



Общество с ограниченной ответственностью
«ЕДИНЫЙ ЦЕНТР ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ»



УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «ЕЦ ДПО»
А.Д. Симонова
«10» октября 2019 г.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ ПРОГРАММА
профессиональной переподготовки
«Нефтегазовое дело»
(512 часов)

г. Москва

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общая характеристика программы	3
1.1 Актуальность программы.....	4
1.2 Цель реализации программы	4
1.3 Категория слушателей по программе.....	4
1.4 Срок обучения по программе.....	4
1.5 Форма обучения по программе.....	4
1.6 Выдаваемый документ.....	4
2. Планируемые результаты обучения при реализации программы.....	4
3. Содержание программы.....	5
3.1 Учебный план	5
3.2 Планируемый календарный учебный график.....	7
4. Структура программы.....	8
5. Аттестация и оценочные материалы.....	105
6. Организационно-педагогические условия реализации программы	113

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОГРАММЫ

1.1. Актуальность реализации дополнительной профессиональной программы профессиональной переподготовки

Актуальность дополнительной профессиональной программы профессиональной переподготовки «Нефтегазовое дело» заключается в формировании системных знаний и представлений о процессах добычи углеводородных полезных ископаемых - нефти и природного газа, их роли в мировой и российской экономике.

Программа предназначена для совершенствования подготовки специалистов по нефтепромысловой геологии, технике и технологии добычи, сбора и подготовки нефти и газа и бурения скважин.

Дополнительная профессиональная программа профессиональной переподготовки «Нефтегазовое дело» разработана на основе следующих документов:

Приказа Министерства образования и науки Российской Федерации от 1 июля 2013 г. № 499 «Об утверждении порядка организации и осуществления образовательной деятельности по дополнительным профессиональным программам».

Федерального государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования, утвержденного приказом Министерства образования и науки Российской Федерации «28» октября 2009 г. номер приказа «503» по направлению подготовки 131000.62 Нефтегазовое дело;

Федерального закона от 29 декабря 2012 года № 273-ФЗ «Об образовании в Российской Федерации»;

Порядка разработки примерных основных образовательных программ, проведения их экспертизы и ведения реестра примерных основных образовательных программ, утвержденного приказом Минобрнауки России от 28 мая 2014 года № 594;

Порядка организации и осуществления образовательной деятельности по образовательным программам высшего образования – программам бакалавриата, программам магистратуры, программам специалитета, утвержденного приказом Минобрнауки России от 05 апреля 2017 года №301 (далее – Порядок организации образовательной деятельности);

Федерального государственного образовательного стандарта по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело и уровню высшего образования бакалавриат, утвержденного приказом Министерства образования и науки Российской Федерации № 96 от 09 февраля 2018 года, зарегистрированный в Минюсте 02 марта 2018 года, рег. номер 50225 (далее – ФГОС ВО);

Порядка проведения государственной итоговой аттестации по образовательным программам высшего образования – программам бакалавриата, программам специалитета и программам магистратуры, утвержденного приказом Минобрнауки России от 29 июня 2015 г. № 636;

Положения о практике обучающихся, осваивающих основные профессиональные образовательные программы высшего образования, утвержденного приказом Минобрнауки России от 27 ноября 2015 г. № 1383;

Устава образовательной организации;

Документов СМК образовательной организации по организации учебного процесса.

1.2 Цель реализации программы - формирование профессиональных компетенций, необходимых для практических навыков и умений в сфере нефтегазового промысла.

1.3 Категория слушателей: лица, имеющие высшее или среднее профессиональное образование.

1.4 Срок обучения: 512 академических часов. Не более 8 часов в день

1.5 Форма обучения: очная, очно-заочная, заочная (с применением дистанционных образовательных технологий)

1.6 Выдаваемый документ: по завершении обучения слушатель, освоивший дополнительную профессиональную программу и успешно прошедший итоговую аттестацию, получает диплом о профессиональной переподготовке установленного образца в соответствии

со ст. 60 Федерального закона от 29 декабря 2012 г. № 273-ФЗ «Об образовании в Российской Федерации».

2. Планируемые результаты обучения при реализации программы

Профессиональные компетенции, приобретаемые в результате обучения:

В процессе изучения данной дисциплины студент расширяет и углубляет следующие компетенции:

- способность осознавать социальную значимость своей будущей профессии, иметь высокую мотивацию к выполнению профессиональной деятельности (ОК-11);
- способность критически осмысливать накопленный опыт, изменять при необходимости профиль своей профессиональной деятельности (ОК-12);
- способность самостоятельно приобретать новые знания, используя современные образовательные и информационные технологии (ПК-1).

Знать:

- состав и основные свойства нефти и углеводородных газов;
- роль нефти и газа в мировой и российской экономике;
- новые технологии, применяемые при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, бурении скважин и обустройстве промыслов;
- современный опыт развития нефтегазодобычи в отечественных и зарубежных компаниях;
- основы физических процессов, происходящих в продуктивных пластах при разработке нефтяных и газовых залежей;
- технологические основы процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Уметь:

- читать и работать с проектной документацией в области проектирования разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, бурения скважин, обустройства промысла;
- оценивать технологический уровень процессов разработки нефтяных и газовых месторождений - выполнять поиск научно-техническую литературу в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений;
- анализировать информацию, составлять и оформлять рефераты, отчеты.

Владеть практическими навыками:

- навыками и основными принципами расчета при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, бурении скважин и обустройстве промыслов.

3. СОДЕРЖАНИЕ ПРОГРАММЫ

3.1. Учебный план

Учебный план определяет перечень, трудоёмкость и последовательность модулей и форму аттестации.

№	Наименование разделов	Всего Часов	В том числе			Промежуточная аттестация
			Л	ПЗ	СР	
1.	Геология нефти и газа	24	8	6	10	Зачет
2.	Химия нефти и газа	24	8	8	8	Зачет
3.	Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика	32	8	14	10	Зачет
4.	Экология нефтегазовых объектов	32	12	10	10	Зачет
5.	Правовое обеспечение нефтегазового бизнеса	32	8	14	10	Зачет
6.	Основы нефтегазового дела	32	10	12	10	Зачет

7.	Основы автоматизации технологических процессов нефтегазового производства	32	10	12	10	Зачет
8.	Термодинамика и теплопередача	32	10	12	10	Зачет
9.	Метрология, квалиметрия и стандартизация	40	12	14	14	Зачет
10	Подземная гидромеханика	40	18	12	10	Зачет
11	Бурение нефтяных и газовых скважин	40	14	16	10	Зачет
12	Машины и оборудование нефтегазовых объектов	40	10	16	14	Зачет
13	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений	32	8	14	10	Зачет
14	Техника и технология капитального и текущего ремонта скважин	40	12	14	14	Зачет
15	Охрана труда и промышленная безопасность в нефтяной и газовой промышленности	32	10	12	10	Зачет
Итоговая аттестация: экзамен в форме тестирования		8		8		
ИТОГО ЧАСОВ		512	158	194	160	

Л – Лекции

ПЗ – Практические занятия

СР – Самостоятельная работа

3.2. Календарный учебный график

Срок обучения по программе «Нефтегазовое дело» составляет 512 академических часа по 8 часов в день, не более 40 часов в неделю.

Периоды освоения/ день	Виды УД	Разделы	Часы
1	Л	Тема 1	8 часов
2	ПР+СР	Тема 1	8 часов (2+6)
3	СР+ПР	Тема 1	8 часов (4+4)
4	Л	Тема 2	8 часов
5	ПР+СР	Тема 2	8 часов (4+4)
6	СР+ПР	Тема 2	8 часов (4+4)
7	Л+ПР	Тема 3	8 часов (4+4)
8	Л+ПР	Тема 3	8 часов (4+4)
9	ПР+СР	Тема 3	8 часов (2+6)
10	СР+ПР	Тема 3	8 часов (4+4)
11	Л+СР	Тема 4	8 часов (4+4)
12	Л+СР	Тема 4	8 часов (6+2)
13	Л+ПР	Тема 4	8 часов (2+6)
14	СР+ПР	Тема 4	8 часов (4+4)
15	Л+ПР	Тема 5	8 часов (4+4)
16	Л+ПР	Тема 5	8 часов (4+4)
17	ПР+СР	Тема 5	8 часов (2+6)
18	СР+ПР	Тема 5	8 часов (4+4)
19	Л	Тема 6	8 часов
20	Л+СР	Тема 6	8 часов (2+6)
21	ПР	Тема 6	8 часов
22	СР+ПР	Тема 6	8 часов (4+4)
23	Л	Тема 7	8 часов
24	Л+СР	Тема 7	8 часов (2+6)
25	ПР	Тема 7	8 часов
26	СР+ПР	Тема 7	8 часов (4+4)
27	Л	Тема 8	8 часов
28	Л+СР	Тема 8	8 часов (2+6)
29	ПР	Тема 8	8 часов
30	СР+ПР	Тема 8	8 часов (4+4)
31	Л	Тема 9	8 часов
32	Л+СР	Тема 9	8 часов (4+4)
33	ПР+СР	Тема 9	8 часов (6+2)
34	ПР+СР	Тема 9	8 часов (4+4)
35	СР+ПР	Тема 9	8 часов (4+4)
36	Л	Тема 10	8 часов
37	Л+СР	Тема 10	8 часов (6+2)
38	ПР	Тема 10	8 часов
39	СР	Тема 10	8 часов
40	Л+ПР	Тема 10	8 часов(4+4)
41	Л	Тема 11	8 часов
42	ПР	Тема 11	8 часов
43	Л+СР	Тема 11	8 часов (6+2)
44	ПР+СР	Тема 11	8 часов (4+4)
45	СР+ПР	Тема 11	8 часов (4+4)
46	Л	Тема 12	8 часов
47	ПР	Тема 12	8 часов
48	ПР+СР	Тема 12	8 часов (4+4)
49	Л+СР	Тема 12	8 часов (2+6)
50	СР+ПР	Тема 12	8 часов (4+4)
51	Л	Тема 13	8 часов

52	ПР+СР	Тема 13	8 часов (4+4)
53	ПР+СР	Тема 13	8 часов (6+2)
54	СР+ПР	Тема 13	8 часов (4+4)
55	Л	Тема 14	8 часов
56	Л+СР	Тема 14	8 часов (4+4)
57	ПР+СР	Тема 14	8 часов (6+2)
58	ПР+СР	Тема 14	8 часов (4+4)
59	СР+ПР	Тема 14	8 часов (4+4)
60	Л	Тема 15	8 часов
61	Л+СР	Тема 15	8 часов (2+6)
62	ПР	Тема 15	8 часов
63	СР+ПР	Тема 15	8 часов (4+4)
64	Итоговая аттестация		8 часов

4. Структура программы

Тема 1. Геология нефти и газа

Геология нефти и газа – цели и задачи исследований. Каустобиолиты. Физические свойства нефти. Физические свойства газов. Накопление органического вещества в природе и пути его преобразования. Классификация битумов нефтяного ряда. Формирование и разрушение залежей нефти и газа. Природные резервуары. Коллекторские свойства горных пород. Основные типы коллекторов. Этапы поисково-разведочного процесса. Поиски скоплений нефти и газа. Региональные работы поискового этапа. Детальные поисковые работы. Разведка скоплений нефти и газа. Предварительная разведка. Детальная разведка. Принципы размещения разведочных скважин. Комплекс исследований и документация при бурении скважин. Методы сопоставления разрезов скважин. Выделение эксплуатационных объектов. Полевые геофизические методы исследований. Прямые геофизические и геохимические методы поисков. Геофизические методы исследований. Геохимические методы исследований. Гидрогеологические и гидрохимические методы исследований. Буровые работы. Геологическая история формирования земной коры в связи с нефтегазоносностью. Ресурсы и запасы нефти и газа.

Контроль – зачет в форме ответов на вопросы.

Примерные вопросы к зачету:

1. Геология нефти и газа – цели и задачи исследований.
2. Задачи исследований.
3. Каустобиолиты.
4. Типы каустобиолитов и их характеристика.
5. Физические свойства нефти.
6. Физические свойства газов.
7. Газогидраты.
8. Накопление органического вещества в природе и пути его преобразования.
9. Пути преобразования органического вещества.
10. Классификация битумов нефтяного ряда.
11. Петробитумы.
12. Природные резервуары.
13. Коллекторские свойства горных пород.
14. Основные типы коллекторов.
15. Типы месторождений нефти и газа.
16. Пористость горных пород.
17. Проницаемость горных пород.
18. Принципы дифференциального улавливания углеводородов.
19. Этапы поисково-разведочного процесса.
20. Поиски скоплений нефти и газа.
21. Региональные работы поискового этапа.
22. Детальные поисковые работы.
23. Разведка скоплений нефти и газа.
24. Предварительная разведка.

25. Детальная разведка.
26. Принципы размещения разведочных скважин.
27. Комплекс исследований и документация при бурении скважин.
28. Методы сопоставления разрезов скважин.
29. Выделение эксплуатационных объектов.
30. Полевые геофизические методы исследований.
31. Прямые геофизические и геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений.
32. Геофизические методы исследований.
33. Геохимические методы исследований.
34. Гидрогеологические и гидрохимические методы исследований
35. Буровые работы.
36. Геологическая история формирования земной коры в связи с нефтегазоносностью.
37. Ресурсы и запасы нефти и газа.

Тема 2. Химия нефти и газа

Понятие о происхождении и химическом составе нефти и природных горючих газов. Основные типы нефтей и природных горючих газов в зависимости от их химического состава, происхождения и назначения.

Классы органических соединений нефти и природных горючих газов.

Углеводородный состав нефти. Особенности строения алкановых, циклоалкановых и ароматических углеводородов нефти.

Химическая номенклатура углеводородов нефти.

Химические свойства алканов и циклоалканов нефти в реакциях нитрования, сульфирования и сульфохлорирования. Направления использования продуктов этих реакций, в т. ч. в нефтегазовой промышленности.

Реакции термического свободнорадикального расщепления С-С и С-Н связей в алканах и циклоалканах нефти. Основные термические превращения свободных углеводородных радикалов (-распад, изомеризация, диспропорционирование, реакции замещения, присоединение к кратным связям, рекомбинация). Дегидрирование нефтяных алканов и циклоалканов.

Понятие об окислении углеводородов нефти и природных горючих газов в различных условиях:

Механизм и состав продуктов автоокисления алканов и циклоалканов нефти. Представление об отрицательной роли автоокисления в процессах добычи, хранения, транспортировки и переработки нефти. Способы торможения автоокислительных процессов углеводородов нефти.

Особенности, условия протекания, продукты и практическое значение процесса горения углеводородов нефти.

Химические свойства алкенов и алкинов, присутствующих в нефтях или продуктах их переработки:

Представление о реакциях присоединения к алкенам и алкинам (гидрирование, алкилирование, гидратация).

Понятие о полимеризации алкенов (этилена и пропилена), сополимеризации 1,4-бутадиена и стирола.

Представление об окислении алкенов до продуктов расщепления углеводородной цепи, гликолей и эпоксидов.

Представление о реакции образования ацетиленидов металлов.

Использование алкинов для получения виниловых мономеров (присоединение галогенводородов, циановодорода, спиртов, карбоновых кислот).

Направления использования продуктов химических превращений алкенов и алканов, в т. ч. в нефтегазовой промышленности.

Признаки ароматичности органических соединений.

Электронное строение и причина повышенной устойчивости бензольного кольца. Реакции электрофильного замещения в аренах нефти (нитрование, сульфирование, алкилирование). Понятие о влиянии заместителей в бензольном цикле на направленность электрофильного замещения в ароматическом ядре. Использование продуктов электрофильного замещения нефтяных аренов.

Состав, строение и свойства гетероатомных соединений нефти: спиртов, фенолов, нафтеновых кислот, диалкил(арил)сульфидов, меркаптанов, S-, O-, N-содержащих гетероциклических веществ, металлосодержащих порфиринов, неорганических газообразных соединений. Представление о путях их образования в природных условиях. Особенности поведения гетероатомных соединений нефти, в т.ч. смолисто-асфальтеновых веществ в процессах добычи, транспортировки и переработки нефти.

Состав, строение и физико-химические свойства наиболее высокомолекулярных соединений нефти – смолисто-асфальтеновых веществ (САВ). Роль реакций полимеризации и поликонденсации в их образовании. Перспективные направления использования САВ в различных отраслях, в т. ч. в нефтегазовой промышленности.

Понятие о нефти как сложной гетерогенной дисперсной системе.

Состав и строение нефтяных мицелл.

Нефтяные поверхностно-активные вещества и их роль в процессах сорбции, смачивания, образования водонефтяных эмульсий и нефтеотдачи скважин. Типы водонефтяных эмульсий и способы их разрушения. Понятие о эмульгаторах и деэмульгаторах.

Классификация важнейших природных и синтетических поверхностно-активных веществ, применяемых в нефтегазовой промышленности и направления их использования.

Понятие о сорбционных и рН-метрических методах исследования химического состава нефтей, нефтепродуктов и природных горючих газов. Химические методы определения в нефти и нефтепродуктах непредельных и ароматических углеводородов, органических гидропероксидов, спиртов, фенолов, карбоновых кислот, серосодержащих соединений.

Основные методы очистки и разделения нефти.

Представления о методах предварительной очистки нефти.

Удаление сероводорода и осушка нефти методами сорбции и конденсации при охлаждении.

Атмосферная и вакуумная перегонка нефти как основные физические методы разделения углеводородов нефти. Фракционный состав нефти. Характеристика нефтяных фракций (названия, состав и температурные интервалы кипения).

Представления о термических процессах химической переработки нефти и природных горючих газов. Условия и продукты термического и каталитического крекинга, пиролиза, риформинга и гидрокрекинга углеводородов различных классов.

Области применения продуктов перегонки нефти

Понятие о топливе. Виды нефтяных и газовых топлив в зависимости от их назначения, энергетических и технологических характеристик. Направления использования углеводородных топлив, в т.

ч. в нефтегазовой промышленности. Понятие об октановом числе топлив.

Пути получения высокооктановых топлив. Понятие о побочных продуктах горения топлив (оксидах азота, серы и др.).

Нефтяные масла. Классификация и направления использования нефтяных масел.

Понятие о природных асфальтах и битумах как органических вяжущих. Пути их использования в строительных и нефте-, газодобывающих технологиях.

Контроль – зачет в форме тестирования.

Примерные вопросы к тестированию:

1. Нефть – это смесь, состоящая

- Только из жидких углеводородов
- Только из газообразных углеводородов
- **Только из твердых углеводородов**
- Из жидких и растворенных в них газообразных и твердых углеводородов

2. Укажите свойство, которое не относится к нефти

1. Легче воды
 2. Растворима в воде
 3. Густая темная жидкость
 4. Не имеет постоянной температуры кипения
- 3. Укажите верное суждение: А) перегонка нефти – это физический процесс; Б) крекинг – это физический процесс**
- Верно только А
 - Верно только Б
 - Верны оба суждения
 - Оба суждения неверны
- 4. Ректификационные газы, образующиеся при перегонке нефти, содержат преимущественно**
- Метан и этан
 - Этан и бутан
 - Бутан и пропан
 - Пропан и метан
- 5. С увеличением числа атомов углерода в молекулах углеводородов температура кипения этих углеводородов**
- Уменьшается
 - Увеличивается
 - Не изменяется
 - Сначала увеличивается, потом уменьшается
- 6. Укажите фракцию нефти с наибольшей температурой кипения**
- Керосин
 - Бензин
 - Лигроин
 - Мазут
- 7. Укажите фракцию нефти с наименьшей температурой кипения**
- бензин
 - мазут
 - лигроин
 - керосин
- 8. Укажите физический способ переработки нефти**
- Риформинг
 - Фракционная перегонка
 - Каталитический крекинг
 - Термический крекинг
- 9. При термическом крекинге из одной молекула алкана образуются две молекулы**
- Алканов
 - Алкана и алкина
 - Алкенов
 - Алкана и алкена
- 10. Детонационная устойчивость (октановое число) выше у бензинов, получаемых в ходе**
- Фракционной перегонки
 - Термического крекинга
 - Каталитического крекинга
 - Устойчивость одинаковая

Тема 3. Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика

Основы механики сплошной среды.

Предмет и метод механики сплошной среды. Основные понятия и определения. Гипотеза сплошности и гипотеза о локальном термодинамическом равновесии.

Плотность распределения характеристик в сплошной среде.

Физические свойства жидкостей, газов и твердых тел.

Методы описания движения сплошной среды. Локальная и субстанциональная производная.

Силы и напряжения в сплошной среде. Тензор напряжений. Деформации в сплошной среде. Тензор деформаций. Тензор скоростей деформаций.

Законы сохранения.
 Закон сохранения импульса.
 Закон сохранения момента количества движения.
 Закон изменения кинетической энергии.
 Закон изменения внутренней энергии.
 Закон сохранения энергии.
 Система дифференциальных уравнений гидромеханики.
 Моделирование в гидравлике. Основы теории размерностей и подобия. π - теорема.
 Подобие физических явлений.
Гидростатика.
 Равновесие жидкости. Уравнение равновесия.
 Абсолютное, избыточное давление. Вакуум.
 Сила давления жидкости на плоскую поверхность. Центр давления. Гидростатический парадокс. Давление жидкости на криволинейные поверхности.
 Приборы для измерения давления.
 Условия плавания тел. Закон Архимеда.
Гидромеханика.
 Одномерные установившиеся течения вязкой жидкости. Основные понятия.
 Уравнение Бернулли для установившегося напорного потока вязкой жидкости
 Геометрическая и энергетическая интерпретация уравнения Бернулли.
 Потенциальный и полный гидродинамические напоры. Пьезометрическая линия.
 Течение жидкости в круглых трубах.
 Безнапорные потоки. Струи.
 Гидравлический удар в трубах. Формула Н.Е. Жуковского.
 Уравнение Бернулли для газа. Одномерное течение газа. Критические параметры.
 Сопло Лавалья.
Основы реологии.
 Реологические модели жидкостей.
 Механические модели неньютоновских сред.
 Течения неньютоновских сред.
Движение жидкостей и газов в пористой среде.
 Основные понятия.
 Определение эффективного диаметра.
 Формулы фильтрации.
Гетерогенные потоки. Кавитация.
 Кавитация. Причины возникновения. Число кавитации. Течения газо-жидкостных сред в трубах.
 Коэффициенты сопротивления и теплообмена частиц.
 Основные уравнения для двухфазных монодисперсных течений
 Система уравнений для полидисперсного течения
 Равновесное и замороженное двухфазные течения

Контроль – зачет в форме тестирования.

Примерные вопросы к тестированию:

1. Что называют гидравликой?

- науку, которая изучает равновесие и движение жидкостей;
- науку, которая изучает движение водных потоков;
- науку, которая изучает положение жидкостей в пространстве;
- науку, которая изучает взаимодействие водных потоков.

2. Какое физическое вещество называется жидкостью?

- которое способно заполнять всё свободное пространство;
- которое может видоизменять свой объём;
- которое видоизменяет форму в результате воздействия сил;
- способное к текучести.

3. Укажите разновидность жидкой субстанции, не являющейся капельной.

- азот;
- ртуть;
- бензин;
- водород.

4. Укажите разновидность жидкой субстанции, не являющейся газообразной.

- жидкий азот;
- водород;
- ртуть;
- кислород.

5. Что такое реальная жидкость?

- которой в действительности не существует;
- способную к моментальному испарению;
- которая находится в реальных условиях;
- с присутствующим внутренним трением.

6. Что такое идеальная жидкость?

- пригодная к применению;
- без внутреннего трения;
- способная к сжатию;
- которая существует исключительно в ряде условий.

7. Какой может быть внешняя сила, воздействующая на жидкую субстанцию?

- инерциальная, поверхностная;
- поверхностная, внутренняя;
- тяготения, давления;
- массовая, поверхностная.

8. Что подразумевается под воздействием давления на жидкую субстанцию?

- неподвижное состояние;
- процесс течения;
- видоизменение формы;
- силовое воздействие.

9. Укажите определение массы жидкой субстанции, заключённой в единице объёма.

- плотность;
- удельная плотность;
- вес;
- удельный вес.

10. Что происходит с удельным весом жидкой субстанции, если t° увеличивается?

- возрастание;
- уменьшение;
- возрастание с последующим уменьшением;
- никаких изменений.

Тема 4. Экология нефтегазовых объектов

Нефтегазовая отрасль и охрана окружающей среды.

Современное состояние и проблемы охраны геологической среды.

Взаимодействие предприятий нефтегазовой отрасли с окружающей средой.

Роль нефтегазового комплекса в загрязнении геологической среды.

Современное состояние и охрана геологической среды.

Экологическая характеристика объектов нефтегазового комплекса.

Месторождения нефти и газа Сибирского региона и их экологическое состояние.

Источники и состав загрязняющих веществ на объектах нефтегазовой отрасли.

Характеристика источников и состав загрязнителей.

Воздействие загрязняющих веществ на компонент окружающей среды и человека.

Методы оценки загрязнения геологической среды вредными веществами.

Нормативные и расчетные методы.

Сравнение результатов.

Охрана геологической среды от воздействия объектов нефтегазовой отрасли.

Природоохранные методы и технологии в нефтегазовой отрасли.

Мероприятия по охране компонентов окружающей среды.

Методы и мероприятия.

Снижающие негативные последствия техногенного загрязнения.

Экологический мониторинг нефтегазовой отрасли.

Структура и объекты контроля в системе производственного экологического мониторинга. Наземный и аэрокосмический мониторинг. Примеры мониторинга на объектах нефтегазовой отрасли.

Характеристики и анализ аварийной ситуации в нефтегазовом комплексе.

Крупнейшие аварии на месторождениях нефти и газа.

Экологические последствия аварийных ситуаций.

Методика и расчет экологического риска.

Современные технологии кустового безамбарного бурения. Экологическая эффективность

Принципы кустового бурения. Примеры применения.

Безамбарные технологии. Примеры применения.

Экологическое проектирование объектов нефтегазовой отрасли.

Этапы и стадии проектирования.

Представления об инженерно-экологических изысканиях, разработки проектов оценки воздействия на окружающую среду, охране окружающей среды.

Проведение экологической экспертизы.

Контроль – зачет в форме ответов на вопросы.

Примерные вопросы к зачету:

1. Нефтегазовый сектор России: основные экологические проблемы и перспективы развития.
2. Экологические особенности разработки нефтяных и газовых месторождений в Сибири.
3. Экологическая характеристика объектов нефтегазового комплекса.
4. Воздействие нефтегазового комплекса на окружающую среду.
5. Источники и состав загрязнителей на объектах нефтегазовой отрасли.
6. Экологический паспорт объектов нефтегазовой отрасли.
7. Промысловая и заводская обработка газа и нефти.
8. Утечки при разгерметизации оборудования.
9. Производственный экологический мониторинг объектов нефтегазовой отрасли.
10. Цели и задачи проектов оценки воздействия на окружающую среду
11. Экологическая экспертиза проектов.
12. Эффективность управления охраной природной среды при разработке месторождений нефти и газа.
13. Состояние окружающей природной среды на нефтегазовых месторождениях.
14. Роль нефтегазового комплекса в загрязнении окружающей среды.
15. Характеристика источников и состав загрязнителей.
16. Источники выброса загрязняющих веществ на различных этапах технологического процесса (бурение, добыча, промысловая и заводская обработка, транспорт и хранение).
17. Мероприятия по охране атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод на месторождениях нефти и газа.
18. Современные методы очистки сточных вод.
19. Техногенное воздействие на почву при добычи, транспорте, хранении и переработке нефти и газа.
20. Состояние ландшафтов при разведке и эксплуатации месторождений в северных районах.
21. Методы и средства снижения техногенного воздействия на окружающую природную среду. Рекультивация нарушенных земель.
22. Оценка аварийных ситуаций в нефтегазовой промышленности.
23. Структура системы производственного экологического мониторинга.
24. Мероприятия по охране окружающей среды нефтегазовых месторождений, направленные на предотвращение загрязнения почв, поверхностных и подземных вод, воздушного бассейна.

Тема 5. Правовое обеспечение нефтегазового бизнеса

Горное право в системе права.

Горное право как отрасль права: предмет, метод, объект, субъекты права

Система источников горного права.

Государственное регулирование недропользования
Государственный фонд недр, пользователи недрами
Компетенция органов государственной власти в сфере недропользования
Право собственности в сфере недропользования
Особенности хозяйственной деятельности предприятий нефтегазовой отрасли
Организационно-правовое положение субъектов нефтегазового бизнеса
Лицензирование недропользования
Договоры в недропользовании
Соглашение о разделе продукции
Налогообложение добычи полезных ископаемых
Правовое обеспечение трудовых отношений на предприятиях нефтегазовой сферы
Основные положения трудового законодательства
Особенности регулирования трудовых отношений на предприятиях нефтегазового бизнеса
Экологическая безопасность нефтегазовой отрасли
Основные понятия экологической безопасности
Экологические правонарушения в сфере добычи, переработки и транспортировки нефти и газа

Контроль – зачет в форме ответов на вопросы.

Примерные вопросы к зачету:

1. Особенности организации деятельности предприятий нефтегазовой сферы.
2. Особенности государственного регулирования отношений в сфере недропользования в РФ.
3. Лицензия на пользование недрами и ее содержание.
4. Горное право как отрасль права.
5. Предмет и метод горного права.
6. Особенности правоотношений в горном праве.
7. Основания возникновения права пользования участками недр.
8. Права и обязанности недропользователей.
9. Особенности государственного контроля и надзора в сфере недропользования.
10. Сборы в сфере природопользования.
11. Понятие и виды недр, правовой режим недропользования.
12. Основные отличия трудового договора от гражданскоправового договора.
13. Право собственности как основа предпринимательской деятельности в сфере недропользования.
14. Нефтегазовые доходы в бюджете Российской Федерации.
15. Доходы, получаемые в процессе природопользования в бюджете субъекта РФ (на примере конкретного субъекта РФ).
16. Законодательство о налогах и сборах в сфере недропользования.
17. Экологические правонарушения в сфере недропользования.
18. Нормативные акты как правовая основа деятельности в сфере нефтегазового бизнеса.
19. Геологическая информация как объект гражданских прав.
20. Разграничение компетенций между публичноправовыми образованиями в России.
21. Экологические преступления в сфере недропользования.
22. Особенности возникновения права собственности при переработке углеводородного сырья.
23. Особенности трудовых отношений при вахтенном методе работы.
24. Соглашение о разделе продукции: основные положения.
25. Горное законодательство зарубежных стран (на примере конкретной страны).
26. Требования по рациональному использованию и охране недр.
27. Ответственность за нарушение законодательства о недрах.
28. Охрана окружающей природной среды при пользовании недрами.
29. Правовые аспекты рационального использования и охраны недр.
30. Классификация договоров в недропользовании.

Тема 6. Основы нефтегазового дела

История нефтегазодобычи. Некоторые показатели и сведения

Физико-химические свойства нефти, природного газа и пластовой воды

Свойства нефти. Свойства природного газа. Свойства пластовой воды.

Основные понятия о нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях

Понятие о месторождении. Методы поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений. Этапы поисково-разведочных работ.

Бурение нефтяных и газовых скважин

Общие понятия о бурении. Ударное бурение скважин. Буровые установки, оборудование и инструмент. Цикл строительства скважины. Промывка скважин. Осложнения, возникающие при бурении. Наклонно направленные скважины. Бурение скважин на море. Электроимпульсный способ бурения (Важов В.М.)

Пластовая энергия, температура и давление в скважине. Режимы эксплуатации залежей

Пластовая энергия. Температура и давление в горных породах и скважинах. Условия притока жидкости и газа в скважины

Понятие о разработке нефтяных месторождений.

Сетка размещения скважин. Основы нефтегазового дела. Стадии разработки месторождений. Размещение эксплуатационных и нагнетательных скважин на месторождении.

Фонтанная эксплуатация скважин

Роль фонтанных труб. Оборудование фонтанных скважин. Оборудование для предупреждения открытых фонтанов. Освоение и пуск в работу фонтанных скважин. Борьба с отложением парафина в подъемных трубах

Газлифтная эксплуатация нефтяных скважин

Область применения газлифта. Оборудование устья компрессорных скважин. Периодический газлифт

Штанговые скважинные насосные установки (УШСН)

Эксплуатация скважин погружными электроцентробежными насосами

Исследование глубинно-насосных скважин и динамометрирование скважинных насосных установок

Промысловый сбор и подготовка нефти, газа и воды

Понятие об эксплуатации газовых скважин

Общие понятия о подземном и капитальном ремонте скважин

Методы воздействия на призабойную зону пласта

Дальний транспорт нефти и газа

Эксплуатация скважин на морских территориях

Контроль – зачет в форме тестирования.

Примерные вопросы к тестированию:

1.Как называется цилиндрическая горная выработка, сооружаемая без доступа в нее человека и имеющая диаметр во много раз меньше длины?

- колодец
- скважина
- устье
- забой

2.Как называется начало скважины?

- воронка
- ствол
- устье
- забой

3.Как называется дно скважины?

- основание
- забой
- стенка
- устье

4.Какую длину обычно имеют скважины?

- больше 2-3 м

- больше 5-7 м
- меньше 5-7 м
- больше 10-15 м

5. Диаметр скважины должен быть не менее ...

- 800- 900 мм
- 300-400 мм
- 150-165 мм
- **50-75 мм**

6. Что определяет расстояние от устья до забоя по оси ствола скважины?

- длину
- ширину
- глубину

7. Определите механические способы бурения

- термический
- **роторные**
- **турбинные**
- гидравлические
- взрывные

8. К какому виду бурения по глубине относится бурение скважин до 4500 м?

- мелкое
- **на средние глубины**
- глубокое
- сверхглубокое

9. Определите эксплуатационные скважины

- **добывающие нефтяные скважины**
- разведочные
- **оценочные**
- взрывные
- **нагнетательные**
- **наблюдательные**

10. Как называются скважины, предназначенные для уточнения режима работы пласта и степени выработки участков месторождения?

- **оценочные**
- нагнетательные
- наблюдательные
- добывающие

Тема 7. Основы автоматизации технологических процессов нефтегазового производства

Общие сведения об автоматическом управлении производственными процессами, классификация систем автоматического регулирования (САР)

Основные понятия и определения теории автоматического регулирования. Принципы регулирования. Классификация систем автоматического регулирования. Алгоритм (закон) регулирования. Основные требования к автоматическим системам управления.

Передаточные функции линейной системы. Структурные схемы и их преобразования

Статика систем автоматического регулирования. Статические характеристики элементов и звеньев САР. Статические характеристики соединения звеньев

Понятие об устойчивости систем автоматического регулирования

Метрологические характеристики технических измерений

Основные метрологические термины и определения. Понятие измерения

Виды средств измерения (СИ)

Системы и единицы физических величин

Метрологические характеристики средств измерений. Градуировка и поверка средств измерений

Электрические датчики механических величин

Датчики линейного и углового перемещения

Датчики усилия

Датчики скорости вращения

Методы и средства измерения основных технологических параметров

Методы электрических измерений

Методы и средства измерения температуры

Методы и средства измерения уровня

Методы и средства измерения давления. Методы прямых измерений давления. Методы косвенных измерений давления

Методы и средства измерения расхода. Расходомеры переменного перепада давления. Расходомеры постоянного перепада давления. Электромагнитные расходомеры. Ультразвуковые расходомеры. Расходомеры переменного уровня. Тепловые расходомеры. Вихревые расходомеры. Кориолисовы расходомеры

Методы и средства измерения вибрации

Методы измерения вибрации

Средства измерения вибрации

Измерение физико-химических свойств жидкостей и газов

Измерение физико-химических свойств нефти и пластовых вод. Измерение физико-химических свойств нефти. Измерение физико-химических свойств пластовой воды

Измерение физико-химических свойств газов

Релейные элементы

Электромагнитные реле постоянного и переменного тока. Электромагнитные реле постоянного (нейтральные). Электромагнитные реле переменного тока

Магнитоуправляемые контакты (герконы)

Передача информации в системах автоматизации

Основные сведения о системах телемеханики

Интерфейсы передачи данных

Микропроцессоры

Основные сведения о микропроцессорах

Аналого-цифровое и цифро-аналоговое преобразование информации

Контроль – зачет в форме ответов на вопросы.

Примерные вопросы:

1. Основные термины автоматизации технологических процессов.
2. Средства автоматизации измерений и их характеристики.
3. Автоматизация регулирования расхода. Средства измерения расхода, принцип действия.
4. Автоматизация регулирования давлением. Средства измерения давления, принцип действия.
5. Автоматизация регулирования уровня. Средства измерения уровня, принцип действия.
6. Автоматизация регулирования температуры. Средства измерения, принцип действия.
7. Структурные схемы САУ основных объектов управления нефтегазового производства
8. Автоматизация регулирования параметрами состава и качества нефти и газа.
9. Автоматизация управления насосной станцией нефтеперекачки.
10. Автоматизация управления насосной станцией газоперекачки.
11. Автоматизация управления насосами скважин.
12. Автоматизация замерными устройствами.
13. Виды воздействия на систему автоматического регулирования.
14. Из каких основных элементов состоит САУ.
15. Что является входной величиной объекта регулирования, выходной величиной.
16. Что называют «отрицательной обратной связью»?
17. Какие возмущения возможны в САУ и от чего они зависят.
18. Какие САУ называются стабилизирующими, программными, следящими?
19. Какие САУ называются непрерывными?
20. Какие исполнительные устройства САУ Вам известны? Их достоинства, недостатки?
21. Назовите основные принципы построения систем автоматического управления.
22. Перечислите виды энергии используемые в регуляторах.
23. Запаздывание, причины его возникновения. Влияние на качество управления объектом.

24. Методы изучения свойств объекта. Опишите методику математического моделирования объекта.
25. Устойчивость объектов регулирования. Какие объекты называются астатическими, статическими, нейтральными?
26. Самовыравнивание (определение). Коэффициент самовыравнивания, его физический смысл.
27. Способы задания программ.
28. Манипуляторы и роботы.
29. Какие системы управления промышленными манипуляторами (роботами) Вам известны?
30. Что понимают под устройствами осязания (сенсорами)? Их назначение, влияние на качество работы промышленного манипулятора (робота).

Тема 8. Термодинамика и теплопередача

Техническая термодинамика

- Внутренняя энергия газа. Идеальный газ.
- Тепловая энергия.
- Параметры состояния идеального газа.
- Уравнение состояния идеального газа.
- Газовые смеси.
- Теплоемкости газов.
- Термодинамический процесс в координатах pV .
- Внутренняя энергия газа.
- Первый закон термодинамики.
- Идеальные газовые процессы. Изохорный процесс. Изобарный процесс. Изотермический процесс. Адиабатный процесс. Политропный процесс.
- Круговые процессы (циклы)
- Прямой цикл Карно.
- Цикл с изохорным подводом теплоты.
- Цикл с изохорным и изобарным подводом теплоты.
- Энтропия.
- Координаты Ts .
- Термодинамические процессы в координатах Ts .
- Прямой цикл Карно в координатах Ts .
- Второй закон термодинамики.
- Двигатели внутреннего сгорания.*
- Схема и рабочий процесс четырехтактного карбюраторного двигателя.
- Схема цилиндра и рабочий процесс четырехтактного дизеля с атмосферным наполнением.
- Наддув четырехтактных дизелей.
- Схема и рабочий процесс двухтактного карбюраторного двигателя.
- Схема и рабочий процесс двухтактного дизеля с прямоточно-клапанной продувкой цилиндров.
- Тепловой баланс ДВС.
- Сравнение ДВС.
- Топливо.*
- Газообразное топливо.
- Твердое топливо.
- Жидкое топливо.
- Марки бензина.
- Марки дизельного топлива.
- Марки мазута.
- Теплота сгорания топлива.
- Условное топливо.
- Расчет воздуха, необходимого для сжигания топлива, и объема продуктов сгорания.
- Водяные пары.*

Процесс парообразования в координатах pV .
Процесс парообразования в координатах hs .
Процесс парообразования в координатах Ts .
Цикл Ренкина.
Паровые котлы.
Котельный агрегат с промышленным водотрубным котлом.
Энергетический паровой котел в схеме тепловой электрической станции.
Тепловой баланс котла.
Поршневые компрессоры.
Рабочий процесс идеального компрессора.
Теоретический рабочий процесс компрессора.
Схема и рабочий процесс реального одноступенчатого поршневого компрессора.
Следует ли охлаждать цилиндры компрессора.
Влияние давления нагнетания на производительность компрессора
Двухступенчатый рядный компрессор.
Достоинства многоступенчатых компрессоров.
Осевой компрессор.
Истечение газов и паров.
Паровые и газовые турбины.
Основы теплообмена.
Теплопроводность однослойной плоской стенки.
Теплопроводность стенки трубы.
Теплообмен теплоотдачей.
Теплопередача через плоскую стенку.
Теплопередача через стенку трубы.
Лучистый теплообмен.
Лучистый теплообмен между телами.
Влажный воздух.
Холодильные установки.
Обратный (холодильный) цикл Карно.
Цикл воздушной холодильной установки.
Принцип получения холода в парокомпрессионных холодильных установках.
Схема промышленной парокомпрессионной холодильной установки.
Схема рефрижераторной холодильной установки.
Схема бытового холодильника.
Тепловой насос

Контроль – зачет в форме ответов на вопросы.

Примерные вопросы:

1. Укажите три параметра состояния газа и их размерность.
2. Укажите уравнения состояния идеального газа для килограмма, для Мкг и для одного киломоля.
3. Чем графически выражается работа, выполненная газом при расширении или затраченная на его сжатие, в координатах pV ?
4. В чем сущность двух формулировок первого закона термодинамики?
5. Назовите пять термодинамических процессов и укажите их признаки.
6. Напишите формулы работы газа в каждом термодинамическом процессе. 7. Дайте определение прямому и обратному циклам в pV – координатах, укажите их полезную работу.
8. Поясните работу теоретического двигателя по циклу Карно.
9. Поясните работу теоретического двигателя по циклу с изохорным подводом теплоты.
10. Поясните работу теоретического двигателя по циклу со смешанным подводом теплоты.
11. Поясните прямой цикл Карно к координатах Ts . Что показывает его площадь?
12. Назовите и поясните три состояния водяного пара.
13. Напишите и поясните формулу КПД цикла Ренкина.
14. Изобразите и поясните теоретический рабочий процесс компрессора.
15. Докажите, следует ли охлаждать цилиндры компрессора?

16. Поясните влияние на производительность компрессора давления, которое он создает в резервуаре.
17. Укажите достоинство двухступенчатого (многоступенчатого) компрессора.
18. Какие сопла следует применять при $\beta > \beta_{кр}$ и $\beta < \beta_{кр}$?
19. Почему при водяном отоплении выгоднее применять тепловой насос, а не электронагрев воды?
20. Назовите три вида теплообмена, поясните их смысл.
21. Напишите формулу теплоты, проведенной плоской стенкой.
22. Напишите формулу теплоты, проведенной стенками трубы.
23. Напишите формулу теплоты, отданной поверхностью среде.
24. Напишите формулу теплоты, переданной от одной среды к другой через плоскую многослойную стенку.
25. Напишите формулу теплоты, переданной через стенку трубы.
26. Напишите формулу теплоты, излученной квадратным метром поверхности серого тела.
27. Что показывает коэффициент теплопроводности λ ?
28. Что показывает коэффициент теплоотдачи α ?
29. Что показывает коэффициент теплопередачи k ?
30. Что показывает степень черноты серого тела $\epsilon = A$?

Тема 9. Метрология, квалиметрия и стандартизация

Теоретические основы метрологии

Краткая история развития, вклад российских ученых в формирование науки и их практические достижения. Основные понятия, связанные с объектами измерения: свойство, величина, количественные и качественные проявления свойств объектов материального мира; системы физических величин и единиц физических величин; Метрология как набор взаимосвязанных методов, средств, технологий и алгоритмов решения задач в области управления качеством: Объекты и принципы измерения. Основные понятия, связанные со средствами измерений. Средства измерения их классификация и характеристика. Метрологические характеристики СИ. Современные методы контроля качества продукции и ее сертификации: виды измерений, методы измерений, оценочные методы. Применение основных прикладных программных средств и информационных технологий на базе информационно-измерительных комплексов в технических измерениях. Особенности работы средств измерения в условиях низких и особо низких температур, средства и методы поддержания их в рабочем состоянии.

Основные закономерности формирования результатов измерений

Закономерности формирования результата измерения: понятие погрешности, источники погрешностей, понятие многократного измерения, алгоритмы обработки многократных измерений; виды погрешностей. Расчет погрешностей измерений и определение доверительных интервалов: расчет погрешностей, определение доверительного интервала, в том числе с использованием методов решений подобных задач в условиях неопределенности. Выбор мерительного инструмента с учетом возможных погрешностей и с использованием принципов оптимизации. Использование основных прикладных программных средств и информационных технологий при обработке результатов измерений. Влияние низких и особо низких температур на погрешности измерений.

Основы метрологического обеспечения

Организационные, научные и методические основы метрологического обеспечения: Понятие метрологического обеспечения; организационные, научные и методические основы метрологического обеспечения; метрологическое обеспечение процессов как один из подходов к управлению качеством. Метрологическое обеспечение технологических процессов: технические измерения и контроль, организация службы технического контроля на предприятии, структура и функции ОТК. Метрологическое обеспечение как средство осуществления мониторинга и система методов оценки прогресса в области улучшения качества: метрологическое обеспечение как средство мониторинга и измерений процессов СМК, роль метрологического обеспечения в сборе информации для оценки результативности и прогресса процессов СМК. Роль метрологического обеспечения в проведении корректирующих и превентивных мероприятий, направленных на улучшение качества:

использование методов и средств измерения процессов СМК для анализа результативности корректирующих и предупреждающих действий.

Обеспечение единства измерений

Правовые основы обеспечения единства измерений: правовые основы ОЕИ; основные положения закона РФ? Об обеспечении единства измерений?; подзаконные нормативные акты по ОЕИ; нормативно-техническая документация в части законодательной метрологии. Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ): структура и функции ГСИ; структура и функции метрологической службы предприятия, организации, учреждения, являющихся юридическими лицами; региональные представительства. Воспроизведение единиц физических величин и передача их размеров: поверочные схемы; эталоны и образцовые средства измерений; эталонная база РФ; поверка и калибровка СИ; стандартные образцы состава и свойств веществ и материалов; стандартные справочные данные.

Квалиметрия и качество продукции. Общие сведения о квалиметрии

Основные понятия и определения области качества продукции. История и современное состояние квалиметрии в стране и за рубежом.

Основные методы квалиметрии

Алгоритм квалиметрической оценки. Квалиметрические шкалы. Определение ситуации оценки. Правила разработки методики оценки качества. Особенности технологии экспертной оценки качества.

Основные технологии квалиметрии

Выявление оцениваемых показателей. Определение коэффициентов весомости. Определение эталонных и браковочных значений показателей. Нахождение абсолютных значений показателей свойств и комплексной оценки качества.

Техническое регулирование и стандартизация в РФ

Исторические основы развития стандартизации и технического регулирования; правовые основы стандартизации и технического регулирования; международные организации по стандартизации. Классификация компьютеризированных информационных систем стандартизации.

Основы стандартизации. Государственный контроль и надзор за соблюдением требований государственных стандартов

Основные понятия; основные положения государственной системы стандартизации ГСС; научная база стандартизации; объекты стандартизации, методы и параметры стандартизации; определение оптимального уровня унификации и стандартизации. Государственные надзорные службы, их структура и основные функциональные обязанности.

Контроль – зачет в форме ответов на вопросы.

Примерные вопросы:

Метрология

1. Основные понятия и задачи метрологии.
2. Области и виды измерений.
3. Классификация измерений. Основные характеристики и критерии качества измерений.
4. Единицы величины системы СИ. Основные дополнительные, кратные, дольные и внесистемные единицы.
5. Основы технических измерений. Области, виды и методы измерений.
6. Классификация и общие характеристики средств измерений.
7. Метрологические свойства и метрологические характеристики средств измерений.
8. Общие положения метрологии. Классификация измерений и классификация погрешностей.
9. Эталоны единиц физических величин. Методы передачи размера единицы рабочим средствам измерений.
10. Метрологическое обеспечение единства измерений. Стандартные образцы. Классификация стандартных образцов.
11. Метрологическая экспертиза проекторной, конструкторской и технологической документации.
12. Классы точности средств измерений. Проверка и калибровка средств измерений.

13. Метрологическое обеспечение испытаний продукции. Требования к испытательным лабораториям. Аттестация испытательного оборудования.
14. Система воспроизведения единиц физических величин и передачи их размеров рабочим средствам измерений.
15. Метрологические характеристики средств измерений. Модели погрешности средств измерений.
16. Классификация измерений. Принципы выбора средств измерений.
17. Государственная поверочная схема средств измерений.
18. Выбор средств измерений и контроля. Автоматизация выбора средств измерений.
19. Принципы проектирования средств технических измерений.
20. Метрологическое обеспечение испытаний продукции для целей подтверждения соответствия.
21. Характеристики основных источников погрешности измерения. Составляющие основной и дополнительной погрешности средств измерения.
22. Метрологическое обеспечение сферы услуг.
23. Нормативная база законодательной метрологии. Организационная структура обеспечения единства измерений.
24. Международные организации по метрологии.
25. Порядок обработки результатов прямых равноточных измерений.
26. Обработка результатов неравноточных рядов измерений.
27. Обработка результатов однократных измерений.
28. Статические методы обнаружения систематических погрешностей.
29. Обработка результатов косвенных измерений.
30. Обработка результатов совокупных измерений нескольких одноименных величин.
31. Основные числовые характеристики количественной оценки случайной погрешности.
32. Нормирование предела допускаемой погрешности измерений и обозначений при аддитивной и мультикативной погрешности.
33. Разработка методов выполнения измерений и их аттестация.
34. Основные принципы выбора средств измерений. Применения измерительных преобразователей, измерительных приборов, установок, систем и комплексов.
35. Метрологическая надежность средств измерений. Определения стабильности, долговечности, ремонтпригодности, сохраняемости средств измерений.
36. Автоматизация средств измерения и контроля: применение устройств активного контроля и контрольных автоматов.
37. Обработка результатов совместных измерений.
38. Системы дистанционных измерений.
39. Измерения давления в скважинах.
40. Измерения температуры в скважинах.
41. Измерения производительности нефтяных скважин.
42. Измерения расхода жидкости, газа и пара.
43. Измерения плотности и вязкости нефти и нефтепродуктов.
44. Измерения содержания воды, солей в нефти.
45. Системы для контроля состава веществ: на основе анализаторов.

Квалиметрия

1. Основные понятия и определения в квалиметрии.
2. Методы определения показателей качества. Построение «дерева свойств» (показателей качества).
3. Общие сведения об измерительных шкалах. Построение шкал измерений. Воспроизводимость, чувствительность, валидность (обоснованность) шкал измерений.
4. Определение уровня качества продукции экспертным методом.
5. Система показателей качества промышленной продукции. Показатели назначения, безотказности, долговечности.
6. Статические методы оценки уровня качества продукции: корреляционный и регрессионный анализы.
7. Квалиметрия промышленности продукции.
8. Методы определения показателей качества. Унифицированная система показателей качества промышленности продукции.
9. Оценка уровня качества продукции с использованием универсальных математических моделей.

10. Описание основной схемы квалиметрии: ситуации оценивания, определения решений, генерации показателей качества, определения коэффициентов весомости показателей и определения взаимодействий.
11. Назначение и условия реализации квалиметрического анализа.
12. Решение оптимизационных задач квалиметрии методом Монте-Карло.
13. Проектная квалиметрия. Применения процессного подхода к оценке качества продукции.
14. Унифицированная система показателей качества. Показатели стандартизации и унификации продукции.
15. Классификация методов оценки уровня качества продукции.
16. Показатели качества программных продуктов.
17. Последовательность составления шкалы измерения.
18. Основные характеристики шкалы наименований. Обработка данных, полученных в шкале наименований.
19. Общие свойства шкал порядка, Статическая характеристика оценок, полученных при использовании шкал порядка.
20. Оценка качества нефти.
21. Оценка качества материалов промысловых и магистральных трубопроводов.
22. Общая схема процессов непрерывного (циклического) повышения качества технологии производства и выпускаемой продукции.
23. Энергтно-статические расчеты уровня качества.
24. Проектная квалиметрия. Управление качеством на стадиях жизненного цикла изделия.
25. Унифицированная система показателей. Показатели безотказности, экологические показатели, показатели устойчивости функционирования.
26. Разработка (конструирование) алгоритма комплексного показателя качества механизмов изделия.
27. Качество процесса экспертного квалиметрирования. Информационные технологии в расчетах уровня качества продукции.
28. Система контроля качества на предприятиях добычи нефти и газа.

Стандартизация

1. Цели, задачи, функции и принципы стандартизации.
2. Методы и объекты стандартизации.
3. Система предпочтительных чисел и практические ряды основных показателей. Номенклатура выпускаемой продукции.
4. Комплексная, опережающая и перспективная стандартизация.
5. Структура процесса прогнозирования и требования, предъявляемые к опережающей стандартизации.
6. Основные принципы менеджмента качества в стандартах ИСО серии 9000.
7. Системы (комплексы) общетехнических стандартов. Единая система конструкторской документации - ЕСКД.
8. Системы (комплексы) общетехнических стандартов. Система стандартов безопасности труда - ССБТ.
9. Система оптимизации параметров объектов стандартизации - СОПОС. Теоретическая и экспериментальная оптимизация.
10. Системы (комплексы) общетехнических стандартов. Система показателей качества продукции - СПКП.
11. Стандартизация систем менеджмента качества ИСО-9000. Взаимосвязь общего менеджмента и менеджмента качества.
12. Стандартизация систем контроля качества и испытания машиностроительной продукции.
13. Система экологического менеджмента. Стандарты ИСО -1400.
14. Характеристики основополагающих стандартов. Государственная система обеспечения единства измерений - ГСИ.

15. Стандартизация в области информационных технологий. Применение GALS 9 технологии.
16. Общероссийские классификаторы технико-экономической и социальной информации. Единая система классификации и кодирования технико-экономической информации ЕСКК.
17. Стандартизация в машиностроении. Основные нормы взаимозаменяемости в машиностроении.
18. Стандартизация в сфере услуг.
19. Основные аспекты экономической, социальной и коммуникативной функции стандартизации.
20. Система стандартов социальной сферы.
21. Система стандартов по управлению и информации. Единая система программной документации — ЕСПД.
22. Международные организации по стандартизации. Информационное обеспечение работ по стандартизации.
23. Стандартизация промышленной продукции (нефтепромыслового инструмента оборудования).
24. Стандартизация технических условий.
25. Унификация и агрегатирование как направление стандартизации машиностроительной продукции.
26. Системный анализ в решении проблем стандартизации.
27. Стандартизация в системе технического контроля на предприятиях.

Тема 10. Подземная гидромеханика

Законы фильтрации в пористых средах

Характеристика пористых сред. Модели грунтов

Основные понятия теории фильтрации. Законы фильтрации. Скорость движения и скорость фильтрации жидкости. Классификация фильтрационных потоков. Законы фильтрации

Установившееся движение жидкостей и газов в пористых средах

Установившееся одномерное движение несжимаемой жидкости по линейному закону фильтрации

Установившееся плоскорадиальное движение несжимаемой жидкости по линейному закону фильтрации

Установившееся одномерное движение несжимаемой жидкости по нелинейному закону фильтрации

Установившееся плоскорадиальное движение несжимаемой жидкости по нелинейному закону фильтрации

Определение фильтрационных параметров пласта при установившихся отборах

Установившееся движение сжимаемой (упругой) жидкости

Установившееся движение идеального газа

Установившееся движение неоднородных жидкостей. Установившееся движение нефтегазовых смесей

Движение жидкости к гидродинамически несовершенным скважинам

Дифференциальные уравнения подземной гидромеханики. Неустановившаяся фильтрация

Неустановившееся движение упругой (сжимаемой) капельной жидкости при работе скважин с постоянным дебитом

Неустановившаяся фильтрация жидкости при работе скважин с переменным дебитом

Исследование скважин методом восстановления давления

Движение жидкости в неоднородных коллекторах

Движение жидкости в слоисто-неоднородных пластах

Движение жидкости в зонально-неоднородных пластах

Фильтрация жидкости в трещинных и трещинно-поровых пластах

Контроль – зачет в форме тестирования

Примерные вопросы к тестированию:

1. Что такое жидкость?

- физическое вещество, способное заполнять пустоты;
- **физическое вещество, способное изменять форму под действием сил;**
- физическое вещество, способное изменять свой объем;
- физическое вещество, способное течь.

2. Реальной жидкостью называется жидкость

- не существующая в природе;
- находящаяся при реальных условиях;
- **в которой присутствует внутреннее трение;**
- способная быстро испаряться.

3. Какие силы называются поверхностными?

- вызванные воздействием объемов, лежащих на поверхности жидкости;
- **вызванные воздействием соседних объемов жидкости и воздействием других тел;**
- вызванные воздействием давления боковых стенок сосуда;
- вызванные воздействием атмосферного давления.

4. В каких единицах измеряется давление в системе измерения СИ?

- **в паскалях;**
- в джоулях;
- в барах;
- в стоксах.

5. Если давление отсчитывают от относительного нуля, то его называют:

- абсолютным;
- атмосферным;
- **избыточным;**
- давление вакуума.

6. Давление определяется

- **отношением силы, действующей на жидкость к площади воздействия;**
- произведением силы, действующей на жидкость на площадь воздействия;
- отношением площади воздействия к значению силы, действующей на жидкость;
- отношением разности действующих усилий к площади воздействия.

7. Массу жидкости заключенную в единице объема называют

- весом;
- удельным весом;
- удельной плотностью;
- **плотностью.**

8. Вес жидкости в единице объема называют

- плотностью;
- **удельным весом;**
- удельной плотностью;
- весом.

9. Сжимаемость - это свойство жидкости

- изменять свою форму под действием давления;
- **изменять свой объем под действием давления;**
- сопротивляться воздействию давления, не изменяя свою форму;
- изменять свой объем без воздействия давления.

10. Текучестью жидкости называется

- величина прямо пропорциональная динамическому коэффициенту вязкости;
- **величина обратная динамическому коэффициенту вязкости;**
- величина обратно пропорциональная кинематическому коэффициенту вязкости;
- величина пропорциональная градусам Энглера.

Тема 11. Бурение нефтяных и газовых скважин

Общие сведения о бурении нефтяных и газовых скважин.

Физико-механические свойства горных пород и процесс их разрушения при бурении.

Буровой инструмент и забойные двигатели.
Оборудование для бурения нефтяных и газовых скважин.
Режимные параметры и показатели бурения.
Буровые промывочные жидкости.
Направленное бурение скважин.
Осложнения и аварии в процессе бурения.
Крепление скважин.
Вскрытие продуктивного пласта.
Проектирование технологии бурения скважин.
Организация буровых работ.

Контроль – зачет в форме ответов на вопросы

Примерные вопросы:

1. Каким документом определяется порядок организации и производства работ на одном объекте нескольких подразделений одной организации, эксплуатирующей ОПО?
2. Кем утверждается перечень работ, осуществляемых по наряду-допуску, порядок оформления нарядов-допусков, перечни должностей специалистов, имеющих право выдавать и утверждать наряды-допуски?
3. По какому принципу должны быть идентифицированы ОПО при разведке и обустройстве нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих сернистый водород и другие вредные вещества?
4. Что допускается в пределах территории буферной зоны?
5. Какое требование установлено к освещению в зонах работ на открытых площадках в ночное время?
6. С учетом чего должен производиться выбор вида освещения производственных и вспомогательных помещений?
7. Чем должны оборудоваться объекты, для обслуживания которых требуется подъем рабочего на высоту?
8. Из каких материалов изготавливается настил для рабочих площадок, расположенных на высоте?
9. С какой периодичностью следует испытывать предохранительные пояса и фалы статической нагрузкой?
10. В каком случае допускается временное применение деревянных настилов из досок толщиной не менее 40 мм при ведении работ на пожаровзрывоопасных производствах (установках подготовки нефти, резервуарных парках)?
11. Где должны находиться запорные, отсекающие и предохранительные устройства, устанавливаемые на нагнетательном и всасывающем трубопроводах насоса или компрессора?
12. Каковы условия опрессовки технологических трубопроводов после их монтажа?
13. Кем определяются критерии вывода из эксплуатации оборудования, инструментов, контрольно-измерительных приборов?
14. Кем выполняются работы по определению возможности продления сроков безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений?
15. Каким образом производится резка талевых канатов?
16. От чего зависит частота осмотров каната?
17. Какое устройство следует предусматривать для ремонта коммутационной аппаратуры в распределительном устройстве буровой установки?
18. Какое напряжение должно применяться для питания переносных электрических светильников, используемых при работах в особо неблагоприятных условиях и наружных установках?
19. Кто должен обслуживать электрооборудование установки?
20. Разрешается ли последовательное соединение между собой заземляющих устройств разных зданий, сооружений, установок при помощи одного заземляющего проводника?

21. При каком условии рабочие бригады допускаются к выполнению специальных работ (передвижке буровой установки, монтажу мобильных буровых установок, ремонтным работам повышенной сложности)?
22. Какой класс взрывоопасной зоны представлен на рисунке?
23. В каком случае запрещается приступать к выполнению работ по строительству скважин?
24. Кем осуществляется надзор за ходом строительства скважин, качеством выполнения работ, уровнем технологических процессов и операций, качеством используемых материалов и технических средств, соблюдением безопасных условий труда?
25. В каком случае строительство скважин можно производить без применения дополнительных мер безопасности?
26. При каких условиях допускается повторное использование рабочего проекта при бурении группы скважин на идентичных по геолого-техническим условиям площадях?
27. Сколько стадий защиты от возникновения открытых фонтанов должен обеспечивать рабочий проект на бурение скважин?
28. Каким должно быть расстояние между группами скважин на кустовой площадке?
29. Каким должно быть расстояние между кустами или кустовой площадкой и одиночной скважиной?
30. Какое общее количество скважин в группе может быть размещено на кустовой площадке?
31. Какое расстояние должно быть между устьями скважин при их размещении на кустовых площадках вечномёрзлых грунтов?
32. Кто разрабатывает и утверждает документацию по организации безопасного производства работ на кустовой площадке?
33. На каком расстоянии от устья бурящейся скважины должны быть расположены служебные и бытовые помещения?
34. В каком случае при освоении нефтяных месторождений в проектной документации должны быть предусмотрены дополнительные меры безопасности при испытании обсадных колонн на герметичность и обвязке устьев скважин противовыбросовым оборудованием?
35. Что должна обеспечивать прочность кондукторов, технических колонн и установленного на них противовыбросового оборудования?
36. Каким документом устанавливаются периодичность и способы проверки состояния обсадных колонн по мере их износа и необходимые мероприятия по обеспечению безопасной проводки и эксплуатации скважин?
37. При каких атмосферных явлениях разрешается проводить работы на высоте по монтажу, демонтажу и ремонту вышек и мачт?
38. Разрешается ли рабочим находиться на разной высоте вышки при выполнении работы?
39. После выполнения какого условия работникам разрешается приступить к демонтажу буровой установки на электроприводе?
40. В каком случае оснащение буровых установок верхним приводом необязательно?
41. Какую освещенность роторного стола должны обеспечивать светильники буровых установок?
42. Какую освещенность должны обеспечивать светильники на пути движения талевого блока?
43. Откуда должен осуществляться пуск буровых насосов в работу?
44. При достижении какого значения нижнего предела воспламенения смеси воздуха с углеводородом должно быть обеспечено полное отключение оборудования и механизмов?
45. Должны ли буровые насосы оборудоваться компенсаторами давления? Если да, то какие требования при этом должны соблюдаться?
46. Что должно быть указано на корпусах оборудования, входящего в состав талевой системы (кронблок, талевый блок, крюк)?
47. Каким давлением производится испытание пневматической системы буровой установки на месте производства работ (после монтажа, ремонта)?
48. При каком превышении давления должны срабатывать предохранительные устройства насоса?

49. Где должен быть установлен основной пульт для управления превенторами и гидравлическими задвижками?
50. Какие данные должны быть указаны на металлической табличке, укрепляемой на видном месте мачты агрегата по ремонту скважин?
51. В каком случае следует прекратить работы на соседних блоках всех эксплуатационных скважин?
52. На какие виды работ распространяются Правила ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ?
53. Кто разрабатывает перечень газоопасных работ?
54. Как должны выполняться работы, не включенные в утвержденный перечень газоопасных работ?
55. Кто и на какой срок может продлить наряд-допуск на проведение газоопасных работ?
56. Кто утверждает наряд-допуск на проведение газоопасных работ?
57. Кто осуществляет подготовку объекта к проведению на нем газоопасной работы и огневых работ?
58. Какие противогазы или аппараты не допускается использовать для защиты органов дыхания работников внутри емкостей при проведении газоопасных работ?
59. С кем необходимо согласовывать проведение работ в коллекторах, тоннелях, колодцах, приямках, траншеях и подобных им сооружениях?
60. В течение какого срока должны храниться экземпляры наряда-допуска на проведение газоопасных работ?

Тема 12. Машины и оборудование нефтегазовых объектов

Основные элементы машин для строительства газонефтепроводов

Общие положения о машинах, применяемых при строительстве магистральных газонефтепроводов.

Понятие о машине. Общая классификация машин, краткий исторический обзор и общие тенденции в развитии специальных строительных машин. Основные требования, предъявляемые к машинам.

Основные технико-эксплуатационные параметры машин. Понятие о тираже машин. Основные элементы машин.

Транспортные машины

Транспортные и автомобильные тягачи.

Классификация. Основные системы тягачей с гусеничным и пневмоколёсным движителями.

Машины для транспортировки труб и плетей. Трубовозы. Плетевозы. Общее устройство и конструктивные схемы прицепов-ропусков и полуприцепов для транспортировки труб и плетей.

Комплекс специальных транспортных машин для доставки крупногабаритных грузов. Комплекс транспортных средств с движителями роторно-винтового, шагающего типов и на воздушной подушке.

Машины для производства земляных работ

Общие сведения о грунтах и методах их разрыхления. Основные свойства и классификация грунтов. Основные методы разрушения грунтов. Определение сил сопротивления грунта разрушению его рабочим органом землеройной машины.

Машины для подготовительных работ (бульдозеры, рыхлители, лесоповалочные машины, корчеватели-собиратели, кусторезы, скреперы и др.). Принцип действия и устройство. Определение сил, действующих на рабочие органы. Расчёт потребляемой мощности и производительности.

Машины циклического действия для разработки траншей и котлованов. Одноковшовые экскаваторы. Типы навесного рабочего оборудования, их устройство (обратная лопата, драглайн, грейфер). Определение усилий копания. Определение производительности.

Машины непрерывного действия для разработки траншей и котлованов. Многоковшовые экскаваторы непрерывного действия: Цепные и роторные экскаваторы. Их принципиальное устройство и сравнительные технико-эксплуатационные показатели. Траншейный роторный экскаватор – как основная специализированная землеройная машина при сооружении магистральных газонефтепроводов. Принцип работы. Основные конструктивные схемы роторных траншейных экскаваторов, их особенности, достоинства и недостатки. Особенности типовых климатических схем траншейных роторных экскаваторов. Конструкция основных элементов роторного траншейного экскаватора.

Устройство ротора. Типы расстановки зубьев на ковшах роторного экскаватора.

Конструкция режущего инструмента. Назначение, принцип действия и особенности работы ножей откосников. Определение усилий и расчёт мощности, потребляемой на копание роторным траншейным экскаватором. Особенности работы и устройство транспортёра, прямолинейный и криволинейный тип транспортёра. Радиусный и угловой транспортёры.

Определение параметров транспортёра и расчёт мощности на транспортировку грунта в отвал.

Машины для разработки траншей на заболоченных и обводнённых участках трассы. Канатно-скреперные установки. Экскаваторы с сильно развитой опорной поверхностью. Плавающие экскаваторы.

Экскаваторы-заглубители для укладки трубопроводов бесподъёмным способом.

Машины для засыпки траншей. Основные требования к машинам для засыпки траншей. Скребокковые, шнековые и роторные траншеезасыпатели. Их сравнительные технико-эксплуатационные показатели.

Машины для бестраншейной прокладки трубопроводов. Машины для разработки скважин и укладки кожухов при строительстве переходов под дорогами и водоёмами методами прокола, продавливания, бурения, гидромеханической проходки комбинированными методами.

Определение основных параметров машин в зависимости от длины и диаметра прокладываемых кожухов.

Машины для бурения под заряды.

Классификация машин, классификация горных пород, машины ударного и вращательного бурения.

Машины для погружения анкеров.

Машины для уплотнения грунта.

Грузоподъёмно-монтажные машины и оборудование

Строительные краны. Классификация. Основные параметры кранов. Специальные краны (колесные, гусеничные).

Краны-трубоукладчики.

Назначение и устройство. Особенности работы трубоукладчиков в изоляционно-укладочной колонне и при работе с единичными грузами. Устройство трубоукладчика. Грузовая и собственная устойчивость.

Понятие о коэффициенте запаса устойчивости. Новые тенденции в развитии конструкций трубоукладчиков.

Вспомогательное оборудование для выполнения погрузочно-разгрузочных и монтажных работ.

Машины для гнутья труб. Особенности процесса гнутья труб в холодном состоянии. Устройство современных трубогибочных машин. Вспомогательное оборудование для гнутья труб.

Машины и оборудование для очистки и изоляции газонефтепроводов

Машины для очистки и изоляции трубопроводов в трассовых условиях. Очистные машины. Назначение, принцип действия и устройство. Типы очистного инструмента, сравнительная эффективность, надёжность, долговечность. Баланс мощности самоходной машины для очистки наружной поверхности трубопроводов. Изоляционные машины. Устройство машин, работающих методом облива и набрызга. Особенности устройства машин,

изолирующих трубопровод полимерными лентами. Очистно-изоляционные комбайны. Машины и оборудование для очистки и изоляции стыков. Оборудование для сушки трубопроводов.

Машины и оборудование для очистки и изоляции труб и секций в заводских и трассовых условиях.

Вспомогательное оборудование для изоляционных работ. Принцип действия и устройство различных типов установок для приготовления битумно-резиновой мастики. Устройство битумозаправщика. Устройство для приготовления грунтовки, рыхления резиновой крошки, резки рулонных материалов и обогрева.

Машины для сооружения подводных переходов трубопроводов

Машины для производства земляных работ. Машины для разработки подводных траншей. Земснаряды циклического и непрерывного действия. Устройство и расчёт эжектора, землесосов центрального и кольцевого типа. Гидравлические разрыхлители. Гидромониторы. Типы многочерпакового рабочего органа земснаряда. Принцип работы и основные схемы трубозаглубителей. Скреперно-землесосные установки.

Вспомогательное оборудование для обетонирования трубопроводов.

Оборудование для укладки трубопроводов на дно водоёмов. Судна-трубоукладчики. Лебёдки для протаскивания дюкера.

Оборудование для закрепления трубопроводов на проектных отметках.

Оборудование для очистки внутренней полости и испытания газонефтепроводов и герметизации при ремонтных работах

Машины и оборудование для продувки и пневматического испытания газонефтепроводов. Конструктивные схемы очистных поршней. Поршни-разделители. Передвижные компрессорные станции.

Машины и оборудование для гидравлического испытания газонефтепроводов. Классификация, общее устройство наполнительных и опрессовочных агрегатов.

Герметизаторы однократного и многократного использования.

Запорная и регулирующая арматура газонефтепроводов

Классификация арматуры по назначению и конструкциям. Задвижки клиновые и шиберные. Краны шаровые и пробковые. Вентили. Приводы запорной арматуры.

Контроль – зачет в форме тестирования

Примерные вопросы к тестированию:

1.Оборудование дожимных насосных станций должно оснащаться (ПНГП, п.5.3.4.23)

- приборами контроля, регулирующими и контролирующими устройствами

- обратными клапанами

- предохранительными клапанами

- отключающими и регулирующими устройствами

2.Резервуары для нефтепродуктов должны оснащаться (ПНГП, п.5.3.4.225)

- дыхательными и предохранительными клапанами, уровнемерами, приемораздаточными патрубками, люками

- обвалованием

- дыхательными и предохранительными клапанами, уровнемерами, патрубками, люками, обвалованием

- дыхательными и предохранительными клапанами

3.ГЗУ «Дельта» предназначена для измерения количества жидкости (РД 153-39.1-252-02, с.124)

-массовым методом

- объемным методом

- электрическим методом

- механическим методом

4.Расположение оборудования УЭЦН (снизу вверх) (, . Эксплуатация нефтяных и газовых скважин,, с.359)

-компенсатор, электродвигатель, протектор, насос, НКТ

- протектор, компенсатор, электродвигатель, насос, НКТ

- электродвигатель, протектор, насос, компенсатор, НКТ

5. Основное оборудование станка-качалки (, . Эксплуатация нефтяных и газовых скважин, с.311)

- рама, электродвигатель, ременная передача, редуктор, кривошипы, шатуны, траверса, пирамида, балансир, головка балансира, канатная подвеска

- электродвигатель, ременная передача, редуктор, кривошипы, шатуны, траверса, балансир, канатная подвеска, подвеска устьевого штока

- рама, электродвигатель, ременная передача, редуктор, кривошипы, шатуны, траверса, пирамида, балансир, канатная подвеска

- рама, электродвигатель, ременная передача, кривошипы, шатуны, траверса, пирамида, балансир, головка балансира

6. Какая устьевая арматура должна применяться для скважины с цепным приводом: (РД 153–39.1-254-02 пункт 3.4)

-только арматура, выпускаемая Лениногорским заводом АУ-140-50.

-любая устьевая арматура, выпускаемая разными заводами-изготовителями, которая выпускается серийно и применяется на скважинах с УШСН.

-специальная арматура, которая изготавливается на БМЗ.

7. В каком месте подвески полированного штока на цепном приводе устанавливается переносной динамограф:

(РД 153–39.1-254-02 пункт 5.3.1)

- На подвижной плите подвески.

- На подвеске.

-Между подвижной плитой и подвеской.

8. С какой целью в скважинах, оборудованных ОРЭ, устанавливается пакерующее устройство: (РЭ 153–197-04 пункт 1.3.1)

- для разобщения продуктивных эксплуатируемых объектов.

- для предотвращения попадания жидкости из пластов в межтрубное пространство.

- для закрепления насоса в эксплуатационной колонне.

9. Запорные, отсекающие и предохранительные устройства, устанавливаемые на нагнетательном и всасывающем трубопроводах насоса, должны находиться: (п.1.5.17)

- На максимально приближенном расстоянии к насосу (компрессору).

- На максимально удаленном расстоянии от насоса (компрессора).

- На максимально приближенном расстоянии к пульту управления.

- На максимально удаленном расстоянии от пульта управления.

- В любом месте по желанию заказчика.

10. Манометр для измерения рабочего давления должен выбираться со шкалой: (п.3.5.1.19)

- Чтобы предел измерения находился в одной трети шкалы.

- Чтобы предел измерения находился во второй трети шкалы.

- Чтобы предел измерения находился в конце шкалы.

- Чтобы предел измерения не превышал двукратное рабочее давление.

- Чтобы предел измерения не превышал полуторакратное рабочее давление.

Тема 13. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Геолого-физическая характеристика месторождений нефти и газа

Коллекторы нефти и газа, их характеристика

Пластовые жидкости и газы, их состав и физико-химические свойства

Запасы нефти и газа в залежах, коэффициенты их извлечения

Расчет геологических и балансовых запасов

Расчет извлекаемых запасов нефти. Коэффициент извлечения

Разработка нефтяных месторождений

Режимы разработки залежей нефти

Системы разработки залежей нефти

Схематизация форм залежи при гидродинамических расчетах показателей разработки

Размещение скважин по площади нефтяного месторождения (залежи)

Приток жидкости и газа к скважинам

Проектирование разработки залежей нефти

Параметры системы разработки.

Влияние плотности сетки скважин на основные показатели разработки

Технологические показатели разработки залежей нефти
Стадии разработки залежей нефти
Понятие о рациональной системе разработки залежей нефти
Характеристики вытеснения нефти, их сущность и практическое значение
Контроль за текущей разработкой нефтяных месторождений
Регулирование разработки залежей нефти
Особенности разработки залежей нефти на завершающих стадиях
Основные проектные документы по разработке нефтяных месторождений
Последовательность проектирования разработки нефтяного месторождения
Общая характеристика проектных документов
Опытно-промышленная эксплуатация нефтяных месторождений
Проект пробной эксплуатации
Технологическая схема разработки нефтяного месторождения
Основное содержание проекта разработки нефтяного месторождения
Уточненные проекты разработки нефтяного месторождения
Основные задачи и содержание авторского надзора за разработкой нефтяных месторождений
Охрана недр при разработке нефтяных и газовых месторождений
Методы увеличения нефтеотдачи пластов
Основные группы
Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. Закачка водных растворов поверхностно-активных веществ. Закачка водных растворов полимеров. Применение щелочных агентов. Заводнение с применением кислот
Смешивающееся вытеснение. Закачка углекислоты и углеводородного газа.
Мицеллярное заводнение
Тепловые методы
Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов. Циклическое заводнение. Изменение направлений фильтрационных потоков (ИНФП). Создание высоких давлений нагнетания. Форсированный отбор жидкости. Гидравлический разрыв пласта
Эксплуатация нефтяных скважин
Освоение нефтяных скважин. Основные положения
Выбор способа эксплуатации нефтедобывающих скважин
Эксплуатация фонтанных скважин
Газлифтная эксплуатация скважин
Эксплуатация скважин штанговыми насосными установками
Эксплуатация скважин погружными установками электроцентробежных насосов
Эксплуатация скважин винтовыми, гидропоршневыми, диафрагменными и струйными насосами
Гидродинамические, потокометрические и термометрические исследования скважин
Подземный ремонт скважин
Разработка газовых месторождений
Расчет запасов газа в залежи объемным методом
Расчет запасов газа в залежи по методу снижения пластового давления при газовом режиме
Режимы газоносных пластов. Газовый и водонапорный режимы
Газоотдача пластов при разработке газовых месторождений
Стадии (периоды) разработки газовых месторождений
Показатели разработки газовых и газоконденсатных месторождений
Осложнения при эксплуатации газовых скважин
Сбор и подготовка нефти и газа на промыслах
Сбор нефти и попутного нефтяного газа на промыслах
Характеристика элементов системы сбора скважинной продукции
Промысловая подготовка нефти

Технологический процесс добычи нефти и нефтяного газа
Требования к нефти как товарной продукции
Системы сбора газа на газовых промыслах
Подготовка газа на газовых промыслах
Экономические показатели разработки залежей нефти

Контроль – зачет в форме ответов на вопросы

Примерные вопросы:

1. Коллекторы нефти и газа, их характеристика.
2. Пластовые жидкости и газы их состав и физико-химические свойства.
3. Расчет геологических и балансовых запасов.
4. Коэффициент извлечения нефти.
4. Расчет извлекаемых запасов нефти.
5. Режимы разработки залежей нефти.
6. Системы разработки залежей нефти.
7. Схематизация условий разработки и форм залежи при гидродинамических расчетах показателей разработки.
8. Размещение скважин по площади нефтяного месторождения (залежи).
9. Приток жидкости и газа к скважине.
10. Проектирование разработки залежей нефти.
11. Параметры системы разработки.
12. Влияние плотности сетки скважин на основные показатели разработки залежей нефти.
13. Технологические показатели разработки залежей нефти.
14. Стадии разработки залежей нефти.
15. Понятие о рациональной системе разработки залежей нефти.
16. Характеристики вытеснения нефти, их сущность и практическое значение.
17. Контроль за текущей разработкой нефтяных месторождений.
18. Регулирование разработки залежей нефти.
19. Особенности разработки залежей нефти на завершающих стадиях.
20. Последовательность проектирования разработки нефтяного месторождения.
21. Общая характеристика проектных документов.
22. Опытно-промышленная эксплуатация нефтяных месторождений.
23. Проект пробной эксплуатации.
24. Технологическая схема разработки нефтяного месторождения.
25. Основное содержание проекта разработки нефтяного месторождения.
26. Уточненные проекты разработки нефтяного месторождения.
27. Основные задачи и содержание авторского надзора за разработкой нефтяных месторождений.
28. Охрана недр при разработке нефтяных и газовых месторождений.
29. Основные группы методов повышения нефтеотдачи.
30. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи.
31. Закачка водных растворов поверхностно-активных веществ.
32. Закачка водных растворов полимеров.
33. Применение щелочных агентов.
34. Заводнение с серной кислотой.
35. Вытеснение смешивающимися агентами.
36. Закачка углекислоты и углеводородного газа.
37. Мицеллярное заводнение.
38. Тепловые методы.
39. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов. 40. Циклическое заводнение.
41. Изменение направлений фильтрационных потоков.
42. Создание высоких давлений нагнетания.
43. Форсированный отбор жидкости.
44. Существующие технологии гидравлического разрыва пласта.
45. Техника и технология гидравлического разрыва пласта.
46. Освоение нефтяных скважин. Основные положения.
47. Выбор способа эксплуатации нефтедобывающих скважин.
48. Эксплуатация фонтанных скважин.

49. Газлифтная эксплуатация скважин.
50. Наземное оборудование при эксплуатации скважин штанговыми насосными установками.
51. Подземное оборудование при эксплуатации скважин штанговыми насосными установками.
52. Оборудование при эксплуатации скважин погружными установками электроцентробежных насосов.
53. Гидравлическая характеристика насосов ЭЦН.
54. Эксплуатация скважин винтовыми насосами.
55. Эксплуатация скважин гидропоршневыми, диафрагменными и струйными насосами.
56. Гидродинамические исследования скважин.
57. Потокометрические исследования скважин.
58. Термометрические исследования скважин.
59. Подземный ремонт скважин.
60. Расчет запасов газа в залежи объемным методом.
61. Расчет запасов газа в залежи по методу снижения пластового давления при газовом режиме.
62. Режимы газоносных пластов. Газовый и водонапорный режимы.
63. Газоотдача пластов при разработке газовых месторождений.
64. Стадии (периоды) разработки газовых месторождений.
65. Показатели разработки газовых и газоконденсатных месторождений.
66. Сбор нефти и попутного нефтяного газа на промыслах.
67. Характеристика элементов системы сбора скважинной продукции.
68. Промысловая подготовка нефти и попутного нефтяного газа.
69. Технологический процесс добычи нефти и нефтяного газа.
70. Характеристика и основные элементы установки промысловой подготовки нефти.
71. Требования к нефти как товарной продукции.
72. Системы сбора газа на газовых промыслах.
73. Подготовка газа на газовых промыслах.
74. Экономические показатели разработки залежей нефти.

Тема 14. Техника и технология капитального и текущего ремонта скважин

Состав и основные физико-химические свойства нефти и природного газа. Отклонения природных газов от законов идеальных газов. Фазовые переходы. Гидраты углеводородов.

Коллекторские свойства горных пород. Пористость, проницаемость, гранулометрический состав, удельная поверхность, насыщенность.

Проницаемость горных пород. Закон Дарси.

Основные свойства пластовой нефти и воды и природного газа. Влияние условий залегания, пластового давления и температуры на основные характеристики углеводородов.

Основные понятия и определения разработки нефтяных месторождений. Закономерности притока нефти и газа к забоям добывающих скважин. Конструкции забоев. Учет несовершенства. Закон Дюпюи.

Основные технологические показатели разработки месторождений. Системы разработки. Плотность сетки скважин. Удельные запасы. Системы расстановки скважин. Периоды разработки.

Режимы пластов. Основные виды заводнения. Тепловые методы увеличения нефтеотдачи пластов (МУН). Физико-химические МУН. Газовые методы МУН. Микробиологические МУН. Классификация. Технологии и принципы воздействия.

Структура потока газожидкостной смеси (ГЖС) в вертикальных трубах.

Скважина. Конструкция забоя скважины. Гидродинамическое несовершенство скважины

Фонтанный способ эксплуатации скважин. Исследование скважин. Уравнение притока. Коэффициенты продуктивности нефтяных и газовых скважин. Регулирование работы. Расчет фонтанного подъемника.

Газлифтный способ эксплуатации. Принцип, преимущества и недостатки, конструкции газлифтных подъемников. Исследование скважин.

Гидропоршневые насосы. Схема и принцип действия, преимущества и недостатки, область применения.

Эксплуатация скважин установками скважинных штанговых насосов (УСШН). Схема и принцип действия, преимущества и недостатки, область применения. Коэффициент наполнения. Исследование скважин.

Схема и принцип действия установок погружных электроцентробежных насосов (УПЭЦН). Схема и принцип действия. Преимущества и недостатки.

Схема и принцип действия установок погружных винтовых насосов (УПВН). Схема и принцип действия. Преимущества и недостатки.

Схема и принцип действия установок диафрагменных и струйных насосов. Схема и принцип действия. Преимущества и недостатки.

Техника и технологии, используемые при капитальном и текущем ремонтах скважин.

Принципиальная схема промыслового сбора и подготовки нефти. Способы подготовки нефти.

Принципиальная схема промыслового сбора и подготовки газа. Способы подготовки газа.

Оборудование и технологии, применяемые для добычи нефти на морском шельфе.

Классификация машин и оборудования для добычи нефти, воды и газа. Особенности эксплуатации оборудования для добычи нефти, газа и воды, требования, предъявляемые к оборудованию при его создании. Классификация основных видов машин, оборудования, инструмента для добычи нефти, воды и газа. Назначение скважин: нефтяные, газовые, нагнетательные, технологические. Условия их эксплуатации. Конструкция скважин. Оборудование устьевой зоны скважины - колонные головки нефтяных, газовых и нагнетательных скважин; схемы, конструкции.

Оборудование для эксплуатации скважин фонтанным способом. Схемы оборудования нефтяных и газовых скважин. Фонтанная арматура.

Оборудование для эксплуатации скважин газлифтным способом. Принципиальные схемы оборудования скважин.

Оборудование скважин для эксплуатации штанговыми скважинными насосами. Условия эксплуатации и область использования штанговых скважинных насосов.

Оборудование для эксплуатации скважин бесштанговыми насосами. Бесштанговые насосные установки. Классификация. Область применения. Установки погружных центробежных скважинных электронасосов (УЭЦН).

Установки винтовых и диафрагменных насосов. Классификация. Область применения. Установки погружных электроприводных винтовых (УПВН). Установки диафрагменных электроприводных насосов (УЭДН). Назначение, принципиальные схемы, конструкции.

Классификация оборудования для подземного ремонта скважин. Лебедки, подъемники и агрегаты для подземного ремонта и освоения скважин.

Оборудование для увеличения проницаемости пласта. Назначение. Классификация. Комплекс оборудования для поддержания пластового давления. Оборудование для термического и термохимического воздействия на пласт.

Оборудование для сбора и транспорта нефти, газа, воды. Система сбора и транспорта нефти, газа, воды. Назначение, условия эксплуатации. Функциональные схемы. Оборудование для сепарации, предварительного сбора, деэмульсации, нагрева нефти, газа и воды и удаления механических примесей. Назначение и условия эксплуатации

Оборудование для эксплуатации морских нефтяных и газовых месторождений.

Контроль – зачет в форме ответов на вопросы

Примерные вопросы:

1. История развития нефтяной отрасли в России дореволюционного периода
2. История развития нефтяной отрасли в России до Великой Отечественной Войны
3. История развития нефтяной отрасли в России во время Великой Отечественной Войны
4. История развития нефтяной отрасли в России до распада СССР
5. История развития нефтяной отрасли в России в современный период
6. История зарождения газовой промышленности
7. Период становления газовой промышленности

- 8.Период до распада СССР
- 9.Современный период развития газовой промышленности
- 10.Исследование скважин перед ремонтом.
- 11.Геофизические исследования
- 12.Гидродинамические исследования
- 13.Контроль технического состояния скважин
- 14.Глушение скважин
- 15.Выбор жидкости глушения скважин и ее параметров
- 16.Технология глушения скважин
- 17.Назначение и виды капитального ремонта
- 18.Признаки газонефтеводопроявлений
- 19.Причины возникновения ГНВП
- 20.Мероприятия по предупреждению ГНВП при освоении, капитальном и текущем ремонте скважин
- 21.Методы ликвидации проявлений
- 22.Универсальный герметизатор устья УГУ-2
- 23.Превентор плащечный малогабаритный ППМ-125x25
- 24.Талевая система, основные узлы, принцип работы
- 25.Кронблоки
- 26.Талевые блоки
- 27.Крюки подъемные
- 28.Канаты, оснастка талевой системы
- 29.Правила отбраковки канатов
- 30.Монтаж подъемного агрегата
- 31.Демонтаж подъемного агрегата
- 32.Элеваторы и спайдеры
- 33.Элеватор ЭТАД
- 34.Спайдер
- 35.Ключи для ремонта скважин
- 36.Автомат АПР-2 ВБ
- 37.Автомат АПР-ГП
- 38.Универсальный механический ключ КМУ-50
- 39.Подъемники применяемые при капитальном ремонте скважин. Агрегат А-50 М
- 40.Подъемная установка УПА-60, УПТ1-50
- 41.Установка АК-60, Кремко, Кардвел, Купер 24 25
- 42.Агрегат А60/80, Агрегаты для работы с колонной гибких труб 43.Гидравлический индикатор веса
- 44.Насосная установка УН1-630x700А (4АН-700)
- 45.Насосная установка УНБ-400x40, насосная установка ЦА-320 М 46.Порядок передачи скважины для ремонта и из ремонта
- 47.Обследование скважины перед капитальным ремонтом
- 48.Универсальная печать ПУ-2. Определение посторонних предметов 49.Подготовка инструмента и оборудования перед СПО
- 50.Подъем и укладка труб
- 51.Спуск труб
- 52.Закрепление-раскрепление труб. Долив скважины
- 53.ремонтно-изоляционные работы
- 54.Исправление негерметичности цементного кольца
- 55.Наращивание цементного кольца за обсадной колонной
- 56.Тампонажные материалы
- 57.Внутренние освобождающиеся трубуловки. Трубуловки неосвобождающиеся внутренние.
58. Наружные освобождающиеся трубуловки
- 59.Метчики-МЭУ, МЭС, МБУ, МСЗ. Наружные освобождающиеся плащечные ловители для бурильных труб.
60. Колокола. Скважинные фрезеры ФП.
- 61.СПО при проведении ловильных работ. Технология проведения ловильных работ
62. Ликвидация аварий.
- 63.Тампонирувание. Тампонирувание негерметичных резьбовых соединений обсадных колонн.
- 64.Изоляция сквозных дефектов обсадных колонн. Установка стальных пластырей.
- 65.Перекрытие дефекта обсадной колонны трубами меньшего диаметра. Реконструкция скважины.

66. Условия забуривания новых стволов в обсаженной скважине. Выбор скважин для бурения из них боковых стволов с горизонтальным участком.
67. Подготовительные работы к бурению боковых стволов. Зарезка бокового ствола.
68. Кислотная обработка скважин. Приготовление раствора кислот. Закачка растворов кислот в пласт.
69. Гидравлический разрыв пласта. Определение мест образования трещин. Техника для ГРП.
70. Регламент на освоение скважин методом компрессирования
71. Текущий ремонт скважин, причины ремонта.
72. Характеристика подъемников. Монтаж и демонтаж подъемного агрегата АПРС-40.
73. Одноштропные элеваторы ЭТА. Элеваторы типа ЭХЛ. Ключ КПП
74. Грубозажимное устройство. Установка устройства, предотвращающего вращение подвески НКТ. захват клиновой ЗК.
75. Устройство крюка штангового КШ-15. Элеваторы штанговые ЭПШ-20.
76. Ключ штанговый КШ-22, кш 19-22, КШК-1
77. Технические характеристики ключа КПП, ЗК, ЗК-56, ЭТА-50
78. Текущий ремонт газлифтных скважин.
79. Технология ремонта скважин, оборудованных УШГН. Подъем и демонтаж УШГН.
80. Монтаж и спуск УШГН.
81. Подгонка хода плунжера.
82. Удаление песчаных пробок.
83. Депарафинизация скважин. Методы предотвращения и борьбы с отложениями АСПО
84. Депарафинизация НКТ с помощью стационарной установки депарафинизации труб скребками
85. Охрана труда при проведении ремонтных работ около скважины. Требования безопасности при монтаже подъемников.
86. Требования безопасности при подготовке скважины к капитальному ремонту. Требования безопасности к инструменту применяемому при ремонте скважин.
87. Требования безопасности при производстве СПО. Освещенность рабочих мест, требования предъявляемые к освещенности.
88. Требования безопасности при установке мачт рядом с ЛЭП. Охранные зоны ЛЭП.
89. Требования безопасности при поручочно - разгрузочных работах передвижными кранами.
90. Требования безопасности при эксплуатации электрооборудования установок по ремонту скважин.
91. Санитарно- бытовые помещения в бригаде ПРС, КРС
92. Противопожарные мероприятия при ремонте скважин. Первичные средства пожаротушения на скважине, приведение в действие огнетушителей.

Тема 15. Охрана труда и промышленная безопасность в нефтяной и газовой промышленности

Основные понятия и определения в области охраны труда.

Раздел Охрана труда ТК РФ. Нормативно-техническая документация. Профессиональный отбор рабочих. Основные положения законодательства по охране труда.

Охрана труда на объектах нефтегазового комплекса.

Отрасли нефтегазового комплекса. Нефтяная промышленность. Газовая промышленность. Нефтеперерабатывающая промышленность. Нефтехимическая промышленность.

Нормативно-правовая основа охраны труда в организациях нефтегазового комплекса.

Перечень работ в нефтегазовой отрасли. Условия труда на нефте-и газоперерабатывающих заводах.

Правила и инструкции по охране труда. Нормативно правовой акт (НПА), регулирующие отношения по организации охраны труда. НПА об охране труда отдельных категорий работников. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 N 162. Основные типы работников. Трудовые обязанности работника. Права и трудовые обязанности по охране труда. Должностные лица и их обязанности. Ответственность должностных лиц.

Охрана труда в нефтяной газовой промышленности. СИЗ для работников объектов нефтегазового комплекса. Производственный травматизм и его анализ.

Охрана труда в газовой промышленности. СИЗ для работников объектов нефтегазового комплекса. Анализ условия труда. Гигиена труда и производственная санитария. Классификация ПДК. Производственный травматизм. Профессиональное заболевание.

Расследование и учет несчастных случаев. Анализ травматизма в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности.

Охрана труда на АЗС, АГНКС

Требования промышленной безопасности и охрана труда на АЗС, АГНКС. Правила по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов. Общие требования охраны труда и пожарной безопасности на АЗС и АГНКС. Охрана труда и промышленная безопасность при эксплуатации резервуарного парка. Охрана труда при сборе проб нефтепродуктов.

Безопасность труда при эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений

Освоение скважин. Эксплуатация скважин. Воздействие на пласт. Текущий и капитальный ремонт скважин. Сбор и подготовка нефти, газа и конденсата. Характеристика условий труда. Требования безопасной эксплуатации систем сбора и подготовки нефти, газа и газоконденсата. Технические средства, обеспечивающие безопасность.

Безопасность труда при добыче, сборе и подготовке нефти и газа, содержащих сероводород. Безопасность при ремонтах и очистных работах.

Система плано-предупредительных работ. ПЛА. Подготовка и организация ремонтных работ. Организация и проведение газоопасных работ. Очистные работы.

Обеспечение безопасности труда при трубопроводном транспорте жидкостей.

Характеристика производственных процессов и общие требования по безопасности. Требования безопасности при эксплуатации насосных станций. Требования безопасности при эксплуатации нефтепроводов и конденсатопроводов. Предупреждение и ликвидация нефтегазопроявлений, открытых фонтанов и других аварий. Причины возникновения аварий. Меры предотвращения открытых фонтанов и нефтегазопроявлений.

Контроль – зачет в форме ответов на вопросы

Примерные вопросы:

1. Цели и задачи дисциплины Охрана труда. Основные термины и определения.
2. Нормативно-техническая документация.
3. Профессиональный отбор рабочих. Основные критерии.
4. Основные положения законодательства по охране труда.
5. Отрасли нефтегазового комплекса. Нефтяная промышленность. Газовая промышленность. Нефтеперерабатывающая промышленность. Нефтехимическая промышленность.
6. Правила и инструкции по охране труда.
7. Нормативно правовой акт (НПА), регулирующие отношения по организации охраны труда.
8. НПА об охране труда отдельных категорий работников.
9. Трудовые обязанности работника.
10. Права и трудовые обязанности по охране труда.
11. Должностные лица и их обязанности. Ответственность должностных лиц.
12. Охрана труда в газовой промышленности. Анализ условия труда.
13. СИЗ для работников объектов нефтегазового комплекса.
14. Гигиена труда и производственная санитария.
15. Классификация ПДК.
16. Производственный травматизм.
17. Профессиональное заболевание.
18. Расследование и учет несчастных случаев на производстве.
19. Анализ травматизма в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности.
20. Охрана труда на АЗС, АГНКС.
21. Правила по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов.
22. Общие требования охраны труда и пожарной безопасности на АЗС и АГНКС.
23. Охрана труда и промышленная безопасность при эксплуатации резервуарного парка.
24. Охрана труда при сборе проб нефтепродуктов.
25. Охрана труда и промышленная безопасность при освоении скважин.
26. Охрана труда и промышленная безопасность при эксплуатации скважин.
27. Охрана труда и промышленная безопасность при воздействии на пласт.
28. Охрана труда и промышленная безопасность при текущем и капитальном ремонте скважин.

29. Охрана труда и промышленная безопасность при сборе и подготовке нефти, газа и конденсата.
30. Требования безопасной эксплуатации систем сбора и подготовки нефти, газа и газоконденсата.
31. Технические средства, обеспечивающие безопасность.
32. Система планово-предупредительных работ. Подготовка и организация ремонтных работ.
33. Организация и проведение газоопасных работ. Очистные работы.
34. ПЛА.
35. Характеристика производственных процессов и общие требования по безопасности.
36. Требования безопасности и охрана труда при эксплуатации насосных станций.
37. Требования безопасности и охрана труда при эксплуатации нефтепроводов и конденсатопроводов.
38. Предупреждение и ликвидация нефтегазопроявлений, открытых фонтанов и других аварий.
39. Причины возникновения аварий в нефтегазовой отрасли.
40. Меры предотвращения открытых фонтанов и нефтегазопроявлений.

Задания для практических занятий

Практическая работа № 1 «Геология нефти и газа»

Изучение физико-химических свойств нефти.

Нефть - сложная смесь, главным образом, углеводородов с примесью высокомолекулярных органических кислородных, сернистых, и азотных соединений, представляющая собой бурую или черную маслянистую жидкость с резким запахом.

Исследование свойств нефти необходимо при решении многих геологических задач:

- 1) оценке перспектив нефтегазоносности;
- 2) выявлении закономерностей формирования залежей;
- 3) изучении геохимической зональности в разрезе осадочного чехла.

Измерение физических параметров нефти позволяет определять их товарные качества.

Некоторые параметры (плотность, вязкость и др.) используются при расчёте и проектировании разработки месторождений, нефтепроводов и т.д. Методы исследования состава нефти можно разделить на две группы:

Первая группа методов исследования состава нефти.

Она основана на определении параметров, характеризующих систему природного резервуара в целом, без разделения на составные части. К таким параметрам относятся плотность, вязкость, молекулярная масса, оптические характеристики, температура застывания.

ПЛОТНОСТЬ - это отношение массы вещества к занимаемому объёму. Единица измерения в системе СИ - кг/м³. На практике обычно применяется измерение г/см³. В России плотность нефти измеряется при 20°C, а затем рассчитывается отношение её плотности к плотности воды при 4°C. Плотность нефти зависит от плотности соединений, образующих её, и от величины их концентраций, поэтому плотность нефти даёт приближённое представление о её составе. Плотность нефти зависит от соотношения количеств легкокипящих и тяжелых фракций. В легких нефти преобладают легкокипящие (бензин, керосин), а в тяжёлых - тяжёлые компоненты (масла и смолы).

ВЯЗКОСТЬ - это способность жидкости оказывать сопротивление при перемещении её частиц друг относительно друга под влиянием действующих сил. Как правило, **ВЯЗКОСТЬ** нефти в пластовых условиях меньше **ВЯЗКОСТИ** нефти в поверхностных условиях, что связано с присутствием в пластовой нефти некоторого количества растворённого газа. **ВЯЗКОСТЬ** также зависит от количества содержащихся в нефти парафинов, смол и асфальтенов.

Единицей измерения **ДИНАМИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ** является Пуаз или Па*с (в системе СИ). **ВЯЗКОСТЬ** очень сильно зависит от **ТЕМПЕРАТУРЫ**: с повышением температуры вязкость снижается.

ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНАЯ зависимость - важная индивидуальная характеристика каждой нефти. Величина, обратная вязкости, называется **ТЕКУЧЕСТЬЮ**.

ТЕМПЕРАТУРА ЗАСТЫВАНИЯ НЕФТИ - важная практическая характеристика, обусловленная выпадением парафинов. Чем больше в ней твёрдых парафинов, тем выше температура её застывания. Смолистые вещества оказывают противоположные действия - с повышением их, температура застывания понижается. Это **ТЕМПЕРАТУРА**, при которой охлаждаемая в пробирке нефть не изменяет уровня при наклоне пробирки на 45°.

Вторая группа методов исследования состава нефти.

Она основана на разделении нефти на составные части (фракции, компоненты, группы УВ).

ФРАКЦИОННЫЙ СОСТАВ НЕФТИ - характеризует выход фракций с различной температурой начала кипения и имеющих собственные названия: до 60°C (90°C) - петролейный эфир; - 200°C - бензин; - 315°C - керосин; - 400°C - газойль; - 500°C - смазочные масла; >500°C - неперегоняемый остаток - гудрон. Светлые фракции - бензин, керосин - получают на первой стадии перегонки (при атмосферном давлении), остальную часть - тёмные фракции (газойль, смазочные масла, гудрон) или мазут получают (фракционируют) в условиях вакуума, т.е. без доступа воздуха.

КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ нефти характеризуется содержанием следующих компонентов, выделяемых из нефти по агрегатному состоянию и в процессе хроматографического разделения.

- 1) газ+бензин;
- 2) УВ-ные масла (дополнительно в составе масел - твёрдые парафины);
- 3) смолы;
- 4) асфальтены.

ГАЗЫ.

БЕНЗИНОВЫЕ фракции являются хорошим растворителем и обеспечивают устойчивое состояние в нефти всех её компонентов.

МАСЛА являются важнейшим компонентом каждой нефти и составляют от 25 до 75 % её массы.

МАСЛА компонентного состава - это УВ широкой хроматографической фракции, в которую входят УВ масляных дистиллятов и неперегоняемого остатка нефти.

Из масел вымораживают твёрдые УВ - **ПАРАФИНЫ**. Содержание парафинов в нефтях колеблется от 0 до более 20% .

СМОЛЫ и **АСФАЛЬТЕНЫ**.

СМОЛЫ являются вторым после масел неизменным компонентом каждой нефти. Содержание их в различных нефтях меняется незначительно - от 1 до 30%, но полного отсутствия смолистых веществ в нефти не бывает. Смолы могут иметь различную окраску: от светлой до тёмной. Это либо густые вязкие, либо твёрдые аморфные вещества. В количественном отношении **СМОЛЫ** практически всегда преобладают над **АСФАЛЬТЕНАМИ**, хотя соотношение между ними подвержено значительным колебаниям.

АСФАЛЬТЕНЫ в отличие от **СМОЛ**, в лёгких нефтях часто отсутствуют. Содержание их в различных нефтях изменяется от 0 до 20%.

Нефть, лишённая **АСФАЛЬТЕНОВ** называется **МАЛЬТЕНОВОЙ**. **АСФАЛЬТЕНЫ** - это твёрдые аморфные вещества от темно- коричневого до чёрного цвета. В отличие от **СМОЛ** они характеризуются большей молекулярной массой. Их содержание от 1 до 10% и 15-20% в тяжёлых нефтях.

СМОЛИСТО-АСФАЛЬТЕНОВЫЕ компоненты в своём составе содержат **ГЕТЕРОЭЛЕМЕНТЫ** (СЕРУ, АЗОТ, КИСЛОРОД), в них также сосредоточена основная часть **МЕТАЛЛОВ**, содержащихся в нефтях (**ВАНАДИЙ**, **НИКЕЛЬ**, **ЖЕЛЕЗО**, **МЕДЬ**, **ТИТАН**, **ХРОМ** и др.)

ЭЛЕМЕНТНЫЙ состав характеризуется содержанием элементов, образующих молекулы углеводородов и гетеросоединений и наличием наличием пяти биогенных элементов - углерод С (от 83 - 87 %) , водород Н (от 11 - 14 %) , сера S , азот N и кислород О (в сумме от 1 - 3 %).

В зависимости от определенной цели классификационные схемы делятся на несколько групп:

- технологические (по которой определяется товарный индекс нефти); основаны на таких показателях, как содержание фракций, парафина, масел и др.
- химические (по компонентному составу и плотности);
- геохимические (по элементному и углеводородному составу), учитывает геологический возраст, глубину залегания отложений.

Классификации нефтей по физико - химическим свойствам:

- 1) по плотности;
- 2) по вязкости;
- 3) по содержанию смол;
- 4) по содержанию асфальтенов;
- 5) по содержанию парафинов;
- 6) по содержанию серы.

По плотности (г/см³):

По вязкости (сСт) кин. менее 0,800 г/см³ - очень лёгкие нефти 0,800 - 0,840 - лёгкие нефти 0,840 - 0,880 - средние нефти 0,880 - 0,920 - тяжелые более 0,920 г/см³ - очень тяжёлые нефти <5 - маловязкие 5 - 30 - средневязкие > 30 - высоковязкие

По содержанию смол (%):

По содержанию Асфальтенов (%): <5 - малосмолистые 5- 15 - среднесмолистые >15 - высокосмолистые < 1 - малоасфальтенистые 1 - 5 - среднеасфальтенистые > 5 - высокоасфальтенистые

По содержанию Парафинов (%): по содержанию серы (%) : <1,5 - малопарафинистые 1,5- 6 - среднепарафиновые >6 - высокопарафиновые < 0,5 - малосернистые 0,5 - 2 - сернистые > 2 -высокосернистые

Например: нефть плотностью 0,830 г/см³, вязкостью 6 сСт, при содержании смол - 2% , асфальтенов - 2%, парафинов - 1%, серы - 1% имеет такую характеристику: нефть легкая, средневязкая, малосмолистая, среднеасфальтенистая, малопарафинистая, сернистая.

Технологическая классификация основана на общих показателях состава нефти, которые определяют способы её переработки.

Согласно ГОСТу 912 - 66 нефти группируются по серности, парафинистости, вязкости, по выходу фракций и масел:

Классы по содержанию серы (в %, %): I - малосернистые, менее 0,5- среднесернистые, 0,51 - 2,0 III - высокосернистые, более 2,0

Типы по выходу светлых фракций, перегоняющихся до 350 о С, (в %): T1 - не менее 45 T2 - 30 - 44,9 T3 - менее 30

Группы по содержанию масел (в %, %) : M1 - не менее 25 % в расчете на нефть; M2 - 15 - 25 % в расчете на нефть и не менее 45 % в расчете на мазут; M3 - 15 - 25 % в расчете на нефть и 30 - 45 % в расчете на мазут; M4 - менее 15 % в расчете на нефть.

Подгруппы по качеству масел, оцениваемому индексом вязкости (Ип - условный показатель, представляющий собой сравнительную характеристику испытуемого масла и эталонных масел):

И1 - индекс вязкости выше 85,

И2 - индекс вязкости 40 - 85 Виды по содержанию парафина (в %, %):

П1 - малопарафиновые, менее 1,5

П2 - парафиновые 1,5 - 6,0

П3 - высокопарафиновые, более 6,0

Таким образом, с помощью букв и цифр определяется индекс нефти - сочетание класса, типа, группы, подгруппы, вида:

например, IT2M2II2P3 означает, что нефть малосернистая, содержит от 30 до 45 % светлых фракций, от 15 до 25 % масел, индекс вязкости от 40 - 85 и более 6,0 % твердых парафинов.

Примером химических классификаций служит классификация М.А. Бестужева (таблица 1), которая предусматривает выделение классов нефтей по преобладанию в них той или иной группы углеводородов.

В схеме М.А. Бестужева выделены четыре группы нефтей по величине плотности и для каждой группы градации по содержанию серы и асфальтенов.

Отметим, что приведенные градации величин плотности, содержания серы и асфальтенов близки и вместе с тем отличаются от аналогичных величин в схемах других авторов.

Таблица 1 - Таксоны нефтей по М.А. Бестужеву

Группы нефтей по плотности	Сера	% Асфальтены, %
Лёгкие (<0,830)	малосернистые (<0,4)	без асфальтенов (<0,5)
	сернистые (0,4 - 1,5)	без асфальтенов (<0,6) асфальтеновые (>0,6)
Средние (0,831-0,860)	малосернистые (0,6)	без асфальтенов (<0,6) асфальтеновые (>0,6)
	сернистые (0,6 - 2,8)	без асфальтенов (<0,7) асфальтеновые (>0,7)
Тяжелые (0,861-0,920)	малосернистые (<0,8)	без асфальтенов (<0,7) асфальтеновые (>0,7)
	сернистые (0,8 - 4,0)	без асфальтенов (<0,7) асфальтеновые (>0,7)
Очень тяжелые (>0,920)	малосернистые (<1,0)	без асфальтенов (<0,8) асфальтеновые (>0,8)
	сернистые (1,0 - 4,5)	без асфальтенов (<0,8) асфальтеновые (>0,8)
	высокосернистые (4,5)	без асфальтенов (<2,0) асфальтеновые (>2,0)

Образец записи данных для нанесения на тригонограмму.

№	Вещество	Состав	Координаты, %		
			А	Б	В
1	Нефть средняя	элементный	85	14	1
2	Тяжелая нефть		85	11	4
3	Легкая нефть	Фракционный	бензины	керосины	мазут
			30	30	40
4	Тяжелая нефть		0	40	60
5	Нефть средняя	Компонентный	масла	смолы	асфальтены
			75	20	5
6	Газоконденсат		98	2	0
7	Метан	Углеводородный	алканы	цикланы	арены
			100	0	0
8	Бензин		35	20	45

ПРИМЕНЕНИЕ ТРИГОНОГРАММ

Данные о составе трехкомпонентных смесей принято группировать на треугольной диаграмме - тригонограмме.

График имеет форму равностороннего треугольника, каждая его сторона представляет собой шкалу концентраций одного компонента от 100% до 0. Положение любой точки на графике задано тремя координатами, сумма которых постоянна. А, Б, В - это условные наименования компонентов, фракций, элементов в составе анализируемых объектов.

Для применения на практике тригонограммы нужно представлять себе и научиться отличать линии одинаковых концентраций каждого компонента смеси, т.е. видеть линии одинаковых концентраций одного компонента.

Если в точке вершины А содержание компонента А равно 100%, то вдоль противоположной стороны треугольника расположены точки с нулевым его содержанием. Все линии равных концентраций компонента А (10% 20%, 30% и т.д.) будут параллельны линии нулевой концентрации или линии нулевых координат ВВ,

Аналогично проведены координатные линии второго и третьего компонентов.

Например, нахождение точки с координатами А=60%, Б=20% В=20%.

АВ- шкала компонента А. линии одинаковых значений А.

ВВ - шкала компонента С. линии одинаковых значений С.

ВА - шкала компонента В. линии одинаковых значений В.

$\%A + \%B + \%V = 100\%$

При решении обратной задачи - определить координаты точки, заданной на графике, следует избегать ошибок, связанных с неправильным выбором отрезка координатной линии. Для определяемых координат точки на диаграмме значением координаты компонента А будет величина а, но не б', значением координаты компонента Б будет б, но не вϕ, значением координаты третьего компонента В будет величина в, но не аϕ. Обратная задача удобна для самопроверки: сумма правильно найденных координат всегда составляет 100.

Отклонение от ста покажет, что вместо действительных значений а, б, в обычно взяты другие. А величины аϕ, бϕ, вϕ.

В практике геохимических исследований приходится иметь дело не только с единичными определениями, но и с группами анализов. Они изображаются на диаграмме в форме поля, ограниченного координатными линиями так, что все анализы этой группы попадают в данное поле.

Вопросы для контроля:

- 1) Что такое нефть?
- 2) Какие основные физико-химические свойства нефти вы знаете?
- 3) Охарактеризуйте различные фракции нефти.
- 4) Что такое масла, смолы, асфальтены, парафины?
- 5) Дайте характеристику нефти в соответствии с классификациями по физико-химическим свойствам, используя таксоны нефти по Бестужеву, указать индекс нефти согласно технологической классификации.

Составить таблицу индексных данных и нанести на тригонограмму результаты анализа нефти.

Практическая работа № 2 «Химия нефти и газа»

ПЕРВИЧНАЯ ПЕРЕГОНКА НЕФТИ

Нефть представляет собой сложную смесь органических веществ, главным образом углеводородов.

Перегонка нефти - процесс разделения ее на фракции по температурам кипения лежит в основе переработки нефти в моторное топливо, смазочные масла и другие ценные химические продукты. С перегонки нефти начинают также изучение ее химического состава.

Основные фракции и продукты, которые получают при прямой перегонке нефти:

1. Бензиновая фракция (от начала кипения до 180°C) - смесь легких (C₅-C₉) парафиновых, ароматических и нафтеновых углеводородов.

2. Керосиновая фракция (180-270°C) - содержит углеводороды C₁₀-C₁₅, используется в качестве компонента моторного топлива для реактивных и дизельных двигателей, для бытовых нужд (осветительный керосин).

3. Газойлевая фракция (270-350°C) содержит углеводороды C₁₆-C₂₀, может быть использована в качестве компонента дизельного топлива, а также в качестве сырья для крекинга.

4. Мазут - нефтяной остаток, кипящий выше 350°C. Разгонка мазута на фракции осуществляется в вакууме для предотвращения его термического разложения. При этом получают следующие масла: соляровое, трансформаторное, веретенное, машинное и др.

Порядок работы. В колбу Вюрца объемом 100 мл наливают 50 мл сырой нефти. Колбу закрывают пробкой с термометром и через отводную трубку соединяют с холодильником, к концу которого присоединяют алонж. Массу взятой нефти вычисляют по формуле:

$$m = V \rho,$$

где: V - объем нефти, ρ - плотность нефти

В качестве приемника используют 3 небольшие конические колбы, которые предварительно взвешивают. Колбу Вюрца осторожно нагревают на песчаной бане или на асбестовой сетке. Отмечают начало кипения (н.к.) первой фракции и отбирают продукт, выкипающий до 180°C. При достижении температуры отгоняющихся паров 135°C прекращают подачу воды в холодильник. При температуре отгоняющихся паров 180°C колбу-приемник меняют. Во второй приемник отбирают керосиновую фракцию с интервалом температуры кипения 180-270°C. Газойлеву фракцию (270-350°C) отбирают в третий приемник.

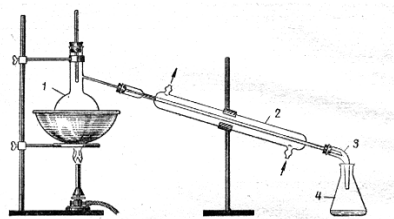


Рисунок 1 - Установка для перегонки нефти

1- перегонная колба (колба Вюрца); 2- холодильник; 3- алонж; 4- приемник.

Приемники с отобранными дистиллятами взвешивают и по разности определяют массу каждой фракции. Затем при помощи мензурок определяют объем каждой фракции и вычисляют их плотность (вычисленная плотность). Убеждаются, что плотность фракций растет с увеличением температуры их кипения.

После этого аналогичные фракции от всех опытов сливают в одну мензурку, и плотность всех фракций определяется с помощью ареометров (экспериментальная плотность). Полученные данные сравниваются с вычисленными. Результаты перегонки заносятся в таблицу 1 и составляется материальный баланс перегонки.

Таблица 1 - Материальный баланс фракционной перегонки нефти

Название продукта (фракции)	Пределы кипения, °C	Объем, см ³ , мл	Масса, г	Плотность		Выход в %	
				выч.	эксп	объём.	вес.
Взято: Нефть		50				100	100
Получено:							
1. Бензин	н.к.-180						
2. Керосин	180-270						
3. Газойль	270-350						
Остаток (мазут)	выше 350						
Всего получено						100	100

Практическая работа № 3 «Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика»

Задача 1

При испытании двигателей для определения мощности используется тормоз. При этом работа расходуется на преодоление сил трения и превращается в теплоту, 20 % которой рассеивается в пространстве, а 80 % отводится охлаждающей тормоз водой.

Какой часовой расход охлаждающей воды, подводимой к тормозу, обеспечит его охлаждение, если крутящий момент на валу равен $M_{кр}=2000$ Дж, частота оборотов вала двигателя составляет $n=1500$ об/мин, а допустимое повышение температуры воды – $\Delta t=35$ °С. Теплоемкость воды принять равной $c_{рм}=4,1868$ кДж/(кг·К). (Примечание к ответу: ответ округлите до десятых)

Ответ:

необходимый часовой расход охлаждающей воды 6171 кг/ч, или 6,17 т/ч.

Задача 2

В вертикальную нагнетательную скважину закачивают горячую воду. Глубина скважины – 1300 м; диаметр скважины – 16,8 см. Расход воды – 500 м³/сут; плотность воды – 1000 кг/м³; теплоемкость воды – 4200 Дж/(кг·К); температура воды на устье – 180 оС. Теплопроводность окружающих скважину пород – 2,33 Вт/(м·К); их температуропроводность – $8,55 \cdot 10^{-7}$ м²/с. Температура нейтрального слоя – 10 оС, геотермический градиент – 0,01 оС. Определите температуру на забое нагнетательной скважины спустя год после начала закачки в пласт горячей воды. Ответ выразите в градусах Цельсия.

Ответ: 156 С

Практическая работа № 4 «Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика»

Задача 1

Оценить плотность флюида, поступившего в скважину. Исходные данные: диаметр скважины в открытом стволе = 220 мм; бурильная колонна состоит из УБТ диаметром = 146 мм длиной = 191 м и бурильных труб диаметром = 127 мм; плотность бурового раствора в скважине = 1,49 кг/л; объем поступившего флюида = 4400 литров; давление на устье в кольцевом пространстве = 74 бар; а в трубах = 54 бар; глубина скважины в начале проявления = 3100 метров; глубина спуска промежуточной колонны = 2200 метров.

Ответ: Плотность пластового флюида отсюда равна: $1,49 - 1,07 = 0,42$ кг/л.

Задача 2

Определить кольцевые и продольные напряжения в трубопроводе согласно требованиям СП 36.13330.2012. Рабочее давление в трубопроводе принять равным 7,5 МПа, внутренний диаметр – 1,2 м, толщина стенки – 15 мм, транспортируемый продукт – нефть. Расчетный участок представляет собой линейный участок с промежуточными НПС без подключения емкостей, категория участка – II. Для строительства применяются сварные, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом и подвергнутые автоматическому контролю в объеме 100% сварных соединений неразрушающими методами, класс прочности К60. Принять модуль Юнга равным 206 ГПа, коэффициент Пуассона – 0,3; коэффициент линейного расширения – $0,000012$ град⁻¹; расчетный температурный перепад принять положительным и равным 20°С, минимальный радиус естественного изгиба определить согласно СП 86.13330.2014, напряжение, возникающее от упругого изгиба принять со знаком (+).

Ответ: кольцевые напряжения в стенке трубы составляют 300 МПа, продольные напряжения – 51,12 МПа.

Практическая работа № 5 «Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика»

На "идеальной" скважине N было проведено газогидродинамическое исследование, замеры проводились на устье. В результате были получены данные устьевого давления – 15,3 МПа, статического давления – 17,5 МПа, средняя температура в остановленной скважине – 290 К и в работающей – 295 К, коэффициенты фильтрационного сопротивления = $4,55 \cdot 10^{-3}$ МПа²·сут/тыс.м³ и $b = 5,768 \cdot 10^{-4}$ (МПа·сут/тыс.м³)², средние коэффициенты сверхсжимаемости в остановленной скважине – 0,81, в работающей – 0,85. Дополнительно имеем значения диаметра НКТ – 100,3 мм, глубину спуска НКТ – 1400 м, относительную плотность флюида – 0,6, коэффициент гидравлического сопротивления труб – 0,01745. Но в ходе обработки были потеряны значения дебита и пластового давления. Восстановите эти значения, исходя из имеющихся параметров.

Ответ:

утерянное значение пластового давления составляет 19,771 МПа, дебита – 396,64 тыс.м³/сут.

Практическая работа № 6 «Экология нефтегазовых объектов»

Задача № 1

На нефтеперерабатывающем заводе негерметичное соединение коммуникаций иногда приводит к утечке бензина или другого нефтепродукта. Так, при утечке одной капли в секунду бензина потери топлива составляют 1560 л в год. Сколько километров мог бы пройти автомобиль в месяц и в год на потерянном топливе, если его расход составляет 10 л на 100 км? Для решения задачи необходимо знать:

- умение составлять пропорцию.

Задача № 2

При работе двигателя внутреннего сгорания на холостом ходу в воздух выбрасывается 80 мг угарного газа ежеминутно. Определите концентрацию в г/л и моль/л угарного газа в гараже площадью 6 м² и высотой 2 м спустя 15 мин. С начала работы двигателя. Насколько возросло содержание угарного газа, если его ПДК в производственных помещениях равно 0,03 мг/л, а концентрация угарного газа в табачном дыме равна от 0,5 до 1 % по объему.

Для решения задачи необходимо знать:

- формулу для расчета объема помещения через высоту и площадь помещения;
- формулу для расчета молярной концентрации вещества
- умение рассчитывать молярную массу веществ.

Задача № 3

В районах нефтегазодобычи и нефтепереработки (особенно в период аварий) в атмосферном воздухе обнаруживаются концентрации сероводорода – 0,08 мг/м³ (ПДК-0,008), сернистого газа – 0,1 мг/м³ (ПДК-0,05), окиси углерода – 1,0 мг/м³ (ПДК-3,0), двуокиси азота – 0,02 мг/м³ (ПДК-0,04), ванадия – 0,001 мг/м³ (ПДК-0,002). Население регионов в период аварийных залповых выбросов жалуется на специфический запах “тухлых яиц”, головокружение, раздражение слизистых глаз. Классы опасности: H₂S – 2, SO₂ – 3, CO – 4, NO₂ – 2, V – 1.

Сформулируйте понятие суммарное ПДК, напишите формулу для его расчета. Сделайте расчет и вывод о суммарной концентрации загрязняющих веществ в приземном слое воздуха данного района.

Практическая работа № 7 «Правовое обеспечение нефтегазового бизнеса»

Задание 1

1. *Теоретический аспект.* Недра как объект горных правоотношений.
2. *Упражнение.* Схематично отразите порядок получения лицензии на пользование недрами (включая указание на сроки и перечень документов, необходимых для её получения). Сделайте вывод по схеме.

Задание 2

1. *Теоретический аспект.* Метод правового регулирования горных отношений.
2. *Упражнение.* Нарисуйте схему, отражающую систему горного права, включая его части и основные правовые институты. Сделайте вывод по схеме.

Задание 3

1. *Теоретический аспект.* Принципы горного права.
2. *Упражнение.* Отрадите на схеме систему законодательства о недрах, акцентируя внимание на федеральных правовых актах, регулирующих горные отношения. Сделайте вывод по схеме.

Задание 4

1. *Теоретический аспект.* Действие горного законодательства во времени, в пространстве, по кругу лиц.
2. *Упражнение.* Составьте таблицу «История развития горного права России», обозначив в ней периоды эволюции горного законодательства, характеризуя их и упоминая наиболее значимые нормативные акты каждого из них. Сформулируйте вывод по таблице.

Практическая работа № 8 «Правовое обеспечение нефтегазового бизнеса»

Задание 1

1. *Теоретический аспект.* Система горного права.
2. *Упражнение.* Отрадите схематично связь горного права с иными (в том числе и смежными) отраслями российского права. Сделайте вывод по схеме.

Задание 2

1. *Теоретический аспект.* Горное право как отрасль российского права.
2. *Упражнение.* Составьте схему «Система органов управления использованием и охраны недр». Сделайте вывод по схеме.

Задание 3

1. *Теоретический аспект.* Законодательство о недрах РФ.
2. *Упражнение.* Составьте таблицу «Полномочия органов государственной власти РФ в сфере недропользования». Сформулируйте вывод по таблице.

Практическая работа № 9 «Правовое обеспечение нефтегазового бизнеса»

Задание 1

1. *Теоретический аспект.* Федеральный закон РФ «О недрах»: сфера правового регулирования и общая характеристика.
2. *Упражнение.* Схематично отразите виды и содержание контроля в области использования и охраны недр. Сделайте вывод по схеме.

Задание 2

1. *Теоретический аспект.* Право государственной собственности на недра и полезные ископаемые: понятие, содержание, субъекты.
2. *Упражнение.* Составьте таблицу «Полномочия органов государственной власти субъектов РФ в сфере недропользования». Сформулируйте вывод по таблице.

Задание 3

1. *Теоретический аспект.* Лицензия на пользование недрами.
2. *Упражнение.* Отрадите в виде схемы систему платежей в сфере недропользования. Сделайте вывод по схеме.

Практическая работа № 10 «Основы нефтегазового дела»

Задание 1.

Оборудование установки штангового скважинного насоса (УШСН)

1) Укажите наземное и подземное оборудование и инструмент УШСН.

Наземное	Подземное
1. ...	1. ...

- 2) Что является переводником энергии от привода в УШСН?
- 3) Назовите привод штанговых насосов УШСН.
- 4) Какой из насосов НСВ и НСН является наиболее производительным?
- 5) Укажите недостатки насосов типа НСВ.
- 6) Укажите недостатки насосов типа НСН.
- 7) Какой из способов эксплуатации скважин наиболее производительный УШСН или УЭЦН?
- 8) Как называются насосы, которые полностью собирают на поверхности и опускают в скважину внутрь НКТ на штангах?
- 9) Что означают числа 32 и 12 в шифре насоса НСН2-32-30-12-0?
- 10) Как называется насос, цилиндр которого является продолжением НКТ?

Оборудование установки электроцентробежного насоса (УЭЦН)

- 1) Что обозначают числа 50 и 1200 в шифре УЭЦНМК5-50-1200?
- 2) По какому принципу и на какие группы разделяют УЭЦН?

Шахтная добыча нефти

1) Укажите горизонтальные и вертикальные горные выработки.

Горизонтальные	Вертикальные

- 2) Перечислите операции горнопроходческого цикла.
- 3) Закончите предложения.

Горные выработки, расположенные непосредственно на земной поверхности и имеющие незамкнутый контур поперечного сечения, называются _____

Начало подземной выработки, примыкающее к поверхности или к другой выработке, называется _____

Часть выработки, прилегающая к забою, в которой размещаются рабочие и оборудование при проходке, называется _____

Задание № 2.

РАСЧЕТ ТРУБ И ЕМКОСТЕЙ

Цель: ознакомление с методиками и расчет на прочность емкостного нефтегазового оборудования: газосепараторов, трубопроводов и резервуаров.

Порядок работы:

Газосепараторы. Теоретическая часть

Дегазация нефти осуществляется с целью отделения газа от нефти.

Аппарат, в котором это происходит, называется сепаратором, а сам процесс разделения – сепарацией.

Наиболее распространены вертикальные и горизонтальные сепараторы.

Вертикальный сепаратор:

А - сепарационная секция;

Б - осадительная секция;

В - секция сбора нефти;

Г - секция каплеудаления;

1 - патрубок ввода газожидкостной смеси;

2 - раздаточный коллектор со щелевым выходом;

3 - регулятор давления «до себя» на линии отвода газа;

4 - жалюзийный каплеуловитель;

5 - предохранительный клапан; 6 - наклонные полки; 7 - поплавок; 8 - регулятор уровня на линии отвода нефти; 9 - линия сброса шлама; 10 - перегородки; 11 - уровнемерное стекло; 12 - дренажная труба

Горизонтальный газонефтяной сепаратор:

1 - технологическая емкость;

2 - наклонные желоба;

3 - пеногаситель;

4 - выход газа; 5 - влагоотделитель;

6 - выход нефти; 7 - устройство для предотвращения образования воронки;

8 - люк-лаз; 9 - распределительное устройство; 10 - ввод продукции.

Вертикальный сепаратор представляет собой вертикально установленный цилиндрический корпус с полусферическими днищами, снабженный патрубками для ввода газожидкостной смеси и вывода жидкой и газовой фаз, предохранительной и регулирующей арматурой, а также специальными устройствами, обеспечивающими разделение жидкости и газа.

Принцип действия. Газонефтяная смесь под давлением поступает в сепаратор по патрубку 1 в раздаточный коллектор 2. Регулятором давления 3 в сепараторе поддерживается давление, которое меньше начального давления газожидкостной смеси. За счет уменьшения давления из смеси в сепараторе выделяется растворенный газ. Так как этот процесс не является мгновенным, время пребывания газожидкостной смеси в сепараторе увеличивают за счет установки наклонных полок 6, по которым она стекает в нижнюю часть газосепаратора. Выделяющийся газ поднимается вверх. Здесь он проходит через каплеуловитель 4, используемый для отделения капель нефти, и далее направляется в газопровод. Нефть по дренажной трубе стекает вниз.

Контроль за уровнем нефти в нижней части сепаратора осуществляется с помощью регулятора уровня 8 и уровнемерного стекла 11. Шлам (песок, окалина и т.п.) из аппарата удаляется по трубопроводу 9.

Достоинства вертикальных сепараторов: относительная простота регулирования уровня жидкости и очистки от отложений парафина и механических примесей; занимают относительно небольшую площадь.

Недостатки: меньшая производительность, по сравнению с горизонтальными при одном и том же диаметре аппарата; меньшая эффективность сепарации.

Порядок расчета газосепаратора

Толщина стенки газосепаратора определяется по формуле:

$$=PD_{вн}2_{доп}+C, \text{ мм}$$

где Р – давление в газосепараторе;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр газосепаратора;

С – коэффициент прочности сварных швов (принимается равным 2-3 мм);

доп – допускаемое напряжение на разрыв, МПа

доп= $\ast k$, где \ast – нормативное допускаемое напряжение ($\ast = 387\ 562$ МПа – сталь Д), а k – коэффициент условий (для газосепараторов принимается 10,9);
= 0,95 (для сварных корпусов).

Толщина стенки газосепаратора принимается не менее 4 мм, исходя из условий сварки.

Стальные эллиптические днища изготавливают диаметром от 159 до 4000 мм; отношение высоты эллиптической части днища к диаметру принято.

Толщина стенки эллиптических днищ определяется:

$$=PR2\text{доп}+C, \text{ мм}$$

где R – радиус кривизны в вершине днища, равный.

Для стандартных днищ при отношении высоты днища к его диаметру, равном 0,25 мм,

$$R = D.$$

Днища стальные диаметром до 1600 мм, изготавливают из цельного листа, для них

Толщина днища принимается не меньше, чем у цилиндрической оболочки.

Расчет трубопроводов на механическую прочность

Расчетную толщину стенки трубопровода определяют по формуле:

$$=n_1PD_n^2(n_1P+R_1),$$

где P – рабочее давление (избыточное, то есть сверхатмосферное); D_n – наружный диаметр трубы; n_1 – коэффициент надежности по нагрузке: $n_1=1,15$ для нефте- и нефтепродуктопроводов, работающих по системе из «насоса в насос»; $n_1=1,1$ – во всех остальных случаях; R_1 – расчетное сопротивление металла трубы и сварных соединений:

$$R_1=R_n1m_0K_1K_n,$$

R_n1 – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, определяемое из условия работы на разрыв, равное минимальному пределу прочности σ_r ; m_0 – коэффициент условий работы трубопровода ($m_0=0,9$ для трубопроводов III и IV категорий, $m_0=0,75$ для трубопроводов I и II категорий и $m_0=0,6$ для трубопроводов категории B) (приложение 18); K_1 – коэффициент надежности по материалу; K_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра (для $D_n \leq 1000$ мм, для $D_n = 1200$ мм).

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений расчетную толщину стенки определяют по формуле:

$$=n_1PD_n^2(n_1P+1R_1),$$

где 1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб:

$$1=1-0,75\text{пр}NR12-0,5\text{пр}NR1;$$

пр N – абсолютное значение продольных осевых сжимающих напряжений, вычисляемое по действующим расчетным нагрузкам и воздействиям с учетом упруго-пластической работы металла труб в зависимости от принятых конструктивных решений:

$$\text{пр} N=-E\epsilon+0,3n_1PD_{вн};$$

– коэффициент линейного расширения металла трубы, $=12 \cdot 10^{-6}$ град $^{-1}$, – модуль упругости металла (сталь); МПа; T – расчетный температурный перепад; $D_{вн}$ – внутренний диаметр трубы.

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада, при котором толщина стенки определяется только из условия восприятия внутреннего давления по формуле, определяют по формулам:

где – коэффициент Пуассона.

Характеристика труб Величина

Сварные из малоуглеродистой и бейнитной стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5 % и прошедшие 100 %-й контроль на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами

Сварные из нормализованной, термически упрочненной стали стали контролируемой прокатки, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву и прошедшие 100%-й контроль сварных соединений неразрушающими

методами. Бесшовные из катаной или ковальной заготовки, прошедшие 100 %-й контроль неразрушающими методами.

Сварные из нормализованной или горячекатанной низколегированной стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой и прошедшие 100 %-й контроль сварных соединений неразрушающими методами

Сварные из горячекатанной низколегированной или углеродистой стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой или токами высокой частоты. Остальные бесшовные трубы 1,34

1,40

1,47

1,55

Минимально допустимая толщина стенки трубы при существующей технологии выполнения сварочно-монтажных работ должна быть не менее 1/140 наружного диаметра трубы, но не менее 4 мм. Трубопроводы диаметром до 1200 мм на воздействие давления грунта или вакуум не рассчитывают. При расчете толщины стенки трубы запас на коррозию не предусматривается.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения n , предусмотренного государственными стандартами или техническими условиями.

Минимально допустимый радиус упругого изгиба $R_{доп}$ подземных и наземных трубопроводов определяют из условий прочности поперечных сварных швов и упругой работы металла труб по формуле:

$R_{доп} = 0,5D_n \sqrt{0,9K_n R_{2n} / (k_{цн} - E_T)}$,

где – коэффициент (для трубопроводов III и IV категорий; для трубопроводов I и II категорий и для трубопроводов категории B) (приложение 18); R_{2n} – нормативное сопротивление, которое равно пределу текучести, определяемому по государственным стандартам и техническим условиям на трубы; – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях; принимают равным единице, а при сжимающих определяют по формуле:

$1 = 1 - 0,75 \frac{k_{цн} m}{0,9K_n R_{2n}} - 0,5 \frac{k_{цн} m}{0,9K_n R_{2n}}$,

$k_{цн}$ – кольцевые напряжения от рабочего давления:

$k_{цн} = P D_{вн} / 2n$.

Для ориентировочного и быстрого определения допустимого радиуса упругого изгиба можно использовать соотношение:

$R_{доп} = 1000 D_y$,

где D_y – условный диаметр трубопровода, м.

Действительные радиусы упругого изгиба трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях должны быть больше $R_{доп}$. При $R < R_{доп}$ следует применять специальные гнутые вставки труб.

Пример 1.

Определить толщину стенки нефтепродуктопровода диаметром 530 мм и длиной 160 км, рассчитанного на рабочее давление 6,4 МПа. Температура перекачиваемого нефтепродукта $T = 282\text{K}$. Нефтепродуктопровод предполагается изготовить из труб Челябинского трубопрокатного завода, изготовленных по ТУ 14-3Р-03-94.

Практическая работа № 11 «Основы автоматизации технологических процессов нефтегазового производства»

Вариант 1

1. Описать средства автоматизации: АС (ПАС) «Блочная кустовая насосная станция (БКНС)».

Вариант 2

1. Описать средства автоматизации: ПАС «Дожимная насосная станция (ДНС)».

Вариант 3

1. Описать средства автоматизации: ПАС «Насосная станция (НС)».

2. Дилатометрические термометры

Вариант 4

1. Описать средства автоматизации: ПАС «Станок- качалка -насос (СКН)».

Вариант 5

1. Описать средства автоматизации: ПАС «Установка комплексной подготовки газа (УКПГ)».

Вариант 6

1. Описать средства автоматизации: ПАС «Установка комплексной подготовки нефти (УКПН)».

Вариант 7

1. Описать средства автоматизации: ПАС «Установка предварительного сброса воды (УПСВ)».

Вариант 8

1. Описать средства автоматизации: ПАС «Центральный пункт сбора и подготовки нефти, газа и воды (ЦПС)»

Вариант 9

1. Описать средства автоматизации: ПАС «Установка подготовки нефти (УПН)».

Вариант 10

1. Описать средства автоматизации: ПАС «Установка стабилизации нефти (УСН)».

Практическая работа № 12 «Термодинамика и теплопередача»

Задачи

1. Какое массовое количество воздуха должно быть подано компрессором в резервуар объемом 3 м^3 , чтобы при постоянной температуре t_1 и барометрическом давлении 750 мм рт. ст. давление по манометру в нем повысилось от p_1 до p_2 ?

2. Анализ продуктов сгорания показал следующий объемный состав, %: CO_2 12,2; O_2 7,1; CO 0,4; N_2 80,3. Определить массовый состав входящих в смесь газов, газовую постоянную, удельный объем и плотность смеси при абсолютном давлении p и температуре t . Определить также парциальные давления компонентов смеси.

3. Найти затрату теплоты на нагревание объема воздуха V , м^3 при постоянном давлении 750 мм рт. ст. , если начальная температура воздуха t_1 , 8°C а конечная – t_2 . Определить объем воздуха в конце процесса нагревания. Процесс изменения состояния воздуха изобразить в p - T -координатах. Для объемной средней теплоемкости воздуха при нормальных физических условиях принять линейную зависимость $c'_p = 1,2866 + 0,00012t$, $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{K})$.

4. Определить газовую постоянную, среднюю (кажущуюся) молекулярную массу смеси идеальных газов, если ее массовый состав следующий, %: CO_2 18; O_2 12; N_2 70. Определить также удельный объем и плотность смеси при абсолютном давлении $p_1 = 0,1\text{ МПа}$ и температуре t_1 . Найти среднюю массовую теплоемкость смеси при постоянном давлении в интервале температур t_1 и t_2 .

5. Определить объемный состав смеси идеальных газов, заданной в массовых долях (см. задачу № 4), парциальные давления ее компонентов при абсолютном давлении смеси p , а также средние изобарные мольную и объемную теплоемкости смеси и в интервале температур от 0°C до t .

6. До какой температуры будет нагрет углекислый газ (CO_2) объемом V_1 , если сообщить ему теплоту Q , кДж , при постоянном абсолютном давлении p ? Начальная температура газа $t_1 = 100^\circ\text{C}$. Определить объем газа в конце процесса нагрева, а также удельные значения изменений внутренней энергии, энтальпии и энтропии в процессе. Теплоемкость газа принять не зависящей от температуры.

7. До какого давления надо сжать воздух в политропном процессе со средним показателем $n = 1,3$ в цилиндре двигателя внутреннего сгорания (дизеля) при начальном абсолютном давлении p_1 и температуре t_1 , чтобы достигнуть температуры воспламенения топлива 650°C ? Определить также работу, затрачиваемую на сжатие, и количество отводимой

теплоты, отнесенных к 1 кг воздуха. Теплоёмкость воздуха считать не зависящей от температуры.

8. Начальные параметры 1 м³ азота p_1 и t_1 . Определить конечные параметры газа (V_2 , p_2 , t_2), если в процессе адиабатного расширения газа его внутренняя энергия уменьшилась на ΔU , кДж. Определить также удельное значение изменения энтальпии газа в процессе. Теплоёмкость азота принять не зависящей от температуры.

9. Для цикла Карно определить параметры всех переходных точек цикла, подведенную и отведенную теплоту, а также термический КПД цикла, если заданы значения граничных абсолютных давлений p_{\max} и p_{\min} и температур t_{\max} и t_{\min} . Рабочим телом является 1 кг сухого воздуха.

10. Определить степень сжатия, давление и температуру в переходных точках идеального цикла поршневого двигателя внутреннего сгорания с подводом теплоты при постоянном объеме, а также термический КПД, удельные значения (на 1 кг рабочего тела) полезной работы, подведенной и отведенной теплоты, если известно, что абсолютное давление рабочего тела в начале сжатия $p_1 = 95$ кПа, а в конце сжатия – p_2 . Отношение давлений рабочего тела в процессе подведения теплоты λ . Температура в начале процесса сжатия $t_1 = 470^\circ\text{C}$. Рабочим телом считать воздух.

11. Вычислить плотности теплового потока q через плоскую стенку толщиной δ , выполненную из указанных ниже изоляционных материалов (применяемых в вагоностроении), коэффициенты теплопроводности которых λ , Вт/(м·К), связаны с температурой следующими линейными зависимостями: шевелин $\lambda = 0,060 + 0,002 t$; мипора $\lambda = 0,035 + 0,002 t$; полистирол ПСБ-С $\lambda = 0,038 + 0,0036 t$; полиуретан ППУ-ЗС $\lambda = 0,04 + 0,0035 t$. Температуры поверхностей стенки соответственно равны t_1 СТ и t_2 СТ.

12. По данным тепловых измерений тепломером средний удельный тепловой поток через ограждение изотермического вагона при температуре t_n наружного воздуха и температуре воздуха в вагоне t_v составил q . На сколько процентов изменится количество тепла, поступающего в вагон за счет теплоотдачи через ограждение, если при прочих равных условиях на его поверхность наложить дополнительный слой изоляции из пиаатерма толщиной $\delta = 30$ мм с коэффициентом теплопроводности $\lambda = 0,036$ Вт/(м·К)?

13. Определить требуемую минимальную толщину обмуровки газохода котла, чтобы температура ее наружной поверхности не превышала 500°C при температуре газов в газоходе t_1 . Эквивалентный коэффициент теплопроводности обмуровки $\lambda = 0,6$ Вт/(м·К). Суммарный коэффициент теплоотдачи со стороны газов – α_1 , со стороны воздуха $\alpha_2 = 16$ Вт/(м² ·К), а температура воздуха $t_2 = 200^\circ\text{C}$.

14. Стенки рабочей камеры промышленной нагревательной печи имеют внутренний огнеупорный слой толщиной $\delta_1 = 0,12$ м из шамотного кирпича и наружный слой толщиной $\delta_2 = 0,25$ м из строительного кирпича. Температура наружной поверхности наружного слоя – t_3 СТ, коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности к окружающему воздуху $\alpha_2 = 16$ Вт/(м² ·К), а температура воздуха – t_2 . Определить температуру внутренней поверхности камеры печи t_1 СТ и построить график распределения температур по толщине стенки. Каковы суточные потери тепла через стенку с площадью поверхности $F = 20$ м²? Коэффициент теплопроводности шамотного кирпича $\lambda_1 = 0,86$ Вт/(м·К), строительного кирпича $\lambda_2 = 0,7$ Вт/(м·К).

15. Теплообменная поверхность рекуперативного теплообменника для охлаждения масла выполнена из нержавеющей трубок с внутренним диаметром $d = 20$ мм и толщиной стенки $\delta_2 = 2,5$ мм [$\lambda_{\text{ст}} = 20$ Вт/(м·К)]. Коэффициент теплоотдачи от охлаждаемого масла к внутренней поверхности трубок – α_1 , а от наружной поверхности трубок к охлаждающей воде – α_2 . Определить линейный коэффициент теплопередачи k_1 , Вт/(м·К). Во сколько раз следует увеличить коэффициент теплоотдачи α_1 , чтобы при прочих неизменных условиях коэффициент теплопередачи повысился на 35 %? Возможно ли такое повышение коэффициента теплопередачи путем увеличения коэффициента теплоотдачи α_2 ?

16. Трубопровод тепловой сети с наружным диаметром d_1 проложен в канале из сборных железобетонных блоков и имеет толщину изоляционного цилиндрического слоя $\delta = 150$ мм. Коэффициент теплопроводности изоляции $\lambda = 0,06$ Вт/(м·К). Температура наружной поверхности трубопровода (под изоляцией) – t_1 СТ. Температура воздуха в канале $t_2 = 40$ оС. Коэффициент теплоотдачи от поверхности изоляции к воздуху $\alpha_2 = 15$ Вт/(м² ·К). В результате неплотностей во фланцевых соединениях и сальниках арматуры, а также проникновения в канал грунтовых вод изоляция трубопровода увлажнилась так, что ее коэффициент увеличился до $\lambda' = 0,13$ Вт/(м·К), а температура воздуха в канале повысилась до $t'_2 = 45$ оС. Как изменятся при этом потери на 1 пог. м трубопровода? Определить, выгодно ли оборудовать канал вентиляционными шахтами для просушки изоляции, если при этом температура воздуха в канале понижается до $t''_2 = 25$ оС, а коэффициент теплопроводности изоляции становится равным $\lambda'' = 0,08$ Вт/(м·К)? Прочие условия считать неизменными.

17. Пассажирский вагон имеет площадь ограждения кузова $F = 225$ м². Приведенный коэффициент теплопередачи через ограждение вагона с учетом инфильтрации воздуха $k = 2,5$ Вт/(м² ·К). Какова будет средняя температура воздуха в вагоне при температуре воздуха t_n , если отопительная система вагона имеет суммарную площадь теплообменной поверхности $F = 25$ м², если ее температура $t_{СТ}$? Средний коэффициент теплоотдачи от теплообменной поверхности системы отопления к воздуху $\alpha = 12$ Вт/(м² ·К). Суммарная мощность дополнительных источников внутреннего тепловыделения в вагоне $Q_{вн в} = 2,8$ кВт.

18. По трубе диаметром $d = 35$ мм течет воздух. Расход воздуха G , кг/ч, температура на входе $t'_в = 20$ оС. Средняя температура внутренней поверхности трубы $t_{СТ} = 150$ оС. Какова будет температура воздуха на выходе из трубы, если последняя имеет длину $l = 5$ м?

19. По трубе диаметром $d = 18$ мм течет вода со средней скоростью $\omega = 1,3$ м/с. Температура воды на входе в трубу $t'_ж$, средняя температура внутренней поверхности трубы $t_{СТ} = 100$ оС. На каком расстоянии от входа температура нагреваемой воды достигнет $t''_ж$?

20. Какую минимальную тепловую мощность Q_{min} , кВт, должен иметь встроенный в цистерну подогреватель нефтепродукта, чтобы обеспечить среднюю температуру поверхности цистерны $t_{СТ}$? Котел цистерны диаметром $d = 2,8$ м, имеющей расчетную площадь поверхности $F = 110$ м², расположен горизонтально и защищен от ветра. Температура воздуха – $t_в$. Для определения среднего коэффициента теплоотдачи от поверхности цистерны воспользоваться критериальной формулой для расчета теплообмена около горизонтальной трубы в условиях естественной конвекции.

Практическая работа № 13 «Метрология, квалиметрия и стандартизация»

Вариант № 1

1. Принципы стандартизации.
2. Система сертификации ГОСТ Р 1.0–92 ГСС. 3. Объекты измерения (свойства, величины).

Вариант № 2

1. Виды стандартов.
2. Сертификация систем качества.
3. Средства измерения.

Вариант № 3

1. Международная стандартизация.
2. Методы определения показателей качества (расчетный, статический, инструментальный).
3. Методы измерений.

Вариант № 4

1. Методы стандартизации.
2. Цели сертификации.
3. Классификация погрешностей.

Вариант № 5

1. Принципы технического регулирования.
2. Сертификация продукции и услуг.

3. Классы точности средств измерений.

Вариант № 6

1. Принципы предпочтительности в стандартизации. Ряды предпочтительных чисел и линейных размеров.

2. Сущность обязательной сертификации. Объекты.

3. Основы обеспечения единства измерений.

Вариант № 7

1. Методы стандартизации.

2. Сущность добровольной сертификации.

3. Основные характеристики измерительных средств.

Вариант № 8

1. Технический регламент.

2. Цели подтверждения соответствия.

3. Виды измерений.

Вариант № 9

1. Виды стандартов.

2. Декларирование соответствия.

3. Основные задачи метрологической службы предприятия.

Вариант № 10

1. Понятие стандартизации и ее задачи.

2. Квалиметрия.

3. Систематические и случайные погрешности

Практическая работа № 14 «Метрология, квалиметрия и стандартизация»

Вариант № 1

1. Виды стандартов.

2. Сертификат соответствия.

3. Эталонные измерительные средства.

Вариант № 2

1. Международная стандартизация.

2. Знак обращения на рынке.

3. Основные характеристики измерительных средств.

Вариант № 3

1. Государственный метрологический надзор.

2. Формы подтверждения соответствия.

3. Классификация погрешностей измерения.

Вариант № 4

1. Статистические методы управления качеством.

2. Сертификация импортной продукции.

3. Метрологические показатели средств измерения.

Вариант № 5

1. Диаграмма Парето.

2. Сертификация услуг.

3. Поверка средств измерений.

Вариант № 6

1. Показатели качества продуктов труда.

2. Виды стандартов.

3. Обработка результатов прямых многократных измерений.

Вариант № 7

1. Калибровка средств измерений.

2. Системы сертификации однородной продукции.

3. Грубые погрешности.

Вариант № 8

1. Цели стандартизации.
2. Государственная система обеспечения единства измерений.
3. Подтверждение соответствия.

Вариант № 9

1. Принципы стандартизации.
2. Схемы сертификации.
3. Обеспечение единства измерений в РФ.

Вариант № 10

1. Международная организация по стандартизации ISO и ее функции.
2. Закон « О техническом регулировании». Основные положения.
3. Эталоны единиц измерений.

Практическая работа № 15 «Подземная гидромеханика»

Задача 1

Найти значения потенциалов на скважинах, расположенных симметрично на расстоянии $2\sigma = 300$ м относительно центра кругового контура питания радиуса $R_K = 5$ км, если известно, что дебит одной составляет 200 т/сут, а другой – 300 т/сут, потенциал на контуре питания $\Phi_K = 50$ см²/с, радиус скважины $r_C = 0,1$ м, толщина пласта $h = 10$ м, плотность нефти $\rho = 850$ кг/м³.

Задача 2

Определить, при каком постоянном забойном давлении работала скв.1 с радиусом $r_C = 0,1$ м в круговом пласте радиуса $R_K = 10$ км, если при введении скв.2 с таким же радиусом, расположенной на расстоянии $2\sigma = 150$ м от первой и работающей с забойным давлением $p_{C2} = 6,82$ МПа, скв.1 была полностью заглушена. Давление на контуре питания $p_K = 9,8$ МПа.

Задача 3

Определить дебиты скважин, расположенных тремя кольцевыми батареями. Давление на контуре питания $p_K = 16,7$ МПа, забойные давления на всех эксплуатационных скважинах одинаковы и равны $p_{C1} = p_{C2} = p_{C3} = 11,8$ МПа. Радиусы батарей $R_1 = 4000$ м, $R_2 = 3500$ м, $R_3 = 3000$ м. Радиус скважин $r_C = 0,1$ м, радиус контура области питания $R_K = 20$ км. Расстояние между скважинами в батареях $123 \ 2\sigma = 2\sigma \ 2\sigma \ 400$ м, толщина пласта $h = 10$ м, коэффициент проницаемости $k = 1$ мкм², динамический коэффициент вязкости нефти $\mu = 3$ мПа·с.

Задача 4

Определить забойные давления скважин, расположенных в круговом пласте радиуса $R_K = 10$ км двумя concentричными кольцевыми батареями с радиусами $R_1 = 2000$ м, $R_2 = 1200$ м. Число скважин в батареях $m_1 = 30$, $m_2 = 16$; дебит одной скважины первой батареи $Q_1 = 80$ м³/сут, второй – $Q_2 = 70$ м³/сут; радиус скважины $r_C = 10$ см, толщина пласта $h = 15$ м, коэффициент проницаемости пласта $k = 0,8$ мкм², динамический коэффициент вязкости жидкости $\mu = 8$ мПа·с, давление на контуре питания пласта $p_K = 14,7$ МПа.

Задача 5

Используя данные предыдущей задачи, определить давление нагнетания p_H , количество нагнетаемой жидкости ΣQ_H и величину утечки за контур питания ΣQ_U , если поменять местами ряды эксплуатационных и нагнетательных скважин (т.е. рассмотреть случай заводнения со стороны непроницаемой границы) и принять давление на контуре питания $p_K = 9,8$ МПа.

Практическая работа № 16 «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Вариант 1

1. Описать средства автоматизации: ПАС «Установка предварительного сброса пластовой воды (УПС)»

Вариант 2

1. Описать средства автоматизации: ПАС «Газокомпрессорная насосная станция (ГКНС)».

Вариант 3

1. Описать средства автоматизации: ПАС «Установка для улавливания нефтяных газов, выбрасываемых из технологического оборудования».

Вариант 4

1. Описать средства автоматизации: ПАС «Узел сброса конденсата».

Вариант 5

1. Описать средства автоматизации: ПАС «Нефтеперекачивающая станция (НПС)».

Вариант 6

1. Описать средства автоматизации: ПАС «Насосная перекачивающая станция с резервуарным парком».

Вариант 7

1. Описать средства автоматизации: ПАС «Промежуточная нефтеперекачивающая станция (ПНПС)».

Вариант 8

1. Описать средства автоматизации: ПАС «Головная нефтеперекачивающая станция (ГНПС)»

Вариант 9

1. Составить функциональную схему конкретного технологического процесса нефтегазового производства

Вариант 10

1. Составить функциональную схему конкретного технологического процесса нефтегазового производства

Практическая работа № 17 «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Вариант 1

1. Составить функциональную схему конкретного технологического процесса нефтегазового производства

Вариант 2

1. Составить функциональную схему конкретного технологического процесса нефтегазового производства

Вариант 3

1. Составить функциональную схему конкретного технологического процесса нефтегазового производства

Вариант 4

1. Составить функциональную схему конкретного технологического процесса нефтегазового производства

Вариант 5

1. Составить функциональную схему конкретного технологического процесса нефтегазового производства

Вариант 6

1. Составить функциональную схему конкретного технологического процесса нефтегазового производства

Вариант 7

1. Составить функциональную схему конкретного технологического процесса нефтегазового производства

Вариант 8

1. Составить функциональную схему конкретного технологического процесса нефтегазового производства

Вариант 9

1. Разработать схему расположения шкафов, схем соединений и других частей автоматизированной системы нефтегазового производства

Вариант 10

1. Разработать алгоритм управления автоматизированной системы нефтегазового производства

Практическая работа № 18 «Машины и оборудование нефтегазовых объектов»

Задача 1.

Определить общее количество бурового и нефтепромыслового оборудования по маркам для обеспечения бесперебойного функционирования производственного процесса.

Исходные данные:

- плановое число комплектных буровых установок, шт. — 1
- тип бурения: эксплуатационное
- скорость бурения, м/ст.-мес: 1800
- глубина бурения, м: 4000

Решение:

Для обеспечения бесперебойной работы на буровых и нефтедобывающих предприятиях создается резерв оборудования.

Норма потребности в резервном оборудовании – это максимально допустимое количество оборудования на предприятии (в производственном объединении), приходящееся на единицу работающего оборудования, для обеспечения бесперебойного функционирования производственного процесса (на время 5 плановых ремонтов, в случае изменения производственных условий, выхода оборудования из строя, вследствие случайных поломок).

Нормы потребности в резерве оборудования регламентируются коэффициентом нормативного запаса (КНЗ).

По принятым КНЗ общее количество бурового оборудования по маркам определяется по формуле:

- где общее количество оборудования по маркам, шт.;
- плановое число комплектных буровых установок, шт.;
- коэффициент оборачиваемости.

Задача 2.

Определить необходимый диаметр вертикального сепаратора, если нагрузка на него по жидкости составляет $Q_{ж} = 10000$ м³/сут, газовый фактор нефти при давлении в сепараторе 0,6 Мпа и температуре 293 К равен $G(p) = 100$ (объем газа приведен к нормальным условиям), обводненность добываемой продукции $B = 0,5$.

Решение

Так как сепаратор вертикальный, следовательно, все его поперечное сечение занято потоком газа. Поэтому

$$D^2 \geq \frac{10^{-6}}{44,8 \cdot f_z} Q_{ж} G(p) (1-B) \frac{T}{\sqrt{P}} \quad (12.9)$$

так как $f_z = 1$, то

$$D^2 \geq \frac{10^{-6}}{44,8 \cdot 1} 10000 \cdot 100 (1-0,5) \frac{293}{\sqrt{0,6}} = 4,22 \quad (м2).$$

Откуда $D = 2,05$ м.

Из технических характеристик вертикальных сепараторов известно, что максимальный диаметр их не превышает 1,6 м, следовательно, вертикальные сепараторы в данных условиях использоваться не должны.

Задача 3.

Определить максимальную нагрузку на вертикальный сепаратор диаметром 1,6 м по жидкости, если газовый фактор нефти при давлении в сепараторе 0,6 Мпа и температуре 293 К равен $G(p) = 100$ нефти (объем газа приведен к нормальным условиям), обводненность добываемой продукции $B = 0,5$.

Решение

Максимальная пропускная способность вертикального сепаратора по газу при давлении в сепараторе 0,6 Мпа и температуре 293 К составит (все поперечное сечение вертикального сепаратора занято потоком газа)

$$Q_{\text{г}} \leq 57,05 \cdot 10^6 \frac{\pi \cdot D^2 \sqrt{P}}{4 \cdot T} = 57,05 \cdot 10^6 \frac{3,14 \cdot 1,6^2 \sqrt{0,6}}{4 \cdot 293} = 0,303 \cdot 10^6 \quad (\text{м}^3/\text{сут}).$$

Из технической характеристики вертикальных сепараторов известно, что пропускная способность сепараторов по газу с рабочим давлением 0,6 Мпа и диаметром 1,6 м равна $0,670 \cdot 10^6$ м³/сут. Это в 2,21 раза завышено по сравнению с рекомендацией полученной из ограничения максимальной скорости потока (не более 0,1 м/с) газа в гравитационном сепараторе при давлении 0,6 МПа и температуре 273 К. Поэтому для дальнейших расчетов пропускную способность сепаратора по газу принимают 303 000 м³/сут.

По определению

$$G(p) = Q_{\text{г}}(p) / Q_{\text{н}}$$

где $Q_{\text{г}}(p)$ – объемный поток газа, выделившегося из нефти при давлении и температуре в сепараторе (объем газа приведен к нормальным условиям), м³/сут; $Q_{\text{н}}$ – объемный поток нефти, поступающей в сепаратор, м³/сут. Если известно $G(p)$ и найдено $Q_{\text{г}}(p)$, то $Q_{\text{н}} = 303\,000 / 100 = 3030$ м³/сут.

Так как обводненность продукции равна 50 %, то максимальная нагрузка на сепаратор по жидкости составит

$$Q_{\text{ж}} = 3030 / 0,5 = 6060 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Определим допустимую нагрузку на сепаратор по жидкости для заданных условий

$$Q_{\text{ж}} = 57,05 \cdot 10^6 \frac{3,14 \cdot 1,6^2 \sqrt{0,6}}{4 \cdot 100(1-0,5) \cdot 293} = 6065 \quad (\text{м}^3/\text{сут}).$$

Расчет дает сразу же нужный результат, расхождение на 5 м³/сут вызвано округлениями при расчете.

Задача 4.

Определить долю сечения горизонтального газонефтяного сепаратора конструкции ЦКБН, которая должна быть занята потоком газа, если нагрузка на сепаратор по жидкости составляет 10 000 м³/сут, из 1 м³ нефти в сепараторе выделяется 100 м³ газа (объем газа приведен к нормальным условиям). Давление в сепараторе 0,6 Мпа, температура 293 К. Диаметр сепаратора 2,2 м. Обводненность нефти 50 %.

Решение

Сразу можно найти долю поперечного сечения сепаратора, занятую потоком газа, чтобы скорость его была не более рекомендуемой (0,1 м/с)

$$f_{\text{г}} \geq \frac{10^{-6} \cdot 10000}{44,8 \cdot 2,2^2} \cdot 100 \cdot (1-0,5) \frac{293}{\sqrt{0,6}} = 0,872$$

По технической характеристике горизонтального сепаратора НГС6-2200 при рабочем давлении 0,6 Мпа и пропускной способности по жидкости 10 000 м³/сут пропускная способность его по газу составляет 600 000 м³/сут.

Рассчитывают допустимую нагрузку на сепаратор по газу с учетом того, что

$$F = 0,25 \pi D^2 f_{\text{г}}$$

$$Q_{\text{г}} = 5705 \cdot 10^6 \frac{0,25 \cdot D^2 F_g \sqrt{p}}{r} = 5705 \cdot 10^6 \frac{0,25 \cdot 2,2^2 \cdot 0,872 \sqrt{0,6}}{299} = 0,5 \cdot 10^6 \text{ (м}^3\text{/сут),}$$

т. е. пропускная способность по газу сепаратора не может быть реализована.

Задача 5.

Определить максимальную нагрузку на вертикальный сепаратор диаметром 1,6 м по жидкости, если газовый фактор нефти при давлении в сепараторе 0,6 Мпа и температуре 293 К равен $G(p) = 100$ (объем газа приведен к нормальным условиям), обводненность добываемой продукции $B = 0,5$

Задача 6.

Подобрать горизонтальный газонефтяной сепаратор конструкции ЦКБН, если нагрузка на него по нефти составляет 20 000 м³/сут с рабочим давлением 0,6 Мпа и температуре 20 С. Давление насыщения пластовой нефти 10,2 Мпа, пластовая температура 54 С, газонасыщенность 136,5 м³/т (объем газа приведен к нормальным условиям), плотность дегазированной нефти при 20 С и атмосферном давлении 825,1 кг/м³, относительная (по воздуху) плотность газа однократного разгазирования нефти 1,09, молярные доли - азота 0,0278 и метана 0,3906 в газе однократного разгазирования.

Задача 7.

На дожимной насосной станции (ДНС) в сепараторе первой ступени поддерживают давление 0,6 Мпа. Длина сборного коллектора, идущего от «Спутника» до ДНС, $L = 10$ км и (внутренний) диаметр его $D = 0,3$ м. Сборный коллектор горизонтален. Объем перекачиваемой нефти $G = 3800$ т/сут, ее плотность $\rho = 0,8$ т/м³, кинематическая вязкость $\nu = 100$ мм²/с. Определить необходимый начальный напор H_n или начальное давление p_n .

Задача 8.

Определить необходимый диаметр горизонтального отстойника для предварительного сброса воды с относительной высотой водяной пушки в нем $e = 0,46$, если максимальная нагрузка на него по жидкости не превысит 6300 т/сек, а обводненность эмульсии в зоне отстоя колеблется от 30 до 45%. Вязкость нефти в условиях эксплуатации отстойника из-за температурных колебаний может изменяться от 3,5 до 4 мПа. с.

Практическая работа № 19 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Задание 1-10 - Определять свойства конструкционных и строительных материалов, горных пород и грунтов, осуществлять их выбор при сооружении и ремонте трубопроводов и хранилищ.

- Обрабатывать геологическую информацию о месторождении.
- Обосновывать выбранные способы разработки нефтяных и газовых месторождений.
- Проводить исследования нефтяных и газовых скважин и пластов.
- Геофизические методы контроля технического состояния скважины.
- Требования рациональной разработки нефтяных и газовых месторождений.
- Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес.
- Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество.
- Принимать решения в стандартных и нестандартных ситуациях и нести за них ответственность.
- Осуществлять поиск и использование информации, необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач, профессионального и личностного развития.

- Использовать информационно-коммуникационные технологии в профессиональной деятельности.
- Контролировать и соблюдать основные показатели разработки месторождений
- Контролировать и поддерживать оптимальные режимы разработки и эксплуатации скважин

Задание 1. Определение физических свойств горных пород – коллекторов нефти и газа.

Задание 2. Определение гидродинамического несовершенства скважин

Задание 3. Определение нефтеотдачи пластов при различных режимах эксплуатации залежи

Задание 4. Изучение физических свойств буровых растворов

Задание 5. Выбор диаметров обсадных колонн и долот, высоты подъема цемента. Графическое изображение конструкции скважин.

Задание 6. Графическое изображение конструкции скважин.

Задание 7. Расчет продолжительности разработки нефтяной залежи

Задание 8. Определение коэффициента продуктивности и проницаемости.

Задание 9. Определение количества воды для ППД, приемистости скважин, давления нагнетания, числа нагнетательных скважин.

Задание 10. Задачи охраны недр.

Задание

Найдите коэффициент извлечения нефти если известно, что количества нефти, извлеченной на поверхность составляет 243000000 тонн, а балансовые запасы нефти составляют 885000000 тонн.

Определите запас упругой энергии залежи, если известно, что начальное составляло 15 Мпа, пластовое давление составляет 11 Мпа, $m = 0.32$, $\beta_{ж} = 1,2 \cdot 10^4$ 1/ат, $\beta_{с} = 1,05 \cdot 10^4$ 1/ат, объем фиктивной среды равен $5 \cdot 10^9$ м³

Определите скорость фильтрации жидкости на расстоянии 10м, если известно, что коэффициент проницаемости 5 м/сут, динамическая вязкость жидкости 0,6 Па·с, перепад давления 3 Мпа.

Определите запас упругой энергии залежи, если известно, что начальное составляло 23 Мпа, пластовое давление составляет 12 Мпа, $m = 0.42$, $\beta_{ж} = 1,27 \cdot 10^4$ 1/ат, $\beta_{с} = 1,15 \cdot 10^4$ 1/ат, объем фиктивной среды равен $6,5 \cdot 10^9$ м³

Найдите коэффициент извлечения нефти если известно, что количества нефти, извлеченной на поверхность составляет 345000000 тонн, а балансовые запасы нефти составляют 953000000 тонн

Рассчитать коэффициент продуктивности безводной фонтанной скважины по данным ее исследования методом пробных откачек при дебите 120 т/сут, забойном давлении 18 Мпа, и пластовом давлении 20 Мпа

Определите скорость фильтрации жидкости на расстоянии 9м, если известно, что коэффициент проницаемости 8 м/сут, динамическая вязкость жидкости 0,62 Па·с, перепад давления 2 Мпа

Определите запас упругой энергии залежи, если известно, что начальное составляло 21 Мпа, пластовое давление составляет 14 Мпа, $m = 0.35$, $\beta_{ж} = 1,2 \cdot 10^4$ 1/ат, $\beta_{с} = 1,05 \cdot 10^4$ 1/ат, объем фиктивной среды равен $7 \cdot 10^9$ м³

Рассчитать коэффициент продуктивности безводной фонтанной скважины по данным ее исследования методом пробных откачек при дебите 112 т/сут, забойном давлении 17 Мпа, и пластовом давлении 23 Мпа

Найдите коэффициент извлечения нефти если известно, что количества нефти, извлеченной на поверхность составляет 239000000 тонн, а балансовые запасы нефти составляют 936000000 тонн

Определите скорость фильтрации жидкости на расстоянии 13м, если известно, что коэффициент проницаемости 4 м/сут, динамическая вязкость жидкости 0,56 Па·с, перепад давления 7 Мпа.

Рассчитать коэффициент продуктивности безводной фонтанной скважины по данным ее исследования методом пробных откачек при дебите 110 т/сут, забойном давлении 20 Мпа, и пластовом давлении 24 Мпа

Рассчитать коэффициент продуктивности безводной фонтанной скважины по данным ее исследования методом пробных откачек при дебите 80 т/сут, забойном давлении 18 Мпа, и пластовом давлении 21 Мпа

Найдите коэффициент извлечение нефти если известно, что количества нефти, извлеченной на поверхность составляет 498000000 тонн, а балансовые запасы нефти составляют 1240000000 тонн

Определите запас упругой энергии залежи, если известно, что начальное составляло 15 Мпа, пластовое давление составляет 10 Мпа, $m = 0.32$, $\beta_j = 1,42 * 10^4$ л/ат, $\beta_c = 1,35 * 10^4$ л/ат, объем фиктивной среды равен $6 * 10^9$ м³

Найдите коэффициент извлечение нефти если известно, что количества нефти, извлеченной на поверхность составляет 289000000 тонн, а балансовые запасы нефти составляют 1370000000 тонн

Рассчитать коэффициент продуктивности безводной фонтанной скважины по данным ее исследования методом пробных откачек при дебите 116 т/сут, забойном давлении 16 Мпа, и пластовом давлении 22 Мпа

Найдите коэффициент извлечение нефти если известно, что количества нефти, извлеченной на поверхность составляет 367000000 тонн, а балансовые запасы нефти составляют 1040000000 тонн

Определите скорость фильтрации жидкости на расстоянии 15м, если известно, что коэффициент проницаемости 9 м/сут, динамическая вязкость жидкости 0,45 Па·с, перепад давления 6 Мпа

Определите запас упругой энергии залежи, если известно, что начальное составляло 25 Мпа, пластовое давление составляет 20 Мпа, $m = 0.32$, $\beta_j = 1,5 * 10^4$ л/ат, $\beta_c = 1,1 * 10^4$ л/ат, объем фиктивной среды равен $6 * 10^9$ м³

Определите скорость фильтрации жидкости на расстоянии 7 м, если известно, что коэффициент проницаемости 8 м/сут, динамическая вязкость жидкости 0,63 Па·с, перепад давления 5 Мпа.

Рассчитать коэффициент продуктивности безводной фонтанной скважины по данным ее исследования методом пробных откачек при дебите 90 т/сут, забойном давлении 18 Мпа, и пластовом давлении 23 Мпа

Определите запас упругой энергии залежи, если известно, что начальное составляло 22 Мпа, пластовое давление составляет 14 Мпа, $m = 0.36$, $\beta_j = 1,4 * 10^4$ л/ат, $\beta_c = 1,35 * 10^4$ л/ат, объем фиктивной среды равен $8,3 * 10^9$ м³

Найдите коэффициент извлечение нефти если известно, что количества нефти, извлеченной на поверхность составляет 194000000 тонн, а балансовые запасы нефти составляют 751000000 тонн

Определите запас упругой энергии залежи, если известно, что начальное составляло 17 Мпа, пластовое давление составляет 13 Мпа, $m = 0.32$, $\beta_j = 1,2 * 10^4$ л/ат, $\beta_c = 1,15 * 10^4$ л/ат, объем фиктивной среды равен $9 * 10^9$ м³ Найдите коэффициент извлечение нефти если известно, что количества нефти, извлеченной на поверхность составляет 501000000 тонн, а балансовые запасы нефти составляют 1650000000 тонн

Определите запас упругой энергии залежи, если известно, что начальное составляло 20 Мпа, пластовое давление составляет 16 Мпа, $m = 0.32$, $\beta_j = 1,25 * 10^4$ л/ат, $\beta_c = 1,15 * 10^4$ л/ат, объем фиктивной среды равен $7 * 10^9$ м³

Найдите коэффициент извлечение нефти если известно, что количества нефти, извлеченной на поверхность составляет 143000000 тонн, а балансовые запасы нефти составляют 732000000 тонн

Определите запас упругой энергии залежи, если известно, что начальное составляло 25 Мпа, пластовое давление составляет 11 Мпа, $m = 0.42$, $\beta_j = 1,33 * 10^4$ л/ат, $\beta_c = 1,25 * 10^4$ л/ат, объем фиктивной среды равен $7 * 10^9$ м³

Рассчитать коэффициент продуктивности безводной фонтанной скважины по данным ее исследования методом пробных откачек при дебите 130 т/сут, забойном давлении 14 Мпа, и пластовом давлении 25 Мпа

Определите скорость фильтрации жидкости на расстоянии 11м, если известно, что коэффициент проницаемости 7 м/сут, динамическая вязкость жидкости 0,5 Па·с, перепад давления 4 Мпа.

Найдите коэффициент извлечения нефти если известно, что количества нефти, извлеченной на поверхность составляет 317000000 тонн, а балансовые запасы нефти составляют 1135000000 тонн

Определите запас упругой энергии залежи, если известно, что начальное составляло 26 Мпа, пластовое давление составляет 18 Мпа, $m = 0.32$, $\beta_j = 1,26 \cdot 10^4$ л/ат, $\beta_c = 1,15 \cdot 10^4$ л/ат, объем фиктивной среды равен $8 \cdot 10^9$ м³.

Условия

Количество вариантов задания – 25

Время выполнения задания – 0,33 час.

Оборудование: Калькуляторы

Эталоны ответов.

Практическая работа № 20 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Задание 11-20 - Определять свойства конструкционных и строительных материалов, горных пород и грунтов, осуществлять их выбор при сооружении и ремонте трубопроводов и хранилищ.

- Обрабатывать геологическую информацию о месторождении.
- Обосновывать выбранные способы разработки нефтяных и газовых месторождений.
- Проводить исследования нефтяных и газовых скважин и пластов.
- Геофизические методы контроля технического состояния скважины.
- Требования рациональной разработки нефтяных и газовых месторождений.
- Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес.
- Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество.
- Принимать решения в стандартных и нестандартных ситуациях и нести за них ответственность.
- Осуществлять поиск и использование информации, необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач, профессионального и личностного развития.
- Использовать информационно-коммуникационные технологии в профессиональной деятельности.
- Контролировать и соблюдать основные показатели разработки месторождений
- Контролировать и поддерживать оптимальные режимы разработки и эксплуатации скважин

Задание 11. Задачи охраны окружающей среды.

Задание 12. Нефть, её химический состав.

Задание 13. Пластовые воды, их классификация.

Задание 14. Приток жидкости к скважинам.

Задание 15. Виды гидродинамического несовершенства скважин.

Задание 16. Пластовая энергия и силы, действующие в залежах нефти и газа.

Задание 17. Классификация скважин.

Задание 18. Инструмент для СПО.

Задание 19. Технология промывки скважин и буровые растворы.

Задание 20. Осложнения в процессе бурения скважин.

Практическая работа № 21 «Техника и технология капитального и текущего ремонта скважин»

Вопросы:

1. Нефтяные и газовые залежи
2. Режимы работы нефтегазоносных залежей
3. Какие условия нужно соблюдать при вскрытии пласта в процессе бурения для обеспечения успешного освоения скважин
4. Подготовка скважин к эксплуатации
5. Конструкция ствола и забоя скважин
6. Каково назначение колонной головки. Из каких основных частей состоит колонная головка.
7. Освоение скважин
8. При каком условии возможно фонтанирование скважин. Что является показателем эффективности фонтанного способа добычи нефти.
9. Объясните функций фонтанной арматуры из каких частей она состоит.
10. Что такое штуцер и для чего он предусмотрен?
11. Какое внутрискважинное оборудование применяют для предупреждения открытого фонтанирования
12. Борьба с осложнением парафина в фонтанных скважинах
13. Что называют газо-воздушным подъемником и какие их конструкции вы знаете. В чем сходство и отличия компрессорного, безкомпрессорного, внутриккомпрессорного газлифтов?
14. Что представляют собой газлифтные клапаны и с какой целью их применяют?
15. Типы станков качалок
16. Штанговые насосы
17. Из каких основных узлов состоит насос НСВ1. Объясните принцип его действия.
18. Из каких основных узлов состоит насос НСН1. Объясните принцип его действия.
19. Насосные штанги, НКТ
20. Устьевое оборудование
21. Электропривод ШСН
22. Состав УЭЦН и основные технические требования к ним.
23. Электроцентробежный насос
24. Погружные электродвигатели, типы кабеля?
25. Гидрозащита ЭЦН
26. Станция управления, трансформаторы
27. Устьевое оборудование УЭЦН
28. Оборудование нагнетательных скважин, конструкция скважин, оборудование забоя, подземное оборудование, оборудование устья.
29. Оборудование для механизации СПО
30. Инструмент и приспособления для СПО
31. Стационарное оборудование при ремонте скважин
32. Агрегаты для ремонта нефтяных и газовых скважин
33. Противовыбросовое оборудование
34. Оборудование для ремонта скважин под давлением
35. Подготовка скважин к ремонту. Промывка, глушение, жидкости глушения, технологии глушения скважин.
36. Классификация ремонтных работ. Операции при СПО. Технология СПО.
37. Профилактические и восстановительные ремонты в зависимости от способа эксплуатации.
38. Основные виды ремонтов ШСНУ
39. Работы по подготовке и спуску УЭЦН в скважину
40. Как проводят смену УЭЦН и крепление кабеля
41. Возможные неполадки УЭЦН
42. Как проводят разборку и сборку фонтанной арматуры
43. Особенности и ремонта газлифтных скважин
44. Спуск и подъем штанговых глубинных насосов
45. Особенности ремонта нагнетательных скважин
46. Причины образования отложения неорганических солей. Способы предупреждения и удаления неорганических солей.
47. Причины отложения АСПО. Методы удаления АСПО.
48. Причины пескопроявления в скважине. Методы предупреждения пескопроявления в скважине.

49. Как проводят очистку скважины от песчаной пробки желонкой и гидробуром.
50. Промышленная безопасность и охрана окружающей среды при текущем ремонте скважин
51. Для каких работ предназначен элеватор. Из как их основных частей он состоит. Какие элеваторы вы знаете.
52. Для чего предназначен спайдер, из каких частей он состоит
53. Какие ключи применяют для свинчивания и развинчивания труб и штанг
54. Каково назначение устройство автомата АПР-2ВБ
55. Для чего предназначен механический универсальный ключ кму-50
56. Как проводят смену трубного скважинного насоса
57. Как проводят смену вставного скважинного насоса
58. Как устраняют обрыв или отвинчивание штанг
59. В чем заключаются работы по устранению заклинивания плунжера
60. Как проводят подготовку к спуску и спуску УЭЦН

Задание:

Создание и сопровождение ПДГТМ

Цель работы: изучить создание и сопровождение ПДГТМ

Ход работы. Геолого - технологические модели могут создаваться в несколько этапов в зависимости от:

- оснащенности нефтегазодобывающих предприятий средствами вычислительной техники;
- состояния дел в области компьютеризации технологии сбора и хранения геолого - промысловой информации;
- уровня компьютерных технологий, применяемых в оперативной работе геологами и инженерами и нефтегазодобывающих предприятий;
- состояния изученности месторождения, задач, решаемых в процессе его освоения;
- квалификации исполнителей.

При создании постоянно действующих геолого - технологических моделей их сквозное обеспечение данными и информацией возможно при условии определенной стандартизации по видам интерфейсов и другим параметрам, позволяющим облегчить процедуры обмена, с одной стороны, и включения макропрограммных средств, с другой стороны. При этом главным критерием должно быть наличие необходимых средств, реализованных в виде определенной и четко регламентированной последовательности операций, направленной на достижение цели (решение конкретной задачи или задач).

Несмотря на активное развитие работ по созданию постоянно действующих моделей, они еще не вышли на стадию производственного применения. Ни в одном нефтегазодобывающем предприятии не смоделированы все элементы системы: ИВЦ - аппарат нефтегазодобывающего предприятия - НГДУ - цеха, с целью реализации конечной цели - управления разработкой и запасами.

В связи с изложенным нефтяным компаниям и нефтегазодобывающим предприятиям рекомендуется на основании своего опыта моделирования или опыта других организаций реализовывать комплексные проекты автоматизации, охватывающие все звенья технологической цепи.

На первой стадии реализации комплексного проекта должна осваиваться полная цепочка: ИВЦ - аппарат нефтегазодобывающего предприятия - НГДУ - цеха - промысел как минимум одного НГДУ. После отладки всей технологической цепочки технологии могут быть тиражированы на другие НГДУ.

В целом последовательность работ по приобретению программно - аппаратных средств, их освоению и созданию модели может включать следующие этапы:

- разработка концепции автоматизации геологической службы компании;
- составление проекта реализации концепции;
- составление контракта и приобретение основных компонентов системы в объеме, позволяющем моделировать весь технологический процесс:
 - технические и программные средства для ИВЦ (файл - сервер, графические рабочие станции, X-терминалы, персональные ЭВМ, сетевые средства для ведения базы данных и архива, обеспечения решения задач и реализации справочно - информационного режима для аппарата компании);
 - технические и программные средства для НГДУ;
 - технические и программные средства для ПО Геофизика и УГР; 10 - технические и программные средства для НИПИ. На первом этапе целесообразно реализовать системы в полном объеме только в ИВЦ (для аппарата компании), НИПИ, ПО Геофизика и части НГДУ, что позволит более эффективно сконцентрировать усилия по отладке системы и технологий. Дооснащение остальных НГДУ целесообразно перенести на второй этап внедрения новых систем;

- освоение и подготовка к внедрению приобретенных пакетов программ, отработка технологии подготовки проектов разработки и регулирования разработки на базе детальных геологических моделей и результатов математического моделирования. Включение в систему российских пакетов программ и технологий;

- освоение системы средств ведения базы данных и архива с целью формирования баз данных, реализации стандартных запросов, входящих в состав регламентных документов, освоения подготовки новых видов графических регламентных документов;

- освоение и внедрение сетевого режима работы в виде обмена данными, информацией, получения справок распределенной базы данных, включая передачу данных в компанию; освоение новых технологий и включение существующих технологий в общую систему;

- тиражирование системы: приобретение дополнительных средств вычислительной техники и пакетов программ или лицензий на освоенные пакеты (второй этап внедрения).

Практическая работа № 22 «Техника и технология капитального и текущего ремонта скважин»

Вопросы:

1. Какие виды работ относят к КРС
2. Необходимая документация при проведении капитального ремонта
3. Исследование скважин при КРС
4. Ремонт и герметизация устья скважины
5. Виды дефектов в колонне и их исправление
6. Ремонтно-исправительные работы
7. Способы разбуривания цементных пробок
8. Тампонажный цемент. В каких случаях производят тампонаж скважин и требования, предъявляемые к качеству тампонажного цемента
9. Какие требования предъявляют к качеству тампонажного цемента. Что такое водоцементное отношение.
10. Для чего применяют замедлители и ускорители сроков схватывания цемента
11. Способы тампонажа скважин
12. В каких случаях применяется тампонирующее под давлением, без давления.
13. В каких случаях устанавливают искусственные пробки в колонне. Виды пробок.
14. Как изолируют чуждые верхние воды
15. Как изолируют чуждые нижние воды
16. В чем заключаются работы по устранению негерметичности обсадных колонн и как их проводят
17. В каких случаях и как заменяют негерметичность в колонне
18. В каких случаях в скважину спускают дополнительную колонну
19. Как устанавливают металлические пластиры в местах негерметичности с помощью устройства

Дорн

20. Какие способы испытания колонны на герметичность вы знаете
21. Какие существуют методы крепления пород в призабойной зоне скважины
22. Какие виды аварий наиболее часто происходят в скважине
23. Как извлекают из скважины прихваченные трубы
24. Как проводят ловильные работы с трубуловками
25. Как извлекают из скважины упавшие трубы
26. Как извлекают из скважины упавшие трубы и штанги
27. Как извлекают из скважины погружной электронасос
28. Как извлекают из скважины отдельные элементы
29. Как извлекают из скважины торгальный канат, каротажный кабель
30. В каких случаях переходят на другие горизонты
31. Какие основные этапы работ по забурке и резке второго ствола вы знаете
32. Как выбирают место для вскрытия окна
33. Что такое отклонитель
34. В чем заключается подготовка скважины к спуску отклонителя
35. Как спускают и крепят отклонитель в колонне

36. Как проводят направленный спуск отклонителя
37. Какие инструменты применяют для вскрытия окна в колонне
38. Технология вскрытия окна в колонне
39. С какой целью крепят скважины и из каких этапов состоят работы выполняемые для спуска эксплуатационной колонны
40. Каковы особенности ремонта морских скважин
41. Методы увеличения притока нефти и приемистости скважин какое оборудование применяют при цементировании скважин
42. Какое оборудование применяют при кислотной обработке скважин
43. Какое оборудование применяют при гидравлическом разрыве пласта
44. В каких случаях для ловли труб применяют трубуловку, колокол или метчик.
45. Какие инструменты применяют для ловли тартального каната и каротажного кабеля
46. Для чего применяют фрезеры и какие типы фрезеров вы знаете
47. Сущность материала применяемого при |СКО
48. Выбор разновидности СКО
49. Технология проведения СКО. Оценка эффективности СКО.
50. Выбор скважин для ГРП. Проектирование ГРП
51. Материал для проведения ГРП
52. Технология ГРП. Оценка эффективности
53. Гидропескоструйная перфорация
54. Селективные изоляционные материалы
55. Какие виды работ относят к капитальному ремонту скважин
56. Оборудование, применяемое при различных методах воздействия на пласт
57. Ликвидация скважин
58. Возврат на ниже лежащий горизонт
59. Промышленная безопасность и охрана окружающей среды при КРС

Задание:

Постоянно действующие технические модели для управления разработкой

Цель работы: изучить постоянно действующие геолого-технические модели для управления разработкой.

Постоянно действующие технологические модели являются неотъемлемой частью единой системы контроля и управления запасами и процессами разработки. Процесс контроля и управления разработкой можно разделить на несколько этапов:

Создание системы контроля состояния объекта разработки, позволяющей получать надежную информацию о дебетах нефти и газа в добывающих скважинах, закачке воды и газа в нагнетательные скважины, о пластовых и забойных давлениях в скважинах и о свойствах пласта и протекающих в нем процессах.

Организация и ведение автоматизированных баз промысловых и геолого - геофизических данных, получаемых по каждой скважине объекта.

Создание постоянно действующих технологических моделей процессов разработки, информационное обеспечение которых осуществляется с помощью баз данных специальными программными средствами.

Уточнение параметров технологических моделей в автоматизированном или «ручном» режимах путем воспроизведения истории разработки с учетом данных бурения, эксплуатации, испытания и исследования новых скважин.

Выбор и обоснование наиболее эффективных вариантов разработки и управляющих воздействий в заданном интервале времени на основе математического моделирования процесса разработки и экономических расчетов.

Реализация выбранных вариантов и экономически обоснованных управляющих воздействий на объекте разработки. Такими управляющими воздействиями могут быть: изменение режимов работы скважин - дебитов, забойных давлений, изменение интервалов перфорации, проведение других технических мероприятий, остановка скважин, бурение и ввод в эксплуатацию новых скважин и т.п.

Постоянно действующие технологические модели как часть системы контроля и управления процессами разработки месторождений создаются на четырех структурных уровнях - промысел, НГДУ, предприятие, институты и информационно - аналитические центры.

Уровень 1 - уровень первичного сбора информации об объектах, представляющих собой скважины, групповые замерные установки, кустовые насосные станции, дожимные насосы, трапы, сепараторы, деэмульсаторы и т.п. Информация о работе этих систем замыкается сама на себя и на верхние уровни выдается в качестве справки по запросам. Этот уровень является источником геофизической и технологической базовой информации о процессах разработки и местом прикладного управления процессом. На этом уровне производится управление работой отдельных скважин. Рабочие базы данного уровня формируются из разделов эталонной базы второго уровня (НГДУ).

Уровень 2 - уровень НГДУ, ЦНИПРов и ЦНИЛов. Этот уровень получает информацию с уровня 1, формирует и поддерживает базы промысловых и геолого - физических данных по скважинам, формирует геологическую модель участка, осуществляет математическое моделирование процессов разработки отдельных участков объектов разработки, обменивается информацией с первым и третьим уровнями.

Для этого уровня должны использоваться программы по выбору режимов работы добывающих и нагнетательных скважин, выбору технических мероприятий, проводимых на них с целью интенсификации добычи без существенных изменений существующих систем разработки (водоизоляционные работы, обработка призабойной зоны, дополнительная перфорация колонн, гидроразрыв пласта и т.п.). В НГДУ поддерживается раздел эталонной базы данных и цифровые модели. Из эталонной базы НГДУ обеспечивается экспорт данных в рабочие базы прикладных программ НГДУ, уровня 1, ЦНИПРов и ЦНИЛов.

Уровень 3. Уровень нефтегазодобывающих предприятий. Этот уровень - центр планирования и управления запасами и процессом разработки месторождений на базе технологических моделей, формирования и поддержки эталонной базы данных предприятия, координации научно - исследовательских и проектных работ, решения вопросов лицензирования.

Уровень 4. Уровень региональных и отраслевых научно - исследовательских и проектных институтов, геофизических предприятий, информационно - аналитических центров нефтегазодобывающих предприятий. На этом уровне для каждого объекта разработки (как правило, это горизонт, пласт или их группа, разрабатываемые самостоятельной сеткой скважин) создается постоянно действующая технологическая модель. Исходные данные для построения моделей поступают из эталонной базы данных нефтегазодобывающего предприятия. Параметры моделей с определенной периодичностью (не реже одного раза в год) уточняются путем пересмотра геологической модели с учетом новых геофизических данных и воспроизведения истории разработки.

Затем составляется прогноз технологических показателей при реализуемой системе разработки, формируются варианты усовершенствования и оптимизации разработки в рамках уточненных моделей, рассчитываются прогнозные показатели этих вариантов и на этой основе геологическими службами НГДУ и нефтегазодобывающего предприятия составляются планы мероприятий по управлению разработкой. Уровень 4 при наличии соответствующего программно - аппаратного комплекса в нефтегазодобывающем предприятии может быть реализован на 3 уровне.

С определенной периодичностью (не реже одного раза в год) производится адаптация модели объекта по данным истории разработки и прогноз технологических показателей разработки на период до пяти лет.

Воспроизведение истории разработки на математической модели дает возможность наметить ряд прогнозных вариантов дальнейшей разработки объекта, позволяющих улучшить технологические показатели. С помощью технико - экономического анализа выбирается оптимальный вариант управления процессом разработки на заданный период времени.

После выбора оптимального варианта управления разработкой объекта производится декомпозиция последнего на отдельные участки. Декомпозиция включает в себя определение границ участков и создание базы граничных условий, которая заполняется данными в процессе математического моделирования объекта на стадии прогноза по оптимальному варианту.

На втором уровне создаются постоянно действующие геолого - математические модели отдельных участков объекта. Исходные данные для этих моделей поступают из баз геолого - промысловой, геолого - геофизической информации, а также из базы граничных условий, формируемой на третьем уровне. Далее решение задачи управления разработкой отдельных участков аналогично решению задачи управления для всего 7 объекта. В результате определяется оптимальный вариант управления разработкой участка.

Кроме того, с использованием результатов математического моделирования на период прогноза формируются базы уставок дебитов нефти и газа по добывающим скважинам, пластовых давлений и насыщенностей сеточных ячеек, содержащих добывающие скважины.

На первом уровне осуществляется управление работой отдельных скважин. Процедура решения задачи такова. Если скважина работает в соответствии с установкой, цель управления достигнута. Если параметры скважины выходят за пределы установки, то выясняется причина отклонения и выбирается мероприятие по нормализации режима ее работы. При возникновении аварийной ситуации скважина отключается. Дефицит добычи нефти по участку, вызванный отключением данной скважины, восполняется одной или несколькими другими скважинами.

Решение о «переключении» добычи нефти на конкретную скважину принимается на первом уровне. Далее с помощью экспертной системы, включающей математическую модель участка, содержащего отключенную скважину, производится анализ ее работы до момента отключения и диагностируется причина выхода ее параметров за пределы установки. Так, например, устанавливается, какой газ прорвался в скважину: верхний - за счет конуса или краевой - за счет перемещения внутреннего или внешнего газонефтяного контакта. По результатам анализа принимается решение о дальнейшей судьбе отключенной скважины (консервирование, капитальный ремонт, перевод на другой способ эксплуатации, перевод на вышележащий объект и т.д.).

Несмотря на очевидные недостатки, связанные со сложностью управления и обмена информацией внутри многоуровневой системы, предлагаемый подход имеет ряд серьезных преимуществ по сравнению с полностью интегрированным и централизованным подходом.

Во-первых, иерархическое упорядочение позволяет повысить эффективность работы системы управления, так как в этом случае при выработке стратегии управления имеется возможность оперировать с интегральными показателями функционирования объекта (например, интегральными показателями разработки по участку или по группе скважин). Затем при переходе к более низкому уровню системы управления осуществляется конкретизация управляющих воздействий для каждой скважины.

Во-вторых, многоуровневая структура позволяет решать большие по объему задачи с помощью достаточно ограниченных вычислительных мощностей, в частности персональных ЭВМ. Используется декомпозиция, когда из сложной глобальной задачи (модели месторождения в целом) образуется иерархия подзадач (модели участков), которые решаются при помощи одного и того же расчетного блока.

В-третьих, в многоуровневой децентрализованной системе можно локализовать изменения в процедуре выработки решений, вызванные изменениями в протекании процесса на отдельном участке, и снизить тем самым затраты времени и средств. Система при этом быстрее адаптируется. Так, при изменении условий работы отдельной скважины граничные условия для участка меняются незначительно и глобальную модель месторождения пересчитывать не нужно.

И наконец, в-четвертых, иерархическая организация системы управления повышает надежность ее функционирования, так как неисправности в работе какой-либо части системы не столь быстро распространятся на всю систему.

Адаптированная таким образом модель используется для прогноза ряда вариантов дальнейшей разработки объекта на любой прогнозный период. Из этих вариантов по результатам оценки их технико - экономической эффективности выбирается рекомендуемый к реализации вариант управления процессом разработки на заданный период времени.

Практическая работа № 23 «Охрана труда и промышленная безопасность в нефтяной и газовой промышленности»

Задача:

Машинист экскаватора производил обслуживание экскаватора. При смазке ходовой части экскаватора он работал без защитной каски. С маршевой лестницы упал гаечный ключ. В результате получил травму головы, повлекшую за собой потерю трудоспособности на срок 20 дней.

Какие нарушения были допущены?

Как какой категории относится вышеуказанный несчастный случай?

Каков порядок расследования данного несчастного случая?

Задача:

При работе с химическими веществами лаборантка получила ожог серной кислотой правой руки. Ей оказали первую помощь и отправили в медучреждение.

Как классифицируется данный случай, если известно, что период нетрудоспособности длился 65 дней? Какую помощь оказали ? Дайте развернутый ответ.

Задача:

На складском терминале при переноске электронасоса, не отключенного от электросети, взявшись одной рукой за ручку насоса, а другой - за железобетонную арматуру, бетонщик получил смертельную травму.

Какие нарушения были допущены? Как расследуется данный несчастный случай?

Вопросы:

1. Цели и задачи трудового законодательства.
2. Принудительный труд, основные понятия.
3. Трудовые отношения между работником и работодателем.
4. Основные права и обязанности работника.
5. Основные права и обязанности работодателя.
6. Содержание трудового договора.
7. Понятие рабочего времени. Нормальная продолжительность рабочего времени.
8. Работа в ночное время.
9. Сверхурочная работа.
10. Сменная работа.
11. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.
12. Обязанности работника в области охраны труда.
13. Служба охраны труда в организации.
14. Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда.
15. Гарантии права работника на труд в условиях, соответствующих требованиям охраны труда
16. Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты.
17. Выдача молока и лечебно-профилактического питания.
18. Санитарно-бытовое обслуживание и медицинское обеспечение работников.
19. Обучение в области охраны труда.
20. Несчастные случаи, подлежащие расследованию и учету.
21. Порядок проведения расследования несчастных случаев.
22. Проведение расследования несчастных случаев государственными инспекторами труда.
23. Порядок оформления материалов расследования несчастных случаев.

24. Возмещение морального вреда, причиненного работнику.
25. Материальная ответственность работника за ущерб, причиненный работодателю.
26. Коллективная (бригадная) материальная ответственность за причинение ущерба.
27. Общие положения о работе вахтовым методом.
28. Государственный контроль (надзор) за соблюдением трудового законодательства.
29. Федеральная инспекция труда.
30. Виды ответственности за нарушение трудового законодательства.
31. Меры безопасности от поражения электрическим током.
32. Виды инструктажей по охране труда.
33. Требования пожарной безопасности на объектах нефтегазодобычи.
34. Классификация опасных и вредных производственных факторов.
35. Порядок проведения расследования профессионального заболевания.
36. Средства пожаротушения. Требования по хранению и применению огнетушителей при тушении пожара.
37. Оказание первой доврачебной медицинской помощи пострадавшему при поражении электрическим током.
38. Оказание первой доврачебной медицинской помощи пострадавшему при обморожении.
39. Оказание первой доврачебной медицинской помощи пострадавшему при кровотечении.
40. Оказание первой доврачебной медицинской помощи пострадавшему при утоплении.
41. Оказание первой доврачебной медицинской помощи пострадавшему при потере сознания в результате падения его с высоты.
42. Оказание первой доврачебной медицинской помощи пострадавшему при укусе ядовитой змеи.
43. Оказание первой доврачебной медицинской помощи пострадавшему при закрытом переломе ноги.
44. Оказание первой доврачебной медицинской помощи пострадавшему при открытом переломе руки.
45. Оказание первой доврачебной медицинской помощи пострадавшему при отравлении сероводородом.
46. Опасный и вредный производственный фактор химической группы – сероводород. Способы защиты.
47. Вредный производственный фактор физической группы – шум. Способы защиты.
48. Вредный производственный фактор физической группы – вибрация. Способы защиты.
49. Опасный производственный фактор биологической группы – клещи. Способы защиты.
50. Требования безопасности при выполнении работ на высоте.
51. Требования безопасности при выполнении погрузочно-разгрузочных работ с применением кран-балки, управляемой с пола.
52. Требования безопасности при переноске тяжестей вручную.
53. Требования безопасности при выполнении работ в траншеях и колодцах.
54. Требования безопасности к эксплуатации скважины. Фонтанная арматура;
55. Требования безопасности к эксплуатации скважин штанговыми насосами;
56. Требования к установке заземляющих проводников связывающих раму станка-качалки и кондуктор (промежуточную колонну) скважины;
57. Требования безопасности к эксплуатации скважин центробежными насосами (УЭЦН);
58. Требования безопасности к эксплуатации нагнетательных скважин;
59. Требования безопасности к маршевым лестницам и площадкам обслуживания;
60. Требования к составу плана по локализации и ликвидации последствий аварий (ПЛА).

5 АТТЕСТАЦИЯ И ОЦЕНОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Программа обучения завершается итоговой аттестацией в форме *экзаменационного тестирования*.

Цель итоговой аттестации – проверка усвоенных в процессе обучения знаний, умений, навыков и профессиональных компетенций в рамках программы «Нефтегазовое дело».

К итоговой аттестации допускается слушатель, не имеющий задолженности и в полном объеме выполнивший учебный план по программе

Примерный перечень вопросов к итоговой аттестации

Тест

Инструкция: выбрать один правильный ответ

1. По запасам нефти Россия занимает:

- 2 место
- 3 место
- 1 место

2. Основной способ транспортировки нефти в России:

- в судах-танкерах
- по трубопроводам
- по железной дороге

3. Главным районом добычи нефти в России является:

- Дальний Восток
- Западная Сибирь
- Северный Кавказ

4. Основу нефтяной промышленности составляют вертикально-интегрированные:

- нефтяные компании
- нефтяные институты
- нефтяные лаборатории

5. Сложный производственный процесс, включающий в себя геологоразведку, бурение скважин и их ремонт, очистку добытой нефти от воды, серы, парафина и многое другое:

- нефтеотдача
- нефтедобыча
- рудодобыча

6. Один из видов нефтепровода:

- технические
- промысловые
- промышленные

7. Цель переработки нефти (нефтепереработки):

- снижение качества
- удорожание

- производство нефтепродуктов

8. Один из основных продуктов нефтепереработки:

- бетон
- асфальт
- бетоногранит

9. Один из основных продуктов нефтепереработки:

- каучук
- бетон
- бензин

10. Как называется цилиндрическая горная выработка, сооружаемая без доступа в нее человека и имеющая диаметр во много раз меньше длины?

- колодец
- скважина
- устье
- забой

11. Как называется обсадная труба для изоляции горизонтов и извлечения нефти и газа из пласта на поверхность?

- направление
- кондуктор
- промежуточная обсадная колонна
- **эксплуатационная колонна**

12. Как называется сооружение групп скважин с общего основания ограниченной площади, на котором размещается буровая установка и оборудование?

- древовидное бурение
- **кустовое бурение**
- многоколонное бурение
- иерархическое бурение

13. Как называется бурение, при котором разрушение горных пород производится долотом, подвешенным на канате?

- гидравлическое бурение
- роторное бурение
- **ударное бурение**
- взрывное бурение

14. Как называется комплекс наземного оборудования, необходимый для выполнения операций по проводке скважины?

- буровая вышка
- **буровая установка**
- эксплуатационная установка
- добывающая установка

15. Что применяется для удержания на весу бурильного инструмента?

- талевая система
- **буровая лебедка**
- крюкоблок
- элеватор

16. Каким образом необходимо производить ликвидацию гидратных пробок в газопроводах?

- Снизить давление в газопроводе до рабочего и продуть его паром.
- Снизить давление в газопроводе до 0,5 рабочего и прокачать его метанолом.
- **Снизить давление в газопроводе до атмосферного и произвести подогрев участков газопровода паром**
- Не снижая давления, осуществить подогрев участков газопровода.

17. Какова максимальная скорость спуска (подъема) погружного электронасоса в вертикальную скважину?

- **0,25 м/сек**
- 0,30 м/сек.
- 0,35 м/сек.
- Следует соблюдать меры предосторожности, скорость подъема (спуска) не регламентируется.

18. Какой радиус опасной зоны должен быть установлен вокруг скважины и применяемого оборудования на период тепловой и комплексной обработки?

- Не менее 10 м.
- Не менее 20 м.
- Не менее 35 м.
- **Не менее 50 м**

19. Детонационная устойчивость будет наименьшей у бензина, который содержит углеводороды

- Разветвленного строения
- Циклические
- Ароматические
- **Линейного строения**

20. Укажите верное суждение: А) качество бензина определяется его детонационной устойчивостью; Б) качество бензина характеризуется его октановым числом.

- Оба суждения неверны
- Верно только А
- Верно только Б
- **Верны оба суждения**

- 21. Наилучшую детонационную устойчивость имеет бензин со следующим октановым числом**
- 80
 - 76
 - 92
 - **96**
- 22. Что происходит с вязкостью жидкости, если t° увеличивается?**
- увеличение;
 - никаких изменений;
 - **уменьшение;**
 - становится постоянной.
- 23. На какие разделы подразделяют гидравлику?**
- гидростатику, гидромеханику;
 - гидромеханику, гидродинамику;
 - гидрологию, гидромеханику;
 - **гидростатику, гидродинамику.**
- 24. Каким может быть гидравлическое сопротивление?**
- **местным, линейным;**
 - линейным, квадратичным;
 - местным, нелинейным;
 - нелинейным, линейным.
- 25. Органом, осуществляющим от имени государства надзор за геологическим изучением рациональным использованием и охраной недр:**
- Конституционный суд РФ;
 - органы местного самоуправления;
 - органы государственной безопасности;
 - **Федеральная служба по надзору в сфере природопользования.**
- 26. Конституция РФ устанавливает, что вопросы владения, пользования и распоряжения недрами относятся к ведению:**
- только субъектов РФ;
 - **РФ и ее субъектов;**
 - только Российской Федерации;
 - субъектов РФ и муниципальных органов.
- 27. Ресурсы недр континентального шельфа находятся в ведении:**
- исключительно субъектов РФ, к территории которых прилегает шельф;
 - **исключительно РФ;**
 - совместном РФ и соответствующих субъектов РФ;
 - совместном соответствующего субъекта РФ и органа местного самоуправления.
- 28. Какие из перечисленных ниже объектов не относятся к недропользованию:**
- **озонный слой атмосферы;**
 - часть земной коры;
 - дно водоемов и водотоков, простирающийся до глубин;
 - геометризованные блоки недр.
- 29. В каких случаях необходима экспертиза промышленной безопасности при консервации зданий и сооружений опасных производственных объектов нефтегазодобывающих производств?**
- В случае повышенной концентрации сероводорода в составе добываемой продукции.
 - В случае угрозы газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов.
 - **В случае, когда длительность консервации зданий и сооружений ОПО может превысить сроки, предусмотренные документацией на их консервацию**
 - В случае аварии или инцидента на консервируемом объекте.
- 30. Каковы периодичность и минимальное значение давления опрессовки технологических трубопроводов после их монтажа или после ремонта с применением сварки?**
- **Периодичность и условия опрессовки устанавливаются проектной документацией, а также нормативно-техническими документами в области промышленной безопасности**
 - Периодичность - раз в 3 месяца, условия опрессовки - 1,25 рабочего давления.
 - Давление опрессовки должно быть равно рабочему давлению, периодичность не нормирована.
- 31. Какими светильниками должны быть обеспечены опасные производственные объекты нефтегазодобывающих производств?**
- Стационарными светильниками напряжением 12 В во взрывозащищенном исполнении.

- Стационарными светильниками напряжением 6 В во взрывозащищенном исполнении.
- **Переносными светильниками, для питания которых должно применяться напряжение не выше 50 В в особо опасных помещениях, а в наружных установках - не выше 12 В**
- Переносными светильниками напряжением 24 В во взрывозащищенном исполнении.

32. Величина, характеризующая степень нагретости тела:

- энергия
- давление
- **температура**

33. При постоянной температуре удельные объемы газа обратно пропорциональны его давлениям:

- закон Гей-Люссака
- **закон Бойля-Мариотта**
- закон Шарля

34. При постоянном удельном объеме протекает процесс:

- изобарный
- **изохорный**
- изотермический

35. Укажите аббревиатуру, обозначающую термин "Всеобщий менеджмент качества"

- MBQ;
- QFD;
- **TQM**
- UQM
- SQC
- TQC

36. Один из видов нефтепровода:

-
-
- **промышленные**

37. Давление определяется

- **отношением силы, действующей на жидкость к площади воздействия;**
- произведением силы, действующей на жидкость на площадь воздействия;
- отношением площади воздействия к значению силы, действующей на жидкость;
- отношением разности действующих усилий к площади воздействия.

38. На объектах сбора и подготовки нефти и газа (ЦПС, УПН, УКПГ, ГП), насосных и компрессорных станциях (ДНС, КС) должны быть: (п.3.5.4.6)

- Технические паспорта и документация на оборудование насосных и компрессорных станций.
- **Технологическая схема, утвержденная техническим руководителем организации, с указанием номеров задвижек, аппаратов, направлений потоков, полностью соответствующих их нумерации в проектной технологической схеме.**
- Приказ о назначении ответственного за проведение работ лица и технические паспорта на оборудование.
- План аварийно-спасательных мероприятий, утвержденный руководством предприятия.
- Всё перечисленное.

39. Периодичность проверок исправности предохранительной, регулирующей и запорной арматуры: (п.3.5.4.24)

- Ежедневно с регистрацией в специальном журнале.
- Ежедневно с оформлением акта.
- **По графику с занесением результатов в вахтовый журнал.**
- Ежедневно для отчета руководству.
- По решению технического руководителя предприятия.

40. Для транспортировки нефти по водным путям используются:

- сухогрузы
- **супертанкеры**
- "транспортники"

Оценочные материалы

Оценивание промежуточной аттестации (зачета по вопросам):

Оценка зачета	Критерии
«зачтено»	Оценка «зачтено» выставляется слушателю, если он знает материал. В ответе могут быть допущены неточности или незначительные ошибки
«не зачтено»	Оценка «не зачтено» выставляется слушателю, который не знает значительной части программного материала, допускает существенные ошибки

Оценивание промежуточной аттестации (зачета в форме тестирования):

Оценка зачета	Критерии
«зачтено»	Отвечено правильно на 50% и более вопросов
«не зачтено»	Отвечено менее чем на 50% вопросов

Оценивание итоговой аттестации (зачета в форме тестирования):

Итоговая аттестация оценивается по пятибалльной системе:

Оценка	% верных ответов
«5» - отлично	81-100
«4» - хорошо	71-80
«3» - удовлетворительно	60-70
«2» - неудовлетворительно	0-59

6 ОРГАНИЗАЦИОННО-ПЕДАГОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Обучение проводится в соответствии с условиями, отражающими специфику организационных действий и педагогических условий, направленных на достижение целей дополнительной профессиональной программы и планируемых результатов обучения.

Учебно-методическое обеспечение

В случае необходимости слушателям возможно обеспечение доступа к ресурсам электронных библиотек.

Требования к квалификации преподавателей

Высшее профессиональное образование по направлению подготовки, соответствующей преподаваемому предмету, без предъявления требований к стажу работы, либо высшее профессиональное образование или среднее профессиональное образование и дополнительное профессиональное образование по направлению деятельности в образовательном учреждении, стаж работы в отрасли не менее 3-х лет.

Материально-техническое обеспечение

Обучение в очной и очно-заочной форме подготовки по программе: «Нефтегазовое дело» проходит в учебных аудиториях ООО «ЕЦ ДПО», оборудованных всем необходимым для организации учебного процесса инвентарем:

- учебной мебелью;
- компьютерами;
- мультимедийным проектором;
- флипчартами

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ КУРСА

Основная литература

1. Андреев А. Ф. Основы экономики и организации нефтегазового производства. Учебное пособие для студентов учреждений высшего образования. Гриф УМО вузов России / Андреев Александр Федорович. - М.: Академия (Academia), 2014. - 788 с.
2. Бакиров А.А., Бакиров Э.А. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти газа. В 2т. Кн. 1. Теоретические основы прогнозирования нефтегазоспособности недр. Бакиров А.А., Бакиров Э.А.; Недра - Москва, 2012. - 467 с.
3. Вержичинская С. В., Дигуров Н. Г., Синицин С. А. Химия и технология нефти и газа; Форум - Москва, 2011. - 400 с.
4. Гуреева М. А. Основы экономики нефтяной и газовой промышленности: моногр. / М.А. Гуреева. - М.: Academia, 2017. - 240 с.
5. Основы экономики и организации нефтегазового производства. Учебное пособие / А.Ф. Андреев и др. - М.: Academia, 2014. - 320 с.
6. Полозов М.Б. Экология нефтегазодобывающего комплекса: Учебно-методическое пособие. Ижевск: Издательство «Удмуртский университет», 2012, 174 с.

Дополнительная литература

1. Андреев А.Ф. Основы проектного анализа в нефтяной и газовой промышленности / А.Ф. Андреев, В.Ф. Дунаев, В.Д. Зубарева, и др.. - М.: Олита, 2016. - 342 с.
2. Афанасьев В.Я. Нефтегазовый комплекс. Производство, экономика, управление / В.Я. Афанасьев. - М.: Экономика, 2014. - 670 с.
3. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика: Учебник для вузов. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003.
4. Белоусов В.С. Нефтегазовая промышленность: основные процессы и англо-русская терминология / В.С. Белоусов. - М.: Техинпут, 2019. - 876 с.
5. Бобрицкий Н.В. Основы нефтяной и газовой промышленности / Н.В. Бобрицкий. - М.: ЁЁ Медиа, 2019. - 636 с.
6. Булатов А.И. Заканчивание нефтяных и газовых скважин. Теория и практика / А.И. Булатов. - М.: Просвещение-Юг, 2019. - 742 с.
7. Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин / Ю.В. Вадецкий. - М.: Academia, 2015. - 175 с.
8. Васильченко А. Новые технологии в строительстве нефтяных и газовых скважин: моногр. / Анатолий Васильченко. - М.: LAP Lambert Academic Publishing, 2019. - 112 с.
9. Володин К.И. Автоматизированная система научно-технической информации - разработка и эксплуатация / К.И. Володин. - М.: Финансы и статистика, 2016. - 815 с.
10. Володченко К.Г. Колонковое бурение / К.Г. Володченко. - М.: Госгеолтехиздат, 2015. - 13 с.
11. Воронкова Л.Б. Охрана труда в нефтехимической промышленности/ Л.Б. Воронкова - М.: Academia, 2018.- 48 с.
12. Гажур А.А. Теплотехника. Теплопередача и термодинамика. Учебник. – М.: РЭУ им. Г.В. Плеханова. 2017. - 277 с.
13. Глущенко В. Н. Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности / В.Н. Глущенко. - М.: Интерконтакт Наука, 2014. - 728 с.
14. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / Л.П. Дейк. - М.: Премиум Инжиниринг, 2019. - 848 с.
15. Димов Ю.В. Метрология, стандартизация и сертификация / Ю.В. Димов. - М.: СПб: Питер, 2016. - 432 с.
16. Дмитриев Н.М., Кадет В.В. Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика. – М.: ИЦ РГУ нефти и газа. 2016. – 347 с.
17. Дроздова Ю.А., Кравченко М.Н., Разбегина Е.Г. Гидравлический расчет сложных трубопроводов. Учебное пособие. – М: ИЦ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2016.- 75с.

18. Елкин С. В., Гаврилов Д. А. Инженерно-техническое творчество в нефтегазовой отрасли; 2014. - 368 с.
19. Захарова И.М. Охрана труда для нефтегазовых колледжей: учебное пособие/ И.М. Захарова.- РнД: Феникс, 2019.- 382 с.
20. Зуйков А.Л. Гидравлика. Учебник. В 2-х тт. – М.: МИСИ-МГСУ. 2018.
21. Игнатъев С.В. Основы экономики нефтегазовой отрасли. Учебное пособие / С.В. Игнатъев. - М.: МГИМО-Университет, 2017. - 127 с
22. Калинин А.Ф., Купцов С.М., Лопатин А.С., Шотиди К.Х. Термодинамика и теплопередача в технологических процессах нефтяной и газовой промышленности. Учебник для вузов. – М.: ИЦ РГУ нефти и газа. 2016. – 264 с.
23. Клещев К.А. Нефтяные и газовые месторождения России. Европейская часть России. Азиатская часть России (количество томов: 2) / К.А. Клещев. - М.: ВНИГНИ, 2019. - 212 с.
24. Кошечая И. П. Метрология, стандартизация и сертификация / И.П. Кошечая, А.А. Канке. - М.: Форум, Инфра-М, 2017. - 416 с.
25. Краснова Л. Н. Организация, нормирование и оплата труда на предприятиях нефтяной и газовой промышленности / Л.Н. Краснова, М.Ю. Гинзбург. - М.: КноРус, 2016. - 352 с.
26. Кременецкий М. И. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей / М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов, Д.Н. Гуляев. - М.: Институт компьютерных исследований, 2017. - 896 с.
27. Кудинов В. А., Карташов Э. М., Стефанюк Е. В. Техническая термодинамика и теплопередача. Учебник; Юрайт - М., 2016. - 444 с.
28. Лаврентьев, А. В. Анализ причин и последствий пескопроявлений на завершающей стадии разработки нефтяных и газовых месторождений / А.В. Лаврентьев. - М.: Горная книга, 2019. - 748 с.
29. Леонов, Е. Г. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. В 2 частях. Часть 1. Гидроаэромеханика в бурении / Е.Г. Леонов, В.И. Исаев. - М.: Недра-Бизнесцентр, 2017. - 416 с.
30. Медведев В.Т. Охрана труда и промышленная экология: Учебник/ В.Т. Медведев.- М.: Academia, 2019. – 464 с.
31. Мовсумзаде А.Э. Развитие систем автоматизации и телемеханизации в нефтегазовой промышленности / А.Э. Мовсумзаде, А.Е. Сощенко. - М.: Недра, 2016. - 333 с.
32. Моисеев В.А. Композит-каталог. Оборудование, материалы и услуги для нефтегазовой промышленности / ред. О.М. Дукарский, В.А. Моисеев, Л.К. Сафронов. - М.: Компомаш-ТЭК, 2019. - 681 с.
33. Муляк, В.В. Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений / В.В. Муляк. - М.: ГЕОС, 2017. - 203 с.
34. Мышелов Е. П. Введение в метрологию, стандартизацию и сертификацию качества / Е.П. Мышелов. - М.: Красанд, 2017. - 224 с.
35. Нефтегазовый комплекс. Производство, экономика, управление. Учебник. - М.: Экономика, 2014. - 720 с.
36. Трахтенгерц, Э.А. Компьютерные методы поддержки принятия управленческих решений в нефтегазовой промышленности / Э.А. Трахтенгерц. - М.: Синтег, 2019. - 736 с.
37. Охрана труда при строительстве объектов нефтяной и газовой промышленности. Справочник. - М.: Недра, 2014. - 488 с.
38. Покрепин Б. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений; Феникс - Москва, 2015. - 320 с.
39. Фролов А.В. Безопасность и охрана труда при геолого-разведочных работах/ А.В. Фролов.- РнД: Феникс, 2019.- 200 с.

ИНФОРМАЦИОННЫЕ РЕСУРСЫ

1. Электронная библиотека диссертаций <http://diss.rsl.ru>
2. Научная электронная библиотека eLibrary.ru <http://www.elibrary.ru>
3. Электронная библиотечная система издательства «Лань» <http://e.lanbook.com>

4. Базы данных Федерального института промышленной собственности <http://www1.fips.ru>
5. «Журнал нефтегазового строительства» <http://mag.npngs.ru/>
6. Журнал «Сфера. Нефть и Газ» <http://www.s-ng.ru/magazin/0/>
7. Журнал «Территория «Нефтегаз»» <http://www.neftegas.info/tng/>
8. Журнал «Технологии нефти и газа» <http://www.nitu.ru/tngnumbers.htm>
9. Журнал «НЕФТЬ. ГАЗ. НОВАЦИИ» <http://neft-gaz-novacii.ru/ru/archive>
10. Информационно-аналитический журнал "Нефть, газ и бизнес"
http://ngb.gubkin.ru/archiv/archiv_list.php
11. Журнал «Нефтяное хозяйство» <http://www.oil-industry.net/Journal/>
12. Газовая промышленность <http://neftegas.info/gasindustry/>
13. Журнал «Нефтегазовая вертикаль» <http://ngv.ru>
14. «Дайджест НЕФТЕГАЗ» <http://ngo.slant.ru/news/id2948/>
15. Информационный сайт инженеров нефти и газа <http://www.oil-info.ru>
16. WikiProm <http://www.wiki-prom.ru/>
17. Нефтегазовая промышленность <http://www.neftelib.ru/>
18. Нефть России: информационно-аналитический портал <http://www.oilru.com/>
19. Нефть, газ и фондовый рынок <http://www.ngfr.ru/topr.html>
20. Нефтегазовая периодика. Все для студента.
<https://www.twirpx.com/files/oil/periodic/#comment837924>