



Организация
Объединенных Наций по
вопросам образования,
науки и культуры



Международный
центр компетенций
в горнотехническом образовании
под эгидой ЮНЕСКО

**Международная специальная краткосрочная программа
Международного центра компетенций в горнотехническом
образовании под эгидой ЮНЕСКО**

**РАЗРАБОТАНА В РАМКАХ СОДЕЙСТВИЯ ЭКСПОРТА
ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ УСЛУГ**

«ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА»

Уровень программы: общий

Форма обучения: очная

Объем программы: 54 часа

**Руководитель
программы:**

к.т.н., Тананыхин Д.С.

**Составитель
программы:**

к.т.н., Тананыхин Д.С.



ПЕРВОЕ ВЫСШЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ РОССИИ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ
ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

1. Общие положения

1.1 Цель программы:

Цель программы – получение слушателями дополнительных знаний в области современных технологий разработки нефтяных и газовых месторождений с максимальным использованием естественных энергетических ресурсов продуктивных залежей при оптимальных затратах материальных средств.

1.2. Основные задачи программы

- **получение дополнительных знаний в области** современных технологий разработки и эксплуатации месторождений углеводородов на основе согласования работы элементов добывающей системы, современных и перспективных методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, методов интенсификации добычи нефти.

1.3 Категория слушателей:

Участниками программы могут быть студенты/выпускники ВУЗов как профильных, так и смежных специальностей.

1.4 Планируемые результаты обучения

Перечень дополнительных профессиональных компетенций, качественное изменение которых осуществляется в результате реализации программы обучения:

- способность осуществлять корректный подбор оборудования для осуществления нефтегазодобычи.
- способность подбирать оптимальные режимы работы скважин при добыче нефти и газа.

1.5 Требования к результатам освоения программы:

С целью достижения указанных в пункте 1.4 дополнительных профессиональных компетенций, слушатели в процессе освоения программы должны:

Получить знания по вопросам:

- функций различных элементов устьевого оборудования и фонтанной арматуры скважин;
- условий эксплуатации нефтяных и газовых скважин;
- типов добываемых флюидов;
- типов заканчивания скважин;
- характеристик притока углеводородов из пласта;
- мероприятий для поддержания уровня добычи нефти и газа.

Развить умения:

- анализировать условия работы скважины;
- описывать различные типы устьевого оборудования и фонтанной арматуры скважин;
- контролировать работу всех компонентов оборудования механизированной добычи;
- подбирать рациональные технологии механизированной добычи.

Приобрести навыки:

- распознавания элементов устьевого оборудования и фонтанной арматуры;
- запуска и остановки оборудования механизированной добычи;
- оценки геолого-промысловой информации.

1.6. Календарный учебный график

Условные обозначения:

Теоретическое обучение	час
Итоговая аттестация	ИА

Форма обучения	Дни недели/ауд. час										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Очная	6	6	6	6	6	-	-	6	6	6	6

1.7. Учебный план:

№	Наименование модуля	Всего часов	В том числе					
			Лекции	Практические занятия (семинары)	Лабораторные занятия	Самостоятельная работа	Выездные мастер-классы	Итоговая аттестация
1	Введение	6	4		2			
2	Модуль 1. Разработка нефтяных и газовых месторождений	24	6	6			12	
3	Модуль 2. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин	18	4		2		12	
4	Итоговая аттестация	6		2		4		
	Всего	54	14	8	4	4	24	

1.8 Объем программы и виды учебной работы:

Вид учебной работы	Часы
Лекционные занятия	14
Практические занятия	6
Лабораторные занятия	4
Выездные мастер-классы	24
Итоговая аттестация	2
Всего очных занятий	
Самостоятельная работа, включая подготовку к итоговой аттестации	4
Общий объем программы	54

2. Содержание обучения:

2.1 Содержание обучения по программе:

Наименование разделов профессионального модуля, тем	Содержание учебного материала	Объем часов
Введение.	<ul style="list-style-type: none">• Приветственное слово организаторов школы;• Представление рабочей программы;• Обзорная экскурсия по Горному университету, Горному Музею и лабораториям;• Установочная лекция заведующего кафедрой РНГМ	6
Модуль 1. Разработка нефтяных и газовых месторождений	<ul style="list-style-type: none">• Лекция «История развития нефтегазовой отрасли и теория происхождения нефти и газа»;• Лекция «Поиск месторождений нефти и газа. Основы технологии бурения скважин»;• Практика «Определение основных фильтрационно-емкостных свойств коллектора».• Посещение учебного полигона Саблино с изучением технологических процессов добычи углеводородов в программном комплексе;• Посещение учебного полигона Саблино с изучением технологических процессов добычи углеводородов на действующих макетах добычного оборудования;• Лекция «Техника и технологии увеличения нефтеотдачи пластов»• Решение кейса «Перспектива разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов».	24
Модуль 2. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин	<ul style="list-style-type: none">• Лекция «Основы эксплуатации нефтяных скважин»;• Лекция «Основы эксплуатации газовых скважин»;• Практика «Изучение технологических показателей работы скважины, эксплуатируемой электроцентробежным насосом».• Посещение предприятия – Выборгский порт;• Посещение предприятия – ЗАО «Невский завод».	18

2.2. Рабочие программы дисциплин (модулей) – представлены в Приложении 1 к образовательной программе.

2.3. Формы аттестаций по программе:

Для оценки качества усвоения знаний, умений и опыта деятельности предусмотрен итоговый вид контроля.

Форма итоговой аттестации по программе – зачет.

К зачету допускаются только те слушатели, которые полностью прослушали представленный курс.

2.4 Оценочные материалы:

Примерный перечень вопросов для подготовки к тестам и зачету:

Введение.

1. Гипотезы происхождения нефти.
2. Горные породы.
3. Условия залегания осадочных горных пород.
4. Классификация запасов нефти и газа.
5. Опасные свойства природных газов и нефти. Общие сведения о реологических запасах нефти и газа.
6. Общие понятия о скважине.

Модуль 1. Разработка нефтяных и газовых месторождений

7. Что вы понимаете под термином разработка?
8. Назовите предпосылки необходимости широкого освоения нефтегазовых ресурсов морских недр?
9. Перечислите крупнейшие в мире морские месторождения нефти.
10. Где началось бурение наклонных скважин, достигающих залежей нефти на расстоянии 200 м от берега?
11. Какие участки Мирового океана являются наиболее богатыми нефтью и газом участками континентального шельфа?
12. Где на профиле континентального шельфа находится область отложения осадочных пород?
13. Что такое континентальный подъем?
14. Чему равен средний уклон континентального шельфа?
15. Что обязательно должны обеспечивать Геолого-технологические мероприятия (ГТМ)?
16. Как оценить технологическую эффективность планируемых ГТМ?
17. В чем разница между методами интенсификации притока и методами повышения нефтеотдачи?
18. Перечислите основные методы воздействия на залежь.
19. Как определить эффективность применяемых методов увеличения нефтеотдачи и технологии интенсификации?
20. Что такое регулирование процесса разработки?
21. Перечислите основные методы и мероприятия по регулированию разработки.
22. Назовите основные этапы гидродинамических расчетов в режиме растворенного газа.
23. Назовите основные этапы гидродинамических расчетов при смешанном режиме.
24. Какой режим сменяет обычно режим растворенного газа?
25. Как изменяется пластовое давление при уменьшении нефтенасыщенности?
26. Опишите методику гидродинамических расчетов в режиме растворенного газа.

Модуль 2. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин

27. Как производится крепление кабеля к телу трубы?
28. Кто осуществляет обслуживание УЭЦН?
29. Что необходимо проверить в ходе обслуживания УЭЦН?
30. Какие параметры фиксируются для контроля работы УЭЦН?
31. Как проверяется работоспособность фонтанной арматуры?
32. Для чего предназначена фонтанная арматура?
33. Как управляется поток жидкости из трубного пространства?

34. Для чего служит трубная головка?
35. Почему вывод на режим одна из самых ответственных операций?
36. Какие параметры надо записать пред началом работ по запуску УЭЦН?
37. На какое давление опрессовывается лифт?
38. Что означает цифра 950 в маркировке ЭЦН5-40-950?
39. В каких единицах измеряется подача насоса?
40. Опишите принципиальную схему газлифта.
41. При каких условиях лифт считается герметичным?
42. Перечислите последовательность действий при выводе на режим.
43. Для чего через час работы установка останавливается?
44. Как определить правильность вращения насоса?
45. Чем принципиально отличаются центробежные насосы для откачки жидкости из скважины от обычных центробежных насосов?
46. Что такое погружной центробежный электронасос?
47. За счет чего осуществляется вращение ЭЦН?
48. Каким образом электроэнергия подводится к электродвигателю.
49. На какую глубину спускается ЭЦН в скважину?
50. Что в себя включает ЭЦН?

2.4.1. Критерии оценивания

Критерии оценок промежуточной аттестации

Оценка	Описание
Зачтено	Посещение более 50 % лекционных и лабораторных занятий; обучающийся твердо знает материал, грамотно и по существу излагает его, не допуская существенных неточностей в ответе на вопрос; все предусмотренные программой обучения задания выполнены, качество их выполнения достаточно высокое; в течение курса выполнил работу.
Не зачтено	Посещение менее 50 % лекционных и лабораторных занятий; обучающийся не знает значительной части материала, допускает существенные ошибки в ответах на вопросы; большинство предусмотренных программой обучения заданий не выполнено, качество их выполнения оценено числом баллов, близким к минимальному.

Критерии оценок итоговой аттестации: примерная шкала оценивания знаний по выполнению заданий зачета:

Оценка	
Не зачтено	Зачтено
Посещение менее 50 % лекционных и практических занятий	Посещение не менее 50 % лекционных и практических занятий
Обучающийся не знает значительной части материала, допускает существенные ошибки в ответах на вопросы	Обучающийся хорошо знает материал, грамотно и по существу излагает его, допуская некоторые неточности в ответе на вопрос.
Не умеет находить решения большинства предусмотренных программой обучения заданий	Уверенно находит решения предусмотренных программой обучения заданий
Большинство предусмотренных программой обучения заданий не выполнено	Предусмотренные программой обучения задания успешно выполнены

2.5. Учебно-методические материалы (в том числе конспекты лекций) – представлены в Приложении 2 к образовательной программе.

2.6. Вид документа, подтверждающий прохождение обучения:

После успешного окончания обучения выдается сертификат о прохождении Международной специальной краткосрочной программы под эгидой Международного центра ЮНЕСКО: «Обустройство морских месторождений».

3. Организационно-педагогические условия реализации программы:

3.1 Материально-технические условия реализации программы:

Для реализации программы используются:

№	Наименование оборудования/класса/лаборатории	Краткое описание
1	Компьютерный класс с цилиндрическим экраном и тренажерным комплексом по эксплуатации нефтедобывающего промысла	
2	Компьютерный класс с цилиндрическим экраном и тренажерным комплексом по эксплуатации подводного добычного комплекса	
3	Компьютерный класс с цилиндрическим экраном и тренажерным комплексом по эксплуатации нефтегазодобывающей платформы	

4 Учебно-научный полигон
«Нефтяник», оснащенный:
тренажерным комплексом по
эксплуатации нефтегазодобывающего
промысла с программно-аппаратной
частью, МБУ-125, УПА 60/80,
станком-качалкой, ЦА-320, ППУ,
смесительной установкой,
мобильным комплексом ГДИС)





3.2. Кадровое обеспечение образовательного процесса по программе:

№	Фамилия, Имя, Отчество	Образование (вуз; год окончания; специальность)	Должность, ученая степень, звание, стаж работы в данной или аналогичной области, лет	Количество научных и учебно- методических публикаций
Руководитель программы				
1	Тананыхин Дмитрий Сергеевич	Самарский государственный технический университет (СамГТУ), 2010, инженер по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»	Доцент, к.т.н., доцент, 6 лет	Автор более 50 научных работ
Профессорско-преподавательский состав программы				
2	Рогачев Михаил Константинович	Уфимский нефтяной институт (УНИ), горный инженер по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»	Зав. кафедрой РНГМ, д.т.н., профессор, 35 лет	Автор более 190 научных работ
3	Петраков Дмитрий Геннадьевич	Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет), 1996, горный инженер по специальности «Разработка полезных ископаемых подземным способом»	Доцент, к.т.н., доцент, 19 лет	Автор более 60 научных работ
4	Мардашов Дмитрий Владимирович	Самарский государственный технический университет (СамГТУ), 2005, инженер по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»	Доцент, к.т.н., доцент, 10 лет	Автор более 50 научных работ
5	Паляница Александра Николаевна	Национальный минерально- сырьевой университет «Горный», 2014г., «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»	Ассистент, к.т.н., 2 года	Автор более 30 научных работ

Приложение 1
к образовательной программе –
«Международная специальная краткосрочная
Программа под эгидой Международного центра ЮНЕСКО
«Основы нефтегазового дела»

**Рабочая программа дисциплины (модуля)
«Разработка нефтяных и газовых месторождений»**

1. Цели и задачи модуля

Цель модуля – получение слушателями дополнительных знаний в области современных технологий разработки нефтяных и газовых месторождений с максимальным использованием естественных энергетических ресурсов продуктивных залежей при оптимальных затратах материальных средств.

Основные задачи:

Приобретение теоретических знаний в области современных технологий разработки и эксплуатации месторождений углеводородов на основе согласования работы элементов добывающей системы, современных и перспективных методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, методов интенсификации добычи нефти.

2. Планируемые результаты обучения

Формируемые профессиональные компетенции	Основные показатели освоения модуля
Способность осуществлять корректный подбор оборудования для осуществления нефтегазодобычи	Знать функции различных элементов устьевого оборудования и фонтанной арматуры скважин; Уметь анализировать условия работы скважины; Владеть навыками запуска и остановки оборудования механизированной добычи.
Способность подбирать оптимальные режимы работы скважин при добыче нефти и газа	Знать характеристику притока углеводородов из пласта; Уметь подбирать рациональные технологии механизированной добычи; Владеть навыками эксплуатации и разработки месторождений, сбора и подготовки скважинной продукции, промыслового контроля и регулирования извлечения углеводородов.

3. Структура и содержание модуля

3.1. Структура модуля

№ п/п	Наименование дисциплины (модуля)/наименование тем дисциплины (модуля)	Всего, час	в том числе			Форма контроля
			лекц.	практ. тич.	самост.	
1	История развития нефтегазовой отрасли и теория происхождения нефти и газа	2	2			–
2.	Поиск месторождений нефти и газа. Основы технологии бурения скважин	2	2			–

3	Определение основных фильтрационно-емкостных свойств коллектора	2		2		
4	Техника и технологии увеличения нефтеотдачи пластов	2	2			
5	Перспектива разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов (решение кейса)	4		4		
6	Посещение учебного полигона Саблино	12		12		
	ИТОГО	24	6	18		Итого- вый

3.2. Лекционные занятия

№ п/п	Наименование тем дисциплины (модуля)	Содержание лекционных занятий	Трудоемкость в ак. часах
1	История развития нефтегазовой отрасли и теория происхождения нефти и газа	Детальное рассмотрение история развития нефтегазовой отрасли и влияние на нее политической конъюнктуры. Рассмотрение теорий происхождения нефти и газа с обсуждением перспектив наличия углеводородных ловушек в раннее не рассматриваемых территориях и глубинах.	2
2	Поиск месторождений нефти и газа. Основы технологии бурения скважин	Методы поиска месторождений нефти и газа с описание их преимуществ/недостатков. Определение целесообразности проведения буровых работ на неизученных территориях. Технологии бурения скважин на нефть и газ.	2
3	Техника и технологии увеличения нефтеотдачи пластов	Технологии повышения эффективности разработки нефтяных месторождений. Повышение коэффициента извлечения нефти физико-химическими, тепловыми и гидродинамическими способами.	2

3.3. Практические занятия (семинары)

№ п/п	Наименование тем дисциплины (модуля)	Тематика практических занятий (семинаров)	Трудоемкость в ак. часах
1	Определение основных фильтрационно-емкостных свойств коллектора	Определение показателей свойств коллектор таких как: пористость, проницаемость, насыщенность, теплопроводность, неоднородность и другие.	2
2	Перспектива разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов	Решение кейса на основании полученных знаний по основам нефтегазового дела	4

3.4. Выездные мероприятия

№ п/п	Наименование тем дисциплины (модуля)	Тематика практических занятий (семинаров)	Трудоемкость в ак. часах
1	Посещение учебного полигона Саблино	Работа на полигоне с полноразмерным оборудованием по контролю за технологическими параметрами добычи	12

4. Учебно-методическое обеспечение дисциплины

4.1. Основная литература

1. Петраков Д.Г. Разработка нефтяных и газовых месторождений [Электронный ресурс]: Учебник / Д.Г. Петраков, Д.В. Мардашов, А.В. Максютин / Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». СПб, 2016. – 526 с.

<http://www.bibliocomplectator.ru/book/&id=71703>

2. Ягафаров А.К. Разработка нефтяных и газовых месторождений [Электронный ресурс]: учебное пособие / А.К. Ягафаров, И.И. Клещенко, Г.П. Зозуля, Ю.В. Зейгман, М.К. Рогачев, Г.А. Шлеин. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 396 с.

<https://e.lanbook.com/reader/book/28321/#1>

3. Серебряков О.И. Эксплуатация морских месторождений [Электронный ресурс] / О.И. Серебряков, А.О. Серебряков, Г.И. Журавлев, А.Г. Журавлев. – СПб.: Издательство «Лань», 2018. – 212 с.

4.2. Дополнительная литература

1. Слюсарев Н.И. Основы разработки нефтяных месторождений [Текст]: Учеб. пособие / С.-Петерб. гос. горн. ин-т (техн. ун-т). - СПб. : СПбГИ, 2004. - 95 с.

2. Кузнецов В.Г. Особенности бурения скважин на арктическом шельфе [Электронный ресурс]: учебное пособие / В.Г. Кузнецов, Н.Е. Щербич, А.И. Сазонов, С.Е. Кузьменко. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2016. – 53 с.

<https://e.lanbook.com/reader/book/91827/#2>

3. Ливинцев П.Н. Разработка нефтяных месторождений [Электронный ресурс]: учебное пособие / П.Н. Ливинцев, В.Ф. Сизов. – Ставрополь: изд-во СКФУ, 2014. – 132 с.

http://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red&book_id=457410

4. Сизов В.Ф. Управление разработкой залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами [Электронный ресурс]: учебное пособие. – Ставрополь: изд-во СКФУ, 2014. – 136 с.

http://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red&book_id=457629

4.3. Учебно-методическое обеспечение самостоятельной работы

Методические рекомендации по учебной дисциплине «Основы нефтегазового дела».

4.4. Базы данных, электронно-библиотечные системы, информационно-справочные и поисковые системы

1. Система ГАРАНТ: электронный периодический справочник [Электронный ресурс]. – Электр.дан. (7162 Мб: 887 970 документов);
2. КонсультантПлюс: справочно - поисковая система [Электронный ресурс]. – Электр.дан. (64 231 7651 документов);
3. Электронно-библиотечная система «Издательство Лань» www.e.lanbook.com;
4. Электронно-библиотечная система «Современные цифровые технологии» www.biblioclub.ru «Университетская библиотека онлайн»;
5. Электронная база изданий www.bibliorossica.com;
6. ООО Научная электронная библиотека. Интегрированный научный информационный портал в российской зоне сети Интернет, включающий базы данных научных изданий и сервисы для информационного обеспечения науки и высшего образования. (Включает РИНЦ- библиографическая база данных публикаций российских авторов и SCIENCE INDEX- информационно - аналитическая система, позволяющая проводить аналитические и статистические исследования публикационной активности российских ученых и научных организаций). <http://elibrary.ru>;
7. Министерство образования и науки Российской Федерации (<http://минобрнауки.рф/>);
8. Федеральный портал «Российское образование» (<http://www.edu.ru/>);
9. Информационная система «Единое окно доступа к образовательным ресурсам» (<http://window.edu.ru/>);
10. Единая коллекция цифровых образовательных ресурсов (<http://school-collection.edu.ru/>);
11. Электронно-библиотечная система Библиокомплектатор www.bibliocomplektator.ru;

5. Материально-техническое обеспечение

Компьютерный класс с цилиндрическим экраном и тренажерным комплексом по эксплуатации нефтедобывающего промысла. Компьютерный класс с цилиндрическим экраном и тренажерным комплексом по эксплуатации добычного комплекса. Компьютерный класс с цилиндрическим экраном и тренажерным комплексом по эксплуатации нефтегазодобывающей платформы. Учебно-научный полигон «Нефтяник», оснащенный: тренажерным комплексом по эксплуатации нефтегазодобывающего промысла с программно-аппаратной частью, МБУ-125, УПА 60/80, станком-качалкой, ЦА-320, ППУ, смесительной установкой, мобильным комплексом ГДИС)

Рабочая программа дисциплины (модуля) «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин»

1. Цели и задачи модуля

Цель модуля – получение слушателями дополнительных знаний в области обслуживания, ремонта и сервисного обслуживания нефтяных и газовых скважин.

Основные задачи:

Приобретение теоретических знаний в области современных технологий эксплуатации, ремонта и сервисного обслуживания нефтяных и газовых скважин;

2. Планируемые результаты обучения

Формируемые профессиональные компетенции	Основные показатели освоения модуля
Способность выполнять эксплуатационные и технологические расчеты	Знать условия эксплуатации нефтяных и газовых скважин на суше Уметь описывать различные типы устьевого оборудования и фонтанной арматуры скважин Владеть навыками запуска и остановки оборудования механизированной добычи нефти и газа
Способность выбирать рациональные типы оборудования для осуществления процессов добычи углеводородов.	Знать условия эксплуатации нефтяных и газовых скважин; Уметь контролировать работу всех элементов оборудования механизированной добычи; Владеть способностью осуществлять рациональный подбор комплекса оборудования для обеспечения добычи нефти и газа на суше

3. Структура и содержание модуля

3.1. Структура модуля

№ п/п	Наименование дисциплины (модуля)/наименование тем дисциплины (модуля)	Всего, час	в том числе			Форма контроля
			лекц.	практ. ч.	самост.	
1	Основы эксплуатации нефтяных скважин	2	2			–
2.	Основы эксплуатации газовых скважин	2	2			–
3	Изучение технологических показателей работы скважины, эксплуатируемой электроцентробежным насосом	2		2		
4	Посещение предприятия – Выборгский порт	6		6		
5	Посещение предприятия – ЗАО «Невский завод»	6		6		
	ИТОГО	18	4	14		Итого вый

3.2. Лекционные занятия

№ п/п	Наименование тем дисциплины (модуля)	Содержание лекционных занятий	Трудоемкость в ак. часах
1	Основы эксплуатации нефтяных скважин	Современное состояние скважинной технологии добычи нефти в России и за рубежом. Классификация способов эксплуатации нефтяных скважин.	2
2	Основы эксплуатации газовых скважин	Современное состояние скважинной технологии добычи газа в России и за рубежом. Классификация способов эксплуатации газовых скважин.	2

3.3. Практические занятия (семинары)

№ п/п	Наименование тем дисциплины (модуля)	Тематика практических занятий (семинаров)	Трудоемкость в ак. часах
1	Изучение технологических показателей работы скважины, эксплуатируемой электроцентробежным насосом	Построение характеристики центробежного насоса (ЦН) основные теоретические положения.	2

3.4. Выездные мероприятия

№ п/п	Наименование тем дисциплины (модуля)	Тематика практических занятий (семинаров)	Трудоемкость в ак. часах
1	Посещение предприятия – Выборгский порт	Знакомство с системой морского транспорта углеводородов.	6
2	Посещение предприятия – ЗАО «Невский завод»	Знакомство с оборудованием, производимым на заводе, которое используется для скважинной добычи углеводородов.	6

4. Учебно-методическое обеспечение дисциплины

4.1. Основная литература

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для ВУЗов. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003. – 816с.
2. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 295с.
3. Слюсарев Н.И. Основы разработки нефтяных месторождений: Учебное пособие. СПб, СПГГИ, 2004.- 95с.

4.2. Дополнительная литература

1. Мищенко И.Т., Бравичева Т.Б., Ермолаев А.И. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2005. – 448с.
2. Дунюшкин И.И., Мищенко И.Т., Елисеева Е.И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды: Учебное пособие для вузов. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2004. – 448с.
3. Персиянцев М.И. Добыча нефти в осложненных условиях. М. ООО Недра, 2000. – 653 с.

4.3. Учебно-методическое обеспечение самостоятельной работы

1. Скважинная добыча нефти газа. Методические указания к курсовому проектированию [Электронный ресурс] / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: Д.Г. Петраков, А.М. Шагиахметов. СПб, 2016, 16 с.
http://ior.spmi.ru/sites/default/files/kr/kr_1482581224.pdf;

2. Скважинная добыча нефти газа. Методические указания для практических занятий [Электронный ресурс] / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: А.М. Шагиахметов, И.Р. Раупов. 2016, 184 с.
http://ior.spmi.ru/sites/default/files/1/1_1483087800.pdf

3. Скважинная добыча нефти газа. Методические указания для лабораторных работ [Электронный ресурс] / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: Д.С. Тананыхин, Д.В. Мардашов, К.С. Купавых. СПб, 2016, 65 с.
http://ior.spmi.ru/sites/default/files/1/1_1483087800.pdf

4.4. Базы данных, электронно-библиотечные системы, информационно-справочные и поисковые системы

1. Система ГАРАНТ: электронный периодический справочник [Электронный ресурс]. – Электр.дан. (7162 Мб: 887 970 документов);

2. КонсультантПлюс: справочно - поисковая система [Электронный ресурс]. – Электр.дан. (64 231 7651 документов);

3. Электронно-библиотечная система «Издательство Лань» www.e.lanbook.com;

4. Электронно-библиотечная система «Современные цифровые технологии» www.biblioclub.ru «Университетская библиотека онлайн»;

5. Электронная база изданий www.bibliorossica.com;

6. ООО Научная электронная библиотека. Интегрированный научный информационный портал в российской зоне сети Интернет, включающий базы данных научных изданий и сервисы для информационного обеспечения науки и высшего образования. (Включает РИНЦ- библиографическая база данных публикаций российских авторов и SCIENCE INDEX- информационно - аналитическая система, позволяющая проводить аналитические и статистические исследования публикационной активности российских ученых и научных организаций). <http://elibrary.ru>;

7. Министерство образования и науки Российской Федерации (<http://минобрнауки.рф/>);

8. Федеральный портал «Российское образование» (<http://www.edu.ru/>);

9. Информационная система «Единое окно доступа к образовательным ресурсам» (<http://window.edu.ru/>);

10. Единая коллекция цифровых образовательных ресурсов (<http://school-collection.edu.ru/>);

11. Электронно-библиотечная система Библиокомплектатор www.bibliocomplektator.ru;

12. Электронно-библиотечная система www.znanium.com;

13. Электронно-библиотечная система образовательных и просветительских знаний IQlib www.IQlib.ru.

5. Материально-техническое обеспечение

Компьютерный класс с цилиндрическим экраном и тренажерным комплексом по эксплуатации нефтедобывающего промысла. Компьютерный класс с цилиндрическим экраном и тренажерным комплексом по эксплуатации подводного добычного комплекса. Компьютерный класс с цилиндрическим экраном и тренажерным комплексом по эксплуатации нефтегазодобывающей платформы. Учебно-научный полигон «Нефтяник», оснащенный: тренажерным комплексом по эксплуатации нефтегазодобывающего промысла с программно-аппаратной частью, МБУ-125, УПА 60/80, станком-качалкой, ЦА-320, ППУ, смесительной установкой, мобильным комплексом ГДИС)

Приложение 2
к образовательной программе –
«Международная специальная краткосрочная
Программа под эгидой Международного центра ЮНЕСКО
«Основы нефтегазового дела»

ТЕКСТЫ ЛЕКЦИЙ

Лекция 1

История развития нефтегазовой отрасли и теория происхождения нефти и газа

Среди важнейших видов промышленной продукции одно из главных мест занимают нефть, газ и продукты их переработки.

Достаточно сказать, что из всех видов энергетических ресурсов (вода, уголь, горючие сланцы, атомная энергия и др.) около двух третей потребностей обеспечивается за счет углеводородов. Невозможно представить сегодня современный транспорт и все многообразие двигательной техники без горюче-смазочных материалов, основой которых служат нефть и газ. Эти богатства земных недр добываются и потребляются в огромных количествах.

Свободный газ и добываемый попутно с нефтью, являются сырьем для химической промышленности. Путем химической переработки газов получают и такие продукты, на изготовление которых расходуется значительное количество пищевого сырья.

До начала XVIII в. нефть в основном добывали из копанок, которые обсаживали плетнем. По мере накопления нефть вычерпывали и в кожаных мешках вывозили потребителям.

Колодцы крепились деревянным срубом, окончательный диаметр обсаженного колодца составлял обычно от 0,6 до 0,9 м с некоторым увеличением книзу для улучшения притока нефти к его забойной части.

Подъем нефти из колодца производился при помощи ручного ворота (позднее конного привода) и веревки, к которой привязывался бурдюк (ведро из кожи).

К 70-м годам XIX в. основная часть нефти в России и в мире добывается из нефтяных скважин. Так, в 1878 г. в Баку их насчитывается 301, дебит которых во много раз превосходит дебит из колодцев. Нефть из скважин добывали желонкой – металлическим сосудом (труба) высотой до 6 м, в дно которого вмонтирован обратный клапан, открывающийся при погружении желонки в жидкость и закрывающийся при ее движении вверх. Подъем желонки (тартание) велся вручную, затем на конной тяге (начало 70-х годов XIX в.) и с помощью паровой машины (80-е годы).

Вытеснение нефти из скважины сжатым воздухом или газом предложено в конце XVIII в., но несовершенство компрессорной техники более чем на столетие задержало развитие этого способа, гораздо менее трудоемкого по сравнению с тартальным.

Не сформировался к началу XX века и фонтанный способ добычи. Из многочисленных фонтанов бакинского района нефть разливалась в овраги, реки, создавала целые озера, сгорала, безвозвратно терялась, загрязняла почву, водоносные пласты, море.

В настоящее время основной способ добычи нефти – насосный при помощи установок электроцентробежного насоса (УЭЦН) и штанговых скважинных насосов (ШСН).

В табл. 1.1 приведено распределение способов добычи нефти по России.

Таблица 1.1 – Распределение скважин и объемов добычи нефти в зависимости от способа эксплуатации

Способ эксплуатации	Число скважин, %	Средний дебит, т/сут		Добыча, % от общей	
		нефти	жидкости	нефти	жидкости
Фонтанный	8,8	31,1	51,9	19,5	9,3
Газлифтный	4,3	35,4	154,7	11,6	14,6
УЭЦН	27,4	28,5	118,4	52,8	63,0
ШСН	59,4	3,9	11,0	16,1	13,1
Прочие	0,1	–	–	–	–

Газовая промышленность получила свое развитие лишь в период Великой Отечественной войны при открытии и вводе в разработку газовых месторождений в районе г. Саратова и в западных областях Украины, сооружении газопровода Саратов – Москва и Дашава – Киев – Брянск – Москва.

Что касается Санкт-Петербурга, то газификация его началась в начале XX века, а к началу Великой Отечественной Войны в городе было газифицировано около 23 000 квартир, получавших газ из коксогазового завода, расположившегося на Обводном канале. Полная же газификация города наступила лишь в 50-60-ые годы XX века.

Одновременно с вводом в разработку и освоением новых газовых месторождений создавалась сеть магистральных газопроводов и отводов от них для подачи газа местным потребителям.

Развитие газовой промышленности позволило газифицировать много городов и населенных пунктов, а также предприятий различных отраслей промышленности.

По состоянию на 1 января 2012 года чуть меньше 80 процентов доказанных запасов нефти приходится на восемь стран. Из них шесть стран входят в состав ОПЕК и лишь только две (Канада и Россия) не являются членами ОПЕК. 48,1 процентов доказанных запасов нефти приходится на страны Ближнего Востока (табл. 1.2).

Необходимо отметить, что доказанные запасы, принятые в международной классификации, не отражают в целом запасы нефти, которые можно извлечь в длительной перспективе. Доказанные запасы сырой нефти – это оценочное количество нефти, которое по геологическим и инженерным данным может быть извлечено в ближайшем будущем из уже известных залежей, принимая во внимание существующие технологии и текущую экономическую ситуацию. Это только часть более общей ресурсной базы.

В табл. 1.2 и 1.3 приводятся данные по добыче нефти в ведущих нефтедобывающих странах, а также объемы добычи нефти мировыми публичными нефтяными компаниями.

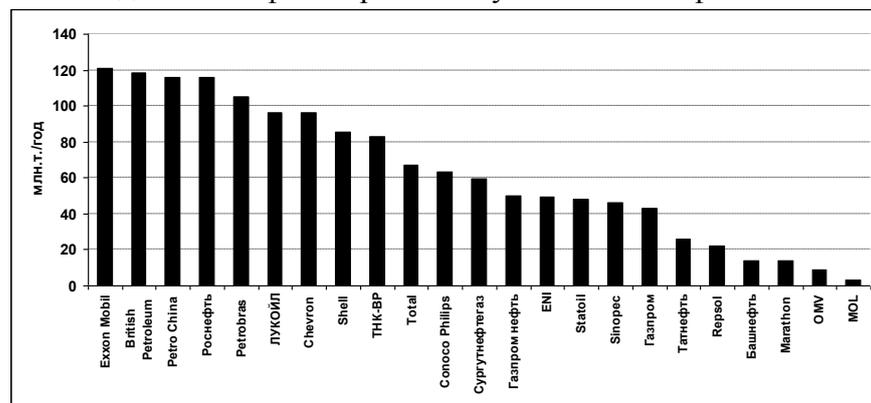


Рисунок 1.1 – Добыча нефти публичными нефтяными компаниями мира в 2014 году, млн. т.

Таблица 1.2 – Уникальные нефтяные месторождения в России и за рубежом

Регион	Страна	Месторождение, год открытия	Начальные доказанные запасы, млрд. т
Восточная Европа	Россия	Самотлорское (1965)	7,1
		Ромашкинское (1948)	5,0
		Приобское (1982)	5,0
Ближний и Средний Восток	Ирак	Киркук (1957) Румейла (1953)	2,12 1,85
	Иран	Гечсаран (1928)	1,56
	Кувейт	Большой Бурган (1978) Бурган (1938)	9,13 2,24
	Саудовская Аравия	Гавар (1948) Сафания (1951)	10,14 2,91
Северная и Южная Америка	США	Прадхо-Бей (1968)	1,40
	Венесуэла	Лагунильяс (1926) Боливар (1917)	1,50 4,30
Африка	Алжир	Хасси-Месауд (1956)	1,42
	Ливия	Серир (1961)	1,10

Таблица 1.3 – Уникальные газовые месторождения мира

Регион	Страна	Месторождение	Начальные доказанные запасы, млрд м ³
Америка	США	Панхендл	2000
Африка	Алжир	Хасси Р'Мейль	1500-2300
Ближний и Средний Восток	Иран	Пазанун	1400
Восточная Европа	Россия	Медвежье	1548
		Оренбургское	1800
		Уренгойское	2200
		Ямбургское	3640
Западная Европа	Нидерланды	Слохтерен	1800

ГИПОТЕЗЫ ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ

Происхождение нефти до настоящего времени не выяснено. Существует множество теорий происхождения нефти и газа, каждая из которых имеет подтверждение и в то же время опровергается противниками. При этом решение проблемы происхождения нефти и газа позволит определить и уточнить количество запасов и поиск новых месторождений. Все существующие на сегодняшний день гипотезы можно разделить на следующие группы:

- 1) органическую или биогенную;
- 2) неорганическую, или абиогенную;
- 3) космическую.

Рассмотрим группу **органических** гипотез.

1. Впервые научную и для того времени законченную схему происхождения нефти в 1793 г. предложил М.В. Ломоносов. По его представлениям, нефть образовалась из органического материала растительного происхождения. Он считал, что имеется аналогия между происхождением нефти и других многочисленных горючих ископаемых, например, угля. Полезные ископаемые получились разными потому, что условия образования каждого из них были различными. Им было подчеркнуто значение повышенной температуры, больших давлений подземных глубин и миграции нефти в пористых породах. Объяснение образования нефти заключалось в том, что растения, перекрытые слоями наносов и опущенные на глубину в результате подвижек земной коры, подвергаются воздействию высокой температуры. Для образования нефти, в данном случае в присутствии перегретого пара, достаточно температуры около 200 °С. По гипотезе М.В. Ломоносова, нефть рождается из наземных растений, захороненных в болотах, дельтах рек и прибрежных лагунах, в результате прямой перегонки. В своих трактатах он писал: «Нефть приготавливается из торфа и каменного угля действием подземного жара, и если он слабый, то она получается светлая, а если сильный – то густая и черная». Многие идеи М.В. Ломоносова не потеряли своего значения, став основой гипотез органического происхождения нефтей.

2. Впоследствии в рамках этой гипотезы появились теории животного, растительно-животного, растительного происхождения. Например, в 1888 г. химик К. Энглер осуществил перегонку китового жира и получил нафтеновые и ароматические углеводороды и твердый парафин.

3. В конце XIX века известный геолог Г. Гефер при бурении скважин на Каспии обнаружил прослойки, сплошь состоящие из погибшей рыбы. Гибель больших масс водной фауны действительно может происходить в природе. В результате эти ученые создали гипотезу, по которой нефть образуется из жиров погибших животных, а растения дают нефти воск и смолы.

4. Академиком Н.Д. Зелинским в 1919 г. путем перегонки из сапропельного ила озера Балхаш была получена искусственная нефть. Она содержала бензин, керосин и тяжелые масла, в составе которых были все известные тогда нефтяные углеводороды.

5. Идея об органическом происхождении нефти была коренным образом переработана геологом, акад. И.М. Губкиным и акад. В.И. Вернадским. В итоге появилась биогенная теория происхождения нефти. Согласно этой теории, происхождение нефти следует рассматривать в тесной связи с другими природными процессами: биологическими, химическими и геологическими и можно разделить на пять основных стадий осадконакопления и преобразования органических остатков в нефть:

Первая стадия: в осадок, образующийся в море или в пресном водоеме, вносятся органические вещества с небольшим количеством углеводородного нефтяного ряда, синтезированных живыми организмами.

Вторая стадия: накопленный на дне осадок преобразуется, уплотняется, частично обезвоживается. При этом часть вещества разлагается с выделением диоксида углерода, сероводорода, аммиака и метана. На деле получается нечто подобное тем картинам, что наблюдается на болотах.

Третья стадия: биохимические процессы постепенно затухают. Сравнительно небольшая температура земных недр на данной глубине (порядка 50 °С) определяет низкую скорость реакций. Концентрация битумов и нефтяных углеводородов возрастает слабо, в составе газовых компонентов преобладает диоксид углерода.

Четвертая стадия: осадок погружается на глубину 3-4 километров, окружающие температуры возрастают до 150 °С. Происходит отгонка нефтяных углеводородов из рассеянного органического вещества в пласт. Попав в проницаемые породы-коллекторы, нефть начинает новую жизнь, образует промышленные залежи.

Пятая стадия: на глубине 4,5 километра и более при температурах свыше 180 °С органическое вещество прекращает выделение нефти и продолжает генерировать лишь газ.

Нефть и другие горючие ископаемые (уголь, изокерит и др.) взаимосвязаны с циклическими процессами круговорота углерода в природе. Атмосфера всегда содержит углекислый газ (около 0,03 %) за счет жизнедеятельности живых организмов, разложения карбидов и действия вулканов. Растения же усваивают двуокись углерода из воздуха, причем углерод идет на построение тел растений, а потом и животных. Кислород возвращается в атмосферу. Нефть представляет собой продукт сложнейших превращений животных и растительных остатков. В ней содержатся также различные соединения азота, кислорода и серы, которые не являются случайными примесями. Характер азотистых соединений в различных нефтях тождественен. А это свидетельствует о том, что они представляют собой продукты разложения азотистых веществ животных и растений и находятся в генетической связи с нефтью. При разрушении нефти и окисления ее углеводородов углерод снова возвращается в атмосферу в виде углекислого газа, и таким образом цикл замыкается. Сторонники этой теории подсчитали, что в осадочных породах нашей планеты в составе рассеянного органического вещества содержится около 60 – 80 тыс. млрд. т углеводородов. Это количество более чем в 100 раз превышает известные сегодня запасы нефти. Способность такой массы рассеянных углеводородов образовывать скопления промышленной нефти не вызывает сомнения.

Параллельно с органической теорией появилась и развилась гипотеза **абиогенного или неорганического** происхождения нефти.

1. В конце XIX в. была проведена серия опытов для доказательства минерального происхождения нефти. В 1888 г. французский химик М. Бертло на чугун с 4%-ным содержанием углерода воздействовал соляной и серной кислотами. В итоге были получены водород и смесь углеводородов, имеющих запах нефти. Когда на железистый марганец действовали горячей водой при температуре 100 – 200 °С, также получали нефтеподобную смесь. Химики П. Сабатьев и Ж. Сандебран использовали для опытов уже не металл, а смесь ацетилена с водородом и нагревали ее в присутствии никеля. И у них получалось вещество, богатое ароматическими углеводородами.

2. 15 октября 1876 года, на заседании Русского химического общества выступил с обстоятельным докладом Д.И. Менделеев. Он изложил свою гипотезу образования нефти. Ученый считал, что во время горообразовательных процессов по трещинам-разломам, рассекающим земную кору, вглубь поступает вода. Просачиваясь в глубь Земли на 100-150 км, где давление составляет около 50 000 атм., а значение температуры превышает 1800 °С, она в конце концов встречается с карбидами железа и вступает с ними в реакцию, в результате которой образуются оксиды железа и углеводороды, например этан. Полученные вещества по тем же разломам поднимаются в верхние слои земной коры и насыщают пористые породы. В своих рассуждениях Менделеев ссылался на опыты по получению водорода и ненасыщенных углеводородов путем воздействия серной кислоты на чугун, содержащий достаточное количество углерода.

3. Обобщив множество фактов (выходы нефти в районе Мархининского вала, следы нефти в кимберлитовых трубках, асфальтены в гранитных горных породах) геолог-нефтяник Н.А. Кудрявцев в 50-е годы XX века создал свою магматическую гипотезу происхождения нефти. В мантии Земли под давлением и при высокой температуре из углерода и водорода сначала образуются сначала углеводородные радикалы CH , CH_2 и CH_3 . Они движутся в веществе мантии от области высокого к области низкого давления. А так как в зоне разломов перепад давлений особенно ощутим, углеводороды и направляются в первую очередь именно сюда. Поднимаясь в слои земной коры, углеводороды в менее нагретых зонах реагируют друг с другом и с водородом, образуя нефть. Затем образовавшаяся жидкость может перемещаться как вертикально, так и горизонтально по имеющимся в породе трещинам, скапливаясь в ловушках.

Исходя из теоретических представлений, Кудрявцев советовал искать нефть не только в верхних слоях, но и глубже. Этот прогноз блестяще подтверждается, и глубина бурения с каждым годом возрастает

Космическая теория возникновения углеводородов также имеет своих сторонников.

1. В 1892 г. русский геолог В.Л. Соколов, учитывая находки битума в метеоритах и наличие углеводородов в хвостах некоторых комет, предложил космическую гипотезу возникновения нефтяных углеводородов в коре нашей планеты. По его мнению, углеводороды находились в составе газовой фазы допланетного облака. По мере его охлаждения углеводороды растворялись в жидкой магме и после образования твердой земной оболочки поднимались по трещинам в осадочные породы.

2. В соответствии с гипотезой О.Ю. Шмидта, газопылевое облако, из которого возникли планеты Солнечной системы, включало в себя не только простые элементы, но и воду, метан, углекислоту и более сложные углеводороды. Моделируя условия атмосферы, какими они были (предположительно) миллиарды лет назад, американские ученые в 50-гг. XX в. получили из метаново-водородной среды, насыщая ее электрическими разрядами, аналогичными грозовым, сложнейшие углеводородные соединения и нуклеиновые кислоты. Следует отметить, что приборы космических станций регистрируют наличие метана в атмосфере Венеры, и существует мнение, что углеводороды входят в состав межпланетной материи.

В заключение хотелось бы отметить, что в практических поисках нефти и газа надо использовать весь арсенал теорий и гипотез, которыми располагает современная наука, не ограничивая свой взгляд какими-то искусственными шорами.

Как сказал известный американский геолог М. Хэлбути: «Я твердо убежден, что в будущем мы откроем в глобальном масштабе столько же нефти и значительно больше газа, чем открыто сегодня. Я полагаю, что нас ограничивает только недостаток воображения, решительности и технология».

Вопросы для самоконтроля

1. Выделите и назовите основные этапы развития нефтяной и газовой отрасли в России.
2. Перечислите основные нефтегазодобывающие страны мира и крупнейшие месторождения нефти и газа.
3. Каков вклад выдающихся выпускников Горного университета в развитии нефтегазового дела?
4. Объемы добычи нефти в России.
5. Основные отечественные нефтяные компании.
6. Мировая добыча углеводородов и основные страны-производители.
7. Классификация запасов.
8. Использование нефти и газа в древности.
9. Происхождение названия нефти.
10. Причины, способствующие развитию нефтяной отрасли и условия необходимые для ее становления и развития.
11. Какие основные теории происхождения нефти вы знаете?
12. Укажите основные свойства нефти, газа, пластовых вод.

Лекция 2

Поиск месторождений нефти и газа. Основы технологии бурения скважин

Поисково-разведочные работы ведутся в целях открытия нефтяного или газового месторождения, определения его запасов и составления проекта разработки. При этом поисковые работы делятся на несколько этапов:

- 1) общая геологическая съемка;
- 2) детальная геологическая съемка;
- 3) глубокое бурение поисковых скважин.

На первом этапе при проведении общей геологической съемки составляется геологическая карта местности. Общая геологическая съемка позволяет получить некоторое представление о геологическом строении современных отложений на изучаемой площади. Характер залегания пород, покрытых современными отложениями, остается неизученным.

На втором этапе, называемом детальной структурно-геологической съемкой, бурят картировочные и структурные скважины для изучения геологического строения площади. По результатам общей геологической съемки и картировочного бурения строят геологическую карту, на которой условными обозначениями изображается пространство пород различного возраста. Для более полного представления об изучаемой площади геологическая съемка дополняется сводным стратиграфическим разрезом отложений и геологическими профилями.

По результатам общей геологической съемки и картировочного бурения строят геологическую карту, на которой условными обозначениями изображается пространство пород различного возраста. Для более полного представления об изучаемой площади геологическая съемка дополняется сводным стратиграфическим разрезом отложений и геологическими профилями.

Более детально изучить строение недр и обоснованно выделить площади, перспективные для глубокого бурения с целью поисков залежей нефти и газа возможно с использованием геофизических методов. На сегодняшний день наиболее распространены сейсмо- и электроразведка.

Сейсморазведка основана на использовании закономерностей распространения упругих волн в земной коре, искусственно создаваемых в ней путем взрывов в неглубоких скважинах. Сейсмические волны распространяется по поверхности Земли и в ее недрах.

Электроразведка основана на способности пород пропускать электрический ток, т. е. на их электропроводности. Известно, что некоторые горные породы (граниты, известняки, песчаники, насыщенные соленой минерализованной водой) хорошо проводят электрический ток, а другие (глины, песчаники, насыщенные нефтью) практически не обладают электропроводностью.

Электрические методы изучения недр Земли широко применяются при исследовании разрезов в пробуренных скважинах при электрометрии скважин. Среди полевых геофизических методов известны также гравиразведка и магниторазведка, а среди методов исследования скважин – радиометрия и др.

Применение геофизических методов позволяет выявить структуры, благоприятные для образования ловушек нефти и газа. Однако содержать нефть и газ могут далеко не все выявленные структуры. Выделить из общего числа обнаруженных структур наиболее перспективные без бурения скважин помогают геохимические методы исследования недр, основанные на проведении газовой и бактериологической съемок. Газовая съемка основана на диффузии углеводородов, из которых состоит нефть. Каждая нефтяная или газовая залежь выделяет поток углеводородов, проникающих через любые породы. При помощи специальных геохимических приборов определяют содержание углеводородов в воздухе на исследуемой площади. Над залежью нефти и газа приборы показывают повышенное содержание углеводородов. Результаты газовой съемки упрощают выбор участка для детальной разведки бурением.

Бактериологическая съемка основана на поиске бактерий, содержащихся в углеводородах. Анализ почв на изучаемой площади позволяет обнаружить места скопления этих бактерий, а следовательно, и углеводородов. В результате бактериологического анализа почв составляется карта расположения предполагаемых залежей.

После проведения комплекса геофизических и геохимических исследований приступают к *третьему этапу* поисковых работ – глубокому бурению поисковых скважин. Успешность поисковых работ на третьем этапе в значительной степени зависит от качества работ, проведенных на втором этапе. В случае получения из поисковой скважины нефти и газа заканчиваются поисковые работы и начинается детальная разведка открытого нефтяного или газового месторождения. На площади одновременно бурятся так называемые оконтуривающие, оценочные и контрольно-исследовательские глубокие скважины для установления размера (или контура) залежи и контроля за ходом разведки месторождения.

ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О БУРЕНИИ

Скважина – цилиндрическая горная выработка, сооружаемая без доступа в нее человека и имеющая диаметр во много раз меньше длины (диаметр $D > 50 - 75$ мм, длину $L > 5 - 7$ м). Начало скважины называется устьем, цилиндрическая поверхность – стенкой или стволом, дно – забоем. Расстояние от устья до забоя по оси ствола определяет длину скважины, а по проекции оси на вертикаль – ее глубину. Максимальный начальный диаметр нефтяных и газовых скважин обычно не превышает 900 мм, а конечный редко бывает меньше 165 мм (рис. 2.1).



Рисунок 2.1 - Схема скважины и ее элементы

Бурение скважин – сложный технологический процесс строительства ствола буровых скважин, состоящий из следующих основных операций:

- углубление скважин посредством разрушения горных пород буровым инструментом;
- удаление выбуренной породы из скважины;
- крепление ствола скважины в процессе ее углубления обсадными колоннами;
- проведение комплекса геолого-геофизических работ по исследованию горных пород и выявлению продуктивных горизонтов;
- спуск на проектную глубину и цементирование последней (эксплуатационной) колонны.

При бурении на нефть и газ порода разрушается буровыми долотами, а забой скважин обычно очищается от выбуренной породы потоками непрерывно циркулирующей промывочной жидкости (бурового раствора), реже производится продувка забоя газообразным рабочим агентом.

Скважины бурятся вертикально (отклонение до $2^{\circ}-3^{\circ}$). При необходимости применяют наклонное бурение: наклонно-направленное, кустовое, много-забойное, двуствольное) (рис. 2.2)



Рисунок 2.2 – Виды скважин.

Скважины углубляют, разрушая забой по всей площади (без отбора керна) или периферийной части (с отбором керна). В последнем случае в центре скважины остается колонка породы (кern), которую периодически поднимают на поверхность для изучения пройденного разреза пород.

Скважины бурят на суше и на море при помощи буровых установок, которые реализуют обычную технологию вращательного бурения с применением бурильных труб, соединяемых при помощи резьбовых муфтово-замковых соединений, а также с применением гибких непрерывных труб, наматываемых на барабан (до 5 тыс. метров и более) – так называемая “колтюбинговая технология”.

Цели и назначение буровых скважин различные. Эксплуатационные скважины закладывают на полностью разведанном и подготовленном к разработке месторождении. В категорию эксплуатационных входят не только скважины, с помощью которых добывают нефть и газ (добывающие скважины), но и скважины, позволяющие организовать эффективную разработку месторождения (оценочные, нагнетательные, наблюдательные скважины).

Оценочные скважины предназначены для уточнения режима работы пласта и степени выработки участков месторождения, уточнения схемы его разработки.

Нагнетательные скважины служат для организации законтурного и внутриконтурного нагнетания в эксплуатационный пласт воды, газа или воздуха в целях поддержания пластового давления.

Наблюдательные скважины сооружают для систематического контроля за режимом разработки месторождения.

Конструкция эксплуатационной скважины определяется числом рядов труб, спускаемых в скважину и цементируемых в процессе бурения для успешной проводки скважин, а также оборудованием ее забоя (рис. 2.3).

В скважину спускают следующие ряды обсадных труб:

1. *Направление* – для предотвращения размыва устья.
2. *Кондуктор* – для крепления верхних неустойчивых интервалов разреза, изоляции горизонтов с грунтовыми водами, установки на устье противовыбросового оборудования.
3. *Промежуточная обсадная колонна* (одна или несколько) - для предотвращения возможных осложнений при бурении более глубоких интервалов (при бурении однотипного разреза прочных пород обсадная колонна может отсутствовать).
4. *Эксплуатационная колонна* – для изоляции горизонтов и извлечения нефти и газа из пласта на поверхность. Эксплуатационную колонну оборудуют элементами колонной и заколонной оснастки (пакеры, башмак, обратный клапан, центратор, упорное кольцо и т.п.).

Конструкция скважин называется одноколонной, если она состоит только из эксплуатационной колонны, двухколонной – при наличии одной промежуточной и эксплуатационной колонны и т.д.

Устье скважины оснащено *колонной головкой* (колонная обвязка). Колонная головка предназначена для разобщения межколонных пространств и контроля давления в них. Ее устанавливают на резьбе или посредством сварки на кондукторе. Промежуточные и эксплуатационные колонны подвешивают на клиньях или муфте. Основные технические характеристики колонных головок отражены в их шифрах.

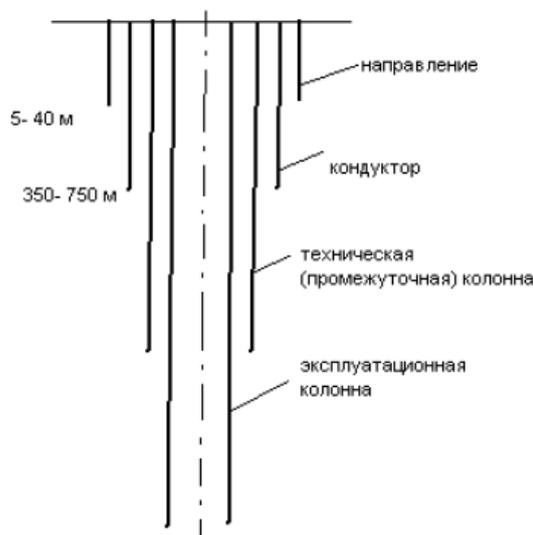


Рисунок 2.3 – Конструкция скважины

На месторождениях Западной Сибири распространено кустовое бурение. Кустовое бурение – сооружение групп скважин с общего основания ограниченной площади, на котором размещается буровая установка и оборудование. Производится при отсутствии удобных площадок для буровых установок и для сокращения времени и стоимости бурения. Расстояния между устьями скважин не менее 3 м.

Бурение может осуществляться двумя способами: ударным и вращательным.

УДАРНОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Существует большое количество разновидностей ударного бурения скважин: ударно-вращательное, ударно-канатное, ударно-поворотное (виброударное), гидроударное и др.

При ударно-канатном бурении разрушение горных пород производится с помощью падающего на забой долота 1 массой 0,5-3 т, подвешенным на канате (рис. 2.4). Частота ударов 40-60 ударов в минуту. Буровой инструмент включает также ударную штангу 2 и канатный замок 3. Он подвешивается на канате 4, который перекинут через блок 5, установленный на какой-либо мачте (на рисунке не показана). Возвратно-поступательное движение бурового инструмента обеспечивает буровой станок 6.

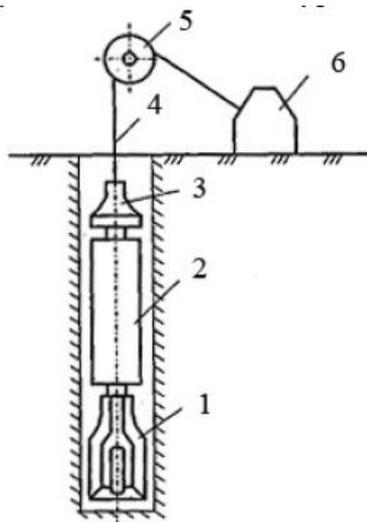


Рисунок 2.4 - Схема ударного бурения

По мере углубления скважины канат удлиняют. Цилиндричность скважины обеспечивается поворотом долота во время работы.

Для очистки забоя от разрушенной породы буровой инструмент периодически извлекают из скважины, а в нее опускают желонку, похожую на длинное ведро с клапаном в дне. При погружении желонки в смесь из жидкости (пластовой или наливаемой сверху) и разбуренных частиц породы клапан открывается и желонка заполняется этой смесью. При подъеме желонки клапан закрывается и смесь извлекается наверх.

По завершении очистки забоя в скважину вновь опускается буровой инструмент и бурение продолжается.

Во избежание обрушения стенок скважины в нее спускают обсадную трубу, длину которой наращивают по мере углубления забоя.

Ударно-канатное бурение применяется для строительства вертикальных (взрывных, разведочных, гидрогеологических и вентиляционных) скважин диаметром 150—600 мм, глубиной 20—500 м и более.

Ударный-вращательный способ бурения осуществляется путём нанесения ударов по непрерывно вращающемуся породоразрушающему инструменту. Осевая нагрузка и крутящий момент передаются с поверхности через колонну бурильных труб породоразрушающему инструменту. Применяется при ведении горных работ для бурения шпуров и скважин глубиной 25-50 м, диаметром от 40 до 850 мм и при поисках и разведке месторождений для бурения скважин глубиной до 2000 м, диаметром 59-151 мм.

В настоящее время при бурении нефтяных и газовых скважин ударное бурение в нашей стране не применяют.

ВРАЩАТЕЛЬНОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Нефтяные и газовые скважины сооружаются методом вращательного бурения. При данном способе породы дробятся не ударами, а разрушаются вращающимся долотом, на которое действует осевая нагрузка. Крутящий момент передается на долото или с поверхности от вращателя (ротора) через колонну бурильных труб (ротаторное бурение) или от забойного двигателя (турбобура, электробура, винтового двигателя), установленного непосредственно над долотом (бурение с забойным двигателем или турбинное бурение).

При турбинном бурении в качестве забойного двигателя могут использоваться следующие виды механизмов:

Турбобур— это гидравлическая турбина, приводимая во вращение с помощью нагнетаемой в скважину промывочной жидкости.

Электробур представляет собой электродвигатель, защищенный от проникновения жидкости, питание к которому подается по кабелю с поверхности.

Винтовой двигатель – это разновидность забойной гидравлической машины, в которой для преобразования энергии потока промывочной жидкости в механическую энергию вращательного движения использован винтовой механизм

Вопросы для самоконтроля

1. Какие существуют этапы поисково-разведочных работ?
2. Какие существуют методы поиска и разведка углеводородных месторождений?
3. Общая геологическая съемка.
4. Детальная геологическая съемка.
5. Глубокое бурение поисковых скважин.
6. В чем суть электроразведки?
7. В чем суть сейсморазведки?
8. В чем суть гравиразведки?
9. Что такое скважины?
10. Понятие о конструкции скважин. Параметры конструкции, основные элементы и их назначение.
11. Классифицируйте скважины по их назначению.
12. Способы бурения скважин и их принципиальные особенности.
13. Какие обсадные трубы спускают в скважину при ее строительстве?
14. Какой буровой инструмент применяется при ударном бурении?
15. Какой буровой инструмент применяется при вращательном бурении?
16. Состояние и направления развития буровых работ.

Лекция 3

Основы эксплуатации нефтяных скважин

Штанговая эксплуатация скважин

Две трети фонда (66 %) действующих скважин стран СНГ (примерно 16,3 % всего объема добычи нефти) эксплуатируются УШСН. Дебит скважин составляет от десятков килограммов в сутки до нескольких тонн. Насосы спускают на глубину от нескольких десятков метров до 3000 м, а в отдельных скважинах на 3200 – 3400 м.

УШСНУ включает:

1. Наземное оборудование: станок-качалка (СК), оборудование устья.
2. Подземное оборудование: насосно-компрессорные трубы (НКТ), насосные штанги (НШ), штанговый скважинный насос (ШСН) и различные защитные устройства, улучшающие работу установки в осложненных условиях.

По способу крепления к колонне НКТ различают вставные (НСВ) и невставные (НСН) скважинные насосы. У невставных (трубных) насосов цилиндр с седлом всасывающего клапана опускают в скважину на НКТ. Плунжер с нагнетательным и всасывающим клапаном опускают в скважину на штангах и вводят внутрь цилиндра. Плунжер с помощью специального штока соединен с шариком всасывающего клапана. Недостаток НСН - сложность его сборки в скважине, сложность и длительность извлечения насоса на поверхность для устранения какой-либо неисправности.

Вставные насосы целиком собирают на поверхности земли и опускают в скважину внутрь НКТ на штангах. НСВ состоит из трех основных узлов: цилиндра, плунжера и замковой опоры цилиндра.

В трубных насосах для извлечения цилиндра из скважины необходим подъем всего оборудования (штанг с клапанами, плунжером и НКТ). В этом коренное отличие между НСН и НСВ. При использовании вставных насосов в 2-2,5 раза ускоряются спуско-подъемные операции при ремонте скважин и существенно облегчается труд рабочих. Однако подача вставного насоса при трубах данного диаметра всегда меньше подачи невставного.

Насос НСВ спускается на штангах. Крепление (уплотнение посадками) происходит на замковой опоре, которая предварительно опускается на НКТ. Насос извлекается из скважины при подъеме только колонны штанг. Поэтому НСВ целесообразно применять в скважинах с небольшим дебитом и при больших глубинах спуска.

Невставной (трубный) насос представляет собой цилиндр, присоединенный к НКТ и вместе с ними спускаемый в скважину, а плунжер спускают и поднимают на штангах. НСН целесообразны в скважинах с большим дебитом, небольшой глубиной спуска и большим межремонтным периодом.

Условный размер насосов (по диаметру плунжера) и длина хода плунжера соответственно приняты в пределах:

для НСВ $29 \div 57$ мм и $1,2 \div 6$ м;

НСН $32 \div 95$ мм и $0,6-4,5$ м.

Обозначение НСН2-32-30-12-0:

0 – группа посадки;

12х100 – наибольшая глубина спуска насоса, м;

30х100 – длина хода плунжера, мм;

32 – диаметр плунжера, мм.

Насосная штанга предназначена для передачи возвратно-поступательного движения плунжер-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.

Для регулирования длины колонн штанг с целью нормальной посадки плунжера в цилиндр насоса имеются также укороченные штанги (футовки) длиной 1; 1,2; 1,5; 2 и 3 м.

Штанги соединяются муфтами. Имеются также трубчатые штанги (наружный диаметр 42 мм, толщина 3,5 мм).

Особая штанга – устьевой шток, соединяющий колонну штанг с канатной подвеской. Поверхность его полирована (полированный шток). Он изготавливается без головок, а на концах имеет стандартную резьбу.

Для защиты от коррозии осуществляют окраску, цинкование и т. п., а также применяют ингибиторы.

Устьевое оборудование насосных скважин предназначено для герметизации затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважин и подвешивания колонны НКТ.

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 допускаемый крутящий момент $M_{\text{крmax}}$ на ведомом валу редуктора в кгс/м ($1 \text{ кгс/м} = 10^{-2} \text{ кН}\cdot\text{м}$).

Основные узлы станка-качалки - рама, стойка в виде усеченной четырехгранной пирамиды, балансир с поворотной головкой, траверса с шатунами, шарнирноповешенная к балансиру, редуктор с кривошипами и противовесами. СК комплектуется набором сменных шкивов для изменения числа качаний, т.е. регулирование дискретное. Для быстрой смены и натяжения ремней электродвигатель устанавливается на поворотной раме-салазках.

Монтируется станок-качалка на раме, устанавливаемой на железобетонное основание (фундамент). Фиксация балансира в необходимом (крайнем верхнем) положении головки осуществляется с помощью тормозного барабана (шкива). Головка балансира откидная или поворотная для беспрепятственного прохода спускоподъемного и глубинного оборудования при подземном ремонте скважины. Поскольку головка балансира совершает движение по дуге, то для сочленения ее с устьевым штоком и штангами имеется гибкая канатная подвеска *17*. Она позволяет регулировать посадку плунжера в цилиндр насоса или выход плунжера из цилиндра, а также устанавливать динамограф для исследования работы оборудования

Амплитуду движения головки балансира регулируют путем изменения места сочленения кривошипа с шатуном относительно оси вращения (перестановка пальца кривошипа в другое отверстие).

Блок управления обеспечивает управление электродвигателем СК в аварийных ситуациях (обрыв штанг, поломки редуктора, насоса, порыв трубопровода и т. д.), а также самозапуск СК после перерыва в подаче электроэнергии

Электродвигателями к СК служат короткозамкнутые асинхронные во влагоморозостойком исполнении трехфазные электродвигатели.

Станки-качалки для временной добычи могут быть мобильными (на пневмоходу) с автомобильным двигателем.

Бесштанговая эксплуатация скважин

Недостатками штанговых насосов является ограниченность глубины их подвески и малая подача нефти из скважин.

На заключительной стадии эксплуатации вместе с нефтью из скважин поступает большое количество пластовой воды, применение штанговых насосов становится малоэффективным. Этих недостатков лишены бесштанговые насосы: установки погружных электроцентробежных насосов УЭЦН и новые виды насосов: погружные винтовые насосы УЭВН, диафрагменные УЭДН и гидropоршневые УГПН.

У УЭЦН, также как и у ШГНУ различают подземное и наземное оборудование.

К подземному оборудованию относят НКТ, погружной насос, погружной электродвигатель, гидрозашита, питающий кабель.

В наземному оборудованию относят станцию управления, фонтанную арматуру, трансформатор (рисунок 3.3).

Погружные насосы – это малогабаритные (по диаметру) центробежные, секционные, многоступенчатые насосы с приводом от электродвигателя. Обеспечивают подачу $10 \div 1300 \text{ м}^3/\text{сут.}$ и более напором $450 \div 2000 \text{ м.вод.ст.}$ (до 3000 м).

В зависимости от поперечного размера погружного агрегата, УЭЦН делят на три условные группы: 5 , $5A$ и 6 с диаметрами соответственно 93 , 103 , 114 мм , предназначенные для эксплуатационных колонн соответственно не менее $121,7$; 130 ; $114,3 \text{ мм}$.

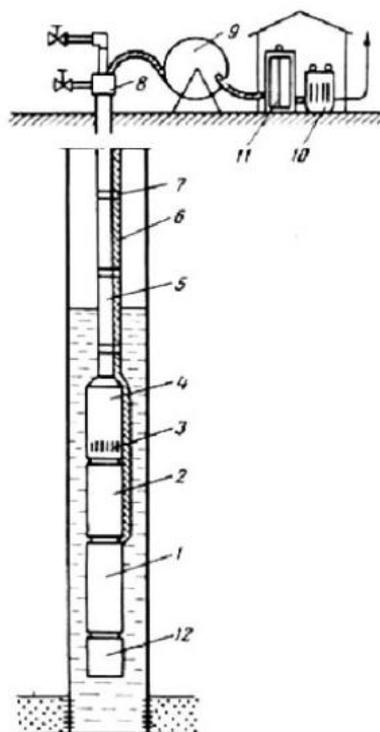


Рисунок 3.3 – Схема установки электроцентробежного насоса.

1 - маслозаполненный электродвигатель ПЭД; 2 - звено гидрозащиты или протектор; 3 - приемная сетка насоса для забора жидкости; 4 - многоступенчатый центробежный насос ПЦЭН; 5 - НКТ; 6 - бронированный трехжильный электрокабель; 7 - пояски для крепления кабеля к НКТ; 8 - устьевая арматура; 9 - барабан для намотки кабеля при спуско-подъемных работах и хранения некоторого запаса кабеля; 10 - трансформатор или автотрансформатор; 11 - станция управления с автоматикой; 12 - компенсатор.

Основные технические характеристики УЭЦН отражены в их шифрах.

Например, УЭЦН5А-50-1200. 5А-типоразмер насоса, 50 – максимальный дебит по воде, м³/сут, 1200 – максимальный напор, м.

Электродвигатели в установках применяются асинхронные, трехфазные вертикального исполнения ПЭД40-103 – обозначает: погружной электродвигатель, мощностью 40 кВт, диаметром 103 мм. Двигатель заполняется специальным маловязким, высокой диэлектрической прочности маслом, служащим для охлаждения и смазки.

Для погружных электродвигателей напряжение составляет 380-2300 В, сила номинального тока $24,5 \div 86$ А при частоте 50 Гц, частота вращения ротора 3000 мин^{-1} , температура окружающей среды $+50 \div +90$ °С.

Модуль-секция насоса – центробежный многоступенчатый, секционный. Число ступеней в насосном агрегате может составлять от 220 до 400.

При откачивании пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25 % (до 55 %) по объему свободного газа, к насосу подсоединяется газосепаратор, который отводит в затрубное пространство часть газа из пластовой жидкости и улучшает работу насоса.

Погружной насос, электродвигатель, гидрозащита соединяются между собой фланцами и шпильками. Валы насоса двигателя и гидрозащита имеют на концах шлицы и соединяются между собой шлицевыми муфтами.

Гидрозащита предназначена для защиты ПЭД от проникновения в его полость пластовой жидкости и смазки сальника насоса и состоит из протектора и компенсатора.

Электроэнергию с поверхности до погружного агрегата подводят питающий, полиэтиленовый бронированный (эластичная стальная оцинкованная лента) круглый кабель (типа КГБК), а в пределах погружного агрегата – плоский типа (КПБП).

Станция управления обеспечивает включение и отключение установки, самозапуск после появления исчезнувшего напряжения и аварийное отключение (перегрузки, короткое замыкание, колебания давления, отсутствие притока и др.).

Станции управления имеют ручное и автоматическое управление, дистанционное управление с диспетчерского пункта, работают по программе.

Трансформаторы регулируют напряжение питания с учетом потерь в кабеле (25-125 В на 1000 м).

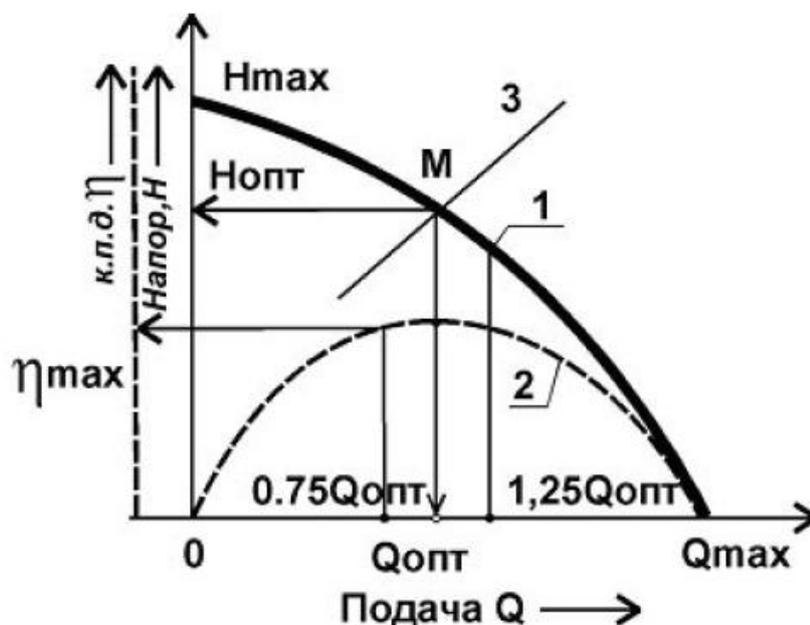


Рисунок 3.4 – Гидравлическая характеристика ПЭЦН

Наиболее целесообразная область работы насоса - зона максимального КПД (кривая 2). Значение η_{\max} достигает 0,5, 0,6. Режим эксплуатации насоса, когда напор $H_{\text{опт}}$ и подачи $Q_{\text{опт}}$ соответствуют точке с максимальным КПД, называют оптимальным (точка M).

Погружные винтовые насосы стали применяться на практике сравнительно недавно. Винтовой насос – это насос объемного действия, подача которого прямопропорциональна частоте вращения специального винта (или винтов). При вращении винт и его обойма образуют по всей длине ряд замкнутых полостей, которые передвигаются от приема насоса к его выкиду. Вместе с ними перемещается и откачиваемая жидкость.

Установки погружных винтовых сдвоенных электронасосов типа УЭВН5 предназначены для откачки из нефтяных скважин пластовой жидкости повышенной вязкости (до $1.103 \text{ м}^2/\text{с}$) температурой $70 \text{ }^\circ\text{C}$, с содержанием механических примесей не более 0.4 г/л , свободного газа на приеме насоса – не более 50 % по объему.

Установки выпускаются для скважин с условным диаметром колонны обсадных труб 146 мм.

С учетом температуры в скважине установки изготавливают в трех модификациях:

- для температуры $30 \text{ }^\circ\text{C}$ (А);
- для температуры $30 \div 50 \text{ }^\circ\text{C}$ (Б);
- для температуры $50 \div 70 \text{ }^\circ\text{C}$ (В, Г).

В обозначении установок в зависимости от температуры добываемой жидкости введены буквы А, Б и В (Г). Например, УЭВН5-16-1200А или УЭВН5-200-900В.

Установки погружных диафрагменных электронасосов УЭДН5 предназначены для эксплуатации малодебитных скважин преимущественно с пескопроявлениями, высокой обводненностью продукции, кривыми и наклонными стволами с внутренним диаметром обсадной колонны не менее 121,7 мм.

Содержание попутной воды в перекачиваемой среде не ограничивается. Максимальная массовая концентрация твердых частиц 0.2 % (2 г/л); максимальное объемное содержание попутного газа на приеме насоса 10 %; водородный показатель попутной воды $pH = 6.0 \div 8.5$; максимальная концентрация сероводорода 0,001 % (0,01 г/л).

Погружной диафрагменный электронасос опускается в скважину на насосно-компрессорных трубах (ГОСТ 633-80) условным диаметром 42, 48 или 60 мм.

Установки обеспечивают подачу от 4 до 16 м³, давление 6.5 ÷ 17 МПа, КПД 35 – 40 %, мощность электродвигателя 2.2 ÷ 2.85 кВт; частота вращения электродвигателя – 1500 мин⁻¹, масса от 1377 до 2715 кг

Установки гидропоршневых насосов – блочные автоматизированные, предназначены для добычи нефти из двух - восьми глубоких кустовых наклонно направленных скважин в заболоченных и труднодоступных районах Западной Сибири и других районах.

Гидропоршневой насос – это погружной насос, приводимый в действие потоком жидкости, подаваемой в скважину с поверхности насосной установкой. Современные установки гидропоршневых насосов позволяют эксплуатировать скважины с высотой подъема до 4500 м, с максимальным дебитом до 1200 м³/сут. при высоком содержании в скважинной продукции воды. Откачиваемая жидкость кинематической вязкостью не более $15 \cdot 10^{-6}$ м²/с ($15 \cdot 10^{-2}$ Ст) с содержанием механических примесей не более 0,1 г/л, сероводорода не более 0,01 г/л и попутной воды не более 99 %. Наличие свободного газа на приеме гидропоршневого насосного агрегата не допускается. Температура откачиваемой жидкости в месте подвески агрегата не выше 120 °С.

Установки выпускаются для скважин с условным диаметром обсадных колонн 140, 146 и 168 мм.

Вопросы для самоконтроля

1. Что относится к подземному оборудованию бесштанговых насосных установок?
2. Что относится к наземному оборудованию бесштанговых насосных установок?
3. В каких геолого-физических условиях целесообразно применять бесштанговые насосные установки?
4. Какие виды бесштанговых насосных установок вы знаете?
5. В каких условиях могут применяться установки погружных диафрагменных насосов?
6. В каких условиях могут применяться установки винтовых насосов?
7. В каких условиях могут применяться установки гидропоршневых насосов?
8. Что относится к подземному оборудованию штанговой скважинной насосной установки?
9. Что относится к наземному оборудованию штанговой скважинной насосной установки?
10. Область применения штанговой скважинной насосной установки.
11. Какие существуют типы насосов по способу крепления к колонне НКТ?
12. Дайте характеристику невставного скважинного насоса.
13. Дайте характеристику вставного скважинного насоса.
14. В каких геолого-физических условиях целесообразно применять штанговые насосные установки?

Лекция 4

Основы эксплуатации газовых скважин

Подъем жидкости и газа от забоя скважины на поверхность составляет основное содержание процесса эксплуатации скважин. Этот процесс может происходить как за счет природной энергии $W_{\text{п}}$, поступающих к забою скважины жидкости и газа, так и за счет вводимой в скважину энергии с поверхности $W_{\text{и}}$.

Газожидкостная смесь, выходя из ствола скважин через специальное устьевое оборудование, направляется в сепараторы (отделители жидкости от газа) и замерные приспособления, затем поступает в промысловые трубопроводы. Для обеспечения движения смеси в промысловых трубопроводах на устье скважин поддерживается то или иное давление.

На основании изложенного можно составить следующий энергетический баланс (4.1):

$$W_1 + W_2 + W_3 = W_{\text{п}} + W_{\text{и}} \quad (4.1)$$

где W_1 - энергия на подъем жидкости и газа с забоя до устья скважины; W_2 - энергия, расходуемая газожидкостной смесью при движении через устьевое оборудование; W_3 - энергия, уносимая струей жидкости и газа за предел устья скважины

если $W_{\text{и}}=0$, то эксплуатация называется фонтанной; при $W_{\text{и}} \neq 0$ эксплуатация называется механизированной добычей нефти.

Передача энергии $W_{\text{и}}$ осуществляется сжатым газом или воздухом, либо насосами, способ эксплуатации называется газлифтный или насосный.

Фонтанирование только от гидростатического давления пласта ($P_{\text{пл}}$) редко в практике эксплуатации нефтяных месторождений; условие фонтанирования (4.2)

$$P_{\text{пл}} > \rho \cdot g \cdot H \quad (4.2)$$

В большинстве случаев вместе с нефтью в пласте находится газ, и он играет главную роль в фонтанировании скважин. Это справедливо даже для месторождений с явно выраженным водонапорным режимом. Для водонапорного режима характерно содержание в нефти газа, находящегося в растворенном состоянии и не выделяющегося из нефти в пределах пласта.

Пластовый газ делает двойную работу: в пласте выталкивает нефть, а в трубах поднимает.

РОЛЬ ФОНТАННЫХ ТРУБ

При одном и том же количестве газа не в каждой скважине можно получить фонтанирование. Если количество газа достаточно для фонтанирования в 150-миллиметровой скважине, то его может не хватить для 200-миллиметровой скважины.

Смесь нефти и газа, движущаяся в скважине, представляет собой чередование прослоев нефти с прослоями газа: чем больше диаметр подъемных труб, тем больше надо газа для подъема нефти.

В практике известны случаи, когда скважины больших диаметров (150-300 мм), пробуренные на высокопродуктивные пласты с большим давлением, отличались высокой производительностью, но фонтанирование их в большинстве случаев было весьма непродолжительным. Иногда встречаются скважины, которые при обычных условиях не фонтанируют, хотя давление в пласте высокое.

После спуска в такие скважины лифтовых труб малого диаметра удается достигнуть фонтанирования. Поэтому с целью рационального использования энергии расширяющего газа все скважины, где ожидается фонтанирование, перед освоением оборудуют лифтовыми трубами условным диаметром от 60 до 114 мм, по которым происходит движение жидкости и газа в скважине.

Диаметр подъемных труб подбирают опытным путем в зависимости от ожидаемого дебита, пластового давления, глубины скважины и условий эксплуатации. Трубы опускают до фильтра эксплуатационной колонны.

При фонтанировании скважины через колонну труб малого диаметра газовый фактор уменьшается, в результате чего увеличивается продолжительность

фонтанирования. Нередко скважины, которые фонтанировали по трубам диаметром 114, 89, 73 мм переходили на периодические выбросы нефти и останавливались. В этих случаях период фонтанирования скважины удавалось продлить путем замены фонтанных труб меньшего диаметра: 60, 48, 42, 33 мм. Это один из способов продления фонтанирования малодебитных скважин.

ОБОРУДОВАНИЕ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН

В пробуренных эксплуатационных скважинах оборудуют как забойную (в зоне продуктивного пласта), так и устьевую часть, выходящую на поверхность. Если продуктивный пласт сложен достаточно прочными породами, то применяют "открытый" забой. В этом случае эксплуатационная обсадная колонна доводится до верхней границы продуктивного пласта, а сам пласт вскрывается на всю мощность. Если породы продуктивного пласта неустойчивые, рыхлые, то забой укрепляют обсадными трубами с креплением (цементированием) затрубного пространства. Приток нефти в скважину обеспечивают пробивкой отверстий (перфорацией) обсадной трубы и цементного кольца в зоне продуктивного пласта (обычно десять отверстий на один метр).

Условия эксплуатации фонтанных скважин требуют герметизации их устья, разобщения межтрубного пространства, направления продукции скважин в пункты сбора нефти и газа, а также при необходимости полного закрытия скважины под давлением. Эти требования выполняются при установке на устье фонтанирующей скважины колонной головки и фонтанной арматуры с манифольдом.

Оборудование любой скважины, в том числе фонтанной, должно обеспечивать отбор продукции в заданном режиме и возможность проведения необходимых технологических операций с учетом охраны недр, окружающей среды и предотвращения аварийных ситуаций. Оно подразделяется на наземное (устьевое) и скважинное (подземное).

К **наземному оборудованию** относят **фонтанную арматуру** и **манифольд**. Фонтанной арматурой оборудуют фонтанные нефтяные и газовые скважины. Ее устанавливают на колонную головку. Фонтанная арматура изготавливается по ГОСТ 13846-89.

Фонтанные арматуры различают по конструктивным и прочностным признакам. Эти признаки включают в шифр фонтанной арматуры.

Фонтанная арматура включает трубную обвязку (головку) и фонтанную елку с запорными и регулирующими устройствами.

Трубная обвязка – часть фонтанной арматуры, устанавливаемая на колонную обвязку, предназначена для обвязывания одного или двух скважинных трубопроводов, контроля и управления потоком скважинной среды в затрубном (межтрубном) пространстве.

Фонтанная арматура выпускается на рабочее давление – 14, 21, 35, 70, 105 и 140 МПа, сечением ствола от 50 до 150 мм, по конструкции фонтанной елки – крестовая и тройниковая, по числу спускаемых в скважину рядов труб – однорядная и двухрядная и оборудована задвижками или кранами. Основные характеристики фонтанной арматуры приведены в их шифрах. Конструкция фонтанной арматуры обеспечивает возможность измерения давления на верхнем буфере елки, а также давления и температуры среды на буфере бокового отвода елки и трубной головки. Стандартами предусмотрено изготовление блочных фонтанных арматур, а также укомплектование по необходимости фонтанных арматур автоматическими предохранительными и дистанционно управляемыми устройствами.

Фонтанная елка – часть фонтанной арматуры, устанавливаемая на трубную обвязку, предназначена для контроля и регулирования потока скважинной среды в скважинном трубопроводе и направления его в промысловый трубопровод

ОСВОЕНИЕ И ПУСК В РАБОТУ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН

Освоение и пуск в работу фонтанных скважин осуществляется снижением давления на пласт путем:

- 1) последовательной замены глинистого раствора в скважине жидкостью и газожидкостной смесью меньшей плотности (глинистый раствор -> вода -> нефть);
- 2) использования азота инертного или газа (вытеснением части жидкости из скважины, ее аэрацией);
- 3) свабирования.

БОРЬБА С ОТЛОЖЕНИЕМ ПАРАФИНА В ПОДЪЕМНЫХ ТРУБАХ

Одним из факторов, осложняющих процесс эксплуатации скважин, является отложение парафина на стенках подъемных труб, устьевой арматуры и выкидных линий

Для борьбы с отложениями парафина применяют следующие основные способы:

1. Механический, при котором парафин со стенок труб периодически удаляется специальными скребками и выносится струей на поверхность.
2. Тепловой, при котором скважина промывается теплоносителем (паром, горячей водой или нефтепродуктами).
3. *Использование подъемных труб с гладкой внутренней поверхностью* (остеклованных или покрытых специальным лаком или эмалями).
4. *Химический*, при котором парафин удаляется с помощью растворителей.

Неполадки в работе фонтанных скважин связаны с нарушением режимов эксплуатации:

1. Парафино- и гидратообразование в трубах.
2. Образование песчаных пробок на забоях.
3. Разъедание штуцера.
4. Забивание песком, парафином штуцера или выкидной линии.
5. Появление воды в скважине.

Газлифтная эксплуатация скважин

Логическим продолжением фонтанной эксплуатации является газлифтная эксплуатация, при которой недостающее количество газа для подъема жидкости закачивают в скважину с поверхности. Если притекающую пластовую энергию, характеризующую газовым фактором, дополняют энергией газа, закачиваемого в скважину с поверхности, происходит искусственное фонтанирование, которое называется *газлифтным подъемом*, а способ эксплуатации – *газлифтным*. При закачивании в пласт газа, находящегося под давлением и не нуждающимся в дополнительной искусственной энергии, подводимой извне, способ эксплуатации называется *бескомпрессорным газлифтом*. Если имеется необходимость в подведении к газу дополнительной энергии и его продавливании в пласт, то способ эксплуатации называется *компрессорным газлифтом*.

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗЛИФТА

Область применения газлифта – высокодебитные скважины с большими забойными давлениями, скважины с высокими газовыми факторами и забойными давлениями ниже давления насыщения, песочные (содержащие в продукции песок) скважины, а также скважины, эксплуатируемые в труднодоступных условиях (например, затопляемость, паводки, болота и др.). Газлифт характеризуется высокой технико-экономической эффективностью, отсутствием в скважинах механизмов и трущихся деталей, простотой обслуживания скважин и регулирования работы.

Принцип действия газлифта. В скважину опускают два ряда насосных труб. По затрубному пространству между наружной и внутренней трубами подают под давлением газ или воздух. Наружную трубу называют *воздушной*. Внутреннюю трубу, по которой нефть в смеси с газом или воздухом поднимается на поверхность, называют *подъемной*. Подъемная труба имеет меньшую длину по сравнению с воздушной. До закачки газа

жидкость в подъемной и воздушной трубах находится на одном уровне. Этот уровень называют статическим - $H_{ст}$. В этом случае давление жидкости на забое соответствует пластовому давлению.

По воздушной трубе (затрубному пространству) в скважину под давлением этого газа жидкость полностью вытесняется в подъемную трубу, после этого газ проникает в подъемную трубу и перемешивается с жидкостью. Плотность газированной жидкости уменьшается и по мере ее насыщения газом достигается разность в плотности газированной и негазированной жидкостей.

Вследствие этого более плотная (негазированная) жидкость будет вытеснять из подъемной трубы газированную жидкость. Если газ подавать в скважину непрерывно, то газированная жидкость будет подниматься и выходить из скважины в систему сбора. При этом в затрубном пространстве подъемной трубы устанавливается новый уровень жидкости, называемый динамической высотой.

Различают подъемники однорядный, полторорядный, двухрядный (рисунок 4.1)

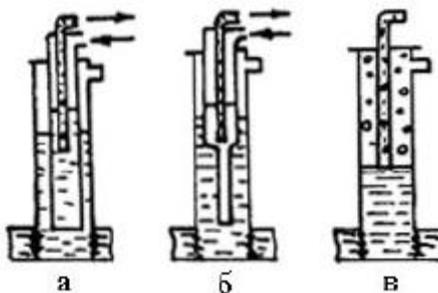


Рисунок 4.1 - Подъемники кольцевой системы:

а – двухрядный; *б* – полторорядный; *в* – однорядный

В однорядном в скважину опускают только одну колонну труб, по которой газожидкостная смесь поднимается из скважины на поверхность. В двухрядном подъемнике в скважину опускают две насосные колонны труб. По затрубному пространству этих колонн с поверхности подают газ, а по внутренней колонне труб на поверхность поднимается газожидкостная смесь. Однорядный подъемник менее металлоемок, но в нем нет достаточных условий для выноса песка с забоя скважины. Поэтому однорядный подъемник применяется на скважинах, эксплуатируемых без воды и выноса песка. В двухрядном подъемнике вынос газожидкостной смеси происходит по внутренней трубе меньшего диаметра. За счет этого возрастают скорости подъемника газожидкостной смеси и улучшаются условия для выноса из скважины воды и песка.

Кроме того, двухрядный подъемник работает с меньшей пульсацией рабочего давления и струи жидкости, а это, в свою очередь, снижает расход рабочего агента – газа.

Поэтому, несмотря на увеличение металлоемкости, двухрядные подъемники (рисунок 5.1) применяют на сильно обводненных скважинах при наличии на забое большого количества песка.

Для оборудования газлифтных подъемников применяют НКТ следующих диаметров: в однорядных подъемниках – от 48 до 89 мм и редко 114 мм, в двухрядных подъемниках – для наружного ряда труб 73.

89 и 114 мм, а для внутреннего – 48, 60 и 73 мм. При выборе диаметров НКТ необходимо иметь в виду, что минимальный зазор между внутренней обсадной колонны и наружной поверхностью НКТ должен составлять 12, 15 мм.

Достоинства газлифтного метода:

- простота конструкции (в скважине нет насосов);
- расположение технологического оборудования на поверхности (облегчает его наблюдение, ремонт), обеспечение возможности отбора из скважин больших объемов жидкости (до 1800 ÷ 1900 т/сут.);

- возможность эксплуатации нефтяных скважин при сильном обводнении и большом содержании песка, простота регулирования дебита скважин.

Недостатки газлифтного метода:

- большие капитальные затраты;
- низкий КПД;
- повышенный расход НКТ, особенно при применении двухрядных подъемников;
- быстрое увеличение расхода энергии на подъем 1 т нефти по мере снижения дебита скважин с течением времени эксплуатации.

Для повышения эффективности газлифта может применяться **плунжер** – своеобразный поршень, движущийся в трубах одноразмерной колонны с минимальным зазором 1,5-2,0 мм, чтобы уменьшить величину стекания жидкости по стенкам труб и отделяющий поднимаемый столб жидкости от газа. При ударе о верхний амортизатор, расположенный в плунжере, клапан автоматически открывается, и плунжер падает вниз. При ударе о нижний амортизатор происходит закрытие клапана, и плунжер готов к следующему циклу

В конечном счете, себестоимость добычи 1 т нефти при газлифтном методе ниже за счет низких эксплуатационных расходов, поэтому он перспективен.

ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН

Устье газлифтной скважины оборудуют стандартной фонтанной арматурой, рабочее давление, которой должно соответствовать максимальному ожидаемому на устье скважины. Арматуру до установки на скважину опрессовывают в сборном виде на пробное давление, указанное в паспорте. После установки на устье скважины ее опрессовывают на давление, допустимое для опрессовки эксплуатационной колонны, при этом независимо от ожидаемого рабочего давления арматуру монтируют с полным комплектом шпилек и уплотнений. Под ее выкидными и нагнетательными линиями, расположенными на высоте, устанавливают надежные опоры, предотвращающие падение труб при ремонте, а также вибрацию от ударов струи.

ПУСК ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН (НА ПРИМЕРЕ ДВУХРЯДНОГО ПОДЪЕМНИКА)

При нагнетании газа жидкость в межтрубном пространстве колонн НКТ оттесняется вниз, а вытесняемая перетекает в трубы малого диаметра из эксплуатационной колонны, в результате чего уровень в ней становится ниже статического. Поэтому давление на забое становится выше пластового и часть жидкости поглощается пластом. На любой момент времени давление закачиваемого газа соответствует гидростатическому давлению столба жидкости высотой, равной разности уровней в трубах малого диаметра (или затрубном пространстве) и межтрубном пространстве.

По мере нагнетания газа увеличивается разность уровней и возрастает давление заканчиваемого газа. На рисунке 4.2 приведена кривая изменения давления нагнетательного газа в зависимости от времени при пуске скважины.

Давление закачиваемого газа во время достижения уровня жидкости в межтрубном пространстве башмака подъемных труб будет максимальным. Это давление называется пусковым – $P_{\text{пус}}$. Как только начнется излив газожидкостной смеси, давление на башмаке подъемных труб уменьшится. Среднее давление нагнетаемого газа при установившемся режиме газлифтной скважины называется рабочим P_r .

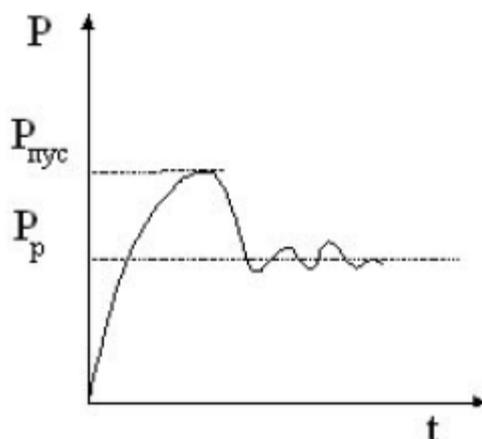


Рисунок 4.2 - График изменения давления нагнетательного агента от времени при пуске скважин.

Таким образом, запуск газлифтных скважин осуществляется продавкой газом из газораспределительного пункта (ГРП) или от передвижных компрессоров. Для снижения пускового давления в современных газлифтных установках применяют последовательное газирование участков лифта через пусковые газлифтные клапаны.

Вопросы для самоконтроля

1. Составьте баланс энергий в фонтанирующих нефтяных скважинах.
2. Условие фонтанирования.
3. Как влияют параметры фонтанных труб на работу фонтанного подъемника?
4. Что относится к наземному оборудованию фонтанных скважин?
5. Назовите элемент арматуры, где крепятся НКГ.
6. Каким образом можно осуществить пуск в работу фонтанных скважин?
7. Укажите, чем осуществляется регулирование фонтанной скважины.
8. Какие осложнения возникают при эксплуатации фонтанирующих скважин? Как их можно решить?
9. Что называют газлифтным способом эксплуатации нефтяных скважин?
10. Каков принцип его действия?
11. Область применения газлифта.
12. Какие виды газлифтной эксплуатации вы знаете?
13. Какие виды газлифтных подъемников вы знаете?
14. Каковы достоинства газлифтного метода подъема?
15. Каковы недостатки газлифтного метода подъема?
16. Каким образом осуществляется пуск газлифтных скважин?

Лекция 5

Техника и технологии увеличения нефтеотдачи пластов

По типу рабочих агентов классификация известных методов увеличения нефтеотдачи пластов выглядит следующим образом.

Гидродинамические методы:

- изменение направления фильтрационных потоков;
- вовлечение в разработку недренируемых запасов;
- нестационарное (циклическое) заводнение;
- форсированный отбор жидкости.

Физико-химические методы:

- вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные системы);

- вытеснение нефти растворами полимеров;
- вытеснение нефти щелочными растворами;
- вытеснение нефти композициями химических реагентов, в т. ч. мицеллярные, мицеллярно-полимерные растворы;
- вытеснение нефти растворителями.

Газовые методы:

- воздействие на пласт двуокисью углерода;
- воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ);
- воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

Тепловые методы:

- паротепловое воздействие на пласт;
- внутрислоевого горение;
- вытеснение нефти горячей водой;
- пароциклические обработки скважин.

Волновые (вибросейсмические, электромагнитные, акустические).

Микробиологические методы.

С точки зрения воздействия на пластовую систему в большинстве случаев реализуется комбинированный принцип воздействия, при котором сочетаются гидродинамический и тепловой методы, гидродинамический и физико-химический, тепловой и химический (термохимические) и так далее.

Гидродинамические методы применяются на месторождениях, разрабатываемых с применением холодного заводнения и относятся к методам регулирования, направленным на увеличение охвата пласта заводнением. Эти методы не относятся к современным методам повышения нефтеотдачи, так как при их применении неменяется механизм вытеснения нефти по сравнению, например, с естественным упруговодонапорным режимом. Поэтому применение гидродинамических методов позволяет повысить нефтеотдачу пласта не более чем на 5-8%.

К числу современных МУН во всём мире относят тепловые, физико-химические и газовые методы, которые способны кардинально повысить нефтеотдачу пласта. В настоящем пособии рассматриваются физико-химические газовые методы, которые нашли наиболее широкое промышленное применение на отечественных и зарубежных месторождениях. Дается краткая характеристика микробиологических и волновых методов, которые пока применяются в ограниченном масштабе.

В связи с возросшей актуальностью вовлечения в активную разработку огромных ресурсов высоковязких нефтей и битумов в мире и в России в частности, а также учитывая, что основной технологией разработки таких залежей считаются термические методы.

Методы воздействия на призабойную зону пласта

Дополнительный приток нефти в скважины, а, следовательно, и дополнительный дебит обеспечивают применение методов увеличения проницаемости призабойной зоны пласта. На окончательной стадии бурения скважины глинистый раствор может проникать в поры и капилляры призабойной зоны пласта, снижая ее проницаемость. Снижение проницаемости этой зоны, загрязнение ее возможно и в процессе эксплуатации скважины. Проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта увеличивают за счет применения различных методов:

- химических (кислотные обработки);
- механических (гидравлический разрыв пласта и с помощью импульсно-ударного воздействия и взрывов);
- тепловых (паротепловая обработка, электропрогрев) и их комбинированием.

Кислотная обработка скважин связана с подачей на забой скважины под определенным давлением растворов кислот. Растворы кислот под давлением проникают в имеющиеся в пласте мелкие поры и трещины и расширяют их. Одновременно с этим образуются новые каналы, по которым нефть может проникать к забою скважины. Для кислотной обработки применяют в основном водные растворы соляной и плавиковой (фтористоводородной) кислоты. Концентрация кислоты в растворе обычно принимается равной 10-15 %, что связано с опасностью коррозионного разрушения труб и оборудования. Длительность кислотной обработки скважин зависит от многих факторов – температуры на забое скважины, генезиса пород продуктивного пласта, их химического состава, концентрации раствора, давления закачки. Технологический процесс кислотной обработки скважин включает операции заполнения скважины кислотным раствором, продавливание кислотного раствора в пласт при герметизации устья скважин закрытием задвижки. После окончания процесса продавливания скважину оставляют на некоторое время под давлением для реагирования кислоты с породами продуктивного пласта. Длительность кислотной обработки после продавливания составляет 12-16 ч на месторождениях с температурой на забое не более 40 °С и 2-3 ч при забойных температурах 100-150 °С.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) заключается в образовании и расширении в пласте трещин при создании высоких давлений на забое жидкостью, закачиваемой в скважину. В образовавшиеся трещины нагнетают песок, чтобы после снятия давления трещина не сомкнулась. Трещины, образовавшиеся в пласте, являются проводниками нефти и газа, связывающими скважину с удаленными от забоя продуктивными зонами пласта. Протяженность трещин может достигать нескольких десятков метров, ширина их 1÷4 мм. После гидроразрыва пласта производительность скважины часто увеличивается в несколько раз.

Операция ГРП состоит из следующих этапов: закачки жидкости разрыва для образования трещин; закачки жидкости-песконосителя; закачки жидкости для продавливания песка в трещины.

Жидкости разрыва в основном применяют двух видов: углеводородные жидкости и водные растворы.

Иногда используют водонефтяные и нефтекислотные эмульсии.

Углеводородные жидкости применяют в нефтяных скважинах. К ним относятся: сырая нефть повышенной вязкости; мазут или его смесь с нефтями; дизельное топливо или сырая нефть, загущенные нефтяными мылами.

Водные растворы применяют в нагнетательных скважинах. К ним относятся — вода; водный раствор сульфит-спиртовой барды; растворы соляной кислоты; вода, загущенная различными реагентами; загущенные растворы соляной кислоты.

При выборе жидкости разрыва в основном учитывают такие параметры, как вязкость, фильтруемость и способность удерживать зерна песка во взвешенном состоянии.

Технология гидроразрыва пласта состоит в следующем. Вначале забой скважины очищают от песка и глины и отмывают от загрязняющих отложений. Иногда перед ГРП целесообразно проводить солянокислотную обработку или дополнительную перфорацию. В таких случаях снижается давление разрыва и повышается его эффективность.

В промытую и очищенную скважину спускают трубы диаметром 89 мм, по которым жидкость разрыва направляется к забою.

Для предохранения обсадной колонны от воздействия высокого давления над разрываемым пластом устанавливается пакер.

Устье скважины оборудуется специальной головкой, к которой подключаются агрегаты для нагнетания в скважину жидкостей разрыва.

К основному оборудованию относятся: передвижные насосные агрегаты, максимальное давление которых составляет 70 МПа при подаче 6 л/с. Для смешивания жидкости-песконосителя с песком применяют пескосмесительные установки, смонти-

рованные на высокопроходимых автомобилях. Процесс смешивания песка с жидкостью и подачи смеси на приме насосных агрегатов механизирован. Пескосмесительный агрегат имеет грузоподъемность 9 т и производительность 50 т/ч. Он оборудован загрузочным шнеком. С помощью таких агрегатов готовится смесь песка с жидкостью любой заданной концентрации.

Так как в процессе гидравлического разрыва пласта обычно используют несколько насосных агрегатов, для упрощения их обвязки между собой и с арматурой устья при нагнетании жидкости в скважину применяют самоходный блок манифольда. Все оборудование смонтировано на шасси автомобиля. Насосные агрегаты с помощью быстросъемных гибких соединений из труб подключаются к блоку манифольда, который, в свою очередь, соединяется с арматурой устья.

Гидропескоструйная перфорация скважин – применяется для создания каналов, соединяющих ствол скважины с пластом, при кислотной обработке скважины и других методах воздействия на призабойную зону пласта. Метод основан на использовании кинетической энергии и абразивных свойств струи жидкости с песком, истекающей с большой скоростью из насадок перфоратора и направленной на стенку скважины. За короткое время струя жидкости с песком образует отверстие или прорезь в обсадной колонне и канал или щель в цементном камне и породе пласта. Жидкость с песком направляется к насадкам перфоратора по колонне насосно-компрессорных труб с помощью насосов, установленных у скважины.

При гидропескоструйной перфорации применяют то же наземное оборудование, что и для гидравлического разрыва пласта: насосные агрегаты, пескосмесительные машины и т. д. Подземное оборудование состоит из гидроперфоратора, спускаемого в скважину на насосно-компрессорных трубах

Виброобработка забоев скважин заключается в том, что на забое скважины с помощью вибратора формируются волновые возмущения среды в виде частых гидравлических импульсов или резких колебаний давления различной частоты и амплитуды. При этом повышается проводимость пластовых систем вследствие образования новых и расширения старых трещин и очистки призабойной зоны.

Торпедирование скважин состоит в том, что заряженную взрывчатым веществом (ВВ) торпеду спускают в скважину и взрывают против продуктивного пласта. При взрыве образуется каверна, в результате чего увеличиваются диаметр скважины и сеть трещин расходящихся от скважины в радиальном направлении.

Взрывные методы воздействия применяют также при освобождении прихваченных бурильных и обсадных труб, для разрушения на забое металлических предметов, которые не удается извлечь, для разрушения плотных песчаных пробок и т. д.

Тепловое воздействие на призабойную зону применяют при эксплуатации скважин, в нефтях которых содержится парафин или смола. В процессе эксплуатации таких скважин при понижении температуры нефти изменяется фазовое равновесие составляющих ее компонентов, уменьшается растворимость парафинов и смол и последние осаждаются в призабойной зоне, на стенках скважин и в подъемных трубах. В результате закупорки пор ухудшается фильтрационная способность пласта и продуктивность скважины снижается.

При прогреве призабойной зоны парафинисто-смолистые отложения в трубах, на стенках скважины, в фильтровой зоне и порах пласта расплавляются и выносятся потоком нефти на поверхность. Это улучшает фильтрационную способность породы в призабойной зоне, снижает вязкость и увеличивает подвижность нефти, что также облегчает условия ее продвижения в пласте. Призабойную зону прогревают при помощи электронагревателей и газонагревателей, горячей нефтью, нефтепродуктами, водой и паром, а также путем термохимического воздействия на пласт.

Термокислотную обработку скважин применяют на месторождениях нефтей с большим содержанием парафина. В этом случае перед кислотной обработкой скважину

промывают горячей нефтью или призабойную зону пласта прогревают каким-либо нагревателем для расплавления осадков парафинистых отложений. Сразу после этого проводят кислотную обработку.

Вопросы для самоконтроля

17. Что такое коэффициент извлечения нефти?
18. Классификация методов увеличения нефтеотдачи (МУН).
19. Основные цели МУН.
20. Охарактеризуйте основные гидродинамические методы.
21. Охарактеризуйте основные физико-химические методы.
22. Охарактеризуйте основные микробиологические методы.
23. Охарактеризуйте основные газовые методы.
24. Охарактеризуйте основные тепловые методы.
25. Какие различают методы воздействия на призабойную зону пласта?
26. Укажите цель применения методов воздействия на призабойную зону пласта.
27. Что такое кислотная обработка скважины?
28. С какой целью и как производится гидравлический разрыв пласта?
29. Какие технологические жидкости используются при проведении гидроразрыва пласта?
30. Какие процессы происходят при гидропескоструйной перфорации скважин?
31. С какой целью и как проводится тепловое воздействие на пласт?

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ

Практическое занятие № 1

«Определение основных фильтрационно-емкостных свойств коллектора»

В нефтяных и газовых месторождениях нефть и газ, так же как и пластовые воды, занимают пустоты (поры), а также трещины и каверны в горных породах. Все горные породы, составляющие земную кору, имеют пустоты между частицами, т.е. обладают пористостью, но промышленные запасы нефти встречаются только в осадочных породах – в песках, песчаниках, известняках, конгломератах, являющихся хорошими коллекторами для жидкостей и газов.

Основные физико-механические свойства коллекторов нефти и газа: пористость, проницаемость, удельная поверхность, механические свойства. Эти свойства горных пород необходимо знать для решения задач рациональной разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Наличие пор и пустот в породе называется *пористостью*. Пористость нефтесодержащих пород характеризуется коэффициентом пористости.

Коэффициентом пористости (m) называется отношение суммарного объема пор в образце (V_n) к видимому объему этого же образца (V_o):

$$m = \frac{V_n}{V_o}. \quad (1.1)$$

Коэффициент пористости выражается в долях единицы или в процентах к объему образца.

Пористость породы весьма важный параметр, необходимый для оценки запасов нефти и изучения процессов фильтрации в пористой среде.

Различают пористость породы следующих видов:

- *общая* (абсолютная, физическая или полная) пористость включает объем всех пор в образце, т.е. связанные между собой (сообщающиеся) и не связанные (изолированные) поры. Общая пористость определяется разностью между объемом образца и объемом составляющих его зерен;

- *открытая* пористость или пористость насыщения, включающая все сообщающиеся между собой поры, в которые проникает данная жидкость (газ) при заданном давлении (вакууме). Не учитываются те поры, в которые не проникает жидкость при рассматриваемом давлении насыщения. Обычно в качестве насыщающей жидкости используется керосин (хорошо проникающий в поры и не вызывающий разбухания глинистых частиц) и насыщение происходит под вакуумом;

- *динамическая* (эффективная) пористость, включающая только ту часть поровых каналов, которая занята подвижной жидкостью в процессе фильтрации при полном насыщении породы жидкостью. Не учитывается при этом объем субкапиллярных пор (диаметром менее 0,0002 мм) и пор, где жидкость удерживается молекулярно-поверхностными силами. Динамическая пористость в одном и том же образце не имеет постоянного значения, а изменяется в зависимости от перепада давления, скорости фильтрации и свойств жидкости.

В лабораторных условиях пористость определяют методом Преображенского, насыщая породы керосином или 3%-ным раствором соленой воды. Пористость определяется по разнице весов сухого и насыщенного образца, отнесенной к объёму образца, умноженному на плотность насыщающей жидкости. Отношение объёма пор к объёму образца даёт искомую величину пористости.

Объем открытых взаимосвязанных пор определяется:

$$V_{o.l.} = \frac{P_k - P_c}{\rho_k}, \quad (1.2)$$

где P_k – вес на воздухе образца, насыщенного керосином, кг;

P_c – вес сухого образца на воздухе, кг;

ρ_k – плотность керосина, кг/м³.

Объем образца исследуемой породы определяется:

$$V_o = \frac{P_k - P_{kk}}{\rho_k}, \quad (1.3)$$

где P_{kk} – вес в керосине образца, насыщенного керосином, кг.

Проницаемость – важнейший параметр, характеризующий проводимость коллектора, т.е. способность пород пласта пропускать к забоям скважин нефть и газ при наличии перепада между пластовым и забойным давлениями.

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений возможна различная фильтрация 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, фазовой и относительной проницаемости.

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

Фазовой (эффективной) называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем.

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

Проницаемость измеряется в системе СИ в м².

За единицу проницаемости в 1 м^2 принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м^2 , длиной 1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью $1 \text{ Па}\cdot\text{с}$ составляет $1 \text{ м}^3/\text{с}$.

Физический смысл размерности коэффициента проницаемости – это величина площади сечения каналов пористой среды горной породы, по которым происходит фильтрация флюидов.

В промышленном деле обычно пользуются единицей Дарси.

$$1 \text{ Д} \approx 10^{-12} \text{ м}^2.$$

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются *линейным законом фильтрации Дарси*, по которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости:

$$g = \frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L}, \quad (1.4)$$

где g – скорость линейной фильтрации;

Q – объемный расход жидкости в единицу времени;

μ – динамическая вязкость жидкости;

F – площадь фильтрации;

ΔP – перепад давления;

L – длина пористой среды.

В этом уравнении способность породы пропускать жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности k , который называют проницаемостью (для фильтрации жидкости через породу):

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{F \cdot \Delta P}. \quad (1.5)$$

Коэффициент абсолютной проницаемости по газу определяется по следующей формуле:

$$k_{аб} = \frac{2Q \cdot P_2 \cdot \mu \cdot L}{F(P_1^2 - P_2^2)}, \quad (1.6)$$

где Q – расход газа при атмосферном давлении, $\text{м}^3/\text{с}$

P_1 и P_2 – соответственно давление газа на входе в образец и на выходе из него, Па.

Удельная поверхность породы – суммарная поверхность зерен, составляющих породу, в единице ее объема. Ее значение в нефтесодержащих породах колеблется в пределах от 40000 до 230000 $1/\text{м}$. Породы, имеющие большую удельную поверхность непроницаемые (глины, глинистые сланцы и т.п.).

Приближено удельная поверхность определяется по формуле:

$$S_{уд} = c \cdot m \cdot \sqrt{\frac{m}{k}}, \quad (1.7)$$

где c – коэффициент, зависящий от разнородности частиц песка.

Задача 1.

Определить коэффициент открытой пористости, коэффициент абсолютной проницаемости и удельную поверхность образца породы по данным, приведенным в таблице 1.1.

Принять, что плотность керосина равна $716 \text{ кг}/\text{м}^3$, давление на выходе из образца соответствует атмосферному, коэффициент, зависящий от разнородности частиц песка $c = 0,3$

Таблица 1

Исходные данные для расчета

Вариант	P_c , кг	P_k , кг	P_{kk} , кг	Радиус образца по торцу, см	P_l , МПа	Вязкость, мПа·с	Объемный расход, см ³ /с
1	20	22,4	12,3	1,5	1,3	0,018	20
2	19,3	20,7	11,4	1,6	1,2	0,017	25
3	25,3	27,7	14,7	1,7	1,1	0,018	25,3
4	23,3	25,3	11,9	1,8	1,32	0,017	27
5	27,4	29,2	16,7	1,9	1,35	0,018	20,6
6	21	24,2	12,4	1,1	1,5	0,017	25,2
7	21,5	25	11,9	1,3	1,4	0,018	19,8
8	22,5	26,2	12,5	1,5	1,18	0,017	20,4
9	23,5	26,8	12,9	1,7	1,12	0,018	21,2
10	21,4	25,9	11,8	1,9	1,24	0,017	19,8
11	22,4	26,5	13	2	1,28	0,018	23,7
12	25	29,2	13,8	1,15	1,26	0,017	24,8
13	26	29,8	14,9	1,25	1,2	0,018	25,4
14	22	26,6	11,2	1,35	1,3	0,017	26,5
15	21,8	25,9	10,7	1,45	1,18	0,018	27,3
16	24,6	28,3	12,8	1,55	1,12	0,017	26,3
17	23,7	27,4	11,9	1,2	1,24	0,018	25,7
18	22,1	25,6	10,5	1,4	1,28	0,017	24,1
19	23	26,1	11,1	1,6	1,26	0,018	22,9
20	19	23,7	9,9	1,8	1,21	0,017	23,3

Практическое занятие № 2

«Определение технологических показателей разработки нефтяных и газовых месторождений»

График основных технологических параметров разработки составляется для эксплуатационного объекта или месторождения в целом и представляет собой комплекс кривых, отражающих динамику основных годовых показателей разработки. На графике должны быть приведены кривые изменения: добычи нефти (газа), жидкости, обводненности продукции, действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин, закачка рабочего агента, пластовое давление.

Разработка нефтяных месторождений условно делится на четыре стадии (рисунок 2.1) по добыче нефти.

Первая стадия – ввод месторождения в эксплуатацию. Характеризуется ростом добычи нефти, происходит разбуривание и обустройство месторождения. На этой стадии обеспечивается ввод в разработку новых добывающих скважин в условиях высоких пластовых давлений. Обычно в течении первой стадии добывается безводная нефть, наблюдается некоторое падение пластового давления вследствие роста добычи. За окончание стадии, принимается точка резкого перегиба кривой добычи нефти или темпа разработки.

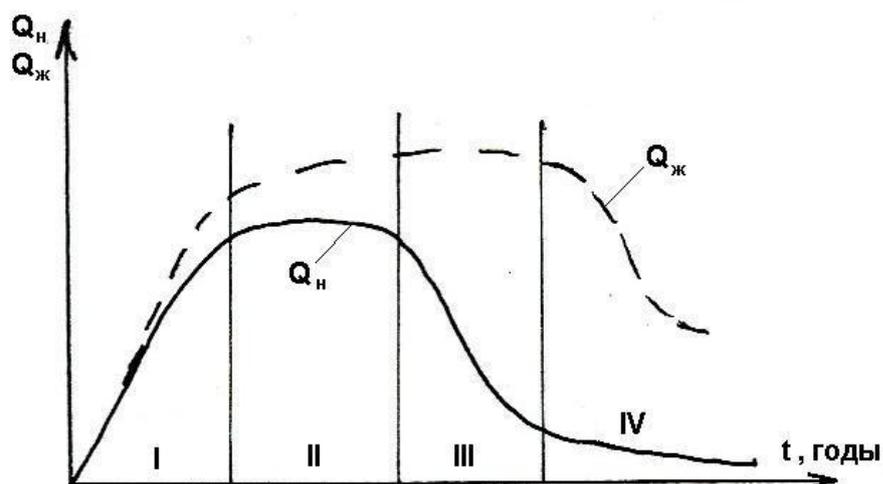


Рисунок 2.1 – График разработки залежи

Вторая стадия – стабилизация добычи нефти. Характеризуется максимальной добычей нефти (газа). Задача разработчиков состоит в том, чтобы продлить этот период разработки как можно дольше. Для этого выполняются различные геолого-технические мероприятия (ГТМ). Происходит добуривание резервного фонда скважин. Вводится и обустроивается система заводнения (при необходимости).

Третья стадия – падающая добыча нефти (газа), характеризуется значительным и относительно высокими темпами роста обводненности и падения добычи нефти (газа) вследствие подтягивания подошвенных вод к забою добывающих скважин. Наблюдается резкое или постепенное уменьшение количества действующих добывающих скважин, выбывающих из-за обводнения, переводом фонда скважин на механизированную добычу и т. д.

На данной стадии задача разработки заключается в том, чтобы замедлить падение добычи нефти (газа).

Для газовой залежи третья стадия является последней. Основным периодом разработки нефтяной залежи являются первая, вторая и третья стадии, на протяжении которых должно быть отобрано порядка 80 – 90% запасов извлекаемой нефти.

Четвертая стадия – конечная, завершающая, поздняя стадия разработки (характерна только для нефтяных залежей). Для нее характерны замедленные темпы падения добычи нефти и роста обводненности добываемой продукции. Эксплуатация скважин проводится до предела рентабельности, то есть обводненности скважин 95-98%. Четвертая стадия самая длительная по времени.

2.1 Последовательность выделения и описания стадий разработки

Разделение на стадии разработки проводится по 2 показателям: годовой добыче нефти (Q_n) или темпу отбора и обводненности добываемой продукции. Для этого с помощью любой программы для работы с базами данных (например Microsoft Office Excel) строится график разработки. Первоначально определяется вторая стадия разработки. Для этого по таблице разработки находится максимальная годовая добыча нефти (газа).

Граница между концом первой и началом второй стадиями определяется по графику разработки как отклонение от максимальной добычи нефти (газа) примерно на 10% влево.

Граница между концом второй и началом второй стадии определяются по графику разработки как отклонение от максимальной добычи нефти (газа) примерно на 10% вправо.

В результате определяются границы между первой и второй стадией и началом третьей. Четвертая стадия характеризуется выполаживанием кривой добычи нефти относительно оси абсцисс. Обычно этому соответствует темп отбора нефти ниже 1% и увеличение обводненности выше 90%. Найдя на графике это соотношение, определяем начало четвертой стадии. Иногда вследствие невысокой активности законтурных вод наблюдается выполаживание кривой добычи нефти при обводненности меньше 90 %. В этом случае за начало 4 стадии принимается год, когда темп отбора становится стабильно меньше 1 % или год, когда начинается замедленное падение добычи нефти и рост обводненности (выполаживания кривой добычи нефти).

Таким образом определяются все 4 стадии разработки. При анализе разработки на каждой стадии проводится анализ по определенным показателям.

На первой стадии анализируется темп разбуривания месторождения проектным фондом скважин, рост добычи нефти, темп отбора, изменение дебитов нефти и жидкости, динамика изменения обводненности добываемой продукции.

Изначально считается, что на первой стадии разработки добывается безводная продукция. До внедрения на месторождении закачки рабочего агента (воды) увеличению обводненности могут способствовать трещиновато-поровый тип коллектора, нефтенасыщенность пласта менее 0,7 д.ед., наличие водо-нефтяных зон (ВНЗ), массивный тип залежи, высокие темпы отбора, технические причины и т.д.

На второй стадии определяется год максимальной добычи. Приводится характеристика мероприятия, с помощью которых достигается и поддерживается на определенном уровне стабилизация добычи нефти (газа): доразбуривание залежи резервным фондом скважин, мероприятия, направленные на снижение обводненности и увеличение производительности скважин. Производится оценка динамики пластового давления, если закачка рабочего еще не внедрена, то рассматривается возможности целесообразность ее организации.

В третьей и четвертой стадии падающей и завершающей добычи анализируются эффективность геолого-технические мероприятий проводимых для замедления падения добычи нефти, согласно созданной системе разработки.

Для некоторых месторождений характерно, что сразу за первой стадией начинается падение добычи нефти. Это характерно для месторождений с высоковязкой нефтью или при достижении к концу первой стадии высоких темпов отбора 12-20% и более.

Также на третьей или четвертой стадии может наблюдаться увеличение добычи нефти вплоть до достижения второго максимума, что связано с применением новых технологий извлечения нефти из недр или вовлечением в разработку ранее не охваченных воздействием участков залежи или месторождения.

Косвенно об эффективности разработки на поздней стадии можно судить по соотношению показателей степени выработки и средней обводненности по апласту. Если эти параметры близки между собой, то разработка ведется удовлетворительно. Превышение обводненности над степенью выработки, указывает на недостаточную эффективность разработки, и чем выше это превышение, тем хуже разрабатывается пласт. В случае если степень выработки значительно превышает обводненность необходимо провести уточнение геологического строения залежи и пересчет запасов.

При построении графиков разработки (рисунок 2.2) на оси абсцисс откладываются годы разработки, которые рассматриваются как интервалы времени. Накопленные показатели наносятся на конец года. Текущие, в том числе и процент воды, рассматриваются как среднегодовые и наносятся точкой на середину года.

Пластовое давление наносится точкой на середину временного интервала (квартала, года).

На графике разработки накопленные показатели изображаются жирными линиями, текущие – тонкими. Изображаемые показатели должны иметь следующие обозначения:

добыча нефти, Q_H ;

закачка воды, $Q_{зак}$;
 добыча жидкости, $Q_{ж}$;
 обводненность (по весу), n_g ;
 добыча газа, Q_g ;
 пластовое давление, $P_{пл}$.

Масштаб показателей выбирается по усмотрению авторов отчета, однако, желательно, чтобы график размещался в размере одного листа ватмана (для демонстрации).

На графике принято отмечать границы между стадиями разработки.

К основным показателям разработки месторождения нефти (газа) относятся следующие: отбор нефти, газа, воды и других агентов-вытеснителей; ввод в эксплуатацию и вывод из нее скважин всех видов; действующий фонд скважин всех видов; дебит добывающих и приемистость нагнетательных скважин (ГОСТ Р 53554-2009).

Анализ графика разработки и сравнение фактических показателей с проектными дают возможность на любом этапе эксплуатации объекта оценить эффективность реализуемой системы разработки и обосновать, при необходимости, меры по ее совершенствованию.

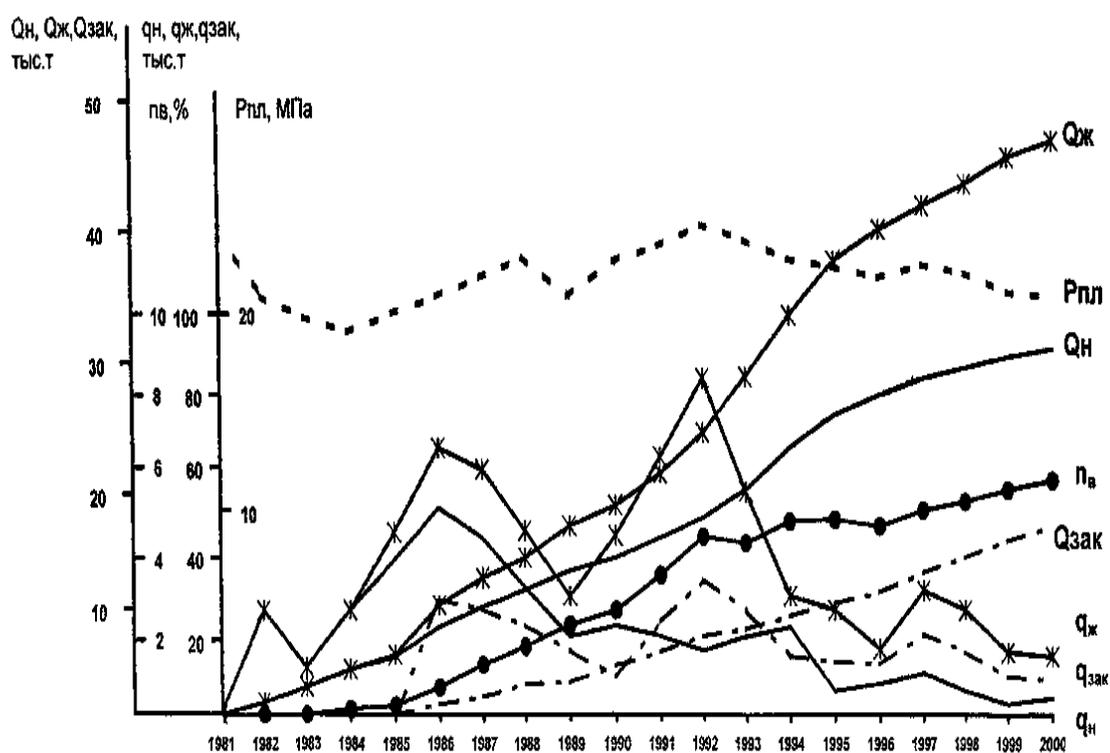


Рисунок 2.2 – График разработки месторождения

Задача 2.1

Проанализируйте динамику изменения показателей разработки пласта (таблица 2.1), выявите основные отклонения от стандартного состояния показателей разработки, объясните причины отклонений и предложите комплекс мероприятий для дальнейшей разработки объекта.

Таблица 2.1

Динамика показателей разработки пласта

Год	Число добывающих скважин	Нефть, тыс.т	Жидкость, тыс.т	Дебит нефти, т/сутки	Дебит жидкости, т/сутки	Обводненность, %	Темп отбора от НИЗ, %	Степень выработки НИЗ, %	Нефтеотдача, %	Число нагнетательных скважин	Закачка воды, тыс.м ³	Приемистость, м ³ /сутки	Компенсация отбора закачкой, %
1981	3	113	113	107,3	107,5	0,2	2,1	2,1	0,8				
1982	5	186	197	106,5	112,7	5,5	3,4	5,4	2,2				
1983	7	144	151	58,6	61,4	4,6	2,6	8,1	3,2				
1984	14	283	306	57,8	62,4	7,4	5,2	13,2	5,3				
1985	14	347	418	70,9	85,2	16,9	6,3	19,5	7,8				
1986	14	340	464	69,3	94,6	26,8	6,2	25,7	10,3				
1987	13	320	435	70,4	95,7	26,4	5,8	31,5	12,6				
1988	13	251	443	55,2	97,4	43,3	4,6	36,1	14,4				
1989	14	403	628	82,3	128,1	35,7	7,3	43,4	17,4				
1990	13	362	585	79,5	128,5	38,2	6,6	50,0	20,0				
1991	12	336	543	80,0	129,3	38,1	6,1	56,1	22,5	1	189	378	32
1992	12	264	579	62,8	137,8	54,4	4,8	60,9	24,4	1	256	511	43
1993	12	305	752	72,7	179,0	59,4	5,6	66,5	26,6	2	242	242	32
1994	12	258	790	61,3	188,2	67,4	4,7	71,2	28,5	2	481	481	63
1995	11	238	804	61,8	208,9	70,4	4,3	75,5	30,2	2	279	279	36
1996	11	221	786	57,4	204,3	71,9	4,0	79,5	31,8	2	439	439	59
1997	12	219	803	52,1	191,2	72,7	4,0	83,5	33,4	2	422	422	55
1998	12	205	826	48,8	196,7	75,2	3,7	87,2	34,9	2	417	417	54
1999	12	197	872	46,9	207,5	77,4	3,6	90,8	36,3	2	509	509	62
2000	11	105	767	27,3	199,2	86,3	1,9	92,7	37,1	2	469	469	68
2001	11	89	704	23,1	182,8	87,4	1,6	94,4	37,7	2	377	377	60
2002	11	82	777	21,3	201,8	89,4	1,5	95,9	38,3	2	411	411	59
2003	11	52	775	13,4	201,3	93,4	0,9	96,8	38,7	2	358	358	53
2004	11	40	791	10,3	205,5	95,0	0,7	97,5	39,0	2	160	160	23
2005	11	34	841	8,8	218,4	96,0	0,6	98,1	39,3	2	132	132	18
2006	11	25	888	6,5	230,6	97,2	0,5	98,6	39,4	2	136	136	18
2007	11	23	894	6,0	232,2	97,4	0,4	99,0	39,6	2	130	130	17

Практическое занятие № 3

«Изучение технологических показателей работы скважины, эксплуатируемой электроцентробежным насосом»

Подбор оборудования для УЭЦН

Установки погружных электроцентробежных насосов

Установки ЭЦН являются основным видом нефтедобывающего оборудования. Если в 1960 г. ими добывалось 9,3 млн. т нефти, то уже в 1980 г. около 200 млн. т при 19% фонда скважин.

Основным фактором широкого применения УЭЦН является установка привода в скважине около насоса, что ликвидировало длинный узел связи между ними и позволило снять ограничение на передачу полезной мощности насосу.

Погружные электроцентробежные насосы

В настоящее время полезная мощность ЭЦН составляет от 14 до 120 кВт против 40 кВт у штанговых насосов. Промышленностью выпускаются насосы для отбора до 1000 м³/сут жидкости при напоре 900 м.

Содержание в добываемой жидкости сероводорода до 0,01 г/л, для установок коррозионно-стойкого исполнения - 1,25 г/л; максимальное содержание попутной воды - 99%, свободного газа на входе в насос не более 25% (по объему), а для установок с модулями - газосепараторами - 55%. Максимальное содержание твердых частиц - 0,1 г/л, а

для насосов в износостойком исполнении - до 5 г/л.

Шифр: ЭЦН-5А-360-600 - электроцентробежный насос для обсадной колонны 5" (диаметром 146 мм) подача 360 м³/сут, напор - 600 м водяного столба ($\rho=1000 \text{ кг/м}^3$). Диаметры эксплуатационных колонн в обозначении группы ЭЦН соответствуют:

5 - обсадная колонна диаметром 140 мм с внутренним диаметром 121,7 мм;

5А - обсадная колонна диаметром 146 мм с внутренним диаметром 130 мм;

6 и 6А - обсадная колонна диаметром 168 мм с внутренним диаметром 144,3 мм и 148,3 мм соответственно.

В соответствии с группами ЭЦН диаметры корпусов насосов составляют 92 мм, 103 мм, 114 мм и 137 мм. Внутренний диаметр корпусов насосов соответственно равен 80 мм, 90 мм, 100 мм и 120 мм.

В последнее время промышленностью освоен выпуск насосов в модульном исполнении, что позволяет более точно подобрать насос для широкого диапазона параметров скважин. В этом случае в обозначение насоса вводится буква «М». Предусмотрено изготовление 55 типоразмеров ЭЦНМ.

Погружные электродвигатели

Для привода погружных центробежных электронасосов применяется маслозаполненный погружной трехфазный асинхронный электродвигатель переменного тока с короткозамкнутым ротором и синхронной частотой оборотов 3066 в мин. Электродвигатели изготавливаются диаметрами 103, 117, 123 и 138 мм, что позволяет компоновать их с соответствующей группой насосов 5, 5А, 6, 6А и опускать в соответствующую эксплуатационную колонну с зазором 10 - 20 мм.

Всего предусмотрено 15 типоразмеров погружных электродвигателей мощностью от 14 до 125 кВт. Большие мощности и малые диаметры вызывают необходимость иметь большую длину электродвигателя до 8,2 м.

Для предотвращения попадания пластовой жидкости из скважины корпус электродвигателя выполняется герметичным и его заполняют трансформаторным маслом с высоким пробивным напряжением. Масло служит одновременно смазкой для подшипников скольжения электродвигателя.

Трансформаторное масло для лучшего охлаждения и смазки опор циркулирует. Оно поднимается по пустотелому валу к турбинке и нагнетается ею в полость над статором двигателя. Отсюда оно идет по зазорам между статором и ротором и по пазам в статорном железе, отводя тепло от перегретых деталей и вынося продукты износа из подшипников.

Обозначения: ПЭД-20-103 - погружной электродвигатель; 20 - номинальная мощность, кВт; 103 - наружный диаметр, мм.

Теплостойкость изоляции проводов обмотки электродвигателей ограничена 130 - 160°С, поэтому температура добываемой жидкости в скважине не должна превышать 50 - 80°С в зависимости от конструкции двигателя и применяемых материалов.

В настоящее время разработаны и начинают широко внедряться погружные электродвигатели для привода насосов в модульном исполнении. Двигатели предназначены для работы в среде пластовой жидкости с температурой до 110°С и гидродинамическим давлением до 20 МПа.

Обозначения: ПЭДУСК - 90 - 117 В5 - погружной электродвигатель унифицированный. С - секционный, К - коррозионно-стойкий (отсутствующие буквы - нормальный); 90 - полезная (номинальная) мощность, кВт; 117 - диаметр корпуса, мм; В5 - климатическое исполнение и категория размещения.

Каждый типоразмер имеет нормальное и коррозионное исполнение, буквы после размера двигателя обозначают; В - верхняя секция; Н - нижняя; С - средняя.

Кабельная линия

К погружному электродвигателю от трансформатора по кабельной линии

подводится электроэнергия. Кабельная линия состоит из основного кабеля круглого сечения и сращенного с ним плоского кабеля с муфтой кабельного ввода, обеспечивающей герметичное соединение кабельной линии с электродвигателем.

В качестве основного кабеля могут использоваться круглые кабели КРБК, КПБК, КТЭБК, КФСБК или плоские кабели марок КПБП, КТЭП, КФСБ. В качестве удлинителя - плоские кабели КПБП или КФСБ,

Кабель марки КРБК состоит из трех жил, каждая из которых скручена из медных проволок и обжата диэлектрической резиной. Три изолированные жилы заключены в общий найритовый нефтестойкий шланг. На шланг накладываются маслостойкая ткань и оплетка из хлопчатобумажной пряжи или лавсана. На оплетку наложена стальная оцинкованная ленточная броня. Допустимая температура окружающей среды + 90°C и давление пластовой жидкости до 10 МПа.

Кабели КПБК и КПБП с полиэтиленовой изоляцией высокого давления предназначены для эксплуатации при температуре окружающей среды до +90°C и давлении до 25 МПа. Их преимуществом по сравнению с резиновыми является отсутствие насыщения изоляции кабеля попутным нефтяным газом.

Кабели марок КТЭБК и КТЭБ с изоляцией из термоэластопласта предназначены для эксплуатации при температурах окружающей среды до +110°C и давлении пластовой жидкости 35 МПа.

Кабели КФСБК и КФСБ с фторпластовой изоляцией предназначены для эксплуатации при температурах окружающей среды до +160°C и давлении пластовой жидкости до 35 МПа.

В промежутках между основными изолированными жилами круглых и плоских кабелей могут располагаться изолированные жилы меньшего сечения.

Плоский кабель КФСБ состоит из медных, изолированных полиамиднофторопластовой пленкой жил в изоляции из фторопласта и оболочки из свинца, а также подушки и брони. В качестве брони плоских кабелей используется холоднокатаная отожженная медная лента. В связи с более низкой механической прочностью медной ленты по сравнению со стальной использование плоских кабелей в качестве основных оправдано только в исключительных случаях (малый зазор и др.).

Допустимая плотность тока, определяющая применяемость кабеля, составляет:

- для кабелей с резиновой изоляцией $i = 2,5 \div 2,7$ а/мм²;
- для кабелей с полиэтиленовой и термоэластопластовой изоляцией $i = 5$ а/мм²;
- для кабелей с фторопластовой изоляцией $i = 7$ а/мм².
-

Выбор насосно-компрессорных труб

Диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ) определяется их пропускной способностью и возможностью совместного размещения в скважине труб с муфтами, насоса и круглого кабеля. Выбирается диаметр НКТ по дебиту скважины, исходя из условия, что средняя скорость потока в трубах должна быть в пределах $V_{cp} = 1,2 \div 1,6$ м/с, причем меньшее значение берется для малых дебитов. Исходя из этого определяют площадь внутреннего канала НКТ, м²,

$$F_{BH} = \frac{Q}{86400 \cdot V_{CP}} \quad (3.1)$$

и внутренний диаметр, см,

$$d_{BH} = \sqrt{\frac{F_{BH} \cdot 10^{-4}}{0,785}} \quad (3.2)$$

где Q - дебит скважины, м³/сут; V_{cp} - выбранная величина средней скорости.

Исходя из ближайшего внутреннего диаметра выбирается стандартный диаметр НКТ. Если разница получается существенной, то корректируется V_{cp}.

$$V_{BH} = \frac{Q}{86400 \cdot F_{BH}}$$

где F_{BH} - площадь внутреннего канала выбранных стандартных НКТ.

Диаметр НКТ также может быть определен по кривым потерь в насосных трубах для заданного дебита и выбранного КПД труб не ниже 0,94.

Определение необходимого напора ЭЦН

Необходимый напор определяется из уравнения условной характеристики скважины:

$$H_C = h_{CT} + \Delta h + h_{TP} + h_{Г} + h_C \quad (3.3)$$

где h_{CT} - статический уровень жидкости в скважине, м; Δh - депрессия, м; h_{TP} - потери напора на трение в трубах; $h_{Г}$ - разность геодезических отметок сепаратора и устья скважины; h_C - потери напора в сепараторе.

Депрессия определяется при показателе степени уравнения притока, равном единице:

$$\Delta h = \frac{Q \cdot 10^6}{K \cdot \rho_{ж} \cdot g} \quad (3.4)$$

где K - коэффициент продуктивности скважины, м³/сут·МПа; $\rho_{ж}$ - плотность жидкости, кг/м³; $g = 9,81$ м/с².

Потери напора на трение в трубах определяются по формуле:

$$h_{TP} = \lambda \cdot \frac{(L+1) \cdot V_{CP}^2}{d_{BH} \cdot 2 \cdot g} \quad (3.5)$$

где L - глубина спуска насоса, м,

$$L = h_{CT} + \Delta h + h \quad (3.6)$$

где h - глубина погружения насоса под динамический уровень; l - расстояние от скважины до сепаратора, м; λ - коэффициент гидравлического сопротивления,

Коэффициент λ определяют в зависимости от числа Re и относительной гладкости труб K_s :

$$Re = \frac{V_{CP} \cdot d_{BH}}{\nu} \quad (3.7)$$

где ν - кинематическая вязкость жидкости, м²/с;

$$K_s = \frac{d_{BH}}{2 \cdot \Delta} \quad (3.8)$$

где Δ - шероховатость стенок труб, принимаемая для незагрязненных отложениями солей и парафина труб равной 0,1 мм. По графику находят значение λ .

Другим способом определения λ является вычисление ее по числу Рейнольдса, независимо от шероховатости:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \text{ если } Re < 2300 \quad (3.9)$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \text{ если } Re > 2300 \quad (3.10)$$

Потери напора на преодоление давления в сепараторе:

$$h_C = \frac{P_C}{\rho_{ж} \cdot g} \quad (3.11)$$

где P_C - избыточное давление в сепараторе.

Подставляя вычисленные значения Δh , h_{TP} и h_C и наперед заданные h_{CT} и $h_{Г}$ в формулу (3.3), найдем величину необходимого напора для данной скважины.

Выбор центробежного насоса

Подбор насоса для заданной подачи, необходимого напора и диаметра эксплуатационной колонны скважины производят по характеристикам погружных центробежных насосов. При этом необходимо иметь в виду, что в соответствии с характеристикой ЭЦН напор насоса увеличивается при уменьшении подачи, а КПД имеет ярко выраженный максимум.

Поскольку характеристики на конкретные типоразмеры ЭЦН часто отсутствуют, то целесообразно по заданным трем точкам рабочей области построить участок характеристики для точного определения напора ЭЦН.

Учитывая, что табличные характеристики построены для воды, следует изменить табличные значения напора в соответствии с плотностью реальной жидкости по соотношению:

$$H_{ж} = H_{в} \cdot \frac{\rho_{в}}{\rho_{ж}} \quad (3.12)$$

где $H_{в}$ - табличное значение напора ЭЦН; $\rho_{в}$ - плотность пресной воды; $\rho_{ж}$ - плотность реальной жидкости.

Для учета вязкости реальной жидкости (более 0,03 - 0,04 см²/с) и пересчета характеристики ЭЦН следует воспользоваться известными методиками пересчета, например.

Для совмещения характеристик скважины и насоса применяют два способа:

1. На выкиде из скважины устанавливают штуцер, на преодоление дополнительного сопротивления которого расходуют избыточный напор насоса $\Delta H = H - H_c$. Однако, этот способ прост, но не экономичен, так как снижает КПД насоса и установки в целом.

2. Второй способ предусматривает разборку насоса и снятие лишних ступеней. Этот способ трудоемкий, но наиболее экономичный, так как КПД насоса не изменяется.

Число ступеней, которое нужно снять с насоса для получения необходимого напора, равно:

$$\Delta z = \left(1 - \frac{H_c}{H}\right) \cdot z \quad (3.13)$$

где H - напор насоса по его характеристике, соответствующий дебиту скважины; H_c - необходимый напор скважины; z - число ступеней насоса.

Выбор электродвигателя

Необходимую (полезную) мощность двигателя, кВт, определяют по формуле:

$$N_{п} = \frac{Q \cdot \rho_{ж} \cdot g \cdot H_c}{86400 \cdot 1000 \cdot \eta_H} = \frac{Q \cdot \rho_{ж} \cdot H_c}{86400 \cdot 102 \cdot \eta_H} \quad (3.14)$$

где η_H - КПД насоса по его рабочей характеристике, $\rho_{ж}$ - наибольшая плотность откачиваемой жидкости.

Учитывая, что КПД передачи от двигателя до насоса (через протектор) составляет 0,92 ÷ 0,95 (подшипники скольжения), определим необходимую мощность двигателя:

$$N_H = \frac{N_{п}}{0,92} \quad (3.15)$$

Запас мощности необходим для преодоления высоких пусковых моментов УЭЦН.

Задача 3

Рассчитать необходимый напор ЭЦН, выбрать насос и электродвигатель для заданных условий скважины.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ОСВОЕНИЮ ПРОГРАММЫ

Процесс изучения материала программы предусматривает активное использование современных инновационных образовательных технологий. Формы обучения: индивидуальные и групповые. Методы обучения:

- работа с преподавателем, - работа в коллективе обучающихся,
- самостоятельная работа.

При освоении дисциплины используются следующие виды активной и интерактивной форм обучения для достижения запланированных результатов обучения и формирования компетенций:

- совместное погружение в проблемное поле;
- обсуждение сложных вопросов и проблем;
- работа в малых группах; - разборы конкретных ситуаций и т.д. Процесс освоения дисциплины предусматривает следующие работы:

1. Контактная работа (аудиторная работа: лекционные, практические и лабораторные занятия, мастер-классы, консультации);

2. Самостоятельная работа;

3. Контрольные мероприятия (промежуточные и итоговые аттестации).

Методические указания для обучающихся по лекционным занятиям по дисциплине (модулю)

Лекция является наиболее экономичным способом передачи учебной информации, т.к. при этом обширный материал излагается концентрировано, в логически выдержанной форме, с учетом характера профессиональной деятельности обучаемых. Лекция закладывает основы научных знаний в обобщенной форме. На лекционных занятиях преподаватель:

- знакомит обучающихся с общей методикой работы над курсом;
- дает характеристику учебников и учебных пособий, знакомит слушателей с обязательным списком литературы;

- рассказывает о требованиях к промежуточной аттестации;

- рассматривает основные теоретические положения курса;

- разъясняет вопросы, которые возникли у обучающихся в процессе изучения

курса. Лекционное занятие преследует 5 основных дидактических целей:

- информационную (сообщение новых знаний);

- развивающую (систематизация и обобщение накопленных знаний);

- воспитывающую (формирование взглядов, убеждений, мировоззрения);

- стимулирующую (развитие познавательных и профессиональных интересов);

- координирующую с другими видами занятий.

В процессе прослушивания лекций очень важно умение обучающихся конспектировать наиболее значимые моменты теоретического материала. Конспект помогает внимательнее слушать, лучше запоминать в процессе записи, обеспечивает наличие опорных материалов при подготовке к лабораторным занятиям и промежуточной аттестации. В этой же тетради следует записывать неясные вопросы, требующие

уточнения на занятии. Рекомендуется в тетради отвести место для словаря, куда в алфавитном порядке вписываются специальные термины и пояснения к ним.

Методические указания для обучающихся по практическим занятиям по дисциплине (модулю)

Практическое занятие – форма систематических учебных занятий, с помощью которых обучающиеся изучают тот или иной раздел определенной научной дисциплины, входящей в состав учебного плана.

Для того чтобы практические занятия приносили максимальную пользу, необходимо помнить, что упражнение и решение заданий проводятся по вычитанному на лекциях материалу и связаны, как правило, с детальным разбором отдельных вопросов лекционного курса. Следует подчеркнуть, что только после усвоения лекционного материала с определенной точки зрения (а именно с той, с которой он излагается на лекциях) он будет закрепляться на практических занятиях как в результате обсуждения и анализа лекционного материала, так и с помощью решения проблемных ситуаций, задач. При этих условиях обучающийся не только хорошо усвоит материал, но и научится применять его на практике, а также получит дополнительный стимул (и это очень важно) для активной проработки лекции.

При самостоятельном решении заданий нужно обосновывать каждый этап решения, исходя из теоретических положений курса. Если обучающийся видит несколько путей решения проблемы, то нужно сравнить их и выбрать самый рациональный. Полезно до начала вычислений составить краткий план решения проблемы. Решение проблемных заданий или примеров следует излагать подробно, вычисления располагать в строгом порядке, отделяя вспомогательные вычисления от основных. Решения при необходимости нужно сопровождать комментариями, схемами, чертежами и рисунками.

Следует помнить, что решение каждого учебного задания должно доводиться до окончательного логического ответа, которого требует условие, и по возможности с выводом. Полученный ответ следует проверить способами, вытекающими из существа данного задания. Полезно также (если возможно) решать несколькими способами и сравнить полученные результаты. Решение заданий данного типа нужно продолжать до приобретения твердых навыков в их решении.

При подготовке к практическим занятиям следует использовать основную литературу из представленного списка, а также руководствоваться приведенными указаниями и рекомендациями. Для наиболее глубокого освоения дисциплины рекомендуется изучать литературу, обозначенную как «дополнительная» в представленном списке. На практических занятиях приветствуется активное участие в обсуждении конкретных ситуаций, способность на основе полученных знаний находить наиболее эффективные решения поставленных проблем, уметь находить полезный дополнительный материал по тематике занятий.

Обучающемуся рекомендуется следующая схема подготовки к занятию:

1. Проработать конспект лекций;
2. Прочитать основную и дополнительную литературу, рекомендованную по изучаемому разделу;
3. Ответить на вопросы плана семинарского занятия;

4. Выполнить домашнее задание;
5. Проработать тестовые задания и задачи;
6. При затруднениях сформулировать вопросы к преподавателю.

В процессе подготовки изучают рекомендованные преподавателем источники литературы, а также самостоятельно осуществляют поиск релевантной информации.

Методические указания для обучающихся по лабораторным занятиям по дисциплине (модулю)

Лабораторные занятия имеют целью углубление и закрепление теоретических знаний, развитие навыков самостоятельного экспериментирования. В ходе лабораторного занятия обучающиеся под руководством преподавателя лично проводят натурные или имитационные эксперименты с целью проверки и подтверждения отдельных теоретических положений учебного курса, приобретают практические навыки работы с вычислительной техникой, овладевают методикой экспериментальных исследований в конкретной предметной области. Порядок проведения лабораторного занятия:

1. Вводная часть: - входной контроль подготовки обучающегося; - вводный инструктаж (знакомство обучающихся с содержанием предстоящей работы, показ способов выполнения отдельных операций, предупреждение о возможных ошибках).

2. Основная часть: - проведение обучающимся лабораторной работы; - текущий инструктаж, повторный показ или разъяснения (в случае необходимости преподавателем исполнительских действий, являющихся предметом инструктирования).

3. Заключительная часть: - оформление отчета о выполнении задания; - заключительный инструктаж (подведение итогов выполнения учебных задач, разбор допущенных ошибок и выявление их причин, сообщение результатов работы каждого обучающегося, объявление о том, что необходимо повторить к следующему занятию).

Методические указания для обучающихся по мастер-классам

Одной из современных педагогических форм, позволяющих демонстрировать новые возможности профессионализма, является мастер-класс.

Целью проведения мастер-класса является демонстрация достижений специалиста как подлинного мастера в своей области.

Мастерство – это всегда высокий профессионализм, большой и разнообразный опыт определенной деятельности, обширные познания теории и практики в конкретной сфере. Основным принцип мастер-класса: «Я знаю, как это сделать, и я научу вас». К особенностям проведения мастер-класса можно отнести следующие:

- основная форма взаимодействия со слушателями — сотрудничество, сотворчество, совместный поиск;
- формы, методы, технологии работы в процессе проведения мастер-класса участникам не навязываются, а предлагаются;
- на одном из этапов мастер-класса слушателям предлагается самостоятельная работа в малых группах, создающая условия для включения всех в активную деятельность и позволяющая провести обмен мнениями.

Задачи мастер-класса:

- передача педагогом-мастером своего опыта путем прямого и комментированного показа последовательности действий, методов, приемов;

- совместная отработка приемов решения поставленной в программе мастер-класса проблемы;
- рефлексия собственного профессионального мастерства участниками мастер-класса;
- оказание помощи участникам мастер-класса в определении задач саморазвития, самообразования и самосовершенствования

Перед началом мастер-класса обучающиеся должны пройти инструктаж по технике безопасности и расписаться в журнале за технику безопасности.

Мастер разбивает задание на ряд задач. Группам предстоит придумать способ их решения. Причём участники свободны в выборе метода, темпа работы, пути поиска. Каждому предоставляется независимость в выборе пути поиска решения, дано право на ошибку и на внесение корректив.

Когда группа выступает с отчётом о выполнении задачи, важно, чтобы в отчёте были задействованы все. Это позволяет использовать уникальные способности всех участников мастер-класса, даёт им возможность самореализоваться, что позволяет учесть и включить в работу различные способы познания каждого педагога.

Методические указания для обучающихся по самостоятельной работе по дисциплине (модулю)

Достижение целей эффективной подготовки обучающихся и развитие профессиональных компетенций невозможно без их целеустремленной самостоятельной работы. Самостоятельная работа обучающихся является составной частью учебной работы и имеет целью закрепление и углубление полученных знаний и навыков, поиск и приобретение новых знаний, в том числе с использованием автоматизированных обучающих систем, а также выполнение учебных заданий, подготовку к предстоящим занятиям, текущему контролю и промежуточной аттестации.

Основная цель данного вида занятий состоит в обучении методам самостоятельной работы с учебным материалом, нормативноправовыми актами, научной литературой, с ситуационными задачами, развитие способности самостоятельно повышать уровень профессиональных знаний, реализуя специальные средства и методы получения нового знания, и использовать приобретенные знания и умения в практической деятельности. Состав самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекционным и практическим занятиям:

- чтение текста (учебника, первоисточника, дополнительной литературы и т.д.);
- составление плана текста, графическое изображение структуры текста, конспектирование текста, выписки из текста и т.д.;
- работа с конспектом;
- подготовка вопросов для самостоятельного изучения

2. Подготовка к лабораторным занятиям:

- работа со справочниками и др. литературой;
- формирование отчета о выполнении лабораторного занятия;
- подготовка мультимедиа презентации и докладов к выступлению по результатам лабораторного занятия;

3. Подготовка к мастер-классам:

- обучающиеся должны ознакомиться с анонсом мероприятия, предусмотренных программой мастер-класса;
- необходимо предварительно ознакомиться со структурой предприятия, на базе которого будет проводиться мастер-класс, основными направлениями, которыми занимается предприятие или компания.

4. Подготовка к промежуточной и итоговой аттестациям:

- повторение всего учебного материала модуля
- аналитическая обработка текста; периодического, продолжающегося издания или сборника как составная часть его основного текста.

Методические указания для обучающихся по промежуточной и итоговой аттестации по дисциплине (модулю)

В период подготовки к промежуточной и итоговой аттестации обучающихся вновь обращаются к пройденному учебному материалу. При этом они не только закрепляют полученные знания, но и получают новые. Подготовка обучающегося к аттестации включает в себя три этапа:

- самостоятельная работа в течение курса;
- непосредственная подготовка в дни, предшествующие промежуточной и итоговой аттестации по темам курса;
- подготовка к ответу на вопросы.

Подготовка к аттестации осуществляется на основании списка вопросов по изучаемому курсу, конспектов лекций, учебников и учебных пособий, научных статей, информации среды интернет. Литература для подготовки к промежуточной аттестации рекомендуется преподавателем. Для полноты учебной информации и ее сравнения лучше использовать не менее двух источников. Обучающийся вправе сам придерживаться любой из представленных в литературе точек зрения по спорной проблеме (в том числе отличной от преподавателя), но при условии достаточной научной аргументации.

Основным источником подготовки к промежуточной и итоговой аттестации является конспект лекций, где учебный материал дается в систематизированном виде, основные положения его детализируются, подкрепляются современными фактами и информацией, которые в силу новизны не вошли в опубликованные печатные источники. В ходе подготовки к аттестации обучающимся необходимо обращать внимание не только на уровень запоминания, но и на степень понимания излагаемых проблем. Для подготовки к аттестации преподаватель проводит консультацию по возникающим вопросам. Промежуточная аттестация проводится по вопросам, охватывающим весь пройденный материал. По окончании ответа преподаватель может задать обучающемуся дополнительные и уточняющие вопросы. Оценка качества подготовки обучающихся осуществляется в двух основных направлениях: оценка уровня освоения дисциплин и оценка уровня сформированности компетенций обучающихся. Предметом оценивания являются знания, умения и практический опыт обучающихся.

Положительно будет оцениваться стремление обучающихся изложить различные точки зрения на рассматриваемую проблему, выразить свое отношение к ней, применить теоретические знания по современным проблемам.