 - 0.875)}{(4-8)} = 0.183.$$

[illegible]

Isoprenoid unit	Isoprenoid unit content, %				P _{max} nm
	CH ₃	CH ₂	CH ₃	CH ₂	
1	11	81	0.67	0.4	3
2	11	81	0.67	0.4	3

[illegible]

Сарапчя А.В.

TMY

Задача 8

РЕШИТЬ ЗАДАЧУ 8

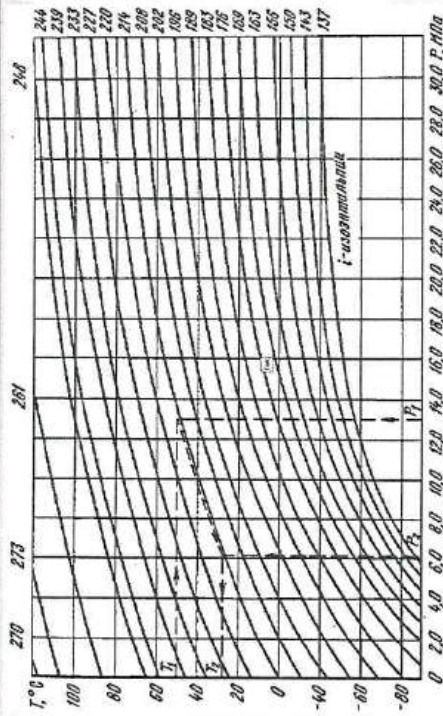
Упражнение 8. Предположим, что природный газ, месторождения по вариантам представленным в таблице ниже, закачан в подземный резервуар для хранения, где он будет храниться под давлением $P_{\text{пл}}$. Определить парциальное давление всех компонентов входящих в состав данного газа.

Вариант	Месторождение	Компонентный состав газа, % об. по объему										$P_{\text{пл}}$, МПа
1	Березовское	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂				11
2	Косомосовское	95,1	1,1	0,3	0,07	0,03	0,4	3				12,3
3	Тюльское	96,37	0,22	0,03	0,01	0	0,49	2,88				10,4
4	Верхнекамское	98,08	0,06	0,003	0,01	0	0,39	0,86				13,5
5	Горное	94,4	1,2	0,35	0,2	0,01	1	2,81				12,4
6	Гефиминское	96,39	1,36	0,84	0,39	0,25	0,56	0,21				11,7
7	Заповядное (сепарат)	89,75	5,03	1,39	0,38	2,78	0,42	0,25				13,4
8	Богдановское (сепарат)	98,8	0,07	0,01	0,004	0,01	0,13	0,976				12,6
9	Уренгойское (сепарат)	96,11	1,41	0,17	0,14	0,06	0,18	1,61				12,8
10	Ямбургское (сепарат)	99,05	0,06	0,01	0	0	0,08	0,8				12,3
		98,2	0,04	0,006	0,001	0,1	0,3	1,353				

Задача 9

РЕШИТЬ ЗАДАЧУ 9

Упражнение 9. Определить температуру газа после процессирования от 20 до 10 МПа с начальной температурой 335 К и рассчитать средний коэффициент Джоуля-Томсона. Состав газа метометановый.



Задача 10

РЕШИТЬ ЗАДАЧУ 10

Все исходные данные к упражнению по вариантам будут представлены в таблице 8.1 (следующий слайд), а пример расчета будет представлен далее.

1. Поделить начальные запасы газовой залежи, если известно, что плотность пластовой воды 1020 кг/м³, величина отклонения от нормального гидростатического давления на уровне ГВК составляет 11500 Па.
2. Рассчитать в течение, какого периода будет подлириваться устойчивый уровень добычи, если известно, что водоносная область невелика, и можно применить уравнение хатерпального баланса для залежи, работающей в условиях газового режима. Также есть условия, что в первые два года разработки месторождения, отбор должен увеличиться от нуля до q_{12} . Известно минимальное пластовое давление $P_{\text{пл}}$ необходимое для доставки требуемого количества газа к пункту сбора.
3. После того как подлиривать устойчивый уровень добычи станет невозможным, расход газа будет уменьшаться экспоненциально, на 20 % каждый год, до уровня минимальной суточной добычи $q_{\text{мин}}$ при котором разработка данного месторождения становится нерентабельной и будет закончена. Рассчитать накопленную добычу на момент прекращения разработки, конечный коэффициент извлечения газа, и какова будет продолжительность всего периода разработки залежи.

РЕШИТЬ ЗАДАЧУ 10

Таблица 8.1 – Исходные данные к упражнению 10

Вариант	$h_{\text{гвк}}$, м	$T_{\text{гвк}}$, °C	Компонентный состав газа, % об. по объему										$h_{\text{гвк}}$, м	$V_{\text{гвк}}$, м ³	$m_{\text{гвк}}$, т	$S_{\text{гвк}}$, т.г.	$P_{\text{гвк}}$, МПа	$q_{\text{гвк}}$, м ³ /сут	$q_{\text{пл}}$, м ³ /сут
1	1646	3	7	94,4	1,3	0,35	0,2	0,01	1	2,84	1505	47·10 ⁶	0,16	0,10	6,5	21·10 ⁶	7	7·10 ⁶	13710 ⁶
2	1500	2,8	6	96,39	1,36	0,84	0,39	0,25	0,56	0,71	1460	34·10 ⁶	0,18	0,15	7	20·10 ⁶	6,8	16·10 ⁶	11810 ⁶
3	1640	2,9	3	89,75	5,03	1,39	0,38	2,78	0,42	0,25	1600	37·10 ⁶	0,20	0,20	6,8	16·10 ⁶	6,8	16·10 ⁶	11810 ⁶
4	1250	2,8	0	98,8	0,07	0,01	0,004	0,01	0,13	0,976	1210	12,5·10 ⁶	0,17	0,11	7	20·10 ⁶	6,8	16·10 ⁶	11810 ⁶
5	1350	2,9	2	96,44	1,41	0,17	0,14	0,06	0,18	1,61	1310	204·10 ⁶	0,19	0,16	7,3	20·10 ⁶	6,8	16·10 ⁶	11810 ⁶
6	1306	2,7	4	92,05	0,06	0,01	0	0	0,08	0,8	1265	195·10 ⁶	0,21	0,14	21	80·10 ⁶	100·10 ⁶	100·10 ⁶	100·10 ⁶
7	1475	2,8	9	98,2	0,04	0,006	0,001	0,1	0,3	1,353	1355	37·10 ⁶	0,22	0,19	6,9	9·10 ⁶	9·10 ⁶	9·10 ⁶	9·10 ⁶
8	1564	2,9	4	99,37	0,22	0,03	0,01	0	0,49	2,88	1596	43·10 ⁶	0,17	0,13	7,2	20·10 ⁶	6,8	16·10 ⁶	11810 ⁶
9	1430	2,7	4	99,37	0,22	0,03	0,01	0	0,49	2,88	1596	43·10 ⁶	0,17	0,13	7,2	20·10 ⁶	6,8	16·10 ⁶	11810 ⁶
10	1387	3	3	95,68	0,06	0,003	0,01	0	0,39	0,86	1347	34·10 ⁶	0,18	0,12	7	24·10 ⁶	7	24·10 ⁶	11570 ⁶

Примечание: $h_{\text{гвк}}$ – глубина уровня ГВК;

$T_{\text{гвк}}$ – геотермический градиент;

$T_{\text{гвк}}$ – среднесуточная температура на поверхности;

$h_{\text{гвк}}$ – приращенная глубина залежи;

$V_{\text{гвк}}$ – объем газонасыщенной части залежи;

$m_{\text{гвк}}$ – коэффициент окислительной пористости;

$S_{\text{гвк}}$ – насыщенность остаточной водой;

$P_{\text{гвк}}$ – минимальное пластовое давление, необходимое для доставки требуемого количества газа к пункту сбора;

$q_{\text{гвк}}$ – суточный отбор по месторождению в период устойчивого уровня добычи (т.е. в период времени $t_{\text{гвк}}$);

$q_{\text{пл}}$ – уровень минимальной суточной добычи, при котором разработка данного месторождения становится нерентабельной и будет закончена.

ПРИМЕР РАСЧЕТА ЗАДАЧИ №10

1.15 Для давления $P_{\text{ср}} = 4$ МПа и коэффициента сжимаемости $Z = 0.93$, по уравнению материального баланса для залежи, работающей в условиях газового режима, суммарная накопленная добыча за период освоения и устойчивого уровня добычи ($Q_1 + Q_2$), на момент окончания времени t_2 , составит:

$$Q_1 + Q_2 = \left(t_2 - t_{\text{осв}} \right) \left(1 - \frac{P_{\text{ср}} \cdot Z_{\text{ср}}}{Z \cdot P_{\text{ср}}} \right) = 4.233 \cdot 10^9 \left(1 - \frac{4 \cdot 0.93}{0.93 \cdot 13.275} \right) = 903.3 \cdot 10^6 \text{ см}^3$$

1.16. Накопленная добыча Q_2 за два года освоения, приблизительно составит:

$$Q_2 = q_{\text{ср}} \cdot 2 \cdot 365 = 76.5 \cdot 10^6 \cdot 2 \cdot 365 = 55.8 \cdot 10^9 \text{ см}^3$$

где $q_{\text{ср}} = q_1/2$, среднесуточный отбор за два года освоения месторождения (в период времени t_1), а $q_1 = 153$ млн.см³/сут, суточный отбор в период устойчивого уровня добычи (в период времени t_2).

1.17. Таким образом, накопленная добыча в период устойчивого уровня добычи Q_2 составит:

$$Q_2 = (Q_1 + Q_2) - Q_1 = (903.3 - 55.8) \cdot 10^6 = 847.5 \cdot 10^6 \text{ см}^3$$

и период, в течение которого можно поддерживать этот уровень

$$t_2 = \frac{Q_2}{q_2} = \frac{847.5 \cdot 10^6}{153 \cdot 10^6 \cdot 365} = 15.28 \text{ года} = 15 \text{ лет } 3 \text{ мес}$$

ПРИМЕР РАСЧЕТА ЗАДАЧИ №10

3. Расчет накопленной добычи газа на момент прекращения разработки, конечного коэффициента плавления газа и продолжительности всего периода разработки. В период эксплуатации плавления добычи можно в любой момент определить отбор по формуле:

$$q = q_1 \cdot e^{-bt}$$

где q_1 – отбор в момент начала третьего периода; когда $t_1 = 0$; b – экспоненциальный показатель скорости уменьшения отбора, равный 0.2 (20 %). Из условия задачи, известно разработка закончится, когда суточный отбор снизится до $q_{\text{кон}} = 30$ млн.м³.

1.18. Таким образом, продолжительность последней стадии разработки можно рассчитать из следующего уравнения:

$$t_1 = \frac{1}{b} \ln \frac{q_1}{q_{\text{кон}}} = \frac{1}{0.2} \ln \frac{153}{30} = 8.14 \text{ года} = 8 \text{ лет } 2 \text{ мес.}$$

1.19. Накопленная добыча газа за период времени t_1 составит:

$$Q_1 = \frac{q_1}{b} (1 - e^{-bt_1}) = \frac{153 \cdot 10^6 \cdot 365}{0.2} \cdot (1 - e^{-0.2 \cdot 8.14}) = 244.5 \cdot 10^9 \text{ см}^3$$

1.20. Таким образом, общая накопленная добыча на момент прекращения разработки составит:

$$Q_{\text{сум}} = Q_1 + Q_2 = (903.3 + 244.5) \cdot 10^6 = 1147.8 \cdot 10^6 \text{ см}^3 = 1147.8 \text{ млн. м}^3$$

а конечный коэффициент плавления газа (КИГ) равен:

$$КИГ = \frac{V_{\text{ср}}}{V_{\text{пл}}} = \frac{1126 \cdot 10^6}{1233 \cdot 10^6} = 0.91$$

или 91 % от начальных запасов газа, которые будут отобраны за суммарный период

$$t_1 + t_2 = 2 + 15.28 + 8.14 = 25.42 \text{ лет.}$$

Вопросы к экзамену по дисциплине:

(проектируемые компетенции ПК-5, ПК-30)

1. Что понимается под разработкой газовых и газоконденсатных месторождений?

- это комплекс мер и мероприятий, направленных на извлечение из залежи максимально возможного количества углеводородов и содержащихся в них сопутствующих компонентов при выполнении условий экономической целесообразности для пользователя недр и государства
- Управление персоналом обслуживающим газовый промысел
- Управление процессами движения газа по лифтовым трубам, предотвращение образования песчано-глинистых пробок и скопления жидкости на забоях скважин

г) нет правильного ответа

2. Под системой разработки газовых и газоконденсатных залежей понимают ...

- размещение на продуктивной площади газоносности и структуре необходимого числа добывающих, нагнетательных, наблюдательных, пьезометрических скважин, порядок ввода их в эксплуатацию и поддержание определенных, допустимых технологических режимов эксплуатации скважин
- завод для переработки добываемой продукции, а также дожимную компрессорную станцию для компримирования и подачи газа потребителю или в магистральный газопровод.

в) какая площадь газоносности, приходится на одну добывающую скважину, измеряется га/скв

г) нет правильного ответа

3. Под системой обустройства газового промысла понимают ...

- завод для переработки добываемой продукции, а также дожимную компрессорную станцию для компримирования и подачи газа потребителю или в магистральный газопровод

б) размещение на продуктивной площади газоносности и структуре необходимого числа добывающих, нагнетательных, наблюдательных, пьезометрических скважин, порядок ввода их в эксплуатацию и поддержание определенных, допустимых технологических режимов эксплуатации скважин

в) конструкцию и подземное оборудование газовых скважин

г) нет правильного ответа

4. Что представляет собой природный газ, добываемый на чисто газовых месторождениях?

А) представляют собой многокомпонентные смеси углеводородных и неуглеводородных компонентов, которые в пластовых условиях могут находиться в свободном газовом состоянии

Б) представляют собой многокомпонентные смеси углеводородов метанового ряда с преобладанием метана и неуглеводородных компонентов, таких как азот, сероводород, углекислый газ, водяной пар

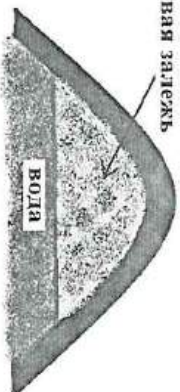
В) представляют собой многокомпонентные смеси таких углеводородных компонентов как этан, пропан и бутан

Г) представляют собой инертные газы

Д) нет правильного ответа

5. Какого типа газовая залежь представлена на рисунке?

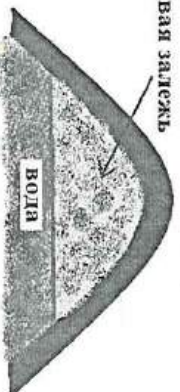
Газовая залежь



- А) массивная водоуплавающая
- Б) пластово-сводовая
- В) тектонически экранированная
- Г) литологически экранированная
- Д) нет правильного ответа

6. Какого типа газовая залежь представлена на рисунке?

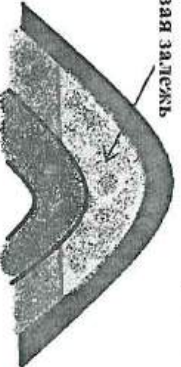
Газовая залежь



- А) экранированная
- Б) пластово-сводовая
- В) тектонически экранированная
- Г) литологически экранированная
- Д) нет правильного ответа

7. Какого типа газовая залежь представлена на рисунке?

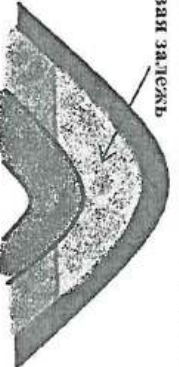
Газовая залежь



- А) массивная водоуплавающая
- Б) пластово-сводовая
- В) тектонически экранированная
- Г) литологически экранированная
- Д) нет правильного ответа

8. Какого типа газовая залежь представлена на рисунке?

Газовая залежь



А) массивная водоуплавающая

Б) экранированная

В) тектонически экранированная

Г) литологически экранированная

Д) нет правильного ответа

9. Газонефтяные залежи это ...

а) содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом

б) газовые залежи с нефтяной оторочкой, в которой нефтяная часть составляет по объему основного топлива менее 50%

в) залежи в которых основной объем насыщен нефтью, а газовая шапка не превышает по объему условного топлива нефтяную часть залежи

г) содержащие нефть, газ и конденсат

д) нет правильного ответа

10. Газонефтяные залежи это ...

а) содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом

б) газовые залежи с нефтяной оторочкой, в которой нефтяная часть составляет по объему условного топлива менее 50%

в) залежи содержащие в основном нефть и незначительную газовую шапку, которая по своим размерам не превышает объем нефтенасыщенной части залежи

г) содержащие нефть, газ и конденсат

д) нет правильного ответа

11. Нефтегазовые залежи это ...

а) содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом

б) залежи в которых имеется нефтяная оторочка, которая не превышает объем газонасыщенной части залежи

в) в которых основная часть залежи нефтяная, а газовая шапка не превышает по объему условного топлива нефтяную часть залежи

г) содержащие нефть, газ и конденсат

д) нет правильного ответа

12. Нефтегазовые залежи это ...

а) содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом

б) залежи в основном насыщенные газом, а также имеющие нефтяную оторочку, которая не превышает объем газонасыщенной части залежи

в) в которых основная часть залежи нефтяная, а газовая шапка не превышает по объему условного топлива нефтяную часть залежи

г) содержащие нефть, газ и конденсат

д) нет правильного ответа

13. Свободным газом называют ...

а) газ чисто газовых залежей

б) газ газовых шапок газонефтяных и нефтегазовых залежей

в) газ растворенный в нефти или воде, находящийся в нефтенасыщенных или водонасыщенных пластах

г) газ находящийся в газогидратном (твердом) состоянии

д) нет правильного ответа

14. Газом газовых шапок называют...

- а) газ чисто газовых залежей
 б) газ, находящийся в свободном состоянии в повышенных частях газонефтяных и нефтегазовых залежей
 в) газ, растворенный в нефти или воде, находящийся в нефтенасыщенных или водонасыщенных пластах
 г) газ, находящийся в газогидратном (твердом) состоянии
 д) нет правильного ответа
15. Растворенным газом называют...
- а) газ чисто газовых залежей
 б) газ, находящийся в свободном состоянии в повышенных частях газонефтяных и нефтегазовых залежей
 в) газ, который добывается вместе с нефтью на нефтяных месторождениях
 г) газ, находящийся в газогидратном (твердом) состоянии
 д) нет правильного ответа
16. Растворенным газом называют...
- а) газ чисто газовых залежей
 б) газ, находящийся в свободном состоянии в повышенных частях газонефтяных и нефтегазовых залежей
 г) газ, находящийся в газогидратном (твердом) состоянии
 д) нет правильного ответа
17. Что представляет собой природный газ, добываемый на чисто газовых месторождениях?
- а) представляет собой многокомпонентную смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, с преобладанием алкенов (нафтеновые углеводороды), с общей формулой C_nH_{2n}
 б) представляет собой многокомпонентную смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, с преобладанием алканов (парафиновых углеводородов), с общей формулой C_nH_{2n+2}
 в) представляет собой многокомпонентную смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, с преобладанием алкины (ароматические углеводородов), с общей формулой C_nH_{2n-6}
 г) нет правильного ответа
18. Что значит C_5H_{12} ?
- а) так обозначается пентан, а плюсик после него просто ошибка
 б) так обозначается, объемная доля бутана с объединенными с ним в остаток алканами с большим числом атомов углевода и водорода
 в) так обозначается гептан, а плюсик после него означает объединенный с ним остаток более высокомолекулярных алканов
 г) так обозначается, объемная доля пентана с объединенными с ним в остаток алканами с большим числом атомов углевода и водорода
 д) нет правильного ответа
19. Что значит C_5H_{12} ?
- а) так обозначается пентан, а плюсик после него просто ошибка
 б) так обозначается, объемная доля бутана с объединенными с ним в

- остаток алканами с большим числом атомов углевода и водорода
 в) так обозначается гептан, а плюсик после него означает объединенный с ним остаток более высокомолекулярных алканов
 д) нет правильного ответа
20. Газоконденсат это ...
- б) по своей сути это водяной пар, который в пластовых термобарических условиях находится в растворенном парообразном состоянии, но конденсируется на своем пути из пласта в сепаратор
 в) это пропан-бутановые фракции
 г) это газа добываемый из водонасыщенных горизонтов с высоким газосодержанием
 д) нет правильного ответа
21. Нестабильный конденсат это ...
- а) представляет собой жидкие углеводороды (C_3H_{12} + высшие) с растворенными в них газообразными компонентами
 б) при нормальных условиях содержит только жидкие тяжелые углеводороды (C_3H_{12} + высшие)
 в) представляет собой, только пропан-бутановые фракции
 г) это газа добываемый из водонасыщенных горизонтов с высоким газосодержанием
 д) нет правильного ответа
22. Стабильный конденсат это...
- а) представляет собой жидкие углеводороды (C_3H_{12} + высшие) с растворенными в них газообразными компонентами
 б) при нормальных условиях содержит только жидкие тяжелые углеводороды (C_3H_{12} + высшие)
 в) представляет собой, только пропан-бутановые фракции
 г) это газа добываемый из водонасыщенных горизонтов с высоким газосодержанием
 д) нет правильного ответа
23. Какое количество атомов водорода имеет метан?
- А) 4
 Б) 6
 В) 8
 Г) 1
24. Какое количество атомов углерода имеет метан?
- А) 4
 Б) 6
 В) 8
 Г) 1
- Д) нет правильного ответа
25. Какое количество атомов углерода имеет метан?
- А) 4
 Б) 6
 В) 8

Д) нет правильного ответа

26. Какое количество атомов углерода имеет бутан?

А) 2

Б) 6

В) 8

Г) 10

Д) нет правильного ответа

27. Какое количество атомов углерода имеет этан?

А) 2

Б) 6

В) 8

Г) 10

Д) нет правильного ответа

28. Какая формула у бутана?

а) C_4H_{10}

б) CH_4

в) C_2H_6

г) C_3H_8

д) нет правильного ответа

29. Какая формула у метана?

а) C_4H_{10}

б) CH_4

в) C_2H_6

г) C_3H_8

д) нет правильного ответа

30. Какая формула у метана?

а) C_4H_{10}

б) HC_4

в) C_2H_6

г) C_3H_8

д) нет правильного ответа

31. Какая формула у этана?

а) C_4H_{10}

б) CH_4

в) C_2H_6

г) C_3H_8

д) нет правильного ответа

32. Какая формула у пропана?

а) C_4H_{10}

б) CH_4

в) C_2H_6

г) C_3H_8

д) нет правильного ответа

33. Как обозначается азот?

А) N_2

Б) CO_2

В) H_2S

Г) H_2O

Д) нет правильного ответа

34. Как обозначается азот?

Б) CO_2

В) H_2S

Г) H_2O

Д) нет правильного ответа

35. Как обозначается углекислый газ?

А) N_2

Б) CO_2

В) H_2S

Г) H_2O

Д) нет правильного ответа

36. Как обозначается углекислый газ?

А) N_2

Б) CO_2

В) H_2S

Г) H_2O

Д) нет правильного ответа

37. Как обозначается сероводород?

А) N_2

Б) CO_2

В) H_2S

Г) H_2O

Д) нет правильного ответа

38. Как обозначается сероводород?

А) N_2

Б) CO_2

В) HS_2

Г) H_2O

Д) нет правильного ответа

39. Какой углеводородный компонент наиболее распространен в составе

добываемого природного газа?

А) метан

Б) этан

В) пропан

Г) бутан

Д) пентан

40. Какой углеводородный компонент наиболее распространен в составе

добываемого природного газа?

А) нет правильного ответа

Б) этан

В) пропан

- Г) бутан
Д) пентан

41. Что означает слово «инертные» компоненты природного газа?

- А) компоненты которые содержат только атомы углерода и водорода
Б) примеси природного газа, которые не горят
В) это такие компоненты в природном газе как, водяной пар, углекислый газ, азот и гелий

Г) это все неуглеводородные компоненты, встречающиеся в добываемом природном газе

- Д) нет правильного ответа

42. Какой компонент входящий в состав добываемых природных газов является очень ядовитым даже в незначительных концентрациях?

- А) углекислый газ
Б) азот
В) гелий
Г) сероводород

Д) нет правильного ответа

43. Какой компонент входящий в состав добываемых природных газов обладает высокими коррозионными свойствами?

- А) углекислый газ
Б) азот
В) гелий
Г) сероводород

Д) нет правильного ответа

44. Какая существует разница (по компонентному составу) между природным газом и сырой нефтью?

- А) Сырая нефть представляет собой смесь первых четырех углеводородных компонентов метанового ряда, а природный газ это смесь различных углеводородных молекул с числом атомов углерода от 5 до 60, имеющих как прямую, разветвленную так и кольцевую цепь

Б) Природный газ это смесь только первых четырех углеводородных молекул метанового ряда, а сырая нефть по мимо этого, также имеет преобладающее содержание по массе молекул от 5 до 60 атомов углерода парафиновой, нафтеновой и ароматических линеек

В) Природный газ это газообразная субстанция, а сырая нефть это смесь только первых четырех углеводородных компонентов метанового ряда

Д) нет правильного ответа

45. Какую общую формулу имеют алканы (парафины)?

- а) C_nH_{2n+2}
б) C_nH_{2n}
в) C_nH_{2n-6}

г) нет правильного ответа

46. Что такое изомеры?

- а) это вещества с одинаковым составом, но различающиеся в химическом строении

б) это жидкие углеводороды (C_5H_{12} + вышешие) с растворенными в них газообразными компонентами

в) это примеси природного газа, которые не горят

г) нет правильного ответа

47. Какое количество пентана и более тяжелых парафинов может быть в составе природного газа на чисто газовых залежах?

- А) не более 1 %
Б) от 1 до 5 %
В) более 5 %

Г) нет правильного ответа

48. Какое количество пентана и более тяжелых парафинов может быть в составе природного газа на газоконденсатных залежах?

- А) не более 1 %
Б) от 1 до 10 %
В) более 50 %

Г) нет правильного ответа

49. Что такое коэффициент усадки (конденсата)?

- А) отношение объема стабильного конденсата к объему нестабильного
Б) отношение объема нестабильного конденсата к объему стабильного
Г) нет правильного ответа

50. Что понимается под нормальными физическими условиями?

- А) давление равно атмосферному (0,1013 МПа), температура равна 273 К
Б) давление равно атмосферному (1,013 МПа), температура равна 293 К
В) давление равно атмосферному (10,13 МПа), температура 0 К
Г) нет правильного ответа

51. Что понимается под нормальными физическими условиями?

- А) $P_{атм}=0,1013$ МПа и $T=273$ К
Б) $P_{атм}=1,013$ МПа и $T=293$ К
В) $P_{атм}=10,13$ МПа и $T=283$ К
Г) нет правильного ответа

52. Какие алканы при нормальных физических условиях являются газами?

- А) метан, пропан, этан, бутан
Б) метан, этан, пропан, пентан
В) этан, пропан, бутан, пентан
Д) метан, этан, бутан, пентан
Г) нет правильного ответа

53. В каком состоянии вещество сохраняет форму и объем?

- А) твердом
Б) жидком
В) газообразном

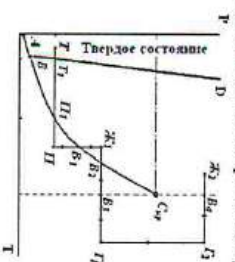
Г) нет правильного ответа

54. В каком состоянии вещество сохраняет объем, но не сохраняет форму?

- А) твердом

- Б) жидком
 - В) газообразном
 - Г) нет правильного ответа
55. В каком состоянии вещество не сохраняет ни формы ни объема, при этом занимая все доступное пространство?

- А) в твердом
 - Б) в жидком
 - В) в газообразном
 - Г) нет правильного ответа
56. Когда будет происходить процесс конденсации (для однокомпонентных флюидов)? (смотрите рисунок)



- а) в точке Т₁, при повышении температуры от точки Т
- б) в точке П₁, при повышении температуры от точки Т₁
- в) в точке В₁, при повышении давления от точки П
- г) в точке В₃, при повышении температуры от точки В₂
- д) нет правильного ответа

57. Что такое критическая температура?

- а) это температура, при значениях ниже которой вещество будет только в газообразном состоянии и никаким повышением давления оно не превратится в жидкость

- б) это температура, при значениях выше которой вещество будет только в парообразном состоянии и никаким повышением давления оно не превратится в газ

- в) это температура, при значениях выше которой вещество будет только в газообразном состоянии и никаким повышением давления оно не превратится в жидкость

- г) это температура, при значениях ниже которой для однокомпонентного флюида, одновременное существование двухфазного состояния невозможно

д) нет правильного ответа

58. Что такое критическая температура?

- а) это температура, при значениях ниже которой вещество будет только в газообразном состоянии и никаким повышением давления оно не превратится в жидкость

- б) это температура, при значениях выше которой вещество будет только в парообразном состоянии и никаким повышением давления оно не превратится в газ

- в) это температура, при значениях выше которой вещество будет только в

- жидком состоянии и никаким повышением давления оно не превратится в газ
- г) это температура, при значениях ниже которой для однокомпонентного флюида, одновременное существование двухфазного состояния невозможно
- д) нет правильного ответа

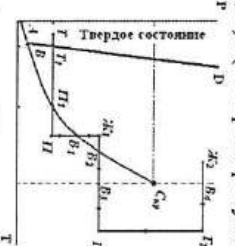
59. Что называется конденсацией?

- А) Процесс перехода из парообразного состояния в жидкое
- Б) процесс перехода из твердого состояния в жидкое
- В) процесс перехода из жидкого состояния в парообразное
- Г) нет правильного ответа

60. Что называется конденсацией?

- А) процесс перехода из жидкого состояния в твердое
- Б) процесс перехода из твердого состояния в жидкое
- В) процесс перехода из жидкого состояния в парообразное
- Г) нет правильного ответа

61. Когда будет происходить процесс испарения (для однокомпонентных флюидов)? (смотрите рисунок)



- а) в точке Т₁, при повышении температуры от точки Т
- б) в точке П₁, при повышении температуры от точки Т₁
- в) в точке В₁, при повышении давления от точки П
- г) в точке В₃, при повышении температуры от точки В₂
- д) нет правильного ответа

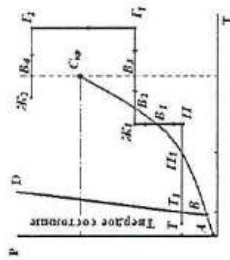
62. Что называется испарением?

- А) процесс перехода из парообразного состояния в жидкое
- Б) процесс перехода из твердого состояния в жидкое
- В) процесс перехода из жидкого состояния в парообразное
- Г) нет правильного ответа

63. Что называется испарением?

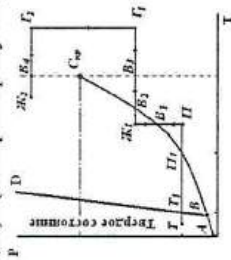
- А) процесс перехода из парообразного состояния в жидкое
- Б) процесс перехода из твердого состояния в жидкое
- В) процесс перехода из жидкого состояния в твердое
- Г) нет правильного ответа

64. Как называется область, находящаяся под кривой АС_{кр}? (смотрите рисунок)



- А) парообразное состояние
Б) жидкое состояние
В) газообразное состояние
Г) нет правильного ответа

65. Когда будет происходить процесс плавления (для однокомпонентных флюидов)? (смотрите рисунок)



- а) в точке Т1, при повышении температуры от точки Т
б) в точке П1, при повышении температуры от точки Т1
в) в точке В1, при повышении давления от точки П
г) в точке В3, при повышении температуры от точки В2
д) нет правильного ответа

66. Что называется плавлением?

- А) процесс перехода из парообразного состояния в жидкое
Б) процесс перехода из твердого состояния в жидкое
В) процесс перехода из жидкого состояния в твердое
Г) нет правильного ответа

67. Что называется плавлением?

- А) процесс перехода из парообразного состояния в жидкое
Б) процесс перехода из жидкого состояния в парообразное
В) процесс перехода из жидкого состояния в твердое
Г) нет правильного ответа

68. Какая температура кипения (в Цельсиях) при атмосферном давлении у метана?

- а) -161,5
б) -88,6
в) -182,5
г) -42,1

д) нет правильного ответа

69. У каких алканов температура кипения при атмосферном давлении

отрицательная?

- А) метан, пропан, этан, бутан
Б) метан, этан, пропан, пентан
В) этан, пропан, бутан, пентан
Д) метан, этан, бутан, пентан
Г) нет правильного ответа

70. Упругостью насыщенного пара называют ...

а) линию на графике давление-температура для однокомпонентных смесей, на которой происходит переход из парообразного состояния в жидкое или обратно, в зависимости от повышения или понижения давления или температуры

б) это линия на графике давление-температура, при значениях ниже которой для однокомпонентного флюида, вещество находится в жидком состоянии

в) это линия на графике давление-температура, при значениях выше которой для однокомпонентного флюида, вещество находится в парообразном состоянии

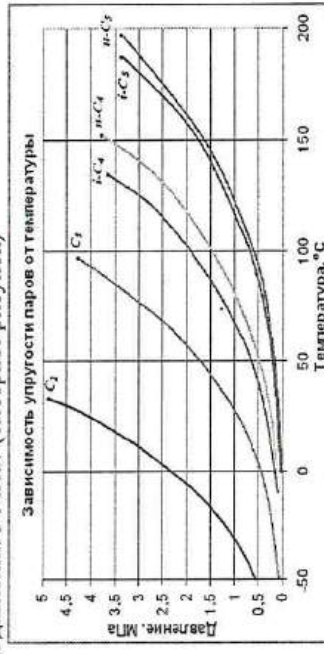
г) это граница твердого и жидкого состояния вещества

д) нет правильного ответа

71. Какие углеводородные компоненты парафинового ряда при температуре 20 градусов Цельсия и атмосферном давлении будут являться газами (находится в газообразном состоянии)?

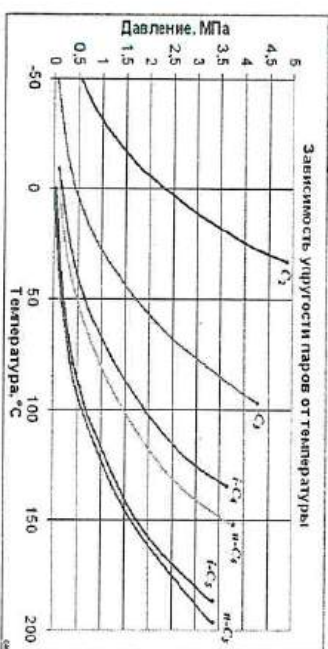
- а) метан
б) этан
в) пропан
г) бутан
д) пентан
е) гексан
ж) гептан
з) октан
и) нонан
д) нет правильного ответа

72. В каком агрегатном состоянии будет находиться этан при температуре 0 °С и давлении 3 МПа? (смотрите рисунок)



- А) жидком
- Б) твердом
- В) газообразном
- Г) нет правильного ответа

73. В каком агрегатном состоянии будет находиться метан при температуре 0°C и давлении 3 МПа? (смотрите рисунок)

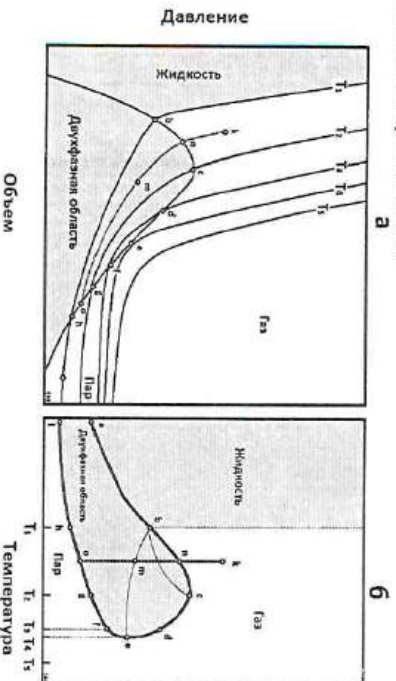


- А) жидком
- Б) твердом
- В) газообразном
- Г) нет правильного ответа

74. Какой из представленных рядов парафиновых углеводородов перечислен в правильной последовательности? (метан, ...)

- а) метан, пропан, бутан, этан, пентан, гексан, гептан, октан, нонан, декан
- б) метан, пентан, пропан, бутан, этан, гексан, гептан, октан, нонан, декан
- в) метан, этан, пропан, бутан, пентан, гептан, гексан, октан, нонан, декан
- г) этан, метан, пропан, бутан, пентан, гексан, гептан, октан, нонан, декан
- д) нет правильного ответа

75. Какая точка на представленных диаграммах для двухкомпонентной смеси является критической?

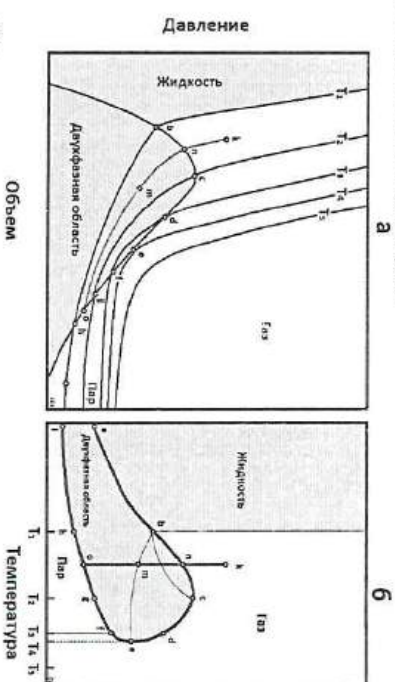


- А) а
- Б) б
- В) в
- Г) нет правильного ответа

76. Что называют критической точкой?

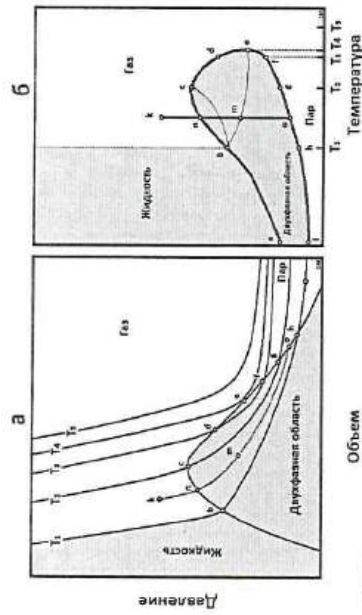
- А) это максимальное давление, при котором для смеси заданного состава возможно существование парожидкостного равновесия
- Б) это максимальная температура, при котором для смеси заданного состава возможно существование парожидкостного равновесия
- В) это максимальный объем, при котором для смеси заданного состава возможно существование парожидкостного равновесия
- Г) нет правильного ответа

77. Какая точка на представленных диаграммах для двухкомпонентной смеси является критической?



- А) а
- Б) б
- В) в
- Г) нет правильного ответа

78. Какая температура на представленных диаграммах для двухкомпонентной смеси соответствует максимальному давлению, при котором для смеси заданного состава возможно существование парожидкостного равновесия?



- А) T1
Б) T2
В) T3
Д) T4

Г) нет правильного ответа

79. Что называют критической точкой?

А) это максимальное давление, при котором для смеси заданного состава возможно существование парожидкостного равновесия

Б) это максимальная температура, при котором для смеси заданного состава возможно существование парожидкостного равновесия

В) это максимальный объем, при котором для смеси заданного состава возможно существование парожидкостного равновесия

Г) нет правильного ответа

80. Какая точка на представленных диаграммах для двухкомпонентной смеси является критической?

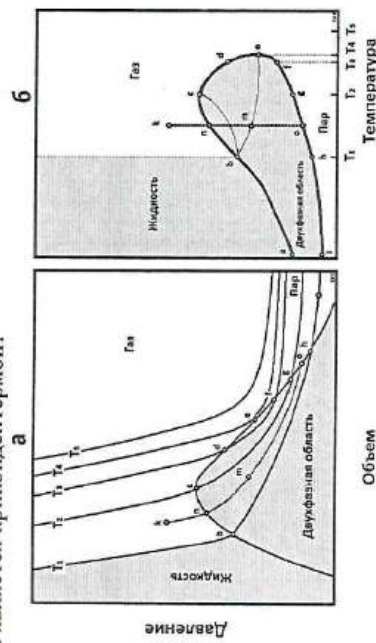
А) с

Б) e

В) b

Д) m

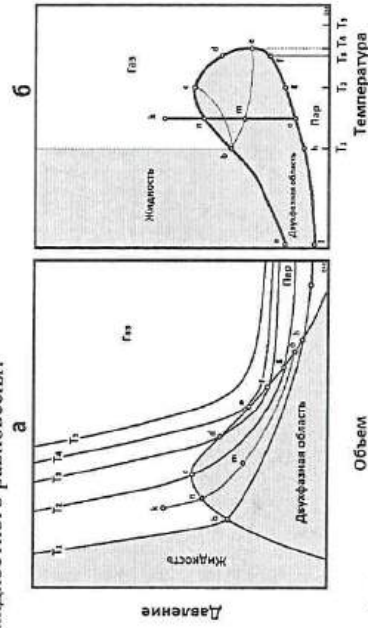
Г) нет правильного ответа



- А) с
Б) e
В) b
Д) m

Г) нет правильного ответа

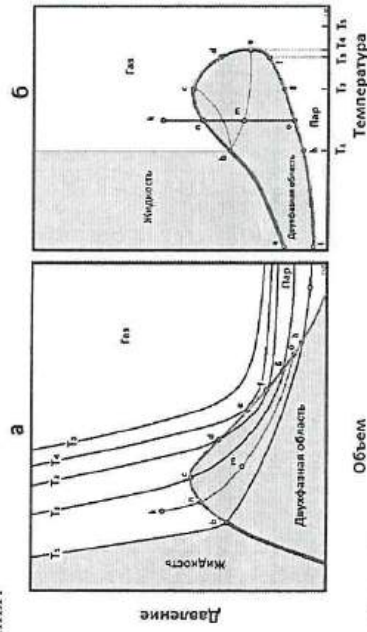
81. Какая температура на представленных диаграммах для двухкомпонентной смеси соответствует максимальной температуре, при которой для смеси заданного состава возможно существование парожидкостного равновесия?



- а) T1
б) T2
в) T3
д) T4

г) нет правильного ответа

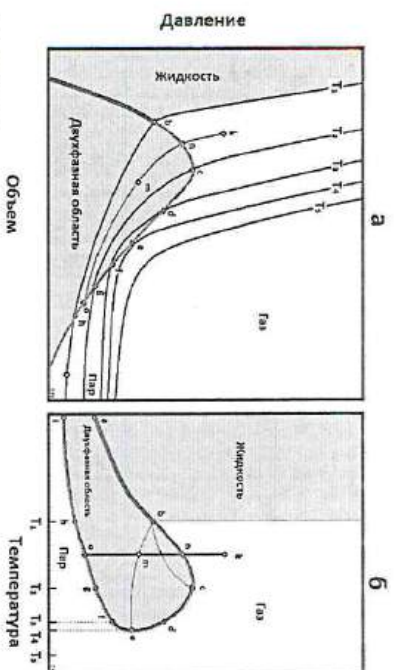
82. Какая линия из представленных на рисунках называется линией точек кипения?



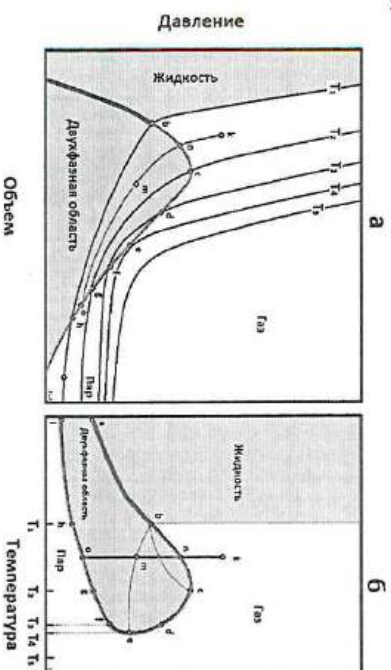
- А) красная
Б) зеленая
Г) синяя
В) черная линия T1
Д) черная линия T4

Г) нет правильного ответа

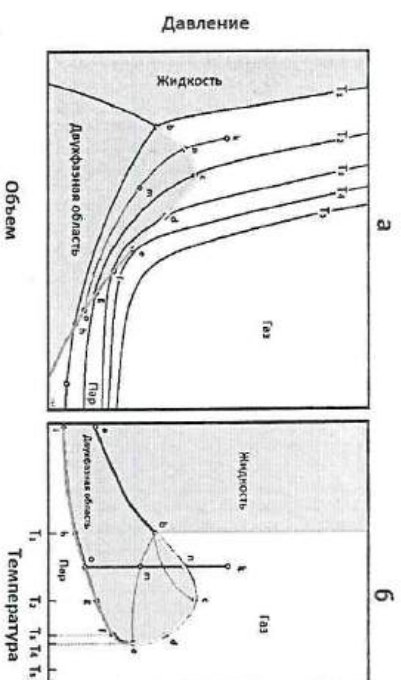
83. Какая линия из представленных на рисунках называется линией точек росы?



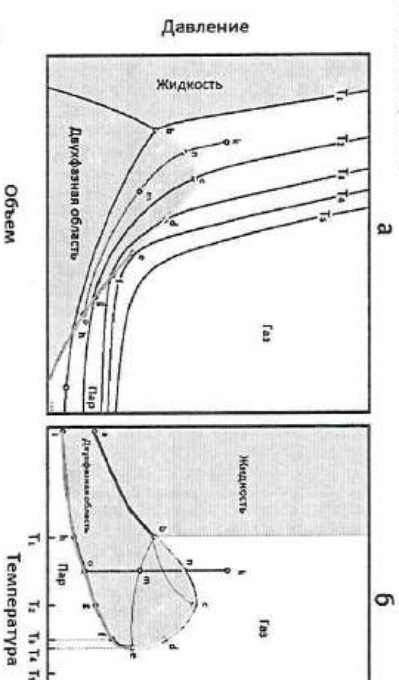
- А) красная
Б) зеленая
Г) синяя
В) черная линия T1
Д) черная линия T4
Г) нет правильного ответа
84. Какая линия из представленных на рисунках называется линией точек росы?



- А) красная
Б) черная линия от точки b через m к точке e
Г) синяя
В) черная линия T1
Д) черная линия T4
Г) нет правильного ответа
85. Какая линия из представленных на рисунках называется линией ретроградных точек росы?



- А) красная
Б) желтая
Г) синяя
В) черная линия T1
Д) черная линия T4
Г) нет правильного ответа
86. Какая линия из представленных на рисунках называется линией прямых точек росы?



- А) красная
Б) желтая
Г) синяя
В) черная линия T1
Д) черная линия T4
Г) нет правильного ответа
87. Ретроградной конденсацией называется ...
а) процесс, при котором происходит конденсация тяжелых

углеводородных компонентов находящихся в смеси газоконденсатов при снижении давления ниже давления конденсации

б) процесс, при котором происходит конденсация тяжелых углеводородных компонентов находящихся в смеси газоконденсатов при повышении давления выше давления конденсации

в) процесс, при котором происходит испарение легких углеводородных компонентов находящихся в смеси при понижении давления ниже давления насыщения

г) процесс, при котором происходит конденсация однокомпонентных флюидов при повышении давления выше давления упругости насыщенного пара

д) нет правильного ответа

88. Ретроградной конденсацией называется ...

а) процесс, при котором происходит испарение тяжелых углеводородных компонентов находящихся в смеси газоконденсатов при повышении давления выше давления конденсации

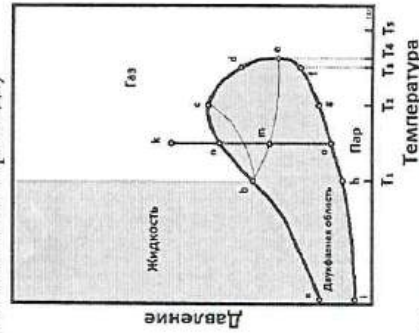
б) процесс, при котором происходит конденсация тяжелых углеводородных компонентов находящихся в смеси газоконденсатов при повышении давления выше давления конденсации

в) процесс, при котором происходит испарение легких углеводородных компонентов находящихся в смеси при понижении давления ниже давления насыщения

г) процесс, при котором происходит конденсация однокомпонентных флюидов при повышении давления выше давления упругости насыщенного пара

д) нет правильного ответа

89. Как называется процесс, происходящий при снижении давления от точки п до точки м? (смотрите диаграмму давление-температура для двухкомпонентного флюида)



А) ретроградная конденсация

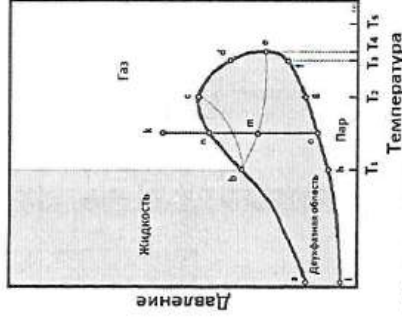
Б) ретроградное испарение

Г) прямая конденсация

В) прямое испарение

Г) нет правильного ответа

90. Как называется процесс, происходящий при повышении давления от точки п до точки м? (смотрите диаграмму давление-температура для двухкомпонентного флюида).



А) ретроградная конденсация

Б) ретроградное испарение

Г) прямая конденсация

В) прямое испарение

Г) нет правильного ответа

91. Ретроградное испарение это ...

а) процесс, при котором происходит конденсация тяжелых углеводородных компонентов находящихся в смеси газоконденсатов при снижении давления ниже давления конденсации

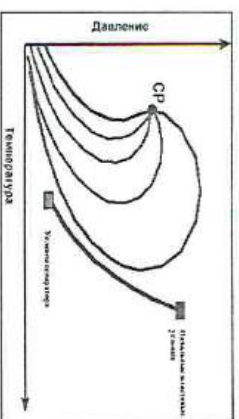
б) процесс, при котором происходит конденсация тяжелых углеводородных компонентов находящихся в смеси газоконденсатов при повышении давления выше давления конденсации

в) процесс, при котором происходит испарение легких углеводородных компонентов находящихся в смеси при повышении давления в области ретроградных явлений

г) процесс, при котором происходит конденсация однокомпонентных флюидов при повышении давления выше давления упругости насыщенного пара

д) нет правильного ответа

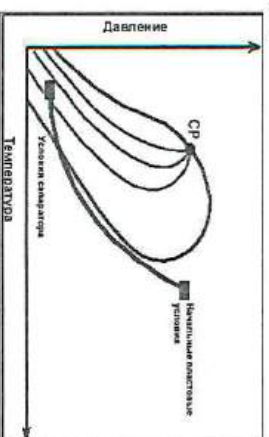
92. К кому типу флюида относится фазовая диаграмма представленная на рисунке?



- А) сухой газ
- Б) жирный газ
- Г) газоконденсат
- В) нефть

Г) нет правильного ответа

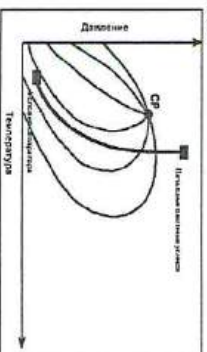
рисунок?



- А) сухой газ
- Б) жирный газ
- Г) газоконденсат
- В) нефть

Г) нет правильного ответа

рисунок?



- А) сухой газ
- Б) жирный газ
- Г) газоконденсат
- В) нефть

Г) нет правильного ответа

95. Молекулярная масса жирного газа, газоконденсата, в платовых условиях обычно больше, чем при нормальных поверхностных условиях

(правда, не правда)

- А) правда
- Б) не правда

96. Молекулярная масса жирного газа, газоконденсата, в платовых условиях обычно меньше, чем при нормальных поверхностных условиях (правда, не правда)

- А) правда
- Б) не правда

97. С чем связано то, что молекулярная масса жирного газа, газоконденсата, в платовых условиях обычно больше, чем при нормальных поверхностных условиях?

А) связано с выпадением конденсирующихся, более высокомолекулярных углеводородов в пасте

Б) связано с тем, что в платовых условиях газ находится в контакте с водой

В) связано с тем, что в платовых условиях высокомолекулярные углеводороды находятся в жидком состоянии

- Г) нет правильного ответа

98. В каких диапазонах находятся значения молекулярной массы жирного и сухого газа добываемого на газовых месторождениях?

- А) от 16 до 20
- Б) от 20 до 40
- В) от 30 до 60
- Г) нет правильного ответа

99. В каких диапазонах находятся значения молекулярной массы газоконденсатной смеси добываемой на газоконденсатных месторождениях?

- А) от 16 до 20
- Б) от 20 до 40
- В) от 30 до 60
- Г) нет правильного ответа

100. Чему равна молекулярная масса метана?

- А) 16,043
- Б) 30,070
- В) 44,097
- Д) 58,124

- Е) нет правильного ответа

101. Чему равна молекулярная масса этана?

- А) 16,043
- Б) 30,070
- В) 44,097
- Д) 58,124

- Е) нет правильного ответа

102. Чему равна молекулярная масса пропана?

- А) 16,043
- Б) 30,070

- В) 44,097
Д) 58,124

Е) нет правильного ответа

103. Чему равна молекулярная масса бутана?

- А) 16,043
Б) 30,070
В) 44,097
Д) 58,124

104. По какой формуле рассчитывается средняя молекулярная масса газовой смеси, при известном составе в процентах?

А)
$$M_{\text{ср}} = \frac{y_1 M_1 + y_2 M_2 + \dots + y_n M_n}{100}$$

Б)
$$M_{\text{ср}} = \frac{y_1 M_1 - y_2 M_2 - \dots - y_n M_n}{100}$$

В)
$$M_{\text{ср}} = \frac{y_1 / M_1 + y_2 / M_2 + \dots + y_n / M_n}{100}$$

Д)
$$M_{\text{ср}} = \frac{y_1 M_1 \times y_2 M_2 \times \dots \times y_n M_n}{100}$$

105. Какая химическая формула (обозначение) у Углекислого газа?

- А) CO₂
Б) N₂
В) H₂S
Д) CH₄

Е) нет правильного ответа

106. Какая химическая формула (обозначение) у азота?

- А) CO₂
Б) N₂
В) H₂S
Д) CH₄

Е) нет правильного ответа

107. Какая химическая формула (обозначение) у сероводорода?

- А) CO₂
Б) N₂
В) H₂S
Д) CH₄

Е) нет правильного ответа

108. В каком диапазоне будут значение средней молекулярной массы

газовой смеси состоящей на 95 и более процентов из метана?

- А) от 16 до 20
Б) от 20 до 30
В) от 30 до 40
Д) более 40

Е) нет правильного ответа

109. Какой объем занимает 1 кмоль идеальных газов при нормальных физических условиях?

- А) 22,41 м³
Б) 32,41 м³
В) 16,043 м³
Д) 28,96 м³

Е) нет правильного ответа

110. Что такое уравнение состояния для идеальных и реальных газов?

А) уравнение состояния это аналитическая зависимость между основными параметрами состояния газа (объемом, давлением и температурой). Для идеальных газов $PV=nRT$, а для реальных газов $PV=nRTZ$

Б) уравнение состояния это аналитическая зависимость между основными параметрами состояния газа (объемом, давлением и температурой). Для идеальных газов $PV=nRT$, а для реальных газов $PV=nRTZ$

В) уравнение состояния это аналитическая зависимость между основными параметрами состояния газа (объемом, давлением и температурой). Для идеальных газов $PV=nT$, а для реальных газов $PV=nTZ$

Д) уравнение состояния это аналитическая зависимость между основными параметрами состояния газа (объемом, давлением и температурой). Для идеальных газов $PV=nRT$, а для реальных газов $PV=(m/M)RT$

Е) нет правильного ответа

111. Что такое коэффициент сжимаемости газа?

А) это безразмерный параметр, показывающий во сколько раз объем газа при стандартных условиях больше объема, который занимает этот газ в пластовых условиях

Б) это относительное изменение объема занимаемого газом, деленное на единичное давление

В) это безразмерный коэффициент, который вводится в уравнение состояния Менделеева-Клапейрона, для того чтобы учитывать отклонение реального газа от законов идеального

Е) нет правильного ответа

112. Что такое критические параметры газа (температура и давление)?

А) Критическим называется давление, выше которого, при любом температуре, газ не может быть переведен в жидкое состояние. Температура, необходимая для сжижения газа при критическом давлении, называется критической

Б) Критической называется такая температура, ниже которой, при любом давлении, газ не может быть переведен в жидкое состояние. Давление, необходимое для сжижения газа при критической температуре, называется

В) Критической называется такая температура, выше которой, при любом давлении, газ не может быть переведен в жидкое состояние. Давление, необходимое для сжижения газа при критической температуре, называется критическим

113. Приведенными параметрами газа называют....

Б) работу расширения одного моля газа при нагревании на один градус при постоянном давлении

Е) нет правильного ответа

А) это безразмерная величина, показывающая, отклонение реального газа от законов идеального

В) это безразмерная величина, показывающая, во сколько раз действительные параметры состояния газа (давление, температура) больше или меньше критических

115. Назовите правильную последовательность действий при определении коэффициента сверхжесткости по двум параметрам.

А) 1) находят критические параметры; 2) находят приведенные параметры; 3) по графику Бруна-Катца находят коэффициент сжимаемости

В) 1) находят критические параметры; 2) находят приведенные

Е) Нет правильного ответа

А) это относительное изменение объема занимаемого газом, деленное на единичное давление. Находится через закон Гукса, используется для уточнения отклонений реального газа от законов идеального

Б) это безразмерный параметр, показывающий во сколько раз объем газа при стандартных условиях больше объема, который занимает этот газ в пластовых условиях. Находится, используя уравнение состояния, и используется для подсчета запасов

Е) нет правильного ответа

А) это относительное изменение объема занимаемого газом, деленное на единичное давление, используется для уточнения отклонений реального газа от законов идеального

В) это безразмерный коэффициент, который вводится в уравнение

Е) нет правильного ответа

118. По какой формуле можно рассчитать коэффициент расширения газа?

$$E = 0,002892 \frac{Z \cdot T}{p} \dots$$
$$E = Z \frac{m}{V} RT.$$

Е) нет правильного ответа

119. Что означает $V_{\text{э.э.}}$ в уравнении для подсчета запасов?

$$V_{2,3,2} = V_{2,4,3} \cdot m_{III} \cdot (1 - S_g) \cdot E_{H,0} = V_{2,4,3} \cdot m_{III} \cdot (1 - S_g) / B_2,$$

А) коэффициент расширения газа при начальном давлении и температуре на приведенной глубине залежи, которая соответствует горизонтальному сечению пласта, деленному массой газа, содержащемуся в этом пласте, пополам

Б) запасы газа в залежи, приведенные к стандартным условиям на поверхности Земли

В) объем газонасыщенной части залежи

Д) коэффициент открытой пористости

Е) коэффициент остаточной водонасыщенности

Е) нет правильного ответа

120. Что означает $V_{z_{4,3}}$ в уравнении для подсчета запасов?

$$V_{23,2} = V_{24,3} \cdot m_{OH} \cdot (1 - S_g) \cdot E_{H,0} = V_{24,3} \cdot m_{OH} \cdot (1 - S_g) / B_2,$$

А) коэффициент расширения газа при начальном давлении и температуре на приведенной глубине залежи, которая соответствует горизонтальному

сечению пласта, делящему массу газа, содержащегося в этом пласте, пополам
 Б) запасы газа в залежи, приведенные к стандартным условиям на поверхности Земли

В) объем газонасыщенной части залежи

Д) коэффициент открытой пористости

Е) коэффициент остаточной водонасыщенности

Е) нет правильного ответа

121. Что означает m_{om} в уравнении для подсчета запасов?

$$V_{2,3,2} = V_{2,4,3} \cdot m_{om} \cdot (1 - S_e) \cdot E_{n,d} = V_{2,4,3} \cdot m_{om} \cdot (1 - S_e) / B_2,$$

А) коэффициент расширения газа при начальном давлении и температуре на приведенной глубине залежи, которая соответствует горизонтальному сечению пласта, делящему массу газа, содержащегося в этом пласте, пополам

Б) запасы газа в залежи, приведенные к стандартным условиям на поверхности Земли

В) объем газонасыщенной части залежи

Д) коэффициент открытой пористости

Е) коэффициент остаточной водонасыщенности

Е) нет правильного ответа

122. Что означает S_e в уравнении для подсчета запасов?

$$V_{2,3,2} = V_{2,4,3} \cdot m_{om} \cdot (1 - S_e) \cdot E_{n,d} = V_{2,4,3} \cdot m_{om} \cdot (1 - S_e) / B_2,$$

А) коэффициент расширения газа при начальном давлении и температуре на приведенной глубине залежи, которая соответствует горизонтальному сечению пласта, делящему массу газа, содержащегося в этом пласте, пополам

Б) запасы газа в залежи, приведенные к стандартным условиям на поверхности Земли

В) объем газонасыщенной части залежи

Д) коэффициент открытой пористости

Е) коэффициент остаточной водонасыщенности

Е) нет правильного ответа

123. Что означает $E_{n,d}$ в уравнении для подсчета запасов?

$$V_{2,3,2} = V_{2,4,3} \cdot m_{om} \cdot (1 - S_e) \cdot E_{n,d} = V_{2,4,3} \cdot m_{om} \cdot (1 - S_e) / B_2,$$

А) коэффициент расширения газа при начальном давлении и температуре на приведенной глубине залежи, которая соответствует горизонтальному сечению пласта, делящему массу газа, содержащегося в этом пласте, пополам

Б) запасы газа в залежи, приведенные к стандартным условиям на поверхности Земли

В) объем газонасыщенной части залежи

Д) коэффициент открытой пористости

Е) коэффициент остаточной водонасыщенности

Е) нет правильного ответа

124. Какое уравнение используют для подсчета запасов газовых залежей?

Обозначения в формуле следующие:

$V_{2,3,2}$ – запасы газа в залежи, приведенные к стандартным условиям на поверхности Земли, m^3 ;

$V_{2,4,3}$ – объем газонасыщенной части залежи, m^3 ;

m_{om} – коэффициент открытой пористости, доли единиц;

S_e – коэффициент остаточной водонасыщенности, доли единиц;

$E_{n,d}$ – коэффициент расширения газа при начальном давлении и температуре на приведенной глубине залежи, которая соответствует горизонтальному сечению пласта, делящему массу газа, содержащегося в этом пласте, пополам.

А) $V_{2,3,2} = V_{2,4,3} \cdot m_{om} \cdot (1 - S_e) \cdot E_{n,d}$

Б) $V_{2,3,2} = V_{2,4,3} \cdot m_{om} \cdot (1 + S_e) \cdot E_{n,d}$

В) $V_{2,3,2} = V_{2,4,3} \cdot m_{om} \cdot (1 - S_e) \cdot E_{n,d}$

Д) $V_{2,3,2} = V_{2,4,3} \cdot m_{om} \cdot (1 + S_e) \cdot E_{n,d}$

Е) нет правильного ответа

125. Что необходимо для определения площади газонасыщенности?

А) данные сейсморазведки и каротажных исследований разрезов скважин

Б) данные о фильтрационно-емкостных свойствах коллектора

В) данные о водо и газонасыщенности порового пространства

Д) значение коэффициента расширения газа при начальном пластовом давлении и температуре

Е) нет правильного ответа

126. Что необходимо для определения площади газонасыщенности?

А) результаты сейсморазведки и каротажных исследований разрезов скважин в около скважинном пространстве

Б) данные гидродинамических исследований

В) данные лабораторных исследований кернов и физико-химических исследований пластовых флюидов

Д) данные гравиметрической и магниторазведки

Е) нет правильного ответа

127. В чем особенность профильной 2D сейсморазведки?

А) в том, что источники и сейсмоприемники располагаются вдоль одной линии

Б) в том, что источники и сейсмоприемники покрывают некоторую площадь

В) в том, что регистрируются различия в сейсмограммах нескольких сейсмических исследований, проводимых на одной и той же площади (вдоль одного и того же профиля), но в разное время, с целью суждения о процессах и изменениях, произошедших за время между сейсмическими исследованиями

Е) нет правильного ответа

128. В чем особенность 3D сейсморазведки?

А) в том, что источники и сейсмоприемники располагаются вдоль одной линии

Б) в том, что источники и сейсмоприемники покрывают некоторую

площадь

В) в том, что регистрируются различия в сейсмограммах нескольких сейсмических исследований, проводимых на одной и той же площади (вдоль одного и того же профиля), но в разное время, с целью суждения о процессах и изменениях, произошедших за время между сейсмическими исследованиями

Е) нет правильного ответа

129. В чем особенность 4D сейсмозаписки?

А) в том, что источники и сейсмоприемники располагаются вдоль одной линии

Б) в том, что источники и сейсмоприемники покрывают некоторую площадь

В) в том, что регистрируются различия в сейсмограммах нескольких сейсмических исследований, проводимых на одной и той же площади (вдоль одного и того же профиля), но в разное время, с целью суждения о процессах и изменениях, произошедших за время между сейсмическими исследованиями

Е) нет правильного ответа

130. По данным каких исследований обосновывается положение ГВК?

а) по данным геофизических исследований скважин в около скважинном пространстве

б) по данным гидродинамических исследований

в) по данным лабораторных исследований кернов и физико-химических исследований пластовых флюидов

г) по данным гравиметрической и магниторазведки

д) по данным геодинимических исследований

е) нет правильного ответа

131. Коэффициент насыщенности это ...

а) это весь нефтегазонасыщенный интервал, включая глинистые низкопроницаемые прослои

б) это суммарная толщина всех продуктивных нефтенасыщенных песчаных слоев вскрываемых скважиной

в) отношение суммарной толщины песчаников к общей толщине пород, слогающих продуктивный горизонт

г) толщина пласта включая глинистые непроницаемые прослои

д) отношение общей толщины пласта к суммарной толщине песчаников

д) нет правильного ответа

132. Расчлененность это ...

а) это весь нефтегазонасыщенный интервал, включая глинистые низкопроницаемые прослои

б) это суммарная толщина всех продуктивных нефтенасыщенных песчаных слоев вскрываемых скважиной

в) отношение суммарной толщины песчаников к общей толщине пород, слогающих продуктивный горизонт

г) толщина пласта включая глинистые непроницаемые прослои

д) отношение суммарного числа песчаных пластов и пропластков, вскрытых скважинами, к общему числу пробуренных скважин

е) нет правильного ответа

133. Что такое эффективная мощность пласта?

а) это весь нефтегазонасыщенный интервал, включая глинистые низкопроницаемые прослои

б) это суммарная толщина всех продуктивных нефтенасыщенных песчаных слоев вскрываемых скважиной

в) это толщина водонасыщенных слоев

г) это толщина пласта включая глинистые непроницаемые прослои

д) нет правильного ответа

134. Что такое пористость?

А) это наличие в горной породе пустот

Б) это способность горной породы пропускать через себя флюиды

В) это содержание нефти, газа или воды в горной породе

Е) нет правильного ответа

135. Источником данных пористости являются ...

А) керновые исследования

Б) геофизические исследования

В) гидродинамические исследования

Д) физико-химические исследования

Е) газоконденсатные исследования

Е) нет правильного ответа

136. На каком этапе формирования углеводородной ловушки, в ней появляется остаточная (связанная) вода?

А) эта вода была в ней еще до момента накопления углеводородов

Б) эта вода поступила в ловушку вместе с углеводородами

В) эта вода поступила в ловушку уже во время разработки месторождения

Е) нет правильного ответа

137. Источником данных о насыщенности коллектора являются ...

А) керновые исследования

Б) геофизические исследования

В) гидродинамические исследования

Д) физико-химические исследования

Е) газоконденсатные исследования

Е) нет правильного ответа

138. Что такое плотность?

А) это отношение массы вещества к его объему

Б) это отношение объема вещества к его массе

В) это свойство жидкости или газа сопротивляться перемещению одних

частей относительно других

Г) нет правильного ответа

139. В чем измеряется плотность в системе СИ?

А) кг/м³

Б) м³/кг

В) Па*с

Д) с*Па

Г) нет правильного ответа

140. По какой формуле можно рассчитать плотность природного газа?

А) $\rho_{\text{см}}(P, T) = \frac{M_{\text{см}} P}{ZRT}$;

Б) $\rho_{\text{см}}(P, T) = 2,694 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{\text{см}} \frac{P}{ZT}$;

В) $\rho_{\text{см}}(P, T) = \frac{\rho_{\text{см}}}{\rho_e} \frac{P}{1,293} = \frac{M_{\text{см}}}{28,96}$

Г) $\rho_{\text{см}}(P, T) = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P} \approx \frac{1}{P}$

Д) нет правильного ответа

141. Что понимается под нормальными физическими условиями?

А) Давление равно атмосферному (0,1013 МПа), температура равна 273 К

Б) Давление равно атмосферному (1,013 МПа), температура равна 293 К

В) Давление равно атмосферному (10,13 МПа), температура 0 К

Г) нет правильного ответа

142. Что понимается под нормальными физическими условиями?

А) $P_{\text{атм}}=0,1013$ МПа и $T=273$ К

Б) $P_{\text{атм}}=1,013$ МПа и $T=293$ К

В) $P_{\text{атм}}=10,13$ МПа и $T=283$ К

Г) нет правильного ответа

143. Что понимается под стандартными условиями?

А) Давление равно атмосферному (0,1013 МПа), температура равна 293 К

Б) Давление равно атмосферному (1,013 МПа), температура равна 273 К

В) Давление равно атмосферному (10,13 МПа), температура 0 К

Д) Давление равно атмосферному (1,013 МПа), температура равна 293 К

Г) нет правильного ответа

144. Что понимается под стандартными условиями?

А) $P_{\text{атм}}=0,1013$ МПа и $T=293$ К

Б) $P_{\text{атм}}=1,013$ МПа и $T=293$ К

В) $P_{\text{атм}}=10,13$ МПа и $T=283$ К

Д) $P_{\text{атм}}=0,1013$ МПа и $T=20$ К

Г) нет правильного ответа

145. Что представляет собой относительная плотность природного газа?

А) представляет собой, при нормальных физических условиях, отношение плотности данного газа $\rho_{\text{см}}$ к плотности воздуха ρ_e

Б) представляет собой, при нормальных физических условиях, отношение плотности воздуха ρ_e к плотности данного газа $\rho_{\text{см}}$

В) представляет собой, при нормальных физических условиях, отношение массы вещества к его объему

Д) представляет собой, при нормальных физических условиях, свойство жидкости или газа сопротивляться перемещению одних частиц относительно других

Г) нет правильного ответа

146. Чему равна плотность воздуха при нормальных физических условиях?

А) 1,293 кг/м³

Б) 1,293 м³/кг

В) 0,55 кг/м³

Д) 16,043 м³/кг

Г) нет правильного ответа

147. По какой формуле можно рассчитать относительную плотность природного газа?

А) $\Delta_{\text{см}} = \frac{\rho_{\text{см}}}{\rho_e} = \frac{\rho_{\text{см}}}{1,293} = \frac{M_{\text{см}}}{28,96}$

Б) $\Delta_{\text{см}} = 2,694 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{\text{см}} \frac{P}{ZT}$;

В) $\Delta_{\text{см}} = \frac{M_{\text{см}} P}{ZRT}$;

Д) $\Delta_{\text{см}} = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P} \approx \frac{1}{P}$

148. Если относительная плотность газа по воздуху меньше единицы, то газ легче воздуха и будет улетучиваться (правда, не правда).

А) правда

Б) не правда

149. Если относительная плотность газа по воздуху больше единицы, то газ легче воздуха и будет улетучиваться (правда, не правда).

А) правда

Б) не правда

150. Если относительная плотность газа по воздуху больше единицы, тогда газ (смесь) тяжелее воздуха и будет в случае утечки скапливаться в пониженных частях (правда, не правда).

А) правда

Б) не правда

151. Если относительная плотность газа по воздуху меньше единицы, тогда газ (смесь) тяжелее воздуха и будет в случае утечки скапливаться в пониженных частях (правда, не правда).

А) правда

Б) не правда

152. Что будет происходить с плотность природного газа при снижении давления?

А) плотность будет тоже уменьшаться

Б) плотность будет увеличиваться

В) плотность не изменится

Г) нет правильного ответа

153. Что будет происходить с плотность природного газа при повышении

давления?

- А) плотность будет тоже увеличиваться
- Б) плотность будет уменьшаться
- В) плотность не изменится
- Г) нет правильного ответа

154. Что будет происходить с плотность природного газа при снижении температуры?

- А) плотность будет тоже уменьшаться
- Б) плотность будет увеличиваться
- В) плотность не изменится
- Г) нет правильного ответа

155. Что будет происходить с плотность природного газа при повышении температуры?

- А) плотность будет тоже повышаться
- Б) плотность будет понижаться
- В) плотность не изменится
- Г) нет правильного ответа

156. Что такое вязкость?

- А) это отношение массы вещества к его объему
- Б) это отношение объема вещества к его массе
- В) это свойство жидкости или газа сопротивляться перемещению одних частиц относительно других

Г) нет правильного ответа

157. В чем измеряется вязкость в системе СИ?

- А) кг/м³
- Б) м³/кг
- В) Па*с
- Д) с*Па

Г) нет правильного ответа

158. Что будет происходить с вязкостью природного газа находящегося при атмосферном давлении, над которым будет осуществляться повышение температуры?

- А) вязкость будет тоже повышаться
- Б) вязкость будет понижаться
- В) вязкость не изменится
- Г) нет правильного ответа

159. Что будет происходить с вязкостью природного газа находящегося при атмосферном давлении, над которым будет осуществляться понижение температуры?

- А) вязкость будет тоже понижаться
- Б) вязкость будет повышаться
- В) вязкость не изменится
- Г) нет правильного ответа

160. Что будет происходить с вязкостью природного газа находящегося при давлении более 30 МПа, над которым будет осуществляться повышение

температуры?

- А) вязкость будет тоже повышаться
- Б) вязкость будет понижаться
- В) вязкость не изменится
- Г) нет правильного ответа

161. Что будет происходить с вязкостью природного газа находящегося при давлении более 30 МПа, над которым будет осуществляться понижение температуры?

- А) вязкость будет тоже понижаться
- Б) вязкость будет повышаться
- В) вязкость не изменится
- Г) нет правильного ответа

162. Что такое сжимаемость газа?

А) это относительное изменение объема занимаемого газом, деленное на единичное изменение давления

Б) это безразмерный параметр, показывающий во сколько раз объем газа при стандартных условиях больше объема, который занимает этот газ в пластовых условиях

В) это безразмерный коэффициент, который вводится в уравнение состояния Менделеева-Клапейрона, для того чтобы учитывать отклонение реального газа от законов идеального

Г) нет правильного ответа

163. По какой формуле можно рассчитать сжимаемость газа?

А)
$$\beta_g = \frac{M_{cv} P}{ZRT};$$

Б)
$$\beta_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P} \approx \frac{1}{P}$$

В)
$$\beta_g = 2,694 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{cv} \frac{P}{ZT};$$

Г)
$$\beta_g = \frac{P}{1,293} = \frac{M}{28,96}$$

164. Чему равно атмосферное давление в Па и МПа?

- а) 101325 Па и 0,01 МПа
- б) 101325 Па и 1 МПа
- в) 101325 Па и 0,1 МПа
- г) 1013253 Па и 1 МПа

д) нет правильного ответа

165. Парциальное давление газа – это ...

а) давление создаваемое компонентом, входящим в состав газовой смеси занимающей какой-то объем, которое он оказывал бы, если бы в данном объеме при неизменной температуре он был бы один

б) начальное давление на приведенной глубине залежи, которая соответствует горизонтальному сечению пласта, деленному массу газа,

содержащемуся в этом пласте, пополам

в) давление, создаваемое гидростатическим столбом газа равно произведению плотности газа на ускорение свободного падения и на высоту столба газа

г) нет правильного ответа

166. Дросселирование это...

а) расширение газа при прохождении через местное гидравлическое сопротивление (вентиль, сужение трубопровода и т.д.), сопровождающееся изменением температуры (для реального газа происходит охлаждение температуры)

б) процесс, при котором происходит испарение легких углеводородных компонентов находящихся в смеси при понижении давления ниже давления насыщения

в) процесс, при котором происходит конденсация тяжелых углеводородных компонентов находящихся в смеси газоконденсатов при повышении давления выше давления конденсации

г) процесс, при котором происходит конденсация тяжелых углеводородных компонентов находящихся в смеси газоконденсатов при снижении давления ниже давления конденсации

Г) нет правильного ответа

167. Коэффициентом Джоуля-Томсона называют...

а) отношение изменения температуры к изменению давления

б) относительное изменение объема занимаемого газом, деленное на единичное давление

в) безразмерный параметр, показывающий во сколько раз объем газа при стандартных условиях $V_{ст}$ больше объема, который занимает этот газ в пластовых условиях $V_{пл}$

г) безразмерный коэффициент, который вводится в уравнение состояния Менделеева-Клапейрона, для того чтобы учитывать отклонение реального газа от законов идеального

д) нет правильного ответа

168. Сколько периодов или стадий выделяют при разработке средних, крупных и уникальных месторождений природных газов?

а) 3

б) 4

в) 5

г) нет правильного ответа

169. При разработке газовых и газоконденсатных месторождений первым периодом разработки считается ...

а) период нарастающей добычи (данный период характеризуется разбуриванием месторождения, обустройством промысла и выводом месторождения на постоянную добычу, продолжительность от 1 до 7 лет)

б) период постоянной добычи (данный период продолжают до экономической нецелесообразности добурения скважин и наращивания мощностей дожимных компрессорных станций, добываются основные запасы

газа месторождения, порядка 60 % запасов и более)

в) период в который происходит постепенное снижение уровня годовой добычи

г) нет правильного ответа

170. При разработке газовых и газоконденсатных месторождений вторым периодом разработки считается ...

а) период нарастающей добычи (данный период характеризуется разбуриванием месторождения, обустройством промысла и выводом месторождения на постоянную добычу, продолжительность от 1 до 7 лет)

б) период постоянной добычи (данный период продолжают до экономической нецелесообразности добурения скважин и наращивания мощностей дожимных компрессорных станций, добываются основные запасы газа месторождения, порядка 60 % запасов и более)

в) период в который происходит постепенное снижение уровня годовой добычи

г) нет правильного ответа

171. При разработке газовых и газоконденсатных месторождений третьим периодом разработки считается ...

а) период нарастающей добычи (данный период характеризуется разбуриванием месторождения, обустройством промысла и выводом месторождения на постоянную добычу, продолжительность от 1 до 7 лет)

б) период постоянной добычи (данный период продолжают до экономической нецелесообразности добурения скважин и наращивания мощностей дожимных компрессорных станций, добываются основные запасы газа месторождения, порядка 60 % запасов и более)

в) период в который происходит постепенное снижение уровня годовой добычи

г) нет правильного ответа

172. Что такое сайклинг-процесс?

а) поддержание пластового давления путем обратной закачки в пласт сухого газа

б) процесс выпадения конденсата в пласте при разработке на истощение и снижении пластового давления ниже давления конденсации

в) процесс выделения газа при разработке нефтяных залежей на истощение и при снижении пластового давления ниже давления насыщения

г) нет правильного ответа

173. Как обозначается внешний контур газоносности?

а) (- · -);

б) (- · -);

в) (- x -);

г) (- xx -);

д) нет правильного ответа.

174. Как обозначается внутренний контур газоносности?

а) (- · -);

б) (- · -);

- в) $(-x-)$;
- г) $(-xx-)$;

д) нет правильного ответа.

175. Под пластовыми режимами газовых залежей понимают ...

- а) проявление движущих сил в пласте, обуславливающие приток газа к забоям скважин. Существуют два режима эксплуатации газовых залежей: газовый и водонапорный
- б) проявление движущих сил в пласте, обуславливающие приток газа к забоям скважин. Существуют четыре режима эксплуатации газовых залежей: упругий, газонапорный, режим растворенного газа и водонапорный
- в) нет правильного ответа

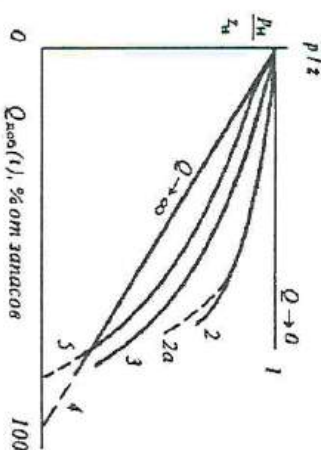
176. Чем характеризуется газовый режим?

- а) характеризуется тем, что в процессе разработки контурная или подошвенная вода практически не поступает в газовую залежь или отсутствует, а приток газа происходит только за счет упругой энергии сжатого газа
- б) характеризуется тем, что в процессе разработки в газовую залежь поступает контурная или подошвенная вода, а приток газа происходит как за счет упругой энергии сжатого газа, так и напором продвигавшейся в газовую залежь контурной или подошвенной воды
- в) нет правильного ответа

177. Чем характеризуется водонапорный режим?

- а) характеризуется тем, что в процессе разработки контурная или подошвенная вода практически не поступает в газовую залежь или отсутствует, а приток газа происходит только за счет упругой энергии сжатого газа
- б) характеризуется тем, что в процессе разработки в газовую залежь поступает контурная или подошвенная вода, а приток газа происходит как за счет упругой энергии сжатого газа, так и напором продвигавшейся в газовую залежь контурной или подошвенной воды
- в) нет правильного ответа

178. Какая из представленных линий на рисунке свидетельствует о проявлении газового режима?

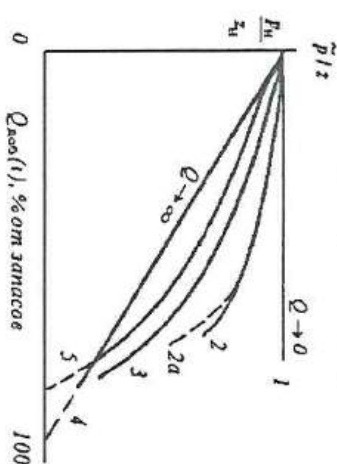


- а) 1
- б) 2,3,5а,

в) 4

г) нет правильного ответа

179. Какая из представленных линий на рисунке свидетельствует о проявлении водонапорного режима при реальных темпах разработки?



- а) 1
- б) 2,3,5
- в) 4

г) нет правильного ответа

180. Дополнительными источниками информации о проявлении водонапорного режима газовой залежи, могут быть ...

- а) данные об изменении давлений (уровней) в пьезометрических скважинах, пробуренных за пределами контура газоносности, показывающие реакцию водоносного бассейна на процесс разработки газовой залежи
- б) гидродинамические исследования на нестационарных режимах фильтрации, которые проводятся в газовых скважинах ежегодно
- в) гидродинамические исследования скважин на стационарных режимах фильтрации, которые проводятся в газовых скважинах раз в полгода
- г) газоконденсатные исследования
- д) нет правильного ответа

181. Дополнительными источниками информации о проявлении водонапорного режима газовой залежи, могут быть ...

- а) данные геофизических исследований скважин находящихся внутри внешнего контура газоносности, по которым можно проследить за положением раздела ГВК
- б) гидродинамические исследования на нестационарных режимах фильтрации, которые проводятся в газовых скважинах ежегодно
- в) гидродинамические исследования скважин на стационарных режимах фильтрации, которые проводятся в газовых скважинах раз в полгода
- г) газоконденсатные исследования
- д) нет правильного ответа
- 182. КИП это ...

А) показатель газоотдачи месторождения, выражающийся числом от нуля до единицы и характеризующий часть объема газа в залежи, приведенного к

поверхностным условиям, который может быть экономически рентабельно извлечен на поверхность

Б) отношение геологических запасов газа к извлекаемому, выражающийся числом больше единицы и характеризующий часть объема газа в залежи, который может быть экономически рентабельно извлечен на поверхность

В) нет правильного ответа

Ответы:

вопрос	ответ	вопрос	ответ	вопрос	ответ	вопрос	ответ
1	А	47	А	93	Б	139	А
2	А	48	Б	94	Г	140	А, Б
3	А	49	А	95	А	141	А
4	А, Б	50	А	96	Б	142,5	А
5	А	51	А	97	А	143	А
6	Д	52	А	98	А	144	А
7	Б	53	А	99	Б	145	А
8	Д	54	Б	100	А	146	А
9	В	55	В	101	Б	147	А
10	В	56	В	102	Б	148	А
11	Б	57	В	103	Д	149	Б
12	Б	58	Д	104	А	150	А
13	А	59	А	105	А	151	Б
14	Б	60	Г	106	Б	152	А
15	В	61	Б	107	В	153	А
16	Д	62	В	108	А	154	Б
17	Б	63	Г	109	А	155	Б
18	Г	64	А	110	Б	156	В
19	Д	65	А	111	В	157	В
20	Д	66	Б	112	В	158	А
21	А	67	Г	113	В	159	А
22	Б	68	А	114	Б	160	Б
23	А	69	А	115	А	161	Б
24	Г	70	А	116	Б	162	А
25	Д	71	А, Б, В, Г	117	Б	163	Б
26	Д	72	А	118	А	164	В
27	А	73	В	119	Б	165	А
28	А	74	Д	120	В	166	А
29	Б	75	А	121	Д	167	А
30	Д	76	А	122	Е	168	А
31	В	77	А	123	А	169	А
32	Г	78	Б	124	А	170	Б
33	А	79	Б	125	А	171	В
34	Д	80	Б	126	А	172	А
35	Д	81	Б	127	А	173	В
36	Б	82	Г	128	Б	174	Г
37	В	83	Б	129	В	175	А
38	Д	84	Г	130	А	176	А
39	А	85	Б	131	В	177	Б
40	А	86	Г	132	Д	178	В
41	Б, В	87	А	133	Б	179	Б

42	Г	88	Д	134	А	180	А
43	Г	89	А	135	А, Б	181	А
44	Б	91	Б	136	А	182	А
45	А	91	В	137	А, Б		
46	А	92	А	138	А		

Критерии оценивания

Оценка	Критерии оценки
5 (отлично)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: -последовательно, четко, связно, обоснованно и безошибочно излагает учебный материал; дает ответ в логической последовательности с использованием принятой терминологии; За выполнение практической работы: - уверенно и безошибочно применяет полученные знания в решении поставленных задач; - выполнил работу в рациональной последовательности и полном объеме; - самостоятельно выбрал и подготовил средства и методики для выполнения задания.
4 (хорошо)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: -ответ не удовлетворяет основным требованиям к ответу на оценку «5», но имеются затруднения при решении вопросов в новой ситуации; слушатель допускает 1-2 недочета и может их исправить самостоятельно или с небольшой помощью преподавателя. За выполнение практической работы: - слушатель выполнил требования к оценке 5 (отлично), но работа выполнена в не рациональной последовательности и/или допущены 2-3 недочета.
3 (удовлетворительно)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - в ответах в ходе собеседования имеются отдельные пробелы в усвоении учебного материала образовательной программы: слушатель допустил не более одной ошибки и двух недочетов. За выполнение практических работ: - слушатель выполнил практическую задачу не полностью, но объем выполненной части таков, что в основном позволяет получить правильные результаты и выводы, допущено не более 1 ошибки и 2-х недочетов.
2 (неудовлетворительно)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - не овладел основными знаниями и умениями в соответствии с требованиями программ и допустил больше ошибок и недочетов, чем необходимо для оценки 3 (удовлетворительно), не может ответить ни на один из поставленных вопросов. За выполнение практической работы: - слушатель не выполнил работу или объем выполненной части работы не позволяет сделать правильных выводов: все или большинство сформированных ответов не подтверждают контрольные шифры.

3.3 Учебно-методические материалы

1. Зогуля, Григорий Павлович. Физика нефтяного пласта = Retorphysics statim: учебное пособие для подготовки бакалавров и магистров по направлению 130500 "Нефтегазовое дело" и для подготовки дипломированных специалистов специальности 130503 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" / Г. П. Зогуля, Н. П. Кузнецов, А. К. Ягафаров; ТюмГНГУ. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2006.
2. Якушев, Владимир Станиславович. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений в сложных геологических условиях: учебное пособие для студентов, обучающихся по направлению подготовки магистратуры "Нефтегазовое дело" / В. С. Якушев; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - Москва: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2014. - 188 с. - <http://elb.eubk.ru/content/20773>
3. Физика нефтяного и газового пласта: учебное пособие / сост.: М. В. Коровкин, Н. Э. Пулькина. - Томск: Томский политехнический университет, 2019. - 80 с. - URL: <http://www.iprbookshop.ru/96094.html>.
4. Амикс Д. Физика нефтяного пласта / Амикс Д., Басед, Уайтинг Р. Перевод с англ. М., Гостоптехиздат, 1962.
5. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи / Под ред. У. Лайонза и Г. Пизага – Пер. с англ. – СПб.: Профессия, 2009. – 952 с.
6. Брилл Дж. П. Многофазный поток в скважинах / Брилл Дж. П., Мукерджи Х. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 стр.
7. Эрлагер Р.мл. Гидродинамические методы исследования скважин. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 512 стр.
8. Гиматуллин Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта: учебник для вузов/ Ш.К. Гиматуллин, А.И. Ширковский – Москва: Недра, 1982.– 311 с.
9. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / Перевод с английского. – М.: ООО «Премимум Инжиниринг», 2009 – 570 с.
10. Уолш М. Первичные методы разработки месторождений углеводородов / Уолш М., Лейк Л. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 672 с.

11. Коротав Ю.П. Добыча, транспорт и подземное хранение газа / Коротав Ю. П., Ширковский А.И. Учебник для вузов. – М.: Недра, 1984, 486 с.

12. Казарян В.А. Подземное хранение газов и жидкостей. – М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. -432 с.

13. А.И.Гриценко, З.С. Агиев, О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Г.А. Зотов / Руководство по исследованию скважин. – М.:Наука, 1995. – 523 с.

14. Кэрролл Джон / Гидраты природного газа. Перевод с английского. – М.: ЗАО «Премимум Инжиниринг», 2007. -316 с.

15. Вахирев Р.И. Коротав Ю.П. Кабанов Н.И. Теория и опыт добычи газа. - М. ОАО "Издательство "Недра", 1998. - 479 с.

16. Вахирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. 2002. - 880с.

17. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. –М.: «Струна», - 1998. -628с.

4. ОРГАНИЗАЦИОННО-ПЕДАГОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ДИСЦИПЛИНЫ

4.1 Материально-технические условия

Наименование специализированных учебных помещений	Вид занятий	Наименование оборудования, программного обеспечения
Компьютерный класс	Лекции, практические задания	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.2 Условия для функционирования электронно-образовательной среды

Электронные информационные ресурсы	Вид занятий	Наименование оборудования
Система поддержки учебного процесса Edision	Лекции, практические задания, промежуточная аттестация	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.3 Базы данных, информационно-справочные и поисковые системы, электронные каталоги

1. БС «Издательства Лань» / Режим доступа: <http://e.lanbook.com>
2. ЭБС «Электронного издательства ЮРАИТ» / Режим доступа: www.biblio-online.ru
3. Собственная полнотекстовая база (ПБД) БИК ТИУ - / Режим доступа: <http://e.lanbook.com>
4. Научная электронная библиотека «eLIBRARY.RU» / Режим доступа: <http://elibrary.ru/>
5. ЭБС «IPRbooks» / Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/>
6. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина / Режим доступа: <http://elib.gubkin.ru/>
7. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГНТУ (г. Уфа) / Режим доступа: <http://bibl.rusoil.net>
8. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГТУ (г. Ухта) / Режим доступа: <http://lib.ugtu.net/books>
9. ЭБС «Перспект» / Режим доступа: <http://ebs.prospekt.org>
10. ЭБС «Консультант студент» / Режим доступа: <http://www.studentlibrary.ru>

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО И ДИСТАНЦИОННОГО ОБРАЗОВАНИЯ**

УТВЕРЖДАЮ

Директор _____ А.В. Медведев

« » _____ 202 г.



РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

**дисциплины «Проектирование разработки газовых и газоконденсатных
месторождений»**

**программы профессиональной переподготовки
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Общая трудоемкость - 60 часов

Лекции – 24 часа

Практические занятия – 14 часов

Самостоятельная работа – 22 часа

Рабочую программу разработал:
к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ



А.В. Саранча

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий кафедрой РЭНГМ
«04» 06 2024г.



С.И. Грачев

Начальник отдела проектирования
образовательных программ ИДДО
«04» 06 2024г.



Л.В. Скоморохова

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ДИСЦИПЛИНЫ

Цель освоения дисциплины – изучение процесса исследования, формирования, обоснования и выбора оптимального варианта системы разработки, способной обеспечить рентабельность инвестиций в освоение нефтяного месторождения при соблюдении условий рационального недропользования и экологической безопасности.

Задачи дисциплины: решение различных вопросов, связанных с получением информации об объекте исследований; особенностями разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений; технологиями добычи, сбора, промысловой подготовки и транспорта продукции скважин; особенностями проектирования разработки и обустройства газовых и газоконденсатных месторождений.

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих результатов освоения (компетенций):

Профессиональные компетенции	В результате изучения дисциплины слушатели должны			Способ измерения образовательных результатов
	знать	уметь	иметь практический опыт	
ПК-2 Способность осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья	- технологии нефтегазового производства; - энергосберегающие технологии при эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья; - анализировать и оценивать эффективность работы основного и вспомогательного оборудования по добыче углеводородного сырья на основе внедрения новой техники и технологий; - применять передовой опыт в области эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья	- осуществлять технологические процессы строительства, ремонта оборудования хранения углеводородного сырья; - анализировать и оценивать эффективность работы основного и вспомогательного оборудования по добыче углеводородного сырья на основе внедрения новой техники и технологий; - применять передовой опыт в области эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья	- корректировка технологических процессов при строительстве, ремонте и эксплуатации оборудования хранения углеводородного сырья; - разработка мероприятий по оптимизации технологических процессов и повышению эффективности и надежности работы оборудования по добыче углеводородного сырья; - контроль разработки направленных на предупреждение аварий,	Выполнение практической работы, зачет (в форме тестирования), самоконтроль при выполнении самостоятельной работы

ПК-9 Способность составлять в соответствии с установленными требованиями типовые проектные, технологические документы	- требования к выполнению типовых проектных, технологических документов, методов проведения технических расчетов и определения эффективности эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья; - анализировать и оптимизировать параметры работы оборудования по добыче углеводородного сырья; - анализировать мероприятия по оптимизации добычи сырья и устраниению (снижению) вредного влияния факторов (образования гидратов, АСПО, водонефтяных эмульсий, отложения солей) на работу скважин и скважинного оборудования	- выполнять типовые задачи в рамках проектной работы, разрабатывать техническую документацию; - анализировать и обрабатывать технические параметры работы оборудования по добыче углеводородного сырья; - анализировать мероприятия по оптимизации добычи сырья и устраниению (снижению) вредного влияния факторов (образования гидратов, АСПО, водонефтяных эмульсий, отложения солей) на работу скважин и скважинного оборудования	инцидентов, отказов оборудования по добыче углеводородного сырья
--	--	---	--

2. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Освоение обучающимися дисциплины осуществляется на лекционных и практических занятиях, в процессе самостоятельной подготовки. В рамках используется дисциплины изучения система поддержки учебного процесса Edison, в которой размещены электронные учебно-методические комплексы (ЭУМК), разработанные преподавателями ТИУ.

В состав ЭУМК входят: лекционные материалы (презентации, конспекты лекций, электронные учебники), задания для практических

занятий (с примерами решений), задания для самостоятельной работы, контрольно-измерительные материалы (вопросы к итоговой аттестации по курсу, тестовые задания), список рекомендуемой литературы, включая интернет-ресурсы.

Перечень лекционных занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Общие сведения о месторождении	1
2	Геолого-физическая характеристика месторождения	1
3	Цифровые модели месторождения	1
4	Состояние разработки месторождения	1
5	Проектирование разработки месторождения	2
6	Методы повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов	2
7	Экономическая оценка вариантов разработки	2
8	Технико-экономический анализ вариантов разработки	2
9	Конструкция и технология бурения скважин, методы вскрытия и освоения пластов	2
10	Техника и технологии добычи углеводородов	2
11	Контроль и регулирование разработки месторождения	1
12	Программа доработки и исследовательских работ	2
13	Маркетингово-геоэкономические работы	1
14	Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с использованием недр	1
15	Мероприятия по рациональному использованию и охране недр	1
16	Мероприятия по охране окружающей среды и обеспечению экологической безопасности при использовании недр	1
17	Сроки и условия выполнения работ по консервации или ликвидации скважин, промышленных объектов, рекультивации земель	1
ИТОГО:		24

Перечень практических (лабораторных) занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Расчет коэффициента сверхсжимаемости графическим способом	4
2	Оценка запасов газа на месторождении	6
3	Расчет длительности периодов разработки	4
ИТОГО:		14

Перечень тем самостоятельной работы

№ п/п	Содержание и вид работ	Трудоемкость (час.)
1	Расчет коэффициента сверхсжимаемости расчетным путем	5
2	Повторение текущей классификации запасов	12

3	Повторение материала по периодам разработки газовых месторождений	5
ИТОГО:		22

3. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

3.1 Для оценки качества освоения дисциплины применяется текущий контроль, промежуточная аттестация.

Формой текущего контроля является оценка выполнения практических занятий и самоконтроль при выполнении самостоятельных работ.

Для оценки освоения дисциплины проводится промежуточная аттестация. Формой промежуточной аттестации является зачет, проводимый в форме тестирования.

3.2 Оценочные материалы промежуточной аттестации:

Дисциплина предусматривает изучение теоретической и практической части, выполнение практических заданий и промежуточная аттестация. По итогам выполнения всех видов работ выставляется зачет.

Вид работ	Баллы
Выполнение практических заданий	5-10 баллов за каждое задание Итого: максимум 30 баллов
Выполнение конспектов лекций	30
Тест	До 40
Итого:	100

Задания для выполнения практических работ: (проектные компетенции ПК-2, ПК-9)

Задание 1

Расчитать коэффициент сверхсжимаемости графическим способом.

Задание 2

Подсчитать запасы газового месторождения.

Задание 3

1. Подсчитать начальные запасы газовой залежки, если известно, что плотность пластовой воды 1020 кг/м³, величина отклонения от нормального гидростатического давления на уровне ГВК, составляет 115000 Па.

2. Рассчитать в течение, какого периода будет поддерживаться устойчивый уровень добычи, если известно, что водоносная область невелика, и можно применить уравнение материального баланса для

залежи, работающей в условиях газового режима. Также есть условия, что в первые два года разработки месторождения, отбор должен увеличиться от нуля до q_{12} . Известно минимальное пластовое давление $P_{\text{кон}}$ необходимое для доставки требуемого количества газа к пункту сбора.

3. После того как поддерживать устойчивый уровень добычи станет невозможным, расход газа будет уменьшаться экспоненциально, на 20 % каждый год, до уровня минимальной суточной добычи $q_{\text{кон}}$, при котором разработка данного месторождения становится нерентабельной и будет закончена. Рассчитать накопленную добычу на момент прекращения разработки, конечный коэффициент извлечения газа, и какова будет продолжительность всего периода разработки залежи.

Вопросы к зачету по дисциплине:

(проверяемые компетенции ПК-2, ПК-9)

1. Технический проект разработки может составляться для ...

- для месторождения в целом
- для отдельного объекта разработки месторождения при соответствующем обосновании его выделения
- для нескольких мелких месторождений, расположенных в пределах выделенного одному недропользователю лицензионного участка недр
- нет правильного ответа

2. Проект пробной разработки месторождения (залежи) составляют

- для уточнения геофизических, добычных и других характеристик коллекторов и насыщающих их флюидов на период до 3 лет
- на период до 5 лет для промышленных испытаний новой техники и новых технологий разработки, а также ранее известных технологий, требующих апробации в конкретных геолого-физических условиях рассматриваемого месторождения
- для начальной стадии промышленной разработки месторождения, определяя систему разработки месторождения на период его разбуривания основным эксплуатационным фондом скважин
- для основной стадии промышленной разработки месторождения после ввода в эксплуатацию не менее 70% скважин основного фонда

3. Технологическую схему опытно-промышленной разработки месторождения составляют ...

- для уточнения геофизических, добычных и других характеристик коллекторов и насыщающих их флюидов на период до 3 лет
- на период до 5 лет для промышленных испытаний новой техники и новых технологий разработки, а также ранее известных технологий,

требующих апробации в конкретных геолого-физических условиях рассматриваемого месторождения

- для начальной стадии промышленной разработки месторождения, определяя систему разработки месторождения на период его разбуривания основным эксплуатационным фондом скважин

- для основной стадии промышленной разработки месторождения после ввода в эксплуатацию не менее 70% скважин основного фонда

4. Технологическую схему разработки составляют ...

- для уточнения геофизических, добычных и других характеристик коллекторов и насыщающих их флюидов на период до 3 лет
- на период до 5 лет для промышленных испытаний новой техники и новых технологий разработки, а также ранее известных технологий, требующих апробации в конкретных геолого-физических условиях рассматриваемого месторождения

- для начальной стадии промышленной разработки месторождения, определяя систему разработки месторождения на период его разбуривания основным эксплуатационным фондом скважин

- для основной стадии промышленной разработки месторождения после ввода в эксплуатацию не менее 70% скважин основного фонда

5. Технологический проект разработки составляют ...

- для уточнения геофизических, добычных и других характеристик коллекторов и насыщающих их флюидов на период до 3 лет
- на период до 5 лет для промышленных испытаний новой техники и новых технологий разработки, а также ранее известных технологий, требующих апробации в конкретных геолого-физических условиях рассматриваемого месторождения

- для начальной стадии промышленной разработки месторождения, определяя систему разработки месторождения на период его разбуривания основным эксплуатационным фондом скважин

- для основной стадии промышленной разработки месторождения после ввода в эксплуатацию не менее 70% скважин основного фонда

6. Новый проектный документ составляется в случае отклонения фактической годовой добычи свободного газа (газа газовых залежей) от проектной величины на ...

- ±10%.
- ±15%.
- ±20%.
- ±25%.

7. В каких случаях составляется новый проектный документ?

- Существенное изменение представлений о геологическом строении эксплуатационных объектов при их разбуривании и разработке

- необходимость изменения эксплуатационных объектов

- истечение срока действия предыдущего проектного документа

- отклонения фактической годовой добычи свободного газа на 18 %

8. В каком разделе проектного документа на разработку указывают его административное расположение?

- В разделе «Общие сведения о месторождении»

- В разделе «Геолого-физическая характеристика месторождения»

- В разделе «Состояние разработки месторождения»

- В разделе «Проектирование разработки месторождения»

9. В каком разделе проектного документа на разработку приводится литолого-стратиграфический разрез?

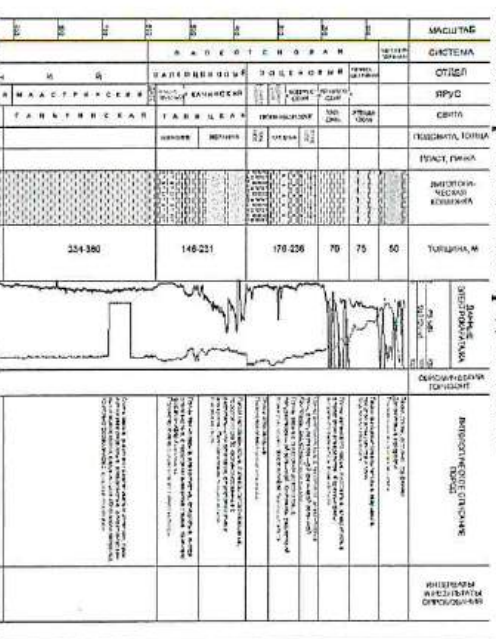
- В разделе «Общие сведения о месторождении»

- В разделе «Геолого-физическая характеристика месторождения»

- В разделе «Состояние разработки месторождения»

- В разделе «Проектирование разработки месторождения»

10. На картинке ниже представлен ...



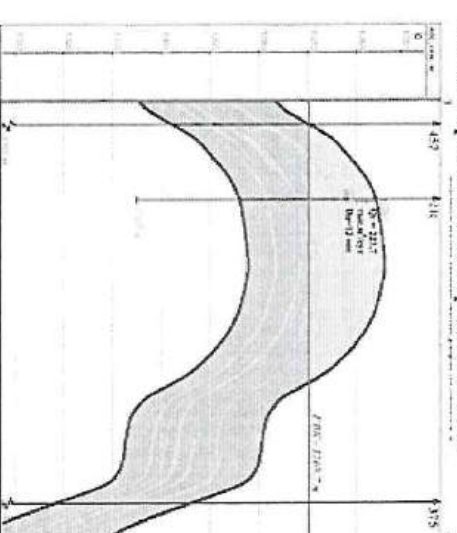
- Литолого-стратиграфический разрез

- Геологический разрез

- Структурная карта

- Разрез эффективных газонасыщенных толщин

11. На картинке ниже представлен ...



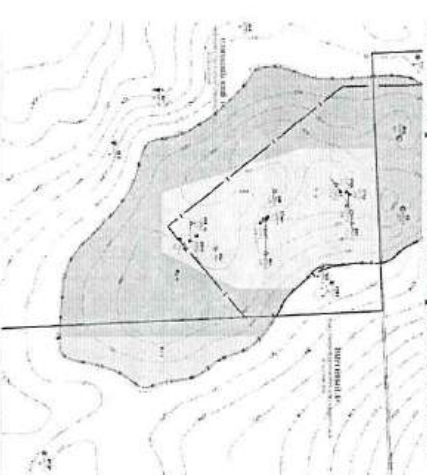
- Литолого-стратиграфический разрез

- Геологический разрез

- Структурная карта

- Разрез эффективных газонасыщенных толщин

12. На картинке ниже представлен ...



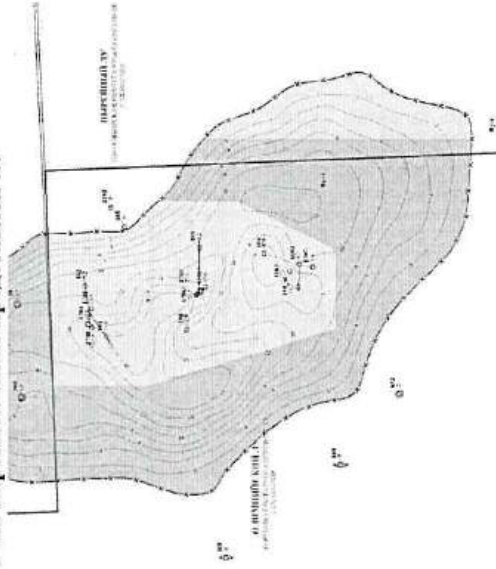
- Литолого-стратиграфический разрез

- Геологический разрез

- Структурная карта

- Разрез эффективных газонасыщенных толщин

13. На картинке ниже представлен ...



- Литолого-стратиграфический разрез
- Геологический разрез
- Структурная карта
- Карты эффективных газонасыщенных толщин

14. В каком разделе проектного документа на разработку приводят характеристику запасов углеводородного сырья?

- В разделе «Общие сведения о месторождении»
- В разделе «Геолого-физическая характеристика месторождения»
- В разделе «Состояние разработки месторождения»
- В разделе «Проектирование разработки месторождения»

15. В каком разделе проектного документа на разработку приводятся сведения по построению электронных геологических и гидродинамических трехмерных графических копий месторождения?

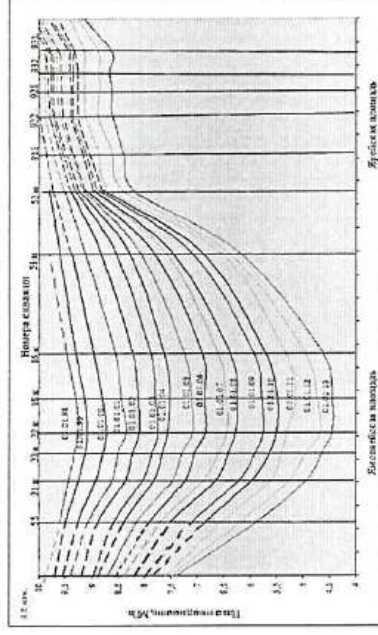
- В разделе «Цифровые модели месторождения»
- В разделе «Геолого-физическая характеристика месторождения»
- В разделе «Состояние разработки месторождения»
- В разделе «Проектирование разработки месторождения»

16. В каком разделе проектного документа на разработку приводят историю проектирования разработки месторождения?

- В разделе «Цифровые модели месторождения»
- В разделе «Геолого-физическая характеристика месторождения»
- В разделе «Состояние разработки месторождения»

- В разделе «Проектирование разработки месторождения»

17. На картинке ниже представлен ...



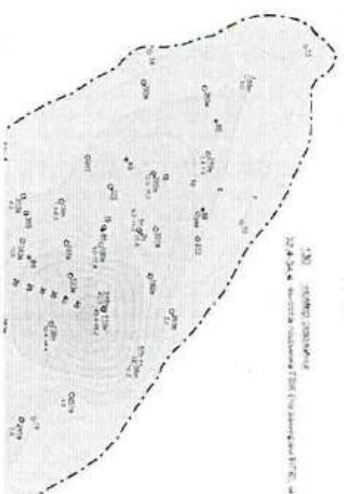
- Продольный профиль падения пластового давления
- Распределение скважин по накопленной добычи
- Карта изобар
- Карта подъема ГВК

18. На картинке ниже представлен ...



- Продольный профиль падения пластового давления
- Распределение скважин по накопленной добычи
- Карта изобар
- Карта подъема ГВК

19. На картинке ниже представлен ...



- Продольный профиль падения пластового давления
- Распределение скважин по накопленной добычи
- Карта изобар
- Карта подъема ГВК

20. Что означает разукрупнение эксплуатационных объектов?

- Означает объединение двух пластов схожих по параметрам для извлечения из них газа единой сеткой скважин
- Означает разделение ранее выделенного эксплуатационного объекта на два и более
- Означает присоединение еще одного или более пластов к эксплуатационному объекту, ранее уже включавшему два и более пласта

21. В каком разделе проектного документа на разработку обосновывают очередность ввода эксплуатационных объектов в разработку?

- В разделе «Цифровые модели месторождения»
- В разделе «Геолого-физическая характеристика месторождения»
- В разделе «Состояние разработки месторождения»
- В разделе «Проектирование разработки месторождения»

22. Для газоконденсатных месторождений (объектов разработки) с содержанием в пластовом газе углеводородов C5+ более какого значения необходимо рассматривать возможность применения сайклинг-процесса?

- более 150 г/м.куб
- более 250 г/м.куб
- более 50 г/м.куб
- более 350 г/м.куб

23. В каком разделе проектного документа на разработку приводятся необходимые обоснования капитальных вложений и эксплуатационных затрат по основному и альтернативным вариантам разработки?

- В разделе «Экономический анализ вариантов разработки»
- В разделе «Геолого-физическая характеристика месторождения»
- В разделе «Состояние разработки месторождения»
- В разделе «Проектирование разработки месторождения»

24. В каком разделе проектного документа на разработку приводится анализ эффективности проведения ГРП?

- В разделе «Методы повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов»
- В разделе «Геолого-физическая характеристика месторождения»
- В разделе «Состояние разработки месторождения»
- В разделе «Проектирование разработки месторождения»

25. В каком разделе проектного документа на разработку проводится анализ чувствительности проекта к риску?

- В разделе «Экономический анализ вариантов разработки»
- В разделе «Технико-экономический анализ вариантов разработки»
- В разделе «Состояние разработки месторождения»
- В разделе «Проектирование разработки месторождения»

Ответы:

вопрос	ответ	вопрос	ответ	вопрос	ответ	вопрос	ответ
1	1, 2, 3	8	1	15	1	22	2, 3, 4
2	1	9	2	16	3	23	1
3	2	10	1	17	1	24	1
4	3	11	2	18	3	25	2
5	4	12	3	19	4		
6	3, 4	13	4	20	2		
7	1, 2, 3	14	21	21	4		

3.3 Учебно-методические материалы

- Алиев З.С., Бондаренко В.В. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений / Печорское время, Печора, 2002 г., 894 стр.
- ГОСТ Р 55414-2013 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Требования к техническому проекту разработки

4. ОРГАНИЗАЦИОННО-ПЕДАГОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ДИСЦИПЛИНЫ

4.1 Материально-технические условия

Наименование специализированных учебных помещений	Вид занятий	Наименование оборудования, программного обеспечения
Компьютерный класс	Лекции, практические задания	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.2 Условия для функционирования электронно-образовательной среды

Электронные информационные ресурсы	Вид занятий	Наименование оборудования
Система поддержки учебного процесса Ediscop	Лекции, практические задания, промежуточная аттестация	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.3 Базы данных, информационно-справочные и поисковые системы, электронные каталоги

1. БС «Издательства Лань» / Режим доступа: <http://e.lanbook.com>
2. ЭБС «Электронного издательства ЮРАИТ» / Режим доступа: www.biblio-online.ru
3. Собственная полнотекстовая база (ПБД) БИК ТИУ - / Режим доступа: <http://e.lanbook.com>
4. Научная электронная библиотека «eLIBRARY.RU» / Режим доступа: <http://elibrary.ru/>
5. ЭБС «IPRbooks» / Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/>
6. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина / Режим доступа: <http://elib.gubkin.ru/>
7. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГНТУ (г. Уфа) / Режим доступа: <http://bibl.ugtu.net>
8. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГТУ (г. Ухта) / Режим доступа: <http://lib.ugtu.net/books>
9. ЭБС «Проспект» / Режим доступа: <http://ebs.prospekt.org>
10. ЭБС «Консультант студент» / Режим доступа: <http://www.studentlibrary.ru>

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО И ДИСТАНЦИОННОГО ОБРАЗОВАНИЯ**

УТВЕРЖДАЮ

Директор

А.В. Медведев

« 08 » 10 2024 г.



РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

**дисциплины «Проектирование разработки нефтяных месторождений»
программы профессиональной переподготовки
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Общая трудоемкость – 60 часов

Лекции – 24 часа

Практические занятия – 14 часов

Самостоятельная работа – 22 часа

Рабочую программу разработал:
доцент кафедры РЭНГМ



А.В. Саранча

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий кафедрой РЭНГМ
«04» 06 2024г.



С.И. Грачев

Начальник отдела проектирования
образовательных программ ИДДО
«04» 06 2024г.



Л.В. Скоморохова

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ДИСЦИПЛИНЫ

Цель освоения дисциплины – изучение процесса исследования, формирования, обоснования и выбора оптимального варианта системы разработки, способной обеспечить рентабельность инвестиций в освоение нефтяного месторождения при соблюдении условий рационального недропользования и экологической безопасности.

Задачи дисциплины:

- выбор систем и технологий разработки месторождений;
- планирование работ по регулированию разработки месторождений;
- моделирование и расчеты процессов вытеснения нефти из пластов;
- проектирование разработки месторождения;
- планирование и реализация выбранного метода разработки;
- определение рациональной системы воздействия на пласт;
- прогнозирование показателей разработки месторождения.

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих результатов освоения (компетенций):

Профессиональные компетенции	В результате изучения дисциплины слушатели должны			Способ измерения образовательных результатов
	знать	уметь	иметь практический опыт	
ПК-2 Способность осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья	- технологии нефтегазового производства; - энергосберегающие технологии при эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья; - анализировать и оценивать эффективность работы основного и вспомогательного оборудования по добыче углеводородного сырья на основе внедрения новой техники и технологий; - применять передовой опыт в области эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья	- осуществлять технологические процессы строительства, ремонта оборудования хранения углеводородного сырья; - анализировать и оценивать эффективность работы основного и вспомогательного оборудования по добыче углеводородного сырья на основе внедрения новой техники и технологий; - применять передовой опыт в области эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья	- корректировка технологических процессов при строительстве, ремонте и эксплуатации оборудования транспорта и хранения углеводородного сырья; - разработка мероприятий по оптимизации технологических процессов и повышению эффективности и надежности работы оборудования по добыче углеводородного сырья; - контроль выполнения самостоятельной работы	Выполнение практической работы, зачет (в форме тестирования), самоконтроль при выполнении самостоятельной работы

ПК-9 Способность составлять в соответствии с установленными требованиями типовые проектные, технологические документы; - методы проведения технологических расчетов и определения эффективности эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья; - анализировать мероприятия по оптимизации добычи углеводородного сырья и устранению (снижению) вредного влияния факторов (образованная гидратов, АСПО, водонефтяных эмульсий, отложения солей) на работу скважин и скважинного оборудования	- требования к типовым проектным, технологическим документам; - методы проведения технологических расчетов и определения эффективности эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья; - анализировать мероприятия по оптимизации добычи углеводородного сырья и устранению (снижению) вредного влияния факторов (образованная гидратов, АСПО, водонефтяных эмульсий, отложения солей) на работу скважин и скважинного оборудования	- выполнять типовые задачи в рамках проектной работы; разрабатывать техническую документацию; - анализировать и обрабатывать технические параметры работы оборудования по добыче углеводородного сырья; - внедрение мероприятий по повышению эффективности работы оборудования по добыче углеводородного сырья	направленных на предупреждение аварий, инцидентов, отказов оборудования по добыче углеводородного сырья
--	--	--	---

2. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Освоение обучающимися дисциплины осуществляется на лекционных и практических занятиях, в процессе самостоятельной подготовки. В рамках используется дисциплины изучения поддержки учебного процесса Edison, в которой размещены электронные учебно-методические комплексы (ЭУМК), разработанные преподавателями ТИУ.

В состав ЭУМК входят: лекционные материалы (презентации, конспекты лекций, электронные учебники), задания для практических занятий (с примерами решений), задания для самостоятельной работы, контрольно-измерительные материалы (вопросы к итоговой аттестации по курсу, тестовые задания), список рекомендуемой литературы, включая интернет-ресурсы.

Перечень лекционных занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Общие сведения о месторождении и лицензионном участке	1
2	Геолого-физическая характеристика месторождения	2
3	Состояние разработки месторождения	2
4	Модели месторождения	2
5	Проектирование разработки месторождения	2
6	Методы интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения УВС пластов	2
7	Экономическая оценка вариантов разработки	2
8	Характеристика извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения УВС	2
9	Конструкция скважин, производство буровых работ, методы вскрытия пластов и освоения скважин, исследования скважин в процессе бурения, консервация и ликвидация скважин	2
10	Техника и технологии добычи УВС	2
11	Контроль процесса разработки	1
12	Доработка и научно-исследовательские работы	2
13	Мероприятия по рациональному использованию и охране недр, обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами	2
	ИТОГО:	24

Перечень практических (лабораторных) занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Определение зависимости дебита скважины от длины горизонтального ствола	4
2	Математическое моделирование притока к одиночной горизонтальной скважине	4
3	Оценка процессов термического заводнения	2
4	Численное моделирование процессов фильтрации нематериальных жидкостей	4
	ИТОГО:	14

Перечень тем самостоятельной работы

№ п/п	Содержание и вид работ	Трудоемкость (час.)
1	Нормативно – правовая база при проектировании разработки месторождения	6
2	Проблемы разработки нефтяных месторождений при проектировании	4
3	Контроль процесса разработки	6
4	Мероприятия по рациональному использованию и охране недр, обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами	6
	ИТОГО:	22

3. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

3.1 Для оценки качества освоения дисциплины применяется текущий контроль, промежуточная аттестация.

Формой текущего контроля является оценка выполнения практических занятий и самоконтроль при выполнении самостоятельных работ.

Для оценки освоения дисциплины проводится промежуточная аттестация. Формой промежуточной аттестации является зачет, проводимый в форме тестирования.

3.2 Оценочные материалы промежуточной аттестации:

Дисциплина предусматривает изучение теоретической и практической части, выполнение практических заданий и промежуточная аттестация. По итогам выполнения всех видов работ выставляется зачет.

Вид работ	Баллы
Выполнение практических заданий	5-10 баллов за каждое задание
Выполнение конспектов лекций	Итого: максимум 40 баллов
Тест	20
	До 40
Итого:	100

Задания для выполнения практических работ: (проверяемые компетенции ПК-2, ПК-9)

Задание 1. Определение зависимости дебита скважины от длины горизонтального ствола

Цели: определение зависимости дебита от длины горизонтального ствола

Задачи: научить студентов определять зависимость дебита от длины

ствола. При выборе систем разработки залежей нефти с применением ГС, одним из ключевых вопросов является обоснование оптимальной протяженности горизонтального ствола. Ниже рассмотрим влияние длины ГС на дебит скважин при одинаковой системе размещения, влияние протяженности горизонтального ствола на коэффициент извлечения нефти и другие вопросы выбора оптимальной длины ГС.

Для упрощения расчетов по определению показателей разработки при данной системе заводнения предполагается одновременный ввод всех скважин в эксплуатацию. Равномерная сетка скважин по площади предопределяет равнодебитность элементов систем.

Для этого случая элемент системы заводнения представлен на рис.1.1, а.

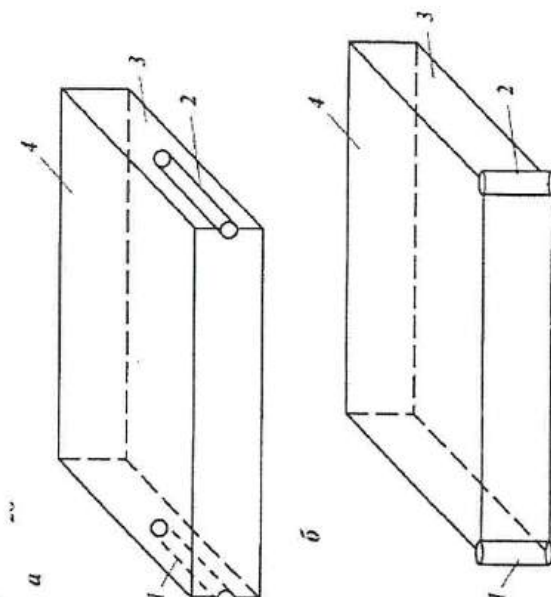


Рисунок 1.1 - Элемент заводнения горизонтальными (а) и вертикальными (б) скважинами.

Скважины: 1 - нагнетательная; 2 - добывающая; 3 - подошва пласта, 4 - кровля пласта

Все грани параллелепипеда непроницаемы, скважины проходят по середине пласта.

Дебит скважин для этого элемента определится формулой:

$$Q_r = \frac{\pi k h \Delta p}{2\mu \left(\frac{\pi L}{2\delta} - \ln b_1 b_2 - 4e^{-\pi L/\delta} (1 - b_1^2)(1 - b_2^2) - \frac{L_1 + L_2}{2L} h \ln \frac{2\pi r_c}{h} \right)} \quad (1.1)$$

где L - расстояние между скважинами, δ - ширина потока, h - толщина пласта, Δp - депрессия, k/μ - подвижность, L - длина i -й скважины, g - радиус горизонтальной скважины, $i = 1, 2$.

$$b_i = \sin \frac{\pi L_i}{2\sigma}$$

В случае, когда горизонтальные скважины полностью вскрывают элемент заводнения, т.е. $L = \delta$, формула (1.1) примет вид:

$$Q_r = \frac{\pi k h \Delta p}{2\mu \left(\frac{\pi L}{2\delta} - \frac{h}{\delta} \ln \frac{2\pi r_c}{h} \right)} \quad (1.2)$$

Введем соотношение производительностей горизонтальной и вертикальной скважин:

$$\gamma = Q_r / Q_v \quad (1.3)$$

В качестве базового варианта разработки выберем линейную систему размещения вертикальных скважин:

I - в рядах число горизонтальных скважин равно числу вертикальных скважин ($N_r = N_v$, расстояние между серединами ГС равно 2δ).

II - в рядах число горизонтальных скважин в два раза меньше числа вертикальных скважин ($N_r = \frac{1}{2} N_v$, расстояние между серединами ГС равно 4δ).

В обоих случаях расстояние между рядами скважин равно 2δ , длины стволов нагнетательных и добывающих скважин ГС равны. На рис. 1.2 представлено отношение производительности ГС при первом варианте размещения скважин к производительности ВС базисного варианта при $\delta = 150$ и 300 м и $h = 10$ и 20 м в зависимости от величины L/δ .

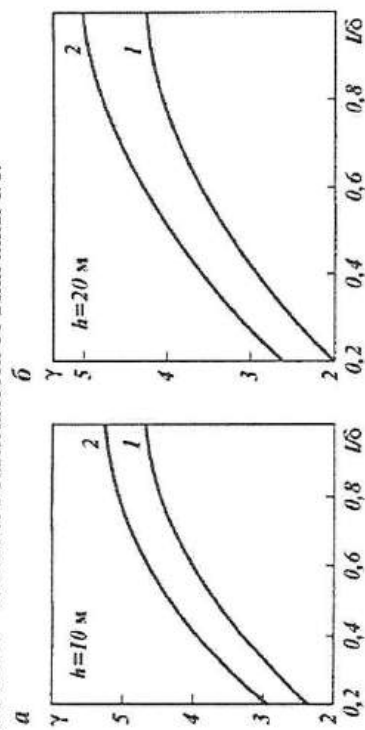


Рисунок 1.2 - Графики зависимости производительности скважин от степени несовершенства охвата элемента пласта горизонтальной скважиной 1 - $\delta = 150$ м, 2 - $\delta = 300$ м ($N_r = N_v$)

Рассмотрим случай, когда элемент заводнения полностью вскрывается ГС ($l = \delta$), $h = 10$ м, тогда увеличение дебита составит: $\gamma = 4,6$ при $\delta = 150$ м; $\gamma = 5,1$ при $\delta = 300$ м.

На рис. 1.3 показана зависимость отношения производительности ГС второго варианта размещения ($N_r = \frac{1}{2} N_v$) к производительности ВС базового варианта.

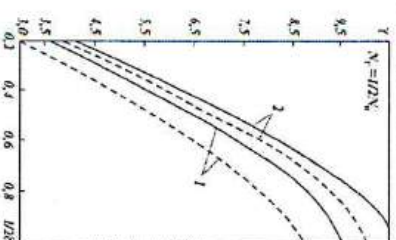


Рисунок 1.3 – Графики зависимости производительности скважин от степени несовершенства охвата плита горизонтальной скважиной 1 – $\delta = 150$ м, 2 – $\delta = 300$ м; сплошные линии – $h = 10$ м, пунктир – $h = 20$ м

Положим $h = 10$ м и представим увеличение дебитов ГС и общей добычи по сравнению с базовым вариантом при $\delta = 150$ и 300 м (таблица 1.1) в зависимости от ствола ГС. Из табл. 1.1 следует:

- сокращение числа ГС в рядах в 2 раза приводит к увеличению производительности ГС и уменьшению добычи в сравнении с вариантом $N_r = N_v$;

$N_r = N_v$;

- эффективность ГС возрастает на более плотных сетках;

- влияние длины ствола ГС на производительность более существенна в случае $N_r = \frac{1}{2} N_v$, чем при $N_r = N_v$.

На рис. 1.2 и 1.3 видно, что с уменьшением толщины пласта эффективность ГС возрастает.

Таблица 1.1 – Соотношение дебитов горизонтальной и вертикальной скважин в зависимости от длины горизонтальной скважины по вариантам разработки

Площадь расстояния между скважинами δ , м	Длина ГС, м	$N_r = N_v$		$N_r = \frac{1}{2} N_v$	
		Увеличение дебита	Увеличение дебитов	Увеличение дебита	Увеличение дебитов
150	200	4,1	4,1	5	2,5
	300	4,52	4,52	6,5	3,25
	600	—	—	9,04	4,52
300	200	3,5	3,5	3,9	1,8
	300	4,25	4,25	4,7	2,35
	600	5,1	5,1	7,2	3,6

Практическая работа № 2. Математическое моделирование притока к одиночной горизонтальной скважине

Цель: математическое моделирование притока к одиночной горизонтальной скважине

Задачи: научить студентов численно моделировать приток жидкости к горизонтальной скважине при проведении вычислительных экспериментов для оценки эффективности разработки залежей углеводородов системой ГС и при конкретном проектировании реальных объектов принята трехмерная модель двухфазной фильтрации в неоднородных пластах. В качестве объекта моделирования принимаются прямоугольный элемент пласта, разрабатываемый системой добывающих и нагнетательных скважин (рис. 2.1). Для оценки размеров элемента использовались уравнения, приведенные Херстом, для определения предела дренирования скважины.

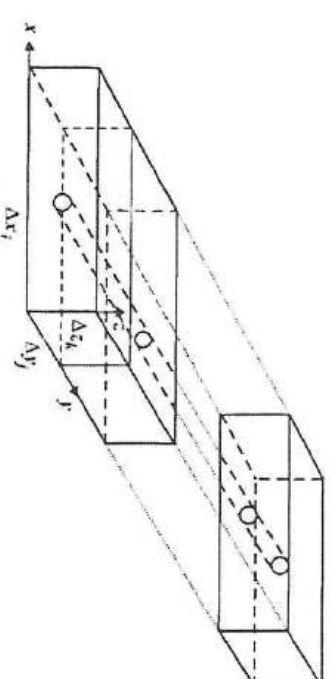


Рисунок 2.1 – Схема притока к ГС (трехмерное течение)

При моделировании процесса фильтрации взята модель фильтрации несмешивающихся жидкостей, включающая обобщенный закон Дарси, соотношение для капиллярного давления и учитывающая гравитационные силы. Для численного решения системы нелинейных уравнений с частными производными использован метод конечных разностей, связанный с раздельным определением поля давлений и поля

насыщенности на каждом временном слое. Область течения разбита на прямоугольные параллелепипеды со сторонами Δx_i , Δy_i , Δz_i . Для учета работы горизонтального ствола используем результаты работ Н.В. Ювченко.

Пусть горизонтальная скважина длиной l расположена в ячейках (i, j, k) , ..., (i, j_0, k) со сторонами Δx_i , Δz_k , $j = 1, 2, \dots, j_0$. В этом случае дискретизация члена, учитывающего работу скважины, имеет следующий вид:

$$(\delta_0)_{i,j,k} = \frac{4k_{i,j,k}(P_s - P_{i,j,k})\Delta y_i}{\ln\left(\sqrt{\frac{\Delta x_i \Delta z_i}{\pi}} / r_c\right)} \cdot \gamma_j, \quad (2.1)$$

$$\gamma_j = \arcsin \frac{\pi y_j}{2\delta} - \arcsin \frac{\pi y_{j-1}}{2\delta} - \frac{\pi l}{2\delta} \sin \frac{\pi l}{2\delta}, \quad (2.2)$$

$$y_0 = 0, \quad y_j = \sum_{s=1}^j \Delta y_s, \quad j = 1, 2, \dots, j_0, \quad (2.3)$$

где r_c – радиус горизонтальной скважины,

P_s – забойное давление, $P_{i,j,k}$ – среднее по ячейке давление,

$k_{i,j,k}$ – проницаемость,

δ – размеры элемента заводнения.

Для моделирования процесса фильтрации в плоскости Oxz принята модель слоисто-неоднородного пласта. Для описания соответствующей краевой задачи использованы уравнения двухмерного течения в системе скважин. Теоретическая модель фильтрации несмещающихся жидкостей, включающая обобщенный закон Дарси и соотношение для капиллярного давления, является общепринятой:

$$m \frac{\partial \lambda}{\partial t} = \operatorname{div}(\vec{V}_n) - \delta_0(1 - f), \quad (2.4)$$

$$-m \frac{\partial \lambda}{\partial t} = \operatorname{div}(\vec{V}_s) - \delta_0 f, \quad (2.5)$$

$$\vec{V}_n = -\frac{k k_n}{\mu_n} (\operatorname{grad} P_n + \rho_n g \cdot \operatorname{grad} z), \quad (2.6)$$

$$\vec{V}_s = -\frac{k k_s}{\mu_s} (\operatorname{grad} P_s + \rho_s g \cdot \operatorname{grad} z), \quad (2.7)$$

$$P_u - P_s = \delta \cdot \cos \theta \sqrt{\frac{m}{k}} \cdot f(S) \quad (2.8)$$

где V_n , V_s – скорости фильтрации нефти и воды соответственно, k_n , k_s – относительные фазовые проницаемости воды и нефти, μ_n , μ_s – вязкости фаз, ρ_n , ρ_s – плотность нефти и воды, m – пористость, S – нефтенасыщенность, $f(S)$ – функция Леверетта, P_n , P_s – давление в фазах, x , z – пространственные координаты, t – время, g – ускорение свободного падения, δ_0 – член, учитывающий работу скважин, δ – межфазное натяжение, θ – краевой угол смачивания.

Уравнения (2.4)–(2.8) описывают течение в плоскости вертикального сечения неоднородного пласта с учетом гравитационных и капиллярных сил. Для численного решения системы уравнений используется метод конечных разностей, связанный с раздельным определением поля давлений и поля насыщенности на каждом временном слое. Разобьем область течения на прямоугольные ячейки (j, k) со сторонами Δx_i , Δz_k . Пусть скважина расположена в ячейке (j, k) со сторонами Δx_i , Δz_k . В этом случае дискретизация члена, учитывающего работу скважины, имеет вид:

$$(\delta_0)_{j,k} = \frac{2\pi(k_{x,k})^{1/2} \left(\frac{k_n}{\mu_n} \right)_{j,k} \alpha_{j,k}}{\Delta x_j \Delta z_k R_e \cdot \ln \frac{\delta(2\zeta + r)\delta(r + 2\eta)}{\delta(2\zeta + r + 2\eta)\delta(r)}} (P_s - P_{j,k}), \quad (2.9)$$

где $\delta(z)$ – сигма-функция Вейерштрасса с основными периодами $2\Delta x_i$, $2\Delta z_k$; ζ , η – координаты скважины в ячейке, $P_{j,k}$ – среднее по ячейке давление, P_s – забойное давление, r – радиус скважины, $R_e Z$ – реальная часть Z ; i – минная единица, k_x , k_z – проницаемость по осям x и z соответственно; $\alpha_{j,k}$ – доля работы скважины.

Практическая работа № 3. Оценка процессов термического заводнения

Цель: оценка процессов термического заводнения

Задачи: научить студентов способами оценки термического заводнения В последние десятилетия возрастают масштабы исследований геологических закономерностей размещения и условий образования битумов и высоковязких нефтей, разрабатываются способы их добычи, транспорта и переработки, решаются вопросы использования в соответствии с современными требованиями охраны окружающей среды.

Существенный недостаток технологий извлечения углеводородов при разработке залежей вертикальными скважинами связан с

ограниченными поверхностями дренирующих каналов. Перспективным направлением в использовании систем ГС является разработка залежей тяжелых (высоковязких) нефтей. Теплофизические основы термического воздействия на нефтеносные пласты следующие:

- рост температуры нефти в пласте приводит к снижению ее вязкости, а следовательно, к повышению подвижности,
- чем больше исходная вязкость нефти, тем результативнее ее нагрев,
- в двухфазной системе «нефть – вода» $Q_n/Q_{в\text{од}} \approx \mu_n/\mu_v$, поэтому с увеличением исходной вязкости нефти увеличивается эффект дебита.

Следовательно, термические методы повышения нефтеотдачи теплофизически обоснованы, особенно для высоковязких нефтей. Следует отметить, что расчеты показали, что термическое воздействие на нефтяные пласты энергетически целесообразно только для залежей с высокопроницаемыми коллекторами.

Отметим преимущества ГС, непосредственно связанные с задачей данного исследования. Это увеличение прямого контакта ствола скважины с продуктивной зоной пласта, в то время как перфорированный интервал вертикальной скважины ограничен величиной нефтенасыщенной толщины пласта. Другое преимущество – возможность с минимальными затратами максимально увеличить площадь дренирования и организовать линейный фронт вытеснения нефти рабочим агентом.

Большой интерес представляет исследование процессов заводнения залежей высоковязкой нефти при тепловом воздействии в системе ГС.

Нагнетание теплоносителей в пласты тяжелой нефти увеличивает нефтеотдачу, но застойные зоны, содержащие значительное количество не извлеченной нефти, обычно остаются. Для добычи нефти этой нефти применяются уплотняющая сетка скважин. Использование системы ГС позволяет более эффективно решать эту проблему. Другой проблемой при термическом заводнении является образование паровой шапки. Низкая плотность пара по сравнению с другими фазами заставляет его подниматься в верхнюю часть пласта. В этой зоне нефть хорошо вытесняется паром, тогда как нижняя часть пласта может остаться неохваченной вытеснением, за исключением небольшого участка около нагнетательной скважины. ГС позволяет успешно решать и эту проблему.

Исследуем четыре варианта разработки (рис.3.1): системой вертикальных скважин без теплового воздействия на пласт, вертикальными скважинами с нагнетанием горячей воды, горизонтальными и вертикальными скважинами, системой ГС. При

моделировании пласта использованы параметры, близкие для пластов Аранского месторождения.

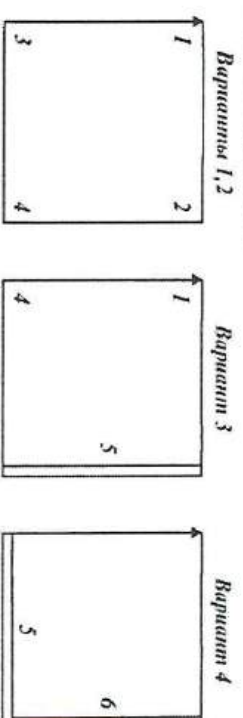


Рисунок 3.1 – Расчетные элементы. Скважины: 1-4 – вертикальные,

5.6 – горизонтальные

Исходные данные для расчетов

Пористость, доли ед.	0,2
Проницаемость, мкм.	0,51
Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0,8
Пластовая температура, °С	24
Теплоемкость, ккал/т	1000
плотн.	700
коллектора	600
Теплопроводность, ккал/т·сут.	40,08
Плотность при пластовой температуре, т/м³	1
воды	0,89
нефти	0,97
при пластовой температуре, МПа·с	19,1
воды	1,50
нефти	3
Температура закипаемой воды, °С	
Амурская, МПа	

При разработке месторождений высоковязкой нефти вертикальными скважинами предпочтительна площадьная система заводнения. В качестве базового варианта разработки выбрана 9-точечная сетка скважин. Расстояние между скважинами 300 м. Элемент такой системы приведен на рис. 3.1.

Сначала изучается процесс изотермической фильтрации в моделируемом пласте. Температура нагнетаемой воды равна пластовой температуре: нефтеотдача в этом варианте – 23,5% при сроке разработки – 70 лет.

Показатели разработки низкие, и для увеличения нефтеотдачи целесообразно применить термическое заводнение.

Во втором варианте разработки добыча производится вертикальными скважинами 9-точечной сетки, как и в базовом варианте. Температура нагнетаемой воды предполагается равной 1500С. Нефтеотдача пласта возросла до 33%, срок разработки сократился до 53 лет.

Таким образом, нефтеотдача увеличилась на 9,5%. В третьем варианте разработки добыча производится двумя вертикальными скважинами (по 9-точечной сетке) и двумя ГС.

Температура нагнетаемой воды предполагается равной 1500С. Нефтеотдача пласта возросла до 35,7%, срок разработки сократился до 22 лет.

Четвертый вариант – разработка системой ГС. Горизонтальные скважины одинаковой длины (300м) проведены между боковыми и угловыми скважинами 9-точечной сетки. Этот вариант отличается более высокими показателями разработки. Нефтеотдача пласта 38% при сроке разработки 15 лет.

Таблица 3.1 – Результаты расчетов

Вариант	Нефтеотдача, %	Срок разработки, годы	Водонефтяной фактор
1	23,51	69,84	9,61
2	33,01	52,66	9,51
3	35,67	22,23	9,46
4	38,01	15,25	9,35

Из табл. 3.1 видно, что нефтеотдача при разработке системой ГС увеличилась на 5% по отношению ко второму варианту разработки, а срок разработки при этом уменьшился на 37 лет.

Следует отметить, что разработка моделируемого пласта во всех вариантах ведется при высоком водонефтяном факторе. Таким образом, проведенный эксперимент показал, что технология разработки залежей высоковязких нефтей системой ГС с применением термического заводнения позволит значительно повысить технологические показатели разработки.

Практическая работа № 4. Численное моделирование процессов фильтрации неньютоновских жидкостей

Цель: расчет процессов фильтрации неньютоновских жидкостей

Задачи: научить студентов численно моделировать процессы фильтрации неньютоновских жидкостей к горизонтальным скважинам.

Предполагается, что нефть обладает структурно-механическими свойствами. Особенность, принципиально отличающая фильтрацию в этом случае, заключается в отсутствии движения нефти при непостоянстве распределения давления по пласту, если только градиент давления не превосходит по модулю начальный градиент давления.

В качестве объекта моделирования принимается прямоугольный элемент пласта, разрабатываемый системой добывающих и нагнетательных скважин.

Уравнение нелинейного закона фильтрации несжимаемых жидкостей описывают обобщенный закон Дарси с учетом начального градиента давления:

$$\frac{\partial S_n}{\partial t} = -\text{div}(\tilde{v}_n) + q_n, \quad (4.1)$$

$$\frac{\partial S_n}{\partial t} = -\text{div}(\tilde{v}_n) + q_n, \quad (4.2)$$

$$\tilde{v}_n = -\frac{k \cdot F_n}{\mu_n} \cdot \left(1 - \frac{C_n(k, m)}{|\nabla P|} \right) \cdot \nabla P, \text{ если } |\nabla P| > G_n(k, m), \quad (4.3)$$

$$\tilde{v}_n = 0, \text{ если } |\nabla P| \leq G_n(k, m),$$

$$\tilde{v}_n = -\frac{k \cdot F_n}{\mu_n} \cdot \nabla P, \quad (4.4)$$

где k, m – проницаемость и пористость пласта, P – давление, S_n – насыщенности нефти и воды, μ_n, μ_v – вязкости нефти и воды, v_n, v_v – скорости фильтрации нефти и воды, q_n , q_v – члены, учитывающие работу скважин, $G_n(k, m)$ – начальный градиент давления сдвига.

Горизонтальные скважины моделируются с учетом дополнительного сопротивления, создаваемого начальным градиентом давления сдвига.

Скважина, проходящая через ячейку (i, j, k) , описывается следующим образом:

$$\sigma_{i,j,k} = (\sigma_0)_{i,j,k} (P, -P_{i,j,k} \pm G_n(k, m))_{i,j,k} (r_k - r_{ci}), \quad (4.5)$$

где P_3 – забойное давление, r_k, r_{ci} – радиусы контура питания и скважины, $(\sigma_0)_{i,j,k}$ – коэффициент, моделирующий горизонтальную скважину.

Задача расчета полей давления и нефтенасыщенности связана с большими трудностями вычислительного характера. Вследствие отсутствия движения нефти в той части рассматриваемой области, в которой градиент давления не превосходит начальный градиент давления, уравнение для расчета давления оказывается определенным в области с заранее неизвестной границей.

Система уравнений (4.1)-(4.5) с соответствующими граничными условиями описывает некорректную задачу, для решения которой применяется метод регуляризации.

Исходные данные для расчетов

Пористость, доли ед.	0,2
Проницаемость, мкм ²	0,51
Вязкость, мПа·с	20
нефть	
вода	1
Депрессия, МПа	30

В качестве базового варианта выбрана пятиточечная сетка вертикальных скважин с расстоянием между скважинами 300 м. Вторым вариантом разработки системой ГС. Предполагается, что ГС проведены параллельно друг другу и имеют одинаковую длину 300 м (рис. 4.1).

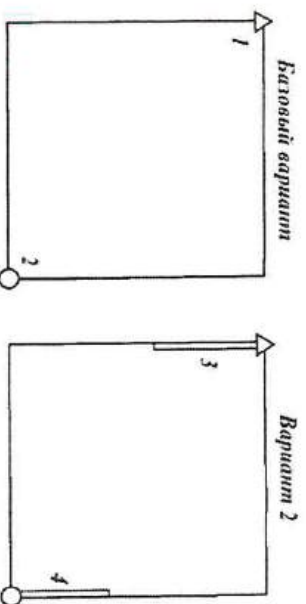


Рисунок 4.1 – Расчетные элементы.

Скважины: 1,2 – вертикальные, 3,4 – горизонтальные, 1,3 – нагнетательные, 2,4 – добывающие. В базовом варианте разработки нефтеотдача достигла 26% при сроке разработки 92,8 года. При разработке системой ГС технологические показатели значительно лучше. Нефтеотдача пласта составила 36% за 12,7 года. Таким образом, нефтеотдача возросла на 10%, а срок разработки уменьшился на 80 лет. Проведенные расчеты показывают, что разработка залежей нефти, обладающей нефтьюновскими свойствами, системой ГС значительно эффективнее по сравнению с разработкой вертикальными скважинами.

Вопросы к защите по дисциплине:

(проверяемые компетенции ПК-27, ПК-30)

1. Каким документом в настоящее время руководствуются при составлении проектной документации на разработку месторождений

углеводородного сырья?

- Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, приказ от 20.09.2019 №639
- ОСТ 32359-2013 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки
- ГОСТ Р 55414-2013 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Требования к техническому проекту разработки

- Алиев З.С., Бондаренко В.В. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений / Печорское время, Печора, 2002 г., 894 стр.

2. Какие исходная информация необходима для составления проектных документов на разработку месторождений?

- данные разведки, подсчета запасов, пробной эксплуатации разведочных скважин или первоочередных участков
- результаты сейсмических, геофизических и промысловых исследований скважин и пластов
- лицензия на пользование участком недр
- техническое задание на проектирование
- план мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки

3. Какие положения обосновывают в проектном документе на разработку нефтяного месторождения?

- выделение эксплуатационных объектов
- мероприятия по обеспечению установленного норматива использования попутного газа

- системы размещения и плотности сеток скважин, а также уровни, темпы и динамика добычи нефти, газа, жидкости из пластов, закачка в них вытесняющих агентов по годам

- требования технического задания на проектирование

4. Какие положения обосновывают в проектном документе на разработку нефтяного месторождения?

- требования к способам подъема жидкости из скважин
- требования к конструкции скважин, рекомендации по их проводке, заканчиванию и освоению

- выбор способов и агентов воздействия на пласты на основе анализа коэффициентов вытеснения при воздействии на породы газом, паром, водой, водой с добавками загустителей и др.

- требования по объему параметрического бурения

5. Какие виды проектных документов составляются на различных этапах и стадиях изучения, освоения и разработки нефтяных месторождений?

- проект пробной эксплуатации
- технологическая схема разработки
- технологический проект разработки
- технологический проект опытно-промышленной разработки
- проект опытно-промышленной разработки и эксплуатации

6. Какой проектный документ определяет систему разработки на период разбуривания эксплуатационным фондом?

- проект пробной эксплуатации
- технологическая схема разработки
- технологический проект разработки
- технологический проект опытно-промышленной разработки

7. В каком проектном документе возможно рассмотрение одного варианта разработки с вовлечением запасов категории С1 + С2 для перспективного планирования обустройства месторождения?

- проект пробной эксплуатации
- технологическая схема разработки
- технологический проект разработки
- технологический проект опытно-промышленной разработки

8. На какие сроки утверждается ППЭ для мелких месторождений (4 эксплуатационных объекта)?

- 3 года
- 5 лет
- 7 лет
- 1 год

9. На какие сроки утверждается ППЭ для средних месторождений (4 эксплуатационных объекта)?

- 3 года
- 5 лет
- 7 лет
- 1 год

10. На какие сроки утверждается ППЭ для крупных месторождений (4 эксплуатационных объекта)?

- 3 года
- 5 лет
- 7 лет
- 1 год

11. Первостепенной целью какого проектного документа является уточнения геологического строения и добычных возможностей?

- проект пробной эксплуатации
- технологическая схема разработки
- технологический проект разработки
- технологический проект опытно-промышленной разработки

12. Основными задачами какого проектного документа является уточнения выделения ЭО создание ЦГМ и ЦФМ, обоснования схем расстановки скважин?

- проект пробной эксплуатации
- технологическая схема разработки
- технологический проект разработки
- технологический проект опытно-промышленной разработки

13. Основными задачами какого проектного документа является определение структуры остаточных запасов УВС, определение общих требований для обеспечения экологической безопасности при консервации завершеного разработкой месторождения и ликвидации промысловых объектов?

- проект пробной эксплуатации
- технологическая схема разработки
- технологический проект разработки
- технологический проект опытно-промышленной разработки

14. Когда составляется ТПР?

- когда доля геологических запасов категории А по основному полезному ископаемому более 75%

- когда эксплуатационный фонд разбурен на 70 процентов от запланированного

- когда доля геологических запасов категории А по основному полезному ископаемому более 50%

- когда эксплуатационный фонд разбурен на 50 процентов от запланированного

15. В каких случаях составляются дополнения к проектным документам?

- в случаях существенного отличия геологического строения эксплуатационных объектов

- в случаях несоответствия условий реализации систем разработки

- в случаях более низкой эффективности технологий извлечения УВС по сравнению с принятыми в утвержденных проектных документах

- дополнения составляются всегда

16. На месторождении с уровнем годовой добычи нефти в 2 млн.т., новый проектный документ составляется, когда отклонение фактических годовых отборов нефти отклоняется от проектных на...

- 20 %
- 27 %
- 15 %
- 30 %
- 12 %

17. На месторождении с уровнем годовой добычи нефти в 12 млн.т., новый проектный документ составляется, когда отклонение фактических годовых отборов нефти отклоняется от проектных на...

- 20 %
- 27 %
- 15 %
- 30 %
- 12 %

18. Какие геологические критерии нужно учитывать при выделении эксплуатационных объектов?

Принадлежать единому этажу нефтеносности

- пласты не должны значительно различаться по проницаемости
- между выделенными эксплуатационными объектами должна быть гидродинамическая связь

- пласты объединяемые в один объект разработки должны иметь разный тип флюидонасыщения (газ, газоконденсат, нефть)

19. Что означает разукрупнение эксплуатационных объектов?

- означает объединение двух пластов схожих по параметрам для извлечения из них нефти единой сеткой скважин

- означает разделение ранее выделенного эксплуатационного объекта на два и более

- означает присоединение еще одного или более пластов к эксплуатационному объекту, ранее уже включающему два и более пласта

20. Что означает укрупнение эксплуатационных объектов?

- означает объединение двух или более эксплуатационных объектов

- означает разделение ранее выделенного эксплуатационного объекта на два и более

- нет правильного ответа

21. Какое количество расчетных вариантов разработки по эксплуатационным объектам должно быть в ТПР?

- не менее трех
- не менее пяти
- не менее двух
- может быть один

22. Какое количество расчетных вариантов разработки по эксплуатационным объектам должно быть в ТПР?

- не менее трех
- не менее пяти
- не менее двух
- может быть один

23. Какое количество расчетных вариантов разработки по эксплуатационным объектам должно быть в ТПР?

- не менее трех
- не менее пяти
- не менее двух
- может быть один

24. Во всех расчетных вариантах предусматривают применение методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи (правда, неправда)

- правда

- неправда

25. Чем могут отличаться расчетные варианты разработки?

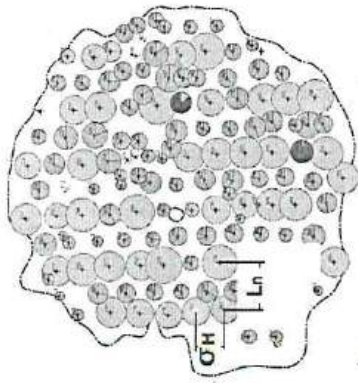
- способами и агентами воздействия на пласт
- системами размещения и плотностью сеток скважин
- набором и объемами применения методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи
- коэффициентами использования скважин

26. Что понимается под базовым вариантом разработки?

- им является существующая система разработки на дату составления проектного документа
- им является вариант разработки с худшими экономическими показателями
- им является вариант разработки с наилучшими показателями по достигнуто конечной нефтеотдачи

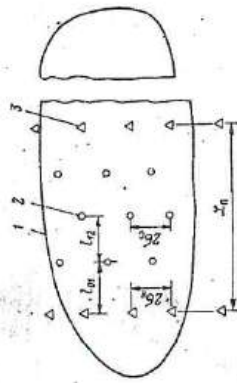
27. Какая система разработки (растановки скважин) представлена на картинке (Lп ≠ он)?

- нет правильного ответа



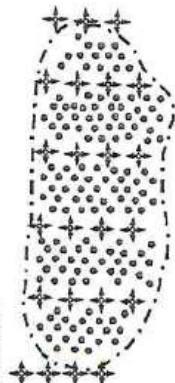
- а) пятиточечная
- б) однорядная
- в) трехрядная
- г) семиточечная
- д) нет правильного ответа

28. Какая система разработки (расстановки скважин) представлена на картинке?



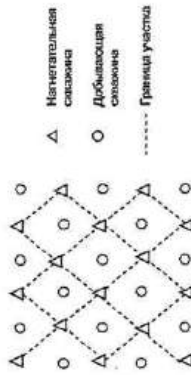
- а) пятиточечная
- б) однорядная
- в) трехрядная
- г) семиточечная
- д) нет правильного ответа

29. Какая система разработки (расстановки скважин) представлена на картинке?



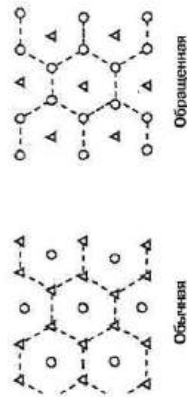
- а) пятиточечная
- б) однорядная
- в) трехрядная
- г) семиточечная
- д) пятирядная

30. Какая система разработки (расстановки скважин) представлена на картинке?



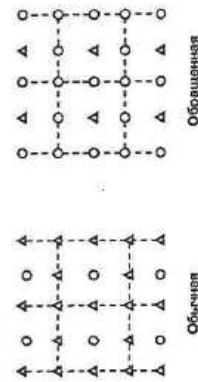
- а) пятиточечная
- б) однорядная
- в) трехрядная
- г) семиточечная
- д) пятирядная

31. Какая система разработки (расстановки скважин) представлена на картинке?



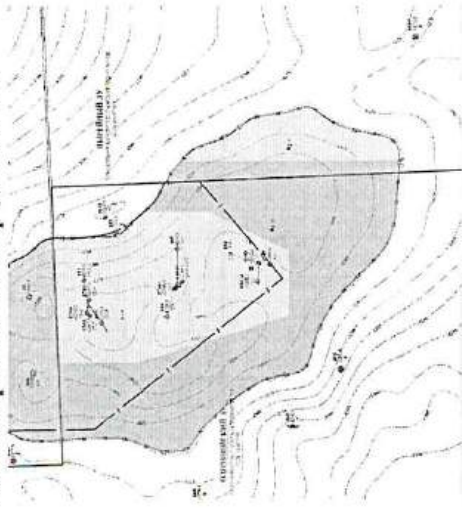
- а) пятиточечная
- б) однорядная
- в) трехрядная
- г) семиточечная
- д) пятирядная

32. Какая система разработки (расстановки скважин) представлена на картинке?



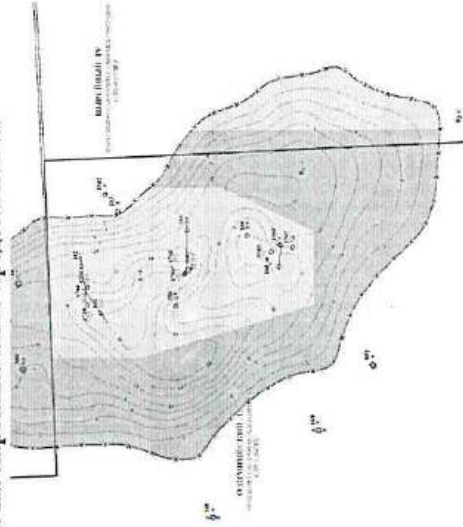
- литолого-стратиграфический разрез
- геологический разрез
- структурная карта
- разрез эффективных газонасыщенных толщин

40. На картинке ниже представлен ...



- литолого-стратиграфический разрез
- геологический разрез
- структурная карта
- разрез эффективных газонасыщенных толщин

41. На картинке ниже представлен ...



- литолого-стратиграфический разрез
- геологический разрез
- структурная карта
- карты эффективных газонасыщенных толщин

42. В каком разделе проектного документа на разработку приводят характеристику запасов углеводородного сырья?

- в разделе «Общие сведения о месторождении»
- в разделе «Геолого-физическая характеристика месторождения»
- в разделе «Состояние разработки месторождения»
- в разделе «Проектирование разработки месторождения»

43. В каком разделе проектного документа на разработку приводятся сведения по построению ЦГМ и ЦГМ?

- в разделе «Модели месторождения»
- в разделе «Геолого-физическая характеристика месторождения»
- в разделе «Состояние разработки месторождения»
- в разделе «Проектирование разработки месторождения»

44. В каком разделе проектного документа на разработку приводят историю проектирования разработки месторождения?

- в разделе «Цифровые модели месторождения»
- в разделе «Геолого-физическая характеристика месторождения»
- в разделе «Состояние разработки месторождения»
- в разделе «Проектирование разработки месторождения»

45. В каком разделе проектного документа на разработку обосновывают очередность ввода эксплуатационных объектов в разработку?

- в разделе «Цифровые модели месторождения»
- в разделе «Геолого-физическая характеристика месторождения»
- в разделе «Состояние разработки месторождения»
- в разделе «Проектирование разработки месторождения»

46. В каком разделе проектного документа на разработку приводят необходимые обоснования капитальных вложений и эксплуатационных затрат по основному и альтернативным вариантам разработки?

- в разделе «Экономическая оценка вариантов разработки»
- в разделе «Геолого-физическая характеристика месторождения»
- в разделе «Состояние разработки месторождения»
- в разделе «Проектирование разработки месторождения»

47. В каком разделе проектного документа на разработку приводят анализ эффективности проведения ГРП?

- в разделе под номером 6
- в разделе под номером 2
- в разделе под номером 3
- в разделе под номером 5

48. В каком разделе проектного документа на разработку проводят анализ чувствительности проекта к риску?

- в разделе под номером 7
- в разделе под номером 8
- в разделе под номером 6
- в разделе под номером 5

49. В каком разделе проектного документа на разработку приводят сведения по конструкции скважин и производство буровых работ?

- в разделе под номером 9
- в разделе под номером 8
- в разделе под номером 11
- в разделе под номером 10

50. В каком разделе проектного документа на разработку приводят анализ фактических режимов эксплуатации добывающих скважин?

- в разделе под номером 9
- в разделе под номером 8
- в разделе под номером 11
- в разделе под номером 10

Ответы:

вопрос	ответ	вопрос	ответ	вопрос	ответ	вопрос	ответ
1	1	14	1	27	6	40	3
2	1, 2, 3, 4	15	1, 2, 3	28	в	41	4
3	1, 2, 3, 4	16	1	29	д	42	2
4	1, 2, 3	17	5	30	а	43	1
5	1, 2, 3	18	1, 2	31	г	44	3
6	2	19	2	32	г	45	4
7	1	20	1	33	1	46	1
8	1	21	1	34	правда	47	1
9	2	22	3	35	1	48	1
10	3	23	4	36	1	49	1
11	1	24	правда	37	2	50	4
12	2	25	1, 2, 3	38	1		
13	3	26	1	39	2		

3.3 Учебно-методические материалы

1. Аппев З.С., Бондаренко В.В. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений / Печорское время, Печора, 2002 г., 894 стр.

2. Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (с изменениями на 6 октября 2020 года) <http://docs.cntd.ru/document/561372501>

3. ГОСТ Р 55414-2013 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтяные и нефтегазоконденсатные. Требования к техническому проекту разработки.

4. ГОСТ 32359-2013 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки / Дата введения 2015-01-01

4. ОРГАНИЗАЦИОННО-ПЕДАГОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ДИСЦИПЛИНЫ

4.1 Материально-технические условия

Наименование специализированных учебных помещений	Вид занятий	Наименование оборудования, программного обеспечения
Компьютерный класс	Лекции, практические задания	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.2 Условия для функционирования электронно-образовательной среды

Электронные информационные ресурсы	Вид занятий	Наименование оборудования
Система поддержки учебного процесса Ediscop	Лекции, практические задания, промежуточная аттестация	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.3 Базы данных, информационно-справочные и поисковые системы, электронные каталоги

1. БС «Издательства Лань» / Режим доступа: <http://e.lanbook.com>

2. ЭБС «Электронного издательства ЮРАИТ» / Режим доступа: www.biblio-online.ru

3. Собственная полнотекстовая база (ПБД) БИК ТИУ - / Режим доступа: <http://e.lanbook.com>

4. Научная электронная библиотека «eLIBRARY.RU» / Режим доступа: <http://elibrary.ru/>

5. ЭБС «IPRbooks» / Режим доступа: <http://www.iprbooks.ru/>

6. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина / Режим доступа: <http://elb.gubki.ru/>

7. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГНТУ (г. Уфа) / Режим доступа: <http://bibl.rusoil.net>
8. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГТУ (г. Ухта) / Режим доступа: <http://lb.ugtu.net/books>
9. ЭБС «Перспект» / Режим доступа: <http://ebs.prospekt.org>
10. ЭБС «Консультант студент» / Режим доступа: <http://www.studentlibrary.ru>

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО И ДИСТАНЦИОННОГО ОБРАЗОВАНИЯ**

УТВЕРЖДАЮ
Директор _____ А.В. Медведев
«04» _____ 2021 г.



РАБОЧАЯ ПРОГРАММА
дисциплины «Методы повышения нефтеотдачи»
программы профессиональной переподготовки
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Общая трудоемкость – 60 часа
Лекции – 20 часов
Практические занятия – 14 часов
Самостоятельная работа – 28 часов

Рабочую программу разработал:
ассистент кафедры РЭНГМ

Н.М. Паклинов

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий кафедрой РЭНГМ
«07» 06 2024г.

С.И. Грачев

Начальник отдела проектирования
образовательных программ ИДДО
«07» 06 2024г.

Л.В. Скоморохова

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ДИСЦИПЛИНЫ

Цель освоения дисциплины – дать представление о методах, применяемых для дополнительного извлечения нефти из истощенных залежей

Задачи дисциплины: обучить учащихся особенностям физических процессов и современным технологиям, применяемых для повышения добычных возможностей скважин и увеличения добычи нефти разрабатываемых объектов.

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих результатов освоения (компетенций):

Профессиональные компетенции	В результате изучения дисциплины слушатели должны			Способ измерения образовательных результатов
	знать	уметь	иметь практический опыт	
ПК-2 Способность осуществлять корректировку технологических процессов при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья	Владеть методами корректировки технологических процессов при строительстве, ремонте и эксплуатации оборудования транспорта и хранения углеводородного сырья; разработка мероприятий по оптимизации технологических процессов и повышению надежности работы оборудования по добыче углеводородного сырья; Контроль разработки мероприятий, направленных на предупреждение аварий, инцидентов, отказов оборудования по добыче углеводородного сырья	Осуществлять технологические процессы строительства, ремонта оборудования хранения углеводородного сырья; анализировать сырьё, анализировать эффективность работы основного и вспомогательного оборудования по добыче углеводородного сырья на основе внедрения новой техники и технологий; применять передовой опыт в области эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья	Технологии нефтегазового производства, энергосберегающие технологии при эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья; отраслевые стандарты, технические регламенты, руководства (инструкции), устанавливающие требования к эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья	Выполнение практической работы, экзамен (в форме тестирования), самоконтроль при выполнении самостоятельной работы

ПК-7 Способность выбирать и применять соответствующие методы моделирования физических, химических и технологических процессов	Основные законы и методы моделирования для целей исследовательской деятельности, общие базовые принципы законы функционирования, проектирования, эксплуатации объектов профессиональной деятельности; выявлять отклонения от нормальной работы оборудования по добыче углеводородного сырья; оценивать влияние на коэффициент продуктивности скважины; анализ данных по эксплуатации и отказам оборудования по добыче углеводородного сырья; организация мониторинга и контроля месторождения и скважин; анализ данных по эксплуатации и отказам оборудования по добыче углеводородного сырья; организация мониторинга и контроля месторождения и скважин	Разрабатывать и анализировать модели процессов, применять и выбирать модели функционирования, проектирования, правила эксплуатации объектов профессиональной деятельности; выявлять отклонения от нормальной работы оборудования по добыче углеводородного сырья; оценивать влияние на коэффициент продуктивности скважины; порядок проведения мониторинга эксплуатации месторождения и скважин, порядок моделирования технологического процесса добычи углеводородного сырья; методы узлового анализа и анализа кривой падения добычи углеводородного сырья	Методами и средствами разработки, анализа моделей процессов, технико-экономического и физического анализа информации о технологических процессах, влияние различных процессов, происходящих в пласте, на коэффициент продуктивности скважины; порядок проведения мониторинга эксплуатации месторождения и скважин, порядок моделирования технологического процесса добычи углеводородного сырья; методы узлового анализа и анализа кривой падения добычи углеводородного сырья
--	---	--	--

2. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Применяемые технологии обучения:

- в очной, заочной и очно-заочной форме- лекция визуализации в PowerPoint в диалоговом режиме; лекция визуализации в PowerPoint в диалоговом режиме с элементами дискуссии;
- с применением дистанционных технологий - освоение обучающимися дисциплины осуществляется на лекционных и практических занятиях, в процессе самостоятельной подготовки. В рамках используется дисциплины изучения системы поддержки учебного процесса Ediscop, в которой размещены электронные учебно-методические комплексы (ЭУМК), разработанные преподавателями ТИУ; в состав ЭУМК входят: лекционные материалы (презентации, конспекты лекций,

электронные учебники), контрольно-измерительные материалы (тестовые задания).

Перечень лекционных занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Методы интенсификации притока и методы увеличения нефтеотдачи	4
2	Системы заводнения	4
3	Физико-химические МУН	3
4	Термодинамические методы увеличения нефтеотдачи	3
5	Газовые методы повышения нефтеотдачи.	3
6	Тепловые (термические) МУН.	3
ИТОГО:		20

Перечень практических (лабораторных) занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Определение количества воды, необходимой для поддержания пластового давления и проницаемости нагнетательных скважин.	2
2	Определение дебита скважины после ГРП в сложнопостроенном коллекторе.	2
3	Расчет скорости продвижения фронта сорбции ПАВ при пражолинейной фильтрации	2
4	Расчет времени подхода фронта сорбции ПАВ к линии отбора.	2
5	Расчет оптимального объема оторочки ПАВ для газери.	1
6	Расчет температуры на забое нагнетательной скважины при закачке в пласт горячей воды.	1
7	Определение стенок сухости пара на забое нагнетательной скважины	2
8	Расчет площади прогретой части пласта при закачке в нагнетательную скважину пара.	2
ИТОГО:		14

Перечень тем самостоятельной работы

№ п/п	Содержание и вид работ	Трудоемкость (час.)
1	ГРП, СКО, ГКО	5
2	Технология применения ПАВ	5
3	Мицеллярные растворы и условия их применения.	5
4	Условия применения ФОЖ, потокоотклоняющие технологии	5
5	Внутривластовое горение как МПН	4
6	Тепловые методы повышения нефтеотдачи.	4
ИТОГО:		28

3. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

3.1 Для оценки качества освоения дисциплины применяются текущий контроль, промежуточная аттестация.

Формой текущего контроля является оценка выполнения практических занятий и самоконтроль при выполнении самостоятельных работ.

Для оценки освоения дисциплины проводится промежуточная аттестация. Формой промежуточной аттестации является экзамен, проводимый в форме тестирования.

3.2 Оценочные материалы промежуточной аттестации:

Дисциплина предусматривает изучение теоретической и практической части, выполнение практических заданий и промежуточная аттестация. По итогам выполнения всех видов работ выставляется экзамен.

Вид работ	Баллы
Выполнение практических заданий	5-10 баллов за каждое задание Итого: максимум 40 баллов
Выполнение конспектов лекций	20
Тест	До 40
Итого:	100

Задание для выполнения практических работ:
(проверка в компетенции ПК-2, ПК-7)

Практическая работа №1

Определение количества воды, необходимой для поддержания пластового давления и проницаемости нагнетательных скважин.

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.

Задача.

Суточная добыча нефти $Q_{\text{н}}$ из элемента эксплуатационного объекта составляет 311,4 т, суточная добыча воды $Q_{\text{в}}$ составляет 104,2 т, суточная добыча газа $Q_{\text{г}}$ составляет 91970 м³, объемный коэффициент нефти $\rho_{\text{н}}$ равен 1,18, коэффициент растворимости газа в нефти α равен 7,7 м³/м³, плотность нефти $\rho_{\text{н}}$ составляет 863 кг/м³, коэффициент сжимаемости газа Z равен 0,883, пластовое давление $P_{\text{пл}}$ составляет 7,45 МПа, пластовая температура $T_{\text{пл}}$ составляет 316,3 К, атмосферное давление P_0 равно 0,1 МПа, коэффициент проницаемости пласта k равен 0,5·10⁻¹² 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_a равна 1 мПа·с. Определить количество воды, необходимой для поддержания пластового давления и приемистости нагнетательных скважин.

Решение

1. Определяем объем нефти добываемой в пластовых условиях:

$$Q'_n = \frac{Q_n \cdot b_n}{311,4 \cdot 10^3 \cdot 1,18} = \frac{863}{425} \text{ м}^3 \quad (1.1)$$

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

$$V_{св} = V_n - \frac{\alpha P_m Q_n}{\rho} = 91970 - \frac{863}{\rho} = 71270,3 \text{ м}^3 \quad (1.2)$$

3. Определяем объем свободного газа в пластовых условиях:

$$V'_m = \frac{ZV_{св} P_0 T_m}{P_m T_0} = \frac{0,88 \cdot 71270 \cdot 0,1 \cdot 10^6 \cdot 316,3}{7,45 \cdot 10^6 \cdot 273} = 976,3 \text{ м}^3 \quad (1.3)$$

4. Определяем общую суточную добычу в пластовых условиях:

$$V'_{св} = Q'_n + V'_m + Q_n = 425 + 976 + 104,2 = 1505,2 \text{ м}^3 \quad (1.4)$$

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

$$Q'_z = VK = 1505,2 \cdot 1,2 = 1806 \text{ м}^3 / \text{сут} \quad (1.5)$$

6. Определяем приемистость нагнетательных скважин:

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

Варианты задачи для выполнения самостоятельных работ

№	Q_n	Q_b	V_c	b_n	α	ρ_n	P_m	T_m	$k \cdot 10^{-12}$	ΔP	ϕ	R	r_c
1.	825	100	100000	1,5	8,8	890	8,9	350	1,8	1,1	0,9	600	0,164
2.	800	125	99980	1,49	8,7	888	8,85	349	1,75	1,2	0,89	590	0,162
3.	775	150	99960	1,48	8,6	886	8,8	348	1,7	1,3	0,88	580	0,16
4.	750	175	99940	1,47	8,5	884	8,75	347	1,65	1,4	0,87	570	0,158
5.	725	200	99920	1,46	8,4	882	8,7	346	1,6	1,5	0,86	560	0,156
6.	700	225	99900	1,45	8,3	880	8,65	345	1,55	1,6	0,85	550	0,154
7.	675	250	99880	1,44	8,2	878	8,6	344	1,5	1,7	0,84	540	0,152
8.	650	275	99860	1,43	8,1	876	8,55	343	1,45	1,8	0,83	530	0,15
9.	625	300	99840	1,42	8	874	8,5	342	1,4	1,9	0,82	520	0,148
10.	600	325	99820	1,41	7,9	872	8,45	341	1,35	2	0,81	510	0,146

11.	575	350	99800	1,4	7,8	870	8,4	340	1,3	2,1	0,8	500	0,144
12.	550	375	99780	1,39	7,7	868	8,35	339	1,25	2,2	0,79	490	0,142
13.	525	400	99760	1,38	7,6	866	8,3	338	1,2	2,3	0,78	480	0,14
14.	500	425	99740	1,37	7,5	864	8,25	337	1,15	2,4	0,77	470	0,138
15.	475	450	99720	1,36	7,4	862	8,2	336	1,1	2,5	0,76	460	0,136
16.	450	475	99700	1,35	7,3	860	8,15	335	1,05	2,6	0,75	450	0,134
17.	425	500	99680	1,34	7,2	858	8,1	334	1	2,7	0,74	440	0,132
18.	400	525	99660	1,33	7,1	856	8,05	333	0,95	2,8	0,73	430	0,13
19.	375	550	99640	1,32	7	854	8	332	0,9	2,9	0,72	420	0,128
20.	350	575	99620	1,31	6,9	852	7,95	331	0,85	3	0,71	410	0,126
21.	325	600	99600	1,3	6,8	850	7,9	330	0,8	3,1	0,7	400	0,124
22.	300	625	99580	1,29	6,7	848	7,85	329	0,75	3,2	0,69	390	0,122
23.	275	650	99560	1,28	6,6	846	7,8	328	0,7	3,3	0,68	380	0,12
24.	250	675	99540	1,27	6,5	844	7,75	327	0,65	3,4	0,67	370	0,118
25.	225	700	99520	1,26	6,4	842	7,7	326	0,6	3,5	0,66	360	0,116
26.	200	725	99500	1,25	6,3	840	7,65	325	0,55	3,6	0,65	350	0,114
27.	175	750	99480	1,24	6,2	838	7,6	324	0,5	3,7	0,64	340	0,112
28.	150	775	99460	1,23	6,1	836	7,55	323	0,45	3,8	0,63	330	0,11
29.	125	800	99440	1,22	6	834	7,5	322	0,4	3,9	0,62	320	0,108
30.	100	825	99420	1,21	5,9	832	7,45	321	0,35	4	0,61	310	0,106

Определить коэффициент обводненности продукции.

Практическая работа №2

Определение дебита скважины после ГРП в сложнопостроенном коллекторе.

Гидродинамическая система пласт-трещина моделируется как двухпроницаемая система: трещина – высокопроницаемая система (ВПС), пласт – низкопроницаемая система (НПС), форма трещины представлена на рисунке 2.1. Из пласта флюид перетекает в трещину, а из трещины к забою скважины, следовательно, определяющим параметром эксплуатации скважин после ГРП является приток флюида Q из НПС в ВПС.

Приток жидкости определяется по формуле:

$$Q = 4 \int_0^S V(S) dS \quad (2.1)$$

где: S – площадь полутрещины;

V – скорость перетока из пласта в трещину, определяется по формуле [2,3]:

$$V = 2 \frac{k_2}{\mu L} [P_0 - P_1(x,t)] e^{-3\lambda_1(t-t_1)} \quad (2.2)$$

где $\lambda_1 = \frac{\gamma_2}{L^2}$, k_2 – коэффициент проницаемости пласта; μ – динамическая вязкость флюида; γ_2 – коэффициент пьезопроводности пласта; L – размер зоны дренирования, зависящий от строения залежи; P_0 – давление на границе залежи; $P_1(x,t)$ – давление в трещине, t_1 – время достижения границы зоны дренирования.

$$t_1 = \frac{L^2}{12\chi_2} \quad (2.3)$$

Будем считать, что фильтрация в пласте и в трещине прямоугольной-параллельная. Пусть давление в трещине распределяется по закону:

$$p(x) = p_c + (p_0 - p_c) \frac{x}{l}, 0 \leq x \leq l; \quad (2.4)$$

где: l – длина трещины. Высота трещины изменяется по закону:

$$h(x) = h_2 + (h_1 - h_2) \frac{x}{l} \quad (2.5)$$

где: $h(x)$ – высота трещины в произвольном сечении, h_2 – высота трещины на забое скважины, h_1 – высота окончания трещины.

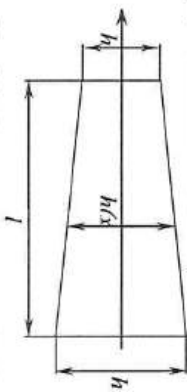


Рис.2.1. Форма трещины от ГРП.

$$dS = h(x)dx \quad (2.6)$$

Подставляя (2.2), (2.4), (2.5), (2.6) в (2.1), после интегрирования получим

$$Q = \frac{4k_2}{3\mu L} (p_0 - p_c) (2h_2 + h_1) e^{-3\lambda_1(t-t_1)} \quad (2.7)$$

При $t \leq t_1$ экспонента равна единице, t_1 – время достижения давления в НПС. Формула (2.7) справедлива для определения дебита после ГРП в замкнутой залежи. В случае незамкнутой залежи экспонента равна 1. С ростом t дебит скважины уменьшается.

Задача

Рассмотрим ГРП в продольном пласте, состоящем из двух прослоев одинаковой толщины 5м, расположенных вертикально друг над другом: $L=200$ м, $k_1=25$ мД = $=2.5 \cdot 10^{-15}$ м² – проницаемость первого прослоя, $k_2=5$ мД = $5 \cdot 10^{-15}$ м² – проницаемость второго прослоя, $\beta=1,5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па (коэффициент упругости пласти), $\mu=2 \cdot 10^{-3}$ Па·с, $h_1=8$ м, $h_2=10$ м, $P_0=24$ МПа, $P_c=12$ МПа, $l=60$ м. Указание: при подсчете дебита по формуле (2.7) учесть, что прослоев два, определить коэффициенты вязопроницаемости для каждого пропластка, параметры λ_1 и значения t_1 – времени достижения границы зоны дренирования.

Ответ

Для первого высокопроницаемого прослоя $Q_1=72,6$ м³/сут., для второго $Q_2=14,5$ м³/сут. при условии $t \leq t_1=0,44$ сут. Суммарный дебит равен 87,1 м³/сут.

Варианты задачи для выполнения самостоятельных работ

Δh	L	h_1	k_2	β	μ	h_1	h_2	P_0	P_c	l
1	100	15	3	0,5	0,3	1	10	25,5	10	80
2	110	16	4	0,6	0,4	1,2	10,1	25,6	10,1	79
3	120	17	5	0,7	0,5	1,4	10,2	25,7	10,2	78
4	130	18	6	0,8	0,6	1,6	10,3	25,8	10,3	77
5	140	19	7	0,9	0,7	1,8	10,4	25,9	10,4	76
6	150	20	8	1	0,8	2	10,5	26	10,5	75
7	160	21	9	1,1	0,9	2,2	10,6	26,1	10,6	74
8	170	22	10	1,2	1	2,4	10,7	26,2	10,7	73
9	180	23	11	1,3	1,1	2,6	10,8	26,3	10,8	72
10	190	24	12	1,4	1,2	2,8	10,9	26,4	10,9	71
11	200	25	13	1,5	1,3	3	11	26,5	11	70
12	210	26	14	1,6	1,4	3,2	11,1	26,6	11,1	69
13	220	27	15	1,7	1,5	3,4	11,2	26,7	11,2	68
14	230	28	16	1,8	1,6	3,6	11,3	26,8	11,3	67
15	240	29	17	1,9	1,7	3,8	11,4	26,9	11,4	66
16	250	30	18	2	1,8	4	11,5	27	11,5	65
17	260	31	19	2,1	1,9	4,2	11,6	27,1	11,6	64
18	270	32	20	2,2	2	4,4	11,7	27,2	11,7	63
19	280	33	21	2,3	2,1	4,6	11,8	27,3	11,8	62
20	290	34	22	2,4	2,2	4,8	11,9	27,4	11,9	61
21	300	35	23	2,5	2,3	5	12	27,5	12	60
22	310	36	24	2,6	2,4	5,2	12,1	27,6	12,1	59
23	320	37	25	2,7	2,5	5,4	12,2	27,7	12,2	58
24	330	38	26	2,8	2,6	5,6	12,3	27,8	12,3	57
25	340	39	27	2,9	2,7	5,8	12,4	27,9	12,4	56

Построить график изменения дебита скважины.

Практическая работа №3

Расчет скорости продвижения фронта сорбции ПАВ при прямоугольной фильтрации.

При проектировании и разработки месторождений с целью увеличения нефтеотдачи применяются водные растворы поверхностно-активных веществ (ПАВ), которые закачивают в нагнетательные скважины с определенной концентрацией. В процессе продвижения оторочки водного раствора ПАВ к добывающим скважинам часть ПАВ сорбируется (осажается) на поверхности поровых каналов. Количество сорбируемого вещества можно определить пользуясь законом Генри, формула которого имеет вид $a(c) = \alpha c$, где α – коэффициент сорбции, определяемый экспериментально, c – концентрация.

Задача

Рассматривается прямоугольная фильтрация. В водонасыщенный участок пласта шириной $b = 400$ м, толщиной $h = 15$ м, пористостью $m = 0,25$ и с расстоянием между нагнетательной и добывающей галереями $l = 500$ м через нагнетательную галерею закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией c_0 и темпом закачки $q = 500$ м³/сут. ПАВ сорбируется скелетом породы по закону Генри, формула которого имеет вид $a(c) = \alpha c$, где α – коэффициент сорбции, $\alpha = 0,2$ (см. рисунок 3.1). Определить скорость продвижения фронта сорбции ПАВ (фронта ПАВ).

Решение

Для определения скорости фронта ПАВ и распределения их

концентрации в пласте используется уравнение материального баланса водного раствора ПАВ в первоначально водонасыщенном пласте [3]:

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q}{mbh(1+\alpha)} \cdot \frac{\partial c}{\partial x} = 0 \quad (3.1)$$

Для решения задачи нужно записать начальное и граничное условия.

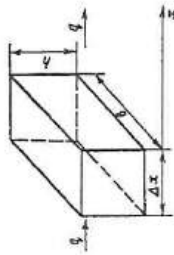


Рисунок 3.1 – Элемент прямолинейного пласта

В начальный момент времени $t = 0$ в пласте при отсутствии в нагнетаемой воде ПАВ начальное условие примет вид:

$$c(x, 0) = 0. \quad (3.2)$$

Начиная с момента времени $t = 0$ в пласт через нагнетательную галерею закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией закачки $c = c^0$. Таким образом, граничное условие будет иметь вид

$$c(0, t) = c^0 \quad (3.3)$$

Решение задачи (3.1)-(3.3) определяют по формулам

$$c(x, t) = c^0, \quad x \leq \frac{q}{mbh} \left(\frac{1}{1+\alpha} \right) t, \quad (3.4)$$

$$c(x, t) = 0, \quad x > \frac{q}{mbh(1+\alpha)} t. \quad (3.5)$$

Обозначим через $v = \frac{q}{bh}$ скорость фильтрации из первого выражения (3.4) определим скорость фронта сорбции

$$v_c = \frac{x}{t} \text{ или } v_c = \frac{v}{m(1+\alpha)}; \quad (3.5)$$

$$v = \frac{q}{bh} = \frac{500}{400 \cdot 15} = 0.0833 \text{ м/сут.}$$

$$v_c = \frac{0.0833}{0.25 \cdot 1.2} = 0.277 \text{ м/сут.}$$

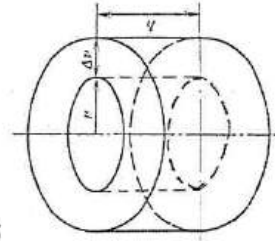
Ответ

Скорость продвижения фронта сорбции ПАВ составит 0,277 м/сут.

Варианты задачи для выполнения самостоятельных работ

№	l, м	b, м	h, м	m, доли ед.	q, м³/сут	α, доли ед.
1	400	200	14	0.23	350	0.32
2	450	200	8	0.21	400	0.30
3	500	200	16	0.27	450	0.28
4	550	200	10	0.19	300	0.34
5	600	200	12	0.25	500	0.26
6	400	250	8	0.25	400	0.34

Рисунок 4.1 – Схема элемента пласта при плоско-радиальной фильтрации



Практическая работа №4

Расчет времени подхода фронта сорбции ПАВ к линии отбора.

В этом разделе рассматривается закачка водного раствора ПАВ в нагнетательную скважину, расположенную в центре элемента эксплуатационного участка, например пятиточечная система заводнения. Вытеснение нефти водным раствором ПАВ описывается посредством уравнений плоско-радиальной фильтрации. Для получения уравнения, описывающего распределения концентрации ПАВ в пласте используется уравнения материального баланса также рассматривается элемент пласта [3]

рис.4.1.

Искомое уравнение имеет вид:

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q}{2\pi mh(1+\alpha)r} \frac{\partial c}{\partial r} = 0 \quad (4.1)$$

Задавая начальным и граничным условиями, после некоторых математических преобразований получим выражение для фронта сорбции

$$r_{\kappa}(t) = \sqrt{r_c^2 + \frac{q t}{m(1 + \alpha) \pi h}}. \quad (4.2)$$

Задача

В водонасыщенный участок пласта, имеющий $r_{\kappa} = 200\text{ м}$ и толщину $h = 10\text{ м}$ и пористость $m = 0,2$, через центральную скважину радиусом $r_c = 0,1\text{ м}$ закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией c^0 и темпом закачки $q = 250\text{ м}^3/\text{сут}$ (рис. 4.1). ПАВ интенсивно сорбируется пористой средой по закону Генри.

$$a(c) = \alpha c, \text{ где } \alpha = 0,3.$$

Определить закон движения фронта ПАВ (фронта сорбции ПАВ) и время подхода его к линии отбора, расположенной на расстоянии $r = r_{\kappa} = 200\text{ м}$ от центральной нагнетательной скважины. Движение жидкостей в пласте считать плоско-радиальным, а жидкости – несжимаемыми.

Решение

Положение фронта ПАВ в момент времени t после его закачки в нагнетательную скважину можно определить по соотношению (4.2).

Дифференцируя обе части уравнения (4.2) по t , определяется скорость продвижения фронта ПАВ

$$v_c(t) = \frac{dr_{\kappa}(t)}{dt} = \frac{q}{2m(1 + \alpha)\pi h r_{\kappa}(t)} \quad (4.3)$$

Таким образом, скорость продвижения фронта ПАВ в случае плоско-радиальной фильтрации падает с течением времени убывает обратно пропорционально $r_{\kappa}(t)$.

Определяется время подхода фронта ПАВ к линии отбора. Для этого подставляется в соотношение (4.2) значение $r_{\kappa}(t) = r_{\kappa}$ и обе части полученного равенства возводятся в квадрат

$$t_{*} = \frac{m(1 + \alpha)\pi h}{q} (r_{\kappa}^2 - r_c^2) \approx \frac{m(1 + \alpha)\pi h}{q} r_{\kappa}^2 = \frac{0,2 \cdot 1,3\pi \cdot 10}{250} 200^2 = 3,58 \text{ года}.$$

Ответ

Времени подхода фронта сорбции ПАВ к линии отбора составит 3,58 года.

Варианты задачи для выполнения самостоятельных работ

№	$l, \text{ м}$	$b, \text{ м}$	$h, \text{ м}$	m , доли ед.	q , $\text{м}^3/\text{сут}$	α , доли ед.
1	200	200	14	0,19	350	0,32
2	250	200	8	0,25	400	0,30
3	300	200	16	0,23	450	0,26
4	350	200	10	0,21	300	0,28
5	400	200	12	0,27	500	0,32
6	450	250	8	0,21	350	0,30
7	500	250	16	0,27	400	0,28
8	600	250	10	0,23	450	0,34
9	650	250	12	0,25	300	0,26
10	700	250	14	0,26	500	0,34
11	750	300	16	0,19	400	0,30

12	800	300	10	0,25	450	0,28
13	850	300	12	0,23	350	0,34
14	550	300	14	0,21	500	0,26
15	600	300	8	0,27	350	0,34
16	400	350	10	0,27	300	0,32
17	450	350	12	0,19	500	0,30
18	500	350	14	0,23	300	0,26
19	550	350	8	0,21	350	0,28
20	600	350	16	0,27	350	0,32
21	400	400	12	0,19	300	0,30
22	450	400	14	0,25	350	0,28
23	500	400	8	0,25	350	0,34
24	550	400	16	0,23	400	0,26
25	600	400	10	0,21	450	0,34
26	500	450	12	0,27	300	0,32
27	550	450	14	0,19	500	0,30
28	600	450	8	0,25	400	0,26
29	400	450	16	0,25	450	0,28
30	450	450	6	0,23	500	0,30

Нарисовать графики изменения скорости сорбции, скорости фильтрации и истинной скорости.

Практическая работа №5

Расчет оптимального объема оторочки ПАВ для галереи.

При закачке водного раствора ПАВ происходит не только сорбирование ПАВ на поверхности поровых каналов, но и обратный процесс – десорбция, растворение сорбированных ПАВ в воде. В рассматриваем раздле считается, что сорбция и десорбция подчиняются закону Генри [4], рисунок 5.1. При решении задач используются уравнения и соотношения, полученные в раздле 3.

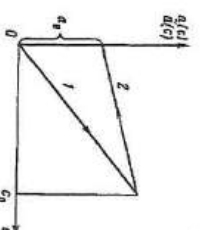


Рисунок 5.1 – График зависимости сорбции (1) и десорбции (2) ПАВ пористой породой (случай линейной изотермы сорбции и десорбции), α_0 – количество сорбции, необратимо сорбированного породой.

Задача

В пласт, первоначально насыщенный водой с пористостью $m = 0,2$ и имеющий размеры $l = 500\text{ м}$, $b = 30\text{ м}$, $h = 10\text{ м}$, закачивается оторочка ПАВ с концентрацией $c^0 = 0,001$ при расходе $q = 400\text{ м}^3/\text{сут}$. Оторочка проталкивается водой с тем же расходом q . ПАВ адсорбируется пористой средой по закону, формула которого имеет вид $a(c) = \alpha c$, где $\alpha = 0,3$. На стадии проталкивания оторочки водой происходит десорбция ПАВ (т.е. обратное растворение части адсорбированного ПАВ в проталкиваемой воде) [4]:

$$\bar{a}(c) = \bar{\alpha} c + (\alpha - \bar{\alpha}) c^0, \text{ где } \bar{\alpha} = 0,1; \bar{\alpha}_0 = (\alpha - \bar{\alpha}) c^0$$

характеризует, необратимо сорбированное породой, количество ПАВ (рисунок 5.1).

Определить оптимальный объём оторочки ПАВ и время, необходимое для её создания. Оптимальным считать такой объём оторочки, который исчезает при подходе фронта ПАВ к линии отбора. Движение жидкостей считать прямолинейным, а сами жидкостно- несжимаемыми.

Решение

На стадии создания оторочки ПАВ решение известно (см. задачу 3):

$$c = \begin{cases} c^0, & x \leq v_c t, \\ 0, & x > v_c t, \end{cases} \quad \text{где } v_c = \frac{q}{mbh(1+\alpha)}.$$

Считается, что в момент времени $t = t_*$ формирование оторочки закончилось и началась стадия проталкивания её по пласту водой, закачиваемой с расходом q . Уравнение распределения концентрации ПАВ в пласте на стадии проталкивания оторочки водой

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q}{m(1+\alpha)bh} \frac{\partial c}{\partial x} = 0. \quad (5.1)$$

В момент времени $t = t_*$ (момент окончания создания оторочки и начала проталкивания её водой) во всех сечениях пласта, через которые прошёл фронт оторочки ПАВ, концентрация ПАВ будет равна концентрации закачки. Таким образом, начальное условие имеет вид $c(x, t_*) = c^0, \quad x \leq x_\phi(t_*)$. (5.2)

Начиная с момента времени $t = t_*$ оторочка будет проталкиваться водой, не содержащей ПАВ. Поэтому граничное условие примет вид $c(0, t) = 0, \quad t \geq t_*$ (5.3)

Решая уравнение (5.1) с начальным и граничным условиями (5.2), (5.3), получим

$$c(x, t) = \begin{cases} c^0, & x \leq v_\phi(t - t_*), \\ 0, & x > v_\phi(t - t_*), \end{cases} \quad (5.4)$$

где v_ϕ – скорость тыла оторочки, определяемая по соотношению:

$$v_\phi = \frac{q}{m(1+\alpha)bh} \quad (5.5)$$

Характерное распределение концентрации ПАВ в пласте показано на рисунке 5.2.

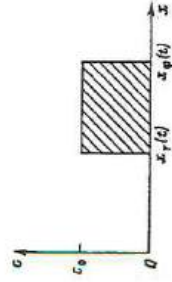


Рисунок 5.2 – Зависимость концентрации ПАВ в пласте при проталкивании оторочки раствора водой (случай линейных изотерм сорбции и десорбции ПАВ) от расстояния.

c – концентрация ПАВ, $x_\phi(t)$ и $x_*(t)$ – соответственно положение фронта и тыла оторочки ПАВ в момент времени t

Движение жидкостей – прямолинейно-параллельное. Время t_* создания оторочки определяется по формуле:

$$t_* = \frac{mbh(\alpha - \bar{\alpha})}{q} \frac{V}{V_{\text{пор}}(\alpha - \bar{\alpha})} \quad (5.6)$$

$$t_* = \frac{0,2 \cdot 500 \cdot 300 \cdot 10}{400} \cdot 0,2 = 4,1 \text{ года.}$$

Объём оторочки ПАВ при этом составит:

$$V_{\text{от}} = \frac{qt_*}{1+\alpha} = \frac{\alpha - \bar{\alpha}}{1+\alpha} V_{\text{пор}} = \frac{0,2}{1,3} V_{\text{пор}} \approx 0,15 V_{\text{пор}}. \quad (5.7)$$

Ответ

Для условий нашей задачи оптимальным является объём оторочки ПАВ, равный 15 % порового объема пласта $V_{\text{пор}}$.

Варианты задачи для выполнения самостоятельных работ

№	$t, \text{ м}$	$b, \text{ м}$	$h, \text{ м}$	$m, \text{ доли сл.}$	$q, \text{ м}^3/\text{сут}$	$a, \text{ доли сл}$
1	2	3	4	5	6	7
1	400	200	14	0,23	350	0,32
2	450	200	8	0,21	400	0,30
3	500	200	16	0,27	450	0,28
4	550	200	10	0,19	300	0,34
5	600	200	12	0,25	500	0,26
6	400	250	8	0,25	400	0,34
7	450	250	16	0,23	450	0,32
8	500	250	10	0,21	500	0,30
9	550	250	12	0,27	350	0,26
10	600	250	14	0,19	300	0,28
11	400	300	16	0,19	500	0,28
12	450	300	10	0,25	300	0,26
13	500	300	12	0,23	350	0,34
14	550	300	14	0,21	450	0,30
15	600	300	8	0,27	400	0,32
16	400	350	10	0,27	450	0,26
17	450	350	12	0,19	500	0,34
18	500	350	14	0,25	300	0,32
19	550	350	8	0,23	400	0,28
20	600	350	16	0,21	350	0,30
21	400	400	12	0,21	300	0,30
22	450	400	14	0,27	350	0,28
23	500	400	8	0,19	400	0,26
24	550	400	16	0,25	500	0,32

25	600	400	10	0,23	450	0,34
26	500	250	16	0,19	300	0,26
27	550	300	12	0,25	400	0,28
28	600	300	14	0,23	350	0,28
29	400	300	8	0,21	300	0,26
30	450	300	16	0,27	350	0,34

Практическая работа №6 Расчет температуры на забое нагнетательной скважины при закачке в пласт горячей воды.

К тепловым методом увеличения нефтеотдачи относится закачка в пласт теплоносителя (горячей воды или пара). Засчет превышения температуры закачиваемого теплоносителя над пластовой температурой происходит передача тепла пластовым флюидам. Динамическая вязкость нефти снижается, увеличивается ее подвижность, глобулы нефти, «прилипли» к поверхности поровых каналов, отрываются. Происходит тепловое расширение коллектора, нефти, воды, и что и ведет к увеличению нефтеотдачи.

Задача

В нагнетательную скважину закачивается теплоноситель – горячая вода. Глубина скважины $H=1300\text{м}$; геотермический градиент $\Gamma_r=0,01^\circ\text{C}$; диаметр скважины $d_c=0,168\text{м}$; расход закачиваемой в пласт воды $q_b=500\text{м}^3/\text{сут}$; температура воды на устье $T_y=180^\circ\text{C}$. Теплопроводность окружающих скважину пород $\lambda_{\text{ок}}=2,33\text{Вт}/(\text{м}\cdot\text{K})$; температуропроводность пород $\chi_{\text{ок}}=8,55\cdot 10^{-7}\text{м}^2/\text{с}$; плотность воды $\rho_b=10^3\text{кг}/\text{м}^3$; теплоемкость воды $c_b=4,2\text{кДж}/(\text{кг}\cdot\text{K})$.

На некоторой глубине под землей имеется некоторый слой пород, называемый нейтральным, в котором температура не зависит от климатических условий на поверхности. Температура нейтрального слоя $\theta_0=10^\circ\text{C}$. Требуется определить температуру T_s на забое нагнетательной скважины через один год после начала закачки в пласт горячей воды[4].

Решение

Температуру воды на забое скважины определяем по формуле А. Ю.

Намюнта:

$$T_s = \theta_0 + \frac{\Gamma_m}{\beta_0} (\beta_0 H - 1) + \left(T_y - \theta_0 + \frac{\Gamma_m}{\beta_0} \right) \exp(-\beta_0 H), \tag{6.1}$$

где

$$\beta_0 = \frac{2 \pi \lambda_{\text{ок}}}{q_b c_b \rho_b \ln \frac{r(t)}{r_c}}; \tag{6.2}$$

$$r(t) = 2 \sqrt{\chi_{\text{ок}} t}. \tag{6.3}$$

При выводе формулы (6.1) предполагалось, что теплопроводность окружающих пород в направлении, перпендикулярном к оси скважины,

равна реальной, а в направлении, параллельном ее оси,— нулю.

Подставив исходные данные, получим

$$r(t) = 2 \sqrt{8,55 \cdot 10^{-7} \cdot 3,15 \cdot 10^7} = 10,4 \text{ м};$$

$$\beta_0 = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 2,33 \cdot 10^{-3}}{5,79 \cdot 10^{-3} \cdot 4,2 \cdot 1000 \cdot \ln \frac{10,4}{0,082}} = 1,75 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{м}}$$

$$T_s = 10 + \frac{0,01}{1,75 \cdot 10^{-4}} (1,75 \cdot 10^{-4} \cdot 1300 - 1) + \left(180 - 10 + \frac{0,01}{1,75 \cdot 10^{-4}} \right) \exp(-1,75 \cdot 10^{-4} \cdot 1300) = 146,7^\circ\text{C}$$

Омлет

Температура на забое нагнетательной скважины через один год после начала закачки в пласт горячей воды будет равна 146,7°С.

Варианты задачи для выполнения самостоятельных работ

№	H	Г _г	d _с	q _б	T _у	λ _{ок}	χ _{ок} ·10 ⁻⁷	ρ _б	c _б	θ ₀
1	1900	0,03	0,168	500	250	2,33	8,55	10 ³	4,2	39
2	1900	0,03	0,168	490	245	2,33	8,5	10 ³	4,2	38
3	1900	0,03	0,168	480	240	2,33	8,45	10 ³	4,2	37
4	1800	0,03	0,168	470	235	2,33	8,4	10 ³	4,2	36
5	1800	0,03	0,168	460	230	2,33	8,35	10 ³	4,2	35
6	1800	0,03	0,168	450	225	2,3	8,3	10 ³	4,2	34
7	1700	0,025	0,168	440	220	2,3	8,25	10 ³	4,2	33
8	1700	0,025	0,168	430	215	2,3	8,2	10 ³	4,2	32
9	1700	0,025	0,168	420	210	2,3	8,15	10 ³	4,2	31
10	1600	0,025	0,168	410	205	2,3	8,1	10 ³	4,2	30
11	1600	0,025	0,110	400	200	2,22	8,05	10 ³	4,2	29
12	1600	0,025	0,110	390	195	2,22	8	10 ³	4,2	28
13	1500	0,02	0,110	380	185	2,22	7,95	10 ³	4,2	27
14	1500	0,02	0,110	370	180	2,22	7,9	10 ³	4,2	26
15	1500	0,02	0,110	360	175	2,22	7,85	10 ³	4,2	25
16	1400	0,02	0,110	350	170	2,2	7,8	10 ³	4,2	24
17	1400	0,02	0,110	340	165	2,2	7,75	10 ³	4,2	23
18	1400	0,02	0,110	330	160	2,2	7,7	10 ³	4,2	22
19	1300	0,015	0,110	320	155	2,2	7,65	10 ³	4,2	21
20	1300	0,015	0,110	310	150	2,2	7,6	10 ³	4,2	20
21	1300	0,015	0,124	300	145	2,12	7,55	10 ³	4,2	19
22	1200	0,015	0,124	290	140	2,12	7,5	10 ³	4,2	18
23	1200	0,015	0,124	280	135	2,12	7,45	10 ³	4,2	17
24	1200	0,015	0,124	270	130	2,12	7,4	10 ³	4,2	16
25	1100	0,01	0,124	260	125	2,12	7,35	10 ³	4,2	15
26	1100	0,01	0,124	250	120	2,1	7,3	10 ³	4,2	14
27	1100	0,01	0,124	240	115	2,1	7,25	10 ³	4,2	13
28	1000	0,01	0,124	230	110	2,1	7,2	10 ³	4,2	12
29	1000	0,01	0,124	220	105	2,1	7,15	10 ³	4,2	11
30	1000	0,01	0,124	210	100	2,1	7,1	10 ³	4,2	10

Практическая работа №7

Определение степени сухости пара на забое нагнетательной

скважины.

При вытеснении нефти из пласта паром для определения площади прогрева необходимо знать степень сухости пара на забое нагнетательной скважины.

Задача

С целью повышения нефтеотдачи пласта в нагнетательную скважину закачивается пар. Глубина скважины $H=250\text{ м}$; диаметр скважины $d_c=0,143\text{ м}$; темп нагнетания пара $q_n=500\text{ т/сут}$; степень сухости пара на устье $X_y=0,8$; температура пара $T_n=250^\circ\text{C}$; средняя начальная температура в скважине $T_{cp}=15^\circ\text{C}$; скрытая теплота парообразования $\xi_n=1750\text{ кДж/кг}$; теплопроводность окружающих скважину пород $\lambda_{оп}=8,1\text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$; температуропроводность окружающих скважину пород $\chi_{оп}=2,89\cdot 10^{-6}\text{ м}^2/\text{с}$. Требуется определить степень сухости пара на забое нагнетательной скважины через 1 год после начала закачки [4].

Решение

Степень сухости пара на забое нагнетательных скважин можно вычислить, используя следующую зависимость:

$$X_z = X_y - \frac{2 \pi \lambda_{оп} \Delta T_n H}{q_n r_n \ln \frac{d(t)}{d_c}}, \quad (7.1)$$

где

$$d(t) = 4 \sqrt{\chi_{оп} t}; \quad (7.2)$$

$$\Delta T_n = T_n - T_{cp}; \quad (7.3)$$

X_z — степень сухости пара на забое нагнетательной скважины через время t .

Тогда

$$\Delta T_n = 250 - 15 = 235^\circ\text{C};$$
$$d(t) = 4 \sqrt{2,89 \cdot 10^{-6} \cdot 3,154 \cdot 10^7} = 38,2\text{ м}.$$

Подставив в формулу (5.7) соответствующие значения, получим

$$X_z = 0,8 - \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 8,1 \cdot 10^{-3} \cdot 235 \cdot 250}{5,787 \cdot 1750 \cdot \ln \frac{38,2}{0,143}} = 0,8 - 0,0528 = 0,747.$$

Ответ

Степень сухости пара на забое нагнетательной скважины через 1 год после начала закачки будет равна 0,747.

Варианты задачи для выполнения самостоятельных работ

№	H	X _y	d _c	q _n	T _n	λ _{оп}	χ _{оп} ·10 ⁻⁶	T _{cp}	ξ _n
1.	650	0,93	0,168	500	250	8,55	2,33	39	2450
2.	650	0,93	0,168	490	245	8,5	2,33	38	2400
3.	650	0,93	0,168	480	240	8,45	2,33	37	2350
4.	600	0,93	0,168	470	235	8,4	2,33	36	2300
5.	600	0,93	0,168	460	230	8,35	2,33	35	2250
6.	600	0,93	0,168	450	225	8,3	2,3	34	2200
7.	550	0,92	0,168	440	220	8,25	2,3	33	2150
8.	550	0,92	0,168	430	215	8,2	2,3	32	2100
9.	550	0,92	0,168	420	210	8,15	2,3	31	2050
10.	500	0,92	0,168	410	205	8,1	2,3	30	2000
11.	500	0,92	0,110	400	200	8,05	2,22	29	1950
12.	500	0,92	0,110	390	195	8	2,22	28	1900
13.	450	0,82	0,110	380	185	7,95	2,22	27	1850
14.	450	0,82	0,110	370	180	7,9	2,22	26	1800
15.	450	0,82	0,110	360	175	7,85	2,22	25	1750
16.	400	0,82	0,110	350	170	7,8	2,2	24	1700
17.	400	0,82	0,110	340	165	7,75	2,2	23	1650
18.	400	0,82	0,110	330	160	7,7	2,2	22	1600
19.	350	0,85	0,110	320	155	7,65	2,2	21	1550
20.	350	0,85	0,110	310	150	7,6	2,2	20	1500
21.	350	0,85	0,124	300	145	7,55	2,12	19	1450
22.	300	0,85	0,124	290	140	7,5	2,12	18	1400
23.	300	0,85	0,124	280	135	7,45	2,12	17	1350
24.	300	0,85	0,124	270	130	7,4	2,12	16	1300
25.	250	0,8	0,124	260	125	7,35	2,12	15	1250
26.	250	0,8	0,124	250	120	7,3	2,1	14	1200
27.	250	0,8	0,124	240	115	7,25	2,1	13	1150
28.	200	0,8	0,124	230	110	7,2	2,1	12	1100
29.	200	0,8	0,124	220	105	7,15	2,1	11	1050
30.	200	0,8	0,124	210	100	7,1	2,1	10	1000

Практическая работа №8

Расчет площади прогретой части пласта при закачке в нагнетательную скважину пара.

Задача

Нефтяная залежь разрабатывается с применением метода нагнетания пара. Система расстановки скважин – площадная. Темп закачки пара в одну

нагнетательную скважину $q_n=287,7$ т/сут; степень сухости пара на забое нагнетательной скважины $X_s=0,6$; скрытая теплота испарения $\xi_n=1250$ кДж/кг; теплоемкость горячей воды $c_n=4,2$ кДж/(кг·К); температура пара $T_n=340$ °С; толщина пласта $h=45$ м; коэффициент охвата пласта процессом по толщине $\eta_r=0,8$; начальная температура пласта $T_0=25$ °С; теплопроводность пласта и окружающих его пород $\lambda_{np}=\lambda_{оп}=2,205$ Вт/(м·К); плотность пласта и окружающих его пород $\rho_{np}=\rho_{оп}=2600$ кг/м³; теплоемкость пласта и окружающих его пород $c_{np}=c_{оп}=0,85$ кДж/(кг·К).

Расчитать площадь нагретой части пласта в одном элементе системы расстановки скважин через 1 год после начала нагнетания пара.

Решение

Площадь нагретой части пласта определим по формуле Маркса-Лангенхайма:

$$S_{np} = \frac{q_n h \rho_{np}}{\Delta T_n 4 \lambda_{оп} c_{оп} \rho_{оп}} \left[\operatorname{erf} \operatorname{erfc} \sqrt{\tau} + \sqrt{\frac{\tau}{\pi}} - 1 \right], \quad (8.1)$$

где q_n – темп подачи тепла в пласт, кДж/с;

$$q_n = q_n X_n \xi_n + q_n c_n \Delta T_n; \quad (8.2)$$

$$\tau = \frac{4 \lambda_{оп} c_{оп} \rho_{оп} l}{h^2 \eta^2 c_{np} \rho_{np}^2}; \quad t - \text{время нагнетания.} \quad (8.3)$$

$$\Delta T_n = T_n - T_0. \quad (8.4)$$

В методике Маркса—Лангенхайма использовали следующие допущения.

1. Теплопроводность пласта в направлении, параллельном направлению, равна нулю, а в перпендикулярном — бесконечности.

2. Теплопроводность окружающих пород перпендикулярно к пласту равна реальной теплопроводности пород, а параллельно пласту – нулю.

Подставив исходные данные в формулы, получим

$$\Delta T_n = 340 - 25 = 315 \text{ °С};$$

$$q_n = 3,33 \cdot 0,6 \cdot 1250 + 3,33 \cdot 4,2 \cdot 315 = 6903 \text{ кДж/с};$$

$$\tau = \frac{4 \cdot 2,205 \cdot 10^{-3} \cdot 0,85 \cdot 3,154 \cdot 10^7}{(45)^2 (0,8)^2 (2600)^2} = 0,097$$

$$\sqrt{\tau} = 0,3116$$

$$\operatorname{erfc} \sqrt{\tau} = \operatorname{erfc}(0,3116) = 0,6595$$

Тогда

$$S_{np} = \frac{6903 \cdot 45 \cdot 0,8 \cdot 0,85 \cdot 2600}{315 \cdot 4 \cdot 2,205 \cdot 10^{-3} \cdot 0,85 \cdot 2600} [0,726 + 0,352 - 1] = 6949 \text{ м}^2$$

Ответ

Площадь нагретой части пласта в одном элементе системы расстановки скважин через 1 год после начала нагнетания пара составит 6949 м².

Варианты заданий для выполнения самостоятельных работ.

№	h	X _s	c _{оп}	q _n	T _n	λ _{оп}	ρ _{оп}	T ₀	ξ _n	c _n	η _r
1.	65	0,83	0,868	500	250	3,55	2330	39	2450	4,2	0,8
2.	65	0,83	0,868	490	245	3,5	2330	38	2400	4,2	0,79
3.	65	0,83	0,868	480	240	3,45	2330	37	2350	4,2	0,78
4.	60	0,83	0,868	470	235	3,4	2330	36	2300	4,2	0,77
5.	60	0,83	0,868	460	230	3,35	2330	35	2250	4,2	0,76
6.	60	0,83	0,868	450	225	3,3	2300	34	2200	4,2	0,75
7.	55	0,72	0,868	440	220	3,25	2300	33	2150	4,2	0,74
8.	55	0,72	0,868	430	215	3,2	2300	32	2100	4,2	0,73
9.	55	0,72	0,868	420	210	3,15	2300	31	2050	4,2	0,72
10.	50	0,72	0,868	410	205	3,1	2300	30	2000	4,2	0,71
11.	50	0,72	0,810	400	200	3,05	2220	29	1950	4,2	0,70
12.	50	0,72	0,810	390	195	3	2220	28	1900	4,2	0,69
13.	45	0,62	0,810	380	185	2,95	2220	27	1850	4,2	0,68
14.	45	0,62	0,810	370	180	2,9	2220	26	1800	4,2	0,67
15.	45	0,62	0,810	360	175	2,85	2,22	25	1750	4,2	0,66
16.	40	0,62	0,810	350	170	2,8	2200	24	1700	4,2	0,65
17.	40	0,62	0,810	340	165	2,75	2200	23	1650	4,2	0,64
18.	40	0,62	0,810	330	160	2,7	2200	22	1600	4,2	0,63
19.	35	0,55	0,810	320	155	2,65	2200	21	1550	4,2	0,62
20.	35	0,55	0,810	310	150	2,6	2200	20	1500	4,2	0,61
21.	35	0,55	0,824	300	145	2,55	2120	19	1450	4,2	0,60
22.	30	0,55	0,824	290	140	2,5	2120	18	1400	4,2	0,59
23.	30	0,55	0,824	280	135	2,45	2120	17	1350	4,2	0,58
24.	30	0,55	0,824	270	130	2,4	2120	16	1300	4,2	0,57
25.	25	0,5	0,824	260	125	2,35	2120	15	1250	4,2	0,56
26.	25	0,5	0,824	250	120	2,3	2100	14	1200	4,2	0,55
27.	25	0,5	0,824	240	115	2,25	2100	13	1150	4,2	0,54
28.	20	0,5	0,824	230	110	2,2	2100	12	1100	4,2	0,53
29.	20	0,5	0,824	220	105	2,15	2100	11	1050	4,2	0,52
30.	20	0,5	0,824	210	100	2,1	2100	10	1000	4,2	0,51

Вопросы к экзамену по дисциплине:

(проверяемые компетенции ПК-2, ПК-7)

1. Что не относится к химическим методам интенсификации?

1. Кислотные обработки
 2. Закачка растворителей
 3. Гидрофразыв пласта
 4. Применение тампонажных растворов
2. К физическим методам воздействия на ПЗП относится?
1. Вибрационный метод

2. Микробиологический

3. Термокислотный

4. Термогазохимическое воздействие

3. К Кислотным методам воздействия не относится?

1. Солянокислотная обработка

2. Направленная кислотная обработка

3. Термокислотная обработка

4. Использование серной, плавиковой и других кислот

4. В продуктивных отложениях, представленных известняками или доломитами с карбонатностью до ... в состав растворов используют соляную кислоту?

1. 180-85%

2. 285-90%

3. 390-95%

4. 475-80%

5. Наиболее эффективный метод интенсификации?

1. Термогазохимическое воздействие

2. Солянокислотная обработка

3. Гидроразрыв пласта

4. Микробиологическое воздействие

6. Технология ГРП была разработана в?

1. 1949

2. 1950

3. 1948

4. 1947

7. Расположите этапы ГРП в порядке правильности исполнения

1. закачка продавочной жидкости -3

2. закачка в скважину жидкости разрыва до создания трещин-1

3. закачка жидкости с наполнителем-2

8. В терригенных коллекторах расклинивающий агент-это?

1. Пропан

2. Кислота

3. ропант

9. К термическим методам воздействия на ПЗП через добывающую скважину не относится?

1. Паропрогрев

2. Электропрогрев

3. Термополимерное заводнение

4. Прокачка горячей нефти

10. К термическим методам воздействия на ПЗП через нагнетательную скважину относится?

1. Электропрогрев

2. Прокачка горячей нефти

3. Импульсно-дозированное воздействие

11. При создании вибрационных устройств для воздействия на нефтяные скважины необходимо ориентироваться на частоты колебаний в области....?

1. 100-200Гц

2. 200-400Гц

3. 600-800Гц

4. 800-1000Гц

12. Кислотные обработки применяют для увеличения проницаемости?

1. Песчаных коллекторов

2. Терригенных коллекторов

3. Карбонатных коллекторов

4. Песчаных,терригенных и карбонатных коллекторов

13. Химически активной основой кислотных обработок является?

1. Хлорная HClO₄

2. Серная H₂SO₄

3. Плавиковая кислота HF

4. Соляная кислота HCl

14. Трещины ГРП в неглубоких скважинах (до 900 м) имеют... ориентацию?

1. Наклонную

2. Вертикальную

3. Горизонтальную

15. Электропрогрев наиболее пригоден для месторождений, содержащих нефти с суммарным содержанием парафина, смол и асфальтенов не менее..?

1. 11%

2. 22%

3. 33%

16. Трещины ГРП в скважинах глубже 1000 м имеют ... ориентацию?

1. Наклонную

2. Вертикальную

3. Горизонтальную
4. Наклонную или вертикальную
17. Применение циклической паротепловой обработки целесобразно на месторождениях, расположенных на глубине до

1. 1500
2. 2000
3. 1000
4. 1750

18. Солянокислотная обработка не эффективна в случае..

1. Песчаных коллекторов
2. Терригенных коллекторов
3. Карбонатных коллекторов

19. Технология гидрофразыва, как метода увеличения продуктивности скважин, была разработана

1. Ж.Б.Кларком
2. С.А.Христиановичем
3. Ю.А.Желтовым
4. Д.Фоксом

20. Техника, неиспользуемая для проведения ГРП:

1. Манифольд
2. Песковоз
3. Фонтанная арматура
4. Насосный агрегат

Ответы:

вопрос	ответ	вопрос	ответ	вопрос	ответ
1	3	9		17	1
2	1	10		18	2
3	3	11	3	19	1
4	3	12	4	20	3
5	3	13	4		
6	3	14	3		
7	3	15	3		
8	3	16	4		

Критерии оценивания

Оценка	Критерии оценки
5 (отлично)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: -последовательно, четко, связно, обоснованно и безопионочно излагает учебный материал; дает ответ в

	логической последовательности с использованием принятой терминологии; За выполнение практической работы: - уверенно и безошибочно применяет полученные знания в решении поставленных задач; - выполнил работу в рациональной последовательности и полном объеме; - самостоятельно выбрал и подготовил средства и методику для выполнения задания.
--	--

4 (хорошо)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: -ответ не удовлетворяет основным требованиям к ответу на оценку «5», но имеются затруднения при решении вопросов в новой ситуации: слушатель допускает 1-2 недочета и может их исправить самостоятельно или с небольшой помощью преподавателя. За выполнение практической работы: - слушатель выполнил требования к оценке 5 (отлично), но работа выполнена в не рациональной последовательности и/или допущены 2-3 недочета.
---------------	---

3 (удовлетворительно)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - в ответах в ходе собеседования имеются отдельные пробы в усвоении учебного материала образовательной программ: слушатель допустил не более одной ошибки и двух недочетов. За выполнение практической работ: - слушатель выполнил практическую задачу не полностью, но объем выполненной части таков, что в основном позволяет получить правильные результаты и выводы, допущено не более 1 ошибки и 2-х недочетов.
--------------------------	--

2 (неудовлетворительно)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - не овладел основными знаниями и умениями в соответствии с требованиями программ и допустил больше ошибок и недочетов, чем необходимо для оценки 3 (удовлетворительно), не может ответить ни на один из поставленных вопросов. За выполнение практической работы: - слушатель не выполнил работу или объем выполненной части работы не позволяет сделать правильных выводов: все или большинство сформированных ответов не подтверждают контрольные цифры.
----------------------------	--

3.3 Учебно-методические материалы

1. Моделирование современных методов увеличения нефтеотдачи с помощью программного комплекса, разработанного компанией "Роснефть"; учебное пособие для бакалавров студентов, магистров и аспирантов специальности "Нефтегазовое дело" / А. А. Барышников [и др.]; ТИУ. - Тюмень: ТИУ, 2016. - 48 с.; ил., табл. - Электронная библиотека ТИУ.

2. Сборник задач по разработке нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / С. Ф. Мулявин, И. Г. Стещенко, О. А. Важенкова [и др.]. - Тюмень: ТИУ, 2021. - 95 с. - Электронная библиотека ТИУ

3. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. - М.: Недра, 1985. - 308с.

4. Коротенко В.А., Соколова В.И. Выбор оптимального режима работы скважины после гидроразрыва сложно построенного коллектора/ Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. науч. тр.- Регион.научно-практич.конференции, посвященной 40-летию каф. РЭНГМ,ТомГНГУ. Вып. 3- Тюмень, 2008. – С. 106-110.

5. Коротенко В.А., Дегтярев В.А. Гидроразрыв пласта, состоящего из двух прослоев разной проницаемости/ Нефть и газ Западной Сибири, материалы научно-технической конференции, посвященной 45-летию Тюменского топливно-энергетического комплекса и 80-летию Грайфера В.И., 2009, - С.99-101.

6.Желтов Ю.П., Стрижов И.Н., Золотухин А.Б., Зайцев В.М. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений: Учеб. пособие для вузов: М., Недра, 1985, 296с.

4. ОРГАНИЗАЦИОННО-ПЕДАГОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ДИСЦИПЛИНЫ

4.1 Материально-технические условия

Наименование специализированных учебных помещений	Вид занятий	Наименование оборудования, программного обеспечения
Компьютерный класс	Лекции, практические задания	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.2 Условия для функционирования электронно-образовательной среды

Электронные информационные ресурсы	Вид занятий	Наименование оборудования
Система поддержки учебного процесса Eduson	Лекции, практические задания, промежуточная аттестация	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.3 Базы данных, информационно-справочные и поисковые системы, электронные каталоги

1. БС «Издательства Лань» / Режим доступа: <http://e.lanbook.com>
2. ЭБС «Электронного издательства ЮРАИТ» /Режим доступа: www.biblio-online.ru
3. Собственная полнотекстовая база (ПБД) БИК ТИУ - / Режим доступа: <http://e.lanbook.com>
4. Научная электронная библиотека «eLIBRARY.RU» / Режим доступа [a.http://elibrary.ru/](http://elibrary.ru/)
5. ЭБС «IPRbooks» / Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/>
6. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина / Режим доступа: <http://elib.gubkin.ru/>
7. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГНТУ (г. Уфа) / Режим доступа: <http://bibl.rusoil.net>
8. Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГТУ (г. Ухта) / Режим доступа: <http://lib.ugtu.net/books>
9. ЭБС «Перспект» / Режим доступа: <http://ebs.prospekt.org>
10. ЭБС «Консультант студент» / Режим доступа: <http://www.studentlibrary.ru>

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО И ДИСТАНЦИОННОГО ОБРАЗОВАНИЯ**

УТВЕРЖДАЮ

Директор

А.В. Медведев

« 07 »

2024 г.



РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

дисциплины «Скважинная добыча нефти»

программы профессиональной переподготовки

«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Общая трудоемкость - 62 часа

Лекции – 24 часа

Практические занятия – 10 часов

Самостоятельная работа – 28 часов

Рабочую программу разработал:
ассистент кафедры РЭНГМ



А.М. Ведменский

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий кафедрой РЭНГМ
«04» 06 2024г.



С.И. Грачев

Начальник отдела проектирования
образовательных программ ИДДО
«04» 06 2024г.



Л.В. Скоморохова

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ДИСЦИПЛИНЫ

Цель освоения дисциплины – ознакомление обучающихся с основными технологическими процессами, происходящими в пласте и скважине при эксплуатации скважин.

Задачи дисциплины:

- изучение притока жидкости к скважинам;
- изучение технологий исследования скважин;
- раскрыть физическую сущность теории подъема газожидкостных смесей в скважинах;
- изучение способов подъема жидкости;
- изучение методов расчета подъемников;
- выработка навыков обоснования способов эксплуатации скважин;
- изучить технологии воздействия на прискважинную зону пластов;
- рассмотреть основные осложнения, возникающие при добыче нефти и способы борьбы с ними;
- изучить основы моделирования работы подъемников.

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих результатов освоения (компетенций):

Профессиональные компетенции	В результате изучения дисциплины слушатели должны			Способ измерения образовательных результатов
	знать	уметь	иметь практический опыт	
ПК-3 Способность эксплуатировать и обслуживать технологическое оборудование, используемое при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья	Владеть навыками технологических и прочностных расчетов используемых при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования, методами и средствами эксплуатации и обслуживания технологического оборудования, транспортом и хранении скважинных сред; контроль параметров работы скважин; определение отклонений технологических параметров работы скважин от	Разрабатывать и осуществлять мероприятия, обеспечивающие надежность эксплуатации трубопроводов, применять законы, методы и средства эффективной эксплуатации и обслуживания технологического оборудования; анализировать технологические показатели работы скважин; выявлять неисправности наземного оборудования	Методы и средства эксплуатации и обслуживания технологических процессов транспорта и хранения скважинных сред; технологические режимы, параметры работы скважин, порядок выполнения технологических операций по добыче углеводородного сырья в соответствии с нормативно-	Выполнение практической работы, экзамен (в форме тестирования), самоконтроль при выполнении самостоятельной работы

технологического режима, контроль выполнения работ по запуску и остановке скважин	скважин в рамках технологического режима работы; контроль выполнения работ по запуску и остановке скважин	технической документацией, порядок измерения коэффициента продуктивности добывающей скважины	
ПК-5 Способность выполнять технические работы в соответствии с технологическим регламентом	Владеть навыками работы с нормативной документацией с целью определения необходимых мероприятий по эксплуатации и обслуживанию технологического оборудования; контроль выполнения графиков ППР, ДО и технического обслуживания устьевого оборудования скважин, обвязки, нефтегазопромысловых трубопроводов, сборных трубопроводов, газопроводов-шлейфов, ингибиторопроводов и запорной арматуры; разработка и контроль выполнения мероприятий по организации и безопасному ведению ТОиР, ДО	Требования к надежности, Технические условия эксплуатации, объем и содержание обслуживания; технологические процессы добычи углеводородного сырья; назначение, устройство и принцип действия оборудования по добыче углеводородного сырья; методы (виды) испытаний скважин на приток; требования к установкам для ремонта скважин, к элементам оборудования противопороховой защиты и к устройствам для работы с трубными изделиями	

2. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Применяемые технологии обучения:

- в очной, заочной и очно-заочной форме- лекция визуализации в PowerPoint в диалоговом режиме; лекция визуализации в PowerPoint в диалоговом режиме с элементами дискуссии;
- с применением дистанционных технологий - освоение обучающимися дисциплины осуществляется на лекционных и практических занятиях, в процессе самостоятельной подготовки. В рамках используется дисциплины изучения система поддержки учебного процесса Ediscop, в которой размещены электронные учебно-методические комплексы (ЭУМК), разработанные преподавателями ТИУ; в состав ЭУМК входят: лекционные материалы (презентации, конспекты лекций, электронные учебники), контрольно-измерительные материалы (тестовые задания).

Перечень лекционных занятий		
№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Краткий обзор по разработке и добычи нефти по Западной Сибири, России.	4
2	Вторичное вскрытие пластов. Основы притока жидкости к скважинам	4
3	Оборудование скважин	4
4	Насосная добыча нефти	4
5	Осаждение при добыче	4
6	Интенсификация притока	4
ИТОГО:		24

Перечень практических (лабораторных) занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Характеристика основных режимов движения жидкости.	3
2	Расчет оборудования при фонтанно-компрессорной эксплуатации скважин.	3
3	Химический метод воздействия на призабойную зону пласта.	4
ИТОГО:		10

Перечень тем самостоятельной работы

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Расчет основных параметров освоения скважин	7
2	Определение технологических параметров и подбор установки ЭЦН к скважине.	14
3	Расчет оборудования при штанговой глубиннасосной эксплуатации скважин.	7
ИТОГО:		28

3. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

3.1 Для оценки качества освоения дисциплины применяется текущий контроль, промежуточная аттестация.

Формой текущего контроля является оценка выполнения практических занятий и самоконтроль при выполнении самостоятельных работ.

Для оценки освоения дисциплины проводится промежуточная аттестация. Формой промежуточной аттестации является экзамен, проводимый в форме тестирования.

3.2 Основные материалы промежуточной аттестации:

Дисциплина предусматривает изучение теоретической и практической части, выполнение практических заданий и промежуточная аттестация. По итогам выполнения всех видов работ выставляется экзамен.

Вид работ	Баллы
-----------	-------

Выполнение практических заданий		10 баллов за каждое задание
Тест	Итого: максимум 60 баллов	
Итого:	максимум 40 100	

Задания для выполнения практических работ: (проверяемые компетенции ПК-3, ПК-5)

Практическое занятие №1. Характеристика основных режимов движения жидкости

Определить нефтеотдачу с параметрами РУТ:

$$P_i = 27,6 \text{ МПа} \quad \text{Вoi} = 1,2417 \text{ м}^3/\text{ст.м}^3$$

$$P_b = 23 \text{ МПа} \quad \text{Вob} = 1,2511 \text{ м}^3/\text{ст.м}^3$$

при снижении давления до давления насыщения, если

$$c_w = 0,44 \cdot 10^{-3} / \text{МПа}$$

$$c_f = 1,25 \cdot 10^{-3} / \text{МПа}$$

$$S_{wc} = 0,20$$

Средняя сжимаемость недонасыщенной нефти в диапазоне

давлений от начального до давления насыщения равна:

$$c_o = \frac{Vob - Voi}{Voi \Delta P} = 0,0094 / (1,2417 \cdot 4,6) = 1,64 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}$$

На основании уравнения материального баланса, нефтеотдачу можно найти по формуле:

$$N_p B_o = N B_o c_o \Delta P \quad (1.1)$$

Таким образом, нефтеотдачу при давлении насыщения можно рассчитать следующим образом:

$$\frac{N_p}{N} \left| \frac{B_o}{P_b} = \frac{B_o}{P_i} c_o \Delta P \right., \text{ где}$$

$$c_o = 1/0,8(1,63 \cdot 0,8 + 0,44 \cdot 0,2 + 1,25)10^{-6} = 3,3 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}$$

Таким образом, нефтеотдача составит:

$$1,2417 / 1,2511 \cdot 3,30 \cdot 10^{-6} (27600 - 23000) = 0,015.$$

Таким образом, нефтеотдача составит 1,5%

Заполните таблицу, характеризующие основные режимы

движения пластовых флюидов:

Таблица 1.1

Основные режимы движения пластовых флюидов

Режим	Тенденция	Обводненность продукции	Газовый фактор	Поведение скважины	Коэффициент нефтеотдачи
	Пластовое давление				

$$P_{стр} = \frac{\pi \cdot D_{cp} \cdot b \cdot \sigma_r}{1 + \eta \cdot \frac{D_{cp}}{2 \cdot L} \cdot \text{ctg}(\alpha + \varphi)}, \quad (2.1)$$

где $b = \delta - h_1$ - толщина тела трубы под резбой в основной плоскости; h_1 - высота профиля резбь;

$D_{cp} = d + b$ - средний диаметр тела трубы под резбой; d - внутренний диаметр трубы; $\eta = b / (\delta + b)$ - поправка Шумлиова; α - угол наклона несущей поверхности резбь к оси трубы; φ - угол трения в резбе ($\varphi = 7^\circ - 9^\circ$); L - длина резбь с полным профилем; σ_r - предел текучести материала трубы.

На предельную нагрузку труба рассчитывается по основному телу. Очевидно, что наряду с расчетом на срабатывающую нагрузку такому расчету, в первую очередь, следует подвергать НКТ с высаженными наружу концами с трапецидальной резбой:

$$P_{np} = \frac{\pi}{4} \cdot (D_p^2 - d^2) \cdot \sigma_r, \quad (2.2)$$

где D_p - диаметр резбь в основной плоскости по впадине витков для гладких НКТ или диаметр наружной основной тела НКТ с высаженными наружу концами и НКБ.

Наименьшая из двух (срабатывающая и предельная) нагрузок принимается за расчетную, и определяется допустимая глубина спауса данной трубы с заданным коэффициентом запаса:

$$L_{тр} = \frac{P_{рас}}{q \cdot n \cdot g}, \quad (2.3)$$

где $P_{рас}$ - расчетная нагрузка; q - масса 1 погонного метра трубы с учетом муфт и высаженной части; n - коэффициент запаса ($n = 1,2 - 1,3$); $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ - ускорение свободного падения.

При расчете 2-й и последующих секций за $P_{рас}$ принимается разность текущего и предыдущего значений нагрузки. Например, для 3 - й секции $P_{рас} = P_{стр3} - P_{стр2}$.

Расчет на внутреннее давление производится на допустимое давление, исходя из прочности и геометрических параметров трубы по формуле Барлоу:

$$P_{вн} = \frac{2 \cdot \delta \cdot [\sigma_r]}{D_u}, \quad (2.4)$$

где δ - толщина основного тела трубы; $[\sigma_r] = \sigma_r / \eta$ - допустимое значение предела текучести (по ГОСТ-633-80, $\eta = 1,25$; по другим источникам $\eta = 1,3 - 1,5$); D_u - наружный диаметр основного тела трубы.

Необходимо также определить фактическое внутреннее давление, определяемое высотой столба жидкости в трубах:

$$P_{\phi} = \sum L_{тр1} \cdot P_{ж} \cdot g + P_{буг\phi}, \quad (2.5)$$

где $L_{тр1}$ - длины секций НКТ; $P_{ж}$ - плотность жидкости; $g = 9,81 \text{ м/с}^2$. Условием надежной работы НКТ является $P_{вн} > P_{\phi}$.

Практическое занятие №3. Химический метод воздействия на призабойную зону пласта.

Определить необходимое количество реагентов и составить план обработки ПЗ соляной кислотой (НСІ) для условий рассматриваемой скважины. Обработку произвести 15 %-ым рабочим раствором НСІ из расчета 1,1 м³ рабочего раствора на один метр нефтенасыщенной толщины пласта. Плотность товарной (поступившей с завода-изготовителя) НСІ при $t^\circ = 24^\circ\text{C}$ $\rho_{24} = 1136 \text{ кг/м}^3$.

1. Необходимый объём 15 %-го рабочего раствора кислоты:

$$W_p = 1,1 \cdot h_u = 16,5 \text{ м}^3. \quad (3.1)$$

2. Товарная НСІ имеет нулю концентрацию (объёмную долю в водном растворе – $x_{нп} = 24\%$), отличающуюся от технологически необходимой – $x_p = 15\%$, и тогда необходимый объём товарной НСІ определяется по формуле:

$$W_k = \frac{W_p \cdot x_p \cdot (5,09 \cdot x_p + 999)}{x_n \cdot (5,09 \cdot x_n + 999)} = 9,9 \text{ м}^3 \quad (3.2)$$

Помимо НСІ в рабочем растворе кислоты могут быть и другие добавки. Ниже приводятся расчёты их объёмов.

3. В качестве стабилизатора окисных соединений железа и замедлителя реакции используется уксусная кислота (УК), объём которой определяется по формуле:

$$W_{жк} = b_{жк} \cdot \frac{W_p}{C_{жк}}, \quad (3.3)$$

В формуле (3.3) и далее $b_{жк}$ и $C_{жк}$ с индексами реагентов (в данном случае уксусная кислота) означают соответственно норму добавки реагента в рабочий раствор (в процентах его 100 %-ой концентрации) и объёмную долю реагента в его товарной форме. Тогда в данном примере:

$$W_{жк} = 3 \cdot \frac{16,5}{80} = 0,619 \text{ м}^3.$$

4. В качестве ингибитора коррозии используется реагент В-2, объём которого рассчитывается по формуле:

$$W_{в-2} = 0,2 \cdot \frac{16,5}{100} = 0,033 \text{ м}^3.$$

5. Для ускорения реакции НСІ с породой продуктивного пласта, а также для улучшения освоения скважины используются интенсификатор марвелан К(0) (МАР), необходимый объём которого равен:

$$W_{мар} = 0,4 \cdot \frac{16,5}{100} = 0,066 \text{ м}^3.$$

6. Для нейтрализации коррозионно-активной серной кислоты (H_2SO_4), содержащейся в товарной форме HCl , в рабочий раствор добавляется хлористый барий ($BaCl_2$), количество которого определяется по формуле:

$$G_{\text{сб}} = 21,3 \cdot W_p \cdot \left(\frac{a \cdot x_p}{x_m} - 0,02 \right), \quad (3.4)$$

где 21,3 – масса $BaCl_2$ (кг), необходимая для нейтрализации 10 кг H_2SO_4 . Параметр $a = 0,4\%$ – объёмная доля H_2SO_4 в товарной HCl . Значение 0,02 – допустимая объёмная доля H_2SO_4 в рабочем растворе, при которой после реакции её (кислоты) с карбонатными составляющими породы пласта не образуются выпадающие в осадок соли. Тогда согласно (3.4) $G_{\text{сб}} = 80,833$ кг. Плотность $BaCl_2$ равна 4000 кг/м^3 и тогда его объём:

$$W_{\text{сб}} = \frac{80,833}{4000} = 0,020 \text{ м}^3.$$

7. Объём воды, необходимый для приготовления рабочего технологического раствора:

$$W_p = W_p - W_{\text{к}} - W_{\text{в-2}} - W_{\text{испр}} - W_{\text{сб}} = 5,862 \text{ м}^3.$$

8. Последовательность приготовления рабочего кислотного раствора:

8.1. Налить в стационарную или передвижную ёмкость $\approx 6 \text{ м}^3$ воды.

8.2. Добавить в эту ёмкость $9,9 \text{ м}^3$ товарной HCl , $0,619 \text{ м}^3$ уксусной кислоты и $0,033 \text{ м}^3$ ингибитора В-2. Полученный раствор тщательно перемешать и измерить его плотность ареометром. При правильной дозировке плотность раствора должна соответствовать концентрации 15% при температуре замера 24°C . Значение этой плотности ρ_p можно найти в справочной литературе или рассчитать по формуле:

$$\rho_p = 499,5 + \sqrt{249500,25 + \rho_{\text{к}} \cdot (\rho_{\text{к}} - 999) \cdot \frac{W_{\text{к}}}{W_p}}, \quad \text{кг/м}^3 \quad (3.5)$$

где $\rho_{\text{к}}$ – плотность товарной HCl при 15°C , определяемая по формуле:

$$\rho_{15} = \rho_{24} + (2,67 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{24} - 2,52) \cdot (24 - 15) = 1141 \quad \text{кг/м}^3 \quad (3.6)$$

тогда согласно (1.5) $\rho_p = 1088 \text{ кг/м}^3$.

8.3. Добавить в раствор $80,8 \text{ кг}$ $BaCl_2$, хорошо его перемешать и через пять минут после этого добавить 66 л интенсификатора Марвелан К(0). Раствор снова перемешать и оставить его на два-три часа отстоя до полного осветления. После этого раствор перекачать в цистерну агрегата АЗИНМАШ-30 или другие ёмкости.

9. Выбор режима работы насосного агрегата.

Режим работы насосного агрегата, определяемый диаметром плунжера насоса, или диаметром его цилиндра («втулки») и скоростью (передачей), выбирается таким образом, чтобы давление, создаваемое насосом было достаточным для продавки раствора в пласт при максимальной его (насоса) подаче. Согласно паспортной характеристике агрегата АЗИНМАШ-30

максимальная его подача при диаметре плунжера 120 мм на пятой передаче и составляет $q_{\text{аср}} = 14,1 \text{ л/с}$.

Необходимое давление на выходе насоса при этой подаче определяется по формуле:

$$P_{\text{вн}} = P_{\text{зоб}}^{\text{max}} - P_{\text{ж}} + P_{\text{пр}}, \quad (3.7)$$

где $P_{\text{зоб}}^{\text{max}}$ – максимальное забойное давление при продавке раствора, определяемое из выражения:

$$P_{\text{зоб}}^{\text{max}} = P_{\text{га}} + \frac{q_{\text{аср}} \cdot 10^{-3} \cdot 86400}{10 \cdot K_{\text{прод}} \text{ кг/д}} = 38,1 \text{ МПа}, \quad (3.8)$$

$P_{\text{ж}}$ – гидростатическое давление столба продавочной жидкости (дегазированной нефти), которое определяется по формуле:

$$P_{\text{ж}} = \rho_{\text{нд}} \cdot g \cdot H_{\text{снв}} = 15,6 \text{ МПа}, \quad (3.9)$$

$P_{\text{пр}}$ – потери давления на трение, определяемые по формуле:

$$P_{\text{пр}} = \lambda \cdot W^2 \cdot H_{\text{пл}} \cdot \rho_{\text{нд}} \cdot \frac{1}{2 \cdot d_{\text{испр}}}, \quad (3.10)$$

где W – скорость движения жидкости по НКТ, равная:

$$W = \frac{q_{\text{аср}} \cdot 10^{-3}}{0,785 \cdot d_{\text{испр}}^2} = 5,21 \quad \text{м/с} \quad (3.11)$$

число Рейнольдса:

$$Re = \frac{W \cdot d_{\text{испр}} \cdot \rho_{\text{нд}}}{\mu_{\text{нд}}} = 26580 > 2320, \quad (3.12)$$

и, следовательно, коэффициент гидравлического определяется по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = 0,0248 \quad (3.13)$$

и согласно (3.10) $P_{\text{пр}} = 8,61 \text{ МПа}$ и необходимое давление на выходе насосного агрегата согласно (3.7) $P_{\text{вн}} = 31,16 \text{ МПа}$.

Такое давление при работе агрегата на пятой передаче не достижимо ($\rho_{\text{вн}} = 7,9 \text{ МПа}$), поэтому необходимо принять работу агрегата на меньшей передаче. При этом следует руководствоваться величиной пластового давления, которое главным образом и обуславливает величину необходимого давления на выходе насоса. Примем работу агрегата на третьей передаче при диаметре плунжера 115 мм , при которой теоретическая подача агрегата $q_{\text{теор}} = 6,14 \text{ л/с}$ и давление на выходе $P_{\text{внIII}} = 18,0 \text{ МПа}$.

Проверочный (повторный) расчёт по формулам (3.7) – (3.13) показал, что при этом давление на выходе насоса составит $13,15 \text{ МПа}$, т.е. рабочая передача выбрана удовлетворительно.

10. Технология обработки ПЗ.

10.1. Закачать в скважину рабочий кислотный раствор общим объёмом, состоящим из объёмов:

- выкидной линии насосного агрегата длиной 25 м с внутренним диаметром $d_d = 0,080\text{м}$:

$$V_d = 0,785 \cdot d_d^2 \cdot 25 = 0,12 \text{ м}^3 \quad (3.14)$$

- НКТ:

$$V_{ном} = 0,785 \cdot d_{нкт}^2 \cdot H_{ном} = 5,6 \text{ м}^3 \quad (3.15)$$

- и ствола скважины в объёме от башмака НКТ до середины интервала перфорации пласта:

$$V_{ст} = 0,785 \cdot (D_{ст}^2 - d_{нкт}^2) \cdot \frac{H_{нкт}}{2} = 0,007 \text{ м}^3 \quad (3.16)$$

всего необходимо качать рабочего кислотного раствора:

$$V'_k = V_d + V_{ном} + V_{ст} = 6,1 \text{ м}^3 \quad (3.17)$$

10.2. Закрывать задвижку на затрубном пространстве и закачать остальной кислотный раствор в объёме:

$$V''_k = V'_k - V'_n = 10,4 \text{ м}^3 \quad (3.18)$$

10.3. Для продавливания кислотного раствора в пласт закачать дегазированную нефть в объёме:

$$V_n = V'_k = 6,1 \text{ м}^3 \quad (3.19)$$

10.4. Продолжительность нагнетания и продавки в пласт рабочего кислотного раствора:

$$t_{ном} = \frac{W_p + V_n}{q_{ордл}} \cdot 3,6 \approx 1 \text{ час.} \quad (3.20)$$

10.5. Закрывать задвижку на выкидной линии (при этом буферное давление будет падать) и оставить скважину «на реакцию» НСГ с породой примерно на $1,5 \div 2,0$ часа.

10.6. Вызвать приток жидкости и пустить скважину в эксплуатацию.

10.7. Общее время обработки ПЗ кислотным раствором складывается из времени подготовительных работ – завоз материалов и оборудования, технологическая обвязка скважины, ёмкостей и агрегатов ($\approx$ один час), приготовления рабочего кислотного раствора ($\approx$ три часа), закачка раствора и продавленной жидкости ($\approx$ один час), выдерживания скважины на реакции ($\approx$ два часа) и вызове притока ($\approx$ один час). Итого $\approx$ восемь часов.

Таблица 3.1

Производительность и давления, развиваемые различными насосными агрегатами

Передача	Подача, л/с	Давление, МПа	Подача, л/с	Давление, МПа	Подача, л/с	Давление, МПа
	при диаметре сменных цилиндрических втулок, мм					

		100	115	127	
4АН-700					
I	6,4	70,0	9,0	50,0	-
II	8,3	54,0	12,3	36,5	-
III	11,6	38,7	17,4	26,0	-
IV	14,6	30,7	22,0	20,4	-
Азимиаш – 30А					
II	2,24	50,0	3,23	34,4	-
III	4,28	25,9	6,16	18,0	-
IV	6,50	17,1	9,36	11,8	-
V	9,78	11,3	14,1	7,9	-

Исходные данные для расчета по вариантам

Таблица 3.2

Обработка ежа толщина пласта, м	Плотность товарной кислоты, кг/м3	Плотность нефти дегазированной, кг/м3	Вязкость нефти дегазированной, Па·с	Глубина скважины м, м	диаметр штуцера, мм	Пластов ос давление с, МПа	Внутренний диаметр НКТ, м	
1	2	1136	852	2	1700	120	16,7	0,076
2	2,5	1126	854	2,3	1710	120	16,8	0,076
3	3	1146	853	2,6	1720	120	16,9	0,076
4	3,5	1131	855	2,9	1730	120	17	0,076
5	4	1132	854	3,2	1740	120	17,1	0,076
6	4,5	1133	856	3,5	1750	120	17,2	0,076
7	5	1134	855	3,8	1760	120	17,3	0,076
8	5,5	1135	857	4,1	1770	120	17,4	0,076
9	6	1127	859	4,4	1780	120	17,5	0,076
10	6,5	1128	861	2	1790	120	17,6	0,076
11	7	1129	863	2,3	1800	120	17,7	0,076
12	7,5	1130	865	2,6	1810	120	17,8	0,076
13	8	1145	867	2,9	1820	120	17,9	0,076
14	8,5	1144	869	3,2	1830	120	18	0,076
15	9	1143	871	3,5	1840	120	18,1	0,076
16	9,5	1142	873	3,8	1850	120	18,1	0,076
17	10	1141	875	4,1	1860	120	18,2	0,076
18	10,5	1140	877	4,4	1870	120	18,3	0,076
19	11	1139	879	2	1880	120	18,4	0,076
20	11,5	1138	881	2,3	1890	120	18,5	0,076
21	12	1137	883	2,6	1900	120	18,6	0,076
22	12,5	1136	885	2,9	1910	120	18,7	0,076
23	13	1126	887	3,2	1920	120	18,8	0,076
24	13,5	1146	889	3,5	1930	120	18,9	0,076
25	14	1131	891	3,8	1940	120	19	0,076
26	14,5	1132	893	4,1	1950	120	19,1	0,076
27	15	1133	895	4,4	1960	120	19,2	0,076
28	15,5	1134	897	2	1970	120	19,3	0,076
29	16	1135	899	2,3	1980	120	19,4	0,076
30	16,5	1127	852	2,6	1990	120	19,5	0,076

Задания для выполнения самостоятельных работ:
(проверяемые компетенции ПК-3, ПК-5)

Задание №1

Рассчитать и сопоставить потери на трение в трубе круглого сечения при замещении вязкопластичной жидкости (глинистого раствора) ньютоновской жидкостью (водой) для следующих исходных данных: длина трубы $H = 2000$ м; внутренний диаметр трубы $D_T = 0,076$ м; плотность глинистого раствора $\rho_{гг} = 1200$ кг/м³; плотность воды $\rho_w = 1000$ кг/м³; вязкость воды $\mu_w = 1$ мПа·с; объемный расход воды; $Q_1 = 0,003$ м³/с.

Решение:

1. Находим пластическую вязкость η и предельное динамическое напряжение сдвига τ_0 для глинистого раствора (является вязкопластической жидкостью) по формулам Б. С. Филатова

$$\eta = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho_{гг} - 0,22 \quad (1.1)$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_{гг} - 7 \quad (1.2)$$

Получаем:

$$\eta = 0,033 \cdot 10^{-3} 1200 - 0,22 = 0,0176 \text{ Па} \cdot \text{с}$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} 1200 - 7 = 3,2 \text{ Па}$$

Рассчитываем критическую скорость $\omega_{кр.т.}$ в трубе:

$$\omega_{кр.т.} = \sqrt{\tau_0 / \rho_{гг}} = 2,5 \sqrt{3,2 / 1200} = 1,29 \text{ м/с}$$

Фактическую среднюю скорость глинистого раствора в трубе:

$$\omega_1 = 4Q_1 / (\pi D^2) = 4 \cdot 0,003 / [3,14 (0,076)^2] = 0,661 \text{ м/с.}$$

Сравниваем фактическую и критическую скорость для определения режима движения жидкости.

$$\Omega_1 < \omega_{кр.т.}$$

Режим движения ламинарный.

Находим потери на трение в трубе по формуле:

$$\Delta p_{тр} = 4 \tau_0 H / (\beta r D_T),$$

где βr – коэффициент, зависящий от параметра Сен-Венана – Ильюшина

Sen

$$\text{Sen} = \tau_0 D_T / (\eta \omega)$$

Рассчитываем параметр Sen

$$\text{Sen}_{\text{в}} = 3,2 \cdot 0,076 / (0,0176 \cdot 0,661) = 20,9$$

По графику (рисунок 1) находим $\beta r_1 = 0,61$

Находим потери на трения в трубе:

$$\Delta p_{тр.1} = 4 \cdot 3,2 \cdot 2000 / (0,61 \cdot 0,076) = 552200 \text{ Па} \approx 5,52 \text{ МПа}$$

Потери на трения при движении в трубах воды находим по уравнению.

Дарси – Вейсбаха

$$\Delta p_{тр} = 0,81 \lambda \Omega^2 \rho_w / D^5$$

Где λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

Находим число Рейнольдса

$$\text{Re}_1 = \omega_1 D_T \rho_w / \mu_w = 0,661 \cdot 0,076 \cdot 1000 / 0,001 = 50 \cdot 236$$

Для определения коэффициента гидравлического сопротивления воспользуемся формулой Блазиуса

$$\lambda_w = 0,3164 / (\text{Re})^{1/4} = 0,3164 / (50236)^{1/4} = 0,021$$

Потери на трение

$$\Delta p = 0,021 \cdot 0,081 \cdot 2000 (0,003)^2 100 / (0,076)^5 = 0,1225 \text{ МПа}$$

Суммарные потери на трение в трубе составят:

$$\Delta p_{т1} = \Delta p_{тр1} + \Delta p_{тр1} = 0,552 + 0,1225 = 0,6745 \text{ МПа.}$$

В случае турбулентного режима движения жидкости

Потери на трение в трубе рассчитывают по формуле:

$$\Delta p_{тр} = 0,012 \rho_{гг} H \omega^2 / D_T$$

При значении числа Рейнольдса больше 100000 коэффициент гидравлического сопротивления вычисляем по формуле Кольбуха

$$\lambda = 1 / (1,8 \lg \text{Re} - 1,52)^2 \quad (1.4)$$

или Г.К. Филоненко

$$\lambda = 1 / (1,82 \lg \text{Re} - 1,64)^2 \quad (1.5)$$

Для самостоятельной работы:

№ п/п	Длина трубы, H, м	Внутренний диаметр трубы, D _т , м	Плотность глинистого раствора, ρ _{гг} , кг/м ³	Расход, Q, м ³ /с
1	2N*01	0,050	1200	0,003
2	2N02	0,051	1210	0,004
3	2N03	0,052	1220	0,005
4	2N04	0,053	1230	0,006
5	2N05	0,054	1240	0,007
6	2N06	0,055	1250	0,008
7	2N07	0,056	1260	0,009
8	2N08	0,057	1270	0,010
9	2N09	0,058	1280	0,011
10	2N10	0,059	1200	0,012
11	2N11	0,060	1210	0,013
12	2N12	0,061	1220	0,014
13	2N13	0,062	1230	0,015
14	2N14	0,063	1240	0,016
15	2N15	0,064	1250	0,017
16	2N16	0,065	1260	0,018
17	2N17	0,066	1270	0,019
18	2N18	0,067	1280	0,020
19	2N19	0,068	1200	0,021
20	2N20	0,069	1210	0,022
21	2N21	0,070	1220	0,023
22	2N22	0,071	1230	0,024
23	2N23	0,072	1240	0,025
24	2N24	0,073	1250	0,026
25	2N25	0,074	1260	0,027

26	2N26	0,075	1270	0,028
27	2N27	0,076	1280	0,029
28	2N28	0,077	1200	0,030
29	2N29	0,078	1210	0,031
30	2N30	0,079	1220	0,032
31	2N31	0,080	1230	0,033
32	2N32	0,081	1240	0,034

N* - номер группы

Задание №2. Определение технологических параметров и подбор установок ЭЦН к скважине

Подбор УЭЦН осуществляется на основе анализа следующих параметров:

1. Плотности, кг/куб.м:

воды; сепарированной нефти; газа в нормальных условиях;

2. Вязкости, м²/с:

воды; нефти.

3. Планируемый дебит скважины, куб.м/сутки.

4. Обводненность продукции пласта, доли единицы.

5. Газовый фактор, куб.м/куб.м.

6. Объемный коэффициент нефти, ед.

7. Глубина расположения пласта (отверстий перфорации), м.

8. Пластовое давление и давление насыщения, МПа.

9. Пластовая температура и температурный градиент, °С, °С/м.

10. Коэффициент продуктивности, куб.м/МПа*сутки.

11. Буферное давление, МПа.

12. Геометрические размеры обсадной колонны (наружный диаметр и толщина стенки), колонны НКТ (наружный диаметр и толщина стенки), насоса и погружного двигателя (наружный диаметр), мм.

Подбор установок ЭЦН осуществляется по следующему алгоритму:

1. Определяем плотность смеси на участке "забой скважины - прием насоса" с учетом упрощений:

$$\rho_{см} = [\rho_a b + \rho_n (1-b)] (1-I) + \rho_z I \quad (2.1)$$

где ρ_n - плотность сепарированной нефти, кг/куб.м

ρ_a - плотность пластовой воды,

ρ_z - плотность газа в стандартных условиях;

I - текущее объемное газосодержание;

b - обводненность пластовой жидкости.

2. Определяем забойное давление, при котором обеспечивается заданный дебит скважины:

$$P_{заб} = P_{на} - Q / K_{прод} \quad (2.2)$$

где $P_{на}$ - пластовое давление;

Q - заданный дебит скважины;

$K_{прод}$ - коэффициент продуктивности скважины.

3. Определяем глубину расположения динамического уровня при заданном дебите жидкости:

$$H_{дин} = L_{свк} - P_{заб} / \rho_{см} g \quad (2.3)$$

4. Определяем давление на приеме насоса, при котором газосодержание на входе в насос не превышает предельно-допустимое для данного региона (например $I=0,15$):

$$P_{пр} = (1 - I) P_{нас} \quad (2.4)$$

(при показателе степени в зависимости разгазирования пластовой жидкости $m = 1,0$).

где: $P_{нас}$ - давление насыщения.

5. Определяем глубину подвески насоса:

$$L = H_{дин} + P_{пр} / \rho_{см} g \quad (2.5)$$

6. Определяем температуру пластовой жидкости на приеме насоса:

$$T = T_{на} - (L_{свк} - L) * G_T \quad (2.6)$$

где $T_{на}$ - пластовая температура;

G_T - температурный градиент.

7. Определяем объемный коэффициент жидкости при давлении на входе в насос:

$$B^* = b + (1-b) [1 + (B - 1) \sqrt{P_{пр} / P_{нас}}] \quad (2.7)$$

где: B - объемный коэффициент нефти при давлении насыщения;

b - объемная обводненность продукции;

$P_{пр}$ - давление на входе в насос;

$P_{нас}$ - давление насыщения.

8. Вычисляем дебит жидкости на входе в насос:

$$Q_{пр} = Q * B^* \quad (2.8)$$

9. Определяем объемное количество свободного газа на входе в насос:

$$G_{пр} = G [1 - (P_{пр} / P_{нас})] \quad (2.9)$$

где G - газовый фактор.

10. Определяем газосодержание на входе в насос:

$$\beta_{св} = 1 / [((1 + P_{пр}) B^*) / G_{пр}] + 1 \quad (2.10)$$

11. Вычисляем расход газа на входе в насос:

$$Q_{газ,с} = Q_{пр} \beta_{св} / (1 - \beta_{св}) \quad (2.11)$$

12. Вычисляем приведенную скорость газа в сечении обсадной колонны на входе в насос:

$$C = Q_{газ,с} / f_{свк} \quad (2.12)$$

Где $f_{св}$ - площадь сечения скважины на приеме насоса.

13. Определяем истинное газосодержание на входе в насос:

$$\varphi = \beta_{св} / [1 + (C_n / C) \beta_{св}] \quad (2.13)$$

где C_n - скорость всплытия газовых пузырьков, зависящая от обводненности продукции скважины ($C_n = 0,02$ см/с при $b < 0,5$ или $C_n = 0,16$ см/с при $b > 0,5$).

14. Определяем работу газа на участке "забой-прием насоса":

$$P_{зл} = P_{нас} \{ [1 / (1 - 0,4 \varphi)] - 1 \} \quad (2.14)$$

15. Определяем работу газа на участке "нагнетание насоса - устье скважины":

$$P_{з2} = P_{нас} \{ [1 / (1 - 0,4 \varphi)] - 1 \} \quad (2.15)$$

где $\beta_{свф} = 1 / [(1 + P_{свф}) V_{свф}^* / G_{свф}] + 1$

$\varphi_{свф} = \beta_{свф} / [1 + (C_n / C) \beta_{свф}]$

Величины с индексом "свф" относятся к сечению устья скважины и являются "буферными" давлением, газосодержанием и т.д.

16. Определяем потребное давление насоса:

$$P = \rho g L_{дин} + P_{свф} - P_{з1} - P_{з2} \quad (2.16)$$

где $L_{дин}$ - глубина расположения динамического уровня;

$P_{свф}$ - буферное давление;

$P_{з1}$ - давление работы газа на участке "забой-прием насоса";

$P_{з2}$ - давление работы газа на участке "нагнетание насоса-устье скважины".

17. По величине подачи насоса на входе, потребному давлению (напор насоса) и внутреннему диаметру обсадной колонны выбираем типоразмер погружного центробежного насоса и определяем величины, характеризующие работу этого насоса в оптимальном режиме (подача, напор, КПД, мощность) и в режиме подачи, равной "0" (напор, мощность).

18. Определяем коэффициент изменения подачи насоса при работе на нефтегазовой смеси относительно водяной характеристики:

$$K_{Qv} = 1 - 4,95 v^{0,85} Q_{об}^{-0,57} \quad (2.17)$$

где v - эффективная вязкость смеси;

$Q_{об}$ - оптимальная подача насоса на воде.

19. Вычисляем коэффициент изменения КПД насоса из-за влияния вязкости:

$$K_{\eta v} = 1 - 1,95 v^{0,4} / Q_{об}^{0,27} \quad (2.18)$$

20. Вычисляем коэффициент сепарации газа на входе в насос:

$$K_c = 1 / [1 + (6,02 Q_{пр} / f_{св})] \quad (2.19)$$

где $f_{св}$ - площадь кольца, образованного внутренней стенкой обсадной колонны и корпусом насоса.

21. Определяем относительную подачу жидкости на входе в насос:

$$q = Q_{свпр} / Q_{об} \quad (2.20)$$

где $Q_{об}$ - подача в оптимальном режиме по "водяной" характеристики насоса.

22. Определяем относительную подачу на входе в насос в соответствующей точке водяной характеристики насоса:

$$q_{пр} = Q_{свпр} / Q_{об} K_{Qv} \quad (2.21)$$

23. Вычисляем газосодержание на приеме насоса с учетом газосепарации:

$$\beta_{пр} = \beta_{св} (1 - K_c) \quad (2.22)$$

24. Определяем коэффициент изменения напора насоса из-за влияния вязкости:

$$K_{\eta v} = 1 - (1,07 v^{0,6} q_{пр} / Q_{об}^{0,57}) \quad (2.23)$$

25. Определяем коэффициент изменения напора насоса с учетом влияния газа:

$$K = [(1 - \beta) / (0,85 - 0,31 q_{пр})^4] \quad (2.24)$$

где $A = 1 / [15,4 - 19,2 q_{пр} + (6,8 q_{пр})^2]$

26. Определяем напор насоса на воде при оптимальном режиме:

$$H = P / \rho g K K_{\eta v} \quad (2.25)$$

27. Вычисляем необходимое число ступеней насоса:

$$Z = H / h_{ст} \quad (2.26)$$

где $h_{ст}$ - напор одной ступени выбранного насоса.

Число Z округляется до большего целочисленного значения и сравнивается со стандартным числом ступеней выбранного типоразмера насоса. Если расчетное число ступеней оказывается больше, чем указанное в технической документации на выбранный типоразмер насоса, то необходимо выбрать следующий стандартный типоразмер с большим числом ступеней и повторить расчет, начиная с п.17.

Если расчетное число ступеней оказывается меньше, чем указанное в технической характеристике, но их разность составляет не более 5%, выбранный типоразмер насоса остается для дальнейшего расчета. Если стандартное число ступеней превышает расчетное на 10%, то необходимо решение о разборке насоса и изъятии лишних ступеней. Дальнейший расчет ведется с п.18 для новых значений рабочей характеристики.

28. Определяем КПД насоса с учетом влияния вязкости, свободного газа и режима работы:

$$\eta = 0,8 K_{\eta v} K_{\eta q} \eta_{об} \quad (2.27)$$

где $\eta_{об}$ - максимальный КПД насоса на водяной характеристики.

29. Определяем мощность насоса:

$$N = P \cdot Q / \eta \quad (2.28)$$

30. Определим мощность погружного двигателя:

$$N_{пзд} = N / \eta_{пзд} \quad (2.29)$$

31. Проверим насос и погружной двигатель на возможность откачки тяжелой жидкости (жидкости гущения) при освоении скважины:

$$P_{за} = P_{за} g L + P_{сф} + P_{сдб} - P_{на} \quad (2.30)$$

где $P_{на}$ - плотность жидкости гущения.

Вычислим напор насоса при освоении скважины:

$$H_{за} = P_{за} / \rho_{за} g \quad (2.31)$$

Величина $H_{на}$ сравнивается с H паспортной водной характеристики.

Определим мощность насоса при освоении скважины:

$$N_{за} = P_{за} Q / \eta \quad (2.32)$$

Мощность, потребляемая погружным электродвигателем при освоении скважины:

$$N_{пзд, за} = N_{за} / \eta_{пзд} \quad (2.33)$$

32. Проверим установку на максимально-допустимую температуру на приеме насоса:

$T > [T]$,

где $[T]$ – максимально-допустимая температура откачиваемой жидкости на приеме погружного насоса.

33. Проверим установку на теплоотвод по минимально допустимой скорости охлаждающей жидкости в кольцевом сечении, образованном внутренней поверхностью обсадной колонны в месте установки погружного агрегата и внешней поверхностью погружного двигателя, для чего рассчитываем скорость потока откачиваемой жидкости:

$$W = Q / F, \quad (2.34)$$

где $F = 0,785 (D^2 - d^2)$ - площадь кольцевого сечения,

D - внутренний диаметр обсадной колонны,

d - внешний диаметр ПЭД.

Если скорость потока откачиваемой жидкости W оказывается больше $[W]$ (где $[W]$ - минимально допустимая скорость откачиваемой жидкости), тепловой режим погружного двигателя считается нормальным.

Если выбранный насосный агрегат не в состоянии отобрать требуемое количество жидкости гущения при выбранной глубине подвески, она (глубина подвески) увеличивается на $\Delta L = 10 - 100$ м, после чего расчет повторяется, начиная с п.5. Величина ΔL зависит от наличия времени и возможностей вычислительной техники потребителя.

После определения глубины подвески насосного агрегата по инклинограмме проверяется возможность установки насоса на выбранной глубине (по темпу набора кривизны на 10 м проходки и по максимальному углу отклонения оси скважины от вертикали). Одновременно с этим проверяется возможность спуска выбранного насосного агрегата в данную скважину и наиболее опасные участки скважины, прохождение которых требует особой осторожности и малых скоростей спуска при ПРС.

При использовании установок ЭЦН они (УЭЦН) могут работать как в правой, так и в левой части рабочей зоны характеристики, т.е. подача установок может быть больше, равна или меньше подачи в оптимальном режиме. При этом установка будет иметь различные показатели работы (КПД, потребляемую мощность, затраты на подъем тонны жидкости и т.д.) и, что очень важно, различные условия работы основных узлов и деталей установок.

Так, при работе в левой части рабочей зоны характеристики (при подаче меньше, чем $Q_{оптимальная}$) при уменьшении КПД и уменьшении скорости омывания погружного агрегата откачиваемой жидкостью, может произойти перерыв установки или кабеля и их выход из строя. Также при этом режиме увеличивается напор каждой ступени и насоса в целом, что приводит к увеличению удельных нагрузок на опоры осевых подшипников как самого рабочего колеса, так и вето ротора насоса в целом. Однако для «тихоходных» центробежных насосов при таких режимах уменьшается потребляемая мощность насоса. Работа в правой части рабочей характеристики увеличивает скорость движения откачиваемой жидкости в кольцевом пространстве «ПЭД – обсадная колонна», что улучшает условия охлаждения погружного агрегата. Также уменьшается напор насоса и каждой ступени, что приводит к значительной разгрузке осевых опор насоса.

Исходные данные для расчета

Таблица 2.1

№	п/п	Плотность воды/нефти/газа, кг/м³	Коэффициент вязкости нефти, м²/с * 10 ⁻³	Планируемый дебит скважины, м³/сутки	Обводненность продукции пласта	Газовый фактор, м³/м³	Объемный коэффициент нефти	Глубина расположения пласта, м	Пластовое давление, МПа
1,16		1015/850/1	4,8	24	0,25	192	1,22	2694	22,7
2,17		1010/850/1	8,4	14	0,2	22	1,10	1256	7,5
3,18		1020/850/1	4,7	260	0,53	195	1,21	2645	23,6
4,19		1025/850/1	1,4	25	0,95	114	1,19	1305	10,1
5,20		1035/850/1	0,9	67	0,22	42	1,14	1757	11,5
6,21		1015/850/1	0,5	340	0,1	45	1,13	2527	21
7,22		1015/850/1	1,8	45	0,63	57	1,15	2080	13
8,23		1015/850/1	3,8	15	0,92	31	1,12	5198	45
9,24		1015/850/1	1,5	430	0,38	94	1,18	2525	23,5
10,25		1015/850/1	5,3	83	0,37	289	1,23	2894	21
11,26		1015/850/1	0,4	200	0,21	19	1,10	1067	11,1

12,27	1015/850/1	11,2	100	0,6	15	1,08	1075	11,5
13,28	1015/850/1	0,4	50	0,82	29	1,09	1626	13
14,29	1015/850/1	0,9	58	0,99	41	1,11	2591	27
15,30	1015/850/1	8,1	244	0,95	220	1,20	3142	28,2

Продолжение таблицы 2.1

№ п/п	Давление насыщения	Температура, °С	Температурный градиент, °С/м	Коэффициент продуктивности	Давление затрубное/дуперное, МПа	Содержание механических примесей, мт/л	Содержание сероводорода и углекислого газа	Размеры обсадной колонны, мм
1,16	17,5	92	0,02	450	1,4/1,6	120	0	130
2,17	7,7	23	0,02	112	1,1/1,1	260	0	130
3,18	17,5	90	0,02	56	1,1/1,3	170	0	150
4,19	11,5	56	0,04	53	1,1/1,4	130	0	130
5,20	7,6	37	0,02	15	1,1/1,2	500	0,01	130
6,21	6,5	63	0,01	24	1,1/1,0	320	0	150
7,22	8,2	54	0,03	5	1,1/1,3	230	0,02	130
8,23	21	100	0,02	2	1,1/1,2	130	0	130
9,24	15,5	78	0,02	39	1,1/1,1	120	0	150
10,25	18,1	77	0,01	9	1,1/1,0	320	0,02	130
11,26	2,5	52	0,03	52	1,1/1,1	640	0	130
12,27	3,1	50	0,03	4	1,1/1,2	840	0	130
13,28	3,2	36	0,02	6	1,1/1,1	120	0	130
14,29	10,3	85	0,02	4,6	1,2/1,1	270	0	130
15,30	24	89	0,03	26	0,9/0,8	130	0	130

Задание №3. Расчет оборудования при штанговой

глубиннонасосной эксплуатации скважин.

Выбрать станок-качалку, диаметр и тип насоса, штанг и НКТ и установить режимные параметры работы насоса для заданных условий: дебит скважины - 35 м³/сут, плотность нефти $\rho_n = 850 \text{ кг/м}^3$, глубина спуска насоса - 1400 м, коэффициент подачи насоса $\eta = 0,7$.

По диаграмме А. Н. Адонинана (рисунок 3.1) пересечении проекций (Q = 35 м³/сут и L = 1400 м находим СК8 - 3,5 - 4000 и диаметр плунжера насоса 32 мм. При глубине > 1200 м следует выбрать вставной насос (выбираем НВ1Б-32-30-15).

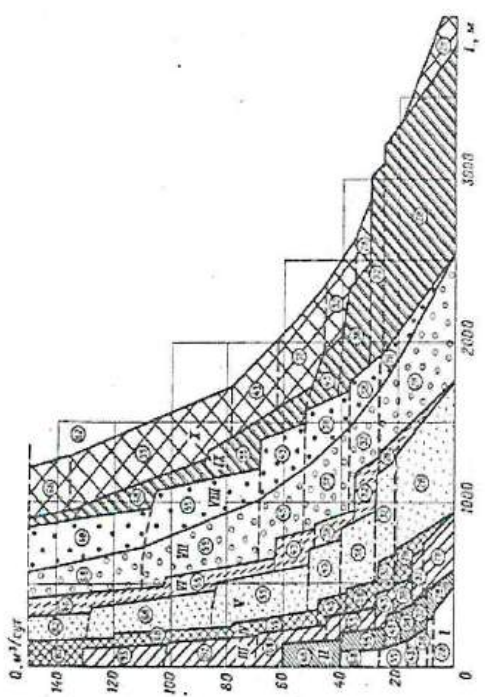


Диаграмма для выбора насосного оборудования и режима откачки (станок-качалка по ГОСТ 5806-60).
Шифр станка-качалки и максимальное число качаний соответственно: I — 1 СК-1-0-100 м 15,3; II — 2 СК-2-1-10-400 м 15; IV — 4 СК-4-1-08-700; V — 5 СК-5-1-1-1600 м 14; VI — 6 СК-6-1-2-3-500 м 12; VII — 7 СК-7-3-5-6000 м 13; IX — 9 СК-9-15-6-12000 м 15.

Рисунок 3.1 — Диаграмма А.Н. Адонина

Насосы НВ1Б предназначены для откачивания из нефтяных скважин маловязкой жидкости с содержанием механических примесей до 1,3 г/л и свободного газа на приеме не более 10%. В качестве цилиндра в нем использован цельный безвтулочный цилиндр, характеризующийся повышенной прочностью, износостойкостью и транспортабельностью.

Для НВ-1Б-32 требуется НКТ: 32 + 28 = 60 мм - НКТ 60 x 5,0 мм. Действительно, по табл. 2.12 [17] к этому насосу требуется замковая опора ОМ-60, устанавливаемая в НКТ - 60 мм.

По табл. 3.1 - 3.3 выбираем штанги из углеродистой стали (отр = 70 МПа) диаметр = 22 мм (31%) и диаметр = 19 мм (69%). При общей глубине спуска 1400 м длина секции штанг диаметром 22 мм - 434 м, диаметром 19 мм - 966 м.

Таблица 3.1

Рекомендуемые глубины спуска на углеродистых штангах (отр = 70 МПа)

Диаметры насосов, мм	28	32	38	43	56	68	93
Диаметры штанг, мм	Длина одноступенчатой колонны, м						
16	1150	1020	860	720	-	-	-
19	1300	1170	1000	860	650	-	-
22	-	-	-	-	790	590	380*
25	-	-	-	-	-	-	470
Диаметр штанг, мм	Длина ступеней в % двухступенчатой колонны						
19	34	38	45	55	-	-	-
16	66	62	55	45	-	-	-
Глубина спуска L, м	1480	1310	1100	920*	-	-	-

Диаметр штанг, мм	22	28	31	36	42	55	-	-	-
19	72	69	64	58	45	-	-	-	-
Глубина спуска L, м	1620	1460	1260	1060	320	-	-	-	-
Диаметр штанг,	25	-	-	-	-	42	56	-	-
22	-	-	-	-	-	58	44	-	-
Глубина спуска L, м	-	-	-	-	-	960*	720	-	-
Диаметр штанг, мм	22	26	29	-	-	-	-	-	-
19	28	32	-	-	-	-	-	-	-
16	46	39	-	-	-	-	-	-	-
Глубина спуска L, м	1760	1570	-	-	-	-	-	-	-
Диаметр штанг, мм	25	-	-	27	33	-	-	-	-
22	-	-	-	30	35	-	-	-	-
19	-	-	-	43	32	-	-	-	-
Глубина спуска L, м	-	-	-	1490	1270	-	-	-	-

* Длины штанг, отмеченные звездочками, можно применять только в виде опыта с последующими расчетами.

Таблица 3.2

Рекомендуемые глубины спуска насосов на штангах
из нормализованной стали 20 х Н (отр = 90 МПа)

Диаметры насосов, мм	28	32	38	43	56	68	93
Диаметры штанг, мм	Длина одноступенчатой колонны, м						
16	-	-	-	-	-	-	-
19	-	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	1000*	760	490
25	-	-	-	-	-	-	610
Диаметр штанг, мм	Длина ступеней в % двухступенчатой колонны						
19	35	39	46	55	-	-	-
16	65	61	54	45	-	-	-
Глубина спуска L, м	1890*	1680*	1410*	1180*	-	-	-
Диаметр штанг, мм	22	28	30	35	41	54	-
19	72	70	65	59	46	-	-
Глубина спуска L, м	2080	1870	1610	1370	1050	-	-
Диаметр штанг, мм	25	-	-	28	32	40	55
22	-	-	-	72	68	60	45
Глубина спуска L, м	-	-	-	1810*	1570*	1230*	910
Диаметр штанг, мм	22	25	28	-	-	-	-
19	28	32	-	-	-	-	-
16	47	40	-	-	-	-	-
Глубина спуска L, м	2270*	2010*	-	-	-	-	-
Диаметр штанг, мм	25	20	23	26	31	-	-
22	23	26	30	35	-	-	-
19	57	51	44	34	-	-	-
Глубина спуска L, м	2450*	2200*	1900	1620*	-	-	-

* Длины штанг можно применять только в виде опыта с последующими расчетами.

Таблица 3.3

Рекомендуемые глубины спуска насосов на штангах
из сорбитизированной стали 15НМ (отр = 110 МПа)

Диаметры насосов, мм	28	32	38	43	56	68	93
Диаметры штанг, мм	Длина одноступенчатой колонны, м						
16	1790	1600	1340	1120	-	-	-
19	2050	1830	1580	1350	1020	750	470
22	-	-	-	-	-	-	600
Диаметр штанг, мм	Длина ступеней в % двухступенчатой колонны						
19	35	39	46	55	-	-	-
16	65	61	54	45	-	-	-
Глубина спуска L, м	2300	2060	1730	1450	-	-	-
Диаметр штанг, мм	22	27	30	35	41	54	74
19	73	70	65	59	46	26	-
Глубина спуска L, м	2550	2280	1970	1690	1280	935	-
Диаметр штанг, мм	Длина ступеней в % трехступенчатой колонны						
22	25	28	33	40	-	-	-
19	29	32	39	46	-	-	-
16	46	40	28	14	-	-	-
Глубина спуска L, м	2750	2460	2070	1740	-	-	-

Режимные параметры 7СК8-3,5 - 4000 по ГОСТ 5866 Sa = 1,7; 2,1; 3,0; 3,5 м - длина хода точки подвески штанг. Число качаний, n = 5 - 12 мин⁻¹.

Редуктор - Ц2П-750 с передаточным отношением i = 38, и диаметром шкива - 1000 мм.

Для обеспечения продолжительной работы СК следует принять максимальную длину хода и найти по диаграмме А. Н. Адонина максимальную производительность насоса диаметром 12 мм, которая может быть получена при работе станка-качалки на максимальных параметрах.

По диаграмме находим Рmax = 38 м³/сут.

При длине хода Smax = 3,5 м, число качаний по формуле (3.1) будет:

$$n = \frac{12 \cdot 35}{38} = 11 \text{ мин}^{-1}.$$

Определим параметры работы насоса аналитическим методом, исходя из минимума напряжений в штангах.

Зададимся стандартными значениями Sa и n и по формулам (3.2) - (3.4)

определим Fпл и Dпл и составим табл. 3.5.

Таблица 3.4

Характеристики режимов				
№ реж	S, м	n	Fпл, см ²	Dпл, см
1	1,675	15	15,32	4,42

2	2,1	12,9	14,21	4,25
3	2,5	11,5	13,39	4,13
4	3,0	10,2	12,58	4,00
5	3,5	9,2	11,96	3,9
6	12,45	5	6,186	2,81
7	5,15	9	8,30	3,25
8	3,35	12	9,58	3,49

Средняя масса двухступенчатой колонны штанг

$$q_{\text{ср}} = q_1 \cdot 0,31 + q_2 \cdot 0,69 = 3,14 \cdot 0,31 + 2,35 \cdot 0,69 = 2,60 \text{ кг/м},$$

где q_1 и q_2 - масса 1 п.м верхней и нижней секций штанг соответственно.

Таким образом, исходя из табл. 4.5 видно, что наиболее приемлемыми режимами работы насоса при среднем коэффициенте подачи насоса $\eta = 0,7$ являются 5-й и 4-й, однако диаметр плунжера при этих режимах получился больший.

Для выбора оптимального режима определим максимальные значения нагрузок в точке подвеса штанг по формуле (3.5):

$$P_{\text{max}}^5 = 11,96 \cdot 10^{-4} \cdot 850 \cdot 1400 \cdot 9,81 + 2,6 \cdot 1400 \cdot 9,81 \times \\ \times \left[0,892 + \frac{3,5 \cdot 9,2^2}{1400} \right] = 13962 + 39198 = 53160 \text{ Н},$$

где

$$b = \frac{7850 - 850}{7850} = 0,892;$$

$$P_{\text{max}}^4 = 12,58 \cdot 10^{-4} \cdot 850 \cdot 1400 \cdot 9,81 + 2,6 \cdot 1400 \cdot 9,81 \times \\ \times \left[0,892 + \frac{3,0 \cdot 10,2^2}{1400} \right] = 14686 + 39592 = 54278 \text{ Н}.$$

Наиболее выгодным режимом будет 5-й, при котором $P_{\text{max}} = 53,2 \text{ кН}$ наименьшая. Минимальную нагрузку найдем по формуле (2.6):

$$P_{\text{min}}^5 = 2,6 \cdot 1400 \cdot 9,81 \times \left[0,892 - \frac{3,5 \cdot 9,2^2}{1400} \right] = 24506 \text{ Н}.$$

Определим максимальное и минимальное напряжения по формуле (2.7) и $\sigma_{\text{пр}}$ по формуле (4.8):

$$\sigma_{\text{max}} = \frac{53160}{0,785 \cdot 0,022} = \frac{53160}{3,8 \cdot 10^{-4}} = 139,9 \cdot 10^6 \frac{\text{Н}}{\text{м}^2} = 139,9 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{min}} = \frac{24506}{3,8 \cdot 10^{-4}} = 64,5 \cdot 10^6 \frac{\text{Н}}{\text{м}^2} = 64,5 \text{ МПа};$$

$$\sigma_a = \frac{139,9 - 64,5}{2} = 37,7 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{пр}} = \sqrt{139,9 \cdot 37,7} = 72,6 \text{ МПа}.$$

По табл. 4.1 - 4.3 выбираем штанги из стали 20Н2М $\sigma_{\text{пр доп}} = 90 \text{ МПа}$ для некоррозионных условий.

Коэффициент запаса прочности штанг составит (формула (2.9))

$$\eta = \frac{390}{140,0} = 2,8 \text{ МПа}.$$

Определим необходимое число качаний при использовании стандартного диаметра плунжера (для 5-го режима это будет 38 мм). По формуле (2.10)

$$n = 9,2 \cdot \frac{39}{38} = 9,44 \text{ мин}^{-1}.$$

Для насоса НВ1Б-38-35-15 допустимы длина хода 3,5 м и глубина спуска 1500 м. Диаметр НКТ 73 x 5,5 мм.

(Определим диаметр шкива электродвигателя для нестандартного числа качаний по формуле (4.11):

$$D_{\text{ш}} = \frac{9,44 \cdot 1000 \cdot 38}{1470} = 244 \text{ мм}.$$

Таким образом, в результате аналитического расчета мы увеличили диаметр насоса, НКТ, уменьшили число качаний с 11 до 9,4 мин⁻¹ и выбрали более прочные штанги из стали 20Н2М по сравнению с таблично-графическим расчетом.

Тестовые задания к экзамену по дисциплине:

(проверяемые компетенции ПК-3, ПК-5)

1. Скважина предназначена для ...

А сообщения продуктивного горизонта с призабойной зоной пласта.

Б вскрытия продуктивного горизонта.

В сообщения продуктивного горизонта с земной поверхностью.

Д создания давления на продуктивный пласт.

2. По назначению скважины делятся на ...

А Вертикальные, горизонтальные, наклонные, грунтовые, шельфовые.

Б Вертикальные, горизонтальные, колодезные, шахтные.

В Поисковые, наблюдательные, колодезные, шахтные, пьезометрические.

Д Разведочные, добывающие, нагнетательные, контрольные, оценочные.

3. Какие существуют требования к конструкции скважин?

А Конструкция забоя скважины должна обеспечивать механическую устойчивость призабойной части пласта, доступ к забою скважины спускаемого оборудования, предотвращение обрушения пород; эффективную гидродинамическую связь забоя скважины с нефтенасыщенным пластом; возможность избирательного вскрытия нефтенасыщенных и изоляцию водо- или газонасыщенных пропластков.

Б Надежное разобщение пройденных пород и их герметизация, длительная безаварийная работа скважины на всех этапах ее жизни, получение максимального количества горно-геологической и физической информации по вскрываемому скважиной разрезу. Конструкция должна иметь определенный диаметр обсадных труб, что особо относится к эксплуатационной колонне. Возможность аварийного глушения скважины, возможность проведения всех видов исследования, проведение технологических операций по воздействию на продуктивный горизонт, применение различных способов эксплуатации.

В 1. Устойчивость стенок ствола скважин
2. Надежное сообщение пластов и пропластков
3. Возможность спуска в скважину оборудования для извлечения нефти из пласта
4. Надежное разобщение скважины с разрабатываемым пластом.

4. Коэффициент продуктивности ...

А Коэффициент продуктивности есть суточный дебит скважины, приходящийся на единицу изменения устьевого давления.
 $K = Q / (P_{пл} - P_y) [т/сут \text{ кгс/см}^2]$

Б Коэффициент продуктивности есть депрессия скважины, приходящаяся на единицу изменения забойного давления.
 $K = Q / (P_{заб} - P_y) [Па^* \text{ сут/т}]$

В Коэффициент продуктивности есть месячный дебит скважины, приходящийся на единицу изменения забойного давления.
 $K = Q / (P_{заб} - P_y) [т/сут МПа]$

Д Коэффициент продуктивности есть суточный дебит скважины, приходящийся на единицу депрессии. $K = Q / (P_{пл} - P_{заб}) [т/сут \text{ Па}]$

5. Что такое призабойная зона скважины?

А Призабойная зона скважины – это область фильтрации флюидов от контура питания до первого ряда эксплуатационных скважин.

Б Призабойная зона скважины – это условный контур, окружающий работающую скважину, за пределами которого можно пренебречь ее возмущающим действием (за этим контуром скорость фильтрации полагается равной нулю, а давление — равным пластовому).

В Призабойная зона скважины – это зона движения газожидкостных смесей от первых рядов эксплуатационных скважин до линии нагнетания нагнетательных скважин.

Д Призабойная зона скважины (ПЗС) – это зона, прилегающая к стенкам скважины, в которой существенно возрастают фильтрационные сопротивления движению флюидов.

6. Выделяют следующие виды несовместности скважин:

А - несовместные по глубине перфорации
- несовместные по количеству отверстий

Б - несовместные по способу освоения
- несовместные по способу эксплуатации

В - несовместные по способу освоения
- несовместные по степени вскрытия

Д - несовместные по степени вскрытия
- несовместные по характеру вскрытия
- скважины несовместные по степени вскрытия и характеру вскрытия

7. Приведенный радиус скважины - это ...

А радиус такой фиктивной несовместной скважины (QФС) – дебит которой равен дебиту несовместной скважины (QНС)

Б радиус такой фиктивной совершенной скважины (QФС) – дебит которой равен дебиту реальной скважины (QРС).

В радиус такой фиктивной несовместной скважины, дебит которой равен дебиту совершенной реальной скважины

Д радиус гидродинамической совершенной скважины, которая обеспечивает при равных прочих условиях такой же дебит, как гидродинамическая несовершенная скважина.

8. Какие бывают конструкции забоев скважин?

А Скважина с перфорированным забоем; скважина с забойным хвостовиком; скважина с забойным фильтром; скважина с открытым забоем.

Б Скважина с искусственным забоем; скважина с боковым стволом; скважина с горизонтальным забоем; скважина с закрытым забоем.

В Скважина с двойным стволом; скважина с нулевым забоем; скважина с зарезкой боковых стволов; скважина с наклонным стволом.

Д Конструкция забоя скважины всегда одинакова.

9. Как происходит вскрытия нефтяных пластов?

А Путем создания высокого давления.

Б Сначала перфорацией, а затем бурением.

В Цементированием.

Д Сначала бурением, а затем перфорацией.

10. Какие существуют методы освоения скважин?

А Метод гидравлического напора; метод подлива жидкости; метод откачки раствора.

Б Гидравлический метод, метод утолщения раствора, метод увеличения уровня.

В Метод закачки раствора; метод напорного режима; метод откачки раствора.

Д Метод облегчения столба жидкости; метод понижения уровня; метод мгновенной депрессии.

11. Оборудование фонтанных скважин

А Оборудование фонтанных скважин подразделяется на наземное и подземное. К наземному относятся манифольд, задвижки и колонная головка.

К подземному оборудованию относится обсадная колонна.

Б Оборудование фонтанных скважин подразделяется на наземное и подземное.

К наземному относят фонтанную арматуру и манифольд. Фонтанная арматура включает трубную головку и фонтанную елку. К подземному оборудованию относятся насосно-компрессорные трубы.

В Оборудование фонтанных скважин состоит из наземного и подземного.

Наземное оборудование состоит из следующих элементов: колонная головка, фонтанная арматура, манифольд.

К подземному оборудованию относятся насосно-компрессорные трубы.

12. Выберите правильное утверждение

А В фонтанных скважинах газ вводится извне, а в газлифтной – газ выделяется из нефти при снижении давления. Непрерывный газлифт реализуется тогда, когда продуктивность скважины достаточна высока. В случаях низкой продуктивности скважины используется периодический газлифт.

Б Нет верного утверждения

В Основное количество газа подводится извне, а не выделяется из нефти при понижении давления.

Непрерывный газлифт реализуется тогда, когда продуктивность скважины достаточна высока. В случаях низкой продуктивности скважины используется периодический газлифт.

Д Основное количество газа подводится извне, а не выделяется из нефти при понижении давления.

Непрерывный газлифт реализуется тогда, когда продуктивность скважины достаточна высока. В случаях низкой продуктивности скважины используется периодический газлифт.

13. В настоящее время на практике используют следующие методы снижения пускового давления:

А • метод откачки жидкости из пласта
• метод последовательного пуска желонки
• метод пусковых труб
• устьевые газлифтные клапаны

Б • метод задавки жидкости в пласт
• метод последовательного свабирования желонки
• метод пусковых клапанов
• кольцевые газлифтные клапаны

В • метод задавки жидкости в пласт
• метод последовательного свабирования трубки
• метод переключения с одной закачки в другую

- метод пусковых отверстий
- глубинные газлифтные клапаны
- Д • метод заправки жидкости в пласт
- метод последовательного допуска свабирования труб
- метод пусковых отверстий
- кольцевые газлифтные клапаны

14. Выбрать верное утверждение

- А На газлифтных скважинах часто используется арматура применяемая при эксплуатации насосных скважин, которая имеет то же назначение – герметизация устья, подвеску подъемных труб и возможность осуществления различных операций по переключению направления добываемого газа, операции по промылке скважины и др. Часто арматуру приспосабливают для нагнетания газа либо только в межтрубное пространство, либо в центральные трубы.

- Б Арматура устанавливаемая на устье газлифтных скважин аналогична фонтанной арматуре, но обычно применяется специальная упрощенная арматура. Часто арматуру приспосабливают для добычи газа, либо через кольцевое пространство, либо через центральные трубы.

- В На газлифтных скважинах часто используется фонтанная арматура, остающаяся после фонтанного периода эксплуатации, но обычно применяется специальная упрощенная и более легкая арматура, поскольку возможные неполадки в ней не угрожают открытыми фонтаном. Часто арматуру приспосабливают для нагнетания газа.

15. Исследование газлифтных скважин необходимо для:

- А • установления режима работы скважин с максимальным расходом добываемого газа
- снятия индикаторной линии или определения уровня притока
 - определения глубины погружения НКГ
 - определения глубины ввода газа в лифт
- Б • установления режима работы скважины с минимальным расходом нагнетаемого газа
- снятие индикаторной кривой для определения уровня притока
 - определения глубины ввода газа в лифт
 - снятия профиля притока при эксплуатации многопластового горизонта с помощью скважинных дебитометров

- В • установления режима работы скважины с максимальным расходом нагнетаемого газа

- снятия кривой восстановления давления (КВД)
- определения глубины ввода газа в лифт
- снятие профиля расхода газа при разработке многопластовых залежей с помощью скважинных расходомеров

- Д • установления режима работы скважин с максимальным расходом добываемого газа

- снятия индикаторной линии или определения уровня притока
- определения глубины погружения НКГ
- снятия профиля притока при эксплуатации многопластового горизонта с помощью скважинных дебитометров

16. Выберите верные утверждения

- А Диаграмму нагрузки на устьевой шток в зависимости от его хода называют динамограммой, а ее снятие – динамометрированием ПСНУ. Она осуществляется с помощью динамографа. В зависимости от принципа работы различают: механические, гидравлические, электрические, электромагнитные, тензометрические и другие динамографы.

- Б Снятие диаграммы нагрузки на полированный шток в зависимости от хода называется динамометрией ПСНУ. Она осуществляется силовым измерительным регистрирующим прибором – динамографом.

- Известны динамографы механические, гидравлические, электрические, электромагнитные, тензометрические и др.

- В Измерение нагрузок на насосно-компрессорные трубы осуществляется специальными приборами, называемым динамографом. Графическая зависимость нагрузки действующей в каком-либо сечении труб в течение насосного цикла (ход вверх-вниз) в функции перемещения этого сечения, называется динамограммой. По принципу действия динамографы делятся на несколько классов: механические, гидромеханические, электромеханические, электронные, глубинные, поверхностные, забойные.

- Д Диаграмму нагрузки на устьевой шток в зависимости от его хода называют динамограммой, а ее снятие – динамометрированием ПСНУ. Она осуществляется с помощью динамографа. В зависимости от принципа работы различают: механические, гидромеханические, электромеханические, электронные, глубинные, поверхностные, забойные.

17. Одним из основных факторов, определяющих влияние газа на

работу всех типов насосов, является:

- А Газосодержание запасов нефти не вовлекаемых в разработку
- Б Газосодержание в сепараторах
- В Газосодержание на выкидной линии
- Д Газосодержание у входа в насос

18. Наличие свободного газа приводит ...

- А к увеличению напорной характеристики насоса.
- Б Никак не влияет.
- В к снижению напорной характеристики насоса.
- Д Напорная характеристика меняется только при небольших глубинах спуска насосного оборудования

19. Уменьшить газосодержание на приеме насоса можно:

- А применением больших диаметров НКТ.
- Б установкой штуцерирующих устройств на фонтанной арматуре.
- В установкой сепаратора на приеме насоса.
- Д установкой сепаратора на устье скважины.

20. Одной из форм осложнения в работе насосного оборудования, связанной с появлением высокоминерализованной пластовой воды является:

- А снижение коэффициента сепарации
- Б повышенная коррозия органов насоса.
- В снижение газового фактора.
- Д увеличение газового фактора.

Ответы:

вопрос	ответ	вопрос	ответ	вопрос	ответ
1	В	6	Д	11	В
2	Д	7	Б, Д	12	В
3	Б	8	А	13	В
4	Д	9	Д	14	В
5	Д	10	Д	15	Б
				20	Б

Критерии оценивания

Оценка	Критерии оценки
5 (отлично)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: -последовательно, четко, связно, обоснованно и безопионочно излагает учебный материал; даст ответ в логической последовательности с использованием принятой терминологии; За выполнение практической работы: - уверенно и безошибочно применяет полученные знания в решении поставленных задач; - выполнил работу в рациональной последовательности и полном объеме; - самостоятельно выбрал и подготовил средства и методы для выполнения задания.
4 (хорошо)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: -ответ не удовлетворяет основным требованиям к ответу на оценку «5», но имеются затруднения при решении вопросов в новой ситуации: слушатель допускает 1-2 недочета и может их исправить самостоятельно или с небольшой помощью преподавателя. За выполнение практической работы: - слушатель выполнен требования к оценке 5 (отлично), но работа выполнена в не рациональной последовательности и/или допущены 2-3 недочета.
3 (удовлетворительно)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - в ответах в ходе собеседования имеются отдельные проблемы в усвоении учебного материала образовательной программы: слушатель допустил не более одной ошибки и двух недочетов. За выполнение практических работ: - слушатель выполнил практическую задачу не полностью, но объем выполненной части таков, что в основном позволяет получить правильные результаты и выводы, допущено не более 1 ошибки и 2-х недочетов.
2 (неудовлетворительно)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - не овладел основными знаниями и умениями в соответствии с требованиями программ и допустил больше ошибок и недочетов, чем необходимо для оценки 3 (удовлетворительно), не может ответить ни на один из поставленных вопросов. За выполнение практической работы: - слушатель не выполнил работу или объем выполненной части работы не позволяет сделать правильных выводов: все или большинство сформированных ответов не подтверждают контрольные цифры.

3.3 Учебно-методические материалы

1. Тагиров, Курбан Магомедович. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин [Текст : Электронный ресурс] : учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки бакалавров "Нефтегазовое дело" / К. М. Тагиров. - М. : Академия, 2012. - 335 с. : ил. ; 22 см. - (Высшее профессиональное образование. Нефтегазовое дело). - Режим доступа: <http://elib.tyuiu.ru/wp-content/uploads/2014/10/101114822.djvu>

2. Мищенко, Игорь Тихонович. Скважинная добыча нефти [Текст] : учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по специальности "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" направления подготовки специалистов "Нефтегазовое дело" / И. Т. Мищенко. - М. : Нефть и газ РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. - 816 с.

3. Мищенко, Игорь Тихонович. Расчеты при добыче нефти и газа [Текст] / И. Т. Мищенко. - М. : "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2008. - 296 с.

4. ОРГАНИЗАЦИОННО-ПЕДАГОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ДИСЦИПЛИНЫ

4.1 Материально-технические условия

Наименование специализированных учебных помещений	Вид занятий	Наименование оборудования, программного обеспечения
Компьютерный класс	Лекции, практические задания	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.2 Условия для функционирования электронно-образовательной среды

Электронные информационные ресурсы	Вид занятий	Наименование оборудования
Система поддержки учебного процесса Edison	Лекции, практические задания, промежуточная аттестация	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.3 Базы данных, информационно-справочные и поисковые системы, электронные каталоги

1. ТИУ «Долготекстовая БД» на платформе ЭБС ООО «Издательство ЛАНЬ» Договор № 2423 от 04.04.2016г.

2. Российская база патентов. (База ФИПС) http://www1.fips.ru/wps/wcm/connect/content_ru/ru/inform_resources/inform_getlevel_system/article_1

3. База Patentscore <http://www.wipo.int/patentscore/search/ru/search.jsf>

4. База данных Евразийского патентного ведомства EAPRO.ORG

5. Евразийская ПАТентная Информационная Система (ЕАПАТИС)

esr@esnet

6. Справочная правовая система «КонсультантПлюс» www.consultant.ru

7. Информационная система «Единое окно доступа к образовательным ресурсам». Официальный сайт. URL: <http://window.edu.ru>

8. Научная электронная библиотека «ELIBRARY.RU». URL: <http://www.elibrary.ru>

9. Президентская библиотека имени Б.Н.Ельцина. URL: <http://www.rlib.ru>

10. Российская Академия наук Институт научной информации по общественным наукам (ИНИОН РАН). URL: <http://www.inion.ru>

11. Российская государственная библиотека. URL: <http://www.rsl.ru>

12. Российская национальная библиотека в Санкт-Петербурге. URL: <http://nlb.ru>

13. Справочная правовая система «Гарант» URL: <http://www.garant.ru/>

14. Университетская библиотека онлайн. URL: <http://www.biblioclub.ru>

15. Электронная Интернет библиотека IQlib.ru - электронные учебники и учебные пособия. URL: <http://www.iqlib.ru>

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО И ДИСТАНЦИОННОГО ОБРАЗОВАНИЯ**

УТВЕРЖДАЮ

Директор

А.В. Медведев

«07»

06

2024 г.



РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

**дисциплины «Сбор и подготовка скважинной продукции»
программы профессиональной переподготовки
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Общая трудоемкость -58 часов

Лекции – 16 часов

Практические занятия – 10 часов

Самостоятельная работа – 32 часа

Рабочую программу разработал:
ассистент кафедры РЭНГМ

А.М. Ведменский

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий кафедрой РЭНГМ
«07» 06 2024г.

С.И. Грачев

Начальник отдела проектирования
образовательных программ ИДДО
«07» 06 2024г.

Л.В. Скоморохова

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ДИСЦИПЛИНЫ

Цель освоения дисциплины – получение знаний о работе систем сбора скважинной продукции, технологических схем подготовки нефти, газа и воды; знаний физических процессов, происходящих в различных узлах и на различных участках нефтепромыслового хозяйства от устья скважины до пунктов сбора и перекачки товарных нефти и газа.

Задачи дисциплины:

- осуществление технологических процессов сбора и подготовки скважинной продукции;
- эксплуатация и обслуживание технологического оборудования, используемого сборе и подготовке скважинной продукции, осуществление мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению газонефтепромысловых объектов;
- планирование, организация и управление работой производственных подразделений предприятий, осуществляющих внутрипромысловый транспорт нефти и газа, сооружение внутрипромысловых трубопроводов;
- выполнение с помощью прикладных программных продуктов расчетов по проектированию систем сбора и подготовки нефти и газа;
- составление в соответствии с установленными требованиями типовых проектных, технологических и рабочих документов;
- участие в составлении проектных решений по управлению качеством в нефтегазовом производстве;
- разработка проектных решений по созданию технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов для сбора и подготовки нефти и газа;
- подготовка заданий на разработку проектных решений задач проектирования, определение патентоспособности и показателей технического уровня проектируемого оборудования (изделий, объектов, конструкций) для сбора и подготовки нефти и газа;
- разработка в соответствии с установленными требованиями проектных, технологических и рабочих документов;
- проведение технических расчетов по проектам, технико-экономического и функционально-стоимостного анализа эффективности проектируемых аппаратов, конструкций, технологических процессов.

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих результатов освоения (компетенций):

Профессиональные компетенции	В результате изучения дисциплины слушатели должны			Способ измерения образовательных результатов
	знать	уметь	иметь	
ПК-4 Способность применять в практической деятельности принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды	Подготовка отчетности по производственной деятельности в области добычи углеводородного сырья; формирование отчетов по использованию оборудования по добыче углеводородного сырья; ведение отчетности по технологическим потерям углеводородного сырья при добыче в соответствии с принятой схемой и технологией разработки; подготовка отчетной информации о выполнении мероприятий по предписанию органов государственного надзора	Анализировать предоставляемую в рамках отчетности информацию; формировать отчеты химических реагентов, пользоваться специализированными программами продуктами	Требования нормативных правовых актов Российской Федерации, локальных нормативных актов, нормативы технологических потерь углеводородного сырья при добыче в соответствии с принятой схемой и технологией разработки; нормы расхода химических реагентов, порядок списания химических реагентов; стандарты, технический регламент, руководства (инструкции), устанавливающие требования к формированию отчетности по производственной деятельности в области добычи углеводородного сырья	Выполнение практической работы, экзамен (в форме тестирования), самоконтроль при выполнении самостоятельной работы
ПК-5 Способность выполнять технические работы в соответствии с технологическим регламентом	Владеть навыками работы с нормативной технической документацией с целью определения необходимых мероприятий по эксплуатации и обслуживанию технологического оборудования; контроль выполнения графиков ППР, ДО и технического обслуживания устьевого оборудования скважин,	Эксплуатировать и разрабатывать мероприятия по обслуживанию в соответствии с технологическим регламентом; использовать результаты диагностирования оборудования и экспертизы промышленной безопасности; анализировать технические параметры	Требования к надежности, Технические условия эксплуатации, объем и содержание обслуживания; технологические процессы добычи углеводородного сырья; назначение, устройство и принцип действия оборудования по добыче углеводородного	

обвязки, нефтегазопромысловых трубопроводов, сборных трубопроводов, газопроводов-шлейфов, ингибиторопроводов и запорной арматуры; разработка и контроль выполнения мероприятий по организации и безопасности ведению ТОиР, ДО	оборудования по добыче углеводородного сырья в скважине для обеспечения своевременного ремонта	сварка, методы (виды) испытаний скважин на приток, требования к установкам для ремонта скважин, к элементам оборудования противовыбросовой защиты и к устройствам для работы с трубными изделиями	
---	--	---	--

2. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Применяемые технологии обучения:

- в очной, заочной и очно-заочной форме- лекция визуализации в PowerPoint в диалоговом режиме; лекция визуализации в PowerPoint в диалоговом режиме с элементами дискуссии;
- с применением дистанционных технологий - освоение обучающимися дисциплины осуществляется на лекционных и практических занятиях, в процессе самостоятельной подготовки. В рамках используется дисциплины изучения система поддержки учебного процесса Ediscop, в которой размещены электронные учебно-методические комплексы (ЭУМК), разработанные преподавателями ТИУ, в состав ЭУМК входят: лекционные материалы (презентации, конспекты лекций, электронные учебники), контрольно-измерительные материалы (тестовые задания).

Перечень лекционных занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Проектирование обустройства нефтяного месторождения	1
2	Системы сбора нефти, газа воды на промыслах	2
3	Промысловые трубопроводы	1
4	Сепарация нефти от газа	2
5	Водонефтяные эмульсии	2
6	Промысловая подготовка нефти	2
7	Нефтепромысловые резервуары	2
8	Промысловое водоснабжение и канализация	2
9	Установки комплексной подготовки газа	2
ИТОГО:		16

Перечень практических (лабораторных) занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Особенности расчета трубопроводов в системе сбора скважинной продукции	4
2	Расчет материального баланса станции Э/ДГ, подбор и расчет количества стандартного оборудования	6
ИТОГО:		10

Перечень тем самостоятельной работы

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Расчет трубопроводов	8
2	Расчет баланса станции Э/ДГ, подбор и расчет количества стандартного оборудования	8
3	Расчет стали сепарации с подбором стандартного оборудования	8
4	Изучение системы сбора и подготовки скважинной продукции	8
ИТОГО:		32

3. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

3.1 Для оценки качества освоения дисциплины применяется текущий контроль, промежуточная аттестация.

Формой текущего контроля является оценка выполнения практических занятий и самоконтроль при выполнении самостоятельных работ.

Для оценки освоения дисциплины проводится промежуточная аттестация. Формой промежуточной аттестации является экзамен, проводимый в форме тестирования.

3.2 Оценочные материалы промежуточной аттестации:

Дисциплина предусматривает изучение теоретической и практической части, выполнение практических заданий и промежуточная аттестация. По итогам выполнения всех видов работ выставляется экзамен.

Вид работ	Баллы
Выполнение практических заданий	5-10 баллов за каждое задание
Выполнение конспектов лекций	Итого: максимум 30 баллов 30
Тест	До 40
Итого:	100

Задания для выполнения практических работ:
(проверяемые компетенции ПК-4, ПК-5)

1. Особенности расчета трубопроводов в системе сбора скважинной продукции

Основные уравнения для гидравлического расчета трубопроводов.

1. Объемный расход:

$$Q = W \cdot S, \text{ м}^3/\text{с} \quad (1.1)$$

где W – линейная скорость потока, м/с; S – площадь поперечного сечения трубы, м².

Для трубопроводов круглого сечения, т.к. $S = \pi \cdot d^2/4 = 0,785 \cdot d^2$, формула (1.1) примет вид:

$$Q = 0,785 \cdot d^2 \cdot W, \text{ м}^3/\text{с} \quad (1.2)$$

2. Массовый расход:

$$G = W \cdot S \cdot \rho, \text{ кг/с} \quad (1.3)$$

где ρ – плотность, кг/м³.

3. При движении жидкости по трубопроводу различают два вида потерь напора:

$$h_{\text{ит}} = h_{\text{тр}} + h_{\text{м}},$$

где $h_{\text{тр}}$ – потеря напора за счет преодоления сил трения по длине трубопровода; $h_{\text{м}}$ – потеря напора за счет местных сопротивлений.

4. Потеря напора на преодоление трения по длине трубопровода круглого сечения $h_{\text{тр}}$ при любом установившемся режиме течения определяется по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_{\text{тр}} = \lambda \times \frac{L}{d} \times \frac{W^2}{2 \cdot g}, \text{ м} \quad (1.4)$$

5. Потери давления на преодоление сил трения:

$$\Delta P = \lambda \times \frac{L}{d} \times \frac{W^2}{2} \times \rho, \text{ Па} \quad (1.5)$$

6. В наклонном трубопроводе:

$$\Delta P = \lambda \times \frac{L}{d} \times \frac{W^2}{2} \times \rho \pm \Delta Z \times \rho \times g, \text{ Па} \quad (1.6)$$

здесь «+» – когда сумма ΔZ участков подъема больше суммы ΔZ участков спуска и «-», когда наоборот.

В формулах использованы обозначения:

L – длина трубопровода, м; d – внутренний диаметр трубопровода, м; W – средняя скорость потока, м/с; ρ – плотность жидкости, кг/м³; Q –

объемный расход жидкости, м³/с; ΔZ – разность геодезических отметок начала и конца трубопровода, м; g – ускорение силы тяжести, м/с²; λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

Коэффициент гидравлического сопротивления зависит от числа Рейнольдса Re и относительной шероховатости стенки трубы:

$$\lambda = f(Re, \varepsilon),$$

где $\varepsilon = \frac{\Delta}{d}$, Δ – абсолютная эквивалентная шероховатость, мм.

$$Re = \frac{W \times d \times \rho}{\mu} = \frac{W \times d}{\nu} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \times d \times \nu} \quad (1.7)$$

Для ламинарного режима течения, $Re < Re_{\text{кр}}$ (2300):

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (1.8)$$

При турбулентном режиме течения различают три зоны сопротивления.

1. Зона гидравлически гладких труб:

$$Re_{\text{кр}} < Re \leq 10 \cdot \frac{d}{\Delta}, \quad \lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \quad \text{формула Блазиуса.} \quad (1.9)$$

2. Зона смешанного трения:

$$10 \cdot \frac{d}{\Delta} < Re \leq 500 \cdot \frac{d}{\Delta}, \quad \lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}, \quad \text{формула Альтшуля.} \quad (1.10)$$

3. Зона квадратичного закона сопротивления:

$$Re > 500 \cdot \frac{d}{\Delta}, \quad \lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}, \quad \text{формула Шифринсона.} \quad (1.11)$$

Задача 1

На дожимной насосной станции (ДНС) в сепараторе первой ступени поддерживают давление 0,6 МПа. Длина сборного коллектора, идущего от АГЗУ до ДНС, 10 км и (внутренний) диаметр его 0,3 м, абсолютная эквивалентная шероховатость $\Delta = 0,11$ мм. Сборный коллектор горизонтальный. Объем перекачиваемой нефти 3800 т/сутки, ее плотность 800 кг/м³, кинематическая вязкость $1 \cdot 10^{-4}$ м²/с. Определить необходимое начальное давление в трубопроводе.

Дано: $P_{\text{к}} = 0,6$ МПа; $d = 0,3$ м; $\rho_{\text{н}} = 800$ кг/м³; $\nu = 1 \cdot 10^{-4}$ м²/с; $I = 10$ км; $Q = 3800$ т/сутки; $\Delta = 0,11$ мм

Найти: $P_{\text{н}} = ?$

Решение:

$$W = \frac{V}{S} = \frac{G}{\rho \cdot S} = \frac{3800 \cdot 4 \cdot 1000}{800 \cdot 3,14 \cdot 0,3^2 \cdot 86400} = 0,78 \text{ м/с};$$

$$\text{Re} = \frac{W \cdot d}{\nu} = \frac{780 \cdot 300}{100} = 2340 > 2320;$$

$$\text{т.к. } \text{Re}_{кр} < \text{Re} \leq 10 \cdot \frac{d}{\Delta}, \text{ то}$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}} = \frac{0,3164}{2340^{0,25}} = 0,045$$

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{l \cdot W^2 \cdot \rho}{2 \cdot d} = \frac{0,045 \cdot 10000 \cdot 0,76^2 \cdot 800}{2 \cdot 0,3} = 0,35 \text{ МПа};$$

$$P_n = P_k + \Delta P = 0,6 + 0,35 = 0,95 \text{ МПа}.$$

2. Электродегидраторы

2.1 Материальный баланс блока электродегидраторов

Исходные данные:

Расход некондиционной нефти – 600000 кг/ч; обводненность нефти – 12 %. Процесс обезвоживания в электродегидраторах происходит при температуре и абсолютном давлении, равных соответственно: $t = 40^\circ\text{C}$; $P = 0,7 \text{ МПа}$. Плотность нефти и воды, а также кинематическая вязкость нефти при этих термодинамических параметрах имеют значения, соответственно: $\rho_n^{40} = 851 \text{ кг/м}^3$; $\rho_v^{40} = 997,7 \text{ кг/м}^3$; $\nu_n^{40} = 6,33 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$.

В блок электродегидраторов поступает некондиционная нефть из блока сепарации в количестве:

$$\dot{Q}_n^{сеп} = 600000 \text{ кг/ч, в том числе:}$$

$$\text{- нефть} - 0,88 \cdot \dot{Q}_n^{сеп} = 0,88 \cdot 600000 = 528000 \text{ кг/ч};$$

$$\text{- вода} - 0,12 \cdot \dot{Q}_n^{сеп} = 0,12 \cdot 600000 = 72000 \text{ кг/ч}.$$

После процесса обезвоживания и окончательного обезвоживания состав потока на выходе из блока электродегидраторов должен соответствовать требованиям ГОСТ Р 51858 - 2002:

товарная нефть: вода – 0,2%; нефть – 99,8%;

пластовая вода: нефть – 0,5%; вода – 99,5%.

Принимаем: $\dot{Q}_n^{дез} = H_1$ – количество товарной нефти из блока электродегидраторов, кг/ч; $\dot{Q}_v^{дез} = B_1$ – количество пластовой воды из блока электродегидраторов, кг/ч.

Составим систему уравнений:

$$0,88 \cdot \dot{Q}_n^{сеп} = 0,998 \cdot H_1 + 0,005 \cdot B_1$$

$$0,12 \cdot \dot{Q}_n^{сеп} = 0,995 \cdot B_1 + 0,002 \cdot H_1$$

Решая эту систему, получаем:

$$B_1 = \frac{0,88 \cdot \dot{Q}_n^{сеп} - 0,998 \cdot H_1}{0,005}$$

$$B_1 = 176 \cdot \dot{Q}_n^{сеп} - 199,6 \cdot H_1$$

$$0,12 \cdot \dot{Q}_n^{сеп} = 175,12 \cdot \dot{Q}_n^{сеп} - 198,602 \cdot H_1 + 0,002 \cdot H_1$$

$$H_1 = 0,881 \cdot \dot{Q}_n^{сеп}$$

$$H_1 = 528700 \text{ кг/ч}$$

$$B_1 = 71300 \text{ кг/ч}$$

Таким образом, получили следующее массовое распределение потоков на выходе из блока электродегидраторов:

товарная нефть: $\dot{Q}_n^{дез} = 528700 \text{ кг/ч}$, в том числе:

- нефть – 0,998 $\dot{Q}_n^{дез} = 0,998 \cdot 528700 = 527638,6 \text{ кг/ч}$

- вода – 0,002 $\dot{Q}_n^{дез} = 0,002 \cdot 528700 = 1061,4 \text{ кг/ч}$.

пластовая вода: $\dot{Q}_v^{дез} = 71300 \text{ кг/ч}$, в том числе:

- вода – 0,995 $\dot{Q}_v^{дез} = 0,995 \cdot 71300 = 70945,5 \text{ кг/ч}$;

- нефть – 0,005 $\dot{Q}_v^{дез} = 0,005 \cdot 71300 = 356,5 \text{ кг/ч}$.

Данные заносим в таблицу 3.1.

Таблица 2.1

Материальный баланс блока электродегидраторов

Приход			Расход		
% масс	кг/ч	тыс. т/г	% масс	кг/ч	тыс. т/г
Некондиционная нефть, в том числе: нефть вода	88	528000	Товарная нефть, в том числе: Нефть вода	99,8	527638,6
	12	72000	Нефть	0,2	1060,4
		4435,2	Всего	100	528700
		604,8	Пластовая вода, в том числе: вода нефть	99,5	70945,5
			Всего	0,5	356,5
			Всего	100	71300
Итого	100	600000	Итого	100	600000
		5040			5040

2.2 Технологический расчет блока электродегидраторов

Целью расчёта является определение оптимального типа и необходимого количества электродегидраторов для обеспечения процесса окончательного обезвоживания.

Технологической схемой УПН предусмотрена возможность подачи поверхностно-активного вещества (ПАВ) в поток сырой нефти ещё во входных коммуникациях. Таким образом, к моменту поступления эмульсии на УПН система “вода-нефть” имеет крупнодисперсный характер. Экспериментально установлено, что капли воды в эмульсии, обработанной деэмульгатором имеют размер: $d_{max}=300\div350$ мкм.

• Процесс обезвоживания в электродегидраторах происходит при температуре и абсолютном давлении, равных соответственно:

$$t = 40^{\circ}\text{C}; P = 0,7 \text{ МПа.}$$

Плотность нефти и воды, а также кинематическая вязкость нефти при этих термодинамических параметрах имеют значения, соответственно:

$$\rho_n^{40} = 851 \text{ кг/м}^3; \rho_w^{40} = 997,7 \text{ кг/м}^3; \nu_n^{40} = 6,33 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с.}$$

$$\rho_{см} = \rho_n \cdot X_n + \rho_w \cdot X_w = 851 \cdot 0,88 + 997,7 \cdot 0,12 = 868,6 \text{ кг/м}^3$$

Объёмная производительность эмульсии после блока отстоя составляет:

$$Q_{v, \text{дег}} = Q_N^{сн} / \rho_{см} = 600000 / 868,6 = 690,8 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Предположим, что осаждение капель воды с минимально допустимым диаметром $d_{дон}$ происходит при ламинарном характере движения, т.е. численное значение критерия Рейнольдса удовлетворяет условию:

$$10^{-4} < Re < 0,4.$$

В этом случае, скорость осаждения капель воды $w_{нок}$ определяется по формуле Стокса:

$$w_{нок} = \frac{g(\rho_n - \rho_w) d_{дон}^2}{18 \nu_n \rho_n}, \quad (2.1)$$

$$w_{нок} = \frac{9,81(997,7 - 851)(300 \cdot 10^{-6})^2}{18 \cdot 6,33 \cdot 10^{-6} \cdot 851}.$$

$$w_{нок} = 0,00133 \text{ м/с.}$$

Проверим правильность принятого режима осаждения капель и найдём значение критерия Рейнольдса:

$$Re = w_{нок} \cdot d_{дон} / \nu_n^{40}; \quad (2.2)$$

$$Re = 0,00133 \cdot 300 \cdot 10^{-6} / (6,33 \cdot 10^{-6}) = 0,063 < 0,4.$$

Действительно, режим был принят правильно.

Для эффективного разделения эмульсии в электродегидраторе на нефть и воду должно соблюдаться условие:

$$\tau \geq \tau_{ос},$$

где τ - время пребывания нефти в электродегидраторе, определяемое по формуле:

$$\tau = h_{3м} / w_{нон}$$

где h_3 – высота слоя эмульсии, м;
 w_n – скорость движения нефти в аппарате, м/с;
 $\tau_{ос}$ – время, необходимое для осаждения капель воды, с.
 Высота слоя эмульсии рассчитывается по формуле:

$$h_{3м} = 0,5D - h_1,$$

где D – внутренний диаметр аппарата, м;
 h_1 – расстояние от дна электродегидратора до поверхности раздела фаз. Принимаем равным 1 м.

В качестве электродегидратора примем аппарат типа ЭГ-200 с характеристиками, представленными в таблице 3.2.

Линейная скорость движения нефти в электродегидраторе должна быть как минимум в два раза меньше рассчитанной скорости осаждения капель воды. Для гарантированного осаждения капель воды можно использовать двукратный запас, т.е. $w_{нон} = 2w_{ос}$.

$$w_n = \frac{w_{нок}}{2} = \frac{0,00133}{2} = 0,7 \cdot 10^{-3} \text{ м/с.}$$

Таблица 2.2

Характеристики электродегидратора

Показатель	Ед. измерения	ЭГ-63	ЭГ-100	ЭГ-160	ЭГ-200
Эффективный объём V	м ³	63	100	160	200
Диаметр D	мм	3400	3400	3400	3400
Длина L	мм	9950	13200	19100	23450
Расчетное давление P	МПа	1	1	1	1
Число электродов	~	2	2	2	2
Номинальное расстояние от дна электродегидратора до границы раздела фаз h_1	м	1	1	1	1

Время пребывания нефти в электродегидраторе:

$$\tau = \frac{0,5 \cdot 3,4 - 1}{3600 \cdot 0,7 \cdot 10^{-3}} = 0,2913 \text{ ч.}$$

Время, необходимое для осаждения капель воды, рассчитывается по формуле:

$$\tau_{ос} = \frac{h_3}{w_{осн}},$$

где $w_{осн}$ – фактическая скорость осаждения капель воды в потоке поднимающейся нефти, м/с, определяемая из выражения:

$$w_{осн} = w_{нон} - w_n = 0,00133 - 0,0007 = 0,0007 \text{ м/с.}$$

$$\tau_{ac} = \frac{0,5 \cdot 3,4 - 1}{3600 \cdot 0,7 \cdot 10^{-3}} = 0,2913 \text{ ч.}$$

Условие $\tau \geq \tau_{ac}$, выполняется, следовательно, отстой происходит эффективно.

Определим максимальную часовую производительность электродегидратора по формуле:

$$Q_{max} = w_H \cdot S = 0,0007 \cdot 79,73 = 0,053 \text{ м}^3/\text{с} = 0,053 \cdot 3600 = 191,56 \text{ м}^3/\text{ч},$$

где S – максимальная поверхность осаждения в дегидраторе, м^2 .

Для электродегидратора ЭГ-200 составит:

$$S = D \cdot h = 3,4 \cdot 23,45 = 79,73 \text{ м}^2.$$

$Q_{max} = 191,56 \text{ м}^3/\text{ч}$ соответствует рабочей производительности электродегидратора ЭГ-200. Необходимое число электродегидраторов определим по формуле:

$$n = \frac{Q_{нec}}{Q_{max}},$$

где $Q_{нec}$ – объемный расход эмульсии в электродегидраторе, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Тогда количество параллельно работающих электродегидраторов составит:

$$n = \frac{690,8}{195,56} = 3,53.$$

Принимаем $n = 4$ шт.

Задания для выполнения самостоятельной работы:

(проверяемые компетенции ПК-5, ПК-8).

1. Расчет трубопроводов

На ДНС в сепараторе первой ступени поддерживается определенное давление. Известна длина сборного коллектора, идущего от «Спутника» до ДНС, его внутренний диаметр, абсолютная эквивалентная шероховатость (Δ), разность геодезических отметок начала и конца трубопровода, количество перекачиваемой нефти, ее плотность, кинематическая вязкость. Определить необходимый начальный напор.

2. Расчет баланса стадии ЭДГ, подбор и расчет количества стандартного оборудования

В соответствии с практическим заданием 2 произвести расчет баланса стадии ЭДГ, подбор и расчет количества стандартного оборудования.

Исходные данные:

Расход некондиционной нефти – 450000 $\text{кг}/\text{ч}$; обводненность нефти – 10 %. Процесс обезвоживания в электродегидраторах происходит при температуре и абсолютном давлении, равных соответственно: $t = 40^\circ\text{C}$; $P = 0,7 \text{ МПа}$. ЭГ-63, $d_{\text{кп}} = 300 \text{ мм}$. Плотность нефти и воды, а также кинематическая вязкость нефти при этих термодинамических параметрах имеют значения, соответственно:

$$\rho_n^{40} = 851 \text{ кг}/\text{м}^3; \nu_n^{40} = 997,7 \text{ кг}/\text{м}^3; \nu_n^{40} = 6,33 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

3. Расчет вертикального гравитационного сепаратора по газу и по жидкости

Средняя скорость газа в сепараторе W_{cp} должна быть несколько меньше расчетной скорости оседания частиц жидкости W , определяемой формулой Стокса:

$$\text{а) } Re \leq 1$$

$$W_r = \frac{d^2 * (\rho_{ж} - \rho_r) * g}{18 \mu_r}, \text{ м/с} \quad (2.1)$$

где:

d – диаметр оседающей или всплывающей частицы (жидкости, газа), м ; $\rho_{ж}$ и ρ_r – соответственно, плотность жидкости и газа в условиях сепаратора, $\text{кг}/\text{м}^3$; g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$; μ_r – абсолютная вязкость газа, $\text{Па} \cdot \text{с}$

$$\text{б) } 2 < Re \leq 500, \text{ формула Аллена}$$

$$W_r = \frac{0,152 * d^{1,44} * (\rho_r - \rho_r) * g^{0,71}}{\nu_{газ}}, \quad (2.2)$$

$$\text{в) } Re > 500, \text{ формула Ньютона-Риттинера}$$

$$W_r = 1,75 * \left(\frac{d * (\rho_r - \rho_r) * g}{\rho_r} \right)^{\frac{1}{2}}, \quad (2.3)$$

$$\text{Условие осаждения частицы: } W_r - W_r > 0 \quad (2.4)$$

$$\text{На практике при расчетах принимается, что } W_r = 1,2 W_r \quad (2.5)$$

Пропускная способность вертикального сепаратора по газу связана со скоростью газа следующими уравнениями:

$$V = \frac{86400 * F * W_r * P * T_0}{P_0 * T * z}, \quad (2.6)$$

где:

W_r – скорость подъема газа в вертикальном сепараторе, $\text{м}/\text{сек}$; F – площадь поперечного сечения сепаратора, м^2 ; P и P_0 – соответственно

давление в сепараторе и нормальное давление ($101.3 \cdot 10^3$), Па; T и T_0 - соответственно рабочая температура в сепараторе и нормальная (273 К); z - коэффициент сжимаемости газа.

Отсюда:

$$W_r = \frac{5.4 \cdot 10^{-3} \cdot V \cdot T \cdot z}{D^2 \cdot P}, \text{ м/с} \quad (2.7)$$

Подставив уравнения (3.1) и (3.7) в (3.5) получаем:

$$\frac{d_n^2 \cdot (\rho_r - \rho_z) \cdot g}{18 \cdot \nu_z \cdot \rho_z} = 1.2 \cdot \frac{5.4 \cdot 10^{-3} \cdot V \cdot T \cdot z}{D^2 \cdot P}$$

или

$$V = \frac{84 \cdot D^2 \cdot P \cdot d_n^2 \cdot (\rho_r - \rho_z)}{z \cdot T \cdot \nu_z \cdot \rho_z}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (2.8)$$

Расчет вертикальных гравитационных сепараторов по жидкости сводится к выполнению условия, чтобы скорость подъема урвия жидкости $W_{ж}$ в них была меньше скорости всплывания газовых пузырьков, т.е.

$$W_{ж} < W_r \quad (2.9)$$

Скорость всплывания пузырьков газа W_r в жидкости можно определять по формуле Стокса (2.1), заменив в ней динамическую вязкость газа μ - на динамическую вязкость жидкости $\mu_{ж}$.

Учитывая соотношение (2.9), пропускную способность вертикального сепаратора по жидкости можно записать в следующем виде:

$$W_{ж} = \frac{Q_{ж}}{86400 \cdot F} < W_r = \frac{d^2 \cdot (\rho_{ж} - \rho_r) \cdot g}{18 \mu_{ж}} \quad (2.10)$$

или

$$Q_{ж} < \frac{86400 \cdot F \cdot d^2 \cdot (\rho_{ж} - \rho_r) \cdot g}{18 \mu_{ж}} \quad (2.11)$$

После подстановки в формулу (2.11) величин $F = \frac{\pi \cdot D^2}{4}$, $g = 9.81 \text{ м/с}^2$,

и соотношения $W_r = 1.2 W_{ж}$, получим:

$$Q_{ж} = \frac{30803 \cdot D^2 \cdot d^2 \cdot (\rho_{ж} - \rho_r)}{\mu_{ж}}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (2.12)$$

ЗАДАЧА

При прохождении нефтегазовой смеси через штуцер в сепараторе образуются капли нефти диаметром 30 мкм. Смесь находится под давлением 2 МПа при 293 К. Найти скорость осаждения капель нефти и определить пропускную способность вертикального гравитационного

сепаратора по газу, если его диаметр 0.9м, $\rho_{ог} = 800 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{ог} = 1.21 \text{ кг/м}^3$, $Z = 1$, $\mu_r = 0.000012 \text{ Па} \cdot \text{с}$ (вязкость газа в рабочих условиях).

Дано: $D = 0.9 \text{ м}$, $P = 2 \text{ МПа}$, $T = 293 \text{ К}$, $Z = 1$, $d = 30 \text{ мкм}$, $\rho_{ж} = 800 \text{ кг/м}^3$, $\rho_0 = 1.21 \text{ кг/м}^3$,

$\mu_r = 0.000012 \text{ Па} \cdot \text{с}$

Найти: $W_{ж} = ?$, $V = ?$

Решение:

1. Определим плотность газа в условиях сепаратора:

$$\rho_r = \frac{\rho_0 \cdot P \cdot T_0}{P_0 \cdot T \cdot z} = \frac{1.21 \cdot 2 \cdot 273}{0.1013 \cdot 293 \cdot 1} = 22.3 \text{ кг/м}^3$$

2. Рассчитаем скорость осаждения капли нефти заданного диаметра:

$$W_{ж} = \frac{d^2 \cdot (\rho_{ж} - \rho_r) \cdot g}{18 \mu_r} = \frac{(30 \cdot 10^{-6})^2 \cdot (800 - 22.3) \cdot 9.81}{18 \cdot 0.000012} = 0.0318 \text{ м/с}$$

3. Чтобы рассчитать пропускную способность сепаратора по газу необходимо знать скорость газа. Поскольку должно выполняться условие $W_{ж} = 1.2 \cdot W_r$, чтобы происходило осаждение капель нефти, отсюда

$$W_r = \frac{W_{ж}}{1.2} = \frac{0.0318}{1.2} = 0.0265 \text{ м/сек}$$

4. Пропускная способность по газу:

$$V = \frac{86400 \cdot \pi \cdot D^2}{4} \cdot \frac{W_r \cdot P \cdot T_0}{P_0 \cdot T \cdot z} = \frac{86400 \cdot 3.14 \cdot 0.9^2}{4} \cdot \frac{0.0265 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 273}{0.1013 \cdot 10^6 \cdot 293 \cdot 1} = 26781.2 \text{ м}^3/\text{сут}$$

4. Изучение системы сбора и подготовки скважинной продукции

При прохождении нефтегазовой смеси через штуцер в сепараторе образуются капли нефти диаметром d мкм. Смесь находится под давлением P МПа при $T^\circ\text{К}$. Найти скорость осаждения капель нефти и определить пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора по газу, если его диаметр D . Известны плотность нефти, плотность газа и его вязкость, коэффициент сжимаемости.

Вопросы для подготовки к экзамену по дисциплине:
(проверяемые компетенции ПК-4, ПК-5)

1. Предназначение систем сбора и подготовки нефти.

2. Параметры качества товарной нефти.
3. Требования, предъявляемые к нефти.
4. Требования, предъявляемые к воде в ППД.
5. Основные элементы системы сбора скважинной продукции нефтяных месторождений.
6. Схема двухтрубной системы сбора нефти.
7. Схема однотрубной системы сбора нефти.
8. Особенности систем сбора и транспорта нефти в горной местности и высоковязкой нефти.
9. Системы сбора нефти, газа и воды на морских месторождениях, расположенных вблизи берега.
10. Системы сбора нефти, газа и воды на морских месторождениях, расположенных вдали от берега.
11. Принципиальная схема Спутника-А.
12. Принципиальная схема Спутника-В.
13. Классификация трубопроводов.
14. Основные уравнения необходимые для гидравлического расчета трубопровода.
15. Определение потерь напора на трение для всех режимов течения жидкостей.
16. Графоаналитический метод определения пропускной способности трубопроводов.
17. Графоаналитический метод определения диаметра трубопровода.
18. Методы определения оптимального диаметра трубопровода.
19. Схемы газосборных комплексов.
20. Состав и структура солеотложений в системе сбора скважинной продукции.
21. Методы предотвращения и удаления солеотложений в системе сбора скважинной продукции.
22. Состав и классификация АСПОв системе сбора скважинной продукции.
23. Основные факторы образования АСПОв системе сбора скважинной продукции.
24. Технологии предотвращения и борьбы с АСПОв системе сбора скважинной продукции.
25. Виды коррозии в системе сбора скважинной продукции.
26. Факторы коррозионного воздействия на трубопровод.
27. Защита трубопроводов от внутренней коррозии.
28. Защита трубопроводов от внешней коррозии.

29. Основные факторы, вызывающие пульсацию и влияющие на их величину и частоту. Конструкция УПОГ^а
30. Принципиальная технологическая схема дожимной насосной станции. Понятие сепарации и ступеней сепарации.
31. Назначение сепараторов.
32. Классификация сепараторов.
33. Конструкция горизонтального сепаратора.
34. Конструкция вертикального сепаратора.
35. Конструкция горизонтального сепаратора с УПОГ.
36. Конструкция гидростатического сепаратора.
37. Конструкция трехфазных сепараторов.
38. Методика расчета количества газа, выделяющегося по ступеням сепарации.
39. Скорость осаждения при ламинарном режиме.
40. Схема глобул воды в нефти. Типы эмульсий.
41. Основные свойства нефтяных эмульсий.
42. Факторы, влияющие на образование эмульсий.
43. Основные методы разрушения эмульсий.
44. Технологии применения ПАВ в качестве деэмульгаторов.
45. Гидромеханическое оборудование.
46. Теплообменное оборудование.
47. Массообменное оборудование.
48. Установка комплексной подготовки нефти, используемая в двухтрубной системе сбора
49. Принципиальная технологическая схема современной блочной установки подготовки нефти с раздельными аппаратами.
50. Принципиальная технологическая схема современной блочной установки подготовки нефти с совмещенным аппаратом.
51. Схема работы гидравлического предохранительного клапана и устройство дыхательного клапана.
52. Схемы подогревателей нефти и печей.
53. Электродегидраторы, конструкция, область применения.
54. Схемы совмещенного аппарата нагрева и отстаивания.
55. Схема расположения оборудования на наземном вертикальном цилиндрическом резервуаре.
56. Схема работы гидравлического предохранительного клапана и устройство дыхательного клапана.
57. Огневой предохранитель. Устройство и принцип действия.

58. Методы снижения потерь углеводородов при испарении нефти в резервуарах.
59. Принципиальная технологическая схема установки подготовки воды УПСВ.
60. Схема резервуара – флотатора.
61. Схемы водозаборов.
62. Схема улавливания легких фракций углеводородов.

Критерии оценивания

Оценка	Критерии оценки
5 (отлично)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: -последовательно, четко, связно, обоснованно и безошибочно излагает учебный материал; дает ответ в логической последовательности с использованием принятой терминологии; За выполнение практической работы: - уверенно и безошибочно применяет полученные знания в решении поставленных задач; - выполнил работу в рациональной последовательности и полном объеме; - самостоятельно выбрал и подготовил средства и методику для выполнения задания.
4 (хорошо)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: -отст не удовлетворяет основным требованиям к ответу на оценку «5», но имеются затруднения при решении вопросов в новой ситуации: слушатель допускает 1-2 недочета и может их исправить самостоятельно или с небольшой помощью преподавателя. За выполнение практической работы: - слушатель выполнил требования к оценке 5 (отлично), но работа выполнена в не рациональной последовательности и/или допущены 2-3 недочета.
3 (удовлетворительно)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - в ответах в ходе собеседования имеются отдельные пробелы в усвоении учебного материала образовательной программы: слушатель допустил не более одной ошибки и двух недочетов. За выполнение практических работ: - слушатель выполнил практическую задачу не полностью, но объем выполненной части таков, что в основном позволяет получить правильные результаты и выводы, допущено не более 1 ошибки и 2-х недочетов.
2 (неудовлетворительно)	В ходе устного или письменного ответа слушатель: - не овладел основными знаниями и умениями в соответствии с требованиями программ и допустил больше ошибок и недочетов, чем необходимо для оценки 3 (удовлетворительно), не может ответить ни на один из поставленных вопросов. За выполнение практической работы:

	- слушатель не выполнил работу или объем выполненной части работы не позволяет сделать правильных выводов: все или большинство сформированных ответов не подтверждают контрольные шифры.
--	--

3.3 Учебно-методические материалы

- Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учебник для вузов, " / Г. С. Лутошкин. - 3-е изд., стер., перепечатка со второго издания 1979 г. - М.: Альянс, 2005. - 320 с.
- Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: учебное пособие " / Г. С. Лутошкин, И. И. Дуношкин. - 2-е изд., стер., перепечатка с издания 1985 г. - М.: Альянс, 2005. - 134 с.
- Расчет технологических установок системы сбора и подготовки скважинной продукции: учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки специалистов 130500 "Нефтегазовое дело", / С. А. Леонтьев, Р. М. Галикеев; ТюмГНГУ. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. - 115 с.
- Расчеты основных технологических процессов при сборе и подготовке скважинной продукции: учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки бакалавров и магистров 130500 "Нефтегазовое дело" / В. В. Чебагорев; УГНТУ. - 3-е изд., перераб. и доп. - Уфа : Нефте-газовое дело, 2007. - 408 с.
- Сбор и подготовка скважинной продукции: справочник по дисциплине "Сбор и подготовка скважинной продукции" для студентов-нефтяников всех форм обучения ". [Электр. ресурс]. - [Б. м. : б. и.]. - 1 электр.опт.диск(CD-ROM).

4. ОРГАНИЗАЦИОННО-ПЕДАГОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ДИСЦИПЛИНЫ

4.1 Материально-технические условия

Наименование специализированных учебных помещений	Вид занятий	Наименование оборудования, программного обеспечения
Компьютерный класс	Лекции, практические задания	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.2 Условия для функционирования электронно-образовательной среды

Электронные информационные ресурсы	Вид занятий	Наименование оборудования
Система поддержки учебного процесса Edison	Лекции, практические задания, промежуточная аттестация	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.3 Базы данных, информационно-справочные и поисковые системы, электронные каталоги

1. ТИУ «Полнотекстовая БД» на платформе ЭБС ООО «Издательство ДАНЬ» Договор № 2423 от 04.04.2016г.

2. Российская база патентов. (База ФИПС)

http://www1.fips.ru/wps/wcm/connect/content_ru/tu/infopt_resources/infopt_genteval_system/article_1

3. База Patentoscope <http://www.wipo.int/patentscope/search/ru/search.jsf>

4. База данных Евразийского патентного ведомства ЕАРО.ORG

5. Евразийская ПАТентная Информационная Система (ЕАПАТИС) esr@csnet

6. Справочная правовая система «КонсультантПлюс» www.consultant.ru

7. Информационная система «Единое окно доступа к образовательным ресурсам». Официальный сайт. URL: <http://window.edu.ru>

8. Научная электронная библиотека «eLIBRARY.RU». URL: <http://www.e-lib.ru>

9. Президентская библиотека имени Б.Н.Ельцина. URL: <http://www.rplib.ru>

10. Российская Академия наук Институт научной информации по общественным наукам (ИНИОН РАН). URL: <http://www.inion.ru>

11. Российская государственная библиотека. URL: <http://www.rsl.ru>

12. Российская национальная библиотека в Санкт-Петербурге. URL: <http://nl.ru>

13. Справочная правовая система «Гарант» URL: <http://www.garant.ru/>

14. Университетская библиотека онлайн. URL: <http://www.biblioclub.ru>

15. Электронная Интернет библиотека IQlib.ru - электронные учебники и учебные пособия. URL: <http://www.iqlib.ru>

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО И ДИСТАНЦИОННОГО ОБРАЗОВАНИЯ

УТВЕРЖДАЮ

Директор

А.В. Медведев

«07»

2024 г.



РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

дисциплины «Скважинная добыча и подземное хранение газа»
программы профессиональной переподготовки
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Общая трудоемкость -60 часов

Лекции – 24 часа

Практические занятия – 14 часов

Самостоятельная работа – 22 часа

Рабочую программу разработал:
к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ



А.В. Саранча

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий кафедрой РЭНГМ
«07» 06 2024г.



С.И. Грачев

Начальник отдела проектирования
образовательных программ ИДДО
«07» 06 2024г.



Л.В. Скоморохова

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ДИСЦИПЛИНЫ

Цель освоения дисциплины – приобретение углубленных знаний в области теоретических основ технологии скважинной добычи и подземного хранения газа.

Задачи дисциплины:

- изучение состава природного газа;
- изучение агрегатного состояния парафинов;
- изучение физико-химических и теплофизических свойств природных газов, а также методик и расчета и определения.

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих результатов освоения (компетенций):

Профессиональные компетенции	В результате изучения дисциплины слушатели должны			Способ измерения образовательных результатов
	знать	уметь	иметь практический опыт	
ПК-3 Способность эксплуатировать и обслуживать технологическое оборудование, используемое при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья	- методы и средства эксплуатации и обслуживания технологического оборудования, особенности технологических процессов транспорта и хранения жидких сред; - технологические режимы, параметры работы скважин; - порядок выполнения технологических операций по добыче углеводородного сырья в соответствии с нормативно-технической документацией; - порядок измерения коэффициента продуктивности добывающей скважины	- разрабатывать и осуществлять мероприятия, обеспечивающие надежность эксплуатации трубопроводов, применять законы, методы и средства эффективной эксплуатации и обслуживания технологического оборудования хранения жидких сред; - анализировать технологические показатели работы скважин, выявлять неисправности наземного оборудования скважин в рамках технологического режима работы; - контролировать выполнение работ по запуску и остановке скважин	- технологические и прочностные расчёты, используемые при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования, методы обслуживания и средства эксплуатации и обслуживания технологического оборудования хранения жидких сред; - контроль параметров работы скважин; определение отклонений технологических параметров работы скважин от технологического режима; - контроль выполнения работ по запуску и остановке скважин	Выполнение практической работы, экзамен (в форме тестирования), самоконтроль при выполнении самостоятельной работы
ПК-5	- требования к	- эксплуатировать	- работа с нормативной	

Способность выполнять технические работы в соответствии с технологическим регламентом	надёжности, технические условия эксплуатации, объём и содержание обслуживания; - технологические процессы добычи углеводородного сырья; назначение, устройство и принцип действия оборудования по добыче углеводородного сырья; методы (виды) испытаний скважин на приток; требования к установкам для ремонта скважин, к элементам оборудования противовибрационной защиты и к устройствам для работы с трубными изделиями	и разрабатывать мероприятия по обслуживанию в соответствии с технологическим регламентом; - использовать результаты диагностирования оборудования и экспертизы промышленной безопасности; - анализировать технические параметры оборудования по добыче углеводородного сырья в скважине для обеспечения ремонта	технической документации с целью определения необходимых мероприятий по эксплуатации и обслуживанию технологического оборудования; - контроль выполнения графиков ППР, ДО и технического обслуживания устьевого оборудования скважин, обвязки, нефтегазопромысловых трубопроводов, сборных трубопроводов, газопроводов-шлейфов, ингибиторопроводов и запорной арматуры; разработка и контроль выполнения мероприятий по организации и безопасному ведению ТОиР, ДО
---	--	---	---

2. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Освоение обучающимися дисциплины осуществляется на лекционных и практических занятиях, в процессе самостоятельной подготовки. В рамках используется дисциплины изучения система поддержки учебного процесса Edision, в которой размещены электронные учебно-методические комплексы (ЭУМК), разработанные преподавателями ТИУ.

В состав ЭУМК входят: лекционные материалы (презентации, конспекты лекций, электронные учебники), задания для практических занятий (с примерами решений), задания для самостоятельной работы, контрольно-измерительные материалы (вопросы к итоговой аттестации по курсу, тестовые задания), список рекомендуемой литературы, включая интернет-ресурсы.

Перечень лекционных занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Состав природных газов и газоконденсатов	4

2	Агрегатные состояния парафинов	4
3	Молекулярная масса газовой смеси. Уравнение состояния. Критические и приведенные параметры газа	6
4	Коэффициент расширения и объемный коэффициент газа и их использование при подсчете запасов газа	4
5	Плотность и относительная плотность, вязкость и сжимаемость природного газа. Парциальное давление и объем компонента в смеси идеальных газов. Дросселирование и коэффициент Джоуля-Томсона	6
ИТОГО:		24

Перечень практических (лабораторных) занятий

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Расчет молекулярной массы природной газовой смеси	2
2	Расчет критических и приведенных параметров природной газовой смеси	2
3	Расчет коэффициента сжимаемости	2
4	Подсчет запасов газовых месторождений	2
5	Определение влияния понижения давления и температуры на плотность газовой смеси	4
6	Расчет относительной плотности газовой смеси	2
ИТОГО:		14

Перечень тем самостоятельной работы

№ п/п	Наименование темы	Трудоемкость (час.)
1	Пересчет молярных (объемных) концентраций компонентов газовой смеси в массовые и наоборот	2
2	Расчет псевдокритических свойств малосернистого природного газа на основе условий смесимости по Стопарту	4
3	Расчет псевдокритических свойств высокосернистого природного газа на основе условий смесимости по Стопарту	4
4	Расчет псевдокритических свойств газовой смеси неизвестного состава с помощью зависимости Саттона	4
5	Расчет псевдокритических свойств высокосернистого природного газа с помощью зависимости Саттона	4
6	Расчет псевдокритических свойств высокосернистого природного газа на основе условий смесимости по Стопарту с внесением поправок на сероводород и углекислый газ	4
ИТОГО:		22

3. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

3.1 Для оценки качества освоения дисциплины применяется текущий контроль, промежуточная аттестация.

Формой текущего контроля является оценка выполнения практических занятий и самоконтроль при выполнении самостоятельных работ.

Для оценки освоения дисциплины проводится промежуточная аттестация. Формой промежуточной аттестации является экзамен, проводимый в форме тестирования.

3.2 Оценочные материалы промежуточной аттестации:

Дисциплина предусматривает изучение теоретической и практической части, выполнение практических заданий и промежуточная аттестация. По итогам выполнения всех видов работ выставляется экзамен.

Вид работ	Баллы
Выполнение практических заданий	5-10 баллов за каждое задание
Выполнение конспектов лекций	Итого: максимум 30 баллов
Тест	30
	До 40
Итого:	100

Пример задания для выполнения практических работ:

(проверяемые компетенции ПК-3, ПК-8)

Расчитать влагоудержание пластового газа, который находится в подземном резервуаре в контакте с рассолом, с концентрацией NaCl 312 кг/м^3 , при давлении $P = 10 \text{ МПа}$ и температуре 303 К.

Пример задания для выполнения самостоятельной работы:

(проверяемые компетенции ПК-3, ПК-8)

Расчитать необходимое количество этиленгликоля, что бы понизить температуру гидратообразования на 10 °С. Молекулярная масса этиленгликоля 62,07, г/моль . С учетом того, что стоимость этиленгликоля значительно превышает стоимость метанола, сделать вывод о его целесообразности или нецелесообразности использования для ингибирования вместо метанола.

Тестовые задания к экзамену по дисциплине:

(проверяемые компетенции ПК-5, ПК-8)

1. Что называют скважиной?
А) цилиндрическую (вертикальную или наклонную) горную выработку, которая проводится при помощи механических приспособлений без доступа в нее человека
Б) открытую выемку в грунте, как правило, трапециевидного сечения, и необходимой длиной
В) гидротехническое сооружение, обычно представляющее собой вертикальное углубление с укрепленными стенками и механизмом подъема на поверхность
Г) нет правильного ответа
2. Что называют устьем скважины?
А) так называют начало скважины на земной поверхности
Б) так называют пространство от забоя до устья
В) так называют дно скважины или место связи с продуктивным пластом
Г) нет правильного ответа
3. Что называют забоем скважины?
А) так называют начало скважины на земной поверхности
Б) так называют пространство от забоя до устья
В) так называют дно скважины
Г) нет правильного ответа
4. Что называют стволом скважины?
А) так называют начало скважины на земной поверхности
Б) так называют пространство от забоя до устья
В) так называют дно скважины или место связи с продуктивным пластом
Г) нет правильного ответа
5. Как называют начало скважины на земной поверхности?
А) забой
Б) устье
В) ствол
Г) башмак
Д) нет правильного ответа

6. Как называют дно скважины?
А) забой
Б) устье
В) ствол
Г) башмак
Д) нет правильного ответа
7. Как называют интервал в необсаженной скважине, с размером более номинального диаметра породоразрушающего инструмента, образующиеся за счет осыпания или размыва пород во время бурения?
А) каверна
Б) ствол
В) ЗБС
Г) башмак
Д) нет правильного ответа
8. Для чего предназначена колонная головка?
А) для обвязки верхних концов обсадных колонн и кондуктора между собой и герметизации межколонного пространства
Б) для подвески НКТ и герметизации кольцевого пространства между НКТ и эксплуатационной колонной
В) для освоения, эксплуатации, контроля, регулирования режима и закрытия скважины
Г) нет правильного ответа
9. Для чего предназначена колонная головка?
А) для предотвращения искривления ствола скважины в начале бурения
Б) для подвески НКТ и герметизации кольцевого пространства между НКТ и эксплуатационной колонной
В) для освоения, эксплуатации, контроля, регулирования режима и закрытия скважины
Г) нет правильного ответа
10. Для чего предназначена трубная головка?
А) для предотвращения искривления ствола скважины в начале бурения

Б) для подвески НКТ и герметизации кольцевого пространства между НКТ и эксплуатационной колонной

В) для освоения, эксплуатации, контроля, регулирования режима и закрытия скважины

Г) для обвязки верхних концов обсадных колонн и кондуктора между собой и герметизации межколонного пространства

Д) нет правильного ответа

11. Для чего предназначена трубная головка?

А) для предотвращения искривления ствола скважины в начале бурения

Б) для освоения, эксплуатации, контроля, регулирования режима и закрытия скважины

В) для обвязки верхних концов обсадных колонн и кондуктора между собой и герметизации межколонного пространства

Г) нет правильного ответа

12. Для чего предназначена фонтанная елка?

А) для предотвращения искривления ствола скважины в начале бурения

Б) для подвески НКТ и герметизации кольцевого пространства между НКТ и эксплуатационной колонной

В) для освоения, эксплуатации, контроля, регулирования режима и закрытия скважины

Г) для обвязки верхних концов обсадных колонн и кондуктора между собой и герметизации межколонного пространства

Д) нет правильного ответа

13. Для чего предназначена фонтанная елка?

А) для предотвращения искривления ствола скважины в начале бурения

Б) для подвески НКТ и герметизации кольцевого пространства между НКТ и эксплуатационной колонной

В) для обвязки верхних концов обсадных колонн и кондуктора между собой и герметизации межколонного пространства

Г) нет правильного ответа

14. Что называют разобщением пласта (осуществляют после бурения скважины)?

А) крепление ствола скважины спускаемыми трубами, соединенными в колонны и тампонирующие (цементирование) колонного пространства

Б) подвеска насосно-компрессорных труб

В) оборудование скважины пакером

Г) оборудование устья скважины противовыбросовым оборудованием

Д) нет правильного ответа

15. Для чего бурят опорные скважины?

А) бурят для изучения глубинного строения малоисследованных крупных районов, оценки закономерностей стратиграфического и территориального распределения отложений, благоприятных для нефтегазонакопления, сопровождаемым сплошным отбором керна и полным комплексом промыслово-геофизических исследований

Б) бурят для изучения глубинного строения и оценки перспектив нефтегазоносности отдельных районов до фундамента, с ограниченным отбором керна материала

В) бурят для выяснения наличия или отсутствия нефтегазовых залежей на новых площадях и выявления новых залежей на разрабатываемых месторождениях

Г) бурят на площадях, нефтегазоносность которых подтверждена поисковым бурением

Д) бурят для извлечения пластовых флюидов в соответствии с проектом разработки месторождения

16. Для чего бурят параметрические скважины?

А) бурят для изучения глубинного строения малоисследованных крупных районов, оценки закономерностей стратиграфического и территориального распределения отложений, благоприятных для нефтегазонакопления, сопровождаемым сплошным отбором керна и полным комплексом промыслово-геофизических исследований

Б) бурят для изучения глубинного строения и оценки перспектив нефтегазоносности отдельных районов до фундамента, с ограниченным отбором керна материала

В) бурят для выяснения наличия или отсутствия нефтегазовых залежей на новых площадях и выявления новых залежей на разрабатываемых месторождениях

Г) бурят на площадях, нефтегазоносность которых подтверждена поисковым бурением

Д) бурят для извлечения пластовых флюидов в соответствии с проектом разработки месторождения

17. Для чего бурят поисковые скважины?

А) бурят для изучения глубинного строения малоисследованных крупных районов, оценки закономерностей стратиграфического и территориального распределения отложений, благоприятных для нефтегазонакопления, сопровождаемым сплошным отбором керна и полным комплексом промыслово-геофизических исследований

Б) бурят для изучения глубинного строения и оценки перспектив нефтегазоносности отдельных районов до фундамента, с ограниченным отбором керна материала

В) бурят для выяснения наличия или отсутствия нефтегазовых залежей на новых площадях и выявления новых залежей на разрабатываемых месторождениях

Г) бурят на площадях, нефтегазоносность которых подтверждена поисковым бурением

Д) бурят для извлечения пластовых флюидов в соответствии с проектом разработки месторождения

18. Для чего бурят разведочные скважины?

А) бурят для изучения глубинного строения малоисследованных крупных районов, оценки закономерностей стратиграфического и территориального распределения отложений, благоприятных для нефтегазонакопления, сопровождаемым сплошным отбором керна и полным комплексом промыслово-геофизических исследований

Б) бурят для изучения глубинного строения и оценки перспектив нефтегазоносности отдельных районов до фундамента, с ограниченным отбором керна материала

В) бурят для выяснения наличия или отсутствия нефтегазовых залежей на новых площадях и выявления новых залежей на разрабатываемых месторождениях

Г) бурят на площадях, нефтегазоносность которых подтверждена поисковым бурением, для оценки промышленного значения месторождения

Д) бурят для извлечения пластовых флюидов в соответствии с проектом разработки месторождения

19. Для чего бурят эксплуатационные скважины?

А) бурят для изучения глубинного строения малоисследованных крупных районов, оценки закономерностей стратиграфического и территориального распределения отложений, благоприятных для нефтегазонакопления, сопровождаемым сплошным отбором керна и полным комплексом промыслово-геофизических исследований

Б) бурят для изучения глубинного строения и оценки перспектив нефтегазоносности отдельных районов до фундамента, с ограниченным отбором керна материала

В) бурят для выяснения наличия или отсутствия нефтегазовых залежей на новых площадях и выявления новых залежей на разрабатываемых месторождениях

Г) бурят на площадях, нефтегазоносность которых подтверждена поисковым бурением, для оценки промышленного значения месторождения

Д) бурят для извлечения пластовых флюидов в соответствии с проектом разработки месторождения

20. Для чего бурят наблюдательные и пьезометрические скважины?

А) для контроля за процессами, происходящими в залежи

Б) бурят для изучения глубинного строения и оценки перспектив нефтегазоносности отдельных районов до фундамента, с ограниченным отбором керна материала

В) бурят для выяснения наличия или отсутствия нефтегазовых залежей на новых площадях и выявления новых залежей на разрабатываемых месторождениях

Г) бурят на площадях, нефтегазоносность которых подтверждена поисковым бурением, для оценки промышленного значения месторождения

Д) бурят для извлечения пластовых флюидов в соответствии с проектом разработки месторождения

21. Для чего бурят специальные скважины?

А) бурят для: сброса промысловых вод; ликвидации открытых фонтанов нефти и газа; проведения специальных работ по интенсификации притока; разведки и добычи технической воды и т. д.

Б) бурят для изучения глубинного строения и оценки перспектив нефтегазоносности отдельных районов до фундамента, с ограниченным отбором керна материала

В) бурят для выяснения наличия или отсутствия нефтегазовых залежей на новых площадях и выявления новых залежей на разрабатываемых месторождениях

Г) бурят на площадях, нефтегазоносность которых подтверждена поисковым бурением, для оценки промышленного значения месторождения

Д) бурят для извлечения пластовых флюидов в соответствии с проектом разработки месторождения

22. Как называются скважины, которые бурят для контроля за процессами происходящими в залежи?

А) наблюдательные и пьезометрические

Б) эксплуатационные

В) опорные

Г) специальные

Д) поисковые

Е) разведочные

Е) параметрические

23. Как называются скважины, которые бурят для изучения глубинного строения малонаследованных крупных районов, определения общих закономерностей стратиграфического и территориального распределения отложений благоприятных для нефтегазонакопления, а также сопровождаемые сплошным отбором керна и полным комплексом промыслово-геофизических исследований?

А) наблюдательные и пьезометрические

Б) эксплуатационные

В) опорные

Г) специальные

Д) поисковые

Е) разведочные

Е) параметрические

24. Как называются скважины, которые бурят для изучения глубинного строения и оценки перспектив нефтегазоносности отдельных районов до фундамента, с ограниченным отбором керна и полным комплексом исследований?

А) наблюдательные и пьезометрические

Б) эксплуатационные

В) опорные

Г) специальные

Д) поисковые

Е) разведочные

Е) параметрические

25. Как называются скважины, которые бурят для выяснения наличия или отсутствия нефтегазовых залежей на новых площадях и выявления новых залежей на разрабатываемых месторождениях?

А) наблюдательные и пьезометрические

Б) эксплуатационные

В) опорные

Г) специальные

Д) поисковые

Е) разведочные

Е) параметрические

26. Как называются скважины, которые бурят на площадях, нефтегазоносность которых, уже подтверждена поисковым бурением?

А) наблюдательные и пьезометрические

Б) эксплуатационные

В) опорные

Г) специальные

Д) поисковые

Е) разведочные

Е) параметрические

27. Как называются скважины, которые бурят для извлечения пластовых флюидов в соответствии с проектом разработки месторождения?

А) наблюдательные и пьезометрические

Б) эксплуатационные

В) опорные

Г) специальные

Д) поисковые

Е) разведочные

Е) параметрические

28. Как называются скважины, которые бурят для сброса промышленных вод; ликвидации открытых фонтанов нефти и газа;

проведения специальных работ по интенсификации притока; разведки и добычи технической воды и т. д.?

- Б) эксплуатационные
- В) опорные
- Г) специальные
- Д) поисковые
- Е) разведочные
- Е) параметрические

29. Где находятся наблюдательные скважины?

- А) в области газо- или нефтеносности
- Б) за внешним контуром залежи
- В) в области водоносности
- Г) нет правильного ответа

30. Где находятся пьезометрические скважины?

- А) в области газо- или нефтеносности
- Б) за внешним контуром залежи
- В) в области водоносности
- Г) нет правильного ответа

31. Что называют направлением?

- А) так называют первую и самую большую по диаметру обсадную колонну, спускаемую в скважину
- Б) так называют колонну, спускаемую с целью предохранения скважины от обвалов пород и поступления в скважину воды из водонасыщенных пластов, перекрытия неустойчивых пород залегающих в этом интервале глубин, а также обеспечения возможности установки противовибросового оборудования
- В) так называют колонну, следующую за кондуктором, спускаемую для перекрытия пластов при трудных геологических условиях бурения, а именно при вскрытии несовместимых по пластовым давлениям пропластков, зон интенсивного поглощения промывочной жидкости, отложений склонных к набуханию и осыпанию
- Г) так называют колонну, по которой происходит извлечение пластовых флюидов

32. Что называют кондуктором?

- А) так называют первую и самую большую по диаметру обсадную колонну, спускаемую в скважину
- Б) так называют колонну, спускаемую с целью предохранения скважины от обвалов пород и поступления в скважину воды из водонасыщенных пластов, перекрытия неустойчивых пород залегающих в этом интервале глубин, а также обеспечения возможности установки противовибросового оборудования
- В) так называют колонну, которую спускают не всегда, в зависимости от глубины или при трудных геологических условиях бурения, а именно при вскрытии несовместимых по пластовым давлениям пропластков, зон интенсивного поглощения промывочной жидкости, отложений склонных к набуханию и осыпанию
- Г) так называют колонну, по которой происходит извлечение пластовых флюидов

33. Что называют технической колонной?

- А) так называют первую и самую большую по диаметру обсадную колонну, спускаемую в скважину
- Б) так называют колонну, спускаемую с целью предохранения скважины от обвалов пород и поступления в скважину воды из водонасыщенных пластов, перекрытия неустойчивых пород залегающих в этом интервале глубин, а также обеспечения возможности установки противовибросового оборудования
- В) так называют колонну, следующую за кондуктором, спускаемую для перекрытия пластов при трудных геологических условиях бурения, а именно при вскрытии несовместимых по пластовым давлениям пропластков, зон интенсивного поглощения промывочной жидкости, отложений склонных к набуханию и осыпанию
- Г) так называют колонну, по которой происходит извлечение пластовых флюидов

34. Что называют эксплуатационной колонной?

- А) так называют первую и самую большую по диаметру обсадную колонну, спускаемую в скважину
- Б) так называют колонну, спускаемую с целью предохранения скважины от обвалов пород и поступления в скважину воды из водонасыщенных пластов, перекрытия неустойчивых пород залегающих в этом интервале глубин, а также обеспечения возможности установки противовибросового оборудования

В) так называют колонну, следующую за кондуктором, спускаемую для перекрытия пластов при трудных геологических условиях бурения, а именно при вскрытии несовместимых по пластовым давлениям пропластков, зон интенсивного поглощения промыточной жидкости, отложений склонных к набуханию и осыпанию

Г) так называют колонну, спускаемую для извлечения пластовых флюидов, но при этом непосредственный подъем по ней не происходит

35. Для чего спускают в скважину НКТ?

А) так называют колонну труб, по которым осуществляется непосредственная добыча газа и жидкости с забоя скважины

Б) так называют колонну, спускаемую с целью предохранения скважины от обвалов пород и поступления в скважину воды из водонасыщенных пластов, перекрытия неустойчивых пород залегающих в этом интервале глубин, а также обеспечения возможности установки противовыбросового оборудования

В) так называют колонну, следующую за кондуктором, спускаемую для перекрытия пластов при трудных геологических условиях бурения, а именно при вскрытии несовместимых по пластовым давлениям пропластков, зон интенсивного поглощения промыточной жидкости, отложений склонных к набуханию и осыпанию

Г) так называют колонну, спускаемую для извлечения пластовых флюидов, но при этом непосредственный подъем по ней не происходит

36. Как называют первую и самую большую по диаметру обсадную колонну, спускаемую в скважину?

А) направление

Б) кондуктор

В) техническая колонна

Г) эксплуатационная колонна

Д) НКТ

37. Как называют колонну, спускаемую с целью предохранения скважины от обвалов пород и поступления в скважину воды из водонасыщенных пластов, перекрытия неустойчивых пород залегающих в этом интервале глубин, а также обеспечения возможности установки противовыбросового оборудования?

А) направление

Б) кондуктор

В) техническая колонна
Г) эксплуатационная колонна
Д) НКТ

38. Как называют колонну, следующую за кондуктором, спускаемую для перекрытия пластов при трудных геологических условиях бурения, а именно при вскрытии несовместимых по пластовым давлениям пропластков, зон интенсивного поглощения промыточной жидкости, отложений склонных к набуханию и осыпанию?

А) направление

Б) кондуктор

В) техническая колонна

Г) эксплуатационная колонна

Д) НКТ

39. Как называют колонну, спускаемую в скважину для извлечения полезных флюидов (при этом непосредственный подъем по ней не происходит)?

А) направление

Б) кондуктор

В) техническая колонна

Г) эксплуатационная колонна

Д) НКТ

40. Как называют колонну труб, по которым осуществляется непосредственная добыча газа и жидкости с забоя скважины?

А) направление

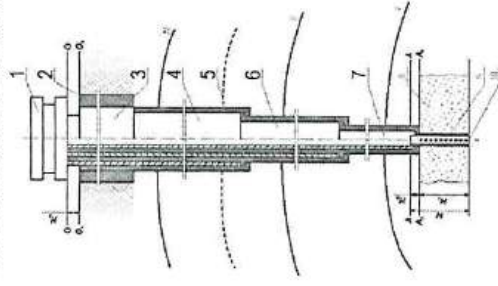
Б) кондуктор

В) техническая колонна

Г) эксплуатационная колонна

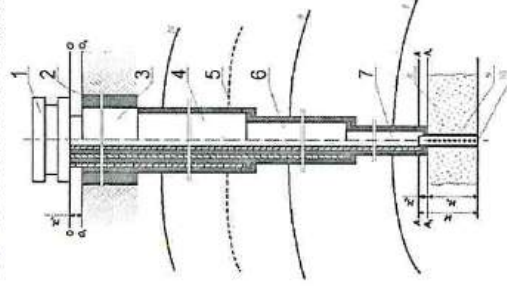
Д) НКТ

41. Что обозначено под цифрой 3 на нижнем рисунке?



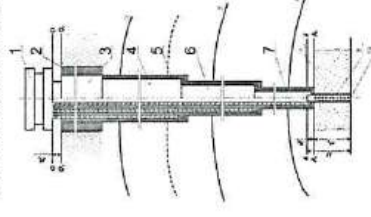
- А) направление
- Б) кондуктор
- В) техническая колонна
- Г) эксплуатационная колонна
- Д) НКТ
- Д) трубная головка

42. Что обозначено под цифрой 4 на нижнем рисунке?



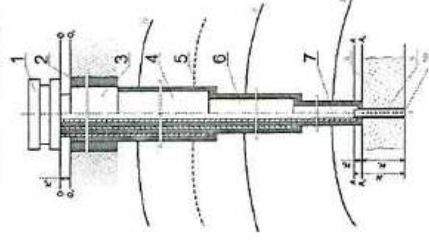
- А) направление
- Б) кондуктор
- В) техническая колонна
- Г) эксплуатационная колонна
- Д) НКТ
- Д) трубная головка

43. Что обозначено под цифрой 6 на нижнем рисунке?



- А) направление
- Б) кондуктор
- В) техническая (промежуточная) колонна
- Г) эксплуатационная колонна
- Д) НКТ
- Д) трубная головка

44. Что обозначено под цифрой 7 на нижнем рисунке?



- А) направление
- Б) кондуктор
- В) техническая колонна
- Г) эксплуатационная колонна
- Д) НКТ
- Е) трубная головка

45. Что происходит с количеством водяных паров в природном газе при понижении температуры?

- А) количество водяных паров уменьшается
- Б) количество водяных паров увеличивается
- В) количество водяных паров не изменяется
- Г) нет правильного ответа

46. Что происходит с количеством водяных паров в добываемом природном газе при понижении пластового давления?

- А) количество водяных паров уменьшается
- Б) количество водяных паров увеличивается
- В) количество водяных паров не изменяется
- Г) нет правильного ответа

47. Что такое абсолютная влажность?

- А) это динамическое свойство жидкости или газа сопротивляться перемещению одних частиц относительно других
- Б) отношение количества водяных паров, содержащихся в единице объема газовой смеси, к количеству водяных паров в том же объеме и при тех же температурах и давлении при полном насыщении
- В) это масса паров воды в единице объема газа, приведенного к нормальным физическим условиям
- Г) это относительное изменение объема занимаемого газом, деленное на единичное изменение давления
- Д) нет правильного ответа

48. Что такое относительная влажность?

- А) это динамическое свойство жидкости или газа сопротивляться перемещению одних частиц относительно других
- Б) отношение количества водяных паров, содержащихся в единице объема газовой смеси, к количеству водяных паров в том же объеме и при той же температуре и давлении при полном насыщении

- В) это масса паров воды в единице объема газа, приведенного к нормальным физическим условиям
- Г) это относительное изменение объема занимаемого газом, деленное на единичное изменение давления
- Д) нет правильного ответа

49. В чем измеряется абсолютная влажность?

- А) измеряется в Па·с
- Б) выражается в процентах (или долях единицы)
- В) измеряется в г/м^3 или $\text{кг на } 1000 \text{ м}^3$
- Г) нет правильного ответа

50. В чем измеряется относительная влажность?

- А) измеряется в Па·с
- Б) выражается в процентах (или долях единицы)
- В) измеряется в г/м^3 или $\text{кг на } 1000 \text{ м}^3$
- Г) нет правильного ответа

51. Как влияет на влагосодержание природного газа наличие в нем углекислого газа?

- А) увеличивает влагосодержание
- Б) уменьшает влагосодержание
- В) никак не влияет

52. Как влияет на влагосодержание природного газа наличие в нем сероводорода?

- А) увеличивает влагосодержание
- Б) уменьшает влагосодержание
- В) никак не влияет

53. Как влияет на влагосодержание природного газа наличие в нем азота?

- А) увеличивает влагосодержание
- Б) уменьшает влагосодержание
- В) никак не влияет

54. Как влияет на влагосодержание природного газа наличие в пластовой воде растворимых солей?

- А) увеличивает влагосодержание

Б) уменьшает влагосодержание

В) никак не влияет

55. Что представляют собой гидраты?

А) белую кристаллическую массу, похожую на лед или снег

Б) породы сложенные зернами песчаного и карбонатного материала

В) черную кристаллическую массу, похожую на битум

Г) нет правильного ответа

56. Какие вещества являются гидратообразующими?

А) метан и этан

Б) пропан и изо - бутан

В) сероводород, азот, углекислый газ

Г) пентан

Д) гексан и гептан

Е) октан и нонан

Ж) нет правильного ответа

57. Чем выше плотность газа, состоящего из гидратообразующих веществ, тем больше температура гидрообразования (правда, не правда).

А) правда

Б) не правда

58. Чем выше плотность газа, состоящего из гидратообразующих веществ, тем меньше температура гидрообразования (правда, не правда).

А) правда

Б) не правда

59. Если на увеличение плотности природного газа влияют негидратообразующие компоненты, то температура его гидрообразования понижается (правда, не правда).

А) правда

Б) не правда

60. Если на увеличение плотности природного газа влияют негидратообразующие компоненты, то температура его гидрообразования повышается (правда, не правда).

А) правда

Б) не правда

61. Как влияет на температуру гидратообразования метана, повышение содержания в нем сероводорода?

А) она увеличивается

Б) она уменьшается

В) никак не влияет

62. Как влияет на температуру гидратообразования метана, повышение содержания в нем углекислого газа?

А) она увеличивается

Б) она уменьшается

В) никак не влияет

63. Для предупреждения гидратообразования в стволе скважины во время ее эксплуатации, при условии высокой пластовой температуры и продуктивности, достаточно подобрать правильный режим ее работы (правда, не правда).

А) правда

Б) не правда

64. Какие осуществляются мероприятия для предупреждения гидратообразования в стволе газовой скважины?

А) выбор безгидратного режима работы скважин, если пластовая температура и продуктивность достаточно высоки

Б) ингибирование процесса гидратообразования при постоянном или периодическом дозировании ингибитора гидратообразования через затрубное пространство к башмаку НКТ

В) применение футерованных насосно-компрессорных труб

Г) систематическое удаление с забоя скапливающейся жидкости

Д) остановка скважины

Е) закачка азота в скважину

Ж) нет правильного ответа

65. Какие осуществляются мероприятия для предупреждения гидратообразования в фонтанной арматуре и в обвязке скважин?

А) вводом в поток газа метанола, диэтиленгликоля, раствора хлористого кальция

Б) обогревом отдельных узлов и участков

В) устранение резких перепадов давления, которые вызывают

снижение температуры газа в результате его дросселирования и т.д.

- Г) охлаждение отдельных узлов и участков
- Д) нет правильного ответа

66. Какие мероприятия проводят для ликвидации последствий образования гидратно-ледяных пробок в НКТ?

- А) продувкой в атмосферу, с необходимой предварительной выдержкой скважины в закрытом состоянии, для частичного разложения гидратов под влиянием тепла окружающих пород
- Б) закачкой большого объема ингибитора гидратообразования непосредственно на гидратную пробку с выдержкой для разложения гидратной пробки и с последующей продувкой
- В) растеплением с помощью колтюбинговых установок, так, как это в настоящее время и проводится на месторождениях
- Г) закачкой азота в скважину
- Д) заменой НКТ
- Е) нет правильного ответа

67. Какие операции необходимо осуществлять при остановках скважин, в которых возможно образование гидратных пробок?

- А) понижение уровня жидкости в лифтовых трубах посредством выпуска в линию газа из затрубного пространства
- Б) закачка в трубы 300-500 л водного раствора хлористого кальция, плотность не менее 1,2 г/см³ с добавкой ПАВ
- В) закачка в НКТ половины их объема безводной нефти (не менее 1 м³)
- Г) закачка азота в скважину
- Д) можно останавливать скважину не проводя в ней никаких операций
- Е) нет правильного ответа

68. Какие ингибиторы используют для предупреждения гидратообразования?

- А) метанол
- Б) диэтиленгликоль
- В) раствор хлористого кальция
- Г) вода
- Д) азот
- Е) углекислый газ

69. В каком интервале глубин возможно образование гидратных пробок?

- А) от 0 до 200 метров
- Б) от 200 до 500 метров
- В) от 500 до 800 метров
- Д) нет правильного ответа

70. Что такое активный объем газа (подземное хранение газов)?

- А) это газ, который может быть отобран из хранилища за осенне-зимний период и затем закачан в хранилище в весенне-летний сезон
- Б) это газ, который в период нормальной циклической эксплуатации остаётся в ПХГ к моменту окончания процесса отбора, служит источником механической энергии, необходимой для подачи газа из пласта до заданного пункта над ПХГ
- В) это газ, который можно извлечь из подземного хранилища в случае экстренной необходимости дополнительной его подачи или ликвидации ПХГ
- Г) нет правильного ответа

71. Что такое буферный объем газа (подземное хранение газов)?

- А) это газ, который может быть отобран из хранилища за осенне-зимний период и затем закачан в хранилище в весенне-летний сезон
- Б) это газ, который в период нормальной циклической эксплуатации остаётся в ПХГ к моменту окончания процесса отбора, служит источником механической энергии, необходимой для подачи газа из пласта до заданного пункта над ПХГ
- В) это газ, который можно извлечь из подземного хранилища в случае экстренной необходимости дополнительной его подачи или ликвидации ПХГ
- Г) нет правильного ответа

72. Какие функции выполняет система подземного хранения газа?

- А) регулирование сезонной неравномерности газопотребления и хранение резервов газа на случай аномально холодных зим
- Б) регулирование неравномерности экспортных поставок газа и обеспечение подачи газа в случае нештатных (аварийных) ситуаций на Единой Системе Газоснабжения
- В) хранение долгосрочных стратегических резервов газа

Г) нет правильного ответа

73. Какими факторами обусловлена неравномерность потребления газа?

- А) сезонными изменениями температуры окружающей среды
- Б) спецификой технологии некоторых производств и укладом жизни человека
- В) стоимостью газа на товарных рынках
- Г) нет правильного ответа

74. Для чего предназначены базисные хранилища газа?

- А) для регулирования сезонной неравномерности газопотребления
- Б) для регулирования суточной неравномерности газопотребления
- В) для создания внутри Единой Системы Газоснабжения долгосрочного запаса газа, используемого в исключительных случаях
- Г) нет правильного ответа

75. Какие структуры с экономической точки зрения лучше всего подходят для создания ПХГ?

- А) истощенные газовые, газоконденсатные и нефтяные месторождения
- Б) водоносные структуры
- В) породы каменной соли и многолетние-мерзлые породы
- Г) нет правильного ответа

76. Что понимается под технологическим режимом эксплуатации газовых скважин?

- А) понимаются совокупность параметров (расход, давление, температура, другие параметры) характеризующие устойчивую работу скважины и устанавливаемых с учетом различных ограничений
- Б) понимается момент работы скважины, который существует лишь в относительно короткий период времени, когда например после ее пуска происходит углубление воронки депрессии в пласт до момента достижения ею (воронки депрессии) контура питания
- В) понимается когда скважина работает достаточно долго, дренируя площадь ограниченную непроницаемым барьером, в которую приток флюида не поступает, а значит давление на контуре будет снижаться во времени с постоянной скоростью при постоянном дебите
- Г) нет правильного ответа

77. Какие условия, влияющие на величину дебита газовой скважины, относятся к геологическим?

- А) степень устойчивости скелета породы в призабойной зоне пласта
- Б) необходимость поддерживать на устье давление, достаточное для внутрипромысловой транспортировки продукции скважины
- В) ограниченная пропускная способность фонтанных труб, газосборных сетей и промысловых сооружений по подготовке газа к транспорту
- Г) нет правильного ответа

78. Какие условия, влияющие на величину дебита газовой скважины, относятся к технологическим?

- А) степень устойчивости скелета породы в призабойной зоне пласта
- Б) необходимость поддерживать на устье давление, достаточное для внутрипромысловой транспортировки продукции скважины
- В) ограниченная пропускная способность фонтанных труб, газосборных сетей и промысловых сооружений по подготовке газа к транспорту
- Г) нет правильного ответа

79. Какие условия, влияющие на величину дебита газовой скважины, относятся к техническим?

- А) степень устойчивости скелета породы в призабойной зоне пласта
- Б) необходимость поддерживать на устье давление, достаточное для внутрипромысловой транспортировки продукции скважины
- В) ограниченная пропускная способность фонтанных труб, газосборных сетей и промысловых сооружений по подготовке газа к транспорту
- Г) нет правильного ответа

80. Какие условия, влияющие на величину дебита газовой скважины, относятся к геологическим?

- А) наличие подошвенных вод, влекущих за собой образование конусов обводнения в определенных условиях
- Б) необходимость поддержания давления и температуры в стволе скважины в таких пределах, которые предотвращают образования гидратов
- В) опасность вибрации наземного оборудования, установленного на

устье скважины, вследствие пульсации газового потока при изменении давления

Г) нет правильного ответа

81. Какие условия, влияющие на величину дебита газовой скважины, относятся к технологическим?

А) наличие подожженных вод, влекущих за собой образование конусов обводнения в определенных условиях

Б) необходимость поддержания давления и температуры в стволе скважины в таких пределах, которые предотвращают образования гидратов

В) опасность вибрации наземного оборудования, установленного на устье скважины, вследствие пульсации газового потока при изменении давления

Г) нет правильного ответа

82. Какие условия, влияющие на величину дебита газовой скважины, относятся к техническим?

А) наличие подожженных вод, влекущих за собой образование конусов обводнения в определенных условиях

Б) необходимость поддержания давления и температуры в стволе скважины в таких пределах, которые предотвращают образования гидратов

В) опасность вибрации наземного оборудования, установленного на устье скважины, вследствие пульсации газового потока при изменении давления

Г) нет правильного ответа

83. При установлении технологического режима эксплуатации газовых скважин в условиях разрушения призабойной зоны пласта, главное, что необходимо определить...

А) предельно допустимую депрессию на пласте

Б) режим работы залежи

В) технико-экономические показатели рационального распределения потерь давления по системе пласт-скважина-газопровод в целом

Г) места возможного образования гидратов в стволе скважины

84. При установлении технологического режима эксплуатации газовых скважин в условиях образования песчаных пробок или столба жидкости на забое, главное, что необходимо определить...

А) минимальный дебит, обеспечивающий минимальную скорость восходящего потока на забое скважины, ниже которой будет происходить самозадавливание скважины

Б) режим работы залежи

В) технико-экономические показатели рационального распределения потерь давления по системе пласт-скважина-газопровод в целом

Г) места возможного образования гидратов в стволе скважины

85. По каким причинам происходит «самозадавливание» газовых скважин?

А) по причине недостаточных скоростей восходящего потока в лифтовых трубах газовых скважин

Б) по причине поступления в скважину конденсационной воды из продуктивного пласта

В) по причине охлаждения газа при подъеме по лифтовым трубам до устья скважины

Г) нет правильного ответа

86. В колоннах НКТ какого диаметра, при прочих равных условиях, будет быстрее происходить накопление жидкостных пробок на забое скважин?

А) 168 мм

Б) 114 мм

В) 127 мм

Г) 101,6 мм

87. Какое мероприятие по удалению воды с забоя добывающих газовых скважин является наиболее простым с точки зрения используемого оборудования, техники и материалов?

А) периодическая продувка ствола скважины с выпуском газа в атмосферу

Б) обработка забоя скважины твердыми и жидкими ПАВ

В) замена НКТ на трубы меньшего диаметра

Г) оснащение скважины концентрической лифтовой колонной

Д) использование плунжерного лифта

Е) закачка сухого газа в затрубное пространство (для скважин не

оборудованных пакерами)

88. Каким недостатком из ниже представленных обладает продувка скважин в атмосферу?

А) резкое повышение депрессии на пласт, приводит к разрушению песчаного коллектора

Б) образование устойчивых пенных составов, что влечет за собой осложнения при работе промыслового оборудования, снижение качества промысловой подготовки газа, дополнительную нагрузку на оборудование ДКС

В) снижение дебита скважины при частичном перекрытии межколлонного пространства

Г) невозможность применения в скважинах, оборудованных фонтанной арматурой импортного производства

89. Каким недостатком из ниже представленных обладает технология применения ПАВ для удаления воды с забоев газовых скважин?

А) резкое повышение депрессии на пласт, приводит к разрушению песчаного коллектора

Б) образование устойчивых пенных составов, что влечет за собой осложнения при работе промыслового оборудования, снижение качества промысловой подготовки газа, дополнительную нагрузку на оборудование ДКС

В) снижение дебита скважины при частичном перекрытии межколлонного пространства

Г) невозможность применения в скважинах, оборудованных фонтанной арматурой импортного производства

90. Каким недостатком из ниже представленных обладает технология концентрического лифта?

А) резкое повышение депрессии на пласт, приводит к разрушению песчаного коллектора

Б) образование устойчивых пенных составов, что влечет за собой осложнения при работе промыслового оборудования, снижение качества промысловой подготовки газа, дополнительную нагрузку на оборудование ДКС

В) снижение дебита скважины при частичном перекрытии межколлонного пространства

Г) невозможность применения в скважинах, оборудованных фонтанной арматурой импортного производства

91. Каким недостатком из ниже представленных обладает технология плунжерного лифта?

А) резкое повышение депрессии на пласт, приводит к разрушению песчаного коллектора

Б) образование устойчивых пенных составов, что влечет за собой осложнения при работе промыслового оборудования, снижение качества промысловой подготовки газа, дополнительную нагрузку на оборудование ДКС

В) снижение дебита скважины при частичном перекрытии межколлонного пространства

Г) невозможность применения в скважинах, оборудованных фонтанной арматурой импортного производства

92. Какая последовательность действий при обработке забоя газовой скважины твердыми ПАВ?

А) перед обработкой скважину отработывают на «факел» и останавливают, а далее сбрасывают в нее необходимое количество шашек и пускают ее в работу

Б) перед обработкой скважину отработывают на «факел» и останавливают, далее закачивают и продавливают в пласт с применением компрессора 2 м3 2%-го раствора ПАВ «Морпен» на основе CaCl2 и отработывают на «факел» в течении 12 ч, после чего пускают в работу

В) перед обработкой скважину отработывают на «факел» и останавливают, далее закачивают и продавливают в пласт с применением компрессора 2 м3 2%-го раствора ПАВ «Морпен» на основе CaCl2 и отработывают на «факел» в течении 12 ч, после закачивают и продавливают в пласт 3 – 5 м3 метанола и пускают в работу

93. Какая последовательность действий при обработке забоя газовой скважины жидкими ПАВ?

А) перед обработкой скважину отработывают на «факел» и останавливают, а далее сбрасывают в нее необходимое количество шашек и пускают ее в работу

Б) перед обработкой скважину отработывают на «факел» и останавливают, далее закачивают и продавливают в пласт с применением компрессора 2 м3 2%-го раствора ПАВ «Морпен» на основе CaCl2 и

отрабатывают на «факел» в течении 12 ч, после чего пускают в работу

В) перед обработкой скважину отрабатывают на «факел» и останавливают, далее закачивают и продавливают в пласт с применением компрессора 2 м3 2%-го раствора ПАВ «Морпен» на основе CaCl_2 и отрабатывают на «факел» в течении 12 ч, после закачивают и продавливают в пласт 3 – 5 м3 метанола и пускают в работу

94. Каков последовательность действий при обработке забоя газовой скважины жидкими ПАВ с последующей промывкой в пласт CH_3OH ?

А) перед обработкой скважину отрабатывают на «факел» и останавливают, а далее сбрасывают в нес необходимое количество шашек и пускают ее в работу

Б) перед обработкой скважину отрабатывают на «факел» и останавливают, далее закачивают и продавливают в пласт с применением компрессора 2 м3 2%-го раствора ПАВ «Морпен» на основе CaCl_2 и отрабатывают на «факел» в течении 12 ч, после чего пускают в работу

В) перед обработкой скважину отрабатывают на «факел» и останавливают, далее закачивают и продавливают в пласт с применением компрессора 2 м3 2%-го раствора ПАВ «Морпен» на основе CaCl_2 и отрабатывают на «факел» в течении 12 ч, после закачивают и продавливают в пласт 3 – 5 м3 метанола и пускают в работу

95. При каких скоростях восходящего потока в эксплуатационной колонне (ниже баппама НКТ) применение ПАВ становится бессмысленным?

А) ниже 2 м/с

Б) ниже 4 м/с

В) ниже 6 м/с

Г) ниже 8 м/с

96. В чем заключается суть эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам?

А) заключается в подъеме газа по двум НКТ, которые размещены одна в другой

Б) заключается в применении летящего клапана во время эксплуатации, который то поднимается вверх, то летит вниз по лифтовой колонне

Г) заключается в подаче высоконапорного газа по затрубному пространству между лифтовой и эксплуатационной колонной от устья до

забоя, с целью повышения восходящего скоростного потока в НКТ

Д) заключается в дополнительном понижении давления на устье низконапорных добывающих скважин

97. В чем заключается суть эксплуатации скважин по технологии пунжерного лифта?

А) заключается в подъеме газа по двум НКТ, которые размещены одна в другой

Б) заключается в применении летящего клапана во время эксплуатации, который то поднимается вверх, то летит вниз по лифтовой колонне

Г) заключается в подаче высоконапорного газа по затрубному пространству между лифтовой и эксплуатационной колонной от устья до забоя, с целью повышения восходящего скоростного потока в НКТ

Д) заключается в дополнительном понижении давления на устье низконапорных добывающих скважин

98. В чем заключается суть эксплуатации скважин по технологии газлифт?

А) заключается в подъеме газа по двум НКТ, которые размещены одна в другой

Б) заключается в применении летящего клапана во время эксплуатации, который то поднимается вверх, то летит вниз по лифтовой колонне

Г) заключается в подаче высоконапорного газа по затрубному пространству между лифтовой и эксплуатационной колонной от устья до забоя, с целью повышения восходящего скоростного потока в НКТ

Д) заключается в дополнительном понижении давления на устье низконапорных добывающих скважин

99. Применение МКУ позволяет...

А) поднимать газ по двум НКТ, которые размещены одна в другой

Б) применение летящего клапана во время эксплуатации, который то поднимается вверх, то летит вниз по лифтовой колонне

Г) применение высоконапорного газа, который подается по затрубному пространству между лифтовой и эксплуатационной колонной от устья до забоя, с целью повышения восходящего скоростного потока в НКТ

Д) дополнительно понижать давление на устье низконапорных

3. Колмаков А.В., Технологии разработки сеноманских залежей низкопарного газа / А.В. Колмаков, П.С. Кротов, А.В. Кононов. – СПб.: ООО «Недра», 2012. 0 176 с.

Ответы:

вопрос	ответ	вопрос	ответ	вопрос	ответ	вопрос	ответ
1	А	26	Е	51	А	76	А
2	А	27	Б	52	А	77	А
3	В	28	Г	53	Б	78	Б
4	Б	29	А	54	Б	79	В
5	Б	30	Б, В	55	А	80	А
6	А	31	А	56	А, Б, В	81	Б
7	А	32	Б	57	А	82	В
8	А	33	В	58	Б	83	А
9	Г	34	Г	59	А	84	А
10	Б	35	А	60	Б	85	А
11	Г	36	А	61	А	86	А
12	В	37	Б	62	А	87	А
13	Г	38	В	63	А	88	А
14	А	39	Г	64	А, Б, В, Г	89	Б
15	А	40	Д	65	А, Б, В	90	В
16	Б	41	А	66	А, Б, В	91	Г
17	В	42	Б	67	А, Б, В	92	А
18	Г	43	В	68	А, Б, В	93	Б
19	Д	44	Г	69	А	94	В
20	А	45	А	70	А	95	А
21	А	46	Б	71	Б	96	А
22	А	47	В	72	А, Б, В	97	Б
23	В	48	Б	73	А, Б	98	Г
24	Е	49	В	74	А	99	Д
25	Д	50	Б	75	А		

3.3 Учебно-методические материалы

1. Методические указания к самостоятельной работе студентов специальности 130503 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» / Физические основы разработки углеводородных месторождений, Часть 1, Тюмень, перераб. и доп. – 2011. 29 с.
2. Методические указания к самостоятельной работе студентов специальности 130503 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» / Физические основы разработки углеводородных месторождений, Часть 2, Тюмень, перераб. и доп. – 2011. 32 с.

4. ОРГАНИЗАЦИОННО-ПЕДАГОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ДИСЦИПЛИНЫ

4.1 Материально-технические условия

Наименование специализированных учебных помещений	Вид занятий	Наименование оборудования, программного обеспечения
Компьютерный класс	Лекции, практические задания	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.2 Условия для функционирования электронно-образовательной среды

Электронные информационные ресурсы	Вид занятий	Наименование оборудования
Система поддержки учебного процесса Edison	Лекции, практические задания, промежуточная аттестация	Персональный компьютер с установленными программными продуктами типа MS Office, операционная среда Windows и выходом в корпоративную сеть ТИУ

4.3 Базы данных, информационно-справочные и поисковые системы, электронные каталоги

1. ТИУ «Полнотекстовая БД» на платформе ЭБС ООО «Издательство ЛАНЬ» Договор № 2423 от 04.04.2016г.
2. Российская база патентов. (База ФИПС) http://www1.fips.ru/wps/wcm/connect/content_ru/ru/inform_resources/inform_etrieval_system/article_1
3. База Patentoscope <http://www.wipo.int/patentscope/search/ru/search.jsf>
4. База данных Евразийского патентного ведомства ЕАРО.ORG
5. Евразийская Патентная Информационная Система (ЕАПАТИС) esp@scinet
6. Справочная правовая система «КонсультантПлюс» www.consultant.ru

7. Информационная система «Единое окно доступа к образовательным ресурсам». Официальный сайт. URL: <http://window.edu.ru>
8. Научная электронная библиотека «eLIBRARY.RU». URL: <http://www.e-library.ru>
9. Президентская библиотека имени Б.Н.Ельцина. URL: <http://www.rplb.ru>
10. Российская Академия наук Институт научной информации по общественным наукам (ИНИОН РАН). URL: <http://www.inion.ru>
11. Российская государственная библиотека. URL: <http://www.rsl.ru>
12. Российская национальная библиотека в Санкт-Петербурге. URL: <http://nlb.ru>
13. Справочная правовая система «Гарант» URL: <http://www.garant.ru/>
14. Университетская библиотека онлайн. URL: <http://www.bibliosib.ru>
15. Электронная Интернет библиотека IQlib.ru - электронные учебники и учебные пособия. URL: <http://www.iqlib.ru>