



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**

«ОБУСТРОЙСТВО МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»

Уровень программы: общий

Форма обучения: очная

Объем программы: 54 часа

**Руководитель
программы:**

к.т.н., Паляница А.Н.

**Составитель
программы:**

к.т.н., Паляница А.Н.



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 обслуживания объектов обустройства морских нефтегазовых месторождений на всех этапах работ по освоению морских нефтегазовых месторождений с использованием плавучих и подводных технических средств, ремонта и сервисного обслуживания морских скважин.

1.2. Основные задачи программы

- **получение дополнительных знаний в области** современных технологий добычи углеводородов на шельфе на основе знаний в области обслуживания объектов обустройства морских нефтегазовых месторождений на всех этапах работ по освоению морских нефтегазовых месторождений с использованием плавучих и подводных технических средств, ремонта и сервисного обслуживания морских скважин;

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 на шельфе.
- способность подбирать оптимальные режимы работы скважин в условиях морской добычи.

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:

- устройство и принцип работы основных узлов технологического оборудования ;
- основные требования по эксплуатации оборудования и контролю работы;
- условия эксплуатации морских скважин;
- мероприятия для поддержания уровня добычи на шельфовых месторождениях углеводородов.

Развить умения:

- описывать различные типы оборудования для подводной добычи углеводородов;
- подбирать рациональные технологии механизированной добычи на шельфе;
- описывать различные типы устьевого оборудования и фонтанной арматуры скважин;
- контролировать работу всех компонентов оборудования механизированной добычи;

Приобрести навыки:

- распознавания элементов системы обустройства морских месторождений;
- запуска и остановки оборудования механизированной добычи на шельфе;
- рациональный подбор комплекса оборудования для обеспечения добычи углеводородов на шельфе.

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	ИА

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. Обустройство морских месторождений	24	4	4	4	-	12	-
3	Модуль 2. Эксплуатация скважин на море	18	2	-	4	-	12	-
4	Итоговая аттестация	6		-	-	4	-	2
	Всего	54	10	4	10	4	24	2

1.8 Объем программы и виды учебной работы:

Вид учебной работы	Часы
Лекционные занятия	10
Практические занятия	4
Лабораторные занятия	10
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

Наименование разделов профессионального модуля, тем	Содержание учебного материала	Объем часов
Модуль 1. Обустройство морских месторождений	<ul style="list-style-type: none"> • Лекция «Шельфовая добыча с использованием морских стационарных платформ»; • Лекция «Шельфовая добыча с использованием ПДК»; • Лабораторная работа «Шельфовая добыча с использованием морских стационарных платформ» • Лабораторная работа «Шельфовая добыча с использованием ПДК» • Решение кейса «Обустройство морских месторождений»; • Посещение предприятия – Выборгский порт. • Посещение учебного полигона Саблино с изучением технологических процессов добычи углеводородов на действующих макетах добычного оборудования; 	24
Модуль 2. Эксплуатация скважин в море	<ul style="list-style-type: none"> • Лекция «Способы эксплуатации скважин»; • Лабораторная работа «Газлифтная эксплуатация скважин»; • Лабораторная работа «Эксплуатация скважин ЭЦН». • Посещение учебного полигона Саблино с изучением технологических процессов добычи углеводородов на действующих макетах добычного оборудования; • 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. Мировая добыча углеводородов на шельфе

1. Какие участки континентального шельфа Мирового океана являются наиболее богатыми углеводородами?
2. Что такое шельф?
3. Когда началось освоение морских месторождений?
4. Освоение морских нефтегазовых месторождений с берега. Преимущества и недостатки.

Модуль 1.Обустройство морских месторождений

5. Методы снижения капитальных вложений на обустройство и эксплуатационных затрат при освоении морских нефтегазовых месторождений
6. Основные положения обустройства морских нефтегазовых месторождений.
7. Способы эксплуатации морских скважин
8. Механизированные способы добычи нефти на морских нефтегазовых месторождениях.
9. Классификация морских нефтегазопромысловых инженерных сооружений.
10. Основные стадии проектирования объектов обустройства.
11. Современные глубоководные платформы, используемые для освоения шельфовых нефтегазовых месторождений
12. Нефтегазопромысловые инженерные сооружения для освоения мелководного шельфа
13. Что такое статическое давление на забое скважины?
14. Что характеризует статический уровень?
15. Что такое динамический уровень жидкости
16. Чем отличается текущее и начальное пластовые давления
17. Что понимается под скважинной добычей нефти?
18. Что подразумевается под термином механизированная добыча нефти?
19. Что такое аномально-высокое и аномально-низкое пластовое давление?
20. По каким причинам возникают аномалии пластового давления?

Модуль 2. Эксплуатация скважин в море

21. Чем принципиально отличаются центробежные насосы для откачки жидкости из скважины от обычных центробежных насосов?
22. Что такое погружной центробежный электронасос?
23. За счет чего осуществляется вращение ЭЦН?
24. Каким образом электроэнергия подводится к электродвигателю.
25. На какую глубину спускается ЭЦН в скважину?
26. Что в себя включает ЭЦН?
27. Что означает цифра 950 в маркировке ЭЦН5-40-950?
28. В каких единицах измеряется подача насоса?
29. Опишите принципиальную схему газлифта.
30. Какой газ используется для работы газлифтных скважин?
31. Что может быть источником газа для газлифтной эксплуатации скважин?
32. Что называют внутрискважинным газлифтом?
33. Опишите технологию компрессорного газлифта.
34. Какие конструкции газлифтных подъемников существуют?
35. В каких случаях применение двухрядного подъемника необходимо?
36. Основной недостаток двухрядного подъемника.
37. Основной недостаток однорядного подъемника.

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	

№	Наименование оборудования/класса/лаборатории	Краткое описание
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	Паляница Александра Николаевна	Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2014г., «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»	Ассистент, к.т.н., 2 года	35
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

№	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
3	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
4	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
5	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
6	Шагиахметов Артем Маратович	Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2013г., «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»	Доцент, к.т.н., доцент, 4 года	Автор более 20 научных работ

Приложение 1
к образовательной программе –
«Международная специальная краткосрочная
Программа под эгидой Международного центра ЮНЕСКО
«Обустройство морских месторождений»»

**Рабочая программа дисциплины (модуля)
«Обустройство морских месторождений»**

1. Цели и задачи модуля

Цель модуля – получение слушателями дополнительных знаний в области обслуживания объектов обустройства морских нефтегазовых месторождений на всех этапах работ по освоению морских нефтегазовых месторождений с использованием плавучих и подводных технических средств.

Основные задачи:

Приобретение теоретических знаний в области современных технологий добычи углеводородов на шельфе на основе знаний в области обслуживания объектов обустройства морских нефтегазовых месторождений на всех этапах работ по освоению морских нефтегазовых месторождений с использованием плавучих и подводных технических средств.

2. Планируемые результаты обучения

Формируемые профессиональные компетенции	Основные показатели освоения модуля
Способность осуществлять корректный подбор оборудования для осуществления нефтегазодобычи на шельфе.	Знать устройство и принцип работы основных узлов технологического оборудования ; Уметь описывать различные типы оборудования для подводной добычи углеводородов; Владеть навыками распознавания элементов системы обустройства морских месторождений;
Способность подбирать оптимальные режимы работы скважин в условиях морской добычи.	Знать основные требования по эксплуатации оборудования и контролю работы; основные причины нарушений технологических процессов; функции различных элементов системы обустройства морских месторождений; Уметь подбирать рациональные технологии механизированной добычи на шельфе. Владеть методами и навыками эффективно запускать и останавливать оборудование для добычи нефти и газа на шельфе.

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	Шельфовая добыча с использованием морских стационарных платформ	4	2	2	–	–
2.	Шельфовая добыча с использованием ПДК	4	2	2	–	–
3	Обустройство морских месторождений (решение кейса)	4	–	4	–	–
4	Посещение предприятия – Выборгский порт	6	–	6	–	–
5	Посещение учебного полигона Саблино	6	–	6	–	–
	ИТОГО	24	4	20		ИТОГОВЫЙ

3.2. Лекционные занятия

№ п/п	Наименование тем дисциплины (модуля)	Содержание лекционных занятий	Трудоемкость в ак. часах
1	Шельфовая добыча с использованием морских стационарных платформ	Современное состояние освоения морских месторождений, Шельфовая добыча с использованием морских стационарных платформ	2
2	Шельфовая добыча с использованием ПДК	Шельфовая добыча с использованием подводного добычного комплекса. Назначение основных узлов, разновидности оборудования.	2

3.3. Практические занятия (семинары)

№ п/п	Наименование тем дисциплины (модуля)	Тематика практических занятий (семинаров)	Трудоемкость в ак. часах
1	Обустройство морских месторождений	Решение кейса на основании полученных знаний по обустройству морских месторождений	4

3.4. Лабораторные занятия (и выездные мероприятия)

№ п/п	Наименование тем дисциплины (модуля)	Тематика практических занятий (семинаров)	Трудоемкость в ак. часах
1	Шельфовая добыча с использованием морских стационарных платформ	Работа с тренажерным комплексом по эксплуатации подводного добычного комплекса	2
2	Шельфовая добыча с использованием ПДК	Работа с тренажерным комплексом по эксплуатации морских стационарных платформ	2
3	Посещение предприятия – Выборгский порт	Знакомство с системой морского транспорта углеводородов.	6
4	Посещение учебного полигона Саблино	Работа на полигоне с полноразмерным оборудованием по контролю за технологическими параметрами добычи (комплекс ГДИС)	6

5. Учебно-методическое обеспечение дисциплины

5.1. Основная литература

1. Добрецов В.Б. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений шельфа [Текст]: учебное пособие. – СПб: СПГГИ, 2000. – 99 с.
2. Добрецов В.Б. Гидромеханизация и эксплуатация подводных месторождений [Текст]: учебное пособие. – СПб: СПГГИ, 2002. – 104 с.
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. <https://e.lanbook.com/reader/book/99221/#2>

5.2. Дополнительная литература

1. Серебрякова О.А. Методы морских геологических исследований [Электронный ресурс]: учебник. – М.: «Инфра-М», 2016. – 244 с. <http://znanium.com/bookread2.php?book=518251>
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. Перспективы и проблемы освоения месторождений нефти и газа в прибрежно-шельфовой зоне Арктики России: материалы Международной научно-практической конференции [Электронный ресурс] / отв. ред. проф. М.Г. Губайдуллин; Сев. (Арктич.) федер. ун-т. – Архангельск: САФУ, 2015. – 160 с. <https://e.lanbook.com/reader/book/91827/#2>
4. Бондаренко Л.А. Арктическая зона России. Углеводородные ресурсы: проблемы и пути решения [Электронный ресурс]: / Л.А. Бондаренко, А.О. Аполонский, А.Я. Цуневский. – М.: ИАЦ «Энергия», 2009. – 120 с. https://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red&book_id=58370

5.3. 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/>);

**Рабочая программа дисциплины (модуля)
«Эксплуатация скважин в море»**

1. Цели и задачи модуля

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

Основные задачи:

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

2. Планируемые результаты обучения

Формируемые профессиональные компетенции	Основные показатели освоения модуля
Способность осуществлять корректный подбор оборудования для осуществления нефтегазодобычи на шельфе.	Знать условия эксплуатации морских скважин Уметь описывать различные типы устьевого оборудования и фонтанной арматуры скважин Владеть навыками запуска и остановки оборудования механизированной добычи на шельфе
Способность подбирать оптимальные режимы работы скважин в условиях морской добычи.	Знать мероприятия для поддержания уровня добычи на шельфовых месторождениях углеводородов Уметь контролировать работу всех компонентов оборудования механизированной добычи; Владеть способностями осуществлять рациональный подбор комплекса оборудования для обеспечения добычи углеводородов на шельфе

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
			ЛК	ПР/ЛБ	СР	
1	Способы эксплуатации скважин	2	2	–	–	–
2	Газлифтная эксплуатация скважин	2	–	2	–	–
3	Эксплуатация скважин ЭЦН	2	–	2	–	–
4	Посещение учебного полигона Саблино	6	–	6	–	–
5	Посещение предприятия – ЗАО «Невский завод»	6	–	6	–	–
	ИТОГО	18	2	16	–	итоговый

3.2. Лекционные занятия

№ п/п	Наименование тем дисциплины (модуля)	Содержание лекционных занятий	Трудоемкость в ак. часах
1	Способы эксплуатации скважин	Современное состояние скважинной технологии добычи углеводородов из недр в России и за рубежом. Классификация способов эксплуатации скважин.	2

3.3. Практические занятия (семинары)

Не предусмотрено.

3.4. Лабораторные занятия (и выездные мероприятия)

№ п/п	Наименование тем дисциплины (модуля)	Тематика практических занятий (семинаров)	Трудоемкость в ак. часах
1	Газлифтная эксплуатация скважин	Определение структуры газожидкостного потока. Определение коэффициента полезного действия газожидкостного подъемника	2
2	Эксплуатация скважин ЭЦН	Построение характеристики центробежного насоса (ЦН) основные теоретические положения.	2
3	Посещение учебного полигона Саблино	Работа на полигоне с полноразмерным оборудованием по эксплуатации нефтегазодобывающего промысла.	6
4	Посещение предприятия – ЗАО «Невский завод»	Знакомство с оборудованием, производимым на заводе, которое используется для скважинной добычи углеводородов.	6

5. Учебно-методическое обеспечение дисциплины

5.1. 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://irbis.spmi.ru/jirbis2/components/com_irbis/pdf_view/

2. Сизов В.Ф. Эксплуатация нефтяных скважин [Электронный ресурс]: учебное пособие (курс лекций) / В.Ф. Сизов, Л.Н. Коновалова. – Ставрополь: изд-во СКФУ, 2014. – 135 с.

http://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red&book_id=457628

3. Сизов В.Ф. Эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин в осложненных условиях [Электронный ресурс]: учебное пособие / В.Ф. Сизов. – Ставрополь: изд-во СКФУ, 2015. – 137 с. https://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red&book_id=458307

5.2. Дополнительная литература

1. Бочарников В.Ф. Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования [Электронный ресурс]: учебно-практическое пособие. – М.: «Инфра-Инженерия», 2016, том 1. – 576 с. http://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red&book_id=466700

2. Бочарников В.Ф. Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования [Электронный ресурс]: учебно-практическое пособие. – М.: «Инфра-Инженерия», 2016, том 2. – 576 с. http://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red&book_id=466702

3. Долгушин В.А. Контроль скважин при ГНВП. Практические задания по управлению скважиной [Электронный ресурс]: учебное пособие. / В.А. Долгушин, А.А. Земляной, А.В. Кустышев, Д.С. Леонтьев – Тюмень: ТюмГНГУ, 2016. – 117 с.

<https://e.lanbook.com/reader/book/91828/#2>

4. Кустышев А.В. Осложнения, аварии и фонтаноопасность при строительстве, эксплуатации и ремонте нефтяных и газовых скважин [Электронный ресурс]: учебное пособие. / А.В. Кустышев, Л.У. Чабаяев, Ю.В. Ваганов и др. / Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 178 с.

<https://e.lanbook.com/reader/book/91822/#2>

5. Арбузов В.Н. Сборник задач по технологии добычи нефти и газа в осложненных условиях [Электронный ресурс]: практикум. / В.Н. Арбузов, Е.В. Курганов; Томский политехнический университет. – Томск: изд-во томского политехнического университета, 2015. – 68 с. <https://e.lanbook.com/reader/book/82862/#2>

6. Зозуля Г.П. Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин [Электронный ресурс]: учебное пособие / Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев, В.П. Овчинников и др. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 372 с. <https://e.lanbook.com/reader/book/28313/#2>

5.3. 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/l/l_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/l/l_1483087800.pdf

5.4. 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.znaniium.com;

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

Лекция 1

Современное состояние освоения морских месторождений

Постепенное истощение запасов нефти и газа на суше и обострение мирового энергетического кризиса обусловило необходимость все более и более широкого освоения нефтегазовых ресурсов морского дна в недрах которого сосредоточено почти в 3 раза больше нефти и газа, чем на суше.

Около 22% площади Мирового океана (примерно 80,6 млн км²) занимает водная окраина материков, состоящая из трех зон: шельфа, материкового склона и подножья. Из общей площади дна морей и океанов перспективны на нефть и газ около 75 млн. км² (примерно 21 %), в том числе на шельфе 19,3 млн. км², на материковом склоне 20,4 млн. км² и в пределах материкового подножья -35 млн. км². Наиболее доступной является шельфовая зона.

Под шельфом (анг. Shelf) понимается выровненная часть подводной окраины материков с незначительным уклоном, примыкающая к суше и характеризующаяся общим с ней геологическим строением. Глубины у внешней границы шельфа обычно составляют 100-200 м, но в отдельных случаях достигают 1500-2000 м (Южно-Курильская котловина Охотского моря). Ширина шельфа лежит в пределах от 1 до 1700 км (Северный Ледовитый океан), составляя в среднем 65-70 км, а общая площадь - около 32 млн. км² или почти 11,3 % поверхности Мирового океана. Основная часть площади шельфа Мирового океана (примерно 70%) располагается на глубинах, не превышающих 180 м, а глубина моря в районе перехода шельфа в материковый склон колеблется от 200 до 600 м.

На рисунке 1 представлен профиль континентального шельфа. За береговой линией 2 следует континентальный шельф 3, за кромкой 4 которого начинается континентальный склон 5, спускающийся в глубь моря. За подножьем 6 склона находится область отложения осадочных пород, так называемый континентальный подъем 7, уклон которого меньше, чем у континентального склона. За континентальным подъемом начинается глубоководная равнинная часть 8 моря.

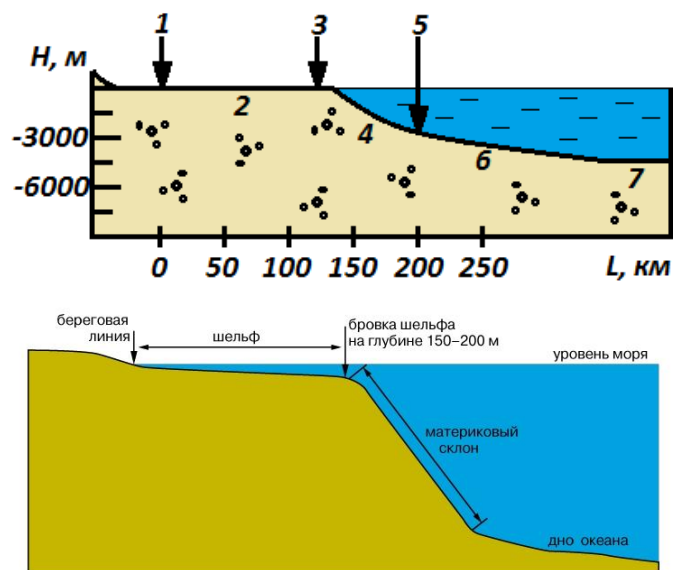


Рис.1 - Профиль континентального шельфа:

1 – суша, 2 – береговая линия, 3 – континентальный шельф, 4 – кромка, 5 – континентальный склон, 6 – подножье склона, 7 – континентальный подъем.

Шельф - подводное продолжение материка. Его внешнее обрамление, материковый склон, может иметь разную крутизну. Подножье склона постепенно переходит в дно океана.

Изучение показало, что глубина кромки шельфа по всему земному шару, составляет примерно 120 м, средний уклон континентального шельфа -1,5-2 м на 1 км.

По прогнозам специалистов свыше 60% площади шельфа перспективны на нефть и газ. При этом прогнозируемые ресурсы и запасы, выявленные в месторождениях газа и конденсата, преобладают над соответствующими ресурсами и запасами нефти.

Освоение морских месторождений началось в 1824г., когда на шельфе Апшеронского полуострова в районе Баку в 25-30 м от берега стали сооружать изолированные отводы – нефтяные колодцы, и вычерпывать нефть из неглубоко залегающих горизонтов. Нефтегазовые месторождения в прибрежной зоне Каспийского моря начали осваиваться еще более 100 лет назад. С 1891 года в США стали продаваться участки моря, на дне которых были обнаружены запасы углеводородного сырья. В эти же годы на Калифорнийском побережье началось бурение наклонных скважин, достигающих залежей нети на расстоянии 200 м от берега. В 1936 г. на шельфе Каспийского моря, а с 1947г. на шельфе Мексиканского залива стали устанавливать буровые платформы на свайном основании.

В настоящее время на шельфе эксплуатируется достаточно большое количество буровых установок различного типа. Ежегодно бурится около 1000 поисково-разведочных и примерно 2000 эксплуатационных скважин. Всего же в мире пробурено более 100 000 скважин.

Россия в настоящее время находится на пороге промышленного освоения запасов нефти и газа на континентальном шельфе. Она располагает 22 % площади шельфа Мирового океана, 80-90% из которого считаются перспективными для добычи углеводородов.. Около 85 % запасов топливно- энергетических ресурсов приходится на шельф арктических морей, 12 %, а по некоторым данным 14 % приходится на шельф дальневосточных морей, а остальное на шельфы Каспийского, Азовского и Балтийского морей.

Наиболее перспективной по запасам углеводородов является акватория Западной Арктики, включающая регионы Баремского, Красного и Печорского морей. В последние годы здесь выявлены крупные структуры и открыто 10 месторождений нефти и газа и 2 газоконденсатных, среди которых 4 гигантских по запасам: Штокмановское-газоконденсатное, Ленинградское, Русановское- газовые и Приразломное- нефтяное.

Мировые запасы нефти оцениваются примерно в 90 млрд. тонн. Наибольшие запасы нети находятся в Саудовской Аравии, Кувейте, Иране, Ираке, США, Объединенных Арабских Эмиратах. В России впервые нефть начали добывать на Кавказе, позднее были открыты месторождения нефти в Поволжье, Западной Сибири, Темано-Печорской провинции, на Сахалине. Теперь на очереди Восточный Сибирь и континентальный шельф морей.

В 40-х гг. XX в. на шельфе Каспийского моря началась добыча нефти и газа с искусственных насыпных островов, а затем – с металлических эстакад , что обеспечило добычу нефти с глубин моря от 0,2 до 2,9 м. На Каспии был создан целый город буровиков и добытчиков нефти и газа – Нефтяные Камни.

Существенно доля морской нефтегазодобычи в общемировом балансе стала проявляться лишь в 60-е гг. XX в. Рост морской нефтедобычи в настоящее время более чем в 5 раз превышает динамику роста добычи на суше (таблица 1).

Таблица 1

Доля морской нефтедобычи в мировом балансе

Доля добычи	1960 г.	1970 г.	1976 г.	1980 г.	1985 г.	1995 г.	2005 г	2020 г (прогноз)
%	8	16	16,5	22,9	30	28	40	65
млн. т.	-	373	469	683	750	700	1000	*

Главные ресурсы нефти и газа также расположены в Атлантическом и Индийском океанах. В начале 70-х гг. нефтегазодобычу в морях и океанах вело 21 государство, геофизические и буровые работы осуществляли 46 стран и 5 готовились к ним. В начале 80-х гг. более 100 стран участвовало в освоении континентального шельфа, 37 из них вели разработку морских месторождений нефти и газа. Поисками морских месторождений и их разработкой в начале 90-х гг. занимались уже 136 компаний и фирм из 118 государств. В эти годы добыча нефти и газа на континентальном шельфе Мирового океана достигла 900 млн. т. условного топлива (в пересчете на нефть, где 1 т нефти равна 1200 м³ газа) в год и составила около 35 % мировой добычи.

В настоящее время более 120 государств вовлечены в работы по освоению углеводородных ресурсов на континентальном шельфе. На шельфах морей и океанов выявлено около 2000 месторождений нефти и газа, значительная часть которых может быть отнесена к гигантским или крупным (рис. 2).

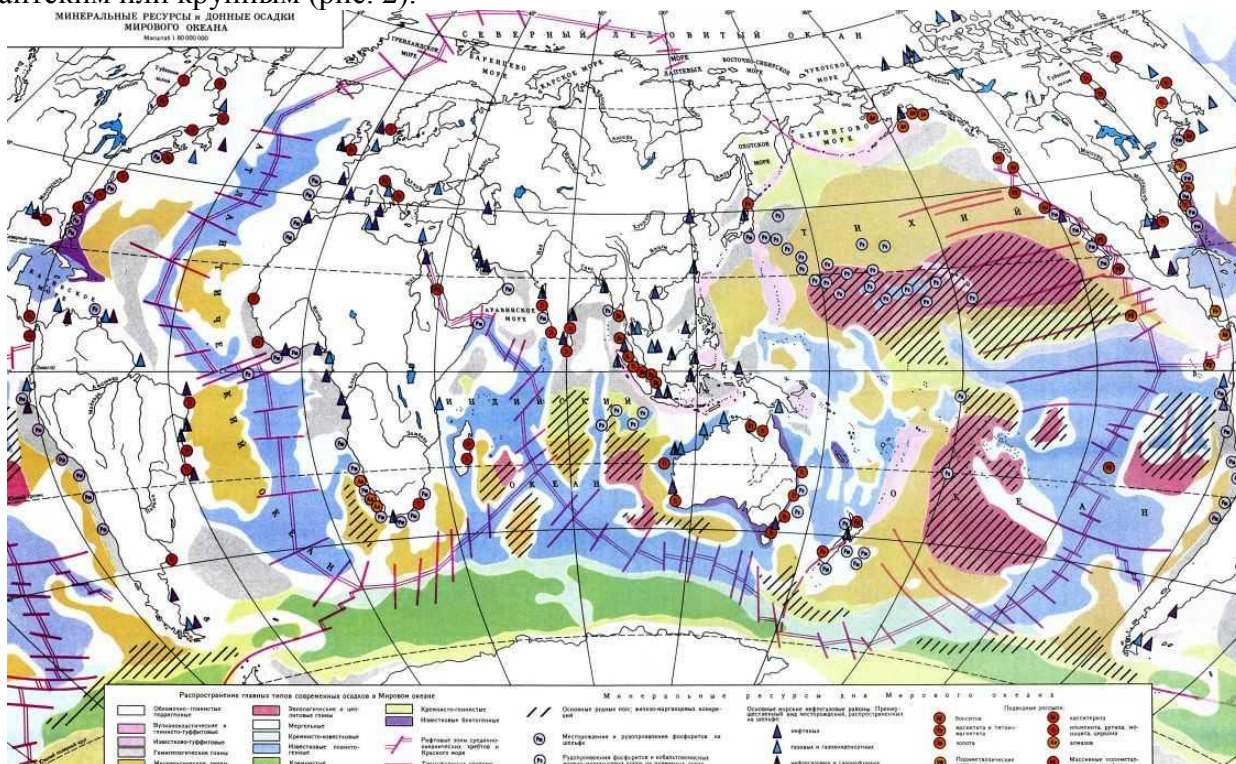


Рис.2-Морские месторождения нефти и газа в мире (без России): 1-добыча на шельфе малым числом скважин; 2- зоны промышленной добычи; 3- перспективные районы добычи.

Наиболее богатыми нефтью и газом участками континентального шельфа Мирового океана являются Персидский (более половины общемировых запасов нефти), Мексиканский и Гвинейский заливы, моря Юго-Восточной Азии, Бофорта и Северное, морская лагуна Маракайбо (Венесуэла).

На них приходится большая часть запасов нефти и газа континентального шельфа. Открыты крупнейшие в мире морские месторождения нефти – Саффания с запасами, оцениваемыми в 5 млрд.т, и с годовым дебитом 75,5 млн. т (Саудовская Аравия); лагуна Маракайбо с запасами, превышающими 7 млрд. т, и газа –Норз Доум с запасами 71 трлн. м³ (Катар). В настоящее время все масштабнее разворачивается морская нефтегазодобыча в Карибском море, в Мексиканском заливе, у берегов Саудовской Аравии и Кувейта, в Северном и Норвежском морях, на шельфе Аляски и других морских акваториях.

Контрольные вопросы:

1. Что такое шельф?
2. Когда началось освоение морских месторождений?
3. Сколько государств в настоящее время вовлечены в работы по освоению углеводородных ресурсов на континентальном шельфе?
4. Из каких зон состоит водная окраина материков?
5. Какие участки континентального шельфа Мирового океана являются наиболее богатыми углеводородами?

Лекция 2

Шельфовая добыча с использованием морских стационарных платформ

Морская стационарная платформа — уникальное гидротехническое сооружение, предназначенное для установки на ней бурового, нефтепромыслового и вспомогательного оборудования, обеспечивающего бурение скважин, добычу нефти и газа, их подготовку, а также оборудования и систем для производства других работ, связанных с разработкой морских нефтяных и газовых месторождений (оборудование для закачки воды в пласт, капитального ремонта скважин, средства автоматизации морского промысла, оборудование и средства автоматизации по транспорту нефти, средства связи с береговыми объектами и т. п.).

При разработке морских месторождений в основном два главных фактора определяют направление работ в области проектирования и строительства гидротехнических объектов в море. Такими факторами являются ограничения, накладываемые условиями окружающей среды, и высокая стоимость морских операций. Эти факторы в основном обуславливают все решения в проектировании и конструировании МСП, выборе оборудования, способов строительства и организации работ в данной акватории моря. Таким образом, МСП являются индивидуальными конструкциями, предназначенными для конкретного района работ.

В последние годы, в связи с широким разворотом работ по освоению морских нефтяных месторождений в различных районах Мирового океана, предложен и осуществлен ряд новых типов и конструкций МСП. Эти типы и конструкции МСП различают по следующим признакам: способу опирания и крепления к морскому дну; типу конструкции; по материалу и другим признакам.

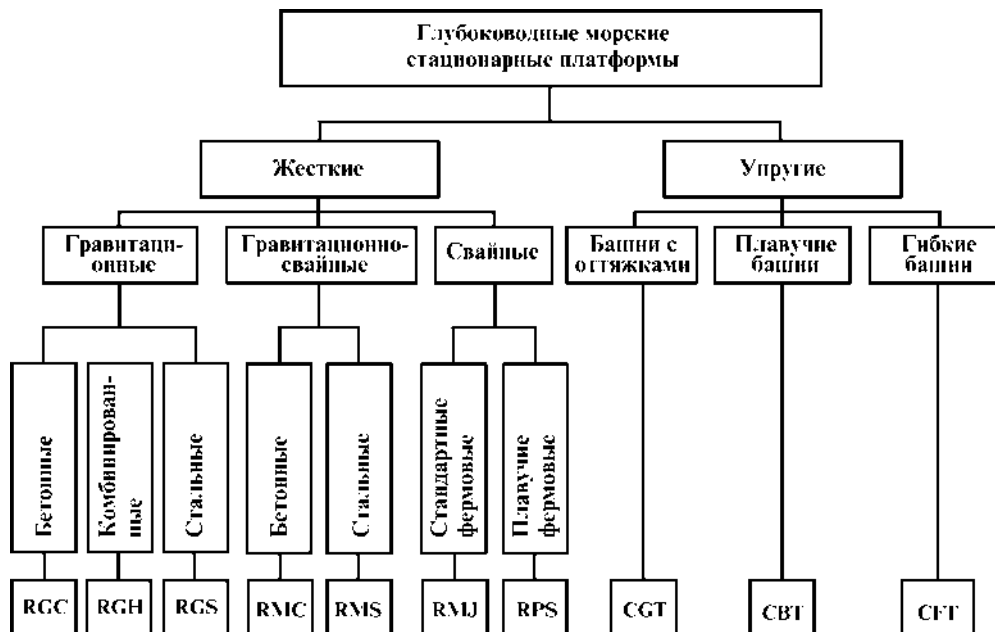


Рис. 3-Классификация глубоководных МСП

По способу опирания и крепления к морскому дну МСП бывают свайные, гравитационные, свайно-гравитационные, маятниковые и натяжные, а также плавающего типа, по типу конструкции сквозные, сплошные и комбинированные, по материалу конструкции —

металлические, железобетонные и комбинированные. Сквозные конструкции выполняются решетчатыми. Элементы решетки занимают относительно небольшую площадь по сравнению с площадью граней пространственной фермы. Сплошные конструкции (например, бетонные) непроницаемы по всей площади внешнего контура сооружения.

На рис. 30 приведена классификация глубоководных МСП.

На первом уровне классификации проведено деление МСП на жесткие и упругие. По мнению авторов, такое деление является объективным, так как оно отражает конструкцию платформы (размеры, конфигурацию) и указывает период собственных колебаний, который у жестких составляет 4—6 с и упругих превышает 20 с, а в отдельных случаях достигает 138 с

На втором уровне классификации жесткие конструкции классифицированы по способу обеспечения их устойчивости под воздействием внешних нагрузок на гравитационные, свайные и гравитационно-свайные. В первом случае сооружение не сдвигается относительно морского дна благодаря собственной массе и во втором — оно не смещается из-за крепления его сваями. Гравитационно-свайные сооружения не сдвигаются благодаря собственной массе и системе свай.

Третий уровень классификации жестких МСП характеризует материал конструкции: бетон, сталь или бетонсталь.

Упругие конструкции на втором уровне по способу крепления разделены на башни с оттяжками, плавучие башни и гибкие башни. (рис. 31).

Башни с оттяжками сохраняют свою устойчивость системой оттяжек, понтонов плавучести и противовесов. Плавучие башни подобны качающемуся маятнику, они возвращаются в состояние равновесия с помощью понтонов плавучести, расположенных в верхней части конструкции. Гибкие башни отклоняются от вертикали под действием волн, но при этом они, подобно сжатой пружине, стремятся возвратиться в состояние равновесия.

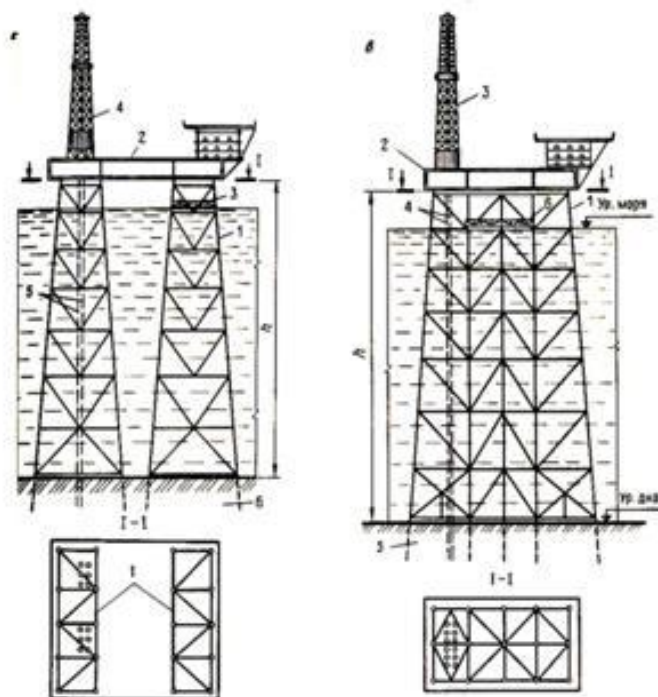


Рис.4 Схемы МСП, применяемые на Каспийском море: а — четырехблочная МСП; 1 — опорный блок; 2 -верхнее строение; 3 — подвышенные конструкции; 4 — буровая вышка; 5 — причально-посадочное устройство; б" — двухблочная МСП; 1— опорный блок; 2 — верхнее строение; 3 — причально-посадочное устройство; 4 — буровая вышка; 5 — водоотделяющая колонна; 6 — свайный фундамент; в — моноблочная МСП; 1 — опорный блок; 2 — верхнее строение, модули; 3 — буровая вышка; 4 — водоотделяющая колонна; 5 — свайный фундамент; 6 — причально-посадочное устройство

На последнем уровне классификации имеется 10 групп конструкций, каждая из которых обозначается начальными буквами слов английского языка, например RGS — риджит гревити стил (жесткая гравитационная стальная), RGC (жесткая гравитационная бетонная) и т. д.

Из рассмотренных в работе 40 конструкций глубоководных МСП (глубина моря более 300 м) 76% составляют жесткие, в том числе 45% стальные ферменные со свайным креплением, 26% гравитационные и 5% гравитационно-свайные. Среди упругих МСП 13% плавучие башни, 8% башни с оттяжками и 3% гибкие башни. Отмечено увеличение доли проектов стальных опор в зависимости от глубины моря. При глубинах моря 305—365 м стальные опоры составляют 13%, а при глубинах от 365 до 520 м — 50%. Из выполненных проектов 79% — стальные опоры, 15% — бетонные и 6% — стальбетод.

Наибольшее число проектов 57% разработано для вод глубиной 305—365 м. 30% — для глубин 365—460 м и 13% — на глубины больше 460 м.

Жесткие МСП

Морские стационарные платформы, закрепляемые сваями МСП пирамидального типа МСП, закрепляемые сваями, представляют собой гидротехническое металлическое стационарное сооружение, состоящее из опорной части, которая крепится к морскому дну сваями, и верхнего строения, оснащенного комплексом технологического оборудования и вспомогательных средств и устанавливаемого на опорную часть МСП.

Опорная часть может быть выполнена из одного или нескольких блоков в форме пирамиды или прямоугольного параллелепипеда. Стержни решетки блока изготавливают в основном из металлических трубчатых элементов. Количество блоков опор определяется надежностью и безопасностью работы в данном конкретном районе, технико-экономическими обоснованиями и наличием грузоподъемных и транспортных средств на заводе — изготовителе опорной части МСП.

На рис. 31 а, б, в даны схемы МСП, применяемые на Каспийском море. Ниже приведены краткие технические данные морской стационарной платформы для одновременного бурения скважин двумя буровыми установками на месторождении им. 28 апреля на глубине 100 м. Платформа состоит из двух опорных блоков, установленных на расстоянии 31 м друг от друга, и трехпалубного верхнего строения, которое включает 14 модулей, в том числе: два подвышечных, шесть модулей нижней палубы с эксплуатационным оборудованием 450 т каждый, шесть модулей верхней палубы с буровым оборудованием до 600 т каждый.

На платформе размещен комплекс технологического и вспомогательного оборудования, систем, инструмента и материалов, обеспечивающих бурение скважин двумя буровыми установками.

Платформа оснащена блочными жилыми и бытовыми помещениями, вертолетной площадкой, погрузочно-разгрузочными кранами и др.

Опорные блоки крепятся к морскому грунту сваями. На опорные блоки устанавливается верхнее трехпалубное строение с модулями, оснащенными соответствующими технологическим и вспомогательным оборудованием и системами.

Как известно, затраты на обустройство морских нефтегазовых месторождений составляют свыше 50 % всех капиталовложений. Достаточно сказать, что стоимость отдельных нефтегазопромысловых платформ достигает 1—2 млрд долл.

Например, эксплуатирующаяся в настоящее время глубоководная гравитационная платформа для месторождения Тролль в Северном море оценивается в сумму свыше 1 млрд долл. Затраты на прокладку современного глубоководного магистрального трубопровода составляют 2—3 млн долл. за километр. Каждый новый этап в освоении шельфа вызывает к жизни новые технические решения, соответствующие возникающей проблеме. Разработан целый спектр технических средств освоения шельфа, выбор которых определяется совокупностью технологических, геолого-, гидрометеорологических, экономических, политических и других условий.

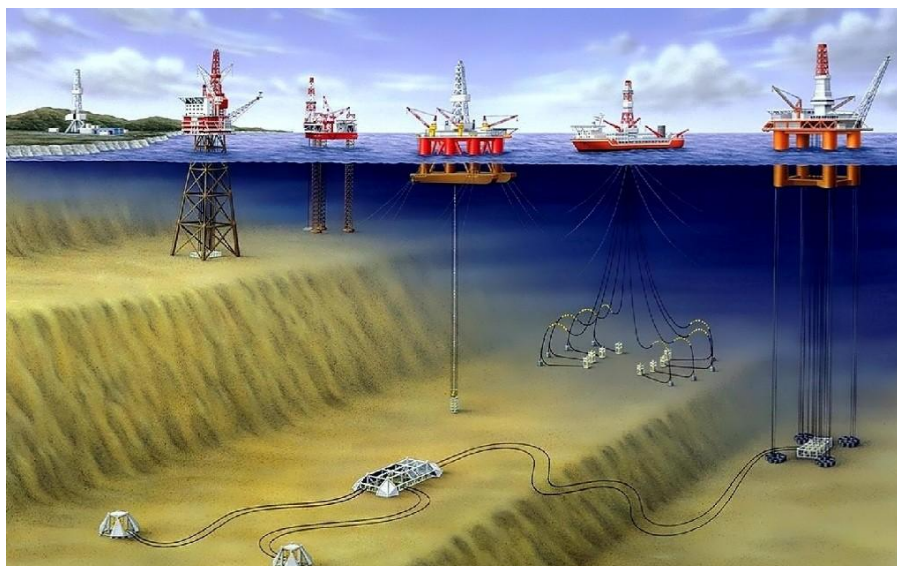


Рис. 5 Современные глубоководные платформы, используемые для разработки шельфовых нефтегазовых месторождений

Так, например, для выполнения работ по разведке, бурению скважин и добыче нефти и газа используются различные типы технических средств, изображенных на рис.32.

Среди инженерных компаний, успешно работающих в области создания новой техники и морских нефтегазовых сооружений, приоритетные позиции занимают «Браун энд Рут», «Мак-Дермот», «Квернер», «Аккер» и др.

Советский опыт в этой области накоплен организациями Азербайджана, где институт Гипроморнефтегаз спроектировал, а Бакинский завод глубоководных оснований изготовил и установил более десяти металлических платформ на глубинах около 100 м. Институтом ВНИПИШельф разработаны платформы высотой около 30 метров для газовых месторождений Крыма. Морские трубопроводы диаметром до 500 — 700 мм проложены на Каспийском и Черном морях и на Дальнем Востоке через Татарский пролив.

Гравитационные морские стационарные платформы (ГМСП)

Гравитационные МСП отличаются от металлических свайных МСП как по конструкции, материалу, так и по технологии изготовления, способу их транспортировки и установки в море.

Общая устойчивость ГМСП при воздействии внешних нагрузок от волн и ветра обеспечивается их собственной массой и массой балласта, поэтому не требуется их крепление сваями к морскому дну. ГМСП применяют в акваториях морей, где прочность основания морского грунта обеспечивает надежную устойчивость сооружения.

ГМСП — очень массивные объекты, состоящие из двух частей: верхнего строения и опорной части. Опорная часть состоит из одной или нескольких колонн, изготавливаемых из железобетона. Колонны цилиндрической или конической формы опираются на многоячеистую монолитную базу (рис.33)

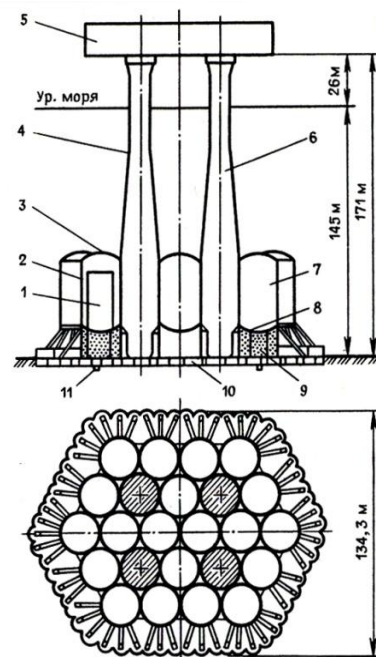


Рис. 6 – Схема платформы типа «Кондип»: 1 — емкость с топливом; 2 — стенки ячейки; 3 — верхняя крышка; 4 — опора хозяйственного оборудования; 5 — верхнее строение; 6 — буровая опорная колонна; 7 — хранилище нефти; 8 — нижняя крышка; 9 — балласт; 10 — стальная юбка; 11 — штифт

База относительно небольшой высоты по сравнению с колоннами, состоит из ячеек-понтонных, жестко связанных между собой, и заканчивается в нижней части юбками с развитой общей опорной площадью на морское дно. Размеры опорной многоблочной плиты бывают в длину 180 м и по ширине до 135 м.

Преимущество ГМСП — непродолжительное время установки их в море, примерно 24 ч вместо 7—12 мес, необходимых для установки и закрепления сваями металлических свайных платформ. Собственная плавучесть и наличие системы балластировки позволяют буксировать ГМСП на большие расстояния и устанавливать их в рабочее положение на месте эксплуатации в море без применения дорогостоящих грузоподъемных и транспортных средств. Преимуществом их также является возможность повторного использования на новом месторождении, повышенные огнестойкость и виброустойчивость, высокая сопротивляемость морской коррозии, незначительная деформация под воздействием нагрузок и более высокая защита от загрязнения моря.

ГМСП применяют в различных акваториях Мирового океана. Особенно широко они используются в Северном море.

К недостаткам гравитационных платформ относится необходимость тщательной подготовки места их установки. Особое внимание следует уделять на опасность аварий, которые могут возникнуть при разжижении грунта, его поверхностной и внутренней эрозии, местных размывах.

Контрольные вопросы:

1. В чем назначение платформ ?
2. Какие виды платформ вы знаете?
3. Расскажите про преимущества ГМСП.
4. Для каких условий применяют ГМСП?
5. Назовите недостатки ГМСП.

Лекция 3

Шельфовая добыча с использованием ПДК

Морские нефтегазовые промыслы (МНП): – технологические комплексы, предназначенные для добычи, сбора, нефти и газа и конденсата из морских месторождений углеводородов, а также для подготовки продукции и дальнейшей транспортировки.

Добыча осуществляется преимущественно фонтанным способом (в.т.ч. с ППД) с последующим переходом на газлифтную и др. механизированные способы добычи.

Нефть и газ добываемый при этом используется для внутренних нужд энергопотребления в газлифтном цикле. Газовые месторождения разрабатываются в случае сообщения с береговым потребителем подводным газопроводом. Отличие МНП от промысла на суше необходимость размещения основного и вспомогательного оборудования на морских нефтегазопромысловых гидротехнических сооружениях.

Технологические схемы МНП зависят от глубины, возможности появления и (толщины) ледовых образований, высоты волн, скорости ветра и др. природно-климатических условиях. Эксплуатация осуществляется главным образом на незамерзающих акваториях до глубины 300 м.

При глубинах 25-30 м располагаются МНП преимущественно на искусственных островах и дамбах (до 5-10 м) эстакадах и других свайных сооружениях.

Надводная эксплуатация – это комплекс мероприятий по извлечению и транспорту нефти и газа стационарных платформ, оснований и приэстакадных площадок. Эксплуатация осуществляется наклонными и горизонтальными скважинами большой протяженности при этом устье скважины, оборудовано, обычном надводным способом

На глубине 25-30 м применяют стационарные платформы состоящих из металлической или железобетонной опорной части и палубы, на которой размещается промысловые оборудование. До глубины 60-80 м главным образом используются однофункциональные платформы с добывающими скважинами или технологическим оборудованием (для сбора и подготовки продукции), энергетическими объектами, жилыми помещениями и др.

Глубина больше 80 м – как правило, является многофункциональными, причем каждая платформа может являться самостоятельным нефтегазопромыслом. Количество платформ определяется объектом дренирования и обычно бывает от 2-4.

Особенность шельфовой эксплуатации высокие затраты и недостаточность места для размещения оборудования. Эти ограничения привели к бурению горизонтальных скважин большой протяженности для увеличения площади дренирования нефтяного пласта.

Нефтяные компании уже разработали технологию направленного бурения для достижения максимального охвата с каждой скважины Статойл, например, пробурил за последнее 7 километровую скважину, расходящуюся на 5 км вокруг платформы Статфьюрд вглубь пласта, расположенного под морским дном на глубине 3500 м.

Первая скважина с подводным расположением устья была пробурена в 1943 г. на оз. Эри (США) на глубине 11,5 м. С тех пор этим методом закончено около 300 скважин в различных морских месторождениях мира: в Мексиканском заливе, у Тихоокеанского побережья США, у побережья Юго-Восточной Азии, в Северном море и т. д. За 1976—1980 гг. число скважин с подводным расположением устья возросло с 217 до 283. В первой половине 1980г. намечалось оборудовать еще 66 скважин, для которых уже имелось оборудование или оно было заказано.

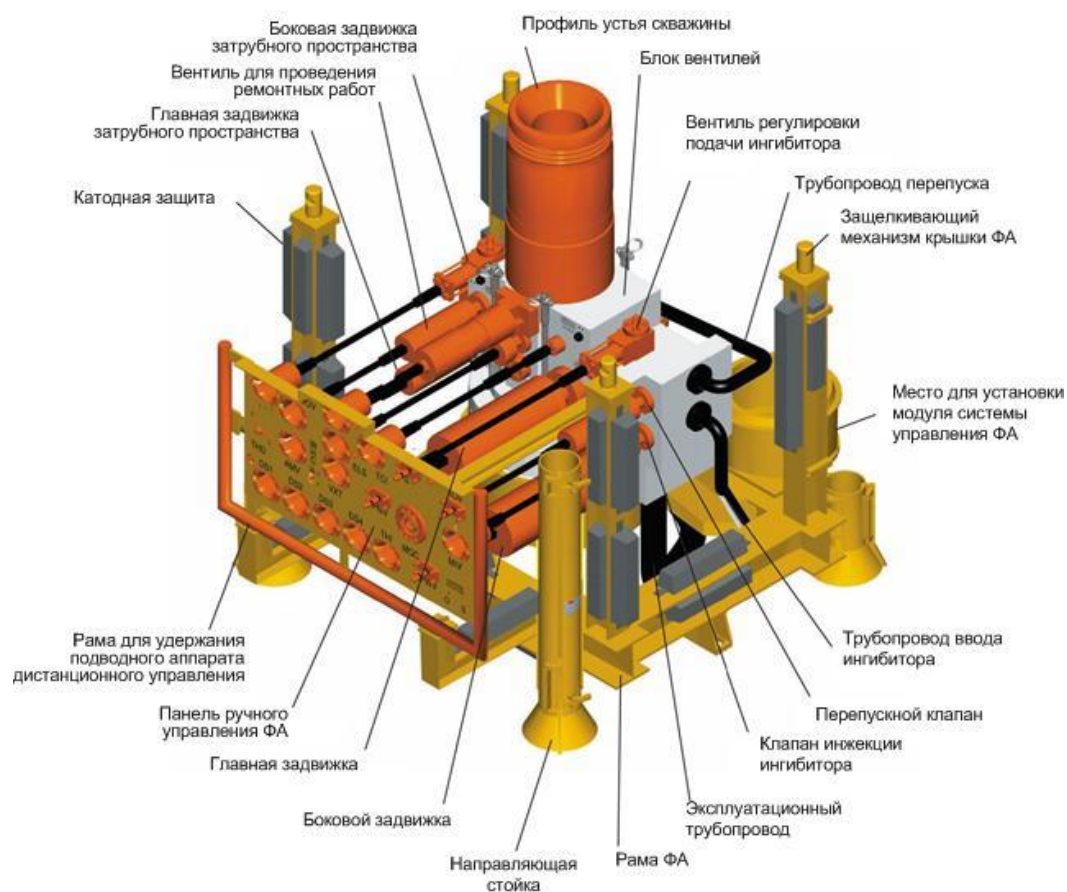


Рис. 7- Комплекс подводной эксплуатации скважин.

Метод разработки морских нефтяных месторождений с подводным расположением устьев скважины хотя и сложен, но обладает рядом преимуществ перед обычным способом надводного оборудования устьев.

Основным преимуществом этого метода является возможность ввода нефтяного месторождения в эксплуатацию очередями, что на практике ведет к ускоренному получению первой нефти. Пробурить с бурового судна несколько скважин, оборудовать их устья соответствующей подводной арматурой и ввести в эксплуатацию можно значительно быстрее, чем устанавливать дорогостоящую стационарную платформу, бурить с нее наклонно-направленные скважины, и лишь после этого ввести месторождение в эксплуатацию. Кроме того, метод разработки месторождения с подводным расположением устьев скважин дает возможность выявить некоторые геолого-физические характеристики месторождения и эксплуатационные параметры на более ранней стадии разработки.

Вследствие сравнительно низких капитальных затрат метод может быть применен для разработки месторождений с небольшими запасами нефти, эксплуатация которых с обычных стационарных платформ является нерентабельной.

Преимуществом системы с подводным расположением устья является также защищенность всего оборудования, установленного на дне, от внешних погодных условий. Известно, что надводные стационарные платформы представляют значительную навигационную опасность, в то время как при установке оборудования под водой такая опасность практически отсутствует, устраняется также пожарная опасность.

Существенным недостатком систем с подводным расположением устья является трудность доступа к устьевому оборудованию, особенно при расположении последнего на большой глубине и при необходимости частых ремонтов скважин. Кроме того, недостатком считают необходимость использования труда опытных водолазов, умеющих работать на большой глубине.

Следует отметить, что ряд крупных зарубежных нефтяных фирм относится с известной осторожностью к методу разработки морских месторождений скважинами с подводным расположением устья, считая, что этот метод еще не вышел из опытной стадии или же что он применим только для отдельных изолированных скважин.

Под водой устьевое оборудование устанавливают на устьях отдельных вертикально пробуренных скважин или на устьях направленных скважин, пробуренных на ограниченной площади кустом.

Для управления устьевым оборудованием и манифольдными камерами применяются гидравлические или электрогидравлические системы. Управление каждой задвижкой осуществляется либо по отдельным линиям, идущим с обслуживающего судна, либо через единый распределительный блок.

Различают две системы подводной установки оборудования:

- с открытым расположением оборудования устья под водой;
- и с закрытым оборудованием — «сухим» (атмосферным).

В системах открытого типа все устьевое оборудование находится под гидростатическим давлением, соответствующим глубине моря. В системах закрытого типа устьевое оборудование устанавливают в специальных погружных камерах, внутри которых сохраняется либо атмосферное, либо слегка повышенное давление. Системы с открытым расположением оборудования получили значительно большее распространение, чем системы «сухого» типа. Монтаж, техническое обслуживание и ремонт оборудования открытых систем проводится манипуляторами или водолазами, а в закрытых системах — в атмосферных камерах, где операторы работают в обычной одежде. Арматура для установки на подводное устье скважины отличается от обычного как размерами, так и конструктивным решением.

Надежность подводной технологии

Проблема обеспечения надежности — одна из наиважнейших при применении подводной технологии, поскольку инспекция подводного оборудования затруднена, а его обслуживание и (или) замена требует больших затрат. Кроме того, отказ подводного оборудования непосредственно влияет на состояние окружающей среды. И, наконец, подводное оборудование должно обеспечивать непрерывность добычи и окупаемость капитальных вложений.

Чтобы свести к минимуму подводные операции, важно обеспечить извлекаемость компонентов подводного оборудования для инспекции, ремонта или замены. В этой связи необходимо заложить в подводные системы принцип частичного дублирования, который служил бы гарантией непрерывности добычи. Поэтому модульные системы должны проектироваться с включением стандартных компонентов, проходить надлежащие испытания и изготавливаться со строгим контролем качества.

Одним словом, для обеспечения надежности подводных систем следует сочетать творческую изобретательность с осторожным применением новых идей. Девизом должна быть простота, а целью — надежность, а не техническая элегантность решений.

Обслуживание подводного оборудования

Как говорилось выше, проблема обслуживания подводного оборудования тесно связана с обеспечением его надежности. Обслуживание подводных и любых других систем основывается на одних и тех же принципах. Использование модульных систем предполагает применение опробованных компонентов, что позволяет извлекать их и заменять новыми. Однако в любой системе имеются уникальные, предназначенные только для данного месторождения компоненты. Они не извлекаются и служат в течение всего периода разработки месторождения. Другие части системы могут оказаться неисправными и потребовать ремонта или замены. Здесь, в принципе, возможны два подхода. Первый подход — обеспечение высокой надежности этих компонентов подводной системы. Второй подход заключается в проектировании системы таким образом, чтобы в случае отказа одних компонентов их функции могли взять на себя другие компоненты. Необходимо также расширить доступ к подводному оборудованию водолазов и манипуляторов для проведения обслуживания и ремонта. Характер обслуживания подводных систем, наряду с

результатами анализа их рентабельности, должен учитываться при решении вопроса о применении подводной технологии.

Обзор проектов подводной добычи проект «Закум»

Осуществление проекта подводной добычи «Закум» началось в августе 1969 г., когда была забурена скважина, и продолжалось до апреля 1972 г., когда подводная система была законсервирована и нефть из скважины с подводной устьевой арматурой начала поступать непосредственно на близлежащую платформу. За этот период были опробованы подводное эксплуатационное оборудование различных видов и разные подводные операции (рис.30). Осуществление проекта имело целью:

1. Обеспечить добычу нефти с помощью подводных методов.
2. Накопить опыт применения подводного оборудования и подводных методов нефтедобычи для дальнейшего их использования при разработке морских месторождений.

В рамках проекта были опробованы такие виды оборудования и такие операции, которые охватывают практически все аспекты подводной нефтедобычи. Помимо основного эксплуатационного оборудования (устьевая арматура, клапаны, выкидные линии и т. п.), в программу исследований входил целый ряд вспомогательных систем (сепараторы, источники электроэнергии, контрольно-измерительные приборы, водолазные системы и т. п.) и операций.

Полный перечень оборудования и операций включал:

- устьевое оборудование;
- сепараторы нефти и газа;
- системы сброса газа;
- устройства для регулирования работы клапанов;
- контрольно-измерительные приборы и системы связи;
- источники электроэнергии и системы ее распределения;
- трубопроводы и манифольды;
- канатные работы;
- водолазные работы;
- вспомогательное судно.

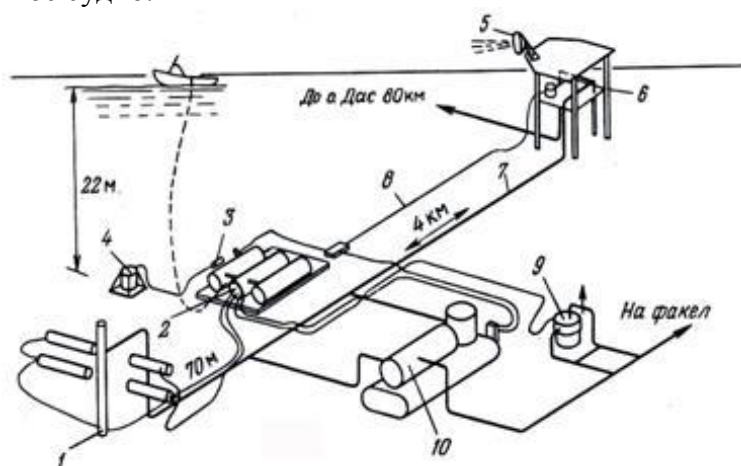


Рис. 8-Схема подводной нефтедобычи по проекту «Закум»:

1 — подводная скважина с двумя устройствами для приведения в действие клапанов и блоками питания; 2—основной блок питания; 3 — трансформаторы; 4 — генератор радиосигналов; 5 — радиосвязь; 6,9 — трубопровод; 8 — кабель; 10 — сепаратор

Условия эксплуатации подводной системы «Закум» были достаточно благоприятными. Глубина воды не превышала 20 м, что позволило выполнять операции по установке и обслуживанию оборудования с привлечением водолазов. Кроме того, основная береговая база находилась недалеко от центра проводившихся работ (остров Дас), что также облегчало условия эксплуатации. Тем не менее, благодаря проекту «Закум» был накоплен значительный опыт

проведения подводных операций, который оказался полезным при больших глубинах и в более суровых условиях.

Контрольные вопросы:

1. Что называют надводной эксплуатацией?
2. Основные преимущества подводной эксплуатации?
3. В чем заключается надежность подводного оборудования?
4. В чем суть осуществление проекта подводной добычи «Закум»?
5. Проблема обслуживания подводного оборудования.

Лекция 4

Способы эксплуатации скважин

Если подъем жидкости или смеси с забоя на дневную поверхность происходит только за счет природной энергии $W_{\text{п}}$ ($W_{\text{и}}=0$), то такой способ будем называть естественно-фонтанным.

Если давление на устье скважины больше давления насыщения ($P_{\text{у}} > P_{\text{нас}}$), то свободный газ в подъемнике отсутствует, а жидкость поднимается на поверхность только под действием собственной потенциальной энергии. Такой способ эксплуатации называется артезианским фонтанированием либо подъемом жидкости за счет гидростатического напора пласта. Следует заметить, что в настоящее время этот способ имеет ограниченное распространение.

Если подъем продукции скважины на дневную поверхность происходит либо за счет природной и искусственной энергии, либо только за счет искусственной энергии, то такой способ эксплуатации называется механизированным.



Рис. 9-Классификация различных энергетических источников подъема продукции скважин и способов эксплуатации.

Механизированный способ эксплуатации может осуществляться в двух вариантах:

1. Искусственная энергия вводится в добываемую продукцию централизованно, а распределение ее между добывающими скважинами происходит непосредственно в залежи. Такой способ ввода энергии в залежь и ее распределение осуществляются при использовании методов поддержания пластового давления.

Если при этом каждая конкретная добывающая скважина оборудована только колонной насосно-компрессорных труб (отсутствуют механические приспособления для подъема продукции скважины), указанный способ будем называть искусственно-фонтанным. Искусственно-фонтанный способ эксплуатации добывающих скважин получил довольно широкое распространение, особенно в России.

2. Искусственная энергия вводится непосредственно в каждую конкретную добывающую скважину с помощью какого-либо механического, электрического или гидравлического устройства. Ввод искусственной энергии в скважину осуществляется различными способами: компримированным газом (воздухом) или специальными глубинными насосами. При первом способе ввода энергии в скважину мы имеем дело с компрессорным (газлифтным) способом

эксплуатации, при втором — с глубиннонасосным способом.

Особое место занимают некоторые способы эксплуатации добывающих скважин, осуществляемые за счет использования природной энергии жидкости и газа с применением специального подземного (внутрискважинного) оборудования, не являющегося источником энергии. К ним относятся:

а) эксплуатация скважин бескомпрессорным (внутрискважинным) газлифтом, теоретические основы подъема продукции при которой аналогичны таковым при фонтанно-компрессорной эксплуатации. Разница заключается в том, что для подъема продукции используется газ высокого давления, отбираемый из газоносных пропластков в данной скважине либо из отдельной газовой залежи. В этом случае отпадает необходимость использования компрессоров;

б) эксплуатация скважин плунжерным лифтом, при которой подъем продукции, происходит за счет природной энергии выделяющегося из нефти газа с применением специальных плунжеров. Таким образом, в общем, виде схему используемых энергетических источников для подъема продукции скважин (а, следовательно, и способов эксплуатации) можно представить, как показано на рис. 44. Совершенно очевидно, что представленная схема не претендует на абсолютную полноту, а должна рассматриваться только в качестве классификационной.

Способ эксплуатации скважин, при котором подъем жидкости на поверхность происходит под действием пластовой энергии, называется фонтанным.

Фонтанирование скважин происходит в том случае, если перепад давления между пластовым и забойным будет достаточным для преодоления противодействия столба жидкости и потерь давления на трение, т. е. фонтанирование происходит под действием гидростатического давления жидкости или энергии расширяющегося газа. Большинство скважин фонтанирует за счет энергии газа и гидростатического напора одновременно.

Газ, находящийся в нефти, обладает подъемной силой, которая проявляется в форме давления на нефть. Чем больше газа растворено в нефти, тем меньше будет плотность смеси и тем выше поднимается уровень жидкости. Достигнув устья, жидкость переливается, и скважина начинает фонтанировать.

Оборудование фонтанных скважин

При фонтанной эксплуатации подъем газонефтяной смеси от забоя до устья скважины осуществляется по колонне насосно-компрессорных труб, которые спускают в скважину перед освоением. Необходимость их спуска вызвана рациональным использованием энергии газа, улучшением выноса песка, уменьшением потерь на скольжение газа и возможностью сохранить фонтанирование при меньших пластовых давлениях.

На устье скважины монтируют фонтанную арматуру, которая представляет собой соединение различных тройников, крестовиков и запорных устройств. Эта арматура предназначена для подвешивания насосно-компрессорных труб, герметизации затрубного пространства между трубами и обсадной колонной, контроля и регулирования работы фонтанной скважины.

Фонтанные арматуры изготовляют крестового и тройникового типов (рис.45) Состоит она из трубной головки и фонтанной елки. Трубная головка предназначается для подвески насосно-компрессорных труб и герметизации затрубного пространства между ними и эксплуатационной колонной.

Фонтанная елка служит для направления продукции скважины в выкидные линии, а также для регулирования и контроля работы скважины. Фонтанная елка имеет две или три выкидные линии. Одна из них запасная. В тройниковой арматуре нижняя выкидная линия — запасная. На рабочей линии (верхней) запорное устройство всегда должно быть открыто, а на запасной — закрыто.

Фонтанная арматура: а — тройниковая; б — крестовая.

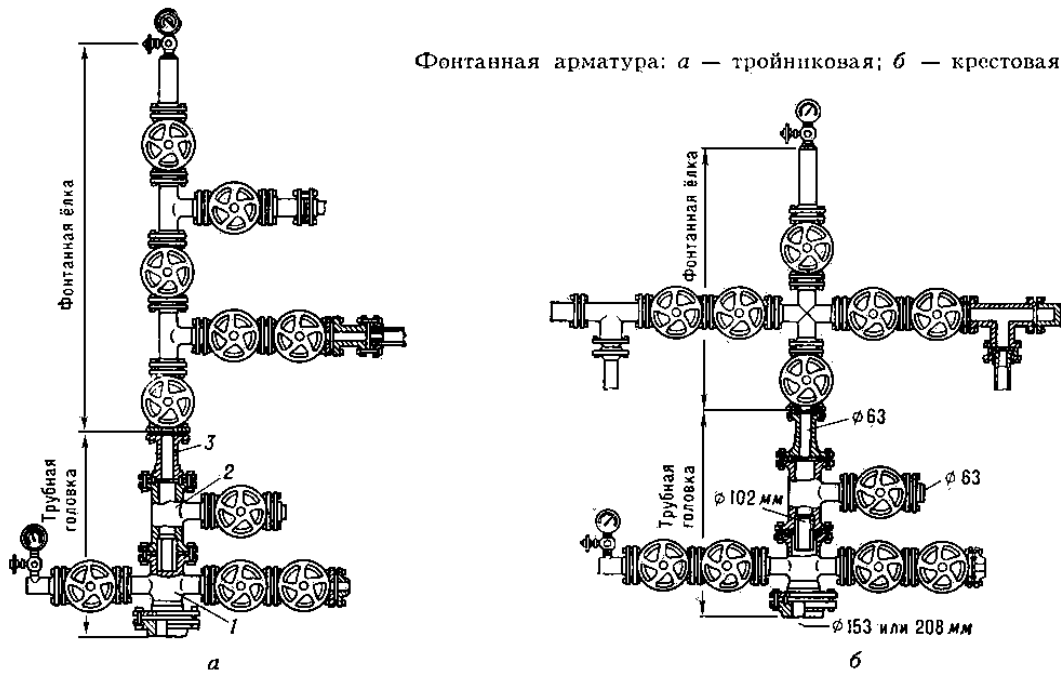


Рис. 10-Фонтанная арматура: а — крестовая; б — тройниковая

Стволовые запорные устройства должны быть открытыми. Запорное устройство, расположенное внизу ствола фонтанной арматуры, называется главным. В тройниковой арматуре выкидные линии направлены в одну сторону. При выборе типа фонтанной арматуры следует учитывать, что крестовины быстрее разъедаются песком, чем тройники.

В соответствии с ГОСТ 13846—74 фонтанные арматуры должны выпускаться на рабочее давление 70, 140, 210, 350, 700 и 1000 кгс/см².

Запорные устройства на фонтанных арматурах могут быть двух типов: в виде задвижки или крана. Тип арматуры выбирают по максимальному давлению, ожидаемому на устье скважины.

На выкидных линиях после запорных устройств в некоторых случаях устанавливают приспособления (штуцеры) для регулирования режима фонтанной скважины. Штуцер представляет собой болванку со сквозным отверстием.

Для контроля за работой фонтанной скважины на арматуре устанавливают два манометра: один — на буфере (верх ее), второй — на отводе крестовика трубной головки (для измерения затрубного давления).

Фонтанная арматура соединяется с групповыми установками выкидными линиями. Схемы обвязок фонтанных скважин в зависимости от дебита, давления, содержания песка, парафина применяют различные.

Газлитный способ эксплуатации

На рис.40 представлена принципиальная схема газлифтной скважины. Сущность процесса подъема продукции скважин при газлифтной эксплуатации заключается во введении в подъемник компримированного газа в объеме V_r .

Физической сущностью газлифтной эксплуатации является снижение плотности образующейся при закачке газа в подъемник газожидкостной смеси до такой величины, чтобы давление на приеме $P_{пр}$ оказалось достаточным для преодоления всех сопротивлений в подъемнике.

Этот способ эксплуатации, являясь достаточно простым с технической и технологической точек зрения, в определенных условиях может оказаться экономически неэффективным. Для его реализации необходимы, как правило, посторонний источник газа и строительство дорогостоящих компрессорных станций, системы подготовки газа и его распределения по добывающим скважинам.

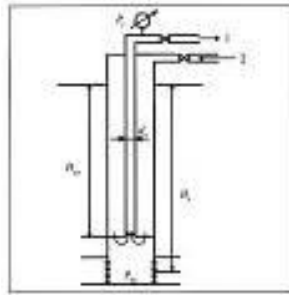


Рис. 11-Газлифтная скважина: 1 — добываемый газ; 2 — закачиваемый газ.

Газлифтная эксплуатация характеризуется сравнительно невысоким коэффициентом полезного действия, и, кроме того, удельный расход газа на подъем единицы продукции из скважины увеличивается (иногда существенно) при обводнении скважины. При определенной обводненности продукции удельный расход газа и низкий коэффициент полезного действия могут стать причинами экономически нерентабельной эксплуатации.

Бесштанговая эксплуатация

Эти установки относятся к классу бесштанговых, что делает их более привлекательными.

Во-первых, они предназначены для эксплуатации средне- и высокодебитных скважин с достаточно большим диапазоном высоты подъема продукции. Во-вторых, привод глубинного насоса осуществляется электродвигателем, расположенным в скважине.

Питание двигателя осуществляется по силовому электрическому кабелю. Схема установки представлена на рис.47.

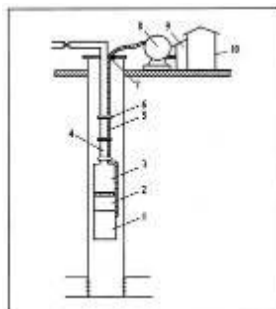


Рис.12 – Установка электроцентробежного насоса

Установка состоит из погружного агрегата, включающего погружной электродвигатель (ПЭД) 1, протектор 2, многоступенчатый центробежный насос 3, спускаемого в скважину на колонне насосно-компрессорных труб 4. Электрический силовой кабель 5 закрепляется на трубах с помощью хомутов 6. Герметизация кабеля в устье арматуре осуществляется специальным сальником 7.

Наземное оборудование включает в себя кабельный барабан 8, трансформатор 9 и станцию управления 10. При необходимости установка комплектуется преобразователем частоты тока, позволяющим регулировать параметры погружного агрегата в широком диапазоне. Как погружной электродвигатель, так и погружной центробежный насос отличаются от обычных и характеризуются небольшим диаметром и значительной длиной.

Характеристики погружного центробежного насоса показаны на рис.48.

Каждый типоразмер погружного насоса предназначен для добычи из скважины определенного количества жидкости, равно оптимальной подаче насоса Q_{opt} , соответствующей максимальному значению КПД — η_{max} . Это условие требует выпуска промышленностью огромного количества типоразмеров погружных насосов, что экономически является нерентабельным.

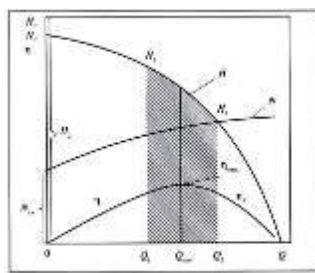


Рис. 13-Характеристики погружного центробежного насоса

С целью расширения области работы каждого типоразмера насоса допускается его работа в определенном диапазоне по подаче (от Q_1 до Q_2) и напору (от H_1 до H_2), который определяется следующим образом ($\eta_1 \div \eta_2$):

$$\eta_{1,2} = \eta_{\max} - 0,05 \quad (4)$$

Указанный диапазон на рис. 13 заштрихован.

На работу погружного центробежного насоса определенное влияние оказывает свободный газ, выделяющийся из нефти при снижении давления ниже давления насыщения, что приводит к изменению характеристик погружного центробежного насоса, как это показано на рис. 48.

Изменение характеристик зависит от объемного расходного газосодержания на входе в насос $\beta_{звх}$. Как видно из рис. 13 увеличение $\beta_{звх}$ резко снижает подачу, напор и КПД насоса, т.е. оказывает отрицательное воздействие на эффективность работы погружного центробежного насоса. С целью защиты погружного центробежного насоса от вредного влияния свободного газа на приеме насоса устанавливается специальное устройство — насосный газосепаратор.

В настоящее время наиболее эффективным является газосепаратор МН-ГСЛ, выпускаемый в России и отвечающий мировому уровню. Рассмотренные установки обладают существенными преимуществами перед штанговыми насосными установками, главными из которых являются:

- более высокий КПД установки;
- высокая степень автоматизации установки
- высокая надежность работы при низких температурах воздуха
- достаточно широкая область применения, как по дебиту, так и по высоте подъема;
- компактность наземного оборудования.

$$1 - \beta_{звх} = 0; \quad 2 - \beta_{звх}; \quad (5)$$

$$3 - \beta_{звх2} \dots \beta_{звх6} > \beta_{звх5} > \dots \beta_{звх4}$$

Как показали результаты широкомасштабного и длительного применения УЭЦН в России, этими установками могут эксплуатироваться скважины с вязкостью продукции в несколько десятков (а в отдельных случаях и несколько сотен) мПа·с.

Добыча нефти в России этими установками превышает 60% общей добычи. Установки ЭЦН являются наиболее подходящим техническим средством для эксплуатации скважин на Арктическом шельфе.

Установки винтовых насосов

Эти установки, известные как установки с насосом типа MOINEAU, представляют значительный интерес для эксплуатации скважин на шельфе.

Глубинный винтовой насос (рис.14 состоит из ротора (рис.14а) в виде простой спирали (винта) с шагом $l_{ном}$ и статора (рис. 14 б) в виде двойной спирали с шагом $l_{см}$, в два раза превышающим шаг ротора.

На рис. 14 в показана часть насоса в сборе. Основными параметрами винтового насоса являются: диаметр ротора D , длина шага статора $l_{см}$ и эксцентриситет e . Полости,

сформированные между ротором и статором, разделены. При вращении ротора эти полости «перемещаются» как по радиусу, так и по оси. «Перемещение» полостей приводит к проталкиванию жидкости снизу вверх, поэтому иногда этот насос называют насосом с перемещающейся полостью.

Обычно винтовой ротор выполняется из высокопрочной стали с хромированным или иным покрытием против истирания. Статор изготавливается из пластического материала и располагается в корпусе. К материалу для статора предъявляются достаточно жесткие требования. Приводы для данного насоса могут быть глубинными (погружной электродвигатель) или поверхностными. При использовании погружного электродвигателя агрегат спускается в скважину на насосно-компрессорных трубах, а питание к электродвигателю подводится по специальному кабелю (аналогично, как в УЭЦН).

В случае использования наземного привода вращение ротору насоса передается через колонну штанг. В качестве приводного двигателя служит электродвигатель, но могут использоваться и другие двигатели.

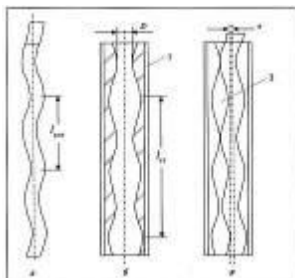


Рис. 14. Глубинный винтовой насос: а — ротор; б — статор; в — насос в сборе; 1 — корпус насоса; 2 — полость между статором и ротором

Обычно используются электродвигатели с фиксированной скоростью либо с изменяющейся. В качестве вариатора скорости применяют частотный преобразователь тока.

Двигатели с фиксированной скоростью используют в скважинах с хорошей продуктивностью и небольшими динамическими уровнями, в других случаях — предпочтительнее двигатели с изменяющейся скоростью.

Установки винтовых насосов имеют широкий диапазон по параметрам: подача от 20 до 240 м³/сут, напор до 2000 м и предназначены для эксплуатации скважин с осложненными условиями:

- вязкость нефти — до 20 Па·с,
- повышенное содержание механических примесей (до 1%)
- повышенное содержание свободного газа,
- большие отклонения скважины от вертикали (до 70%).

Кроме того, установки винтовых насосов характеризуются низкими капитальными вложениями, являются малогабаритными, имеют низкий уровень шума и достаточно высокий КПД. Эти установки являются хорошим средством добычи нефти на морских платформах.

Новые средства добычи нефти

Одним из новых и перспективных для нефтепромысловой практики видов оборудования являются установки струйного насоса (СН). Струйные аппараты нашли широкое применение в самых различных отраслях промышленности, что связано с простотой их конструкции, отсутствием движущихся частей, высокой надежностью и возможностью работать в очень сложных условиях: при высоком содержании механических примесей и свободного газа, в условиях повышенных температур, высокой вязкости нефти, агрессивности инжектируемой продукции и т.д.

В настоящее время основной прирост добычи нефти во многих странах идет за счет районов, характеризующихся сложными природно-климатическими условиями. Совершенно естественно, что при этом существенно повышаются требования к надежности погружного оборудования для эксплуатации добывающих скважин, к увеличению его межремонтного

периода. Кроме того, погружное оборудование должно работать в области повышенных температур, в условиях откачки жидкостей с высоким содержанием свободного газа, а зачастую и механических примесей, откачивать из скважины вязкую и сверхвязкую жидкость. Использовать в этих условиях существующее, широко известное, оборудование не всегда представляется возможным.

Для эксплуатации отдаленных месторождений, где отсутствуют дороги, линии электропередач и возможности бескомпрессорного газлифта, успешно применяются струйные установки. В этом случае приводом силовых наземных насосов служат газовые двигатели, работающие на попутном газе, поступающем из эксплуатируемых скважин.

В настоящее время учеными и специалистами России и США созданы различные компоновки струйных насосов: с погружным силовым приводом и с поверхностным, когда силовой насос устанавливается на поверхности.

Поверхностное оборудование струйных установок выпускается как для одной скважины (индивидуальный привод), так и для группы скважин (групповой привод) и содержит, как правило, блок силовых насосов, емкость для рабочей жидкости и гидроциклонный аппарат для очистки рабочей жидкости от механических примесей. Сепарация газа из добываемой жидкости происходит либо в специальной емкости (установка «Econodraulic» фирмы «Dresser Industries»), либо в емкости, совмещающей функции газосепаратора и хранилища рабочей жидкости (фирма «Tricodraulic»). В последнем случае в компоновку поверхностного оборудования входит подпорный насос, который осуществляет рециркуляцию очищенной рабочей жидкости через гидроциклон.

Погружное оборудование содержит стационарный или вставной струйный насос, однорядную колонну труб с пакером или двухрядный лифт (с параллельной или концентричной подвеской труб). Устье скважины оборудуется 4-ходовым краном, позволяющим менять схему циркуляции рабочей жидкости в скважине при спуске или подъеме вставного струйного насоса.

Схема и принцип действия струйного насоса

Строго говоря, струйный насос не является насосом в обычном понимании, так как он не создает избыточного напора на выходе. В струйном насосе происходит двойное преобразование гидравлической энергии: сначала потенциальная энергия рабочей жидкости преобразуется в кинетическую энергию, за счет чего, в поток рабочей жидкости, подмешивая ген инжектируемый поток. Смешанный поток (рабочий и инжектируемый), проходя через камеру смешения, поступает в диффузор, где происходит преобразование кинетической энергии смешанного потока в потенциальную энергию.

Принципиальная схема струйного насоса представлена на рис.45 Насос состоит из следующих основных элементов: канала подвода рабочего агента 1, активного сопла 2, канала подвода инжектируемой жидкости 3 (в области сопла этот канал часто называют приемной камерой), камеры смешения 4 и диффузора 5.

Принцип работы струйного насоса заключается в следующем: рабочий агент при значительной потенциальной энергии подводится к соплу, где происходит преобразование потенциальной энергии в кинетическую. Струя рабочего агента, вытекающая из сопла, понижает давление в приемной камере, вследствие чего часть инжектируемой жидкости (продукция скважины) смешивается со струей рабочего агента и поступает в камеру смешения.

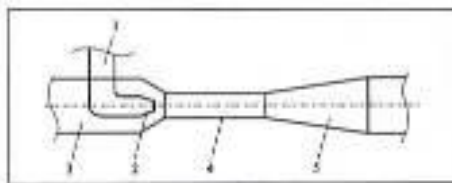


Рис. 15-Струйный насос

В камере смешения рабочий агент и инжектируемая жидкость перемешиваются, выравниваются их скорости и давления, и смешанный поток поступает в диффузор. В диффузоре происходит плавное снижение кинетической энергии смешанного потока и рост его потенциальной энергии. На выходе из диффузора смешанный поток обладает потенциальной

энергией, достаточной для подъема на поверхность. Несмотря на достаточно известный и понятный принцип работы этого насоса, расчет его основных элементов является чрезвычайно сложным, что связано со сложностью продукции скважины (инжектируемого потока). К настоящему времени преодолены практически все трудности проектирования таких насосов, и они начинают широко использоваться при эксплуатации скважин с осложненными условиями.

Контрольные вопросы:

1. Какие способы эксплуатации существуют на шельфе?
2. В каких вариантах осуществляется механизированный способ добычи?
3. На чем основывается работа струйного насоса?
4. За счет чего происходит подъем добычи углеводородов при фонтанном способе добычи?
5. Принцип работы тандемной установки.
6. В каких случаях применяют винтовые насосы?
7. В чем преимущества использование погружного центробежного насоса по сравнению с штанговыми насосами?

Лабораторная работа «Эксплуатация скважин ЭЦН».

Описание лабораторного стенда для снятия характеристик динамических насосов Назначение и принципиальная схема работы стенда

Универсальный лабораторный стенд «Функциональный тренажер насосной станции» предназначен для:

- Снятия характеристики динамического насоса (ДН) при различных частотах вращения.

Лабораторный стенд (рис. 1) включает в себя: динамический насос, резервуар, комплект гидравлической арматуры и труб, систему управления насосами, сбора и визуализации гидравлических параметров жидкости. В качестве рабочей жидкости в стенде используется чистая холодная вода. Резервуар **Н1** предназначен для обеспечения системы необходимым количеством рабочей жидкости. Резервуар выполнен из оргстекла и зафиксирован на профильной плите. Гидравлическая система представляет собой совокупность отсечных кранов с ручным управлением, тройников, поворотов и обратных клапанов, соединённых между собой быстроразъёмными соединениями.

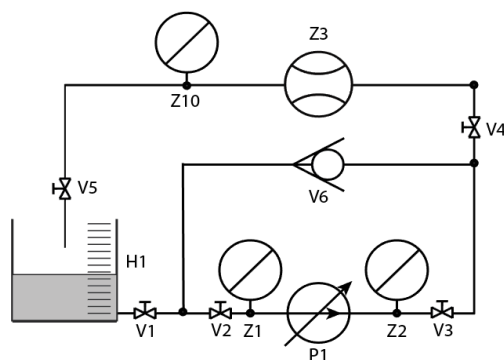


Рисунок 1.1 – Принципиальная гидравлическая схема лабораторного стенда:

- Н1- бак, P1 - динамический (центробежный) насос,
 V1-V5,- отсечные клапаны с ручным управлением, V6 - обратные клапаны,
 Z1, Z2 - аналоговые датчики давления,
 Z3 - аналоговые датчики расхода

Система управления и визуализации включает в себя персональный компьютер, специализированное программное обеспечение, аналого-цифровой преобразователь (АЦП),

датчики расхода и давления жидкости, преобразователи сигналов. Система управления лабораторным стендом установлена на специальной консоли, зафиксированной в правом мобильном основании стенда.

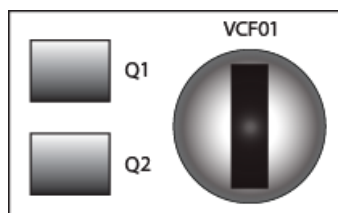


Рисунок1.2 – Общий вид панели управления лабораторного стенда:

Q1, Q2 – индикаторы работы установки; VCF01 – тумблер включения/выключения установки

Подготовка лабораторного стенда к работе

1. Включение питания стенда осуществляется с помощью ключа на консоли управления. При этом должны загореться индикаторы на датчиках и лампа Start на консоли управления.
2. Подключение компьютера.
 1. Для обработки результатов экспериментов, снятия характеристик и визуализации лабораторной работы, стенд оснащается персональным компьютером на базе процессора Pentium 4 и так же программой визуализации и обработки данных LabVIEW 8.5.
 2. Лабораторный стенд соединяется с компьютером через USB-порт, кабель от АЦП подключается к USB-порту компьютера.
 3. Запуск программного обеспечения.

После загрузки компьютера необходимо запустить файл, «FTNS». Указанный файл находится на рабочем столе компьютера (рис. 3)

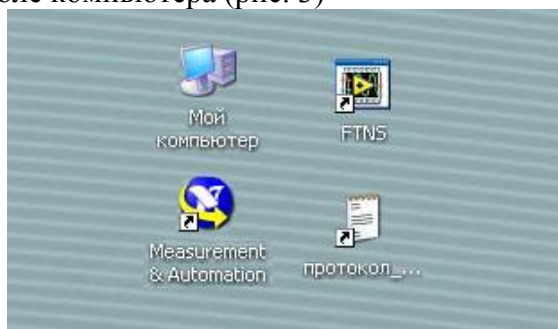


Рисунок1.3 – Рабочий стол компьютера.

Управление лабораторным стендом при помощи программного пакета LabView.
Рассмотрим управление стендом на примере приложения: «FTNS».

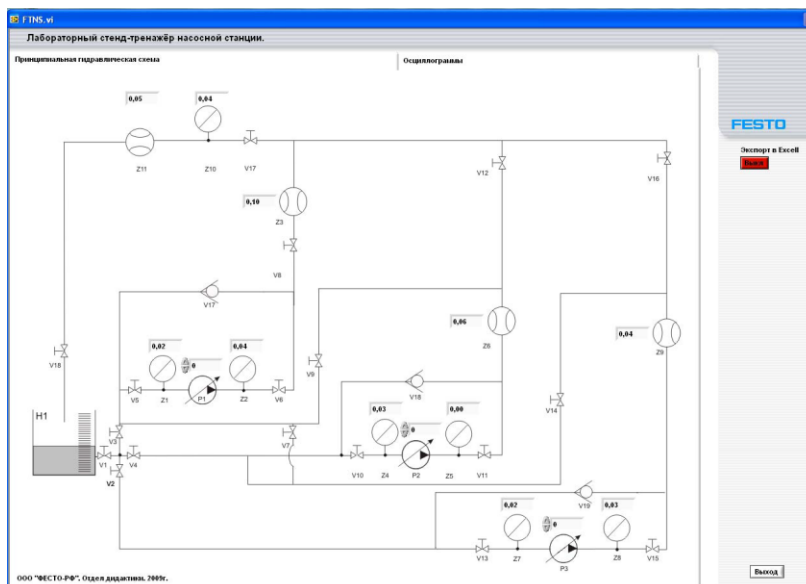


Рисунок 1.4 – Главное окно проекта.

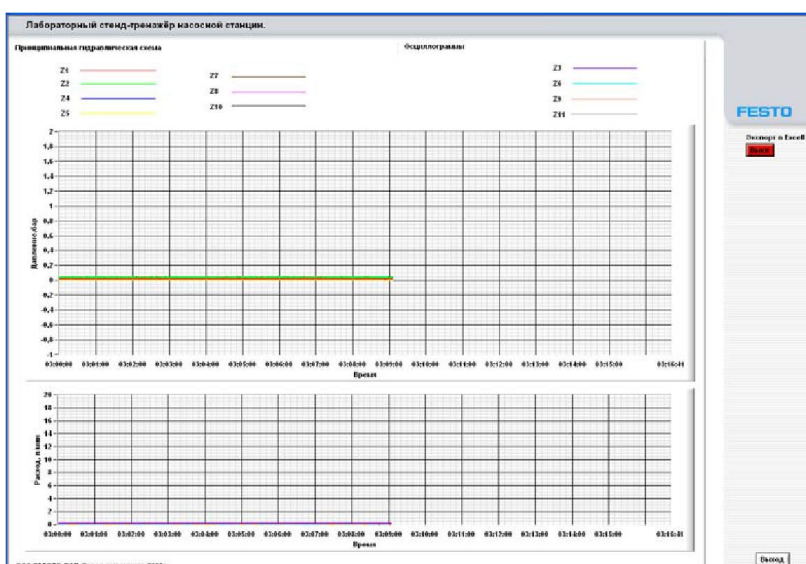


Рисунок 1.5 – Главное окно проекта.

В Главном окне проекта располагаются:

- Осциллограммы показаний датчиков давления
- Осциллограмма показаний датчика расхода
- Кнопка **Выкл** для импорта показаний датчиков в файл
- Кнопка **Выход** для выхода из программы

Данные импортируются в протокол «протокол_FTNS» (рис. 1.6)

Файл	Правка	Формат	Вид	Справка								
Z1	Z2	Z4	Z5	Z7	Z8	Z10	Z3	Z6	Z9	Z11	Время, мсек.	
0,906	1,894	0,326	1,259	-0,289	0,687	1,683	10,595	10,502	10,658	10,618	55,000	
0,901	1,893	0,319	1,254	-0,288	0,688	1,674	10,552	10,526	10,818	10,548	154,000	
0,898	1,895	0,325	1,251	-0,291	0,686	1,677	10,507	10,521	11,535	10,570	354,000	
0,906	1,897	0,323	1,259	-0,292	0,686	1,694	10,549	10,632	11,418	10,593	454,000	
0,906	1,896	0,325	1,263	-0,291	0,687	1,686	10,565	10,672	11,354	10,552	555,000	

Рисунок 1.6 – Вид протокола с записанными данными

Доступ к файлу «протокол_FTNS» осуществляется через ярлык на рабочем столе компьютера (см. рис. 1.3).

Требования техники безопасности

Примечание: несоблюдение требований может привести к травмам и выходу оборудования из строя!

- Перед включением электропитания убедиться в надежном подключении всех гидравлических соединений и отсутствия влаги на элементах и узлах стенда.
- Во время работы стенда запрещается прикасаться руками к электрическим соединениям, разъёмам и контактам.
- При появлении малейших признаков утечки жидкости стенд должен быть отключён от электропитания.
- Любые перекоммутации или разъединение гидравлических соединений допускаются только при отключенном электрическом питании и осторожном обращении с разъединяющимися элементами.
- **Внимание!!!** Следите за уровнем жидкости в мерном баке, не допускайте перелива или попадания воздуха во всасывающие трубопроводы.
- **Внимание!!!** При работе динамического насоса с частотой оборотов отличной от номинальной время эксперимента не должно превышать 10 минут во избежание перегрева электродвигателя.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №1. ПОСТРОЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА (ЦН) ОСНОВНЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.

Цель работы - экспериментальное определение рабочих характеристик динамического насоса.

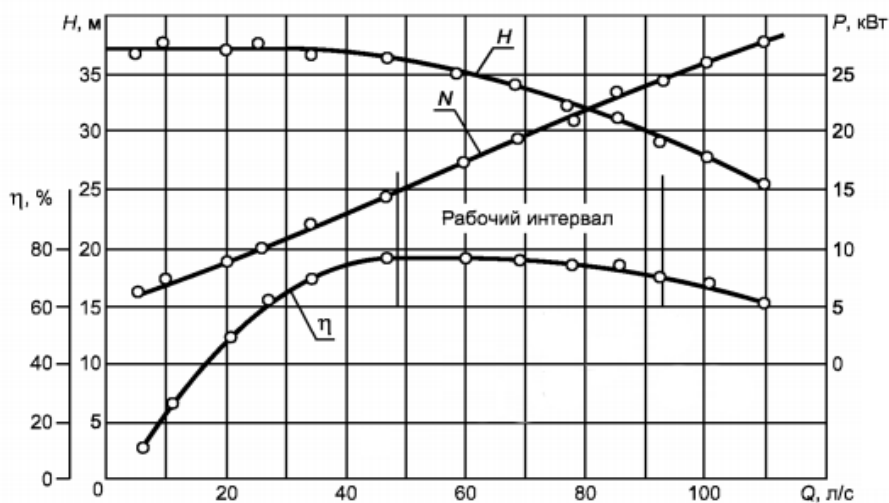


Рисунок 1.7 – Характеристика динамического насоса.

На рис.1.7 изображена характеристика центробежного насоса. На ней нанесены кривые зависимости напора H , мощности N , КПД η от подачи Q .

Характеристика динамического насоса – зависимость напора, мощности и КПД от подачи насоса при постоянной частоте вращения.

Напор H , м – энергия единицы массы жидкости, деленная на гравитационное ускорение свободного падения g .

Удельная энергия y – энергия единицы массы жидкости:

$$y = gH \quad (1.1)$$

Полный напор насоса – алгебраическая разность между полным напором на выходе и полным напором на входе.

Мощность насоса (мощность, потребляемая насосом) P – мощность, передаваемая насосу от его привода.

Полезная мощность насоса P_u – механическая мощность, сообщаемая насосом подаваемой жидкой среде и определяемая зависимостью:

$$P_u = \rho Q g H, \quad (1.2)$$

где ρ – плотность перекачиваемой жидкости,

Q – объемный расход жидкости,

g – ускорение свободного падения,

H – напор, развиваемый насосом

КПД насоса η – отношение мощности, отдаваемой насосом жидкости (полезной мощности насоса) P_u , к мощности, потребляемой насосом:

$$\eta = \frac{P_u}{P} = \frac{\rho Q g H}{P} \quad (1.3)$$

Таблица 1.1 – Таблица состояния запорно-регулирующей аппаратуры

Клапан	Состояние
V1	Откр
V2	Откр
V3	Откр
V4	Откр
V5	Откр

Порядок выполнения работы

1. Согласно приведенной выше схеме включения запорно-регулирующей аппаратуры стенда и таблицы состояния, выполнить соответствующие действия на полностью обесточенном стенде для исследования характеристик насоса P1.
2. Повернуть ключ и нажать кнопку «Старт» на консоли управления, включить компьютер и запустить проект «FTNS», находящийся на рабочем столе вашего компьютера (рис. 3).
3. В главном окне проекта установите частоту вращения вала насоса P1 равную 50 Гц. Следует помнить, что максимальная частота вращения вала составляет 3585 об/мин.
4. Изменяя сопротивление краном V4, установить 5-7 значений напоров, развиваемых насосом P1 и соответствующих значений подачи, измеряемой расходомером Z3. Показания датчиков давления Z1, Z2, датчика расхода Z3, мультиметра Z4 занести в таблицу 1.2.
5. Установить значение частоты вращения вала насоса равную 60 Гц и повторить эксперимент необходимое количество раз. Заполнить приведенную таблицу 1.2 для всех выбранных значений частоты вращения вала насоса.

Таблица 1.2 - Таблица экспериментальных данных для частоты вращения вала насоса $n1=...$

№ п.п.	Z1: P ₁ , бар	Z2: P ₂ , бар	Z3: Q, л/мин	Z4: P, Вт
1	2	3	4	5
1				
2				
...				
7				

6. По экспериментальным данным необходимо рассчитать и построить напорные характеристики насоса при разных значениях n_1 . Расчётные зависимости имеют следующий вид:

$$H = \left(Z_{\text{вых}} + \frac{P_{\text{вых}}}{\rho g} + \alpha \frac{V_{\text{вых}}^2}{2g} \right) - \left(Z_{\text{вх}} + \frac{P_{\text{вх}}}{\rho g} + \alpha \frac{V_{\text{вх}}^2}{2g} \right) \quad (1.4)$$

С учётом того, что

$$\alpha \frac{V_{\text{вх}}^2}{2g} = \alpha \frac{V_{\text{вых}}^2}{2g} \text{ и } Z_{\text{вых}} \neq Z_{\text{вх}}$$

$$H = \frac{(P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}})}{\rho g} + \Delta Z \quad (1.5),$$

где

H – напор насоса

ΔZ – разность отметок положения приборов для измерения давления в мерных сечениях при входе ($Z_{\text{вх}}$) и на выходе ($Z_{\text{вых}}$) из насоса относительно выбранной эталонной плоскости

$Z_{\text{вых}}$ – вертикальная отметка положения прибора для измерения давления в мерном сечении на выходе насоса относительно выбранной эталонной плоскости;

$P_{\text{вых}}$ – давление на выходе насоса;

$P_{\text{вх}}$ – давление на входе в насос;

$\alpha \frac{V_{\text{вых}}^2}{2g}$ – скоростной напор жидкости на выходе насоса;

$\alpha \frac{V_{\text{вх}}^2}{2g}$ – скоростной напор жидкости на входе в насос;

α – коэффициент кинетической энергии,

$\alpha = 2$, если $Re < 2300$

$\alpha = 1$, если $Re > 2300$.

Давление на входе в насос $P_{\text{вх}}$ определяется из выражения:

$$P_{\text{вх}} = P_1 - h_1 \rho g, \quad (1.6)$$

где

h_1 – потери гидравлической энергии между сечением подключения датчика Z1 и входом в насос.

$$h_1 = h_{\text{мп1}} + h_{\text{м}} = \lambda \frac{L_1}{d_{\text{мп}}} \frac{V_{\text{вх}}^2}{2g} \quad (1.7)$$

$L_1 = \dots \dots \dots$ м

$$P_{\text{вых}} = P_2 + h_2 \rho g \quad (1.8)$$

h_2 – потери гидравлической энергии между сечением подключения датчика Z2 и выходом из насоса.

Соответственно

$$h_2 = h_{\text{мп2}} + h_{\text{м2}} = \lambda \frac{L_2}{d_{\text{мп}}} \frac{V_{\text{вых}}^2}{2g} \quad (1.9)$$

$L_2 = \dots \dots \dots$ м

$$V_{\text{вых}} = V_{\text{вх}} = \frac{4Q}{\pi d_{\text{мп}}^2} \quad (1.10)$$

$$Re = \frac{Vd_{mp}}{\nu} \quad (1.11)$$

В приведенных формулах величины L_1 , L_2 – суммарные длины соответствующих участков трубопроводов с учётом эквивалентных длин для местных сопротивлений, находящихся на этих участках. Для выполнения расчетов, необходимо самостоятельно определить длину L_1 , L_2 .

Для справки

Универсальный лабораторный стенд оснащён динамическими насосами, которые развивают максимальный напор, равный 1,04 бар, или 10,4 м водяного столба. Максимальная подача этих насосов составляет 62 л/мин. Внутренний диаметр трубопроводов равен 12мм. Максимальное число Re, которое может быть достигнуто в этих условиях при работе на воде, не более 56000. Коэффициент гидравлического трения в трубопроводах лабораторного стенда можно рассчитывать при $Re < 2300$ по формуле Пуазейля

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

При $Re > 4000$ – по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{\frac{1}{4}}} \quad (1.13)$$

Местные потери для поворотов трубопровода, тройников и регулируемых кранов (когда они открыты на 100%), используемых в стенде, получены из экспериментальных данных и в расчётах заменяются потерями по длине на участках эквивалентных трубопроводов $d=12$ мм.

$L_{эkv} = 1,4$ м – для поворота трубопровода на 90° ,

$L_{эkv} = 0,9$ м – для Т-образного соединения,

$L_{эkv} = 3,0$ м – для регулируемого клапана.

7. Расчетные данные занести в таблицу 4.

По полученным расчетным и экспериментальным данным построить напорную, мощностную или энергетическую характеристики насоса при значениях частоты вращения рабочего колеса 50 и 60 Гц.

Таблица 1.3 - Расчетные данные эксперимента

№ п/п	Q, м ³ /сек	v, м/сек	Re	λ	h ₁ , м	h ₂₂ , м	P _{вх} , Па	P _{вых} , Па	H, м	P, Вт	η
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1											
2											
3											
4											
5											
6											
7											

Лабораторная работа «Газлифтная эксплуатация скважин»;

Описание лабораторной установки по изучению процесса движения газожидкостных смесей в моделях скважин

Лабораторный стенд размещается на одной профильной доске, размещенной между двумя мобильными основаниями. Профильная доска и основания оснащены колёсами с тормозами, и, при необходимости, стенд может быть перемещён в любую часть аудитории.

Лабораторный стенд включает в себя: три газожидкостных подъемника, три резервуара, систему подачи воздуха, систему управления и визуализации. В качестве рабочей жидкости в стенде используется техническая дистиллированная вода.

Резервуар Н1 (рисунок 2.9) имитирует основную эксплуатационную колонну и служит для размещения трёх газожидкостных подъемников. Резервуар выполнен прозрачным и зафиксирован на профильной плите. Газожидкостные подъемники представляют собой ряд прозрачных вертикальных труб, имитирующих основные элементы скважины: воздушную трубу и колонну насосно-компрессорных труб. Воздушная труба внешним диаметром 110 мм предназначена для подвода воздуха к «башмаку». В данном исполнении лабораторного стенда в качестве башмака используется фильтр с ячейкой 5 мкм. Сжатый воздух проходит сквозь «башмак» и диспергируется в жидкости в виде пузырьков. Таким образом, возникает газожидкостная смесь (ГЖС).

Колонна насосно-компрессорных труб имитируется прозрачной трубой, внутренний диаметр которой соответственно 16 мм для первого, 21 мм для второго и 32 мм для третьего газожидкостного подъемников соответственно.

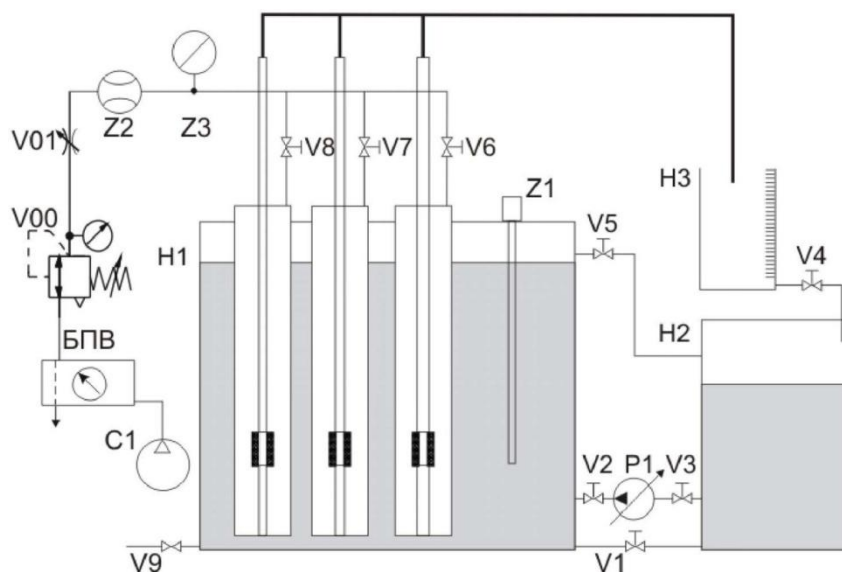


Рисунок 2.1 – Схема лабораторного стенда

БПВ - блок подготовки воздуха; V00 - прецизионный регулятор давления; V01 - дроссель (регулятор расхода); V1 - V9 - отсечные краны; Z1 - датчик уровня жидкости; Z2 - датчик расхода воздуха; Z3 - датчик давления воздуха; Н1 – бак; Н2 – бак; Н3 - мерный бак; Р1 – насос; С1 - компрессор

Резервуар Н2 является компенсационным. При изменении относительного погружения под динамический уровень, лишняя жидкость из резервуара Н1 сливается в резервуар Н2 самотёком по системе трубопроводов. При необходимости повысить динамический уровень жидкость из резервуара Н2 подаётся в Н1 центробежным насосом с регулируемой производительностью Р1.

Краны V1, V2, V3 обеспечивают соединение резервуаров Н1 и Н2.

Мерный бак Н3 расположен на левом мобильном основании от Н1 и предназначен для измерения подачи каждого газожидкостного подъемника объёмным способом. Жидкость после измерения сливается в резервуар Н2.

В данной системе предусмотрена защита от превышения уровня жидкости в резервуаре Н1. При достижении жидкостью некоторого предельного уровня жидкость начинает сливаться через кран V5 в резервуар Н2.

Во время проведения экспериментов центробежный насос с регулируемой производительностью P1 выполняет функцию поддержания постоянного динамического уровня в резервуаре Н1. Уровень задаётся оператором. Автоматическая система поддержания уровня состоит из контроллера, насоса P1 и датчика уровня жидкости в баке Z1. Система подачи воздуха к газожидкостным подъемникам включает в себя: компрессор С1, блок подготовки воздуха с фильтрацией 5 мкм (БПВ), редукционный клапан V00, датчик расхода воздуха Z2, датчика давления Z3, дроссель V01, и три крана V6, V7 и V8 (осуществляющие подвод воздуха к конкретному подъемнику).

Подготовка лабораторного стенда к работе

1. Включение пневматического питания.

Дроссель V01 и краны V6, V7, V8 должны быть полностью закрыты (Смотреть схему на рисунке 2.9). Дроссель полностью перекрывает проходное отверстие при полной остановке регулировочного винта при вращении по часовой стрелке.

Источник сжатого воздуха присоединён к блоку подготовки воздуха, с фильтром 5 мкм. Для подачи сжатого воздуха в систему необходимо плавно открыть отсечной кран на БПВ, установить при помощи регулятора V00 давление 0,5...1 бар (по манометру).

2. Включение электропитания.

Для обеспечения электрического питания системы управления предусмотрены 2 блока питания, 24 V DC. Они включаются в работу поворотным тумблером VCF01 (рисунок 2.9) на консоли управления стенда. Имеется светодиодная индикация включения (лампа Q1).

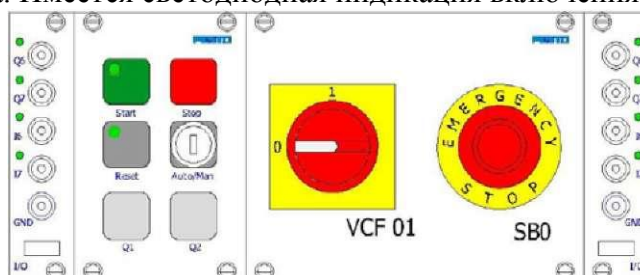


Рисунок 2.2 – Схема электропитания

3. Включения системы поддержания динамического уровня.

Система поддержания требуемого динамического уровня запускается ключом на панели управления. Проведение эксперимента осуществляется при определенном значении динамического уровня, поэтому система первоначально отработает динамический уровень, значение которого указано в установке контроллера. Во время проведения эксперимента система поддержания динамического уровня не выключается.

4. Подключение компьютера.

Для обработки результатов экспериментов, снятия необходимых характеристик и визуализации лабораторной работы, компьютерный стенд оснащен программой визуализации InTouch v10.1.

5. Запуск программного обеспечения.

После загрузки компьютера автоматически запустится (в свернутом виде) программа IPC DataServer, обеспечивающая связь контроллера стенда с компьютером. После этого необходимо запустить проект SCADA системы для управления лабораторным стендом. (Программа IPC DataServer должна быть запущена на протяжении всего времени работы SCADA системы!)

Дальнейшие действия осуществляются по ходу выполнения лабораторных работ.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТРУКТУРЫ ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОТОКА

Цель работы - научиться визуально различать основные структуры газожидкостного потока, а также исследовать взаимосвязь между некоторыми параметрами, характеризующими газожидкостный поток.

Для каждой структуры по формулам (2.7) и (2.9) необходимо рассчитать некоторые параметры, которые характеризуют работу подъемника. К ним относятся приведенные скорости жидкости $v_{пж}$, газа $v_{пг}$ и газожидкостной смеси $v_{пгжс}$, расходная объемная концентрация газа β_r .

Порядок проведения работы.

1. Согласовать с преподавателем значение динамического уровня жидкости в емкости Н1 (от 700 до 950 мм), значение записать в тетрадь.

2. Согласовать с преподавателем номер газожидкостного подъемника, на котором будет проходить эксперимент, величину диаметра подъемника (d) записать в тетрадь.

3. Согласовать с преподавателем давление закачиваемого газа (от 0,2 до 0,4 бар). Установить значение вентилем V00 (показание дублируется на цифровом манометре). Значение записать в тетрадь.

4. Подготовить форму таблицы 2.1. для трех режимов и таблицу 2.

5. Приступить к первому этапу - подготовке лабораторной установки.

6. Дросселем V01 установить минимальный расход воздуха, который будет соответствовать режиму начала лифтования – подъему жидкости в подъемнике до отвода, сделать соответствующие записи в таблицу 2.1:

- расход воздуха - нижний и верхний пределы;
- значение начального и конечного положения уровня в мерном баке (для данного установившегося режима эти значения будут одинаковыми).

7. Для второго и третьего режимов увеличить количество подаваемого воздуха с помощью дросселя V01, чтобы получить другие структуры газожидкостной смеси. Выполнить следующие действия и занести соответствующие данные в таблицу 2.1:

- занести в таблицу расход воздуха - нижний и верхний пределы;
- занести в таблицу значение начального положения уровня в резервуаре;
- включить секундомер;
- набрать определенный объем воды в мерную емкость;
- выключить секундомер;
- занести в таблицу время;
- занести в таблицу конечное положение уровня в мерном баке.

8. Закончить эксперимент (третий этап).

9. Обработка экспериментальных данных.

9.1 Заполнить таблицу 1 для трех режимов.

9.2 Выполнить расчеты для определения $Q_{ж}$ и $Q_{г}$.

9.3 Для каждого из трех режимов рассчитать по формулам (2.7) и (2.9) приведенные скорости жидкости $v_{пж}$, газа $v_{пг}$ и газожидкостной смеси $v_{пгжс}$, расходную объемную концентрацию газа β_r .

9.4 Заполнить форму таблицы 2.2.

9.5 Сравнить полученные результаты и сделать выводы.

Таблица 2.1 – Результаты экспериментов

Номер режима	Результаты эксперимента					Обработка результатов эксперимента					
	нижний предел показаний датчика Z2, л/мин	верхний предел показаний датчика Z2, л/мин	Начальное положение уровня воды в резервуаре, мм	Конечное положение уровня воды в резервуаре, мм	время заполнения резервуара водой, с	Высота столба воды в резервуаре		Объемный расход воздуха, Qг		Объемный расход воды (Qж)	удельный расход газа (Rг), м ³ /м ³
						мм	м	л/мин	м ³ /с		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Таблица 2.2 - Основные параметры газожидкостного потока на различных режимах

Название параметров	Первый режим	Второй режим	Третий режим
$v_{пж}$, м/с			
$v_{пг}$, м/с			
$v_{пгжс}$, м/с			
β_p			

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 модулю

Лекция является наиболее экономичным способом передачи учебной информации, т.к. при этом обширный материал излагается концентрированно, 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 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. Основной 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, нормативно-правовыми 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.