

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Филиал ТИУ в г. Сургуте

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель
директора по УМР



А.А. Акчурина
«31» августа 2022 г.

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

дисциплины/модуля: «Основы нефтегазопромыслового дела»

направление подготовки/специальность: 21.03.01 Нефтегазовое дело


профиль: Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

форма обучения: очная, очно-заочная

Рабочая программа разработана в соответствии с утвержденным учебным планом и требованиями ОПОП 21.03.01 Нефтегазовое дело к результатам освоения дисциплины

Рабочая программа рассмотрена на заседании кафедры «Нефтегазовое дело».
(наименование кафедры-разработчика)

Протокол №1 от «31» августа 2022 г.

Заведующий кафедрой «Нефтегазовое дело»  Р.Д.Татлыев

«31» августа 2022 г.

Рабочую программу разработал:

Муравьев К.А., доцент, к.т.н.

(И.О. Фамилия, должность, ученая степень, ученое звание)


(подпись)

1. Цели и задачи освоения дисциплины

Цель дисциплины: формирование навыков и умений в понимании и изучении эксплуатации и обслуживании объектов добычи нефти.

Задачи дисциплины: Основной задачей преподавания дисциплины является последовательное изложение основных теоретических и практических понятий основных производственных процессов, представляющих единую цепочку нефтегазовых технологий.

2. Место дисциплины в структуре ОПОП ВО

Дисциплина относится к дисциплинам обязательной части, формируемой участниками образовательных отношений.

Необходимыми условиями для освоения дисциплины являются:

знание:

- технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности; работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности;

умение:

- осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности; выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности;

владение:

- способностью осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности; Способностью выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности.

Содержание дисциплины Основы нефтегазопромыслового дела является логическим продолжением содержания дисциплин Геология, Физика, Химия, Математика, Информатика.

3. Результаты обучения по дисциплине

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих компетенций:

Таблица 3.1

Код и наименование компетенции	Код и наименование индикатора достижения компетенции (ИДК)	Код и наименование результата обучения по дисциплине (модулю)
ПКС-6 Способность применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	ПКС-6.2 Анализирует правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы	Знать (З1): правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы
		Уметь (У1): верно выбирать технологические режимы работы скважин и оборудования
		Владеть (В1): навыками работы со средствами обработки информации

4. Объем дисциплины

Общий объем дисциплины составляет 2 зачетных единицы, 72 часов.

Таблица 4.1.

Форма обучения	Курс/ семестр	Аудиторные занятия / контактная работа, час.	Самостоятельная работа, час.	Форма промежуток
----------------	---------------	--	------------------------------	------------------

		Лекции	Практические занятия	Лабораторные занятия		ной аттестации
очная	4/4	16	16	-	40	зачет
очно-заочная	4/4	12	12	-	48	зачет

5. Структура и содержание дисциплины

5.1. Структура дисциплины

-очно-заочная форма обучения (ОЗФО)

-очная форма обучения (ОФО)

Таблица 5.1.1

№ п/п	Структура дисциплины		Аудиторные занятия, час.			СРС, час.	Всего, час.	Код ИДК	Оценочные средства
	Номер раздела	Наименование раздела	Л.	Пр.	Лаб.				
1	1	История развития нефтяной промышленности	1/2			4/6	5/8	ПКС-6	Тест, выполнение практических работ
2	2	Геологические процессы в земной коре	1/1			-	1/1	ПКС-6	Тест, выполнение практических работ
3	3	Вскрытие продуктивных пластов	1/1	4/2		-	5/3	ПКС-6	Тест, выполнение практических работ
4	4	Разработка нефтяных и газовых месторождений	2/1	4/4		8/8	14/13	ПКС-6	Тест, выполнение практических работ
5	5	Поддержание пластового давления	2/1			4/8	6/9	ПКС-6	Тест, выполнение практических работ
6	6	Методы повышения коэффициента нефтеотдачи	2/1	4/2		4/6	10/9	ПКС-6	Тест, выполнение практических работ

									еских работ
7	7	Способы добычи нефти	2/1				2/1	ПКС-6	Тест, выполнение практических работ
8	8	Методы увеличения дебита скважин	1/1				1/1	ПКС-6	Тест, выполнение практических работ
9	9	ТКРС	1/1	2/2			3/3	ПКС-6	Тест, выполнение практических работ
10	10	Сбор и подготовка скважинной продукции	2/1				2/1	ПКС-6	Тест, выполнение практических работ
11	11	Транспортирование скважинной продукции	1/1	2/2			3/3	ПКС-6	Тест, выполнение практических работ
12	Экзамен					20/20	20/20	ПКС-6	Тесты
Итого:			16/12	16/12	-	40/48	72/72		

5.2. Содержание дисциплины.

5.2.1. Содержание разделов дисциплины (дидактические единицы).

Раздел 1. История развития нефтяной промышленности.

Значение нефти и газа в народном хозяйства РФ. Основные районы добычи и подготовки нефти и газа.

Раздел 2. Геологические процессы в земной коре.

Образование горных пород и полезных ископаемых. Образование нефтяных и газовых месторождений. Происхождение нефти и газа. Физико-химические свойства нефти и газа и пород, слагающих нефтяные пласты.

Раздел 3. Вскрытие продуктивных пластов.

Поиск и разведка нефтегазовых месторождений. Конструкция скважин. Методы бурения скважин. Буровые растворы. Освоение скважин после бурения.

Раздел 4. Нестационарная фильтрация упругой жидкости и газа.

Принципы разработки месторождений. Рациональная система разработки.

Раздел 5. Поддержание пластового давления.

Условие притока жидкости к скважине. Виды заводнения пластов. Коэффициент нефтеотдачи.

Раздел 6. Методы повышения коэффициента нефтеотдачи.

Гидродинамические методы. Физико-химические методы. Тепловые и другие методы.

Раздел 7. Способы добычи нефти.

Фонтанный способ. Газлифтный способ. Эксплуатация ШСНУ. Эксплуатация УЭЦН.

Раздел 8. Методы увеличения дебита скважин.

Химические методы. Механические методы. Тепловые и комплексные методы.

Раздел 9. ТКРС.

Виды текущего ремонта скважин. Виды капитального ремонта скважин.

Раздел 10. Сбор и подготовка скважинной продукции.

Системы сбора в Западной Сибири. Подготовка скважинной продукции на месторождении.

Раздел 11. Транспортирование скважинной продукции.

Классификация трубопроводов. Защита трубопроводов от коррозии.

5.2.2. Содержание дисциплины/модуля по видам учебных занятий.**Лекционные занятия**

Таблица 5.2.1

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема лекции
		ОФО/ ОЗФО	
1	1	1/2	- значение нефти и газа в народном хозяйства РФ; - основные районы добычи и подготовки нефти и газа
2	2	1/1	- образование горных пород и полезных ископаемых; - образование нефтяных и газовых месторождений; - происхождение нефти и газа; - физико-химические свойства нефти и газа и пород, слагающих нефтяные пласты
3	3	1/1	- поиск и разведка нефтегазовых месторождений; - конструкция скважин; - методы бурения скважин; - буровые растворы; - освоение скважин после бурения
4	4	2/1	- принципы разработки месторождений; - рациональная система разработки
5	5	2/1	- условие притока жикости к скважине; - виды заводнения пластов; - коэффициент нефтеотдачи
6	6	2/1	- гидродинамические методы; - физико-химические методы; - тепловые и другие методы
7	7	2/1	- фонтанный способ; - газлифтный способ; - эксплуатация ШСНУ; - эксплуатация УЭЦН
8	8	1/1	- химические методы; - механические методы; - тепловые и комплексные методы
9	9	1/1	- виды текущего ремонта скважин; - виды капитального ремонта скважин
10	10	2/1	- системы сбора в Западной Сибири; - подготовка скважинной продукции на месторождении
11	11	1/1	- классификация трубопроводов; - защита трубопроводов от коррозии

Итого	16/12	
-------	-------	--

Практические занятия

Таблица 5.2.2

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема практических работы
		ОФО/ ОЗФО	
1	3	4/2	Расчет коэффициента общей пористости. Расчет коэффициента абсолютной проницаемости породы. Определение удельной поверхности породы
2	4	4/4	Расчет пластового давления нефтяной и газовой скважины
3	6	4/2	Расчет фонтанного подъемника
4	9	2/2	Расчет и подбор оборудования ШСНУ
5	11	2/2	Гидравлический расчет простого трубопровода
Итого:		16/12	

Лабораторные работы

Лабораторные занятия учебным планом не предусмотрены

Самостоятельная работа студента

Таблица 5.2.4

№ п/п	Номер раздела дисциплины	Объем, час.	Тема	Вид СРС
		ОФО/ ОЗФО		
1	1	4/6	- значение нефти и газа в народном хозяйстве РФ; - основные районы добычи и подготовки нефти и газа	Изучение теоретического материала, подготовка к практическим занятиям
2	4	8/8	- принципы разработки месторождений; - рациональная система разработки	Изучение теоретического материала, подготовка к практическим занятиям, оформление отчетов по ним, подготовка к тестированию
3	5	4/8	- условие притока жидкости к скважине; - виды заводнения пластов; - коэффициент нефтеотдачи	Изучение теоретического материала, подготовка к практическим занятиям
4	6	4/6	- гидродинамические методы; - физико-химические методы; - тепловые и другие методы	Изучение теоретического материала, подготовка к практическим занятиям и тестированию
5	1-11	20/20	Подготовка к экзамену	Сдача экзамена
Итого:		40/48		

5.2.3. Преподавание дисциплины/модуля ведется с применением следующих видов образовательных технологий:

– визуализация учебного материала в PowerPoint в диалоговом режиме (лекционные занятия);

– работа в малых группах (лабораторная работа).

6. Тематика курсовых работ/проектов

Курсовые работы/проекты учебным планом не предусмотрены.

7. Контрольные работы

Контрольные работы учебным планом не предусмотрены

8. Оценка результатов освоения дисциплины/модуля

8.1. Критерии оценивания степени полноты и качества освоения компетенций в соответствии с планируемыми результатами обучения приведены в Приложении 1.

8.2. Рейтинговая система оценивания степени полноты и качества освоения компетенций обучающихся очной формы обучения представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1

№ п/п	Виды контрольных мероприятий*	Баллы
1	Предоставление отчета по расчету коэффициента общей пористости осадочных пород. Определение гранулометрического состава	0-4
2	Предоставление отчета по расчету коэффициента абсолютной проницаемости породы. Определение удельной поверхности	0-6
4	Тест по темам: История развития нефтяной промышленности. Свойства нефти и газа и вмещающей их породы-коллектора	0-20 (10 вопросов по 2 балла)
	Итого за 1 аттестацию	0-30
5	Предоставление отчета по расчету пластового давления нефтяной и газовой скважины	0-4
7	Предоставление отчета по расчету приемистости нагнетательной скважины	0-6
8	Тест по темам: Первичное и вторичное вскрытие продуктивных пластов. Назначение ППД. Методы повышения коэффициента нефтеотдачи	0-20 (10 вопросов по 2 балла)
	Итого за 2 аттестацию	0-30
10	Предоставление отчета по расчету фонтанного подъемника	0-6
11	Предоставление отчета по расчету и подбор оборудования ШСНУ	0-8
12	Предоставление отчета по гидравлическому расчету простого трубопровода	0-6
11	Тест по темам: Способы добычи нефти. Методы увеличения дебита скважины. Виды ТКРС.	0-20 (10 вопросов по 2 балла)
	Итого за 3 аттестацию	0-40
	Всего за семестр	0-100

9. Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины

9.1. Перечень рекомендуемой литературы представлен в Приложении 2.

9.2. Современные профессиональные базы данных и информационные справочные системы:

- ЭБС «Издательства Лань»;
- ЭБС «Электронного издательства ЮРАЙТ»;

- Собственная полнотекстовая база (ПБД) БИК ТИУ;
- Научная электронная библиотека «eLIBRARY.RU»;
- ЭБС «IPRbooks»;
- Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВО РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина;
- Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГНТУ (г. Уфа);
- Научно-техническая библиотека ФГБОУ ВПО УГТУ (г. Ухта);
- ЭБС «Прспект»;
- ЭБС «Консультант студент»;
- Поисковые системы Internet: Яндекс, Гугл.
- Система поддержки учебного процесса Educon.

9.3. Лицензионное и свободно распространяемое программное обеспечение, в т.ч. отечественного производства:

- MS Office

10. Материально-техническое обеспечение дисциплины

Помещения для проведения всех видов работы, предусмотренных учебным планом, укомплектованы необходимым оборудованием и техническими средствами обучения.

Таблица 10.1

№ п/п	Перечень оборудования, необходимого для освоения дисциплины/модуля	Перечень технических средств обучения, необходимых для освоения дисциплины/модуля (демонстрационное оборудование)
1	прибор для определения карбонатности горных пород «Кадометр» с вытяжным шкафом; электронные весы (для определения пористости методом Преображенского);	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
2	-	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
3	-	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
4	газоволюметрический пикнометр «Поромер»;	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
5	газоволюметрический пикнометр «Поромер»;	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть

6	-	Комплект мультимедийного оборудования: проектор, экран, компьютер, акустическая система. Локальная и корпоративная сеть
---	---	--

11. Методические указания по организации СРС

11.1. Методические указания по подготовке к практическим работам.

Для эффективной работы обучающийся должен изучить теоретический материал по теме, ознакомиться с целью и последовательностью выполнения лабораторной работы, используемым оборудованием и изучить технику безопасности при выполнении работы

Введение

Методические указания по выполнению практических работ по дисциплине «Основы нефтегазопромыслового дела» разработаны на основе рабочей программы и предназначены для формирования необходимых общекультурных и профессиональных компетенций выпускника направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело», квалификации бакалавр.

К каждой практической работе даются общие рекомендации по теме и вопросы для самопроверки. При выполнении практических работ необходимо использовать материал, изложенный в конспекте лекций и предоставленный преподавателем справочный материал.

Оформление работ производится на листах формата А4 в печатном виде или в рукописном виде в отдельной тетради.

Практическая работа № 1

Расчет коэффициента общей пористости осадочных пород.

Расчет коэффициента абсолютной проницаемости породы.

Определение удельной поверхности породы

Общие положения

Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот (пор). Коэффициентом полной (или абсолютной) пористости m_n называется отношение суммарного объема пор $V_{пор}$ в образце породы к видимому его объему $V_{обр}$

$$m_n = \frac{V_{пор}}{V_{обр}} \quad (1)$$

Измеряется коэффициент пористости в долях или в процентах объема породы. По происхождению поры и другие пустоты подразделяются на первичные и вторичные. К первичным относят пустоты между зернами, промежутки между плоскостями наложения и т. д., образующиеся в процессе осадконакопления и формирования породы. Ко вторичным — поры, образующиеся в результате последующих процессов разлома и дробления породы, растворения, возникновения трещин, (например, вследствие доломитизации) и т. д.

Проницаемость — фильтрационный параметр горной породы, характеризующий ее способность пропускать к забоям скважин нефть, газ и воду.

Абсолютно непроницаемых тел в природе нет. Однако при сравнительно небольших перепадах давлений в нефтяных пластах многие породы в результате незначительных размеров пор в них оказываются практически мало или совсем непроницаемыми для жидкостей и газов (глины, сланцы и др.).

Большая часть осадочных пород обладает той или иной проницаемостью. Поровое пространство этих пород, кроме пространства с субкапиллярными порами, слагается порами большого размера. По экспериментальным данным, диаметры подавляющей части пор нефтесодержащих коллекторов больше 1 мкм.

В процессе разработки нефтяных и газовых месторождений встречаются различные виды фильтрации в пористой среде жидкостей и газов или их смесей — совместное движение нефти,

воды и газа или воды и нефти, нефти и газа или только нефти или газа. При этом проницаемость одной и той же пористой среды для данной фазы в зависимости от количественного и качественного состава фаз в ней будет различной. Поэтому для характеристики проницаемости пород нефтесодержащих пластов введены понятия абсолютной, эффективной (фазовой) и относительной проницаемостей.

Для характеристики физических свойств пород используется абсолютная проницаемость.

Под абсолютной принято понимать проницаемость пористой среды, которая определена при наличии в ней лишь одной какой-либо фазы, химически инертной по отношению к породе.

Абсолютная проницаемость—свойство породы, и она не зависит от свойств фильтрующейся жидкости или газа и перепада давления, если нет взаимодействия флюидов с породой. На практике жидкости часто взаимодействуют с породой (глинистые частицы разбухают в воде, смолы забивают поры). Поэтому для оценки абсолютной проницаемости обычно используется воздух или газ, так как установлено, что при движении жидкостей в пористой среде на ее проницаемость влияют физико-химические свойства жидкостей.

Фазовой называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем. Значение ее зависит не только от физических свойств пород, но также от степени насыщенности порового пространства жидкостями или газом и от их физико-химических свойств.

Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение фазовой проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

Удельной поверхностью называется площадь поверхности всех частиц, слагающих породу в единице объема. Вследствие небольших размеров отдельных зерен песка и большой плотности укладки поверхность порового пространства пласта может достигать огромных значений, что значительно осложняет задачу полного извлечения нефти из породы.

Задача 1

Определить коэффициент общей пористости образца породы, если объем зерен в образце V_3 . Образец имеет форму цилиндра с диаметром $D_{обр}$ и длиной $L_{обр}$. Данные для расчетов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные

Вариант	1/11	2/12	3/13	4/14	5/15	6/16	7/17	8/18	9/19	10/20
$D_{обр}$, мм	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
$L_{обр}$, мм	30	35	40	45	30	35	40	45	30	35
V_3 , см ³	16	20	25	22	18	19	20	22	13	16

Решение:

Определяем коэффициент пористости по соотношению: $m=(V_0 - V_3)/V_0$.

где V_0 , V_3 —объемы соответственно образца породы и зерен в образце, см³.

Задача 2

По данным задачи 1 и таблицы 2 определить коэффициент абсолютной проницаемости породы, пропуская воздух через образец длиной $L_{обр}$ и диаметром $D_{обр}$. Давление перед и за образцом соответственно P_1 и P_2 . Вязкость воздуха при 20 °С (в условиях опыта) $\mu=0,018$ мПа·с. За t через образец переместилось V_B воздуха при атмосферном давлении.

Таблица 2 – Исходные данные

Вариант	1/11	2/12	3/13	4/14	5/15	6/16	7/17	8/18	9/19	10/20
$P_1 \times 10^5$, Па	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3
$P_2 \times 10^5$, Па	1,0	1,2	1,1	1,3	1,4	1,4	1,6	1,7	1,5	1,8
V_B , м ³	0,0036	0,0038	0,004	0,0042	0,0035	0,0039	0,0041	0,0045	0,0044	0,0035
t , с	180	190	185	200	175	195	200	210	205	179

Решение:

Коэффициент абсолютной проницаемости k определяют по формуле

$$k = \frac{2 \cdot \mu \cdot l \cdot P_2 \cdot V_v}{F(P_1^2 - P_2^2)t} \quad (2)$$

где l —длина образца, м; F —площадь поперечного сечения образца, m^2 ; μ —вязкость воздуха, mPa/c ; V_v —объем воздуха, переместившегося через образец, m^3 ; P_1, P_2 —давление соответственно перед и за образцом, Pa ; t — время продувки, с. Подставив в формулу числовые значения величин, получим:

Задача 3

Определить удельную поверхность породы с проницаемостью k и пористостью m по результатам задач 1 и 2.

Решение. Приближенно удельную поверхность породы можно найти по формуле:

$$F_{уд} = Cm \sqrt{\frac{m}{k}} \quad (3)$$

где C - коэффициент, зависящий от разнородности частиц песка (принимается равным 0,353).

Вопросы для самопроверки:

1. Что понимают под пористостью горной породы?
2. Единицы измерения пористости?
3. Что такое абсолютная проницаемость горной породы?
4. Что такое удельная поверхность?

Практическая работа № 2

Расчет молекулярной массы и плотности газа.

Расчет плотности, объемного коэффициента и усадки нефти

Общие положения

Под плотностью нефтяного газа понимают его массу, заключенную в $1 m^3$ при $0^\circ C$ и атмосферном давлении $P = 0,1 MPa$, измеряется в kg/m^3 .

Относительная плотность газа – это отношение плотности газа к плотности воздуха при стандартных условиях. Под нормальными условиями понимают условия, при которых давление $P = 0,1 MPa$, а температура $T = 273 K (0^\circ C)$; под стандартными – $P = 0,1 MPa, T = 293 K (20^\circ C)$.

Молекулярная масса газа определяется путем суммирования масс атомов, входящих в молекулу; измеряется в молях или киломолях. Для всех газов объем киломоля постоянен и равен при стандартных условиях $24,05 m^3$, при нормальных - $22,41 m^3$.

Молекулярная масса газа при известном объемном составе рассчитывается по формуле:

$$M_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n y_i M_i, \quad (4.1)$$

где y_i - мольная доля i - го компонента в газовой фазе; M_i - молекулярная масса i - го компонента; n - число компонентов в смеси газов.

Плотность газа при нормальных условиях вычисляется по формуле:

$$\rho_{\Gamma 0} = M_{\Gamma} / 22,41, \quad (4.2)$$

при стандартных условиях - по формуле:

$$\rho_{\Gamma ст} = M_{\Gamma} / 24,05. \quad (4.3)$$

Относительная плотность газа по воздуху рассчитывается по формуле:

$$\bar{\rho}_{\Gamma} = M_{\Gamma} / 28,98. \quad (4.4)$$

где 28,98 - молекулярная масса воздуха

Или по формуле:

$$\rho_z^1 = \frac{\rho_z}{1,293} \quad (4.5)$$

Важной характеристикой нефти является плотность. Обычно она составляет 750...940 кг/м³, но бывают нефти с плотностью более 1000 кг/м³ и менее 750 кг/м³. Вместе с нефтью на поверхность извлекается газ, называемый попутным.

Количество газа в м³, приведенное к нормальным условиям, приходящееся на 1 т или 1 м³ извлеченной нефти, называется газовым фактором.

Газ выделяется из нефти на всем пути движения от пласта до установок подготовки; окончательное отделение газа происходит на установках подготовки нефти в концевых сепараторах. Объем дегазированной нефти отличается от объема пластовой нефти. Изменение объема нефти характеризует объемный коэффициент, определяемый отношением объема нефти в пластовых условиях к объему дегазированной нефти. По величине объемного коэффициента можно определить усадку нефти, показывающую уменьшение объема нефти после дегазации.

Условные обозначения в расчетах:

p - давление, МПа;

t - температура, °С;

Г₀ - газонасыщенность, м³/м³;

λ_{нГ} - коэффициент изменения объема нефти из-за изменения ее насыщенности газом;

ρ_н, ρ_г - плотность соответственно нефти и газа при 20 °С и 0,1 МПа, кг/м³;

α_н - коэффициент термического расширения нефти.

Объемный коэффициент нефти можно рассчитать по формуле:

$$b = 1 + \lambda_{нГ} \cdot \Gamma_0 + \alpha_n (t-20) - 6,5 \cdot 10^{-4} \cdot p. \quad (5)$$

Для нефтей в пластовых условиях объемный коэффициент приближенно можно рассчитать по формуле:

$$b = 1 + 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Gamma_0. \quad (6)$$

Коэффициент изменения объема нефти из-за изменения ее насыщенности газом λ_{нГ} рассчитывается по формуле:

$$\lambda_{нГ} = 10^{-3} [4,3 + 0,858\rho_g + 5,2(1 - 1,5 \Gamma_0 \cdot 10^{-3}) \Gamma_0 \cdot 10^{-3} - 3,54\rho_n \cdot 10^{-3}] \quad (7)$$

Коэффициент термического расширения нефти α_н рассчитывают в зависимости от плотности нефти по следующим формулам:

$$\begin{aligned} \alpha_n &= 10^{-3} \cdot 2,638(1,169 - \rho_n \cdot 10^{-3}) \quad \text{при } 780 < \rho_n < 860 \text{ кг/м}^3, \\ \alpha_n &= 10^{-3} \cdot 1,975(1,272 - \rho_n \cdot 10^{-3}) \quad \text{при } 860 < \rho_n < 960 \text{ кг/м}^3 \end{aligned} \quad (8)$$

Плотность нефти с растворенным в ней газом определяют по формуле:

$$\rho_{нГ} = b^{-1} (\rho_n + \rho_g \cdot \Gamma_0). \quad (9)$$

Коэффициент усадки u рассчитывается следующим образом:

$$u = (b - 1) / b. \quad (10)$$

Задача 1

В таблице 3 приведены составы газов типичных газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений. Рассчитать молекулярную массу каждого компонента, молекулярную массу газа, его плотность при стандартных условиях и относительную плотность по воздуху.

Таблица 3 - Компонентный состав газа

Вариант	Месторождение	Компонентный состав газа, % объемные							
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂	H ₂ S
1	Самотлорское	53,4	7,2	15,1	8,3	6,3	0,1	9,6	-
2	Уренгойское	98,84	0,1	0,03	0,02	0,01	0,3	1,7	-
3	Оренбургское	84,0	5,0	1,6	0,70	1,80	1,1	4,2	1,6
4	Шатлыкское	95,6	2,0	0,34	0,10	0,05	1,15	0,76	-
5	Астраханское	58,86	1,88	0,6	0,23	0,12	11,0	1,38	26,5

6	Ромашкинское ¹	37,3	20,7	18,9	9,5	4,8	-	8,8	-
7	Туймазинское ²	39,47	16,83	6,58	2,8	1,1	-	31,62	1,6

Таблица 4 - Атомные массы компонентов

Компонент	Водород	Углерод	Кислород	Сера	Азот
Атомная масса	1,008	12,011	15,999	32,064	14,007

Задача 2

Рассчитать плотность, объемный коэффициент и усадку нефти по исходным данным, представленным в таблице 5.

Таблица 5 - Исходные данные для расчетов

Вариант	Газовый фактор, м ³ /м ³	Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	Плотность газа, кг/м ³	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С
1/11	17,0	891	1,52	17,0	40
2/12	19,9	883	1,34	16,7	53
3/13	15,6	860	1,46	15,4	37
4/14	15,0	854	0,88	18,3	29
5/15	16,7	842	0,95	20,5	24
6/16	20,8	859	1,12	15,7	42
7/17	18,0	900	1,43	17,8	25
8/18	14,4	891	0,98	18,0	47
9/19	14,5	900	1,01	19,2	50
10/20	15,4	862	0,94	16,9	41

Вопросы для самопроверки:

1. Что понимают под плотностью нефти? Единица измерения плотности?
2. Как определяется молекулярная масса газа?
3. Что такое газовый фактор?
4. Что характеризует изменение объема нефти?

Практическая работа № 3

Расчет пластового давления нефтяной и газовой скважины

Общие положения

Определение пластового давления по давлению на устье нефтяной скважины основано на том, что в остановленной скважине забойное давление становится равным пластовому и уравновешивается давлением столба жидкости и устьевым давлением.

Под пластовым понимают давление, при котором нефть, газ вода находятся в пустотах коллектора в естественных условиях залегания. Природа и величина этого давления обусловлены тем, что продуктивная часть пласта связана или была связана ранее с выходом пласта на поверхность, через который происходило его питание водой. Разность уровней, часто значительная, между областью питания на поверхности и глубиной залегания продуктивной части пласта и определила наличие в поровом пространстве избыточного давления, называемого пластовым.

Пластовое давление измеряют в скважинах с помощью скважинных манометров или рассчитывают по положению уровня жидкости в скважине. Так как за счет веса столба жидкости давление у подошвы пласта выше, чем у кровли, то определение пластового давления принято проводить в точке, соответствующей середине продуктивного пласта.

¹ Состав газовой фазы после однократного разгазирования

² После первой ступени сепарации угленосной нефти

Пластовое давление и уровень жидкости измеряют в неработающих или специально для

№ варианта Параметр	1\11	2\12	3\13	4\14	5\15	6\16	7\17	8\18	9\19	10\20
Глубина скважины H, м	1500	1600	1700	1800	1900	2000	2100	2200	2300	2400
Интервал перфорации, h _ф , м	1480 -	1580 -	1680 -	1780 -	1880 -	1980 -	2080 -	2180- 2190	2280- 2290	2380- 2390
Устьевое давление нефтяной скважины P _у , МПа	1,5	2,0	2,5	3,0	3,2	3,5	3,8	4,2	4,5	4,8
Устьевое давление газовой скважины P _у , МПа	10	11	12	13	10	11	12	13	10	11
Статический уровень h _{ст} , м	0	100	150	200	250	300	350	400	450	500
Обводненность n _в , %	10	15	20	25	30	10	15	20	25	30
Плотность нефти ρ _н , кг/м ³	850	800	850	820	840	810	850	840	810	820
Плотность пластовой воды ρ _в , кг/м ³	1100	1050	1100	1050	1170	1050	1100	1150	1100	1050
Относительная плотность газа ρ _г , кг/м ³	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Средняя температура в скважине, T _{ср} , К	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Коэффициент сверхсжимаемости газа, z	0,7	0,75	0,8	0,7	0,75	0,8	0,7	0,75	0,8	0,7

этого остановленных скважинах. Это позволяет избежать ошибок, связанных с процессом перераспределения давления при движении жидкости по пласту и в скважине.

Задача

Определить величину пластового давления на уровне верхних отверстий фильтра по показаниям устьевого манометра закрытой нефтяной (газовой) скважины. Исходные данные в таблице 6.

Таблица 6 - Исходные данные

Решение:

1. Определяем пластовое давление нефтяной скважины по формуле:

$$P_{пл} = \rho_{см} g (H_{ф} - h_{см}) \cdot 10^{-6} + P_{у} \text{ МПа} \quad (11)$$

где ρ_{см} – плотность водонефтяной смеси, рассчитывается по формуле.

$$\rho_{см} = \rho_n n_n + \rho_w (1 - n_n) \text{ кг/м}^3 \quad (12)$$

2. Определяем пластовое давление газовой скважины:

$$P_{пл} = P_{у} \cdot e^{2S} \text{ МПа} \quad (13)$$

$$\text{где } S = \frac{0,03415 \cdot \rho_n H_{ф}}{T_{ср} \cdot Z}$$

e – основание натуральных логарифмов, e = 2,718

Вопросы для самопроверки:

1. Что понимают под пластовым давлением?
2. Каким прибором измеряют пластовое давление в скважине?
3. Единица измерения пластового давления

Практическая работа № 4 Расчет приемистости нагнетательной скважины

Общие положения

Приемистость нагнетательных скважин - способность скважин принимать максимальное количество нагнетательной воды ($\text{м}^3/\text{сут}$).

Приемистость нагнетательных скважин зависит в первую очередь от проницаемости пород и величины избыточного давления, создаваемого на забоях скважин. Приемистость также зависит и от сетки скважин, так как при одновременной работе многочисленных нагнетательных и эксплуатационных скважин между ними возникает практически ощутимое взаимодействие.

Приемистость нагнетательных скважин должна быть достаточной для обеспечения закачки технологической жидкости.

Задача

Определить приемистость нагнетательной скважины.

Таблица 7 - Исходные данные

Параметр	№ варианта							
	1\11	2\12	3\13	4\14	5\15	6\16	7\17	8\18
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	16,0	16,5	16,8	13,9	14,0	15,0	15,2	17,0
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтрации H_f , м	1500	1550	1600	1300	1350	1400	1450	1200
Диаметр НКТ d , мм	60	73	60	73	60	73	60	73
Толщина пласта h , м	10	8	9	8	10	7	11	9
Коэффициент проницаемости породы k , мкм^2	0,15	0,2	0,15	0,2	0,15	0,2	0,15	0,2
Радиус контура питания R_k , м	500	600	700	500	600	700	500	600
Радиус скважины по долоту r , мм	150							
Коэффициент гидродинамического несовершенства φ_c	0,7							
Давление насосов КНС $P_{кнс}$, МПа	9	9,5	10	10,5	11	9	9,5	10
Разность геодезических отметок ΔH_r , м	50	45	40	35	30	25	20	50
Длина водовода $l_{вод}$, м	1000	900	800	1000	900	800	1000	900

Вязкость воды μ_v , МПа*с	1
Плотность воды ρ_v , кг/м ³	1000
Ускорение свободного падения g, м/с	9,8
Объемный коэффициент b	1,12

Параметр	№ варианта						
	9\19	10\20	11\21	12\22	13\23	14\22	15\25
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	13,0	12,0	12,0	13,2	13,6	14,3	15,0
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтрации H_f , м	1250	1100	1150	1220	1280	1330	1420
Диаметр НКТ d , мм	60	73	60	73	60	73	60
Толщина пласта h , м	10	8	9	8	10	7	11
Коэффициент проницаемости породы k , мкм ²	0,15	0,2	0,15	0,2	0,15	0,2	0,15
Радиус контура питания R_k , м	500	600	700	500	600	700	500
Радиус скважины по долоту r , мм	150						
Коэффициент гидродинамического несовершенства φ_c	0,7						
Давление насосов КНС $P_{кнс}$, МПа	10,5	11	9	9,5	10	10,5	11
Разность геодезических отметок ΔH_r , м	45	40	35	30	25	20	30
Длина водовода $l_{вод}$, м	800	1000	900	800	1000	900	800
Вязкость воды μ_v , МПа*с	1						
Плотность воды ρ_v , кг/м ³	1000						
Ускорение свободного падения g, м/с	9,8						
Объемный коэффициент b	1,12						

Решение:

1. Определяют количество нагнетаемой в скважину воды за сутки:

$$Q_{наг} = \frac{0,236kh(P_{заб} - P_{пл})\varphi_c}{v\mu_v \lg \frac{R_k}{r_c}} \text{ м}^3 / \text{сут} \quad (14)$$

где μ_v – вязкость воды, Па*с, $\mu_v = 10^{-3}$ Па*с

Предварительно определяем давление на забое нагнетательной скважины. Так как расход жидкости неизвестен, давление на забое определяется приближенно без учета потерь на трение:

$$P'_{заб} = \pm P_{геод} + \rho * q * H_f * 10^{-6} + P_{кнс} \text{ МПа} \quad (15)$$

где $P_{геод}$ – давление обусловленное разностью геодезических отметок КНС и скважины, МПа

$$P_{\text{геод}} = \pm \Delta H_{\Gamma} \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot 10^{-6} \text{ МПа} \quad (16)$$

2. Определяют приемистость нагнетательной скважины $Q_{\text{нагн}}$ с учетом потерь давления на трение по предыдущей формуле.

Предварительно определяем давление на забое с учетом потерь на трение нагнетательной скважины, зависит от давления на выкиде насосов кустовой насосной станции (КНС):

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{КНС}} \pm P_{\text{геод}} - P_{\text{тр}} + \rho \cdot q \cdot H_{\text{ф}} \cdot 10^{-6} \text{ МПа} \quad (17)$$

где потери давления на трение определяются по формуле Дарси – Вейсбаха:

$$P_{\text{тр}} = 0,108 \cdot \lambda \cdot \frac{(Q'_{\text{нагн}})^2 (H_{\text{ф}} + l_{\text{вод}}) \rho_{\text{в}}}{d^5} = \text{МПа} \quad (18)$$

где $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, кг/м³;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления, принимаем $\lambda = 0,02 \dots 0,03$;

d – внутренний диаметр НКТ (водовода), мм.

$$Q_{\text{наг}} = \frac{0,236kh(P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}}) \varphi_c}{6 \mu_{\text{в}} \lg \frac{R_k}{r_c}} \cdot \text{м}^3 \setminus \text{сут}$$

Вопросы для самопроверки:

1. Для чего предназначена нагнетательная скважина?
2. Что такое приемистость нагнетательной скважины?
3. От чего зависит приемистость нагнетательной скважины?

Практическая работа № 5 Расчет фонтанного подъемника

Общие положения

Для обеспечения фонтанирования все скважины оборудуются фонтанными трубами (НКТ – насосно-компрессорные трубы), которые спускаются в скважину обычно до забоя и с помощью которых осваиваются фонтанные скважины и вызывают приток в них. Это трубы следующих условных диаметров: 48, 60, 73, 89 и 102 мм.

Наиболее употребительными (примерно 85%) являются трубы диаметром 73 мм. Лишь для фонтанных скважин, имеющих дебит несколько сот метров кубических в сутки, применяются 89 мм трубы. Можно сказать, что выбор диаметра фонтанных труб определяется не дебитом скважины, а удобством и техническими условиями нормальной эксплуатации таких фонтанных скважин. Широкое применение 73-мм труб обусловлено еще и тем, что эксплуатация фонтанных скважин, как правило, сопровождается отложением парафина на внутренних стенках труб, для удаления которого часто применяются механические скребки, спускаемые на стальной проволоке в фонтанные трубы через лубрикатор.

Несмотря на то, что на практике диаметр фонтанных труб принимается почти всегда без расчета, вопрос о пропускной способности фонтанных труб или о подаче фонтанного подъемника при тех или иных условиях на забое и на устье скважины представляется необходимым.

Задача

Произвести расчет фонтанного подъемника. Исходные данные представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Исходные данные

Вариант	1/11	2/12	3/13	4/14	5/15	6/16	7/17	8/18	9/19	10/20
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтра $H_{\text{ф}}$, м	1950	1945	1954	1940	1960	1966	1955	1961	1950	1949
Пластовое давление $P_{\text{пл}}$, МПа	22	20	25	22	21	24	20	23	20	25

Забойное давление $P_{зab}$, МПа	15	17	22	19	18	21	17	20	17	22
Давление насыщения $P_{нас}$, МПа	9	8	8,5	9,5	9,2	8,9	8,8	9,1	8,5	9
Устьевое давление P_y , МПа	1,4	1,5	1,2	1,3	1,2	1,4	1,5	1,3	1,4	1,2
Диаметр эксплуатационной колонны D , мм	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146
Коэффициент продуктивности K , т/сут*МПа	30,4	22	21	19	20	25	23	22	29	21
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	820	845	855	846	821	860	859	830	821	835
Плотность воды ρ_b , кг/м ³	1100	1090	1088	1100	1095	1085	1100	1090	1100	1001
Обводненность n_b , %	10	15	20	25	18	22	14	19	10	20

Решение:

1. Определяют глубину спуска труб в зависимости от типа скважин.

При $P_{зab} > P_{нас}$ газ начинает выделяться из нефти в стволе скважины, выше забоя. В этом случае трубы достаточно опустить на глубину:

$$L = H_{\phi} - \frac{(P_{зab} - P_{нас}) \times 10^6}{\rho_{см} \times g} \text{ м} \quad (19)$$

где $\rho_{см}$ – плотность смеси, определяется по формуле:

$$\rho_{см} = \rho_b \times n_g + \rho_n \times (1 - n_g) \text{ кг/м}^3$$

2. Диаметр фонтанных труб можно определить по формуле А.П. Крылова из условия минимальных потерь давления в колонне, при оптимальном режиме для конца фонтанирования:

$$d = 188 \times \sqrt{\frac{\rho \times L}{(P_1 - P_y) \times 10^6}} \times^3 \sqrt{\frac{Q \times g \times L}{\rho \times g \times L - (P_1 - P_y) \times 10^6}}, \text{ мм} \quad (20)$$

где $P_1 = P_{нас}$, если $P_{зab} > P_{нас}$;

Q - определяют по формуле притока: $Q = K(P_{пл} - P_{зab})^n = 30,4(22-15)^1 = 212,8$ т/сут

3. По найденному расчетному значению, по внутреннему диаметру выбирают ближайший стандартный меньший диаметр по таблице характеристик труб.

4. Выбираем тип труб: гладкие трубы или с высаженными наружу концами.

5. Проверяем возможность спуска НКТ в данную колонну.

6. Материал труб подбирают, исходя из расчета на растяжение от собственной силы тяжести. Для этого задаются группой прочности стали например D , и выписывают значения сдвигающей нагрузки для труб $P_{стр}$.

7. Определяют предельную глубину спуска труб по формуле:

$$\text{для гладких труб: } L_{доп} = \frac{P_{стр}^D}{K \times q_{тр}} \text{ м} \quad (21)$$

где K - коэффициент запаса прочности, принимаем равным 1,5

q - вес одного погонного метра труб, Кн

$$q = m \times g \times 10^{-3} \text{ Кн} \quad (22)$$

где m – масса 1 погонного метра труб, кг
 g - ускорение свободного падения, m/c^2 .

Вывод: Если $L_{\text{доп}} > L$, то выбранная группа прочности удовлетворяет условию прочности.

Вопросы для самопроверки:

1. Как расшифровывается «НКТ»?
2. Перечислить стандартные диаметры НКТ.
3. Чем определяется выбор диаметра фонтанных труб на практике?
4. По какой формуле рассчитывают диаметр фонтанных труб?

Практическая работа № 6 Расчет и подбор оборудования ШСНУ

Общие положения

Оборудование ШСНУ:

1. фонтанная арматура,
2. обвязка устья скважины,
3. станок-качалка,
4. насосно-компрессорные трубы,
5. насосные штанги,
6. штанговый скважинный насос,
7. различные защитные устройства (газовый или песочный якорь, фильтр и т.д.).

В скважине, оборудованной ШСНУ, подача жидкости осуществляется глубинным плунжерным насосом, который приводится в действие с помощью специального привода (станка-качалки) посредством колонны штанг. Станок-качалка преобразует вращательное движение электродвигателя в возвратно-поступательное движение подвески штанг.

Примеры условных обозначений насоса:

НВ1БП - 44-18-12-2-И - насос **вставной**, исполнением по цилиндру Б (толстостенный, безвулочный, цельный), для эксплуатации с повышенным содержанием песка (более 1,3 г/л), условным размером (диаметром) 44 мм, ходом плунжера 1800 мм, напором 1200 м, 2 группы посадки и износостойкий к агрессивной среде - И.

Насосная штанга предназначена для передачи возвратно-поступательного движения плунжеру насоса. Штанга представляет собой стержень круглого сечения с утолщенными головками на концах. Выпускаются штанги из легированных сталей диаметром (по телу) 16, 19, 22, 25 мм и длиной 8 м – для нормальных условий эксплуатации.

Устьевое оборудование типа ОУ включает устьевой сальник, тройник, крестовину, запорные краны и обратные клапаны.

В шифре станка - качалки типа СКД, например СКД78-3-4000, указано: буквы - станок качалка дезаксиальный, 8 - наибольшая допустимая нагрузка P_{max} на головку балансира в точке подвеса штанг в тоннах ($1\text{т} = 10\text{кН}$); 3 - наибольшая длина хода устьевого штока в м; 4000 - наибольший допустимый крутящий момент M кр тmax на ведомом валу редуктора в кгс/м ($1\text{кгс/м} = 10\text{-}2\text{кН}\cdot\text{м}$).

Электродвигателями к СК служат короткозамкнутые асинхронные во влагоморозостойком исполнении трехфазные электродвигатели серии АО и электродвигатели АО2 и их модификации АОП2.

Задача

Выбрать оборудование и установить параметры работы штанговой скважинной насосной

Таблица 9 - Исходные данные

Вариант	1/11	2/12	3/13	4/14	5/15	6/16	7/17	8/18	9/19	10/20
Расстояние от устья до верхних	1850	1900	1845	1890	1899	1860	1870	1880	1890	1850

отверстий фильтра Н _ф , м										
Диаметр эксплуатационной колоны D, мм	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146
Пластовое давление P _{пл} , МПа	14,4	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Забойное давление P _{заб} , МПа	8,4	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Газовый фактор G, м ³ /т	60	44	40	50	53	48	60	66	59	51
Плотность нефти ρ _н , кг/м ³	860	845	855	846	821	860	859	830	821	835
Плотность воды ρ _в , кг/м ³	1100	1090	1088	1100	1095	1085	1100	1090	1100	1001
Плотность газа ρ _г , кг/м ³	1,2	1,1	1,1	1,2	1	1,2	1	1	1,2	1,1
Коэффициент продуктивности K, т/сут МПа	2,8	4,5	6,4	10,1	4,1	3	2,9	5,5	5	6
Обводненность продукции скважины, %	40	20	30	10	15	25	35	41	16	28

Решение:

1. Определяем планируемый отбор жидкости по уравнению притока при n = 1:

$$Q = K(P_{пл} - P_{заб})^n \text{ м}^3/\text{сут} \quad (23)$$

2. Глубина спуска насоса:

$$L_H = H_{\phi} - \frac{(P_{заб} - P_{пр.опт}) \cdot 10^6}{\rho_{см} \cdot g} \text{ м} \quad (24)$$

где P_{пр.опт} – оптимальное давление на приеме насоса, МПа

Плотность смеси ниже приема насоса при малом газосодержании и обводненности менее 80% определяем по формуле:

$$\rho_{см} = \rho_g n_g + \rho_n (1 - n_g) \text{ кг/м}^3 \quad (25)$$

3. Определяем объемную производительность установки, задавшись предварительно коэффициентом подачи насоса α_п=0,6:

$$Q_{об} = \frac{Q \cdot 10^3}{\rho_{см} \cdot \alpha_n} \text{ м}^3/\text{сут} \quad (26)$$

4. По диаграмме А.Н. Адонина для базовых станков-качалок [7] выбираем по найденному дебиту и глубине спуска насоса диаметр насоса и тип станка качалки.

5. Выбираем тип насоса – НСВ или НСН и диаметр НКТ [7].

6. В зависимости от диаметра и глубины спуска насоса выбираем конструкцию колоны штанг (двухступенчатая конструкция, диаметры штанг 22 мм и 19 мм).

7. Число качаний вычисляется по формуле:

$$n = \frac{Q \cdot 10^3}{1440 \cdot F_{пл} \cdot S \cdot \alpha_n \cdot \rho_{см}} \text{ кач/мин}, \quad (27)$$

где $F_{пл}$ – площадь поперечного сечения плунжера, определяют по справочным таблицам или по формуле:

$$F_{пл} = \frac{\pi \cdot d_H^2}{4} \text{ м}^2 \quad (28)$$

8. Определяют необходимую мощность по формуле Д.В. Ефремова:

$$N = 0.000401 \cdot \pi \cdot d_H^2 \cdot S \cdot n \cdot \rho_{см} \cdot L_H \left(\frac{1 - \eta_n \eta_{ск}}{\eta_n \eta_{ск}} + \alpha_n \right) \cdot K, \text{ кВт} \quad (29)$$

где η_n и $\eta_{ск}$ – соответственно КПД насоса и КПД станка-качалки

$\eta_n=0,9$, $\eta_{ск}=0,82$

α_n – коэффициент подачи насоса

K – коэффициент степени уравновешенности СК, для уравновешенной системы $K=1,2$

9. Выбираем тип электродвигателя [7].

Вопросы для самопроверки:

1. Перечислить наземное оборудование ШСНУ.
2. Перечислить подземное оборудование ШСНУ.
3. Расшифровать выбранный тип станка-качалки.
4. Для чего предназначены насосные штанги?

Практическая работа № 7 Гидравлический расчет простого трубопровода

Общие положения

На промыслах 70% трубопроводов транспортируют нефтегазовые смеси, то есть являются трубопроводами с неполным заполнением сечения.

В зависимости от количества нефти и газа, протекающих по трубопроводу, может образоваться несколько структур течения, характеризующих взаимное расположение газовой и жидкой фаз в процессе их движения.

Существуют следующие структуры газожидкостных потоков в горизонтальном трубопроводе:

- Пузырьки газа в верхней образующей;
- Начало образования газовых пробок;
- Разделенная структура;
- Пробково-диспергированная;
- Пробковая;
- Пленочно-диспергированная.

Наружный стандартный диаметр труб, применяемых в системах сбора и подготовки нефти, газа и воды на промыслах, мм

18, 22, 25, 28, 32, 38, 42, 45, 57, 76, 89, 108, 114, 133, 159, 168, 219, 273, 325, 377, 426, 530, 630, 720, 820, 920, 1020, 1220, 1420

Задача

Определить диаметр трубопровода, потребный напор насоса и мощность электродвигателя для его привода при перекачке нефти с ДНС на центральный пункт сбора по исходным данным. Исходные данные в таблице 10.

Таблица 10 – Исходные данные

Вариант	1/11	2/12	3/13	4/14	5/15	6/16	7/17	8/18	9/19	10/20
Длина трубопровода L, м	3000	3500	4000	4500	5000	5500	6000	6500	7000	7500
Начальная отметка трубопровода Z _н , м	100	110	120	130	140	150	260	170	105	115
Плотность нефти ρ _н , кг\м ³	820	840	860	880	900	830	850	870	890	840
Вязкость нефти ν, м ² \с	0,8* 10 ⁻⁴	0,85* 10 ⁻⁴	0,98* 10 ⁻⁴	0,95* 10 ⁻⁴	1* 10 ⁻⁴	1,2* 10 ⁻⁴	1,4* 10 ⁻⁴	1,6* 10 ⁻⁴	1,8* 10 ⁻⁴	0,9* 10 ⁻⁴
η	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Конечная отметка трубопровода Z _к , м	160	160	150	170	180	185	190	205	140	150
Производительность нефтепровода Q, т\сут	600	800	1000	12000	1400	1600	1800	2000	2200	200

Решение:

1. Определяем площадь сечения нефтепровода по формуле:

$$F = \frac{Q}{3600 \cdot \rho \cdot t \cdot g_{cp}}, \text{ м}^2 \quad (30)$$

где Q – производительность нефтепровода, т\сут;

ρ_н – плотность нефти, т\м³;

t – суточная производительность перекачки, ч, принимаем 24 часа;

g_{cp} – средняя скорость движения нефти в трубе в зависимости от вязкости, м\с. Определяем по таблице 11.

Таблица 11

Кинематическая вязкость жидкости, см ² \с	Рекомендуемые скорости	
	При нагнетании	При всасывании
0,01 – 0,3	1,5	1
0,31 – 0,75	1,3	1
0,76 – 1,5	1	0,8
1,51 – 4,4	0,8	0,6
Свыше 4,4	0,6	0,4

2. Определяем внутренний диаметр нефтепровода по формуле:

$$d = \sqrt{\frac{F}{0,785}} \text{ м} \quad (31)$$

3. Принимаем ближайший больший диаметр по ГОСТ с учетом толщины стенок.

4. Для принятого диаметра уточняем среднюю скорость движения нефти по формуле:

$$g_{cp} = \frac{Q}{3600 \cdot \rho \cdot t \cdot F} \text{ м\с} \quad (32)$$

где F = 0,785 d_{см}², м²;

d_{см} – стандартный диаметр, м

5. Определяем параметр Рейнольдса и режим движения жидкости по формуле:

$$Re = \frac{g \cdot D}{\nu}, \quad (33)$$

где ν - кинематическая вязкость жидкости, $\text{м}^2/\text{с}$

6. В зависимости от Re определяем коэффициент гидравлического сопротивления λ :
Если $Re < 2320$, то течение жидкости ламинарное и λ определяется по формуле Стокса:

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (34)$$

Если $Re > 2800$, то течение жидкости турбулентное и λ определяется по формуле:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} \quad (35)$$

В области $2320 < Re < 2800$ наблюдается переходный режим и λ определяется по формуле:

$$\lambda = (0,16 \cdot Re - 13) \cdot 10^{-4} \quad (36)$$

7. Определяем потери напора и давления на трение по формулам:

$$h_{mp} = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{g^2}{2g} \text{ м} \quad (37)$$

$$\Delta P_{mp} = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{g^2 \cdot \rho}{2g} \text{ Па}, \quad (38)$$

где L – длина трубопровода, м;
 D – внутренний диаметр трубопровода, м;
 λ - коэффициент гидравлического сопротивления

8. Определяем необходимый напор и давление насоса по формулам:

$$h = h_{mp} - \Delta Z, \quad (39)$$

где ΔZ - разность геодезических отметок начальной и конечной точки трубопровода

$$\Delta P = \Delta P_{mp} - \Delta Z \cdot \rho \cdot g, \text{ Па} \quad (40)$$

9. Определяем мощность насоса по формуле:

$$N = \frac{Q' \cdot h \cdot \rho \cdot g}{1000 \cdot \eta} \text{ кВт} \quad (41)$$

где η - общий КПД насосной установки;
 Q' - объемная подача насоса, $\text{м}^3/\text{с}$, определяем по формуле:

$$Q' = \frac{Q}{86400}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (42)$$

Вопросы для самопроверки:

1. Что называется простым трубопроводом?
2. Перечислить структуры газожидкостных потоков в трубопроводах.
3. Что такое разность геодезических отметок?

11.3. Методические указания по организации самостоятельной работы.

Самостоятельная работа обучающихся заключается в получении заданий (тем) у преподавателя для индивидуального освоения. Преподаватель на занятии дает рекомендации необходимые для освоения материала. В ходе самостоятельной работы обучающиеся должны выполнить типовые расчеты, подготовиться к выполнению экспериментов (исследований) и изучить теоретический материал по разделам. Обучающиеся должны понимать содержание

выполненной работы (знать определения понятий, уметь разъяснить значение и смысл любого термина, используемого в работе и т.п.).

Введение

Дисциплина «Основы нефтегазового дела» относится к базовой (общепрофессиональной) части профессионального цикла. По окончании курса изучения данной дисциплины студент должен демонстрировать способность и готовность: эксплуатировать и обслуживать технологическое оборудование, используемое при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин, добыче нефти и газа, сборе и подготовке скважинной продукции, транспорте и хранении углеводородного сырья, использовать свои знания при прохождении ознакомительных, учебных и производственных практик.

Программа дисциплины «Основы нефтегазового дела» тесно связана с другими дисциплинами учебного плана, имеющими прямое отношение к технологии и технике добычи нефти, таких как «Геология», «Управление продуктивностью скважин», «Нефтегазовое оборудование», «Сбор и подготовка скважинной продукции», «Скважинная добыча нефти».

Основной целью дисциплины является последовательное изложение основных теоретических и практических понятий основных производственных процессов и нефтегазовых технологий.

Задачи изучения дисциплины:

- 1) изложить теоретические основы всех процессов, составляющих единую технологическую цепь от разведки скважин до подготовки полученной продукции;
- 2) подготовить студента к углубленному изучению специальных технологических дисциплин профессиональной подготовки специалиста по направлению.
- 3) сформировать навыки решения типовых профессиональных задач по расчету и подбору оборудования для эксплуатации скважин.

В результате освоения дисциплины обучающийся должен демонстрировать следующие результаты образования:

2. Указания по изучению разделов дисциплины

Тема 1 История развития нефтяной промышленности

Рассматривая значение нефти и газа, необходимо акцентировать внимание на том, что нефтяная промышленность занимает ведущее место в экономике страны. Уяснить значение нефти и газа необходимо в следующих аспектах:

- нефть — сырье для получения горюче-смазочных материалов, один из основных источников энергии;
- газ — высококалорийное топливо;
- основные продукты, получаемые из нефти и газа, преимущества использования синтетических материалов.

Историю развития отечественной нефтяной и газовой промышленности рекомендуется разобрать поэтапно (дореволюционный период и т. д.), концентрируя внимание на совершенствовании техники и технологии скважинной добычи нефти, на динамике изменения добычи нефти.

Для рассмотрения развития нефтяной промышленности на современном этапе рекомендуется воспользоваться периодическими изданиями по нефтяному хозяйству.

Вопросы для самоконтроля:

1. Каково значение нефти и газа в народном хозяйстве Российской Федерации?
2. Какие основные этапы истории развития нефтяной промышленности Вам известны?

3. Перечислить основные районы добычи и подготовки нефти и газа.
4. Современное состояние добычи нефти и перспективы ее развития на ближайшие десятилетия.

Тема 2 Геологические процессы в земной коре

При изучении темы необходимо обратить внимание на условия образования горных пород и полезных ископаемых. Земная кора сложена из горных пород, которые по происхождению делятся на три группы: магматические (или изверженные), осадочные и метаморфические (или видоизмененные).

Поскольку основные известные месторождения нефти и газа сосредоточены в осадочных породах, им необходимо уделить дополнительное внимание. При рассмотрении вопросов образования нефтяных и газовых месторождений, следует отметить, что для формирования крупных скоплений нефти и газа необходимо выполнение следующих условий: наличие проницаемых горных пород (коллекторов); непроницаемых горных пород, ограничивающих перемещение нефти и газа по вертикали (покрышек); пласта особой формы, попав в который нефть и газ оказываются как бы в тупике (ловушке). Миграция нефти и газа - основное условие формирования их скоплений.

Вопрос о происхождении нефти имеет не только познавательное, но и большое практическое значение. В настоящее время сформировались две теории происхождения нефти: органическая и неорганическая.

Свойства нефти в пластовых условиях весьма существенно отличаются от свойств на поверхности, вследствие большого содержания растворенного газа, а также влияния давления и температуры в недрах. В пласте может наблюдаться движение многофазной смеси, необходимо уяснить, как это влияет на дебит скважины.

Вопросы для самоконтроля:

1. Перечислить типы горных пород.
2. Какая горная порода является коллектором?
3. Что понимают под пористостью горных пород, какими показателями она характеризуется?
4. Что такое коэффициент проницаемости, единица измерения?
5. Какие условия формирования месторождений нефти и газа?
6. В чем сущность теорий происхождения нефти?
7. Какие отличия свойств нефти в пластовых и поверхностных условиях?

Тема 3 Вскрытие продуктивных пластов

Начинать изучение темы следует с рассмотрения методов поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений. Понятие о скважине и ее элементах. Типы нефтегазовых скважин и их геометрические характеристики. Отдельное внимание следует уделить составу буровой установки и ее элементам. Буровые трубы, долота. Роторное бурение, колонковое бурение и забойные двигатели. Способы и механизм разрушения породного забоя. Типы промывочных агентов и предъявляемые к ним требования.

Подготовка скважин к эксплуатации является конечным этапом строительства (заканчивания) скважины, определяющим ее производительность; длительность и бесперебойность эксплуатации. Заканчивание скважины включает выбор конструкции и оборудования забоя скважин, оборудование устья скважины, перфорация обсадной колонны и освоение скважины.

Необходимо знать, что при вскрытии продуктивного пласта должны выполняться два условия: качественное вскрытие и следует предупреждать ухудшение проницаемости пласта и не допускать возможность открытого фонтанирования. Выбор конструкции забоя производится в зависимости геологической Характеристики продуктивных пластов.

При рассмотрении технологий различных методов освоения скважин, необходимо понять, что выбор метода вызова притока зависит от пластового давления, глубины и расположения скважины на структуре, степени устойчивости коллектора. Здесь также следует уяснить меры техники безопасности и вопросы охраны окружающей среды.

Вопросы для самоконтроля

1. Что такое скважина?
2. Назначение бурового раствора?
3. Способы разрушения горных пород?
4. Что понимают под заканчиванием скважин?
5. Какие основные требования предъявляются к методам вскрытия продуктивных пластов?
6. Объясните причины загрязнения призабойной зоны пласта.
7. От чего зависит выбор конструкции забоя?
8. Какие существуют типы скважин по назначению?
9. Назовите основные элементы конструкции скважины и их назначение.
10. Что означает понятие «освоить скважину»?
11. Каким образом проводится вызов притока при низком пластовом давлении?

Тема 4 Разработка нефтяных и газовых месторождений

Разработка нефтяного или газового месторождения — это комплекс мероприятий, направленных на обеспечение притока нефти и газа из залежи к забою скважин, предусматривающих с этой целью определенный порядок размещения скважин на площади, очередность их бурения и ввода в эксплуатацию, установление и поддержание определенного режима их работы.

При ознакомлении с природными режимами залежей нефти и газа, нужно понять природу пластового давления, условия образования зон аномально высокого (низкого) пластового давления. Значение упругоэластичности коллектора и определяющие его факторы. Под понятием «пластовая энергия» можно обозначить потенциальную энергию, которая в процессе разработки залежи переходит в кинетическую, и расходуется на вытеснение нефти и газа из пласта. Природный режим при его использовании обуславливает эффективность разработки залежи — темпы годовой добычи нефти (газа), динамику других важных показателей разработки, возможную степень конечного извлечения запасов нефти (газа) из недр. Отсюда, необходимо изучить режимы нефтяных залежей: водонапорный, упруговодонапорный, газонапорный, режим растворенного газа, гравитационный. На режим пласта существенное влияние могут оказывать условия эксплуатации залежей, условия растворения в нефти газов и их перехода в свободное состояние. Изменения фазовой проницаемости и влияние капиллярных сил.

Следует обратить внимание на закономерности притока нефтегазовой продукции к скважине при водонапорном режиме и режиме растворенного газа. Далее, детально изучаются режимы газовых и газоконденсатных месторождений: газовый, упруговодогазонапорный.

Вопросы для самоконтроля

1. Перечислите источники пластовой энергии
2. На что расходуется пластовая энергия?
3. Сформулируйте понятие «системы разработки»
4. Какие классификации систем разработки существуют?
5. Перечислите режимы разработки нефтяного месторождения
6. Перечислите режимы разработки газового месторождения

Тема 5 Поддержание пластового давления

При изучении темы необходимо уяснить, что для интенсификации добычи нефти и газа, для более полного извлечения углеводородов из пласта применяют искусственные методы воздействия на пласт в целом.

Искусственные методы воздействия на пласты и призабойную зону: поддержание пластового давления, повышение проницаемости пласта и призабойной зоны, повышения нефтеотдачи и газоотдачи пластов. При эксплуатации скважины важнейшее значение имеет перепад давления на забое, который является определяющим при работе скважины. Он представляет собой разницу между пластовым давлением и забойным давлением и называется депрессией. Искусственное поддержание пластового давления достигается методами законтурного, приконтурного и внутриконтурного заводнения, а также закачкой газа в газовую шапку пласта. В результате заводнения приток воды к пласту увеличивается и давление и нефтяной залежи поддерживается на высоком уровне.

Далее, следует рассмотреть зависимость коэффициента нефтеотдачи и изменения газового фактора от режима работы залежи. Различают два коэффициента нефтеизвлечения - текущий, определяемый на данный момент разработки месторождения, и конечный (плановый), характеризующий полноту извлечения нефти на момент окончания разработки месторождения. Конечный коэффициент нефтеотдачи зависит от коллекторских свойств пласта, физических свойств нефти, строения залежи, системы разработки месторождения, и, главным образом, от режима работы залежи. Нефтеотдача при вытеснении нефти водой определяется взаимодействием гидродинамических и капиллярных сил.

Вопросы для самоконтроля

1. Какое назначение имеет поддержание пластового давления заводнением?
2. Как расшифровывается ППД?
3. Охарактеризуйте преимущества и недостатки использования пластовых сточных вод для ППД
4. По каким технологическим схемам осуществляется закачка воды?
5. Перечислить виды коэффициентов нефтеотдачи

Тема 6 Методы повышения коэффициента нефтеотдачи

При рассмотрении методов повышения нефтеотдачи пластов (МУНП) необходимо разобраться в сущности каждого метода и эффективности применения. Неполное вытеснение нефти водой из пластов обуславливается микро- и макронеоднородностью пластов, смачиваемостью пористой среды, межфазным натяжением, вязкостью нефти и условиями извлечения.

При применении гидродинамических МУНП не изменяется система расстановки добывающих и нагнетательных скважин и не используются дополнительные источники энергии, вводимые в пласт с поверхности для вытеснения остаточной нефти. Данные методы функционируют внутри осуществляемой системы разработки. Наиболее изучены и испытаны физико-химические методы разработки нефтяных месторождений с вытеснением нефти из пластов углеводородными растворителями, включая обогащенный углеводородный и природный газ при высоком давлении, а также двуокисью углерода. Тепловые МУНП находят применение при разработке месторождений с высоковязкой и парафинистой нефтью.

Вопросы для самоконтроля:

1. Как расшифровывается МУНП?
2. Перечислить гидродинамические МУНП
3. Какие условия необходимы для применения физико-химических МУНП?
4. В чем сущность полимерного заводнения?
5. Из каких компонентов состоит мицеллярный раствор?
6. Использование какого теплоносителя наиболее эффективно для вытеснения высоковязкой нефти?

Тема 7 Способы добычи нефти

В случае большого количества пластовой энергии не приходится затрачивать дополнительную энергию на подъем нефти на поверхность, так как она поднимается под действием пластовых сил — это фонтанный способ эксплуатации. Следует знать, что существует два способа фонтанирования: за счет гидростатического напора и за счет энергии расширяющегося газа.

При обслуживании фонтанных скважин особое внимание следует обратить на предупреждение возможных неполадок и аварий, на применение эффективных мер для борьбы с отложениями парафина и солей. Так же необходимо уделить изучению вопроса техники безопасности и охраны природы при фонтанной эксплуатации, особенно на месторождениях с повышенным содержанием H_2S и CO_2 .

Принцип действия газлифта аналогичен работе фонтанного подъемника при фонтанировании за счет энергии газа. Разница заключается в том, что недостающее количество газа нагнетается с поверхности. Газлифтная эксплуатация скважин является искусственным продолжением фонтанирования.

Основное внимание здесь необходимо уделить реализации этого процесса, конструкциям и системам газлифтных подъемников, пуску скважин в работу, способам снижения пускового давления, системе подготовки и распределения газа, разновидностям газлифтной эксплуатации.

После того, как пластовая энергия истощается, скважину переводят на механизированный способ эксплуатации. Глубиннонасосная эксплуатация скважин является самым распространенным видом добычи нефти. Для начала необходимо уяснить схему работы ШСНУ, необходимо разобраться из каких частей данная установка состоит, какие функции выполняет каждая часть установки. Для ясного понимания целого ряда технологических вопросов работы ШСНУ необходимо хорошо знать устройство всех деталей установки и оборудования.

Далее, следует ознакомиться с различными типами бесштанговых погружных насосов: электроцентробежными, винтовыми, диафрагменными, гидропоршневыми. Наибольшее распространение получили установки: электроцентробежных насосов (УЭЦН).

По каждому типу установок необходимо изучить: область применения, схему и работу установки в целом, назначение, принципиальное устройство, технические характеристики каждого узла установки, условия их работы, вопросы производительности, контроля и управления работой установки, преимущества и недостатки каждого типа установок.

Особое внимание заслуживают вопросы выбора УЭЦН к скважинам, исследования и установления технологического режима работы скважины, выбора наиболее рационального способа эксплуатации. Необходимо также изучить правила техники безопасности при монтаже и обслуживании УЭЦН.

Сущность одновременной – раздельной эксплуатации. В настоящее время эксплуатируются многопластовые месторождения, т.е. когда пласты нефти залегают один над другим. В этом случае возникает целесообразность эксплуатации двух или нескольких пластов одновременно, одной скважиной. Причем необходимо знать, что одновременн-раздельная эксплуатация (ОРЭ) может быть со смешением нефти двух пластов при ее извлечении и раздельная эксплуатация каждого пласта.

Следует изучить схемы и конструкции установок для раздельной эксплуатации и особое внимание обратить на схемы «фонтан-насос», «насос-насос». Особо важно встает вопрос охраны недр при одновременно — раздельной эксплуатации.

Вопросы для самоконтроля

1. Условие фонтанирования скважин.
2. Виды фонтанирования скважин.
5. Подземное оборудование фонтанных скважин.
6. Охарактеризуйте процесс отложения парафина и методы борьбы с ним.
7. Какие опасности возможны при фонтанной эксплуатации скважин и что предпринимают для их предупреждения?
8. Условие работы газлифтного подъемника.
9. Как осуществляется пуск газлифтной скважины в эксплуатацию?

10. Какова необходимость снижения пускового давления?
11. Принцип работы газлифтных клапанов.
12. На каком принципе основана работа ШСНУ?
13. Для чего предусмотрено устьевое оборудование насосной установки?
14. Что называется коэффициентом наполнения и коэффициентом подачи ШСНУ?
15. Как выбирается оборудование и устанавливаются параметры работы штанговой насосной установки?
16. Из каких узлов состоит установка ЭЦН?
17. Назначение протектора, автотрансформатора?
18. Как определить и установить оптимальный режим работы УЭЦН?
19. В каких случаях целесообразно использовать установки ЭЦН?
20. Осложнения при эксплуатации скважин УЭЦН и борьба с ними.
21. Область применения диафрагменных, винтовых, гидропоршневых насосов.
22. Какова необходимость одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов?
23. Назовите основные схемы ОРЭ.
24. Какие требования предъявляются к скважинам, переводимым на ОРЭ?

Тема 8 Методы увеличения дебита скважин

В процессе эксплуатации наблюдается снижение производительности добывающих и снижение приемистости нагнетательных скважин из-за ухудшения проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП). Падение дебита и приемистости, снижение подвижности нефти происходит в результате образования в ПЗП отложения смол, парафина и солей. Кроме того, значительная часть вновь вводимых из бурения скважин имеет низкие первоначальные дебиты из-за низкой естественной проницаемости пласта или значительного загрязнения ПЗП в процессе заканчивания скважин.

Для увеличения или восстановления дебита в (приемистости) скважин применяют методы воздействия на ПЗП, основанные на увеличении (восстановлении) проницаемости ПЗП, снижении вязкости нефти, изменении поверхностного натяжения на границе раздела фаз (нефть-вода — порода).

Начинать изучение темы рекомендуется с выяснения причин снижения производительности эксплуатационных и нагнетательных скважин. Классификации методов по механизму воздействия с указанием методов относящихся к каждой группе.

Изучать основные методы каждой группы рекомендуется в следующей последовательности: сущность метода (как достигается увеличение производительности), применяемые материалы (реагенты), параметры обработки (например, расход, концентрация раствора кислоты при СКО), схема обработки и последовательность операций, применяемое оборудование, область применения метода.

Вопросы для самоконтроля

1. Что понимается под призабойной зоной пласта (ПЗП)?
2. Как выбирают метод воздействия на ПЗП для данной скважины?
3. Каково назначение и сущность солянокислотной обработки?
4. Как готовят рабочий раствор соляной кислоты?
5. Какие реагенты и с какой целью добавляют в соляную кислоту?
6. Разновидность СКО.
7. Каковы преимущества пенокислотной обработки перед простой кислотной?
8. Какие разновидности ГРП вы знаете?
9. Как проводят ГРП?
10. Какие рабочие жидкости используются для ГРП?
11. В каких скважинах наиболее целесообразно проводить вибровоздействие и тепловое воздействие?
12. Какие способы теплового воздействия вы знаете?
13. В чем сущность комплексного воздействия и какими методами, его осуществляют?

14. В чем состоит механизм действия ПАВ в пористой среде?
15. Какие ПАВ наиболее широко применяют в нефтяной промышленности?
16. Оборудование, применяемое при различных методах воздействия.

Тема 9 Текущий и капитальный ремонт скважин (ТКРС)

Нормальная эксплуатация нарушается с течением времени различными осложнениями, связанными непосредственно со скважиной или с нарушениями в работе (поломкой) оборудования, которое приводит к снижению или прекращению подачи жидкости. К подземному ремонту скважин ПРС относят все работы по восстановлению или изменению технологического режима работы скважин. В зависимости от сложности работ подземный ремонт делят на: капитальный и текущий.

В данной теме основное внимание необходимо уделить общей схеме подземного ремонта, технологии основных операций, применяемому оборудованию и инструментам, их техническим характеристикам.

Для изучения агрегатов, применяемых при ПРС, а так же средств механизации ремонтных работ и основных инструментов необходимо обратиться к дополнительной литературе [1].

В данной теме также необходимо рассмотреть вопросы промывки песчаных пробок и характеристики ремонтных работ в скважинах при различных способах эксплуатации, а также основные мероприятия по охране труда и окружающей среды при подземном ремонте скважин.

Необходимо уяснить виды капитального ремонта скважин. Главное отличие техники капитального ремонта скважин от техники текущего ремонта заключается в широком использовании комплекса бурового оборудования.

Особое значение перед КРС имеют подготовительные работы, обследование и исследования (гидродинамические и геофизические) скважин.

Далее необходимо рассмотреть применяемую технику и технологию всех видов ремонтов при КРС: исправлений смятий и повреждений обсадных колонн: ремонтно-изоляционные и ловильные работы; ликвидация скважин, зарезка и бурение бокового ствола.

При КРС наиболее сложными и трудоемкими работами являются ликвидация аварий и осложнений, к которым относят прихват НКТ, обрыв НКТ и оборудования и др., для извлечения которых требуется специальный ловильный инструмент. Для рассмотрения устройства ловильных инструментов также необходимо обратиться к дополнительной литературе [1].

Вопросы для самоконтроля

1. Что называется текущим ремонтом скважин и какова его цель?
2. Что входит в состав комплекса оборудования для текущего и капитального ремонта скважин?
3. Какие подъемные установки и агрегаты применяют при текущем и капитальном ремонте скважин?
4. Для каких работ предназначен элеватор?
5. Что понимается под межремонтным периодом работы скважины?
6. Что такое коэффициент эксплуатации скважины?
7. Как проводят смену ЭЦН?
8. Какую промывку называют прямой (обратной)?
9. Какие виды работ относят к КРС?
10. Что понимают под обследованием скважины?
11. Как исправляют дефекты в колонне?
12. Какие работы называют ремонтно-изоляционными (РИР)?
13. Какие виды аварий наиболее часто происходят в скважинах?
14. Основные этапы по зарезке и бурению второго ствола?
15. Каковы причины ликвидации скважин?

Тема 10 Сбор и подготовка скважинной продукции

Следует уяснить, что в настоящее время все площади нефтяных месторождений, вступающих в разработку, обустраиваются, как правило, высоконапорными герметизированными и автоматизированными системами сбора нефти, газа и воды. Можно отметить, что высоконапорные системы совместного сбора и транспортирования нефти и газа имеют существенные преимущества перед низконапорными системами с отдельным сбором и транспортированием нефти и газа. Эти преимущества заключаются не только в экономии затрат на сооружение трубопроводов, но и в создании условий по укрупнению и централизации объектов нефтепромыслового хозяйства, их автоматизации и телемеханизации, рациональному использованию избыточной энергии пласта, сокращению потерь нефти и газа, повышению эффективности технологических процессов, широкой индустриализации строительства. Повышение давления в системе при этом может быть обеспечено с помощью погружных насосов и дожимных насосов.

Сказанное выше свидетельствует о необходимости нового подхода к разработке месторождений, при котором наземный нефтепровод до централизованного сборного пункта должен рассматриваться как элемент единой гидродинамической системы пласт-скважина-нефтепровод.

При изучении материала необходимо также обратить внимание на основные положения и требования по охране труда и охране природы, которые предъявляются к системам сбора.

Вопросы для самоконтроля

1. Какие системы сбора продукции скважин применяются на площадях нефтяных месторождений территории Западной Сибири?
2. Перечислите достоинства и недостатки герметизированной высоконапорной системы сбора и транспортирования нефти.
3. Какое значение имеют «Унифицированные технологические схемы комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов» при использовании их при обустройстве нефтяных месторождений?
4. Что понимают под охраной труда и охраной окружающей среды при сборе, транспортировании и подготовке нефти?

Тема 11 Транспортирование скважинной продукции

Изучая материал настоящей темы, нужно вначале ознакомиться с классификацией, назначением трубопроводов, с условиями их работы. При выборе трассы трубопровода нужно учитывать соображения экономического и технического порядка, интересы населения, проживающего в пределах промысловой территории. При выборе трассы необходимо стремиться к сокращению протяженности, сокращению до минимума строительства искусственных сооружений в виде переходов через реки и т.д. При выборе трассы промысловых трубопроводов нужно обеспечить максимальную пожарную безопасность населенных пунктов.

Далее необходимо хорошо разобраться в комплексе работ, выполняемых при сооружении трубопроводов и их последовательности. Учащимся необходимо ознакомиться с техникой монтажа запорной, регулирующей и предохранительной арматуры. Нужно также хорошо знать правила испытания и порядок сдачи трубопроводов в эксплуатацию.

Вопросы для самоконтроля

1. Как классифицируют промысловые трубопроводы?
2. Каков порядок работ при сооружении трубопровода?
3. Последовательность испытания трубопровода на герметичность и прочность?
4. Какие виды коррозии трубопроводов существуют?
5. Каким образом проводится активная защита трубопровода от коррозии?
6. Виды арматуры используются на трубопроводах?
7. Какие методы борьбы с отложениями солей и парафина применяют на трубопроводах?

3. Указания по работе с литературой, конспектами лекций и учебно-практическими изданиями

Изучение дисциплины следует начинать с проработки настоящих методических указаний, особое внимание уделяя целям и задачам, структуре и содержанию курса.

Студентам рекомендуется получить в библиотечно-информационном центре университета **учебную литературу и учебно-практические издания** по дисциплине, необходимые для эффективной работы на всех видах аудиторных занятий, а также для самостоятельной работы по изучению дисциплины.

До начала чтения учебной литературы и учебно-практических изданий важно собрать как можно больше информации, чтобы точнее представить, что можно получить из данного текста и как лучше работать с ним. Это помогут сделать название, автор, издательство, аннотация, оглавление, предисловие и заключение. Предварительное ознакомление с книгой перед чтением позволяет сберечь время и труд. Любой текст не однороден по своей информационной насыщенности. В некоторых предложениях, абзацах сконцентрировано очень много информации, например, формулируются основные положения, ведущие идеи и т.д., а другие служат лишь иллюстрацией, фоном. Таким образом, текст имеет «смысловый рельеф». Чем точнее читатель (студент) сумеет определить степень важности каждого отрезка текста и приспособить к «смысловому барьеру» способ своего чтения (то есть замедлить и углубить в более важных местах и ускорять в менее важных), тем продуктивнее чтение. Следует гибко варьировать способ работы с текстом в соответствии с его «смысловым барьером». Самостоятельная работа с книгой и учебно-практическим изданием может быть успешной, если текст не только прочитан, но и законспектирован. Записи могут носить различный характер: план, выписки, тезисы, аннотирование, конспектирование, реферирование.

Основы знаний закладываются на лекциях, таким образом, им принадлежит ведущая роль в учебном процессе. На лекциях дается самое важное, основное в изучаемой дисциплине, поэтому в ходе лекционных занятий необходимо вести **конспектирование** учебного материала. Следует обращать внимание на категории, формулировки, раскрывающие содержание тех или иных явлений и процессов, научные выводы и практические рекомендации, положительный опыт в ораторском искусстве. Желательно оставить в рабочих конспектах поля, на которых делать пометки из рекомендованной литературы, дополняющие материал прослушанной лекции, а также подчеркивающие особую важность тех или иных теоретических положений. Рекомендуется задавать преподавателю уточняющие вопросы с целью уяснения теоретических положений, разрешения спорных ситуаций. Важно помнить, что ни одна дисциплина не может быть изучена в необходимом объеме только по конспектам. Для хорошего усвоения курса нужна систематическая работа с учебной и научной литературой, а конспект может лишь облегчить понимание и усвоение материала.

4. Рекомендации по подготовке к практическим занятиям составлению докладов, выступлений, презентаций и написанию рефератов

Дисциплиной «Основы нефтегазопромыслового дела» предусмотрено выполнение практических занятий. **Практические занятия** направлены на закрепление теоретических положений и формирование практических умений, в конечном итоге студент должен владеть принципами расчета оборудования для эксплуатации скважин; методами расчета основных показателей эксплуатации скважин.

Практическое занятие проводится в учебном кабинете. Продолжительность занятия - не менее 2-х академических часов. Необходимыми структурными элементами практического занятия, помимо самостоятельной деятельности студента, являются анализ и оценка, выполненных работ и степени овладения студентом запланированными навыками ведения расчетов.

В процессе практического занятия студент выполняет практическое задание под руководством преподавателя в соответствии с изучаемым содержанием учебного материала. Выполнению практического занятия предшествует проверка знаний студента - его теоретическая готовность к выполнению задания. При выполнении практических работ необходимо использовать материал, изложенный в конспекте лекций и предоставленный преподавателем справочный материал.

Оформление работ производится на бумажном носителе (листах формата А4) в печатном виде или в рукописном виде в отдельной тетради.

Наиболее популярными на современных студенческих конференциях являются жанры тезисов, сообщения, доклада, реферата.

Доклад, сообщение, тезисы. Доклад и сообщение оформляются письменно, но предназначаются для зачитывания вслух изложения существа учебного исследования и его выводов. Отсюда живой разговорный стиль изложения.

Каждая книга, доклад, статья, производственный регламент представляют собой цепь логически связанных утверждений, которые в тексте обычно сопровождаются обоснованиями, доказательствами, пояснениями, иллюстрациями. Если вычленишь из текста основные утверждения или положения, получим то, что называют тезисами. Тезисы как никакая другая форма записи, позволяют обобщить материал, представить его суть в кратких формулировках, раскрывающих смысл написанного. Тезисы акцентируют внимание на сути излагаемого материала, облегчают сопоставление своих мыслей с рассуждениями (утверждениями) автора.

Работа по подготовке презентационных материалов наиболее важна при подготовке защиты квалификационных работ, а также для докладов на конференциях, семинарах и других форм публичных выступлений.

Оформление презентаций. Собственно, главное назначение слайдов презентации не столько привлечь внимание к презентации, сколько иллюстрирование доклада и структурирование устного компонента, представляемого докладчиком. В значительной мере текстовая часть презентации предназначена для самоконтроля выступающего и в некоторой степени как подсказка.

1. Цвета, фон, контрастность, шрифт. Слайды должны иметь высокую контрастность. Следует учитывать, что на дисплее компьютера цвета выглядят гораздо более яркими, чем на экране в зале. Цвета фона и текста не должны вызывать отторжения у аудитории. Лучше использовать однородный фон, приглушенных пастельных тонов или просто белый. Практически непригодные сочетания: черный текст на красном фоне, сочетание синего текста и голубого фона или наоборот. Кегль (размер шрифта) не должен быть меньше 28, шрифт лучше использовать без засечек, например Arial.

2. Компонировка слайда. Главным элементом любого слайда является изображение: карта, космоснимок, схема, диаграмма, таблица, сопровождаемая по возможности лаконичным текстом. Не следует злоупотреблять текстовыми изображениями. Наилучший вариант, это использование тезиса структурной части доклада в заголовке слайда. Существует определенное правило компоновки объектов, называемое "5 объектов на слайд". Поэтому при размещении информации на слайде оптимальным будет присутствие 5-7 элементов компоновки.

3. Изображения и графика. Изображения, такие как картографические материалы, фотографии натуральных объектов, а также графические элементы: блок-схемы, диаграммы, графики должны быть читаемыми. Необходимо максимально использовать площадь слайда для отображения иллюстративного материала. В некоторых случаях целесообразно помещать подписи и/или заголовки слайда на само изображение, используя пространство вне границ актуального региона.

4. Объем и временные интервалы. Полезно нарисовать предварительно временную шкалу и разбить отведенное для доклада время (7-10 минут) на одинаковые или различные по величине интервалы в соответствии со структурой выступления. В MS PowerPoint (PP) доступна функция разметки длительности показа каждого слайда (щелчок правой кнопкой мыши по эскизу слайда – контекстное меню – «смена слайда» – «автоматически после»). Не рекомендуется смена слайдов менее чем через 30 секунд. Таким образом, оптимальным для 10 минутного доклада будет объем презентации в 12 – 15 слайдов и, соответственно, никак не более 20.

Наиболее популярная схема деления всей презентации включает 3 части – вводную, основную, заключительную. Вводная часть включает информацию о докладчике, организации, и другие необходимые данные, предусмотренные форматом выступления. Приветствуется использование логотипа организации (кафедры). Более чем уместно на 2-м и, возможно, 3-м слайде кратко иллюстрировать цель, задачи, защищаемые положения. В конце доклада иллюстрируются выводы, могут присутствовать благодарности и. т. п.

5. Программы для создания презентаций. Power Point, Astound, MS MMPlayer, CompoZer.

Подготовка **рефератов** направлена на развитие и закрепление у студента навыков самостоятельного глубокого, творческого и всестороннего анализа научной, методической и другой литературы по актуальным проблемам дисциплины; на выработку навыков и умений грамотно и убедительно излагать материал, четко формулировать теоретические обобщения, выводы и практические рекомендации.

Рефераты должны отвечать высоким квалификационным требованиям в отношении научности содержания и оформления.

Темы рефератов, как правило, посвящены рассмотрению одной проблемы. Объем реферата может быть от 12 до 15 страниц машинописного текста, отпечатанного через 1,5 интервала, а на компьютере через 1 интервал (список литературы и приложения в объем не входят).

Текстовая часть работы состоит из введения, основной части и заключения. Во введении студент кратко обосновывает актуальность избранной темы реферата, раскрывает конкретные цели и задачи, которые он собирается решить в ходе своего небольшого исследования. В основной части подробно раскрывается содержание вопроса (вопросов) темы. В заключении кратко должны быть сформулированы полученные результаты исследования и даны выводы. Кроме того, заключение может включать предложения автора, в том числе и по дальнейшему изучению заинтересовавшей его проблемы.

В список литературы (источников и литературы) студент включает только те документы, которые он использовал при написании реферата.

В приложении (приложения) к реферату могут выноситься таблицы, графики, схемы и другие вспомогательные материалы, на которые имеются ссылки в тексте реферата.

Построение списка используемой литературы к реферату, докладу

Список используемой в работе литературы, помещается вслед за основным текстом, после заключения. Каждый источник, упомянутый в списке, значится под определённым порядковым номером и должен быть описан в соответствии с ГОСТ 7.1-2008 Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления.

В случае, если книга написана одним автором или авторским коллективом, численность которого не превышает трёх человек, её библиографическое описание должно начинаться с указания фамилии и инициалов автора или авторов. Далее указывается заглавие книги и выходные данные: место издательства, название выпускавшего книгу издательства (без кавычек), год издания и общее количество страниц.

Например: Графский В.Г. Всеобщая история права и государства. – М.: Норма-Инфра, 2000. – 744 с.

Существуют города, в которых находится много издательств и выпускается огромное количество книг. Для названий таких городов приняты специальные сокращения: Москва – М., Санкт-Петербург – СПб., Киев – К., Нью-Йорк – N.Y., Париж – P., Лондон – L., Берлин – В. Названия всех других городов должны указываться полностью.

Если использованы материалы статьи, опубликованной в сборнике или периодическом издании, она описывается следующим образом, например:

Мигдал А.Б. Физика и философия // Вопросы философии. – 1990. - № 1. – С. 5-33.

Документы и ГОСТы:

Конституция Российской Федерации – М.: Приор, 2004. – 32 с.

ГОСТ 12.1.003-76. Шум. Общие требования безопасности. – Взамен ГОСТ 12.1.003-68; Введ. 1977. - 01.01. – М.: Изд-во стандартов, 1982. – 9 с.

Книги, написанные большим авторским коллективом:

Реформирование и реструктуризация предприятий / В.Н. Тренёв [и др.]; под общ. ред. С.В. Ильдеменова. – М.: ПРИОР, 1998. – 318 с.

Учебники и учебные пособия:

Пугачёв В.П. Введение в политологию: учебник для студ. вузов / В.П. Пугачёв, А.И. Соловьёв. – 4е изд., перераб. и доп. – М.: Аспект-Пресс, 2003. – 477 с.

Помимо описания библиографических источников трудности может вызвать их группировка и расположение в списке. Существует несколько вариантов группировки: алфавитный, систематический, хронологический, в порядке упоминания в тексте, по видам источников. В

работах обычно используется алфавитный. Источники на иностранных языках располагаются в списке после всех русскоязычных источников в порядке латинского алфавита.

5. Тематика самостоятельной работы студентов

Самостоятельная работа (СРС) является составной и обязательной частью учебного процесса. Самостоятельная работа студента дает положительные результаты лишь тогда, если она является целенаправленной, систематической и планомерной. Самостоятельная работа – это вид деятельности, при котором в условиях систематического уменьшения прямого контакта с преподавателем студентом выполняются учебные задания.

В рамках дисциплины «Основы нефтегазового дела» к самостоятельной работе относятся практические работы, доклады, рефераты, тезисы.

Организация самостоятельной работы студента осуществляется по трем направлениям:

1. определение цели, программы, плана задания или работы;
2. со стороны преподавателя студенту оказывается помощь в подборе литературы для ознакомления и написания доклада, реферата, тезисов;
3. контроль усвоения знаний, приобретения навыков по дисциплине, оценка выполненной практической работы и курсового проекта.

Одной из форм самостоятельной работы является подготовка и публичная защита реферата по одной из предложенных тем.

Темы рефератов

1. Гипотезы происхождения нефти
2. Условия залегания осадочных горных пород
3. Методы поиска нефтяных месторождений
4. Способы бурения скважин
5. Особенности конструкции забоев скважин в Западной Сибири.
6. Виды внутриконтурного заводнения
7. Анализ методов увеличения коэффициента нефтеотдачи пласта
8. Фонтанная добыча нефти – ее применение на месторождениях ведущих нефтяных держав.
9. Осложнения при эксплуатации фонтанных скважин.
10. Насосная добыча нефти с помощью ШСНУ
11. Борьба с вредным влиянием газа, песка и АСПВ на работу ШСНУ
12. Эксплуатация наклонных и искривленных скважин
13. Компьютерный подбор УЭЦН к скважине
14. Особенности вывода на режим УЭЦН
15. Факторы, осложняющие эксплуатацию УЭЦН
16. Технологии одновременно-раздельной закачки и одновременно-раздельной добычи нефти
17. Причины снижения производительности скважин
18. Особенности применения гидравлического разрыва пласта
19. Системы сбора и транспортирования в Западной Сибири
20. Биологическая коррозия трубопроводов

6. Указания по самоконтролю и подготовке к контрольному тестированию

Разновидностью самостоятельной работы студента является контрольное тестирование.

Данное тестирование является обязательной формой контроля самостоятельной работы. Тестовая форма самоконтроля знаний показывает, насколько студент усвоил учебный материал.

По дисциплине «Основы нефтегазового дела» для дневной формы обучения предусмотрено три аттестации в форме тестового контроля. Набранные баллы учитываются при выставлении зачета. Для заочной формы обучения – один контрольный тест по всем изученным темам. По итогам набранных баллов (не менее 61% правильных ответов) также выставляется зачет.

В процессе подготовки к тестированию студенту рекомендуется обратить внимание на следующие рекомендации:

1. повторить и систематизировать информацию, полученную на лекциях и практических занятиях, а также в процессе изучения учебного, учебно-методического материала, сборников научных статей, газетных публикаций, предлагаемых для углубленного изучения той или иной темы;

2. просмотреть конспекты лекций, общие рекомендации практических занятий;

3. выучить определения основных понятий, повторить наиболее сложные вопросы.

Порядок выполнения теста:

1. внимательно прочитать вопрос задания;

2. определить форму тестового задания (сколько ответов предполагает задание, словесная или цифровая запись ответа);

3. ознакомиться с возможными вариантами ответов;

4. записать правильное решение;

5. после ответа на последний тест, вернуться к первому тесту и проверить всю работу.

Планируемые результаты обучения для формирования компетенции и критерии их оценивания

Дисциплина **Основы нефтегазопромыслового дела**

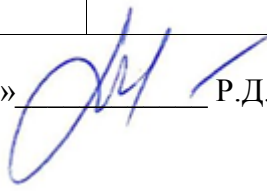
Код, направление подготовки **21.03.01 Нефтегазовое дело**

Направленность **Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти**

Код компетенции	Код и наименование результата обучения по дисциплине	Критерии оценивания результатов обучения			
		1-2	3	4	5
ПКС-6.2 Анализирует правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы	Знать (З1): правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы	Не знает правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы	Частично знает правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы	Знает правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы	Знает и умеет применять на практике правила технической эксплуатации технологических объектов нефтегазового комплекса и методов управления режимами их работы
	Уметь (У1): верно выбирать технологические режимы работы скважин и оборудования	Не умеет верно выбирать технологические режимы работы скважин и оборудования	Слабо умеет верно выбирать технологические режимы работы скважин и оборудования	Умеет верно выбирать технологические режимы работы скважин и оборудования	Умеет быстро и в оптимальных объемах верно выбирать технологические режимы работы скважин и оборудования
	Владеть (В1): навыками работы со средствами обработки информации	Не владеет навыками работы со средствами обработки информации	Обладает слабыми навыками работы со средствами обработки информации	Владеет навыками работы со средствами обработки информации, но допускает незначительные ошибки	В совершенстве владеет навыками работы со средствами обработки информации

КАРТА**обеспеченности дисциплины (модуля) учебной и учебно-методической литературой**Дисциплина **Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика**Код, направление подготовки **21.03.01 Нефтегазовое дело**Профиль **Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти**

№ п/п	Название учебного, учебно-методического издания, автор, издательство, вид издания, год издания	Количество экземпляров в БИК	Контингент обучающихся, использующих указанную литературу	Обеспеченность обучающихся литературой, %	Наличие электронного варианта в ЭБС (+/-)
1	Основы нефтегазового производства: Учебное пособие. – М.: ФГУП Из-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина, 2005. – 3-е изд. испр. и доп. – 276 с..	Электр. ресурс	30	100	+

Заведующий кафедрой «Нефтегазовое дело»  Р.Д. Татлыев

«30.08.2022