

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Нижекамский химико-технологический институт (филиал)  
федерального государственного бюджетного образовательного учреждения  
высшего образования  
«Казанский национальный исследовательский технологический университет»  
(НХТИ ФГБОУ ВО «КНИТУ»)



УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по УР

Н.И. Никифорова

« 14 » 04 2021 г.

## ФОНД ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ

по дисциплине:

Б1.В.ДВ.02.02 Первичные процессы нефтедобычи

Направление подготовки:

18.03.01 «Химическая технология»

Профиль подготовки:

«Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов»

Квалификация:

бакалавр

Форма обучения:

заочная

Нижекамск 2021

Составитель ФОС:

Старший преподаватель кафедры НХС  Н.И. Мифтахова

ФОС рассмотрен и одобрен на заседании кафедры НХС, протокол от  
24.03. 2021 г. № 2

Зав. кафедрой НХС



Т.Б. Минигалиев

Ответственный за ООП, разработчик 

А.И. Новожилова

***Перечень компетенций и индикаторов достижения компетенций с указанием этапов формирования в процессе освоения дисциплины***

Компетенции:

*ПК-5* Способен к проведению научно-исследовательских работ в области нефтехимического синтеза

5.1 Знает химию нефти и технологию нефтехимического синтеза, новейшие достижения в этой области науки и техники, историю развития конкретной научной проблемы; современные методы исследования и средств исследования свойств и структур органических веществ; основные поисковые системы для работы с научно-технической информацией

5.2 Умеет осуществлять поиск, обработку, анализ и систематизацию научно-технической информации по теме исследования; формулировать цели и задачи исследования; определять объект и предмет исследования; проводить обоснование актуальности выбранной темы и характеристики современного состояния изучаемой проблемы; обрабатывать полученные результаты, планировать и проводить химические эксперименты, анализировать и представлять их в виде законченных научно-исследовательских разработок; формулировать и разрешать задачи, возникающие в ходе выполнения научно-исследовательской работы; выбирать необходимые методы исследования, исходя из задач конкретного исследования; составлять отчет о научных исследованиях; пользоваться физико-химическими методами установления строения органических соединений; пользоваться набором компьютерных программ для обработки полученных результатов

5.3 Владеет основными понятиями и знаниями в области химии и технологии переработки нефти; современными информационными технологиями при проведении научных исследований, конкретными программными продуктами и информационными ресурсами; навыками проведения научных исследований и технических разработок; методами контроля технологических процессов и аналитической стандартизации качества органических продуктов с использованием физико-химических методов; навыками самостоятельной работы, способами проведения научных обсуждений, навыками выступлений с научными докладами; оценки полученных результатов.

<b>Индикаторы достижения компетенции</b>	<b>Этапы формирования в процессе освоения дисциплины</b> (указать все темы из РПД)				<b>Наименование оценочного средства</b>
	<b>Лекции</b>	<b>Практические занятия, лабора- торный практикум</b>	<b>Лабораторные занятия</b>	<b>Курсовой проект (работа)</b>	
ПК-1.1	<b>Темы 1-11</b>	<b>Тема 1-4</b>	<b>Тема 1-6</b>	<b>Не предусмотрены</b>	<b>Отчет по лаборатор- ным работам, коллок- виумы, экзамен</b>
ПК-1.2	<b>Темы 1-11</b>	<b>Тема 1-4</b>	<b>Тема 1-6</b>	<b>Не предусмотрены</b>	<b>Отчет по лаборатор- ным работам, коллок- виумы, экзамен</b>
ПК-1.3	<b>Темы 1-11</b>	<b>Тема 1-4</b>	<b>Тема 1-6</b>	<b>Не предусмотрены</b>	<b>Отчет по лаборатор- ным работам, коллок- виумы, экзамен</b>

**Перечень оценочных средств по дисциплине (модулю)**

Оценивающие мероприятия	Кол-во	Баллы	
		min	max
6 семестр			
Лабораторная работа	3	36	60
Коллоквиум	2	12	20
Контрольная работа	1	12	20
ИТОГО		60	100
7 семестр			
Лабораторная работа	3	24	30
Коллоквиум	2	12	20
Контрольная работа	1	6	10
Экзамен	1	24	40
ИТОГО		60	100

### *Шкала оценивания*

Цифровое выражение	Выражение в баллах:	Словесное выражение	Критерии оценки индикаторов достижения при форме контроля:
			экзамен / зачет с оценкой
5	87 - 100	Отлично (зачтено)	Оценка «отлично» выставляется студенту, если теоретическое содержание курса освоено полностью, без пробелов; исчерпывающе, последовательно, четко и логически стройно излагает материал; свободно справляется с задачами, вопросами и другими видами применения знаний; использует в ответе дополнительный материал все предусмотренные программой задания выполнены, качество их выполнения оценено числом баллов, близким к максимальному; анализирует полученные результаты; проявляет самостоятельность при выполнении заданий
4	74 - 86	Хорошо (зачтено)	Оценка «хорошо» выставляется студенту, если теоретическое содержание курса освоено полностью, необходимые практические компетенции в основном сформированы, все предусмотренные программой обучения учебные задания выполнены, качество их выполнения достаточно высокое. Студент твердо знает материал, грамотно и по существу излагает его, не допуская существенных неточностей в ответе на вопрос.
3	60 - 73	Удовлетворительно (зачтено)	Оценка «удовлетворительно» выставляется студенту, если теоретическое содержание курса освоено частично, но пробелы не носят существенного характера, большинство предусмотренных программой заданий выполнено, но в них имеются ошибки, при ответе на поставленный вопрос студент допускает неточности, недостаточно правильные формулировки, наблюдаются нарушения логической последовательности в изложении программного материала.
2	Ниже 60	Неудовлетворительно (не зачтено)	Оценка «неудовлетворительно» выставляется студенту, если он не знает значительной части программного материала, допускает существенные ошибки, неуверенно, с большими затруднениями выполняет практические работы, необходимые практические компетенции не сформированы, большинство предусмотренных программой обучения учебных заданий не выполнено, качество их выполнения оценено числом баллов, близким к минимальному

### Краткая характеристика оценочных средства

<i>№ п/п</i>	<i>Наименование оценочного сред- ства</i>	<i>Краткая характеристика оценочного средства</i>	<i>Представление оценочного средст- ва в фонде</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
1.	Лабораторная ра- бота	Это вид учебной работы, целью которой является изучение (исследование, измерение) характери- стик лабораторного объекта. Цель лабораторных занятий: освоение изучаемой учебной дисциплины; приобретение навыков практического применения знаний учебной дис- циплины (дисциплин) с использованием техниче- ских средств и (или) оборудования	Темы лабораторных работ, контрольные вопросы по теме ла- бораторной работы, вопросы к коллок- виуму
2.	Практическое за- нятие	В ходе практических работ студенты овладевают умениями пользоваться работать с нормативными документами и инструктивными материалами, справочниками, составлять техническую доку- ментацию; выполнять чертежи, схемы, таблицы, решать разного рода задачи, делать вычисления, определять характеристики различных веществ, объектов, явлений. Цель практических занятий заключается в выработке у студентов навыков применения полученных знаний для решения практических задач в процессе совместной дея- тельности с преподавателями.	Темы практических занятий; контроль- ные вопросы и зада- ния по теме практи- ческого занятия
3.	Коллоквиум	Средство контроля усвоения учебного материала темы, раздела или разделов дисциплины, органи- зованное как учебное занятие в виде собеседова- ния преподавателя с обучающимися.	Вопросы по те- мам/разделам дис- циплины

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Нижекамский химико-технологический институт (филиал) федерального  
государственного бюджетного образовательного учреждения  
высшего образования

«Казанский национальный исследовательский технологический университет»

Направление подготовки: 18.03.01 Химическая технология

Профиль подготовки: «Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов»

**Перечень вопросов на экзамен**  
по дисциплине «Первичные процессы нефтедобычи»

1. Основные геологические понятия.
2. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.
3. Неоднородность и анизотропия коллекторов.
4. Горное давление и эффективное давление.
5. Виды пластовой энергии.
6. Основные источники пластовой энергии.
7. Эксплуатационный объект разработки.
8. Нефтеотдача пластов и коэффициенты извлечения нефти.
9. Системы разработки с воздействием на пласт.
10. Модели поровых пластов.
11. Модели трещиновато-пористого пласта.
12. Поршневое и непоршневое вытеснение нефти.
13. Проблемы разработки нефтяных месторождений.
14. Проектные документы.
15. Геолого-промысловая характеристика месторождения.
16. Геологические особенности строения пластов с высоковязкой нефтью.
17. Основные особенности разработки залежей высоковязких нефтей.
18. Классификация методов повышения нефтеотдачи.
19. Методы интенсификации притока.
20. Методы увеличения нефтеотдачи.
21. Вытеснение нефти водными растворами ПАВ. Адсорбция ПАВ.
22. Вытеснение нефти из пласта растворами полимеров.
23. Изменение направления фильтрационных потоков.
24. Форсированный отбор жидкости.
25. Циклическое заводнение.
26. Вытеснение нефти из пласта двуокисью углерода, углеводородными газами.
27. Водогазовое циклическое воздействие.
28. Физические процессы, происходящие при вытеснении нефти теплоносителями.
29. Вытеснение нефти из пласта горячей водой и паром.

**Критерии оценки:**

Оценка «отлично» или 36-40 баллов – ответы на вопросы свидетельствуют об уверенных знаниях и умениях студента.

Оценка «хорошо» или 32-35 баллов – ответы на вопросы свидетельствуют о достаточных знаниях и умениях студента.

Оценка «удовлетворительно» или 25-31 баллов – ответы на вопросы свидетельствуют о недостаточных знаниях и ограниченном умении студента.

Оценка «неудовлетворительно» или 0-24 баллов – ответы на вопросы свидетельствуют о слабых знаниях и неумении студента.

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Нижекамский химико-технологический институт (филиал) федерального  
государственного бюджетного образовательного учреждения  
высшего образования  
«Казанский национальный исследовательский технологический университет»  
Технологический факультет

**Содержание коллоквиумов**  
по дисциплине Б1.В.ДВ.02.02 Первичные процессы нефтедобычи

Коллоквиум 1 «Понятия и параметры, определяющие процессы добычи углеводородов»

1. Основные геологические понятия.
2. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.
3. Неоднородность и анизотропия коллекторов.

Коллоквиум 2 «Системы и показатели разработки нефтяных месторождений»

1. Эксплуатационный объект разработки.
2. Нефтеотдача пластов и коэффициенты извлечения нефти.
3. Системы размещения скважин – системы разработки эксплуатационного объекта на естественных режимах.
4. Системы разработки с воздействием на пласт.
5. Системы разработки месторождений.

Коллоквиум 3 «Методы интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи»

1. Классификация методов повышения нефтеотдачи.
2. Методы интенсификации притока.
3. Методы увеличения нефтеотдачи.
4. Формы существования остаточной нефти в пласте.
5. Причины существования остаточной нефти в пласте.

Коллоквиум 4 «Физико-химические методы»

1. Вытеснение нефти водными растворами ПАВ.
2. Адсорбция ПАВ.
3. Составы ПАВ.
4. Метод мицеллярно-полимерного заводнения.

**Критерии оценки:**

5 семестр:

Максимально 10 баллов (за 1 коллоквиум) - за полный, развернутый ответ на поставленные вопросы.

Минимально 6 баллов (за 1 коллоквиум) – за неполный ответ с допущением грубых ошибок при определении сущности раскрываемых понятий, теорий, явлений

6 семестр:

Максимально 10 баллов (за 1 коллоквиум) - за полный, развернутый ответ на поставленные вопросы.

Минимально 6 баллов (за 1 коллоквиум) – за неполный ответ с допущением грубых ошибок при определении сущности раскрываемых понятий, теорий, явлений



Министерство образования и науки Российской Федерации  
Нижекамский химико-технологический институт (филиал) федерального  
государственного бюджетного образовательного учреждения  
высшего образования  
«Казанский национальный исследовательский технологический университет»  
Технологический факультет  
Кафедра Химической технологии органических веществ

**Комплект заданий для лабораторных работ**  
по дисциплине Б1.В.ДВ.02.02 Первичные процессы нефтедобычи

Лабораторная работа №1 «Шахтная добыча нефти»

**Цель:** изучение типов горных выработок и технологии шахтной добычи нефти

**Отчетность:** конспект, включающий:

- схемы подземных горных выработок (не менее 10 наименований) и краткое их описание и область применения;
- схему шахтной добычи нефти её описание, область применения;
- примерную циклограмму проходческих работ шахтного ствола;
- перечень горных машин для проходки горизонтальных горных выработок.

**Порядок работы:**

1.1. Преподаватель дает представление о типах горных выработок, технологии и техники проведения горных выработок, технологии термошахтной добычи нефти. В качестве демонстрационного материала используются учебные плакаты, учебные макеты (сечение штольни, капсулы-детонаторы, буровые коронки и др.).

1.2. Теоретическая часть

1.2.1. Типы горных выработок

В результате извлечения горных пород при поисках, разведке или добыче полезных ископаемых в земной коре образуются полости, которые принято называть *горными выработками*. В зависимости от расположения в земной коре они разделяются на открытые и подземные.

*Открытые* горные выработки расположены непосредственно на земной поверхности и имеют незамкнутый контур поперечного сечения.

*Подземные* выработки проходятся внутри толщи земной коры и, следовательно, окружены по всему поперечному сечению горными породами.

Поверхность, ограничивающая выработку снизу, называется *почвой* выработки, сверху — *кровлей* боковые поверхности называются *стенками*.

Сечение выработки, перпендикулярное к ее оси, называется *поперечным сечением*.

Расстояние между кровлей и почвой выработки, измеренное в плоскости ее поперечного сечения, называется *высотой выработки*. *Ширина выработки* — расстояние между ее стенками на уровне высоты транспортных средств.

Начало подземной выработки, примыкающее к поверхности или к другой выработке, называется *устьем*. Перемещающаяся в процессе проходки поверхность выработки, с которой непосредственно осуществляется выемка пород, называется *забоем*. Часть выработки, прилегающая к забою, в которой размещаются рабочие и оборудование при проходке, называется *призабойным пространством*.

По своему назначению горные выработки разделяются на две группы: разведочные и эксплуатационные.

*Разведочные выработки* проводятся в целях геологических поисков и разведки месторождений полезных ископаемых, *эксплуатационные* — предназначены для выемки

полезных ископаемых из недр. В некоторых случаях разведочные выработки впоследствии используются как эксплуатационные.

К открытым разведочным выработкам относятся копуши, разведочные канавы, траншеи.

*Копушей* называется разведочная выработка небольшой площади сечения и малой глубины. Обычно копуши проводят в мягких породах при поисках полезных ископаемых.

Разведочные *канавы* — горизонтальные или наклонные горные выработки, проводимые при поисках или разведке полезных ископаемых. Глубина канав обычно находится в пределах 5 м, длина зависит от назначения. Канавы, длина которых превышает 50 м, называются *магистральными*. Канавы проводят вкрест или по простиранию горных пород.

*Траншеей* называется горизонтальная или наклонная выработка трапециевидного сечения, проводимая для разведки или эксплуатации месторождения, прокладки трубопроводов и др. Траншея отличается от канавы значительно большими размерами.

Подземные горные выработки в зависимости от расположения в пространстве можно разделить на вертикальные, наклонные и горизонтальные.

К разведочным подземным выработкам относятся (рис. 1.1.): шахтный ствол, шурф, восстающий, гезенк, штольня, квершлаг, штрек, рассечка.

*Шахтный ствол* — вертикальная или наклонная горная выработка, имеющая непосредственный выход на поверхность и предназначенная для обслуживания подземных работ при разведке или разработке месторождений полезных ископаемых.

Наклонные стволы обычно проходят по полезному ископаемому и реже по пустым породам лежащего бока. Глубина разведочных шахт достигает 200-250 м. Площадь сечения стволов — 6-14 м<sup>2</sup>. Ствол шахты, пройденный из подземной горной выработки и, следовательно, не имеющий непосредственно выхода на поверхность, называют *слепым*.

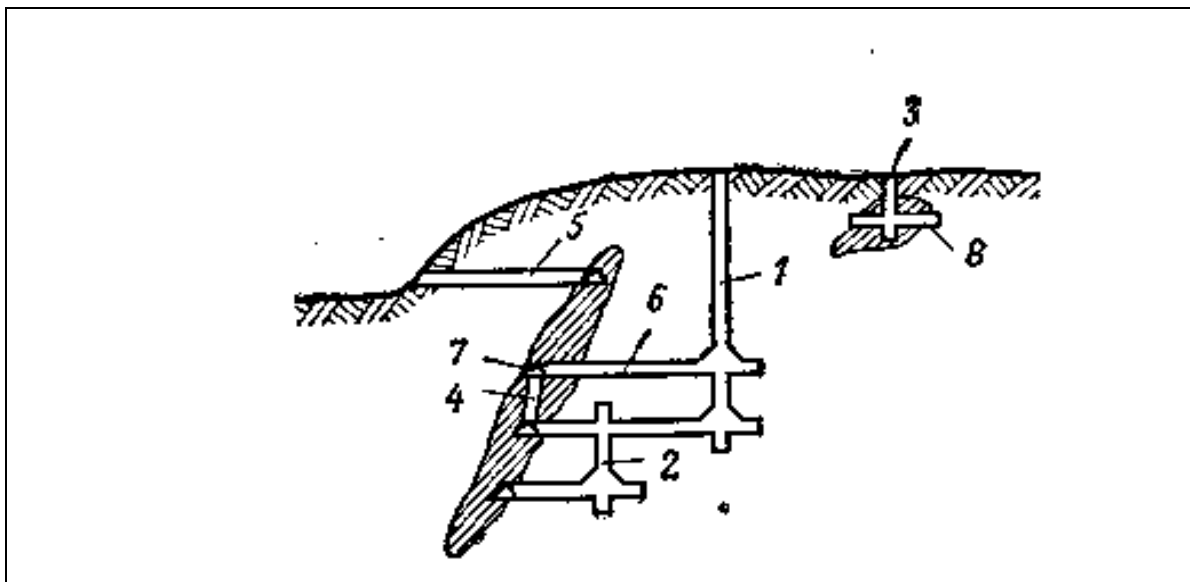


Рис. 1. 1. Подземные разведочные выработки (Ярмак М.Ф., Горелик М.Л.): 1 — шахтный ствол; 2 — слепой ствол; 3 — шурф; 4 — восстающий; 5 — штольня; 6 — квершлаг; 7 — штрек; 8 — рассечка

*Разведочный шурф* — вертикальная (реже наклонная) горная выработка прямоугольного или квадратного сечения, пройденная с поверхности на глубину не более 40 м. Для прослеживания рудных тел по простиранию из шурфа могут быть заданы горизонтальные выработки. Обычно проходят несколько шурфов, которые располагаются линиями вкрест простирания рудного тела или по сетке с определенными размерами. При разведке крутопадающих рудных тел проходят наклонные шурфы.

*Восстающий* — подземная горная выработка, не имеющая выхода на поверхность, пройденная снизу вверх и предназначенная для разведочных целей, передвижения людей,

спуска горной породы с верхнего горизонта на нижний, доставки материалов и оборудования.

Восстающие могут быть вертикальными или наклонными. Наклонные восстающие обычно проходят по полезному ископаемому.

*Гезенк* — подземная вертикальная горная выработка, не имеющая непосредственного выхода на поверхность и пройденная с верхнего на нижний горизонт. Гезенк предназначен для разведки полезного ископаемого или спуска горных пород под действием собственного веса.

*Штольня* — горизонтальная подземная горная выработка, имеющая непосредственный выход на поверхность и предназначенная для обслуживания подземных горных работ при разведке или разработке месторождений полезных ископаемых. Штольни обычно проводятся в склоне горы. Площадь поперечного сечения разведочной штольни изменяется от 5,1 до 9 м<sup>2</sup>.

*Квершлаг* — горизонтальная подземная горная выработка, не имеющая непосредственного выхода на поверхность и проводимая по вмещающим породам вкрест простирания или под некоторым углом к простиранию месторождения. Квершлаг соединяет ствол шахты с рудным телом; площадь сечения квершлага изменяется от 5,1 до 9 м<sup>2</sup>.

*Штрек* — горизонтальная подземная горная выработка, не имеющая непосредственного выхода на поверхность. Штреки проводят для разведки или разработки месторождения по простиранию полезного ископаемого. При горизонтальном залегании рудного тела штреки задаются в любом направлении. Штреки, пройденные по пустым породам вдоль полезного ископаемого, называются полевыми.

*Рассечка* — горизонтальная подземная горная выработка, не имеющая непосредственного выхода на поверхность, проводимая из шурфов, штолен или штреков вкрест простирания горных пород для поисков и разведки полезного ископаемого. Длина рассечки 20—30 м, реже 50—100 м.

К подземным горным выработкам относятся также *камерные выработки*. Они служат для размещения под землей различного оборудования, материалов и для других целей. К ним относятся: машинные камеры, камеры ожидания, противопожарная камера, медицинский пункт, склад ВВ и т. д.

Совокупность выработок, служащих для соединения ствола шахты со всеми остальными выработками и для размещения некоторых производственных служб, называется *околоствольным двором*. Характерной особенностью камерных выработок является незначительная длина при относительно большой ширине.

#### 1.2.2. Общие сведения о проведении горных выработок

*Проведение (проходка) выработки* — это комплекс работ по разрушению и извлечению горных пород в пределах контура поперечного сечения выработки, установленного соответствующим паспортом.

Этот комплекс работ при проведении разведочных выработок обычно включает в себя отделение породы от массива, погрузку и откатку ее в отвал, крепление выработки, наращивание рельсовых путей, трубопроводов, разделку водоотливной канавки и др.

Горизонтальные и наклонные разведочные выработки могут быть пройдены различным сечением. При сравнительно малых объемах горных работ на разведываемых объектах применяют выработки малых сечений. Механизация работ при их проведении заключается в применении малогабаритного оборудования (скреперы, погрузочные машины, аккумуляторные электровозы).

На стадии детальной разведки проводятся выработки увеличенных сечений с учетом использования их при дальнейшей разработке месторождений. В этих условиях могут быть использованы специализированные горнопроходческие машины, которые обеспечивают высокие скорости проходки.

В зависимости от устойчивости горных пород и их водоносности различают два способа проведения горных выработок:

*обычный* — при вскрытии и пересечении горными выработками устойчивых мягких и крепких пород с небольшими водопритоками;

*специальный* — когда подземные выработки должны пересекать неустойчивые мягкие и сыпучие породы или устойчивые крепкие, но сильно трещиноватые породы, характеризующиеся большим притоком воды.

Перед началом проведения горной выработки разрабатывается технологический паспорт (проект проведения горной выработки), в котором указываются: по каким породам должна пройти горная выработка, форма и размеры поперечного сечения, применяемое оборудование, инструменты и материалы, график организации работ, а также ожидаемые технико-экономические показатели.

В зависимости от пересекаемых забоем пород проходка горных выработок обычным способом может осуществляться: по однородным крепким породам; по однородным мягким породам; по неоднородным породам.

Операции технологического процесса проведения выработок подразделяются на основные и вспомогательные.

*Основными* горнопроходческими операциями называются такие, которые связаны непосредственно с выемкой горной породы и креплением выработки.

*Вспомогательные* операции обеспечивают нормальные условия для выполнения основных. К ним относятся: наращивание труб сжатого воздуха и воды, вентиляционных труб, устройство путей и т. д. Характер основных проходческих операций изменяется в зависимости от физико-технических свойств пересекаемых горных пород. В зависимости от организации технологического процесса основные операции производят последовательно или одновременно.

Продвижение забоя выработки осуществляется за счет периодического повторения основных горнопроходческих операций. Непрерывно повторяющаяся в течение определенного промежутка времени совокупность основных проходческих операций, необходимых для проведения выработки на установленную паспортную величину подвигания, называется *проходческим циклом*.

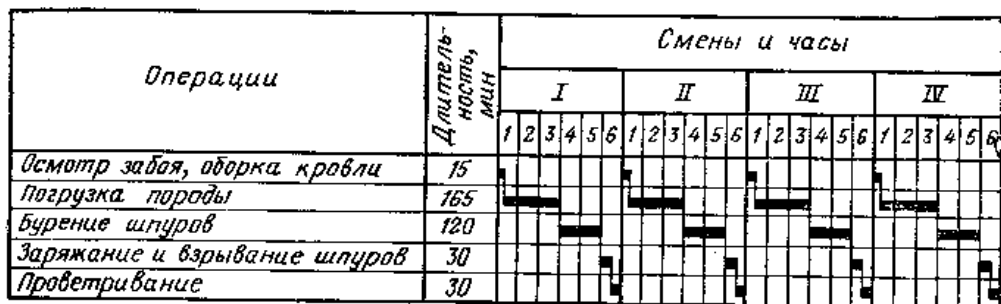


Рис. 1.2. Циклограмма проходческих работ

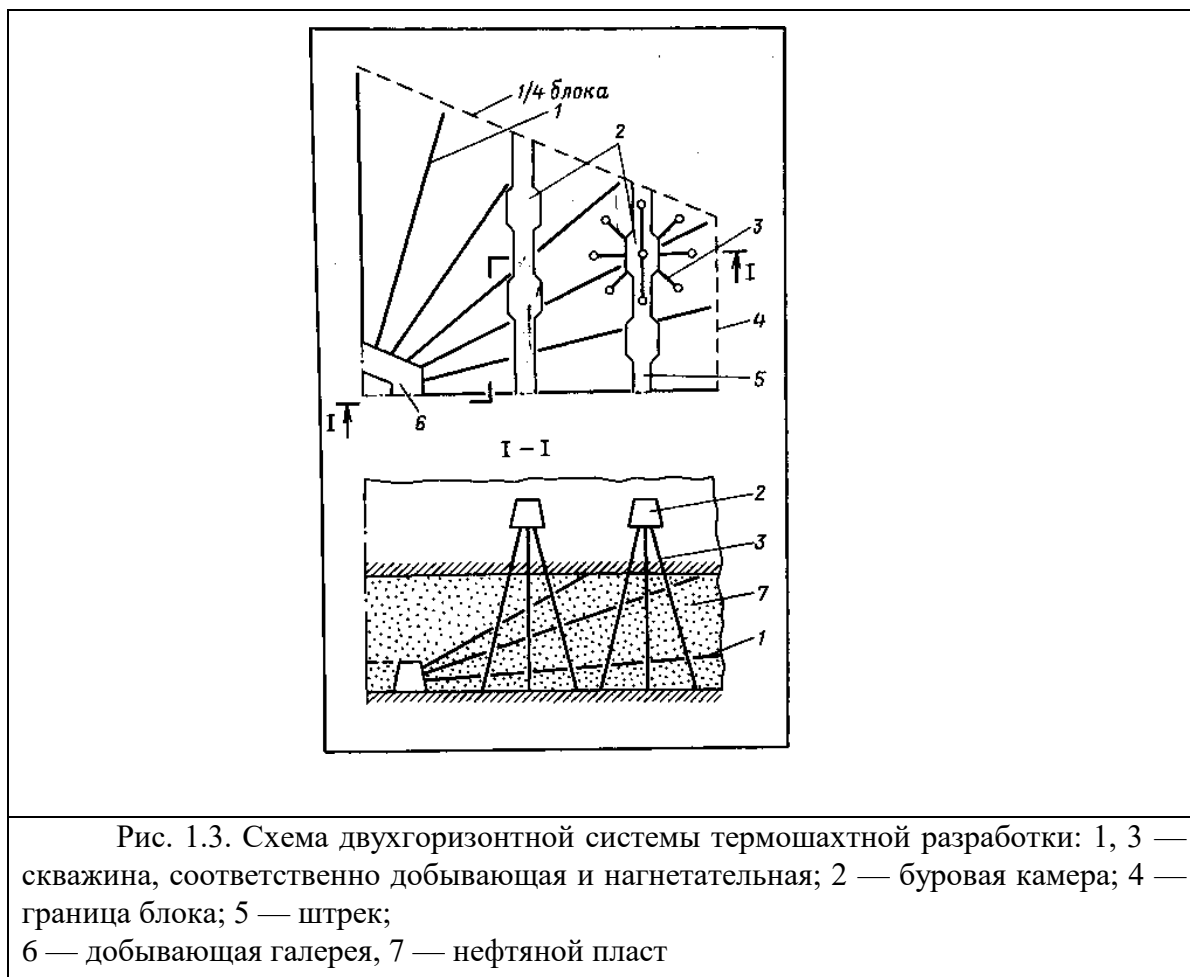
Время выполнения одного цикла называется продолжительностью цикла. Графическое изображение цикла, показывающее динамику развития процессов и операций во времени или одновременно во времени и пространстве, называется *циклограммой* (рис. 1.2.).

Наряду с выполнением основных проходческих операций весьма большое значение при проведении выработок имеют вспомогательные операции. Обычно эти операции ведутся параллельно с основными и на продолжительность цикла не влияют. Однако они должны быть тесно увязаны с продолжительностью основных операций.

### 1.2.3. Термошахтный метод разработки нефтяных и битумных залежей

Термошахтная разработка является сочетанием дренажной шахтной разработки с методами искусственного воздействия на пласт теплоносителями и осуществляется с помощью скважин, пробуренных из подземных горных выработок нефтяной шахты. Высокие показатели термошахтной разработки обеспечиваются за счет сосредоточения в продуктивном пласте или близко от него основных технологических процессов, нагнетательных и добывающих горизонтальных, полого-наклонных и восстающих скважин большой про-

тяженности (до 300 м), наиболее совершенных по степени и характеру вскрытия, а также за счет закачки теплоносителя (Табаков В.П., Гуров Е.И.).



Указанные скважины соединяют друг с другом отдельные трещины, каверны, каналы и зоны повышенной проницаемости продуктивного пласта. Благодаря резкому увеличению поверхности фильтрации скважин фильтрационные сопротивления в пласте снижаются, возрастает охват пласта тепловым воздействием, а применение плотной сетки скважин ускоряет и повышает эффективность разогрева разрабатываемого участка пласта. Основными объектами шахтной разработки являются: залежи вязких и высоковязких (тяжелых) нефтей и природных битумов; энергетически истощенные залежи; нефтяные залежи шельфовой зоны морей, а также залежи под населенными пунктами, городами, промышленными объектами, аэродромами, зонами отдыха и др.

Термошахтная разработка применяется в СНГ на Ярегском нефтяном месторождении с 1968 г. и реализуется в виде нескольких систем: двухгоризонтной, одногоризонтной, двухъярусной, одногоризонтной и двухъярусной с оконтуривающими нагнетательными выработками, панельной.

Наибольшее распространение получила двухгоризонтная система, двухъярусная, одногоризонтная и панельная — проходят опытно-промышленные испытания. Сущность двухгоризонтной системы заключается в том, что пар закачивают в пласт с надпластового горизонта через вертикальные и наклонно направленные нагнетательные скважины, а нефть отбирают из пологовосходящих добывающих скважин, пробуренных из расположенной в продуктивном пласте добывающей галереи (рис. 1.3.).

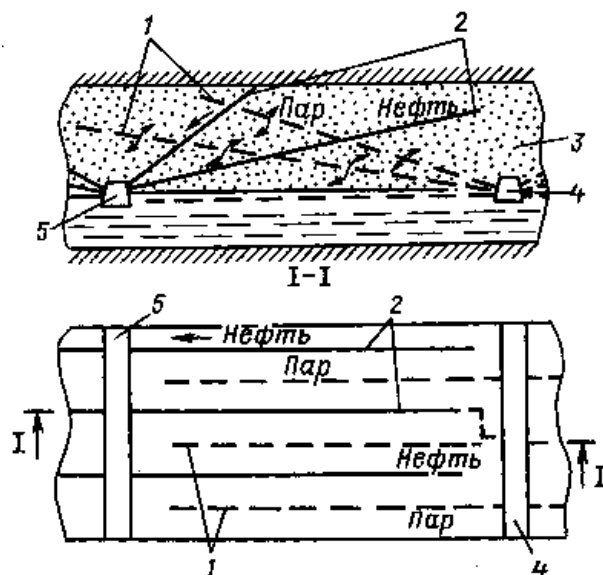


Рис. 1.4. Схема панельной системы термошахтной разработки:  
1, 2 — скважина соответственно нагнетательная и добывающая; 3 — пласт; 4, 5 — галерея соответственно нагнетательная и добывающая

Разновидностью этой системы является двухъярусная система, в которой вместо нагнетательных штретков и буровых камер сооружают в верхней части пласта нагнетательную галерею, из которой бурят горизонтальные и наклонно направленные нагнетательные скважины.

В одногоризонтной системе нагнетательные и добывающие скважины пробурены из одной рабочей галереи, сооруженной в продуктивном пласте или ниже его.

В одногоризонтной и двухъярусной системах с окон-туривающими нагнетательными галереями бурят дополнительные нагнетательные скважины на границах разрабатываемых участков и закачивают в них пар в определенной последовательности с основным фондом нагнетательных скважин.

В панельной системе нагнетательную галерею размещают в зоне забоев нижнего ряда добывающих скважин, а добывающую галерею —

в нижней части пласта или ниже его. Нагнетательные и добывающие галереи располагают параллельно друг другу и из них бурят нагнетательные и добывающие скважины навстречу друг другу на расстоянии 15—20 м (рис. 1.4.).

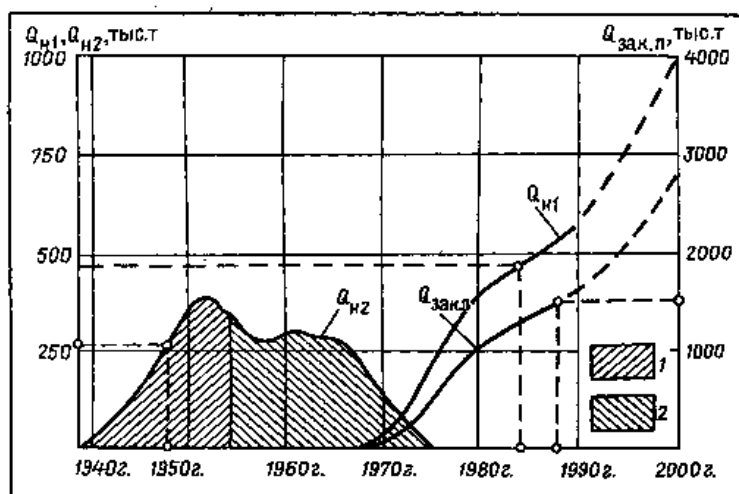


Рис. 1.5. Динамика термошахтной добычи нефти с тепловым воздействием  $Q_{H1}$  и без него  $Q_{H2}$ , а также закачки в пласт пара  $Q_{зак.п.}$ : 1,2 — соответственно ухтинская и уклонно-скважинная система

Ярегское месторождение нефти вязкостью (125—153) -102 мПа·с, разрабатывалось скважинами с поверхности земли, дренажным шахтным и термошахтным способами.

При опытной разработке скважинами с поверхности земли с 1935 по 1945 гг. достигнутый коэффициент нефтеизвлечения не превышал 2 %. Шахтная дренажно-скважинная разработка на естественном режиме применялась с 1939 по 1974 г. на трех нефтяных шахтах на площади, большей в 77,5 раза. Было добыто 7,4 млн. т нефти и достигнут коэффициент нефтеизвлечения около 4%.

Термошахтная разработка применяется с 1968 г., на площадях, отработанных ранее шахтным способом на естественном режиме. За 24 года разработки с площади, превышающей площадь разработки в 1935— 1945 гг. почти в 9 раз, было добыто 7,87 млн. т нефти при удельном расходе пара 2,7 т/т.

2.3. Отчет по лабораторной работе, оформленный в соответствии с требованиями к отчетности.

#### **Контрольные вопросы:**

1. Принцип шахтной добычи нефти.
2. Что представляют собой горные машины?
3. Дайте определение “шахты”, “шурфа”.
4. Дайте характеристику таким типам выработок, как “карьер”, “штольня”, “траншея”.

#### Лабораторная работа №2 «Нефтегазопромысловые трубопроводы»

**Цель:** изучение трубопроводов и арматуры, применяемых на нефтепромыслах

**Отчетность:** конспект, включающий:

- 1) классификацию труб по назначению, материалам и исполнению труб, основные размеры (диаметр, толщина стенок, длина), группы прочности, область применения, маркировка;
- 2) маркировку и схему трубы с муфтой для завода изготовителя согласно варианта (табл. 2.1.);
- 3) схему и размеры труб (соединений), указанных в таблице 2.1.;
- 4) ответы на контрольные вопросы темы.

#### **Порядок работы:**

2.1. Преподаватель кратко знакомит студентов с видами труб, применяемых в нефтегазодобыче: обсадные, насосно-компрессорные, бурильные, для нефтепромысловых коммуникаций. На схемах комплексной автоматизации нефтепромыслового предприятия (КАН) – вертикальной и горизонтальной - демонстрируются нефтепромысловые трубопроводы, классифицируемые по разным признакам (назначению, величине напора, по типу укладки и т.д.)

2.2. Демонстрируются и замеряются штангенциркулем, мерной лентой фрагменты труб:

- 1) обсадные – 2 фрагмента;
- 2) НКТ – 3 фрагмента (обычные стальные), 5 фрагментов (гибкие непрерывные трубы);
- 3) бурильные трубы – 2-а фрагмента (стальные, ЛБТ);
- 4) трубы для нефтегазопромысловых коммуникаций – 4-е фрагмента (стальные и сварные горячекатаные).

Таблица 2.1

Варианты заданий к лабораторной работе № 2 “Нефтепромысловые трубопроводы”

Показатели	Варианты												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

1) Маркировка и схема трубы обсадной завод диаметр, мм	СевТЗ 219	СевТЗ 245	ЧПТ 3 114	ЧПТ 3 127	НДТ 3 299	НДТ 3 324	ТМ 3 146	ТМ 3 168	ВМЗ 168	ВМЗ 245	СевТЗ 245	НДТ 3 299	ТМ 3 146
2) Схема и размеры труб (соединений) - фибerglassовых	+		+		+		+		+		+		
- термоизолированных	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
- ОТП/НМ		+		+		+		+		+		+	
- бурильных													

**Примечание.** “+” обозначены показатели, для которых необходимо привести характеристику в конспекте.

2.3. Изучение теоретического материала по каталогу XI “Трубы” (Нефтегазопромысловое оборудование. Комплект каталогов. Ред. Крец В.Г., Лукьянов В.Г., 1999г.).

2.4. Отчет по работе согласно требованиям к отчетности.

#### **Контрольные вопросы:**

1. Приведите возможные материалы для изготовления нефтегазопромысловых трубопроводов.

2. Прочностные характеристики обсадных труб.

3. Укажите назначение и конструктивные особенности гибких непрерывных труб.

4. Приведите возможные способы соединения труб.

#### **Лабораторная работа №3 «Расчет труб и емкостей»**

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

**Отчетность:** отчет по лабораторной работе, включающий титульный лист, оформленный в соответствии с требованиями (приложение 16), цель работы, обоснование и расчеты, эскизы оборудования, вывод.

#### **Порядок работы:**

Варианты исходных параметров приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Варианты заданий для расчета труб и емкостей

Показатели	Варианты													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Газосепаратор диаметр (внутр), м	1,0	1,5	2,0	2,2	2,4	2,6	2,8	3,0	3,5	4,0	4,1	4,2	4,3	4,4
рабочее давление, МПа	4,0	1,6	4,0	1,6	0,6	1,6	1,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Трубопровод диаметр, мм	150	175	200	250	300	350	400	450	820	1020	350	300	250	200
рабочее давление, МПа	18,0	16,0	14,0	10,0	3,0	2,0	1,5	1,0	0,5	0,5	1,5	2,0	8,0	10
Резервуар стальной диаметр, м	6	10	12	16	18	20	24	26	28	30	10	12	16	18
высота, м	8	10	12	14	14	16	18	20	20	20	12	14	18	18



## 1. Расчет трубопроводов на механическую прочность

Расчет трубопроводов на механическую прочность сводится к определению толщины стенки, которая была бы минимальной, но в тоже время не допускала разрушения труб при эксплуатации.

Минимальная толщина трубы рассчитывается по формуле:

$$S = \frac{P_u \cdot D_{вн}}{2 \cdot \sigma_{доп} \cdot \varphi}, \text{ мм}, \quad (3.1)$$

где  $P_u$  – давление, при котором производится опрессовка труб;

$D_{вн.}$  – номинальный внутренний диаметр трубы;

$\sigma_{доп.}$  – допускаемое напряжение, принимаемое равным  $0,9 \cdot \sigma'$  ( $\sigma'$  – нормативное напряжение растяжения материала трубы, принимаемое минимальному значению предела текучести);

$\varphi$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, принимается  $0,75 \div 0,9$  (также его можно определить по формуле).

Толщину труб следует принимать не менее  $1/140$  величины наружного диаметра труб и не менее 4 мм. Расчетная толщина стенки округляется в большую сторону до ближайшей в сортаменте труб.

## 2. Расчет газосепаратора на прочность

**Дегазация нефти** осуществляется с целью отделения газа от нефти.

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

Сепараторы бывают **вертикальные, горизонтальные и гидроциклонные**.

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

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

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

Толщина стенки газосепаратора определяется по формуле:

$$S = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \sigma_{доп} \cdot \varphi} + C, \text{ мм}, \quad (3.2)$$

где  $P$  – давление в газосепараторе;

$D_{вн.}$  – внутренний диаметр газосепаратора;

$C$  – коэффициент прочности сварных швов (принимается равным 2-3мм)

$\sigma_{доп.}$  – допускаемое напряжение на разрыв, МПа

$\sigma_{доп.} = \sigma^* \cdot k$ , где  $\sigma^*$  – нормативное допускаемое напряжение ( $\sigma^* = 387 - 562 \text{ МПа}$  - сталь Д; можно принять 300 МПа), а  $k$  – коэффициент условий (для газосепараторов принимается  $1 \div 0,9$ ;

$\varphi = 0,95$  (для сварных корпусов).

Стальные эллиптические днища изготавливают (ГОСТ 9617 76) диаметром от 159 до 4000 мм; отношение высоты эллиптической части днища к диаметру принято  $\frac{H}{D} = 0,25$ .

Толщина стенки эллиптических днищ определяется

$$S = \frac{P \cdot R}{2 \cdot \sigma_{доп} \cdot \varphi} + C, \text{ мм}, \quad (3.3)$$

где  $R$  – радиус кривизны в вершине днища, равный  $R = \frac{D^2}{4H}$ .

Для стандартных днищ при отношении высоты днища к его диаметру, равном 0,25 мм,  $R=D$ .

Днища стальные диаметром до 1600 мм, изготавливают из цельного листа, для них  $\varphi = 1$ .

Толщина днища принимается не меньше, чем у цилиндрической оболочки.

### 3. Расчет стальных резервуаров

**Резервуар** –местилище (наземное или подземное) для хранения жидкостей и газов.

Резервуары служат:

- для учета нефти;
- для достижения требуемого качества нефти (отстаивание от воды и мехпримесей, смешение и др.)
- для компенсации неравномерности приема-отпуска нефти на границах участков транспортной цепи.

Применяют **вертикальные** и **горизонтальные**, а также **железобетонные** резервуары.

Резервуары бывают **подземные** и **наземные**. Подземными называются резервуары, у которых наивысший уровень взлива не менее чем на 0,2 м ниже наинизшей планировочной отметки прилегающей площадки. Остальные резервуары относятся к **наземным**.

**Вертикальные стальные цилиндрические резервуары** со стационарной крышей (типа РВС) – наиболее распространенные. Они представляют собой цилиндрический корпус, сваренный из стальных листов размером 1,5х6 м, толщиной 4...25 мм, со щитовой конической или сферической кровлей. Длинная сторона листов расположена горизонтально. Один горизонтальный ряд сваренных между собой листов называется **поясом** резервуара. Пояса соединяются между собой **ступенчато**, **телескопически** или **встык**.



Рисунок 3.1. Типы соединений

Щитовая кровля опирается на фермы и (у резервуаров большой емкости) на центральную стойку.

Резервуары типа РВС сооружаются объемом от 100 до 50 000 м<sup>3</sup>. Они рассчитаны на избыточное давление 2000 Па и вакуум 200 Па.

Для сокращения потерь нефти от испарения вертикальные цилиндрические резервуары оснащают понтонами и плавающими крышами.

**Горизонтальные стальные цилиндрические резервуары (типа РГС)** изготавливают, как правило, на заводе и поставляют в готовом виде. Их объем составляет от 3 до 100 м<sup>3</sup>. На нефтеперекачивающих станциях такие резервуары используют как емкости для сбора утечек.

Резервуары средней и большей емкости в целях экономии металла изготавливаются с переменной толщиной стенки по высоте.

Стенки вертикальных цилиндрических резервуаров при отсутствии избыточного давления над поверхностью жидкости испытывают давление, зависящее от высоты столба

уровня жидкости до рассматриваемого пояса. Например, на глубине “h” стенки испытывают внутреннее давление, рассчитываемое по формуле

$$P = h \cdot \rho \cdot g . \quad (3.4)$$

Толщина стенки S определяется из уравнения

$$S = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \sigma_{\text{доп}}} , \text{мм} , \quad (3.5)$$

где P – внутреннее давление, которое испытывают стенки резервуара на определенной высоте;

D<sub>вн.</sub> –внутренний диаметр резервуара, мм;

$\sigma_{\text{доп}}$  - допускаемое напряжение на растяжение, МПа.

Толщину днища резервуара принимают не более 5 мм. Крышу резервуара изготавливают из стали толщиной не более 2,5 мм.

#### **Контрольные вопросы:**

1. Принцип расчета стальных вертикальных резервуаров.
2. Типы резервуаров и их назначение.
3. Что представляет собой опрессовка труб?
4. Горизонтальные и вертикальные газосепараторы.

#### Лабораторная работа №4 «Насосы и компрессоры в нефтедобыче»

**Цель:** изучение принципов работы, конструкций и области применения насосов и компрессоров

**Отчетность:** конспект, включающий:

- 1) классификацию насосов по принципу действия и область их применения;
- 2) эскиз объемного насоса (бурового) с описанием его конструкции и принципиальной схемы действия, а также его основных параметров;
- 3) эскиз центробежного насоса типа ЦНС или НМ с описанием его конструкции, принципа действия и основных характеристик;
- 4) схему и краткое описание компрессора, применяемого при производстве работ в нефтегазодобыче.

#### **Порядок работы:**

2.1. Преподаватель дает представление студентам об основных типах насосов и компрессоров. Рассматривается принципиальная гидродинамическая характеристика насоса и характеристика внешней сети.

2.2. Демонстрируется оборудование и его элементы:

- компрессор поршневой воздушного охлаждения;
- вентиляторы осевой и центробежный;
- насос центробежный УЭЦН в сборе 2 секции и его фрагменты;
- фрагменты консольного центробежного насоса;
- насос плунжерный (не комплект);
- насос струйный;
- насос шестеренный;
- ротор насоса центробежного двустороннего действия;
- насос штанговый в действующем электрофицированном макете УШСН.

2.3. Изучение теоретического материала по комплекту каталогов “Нефтегазопромысловое оборудование”, 1999г. (каталоги № 2, 3, 6, 9), а также по учебному пособию “Насосы в нефтедобыче” (Крец В.Г., Федина О.В.), 2004г.

2.4. Отчет по лабораторной работе согласно требованиям отчетности.

#### **Контрольные вопросы:**

1. Принцип работы центробежных насосов.
2. Объемные насосы.
3. Работа турбомашин на внешнюю сеть.

## Лабораторная работа №5 «Ликвидация песчаной пробки в нефтяной скважине»

**Цель:** изучение и выбор оборудования для ликвидации песчаных пробок нефтяных скважин промывкой

**Отчетность:** отчет по лабораторной работе, включающий титульный лист, оформленный в соответствии с требованиями (приложение 16), цель работы, обоснование и расчеты, эскизы схем промывки и оборудования, перечень выбранного оборудования и его технические характеристики, вывод.

### **Порядок работы:**

#### **Вводная часть**

Песок (частицы породы) выносится из пласта в ствол скважины в результате разрушения пород, обычно рыхлых, слабосцементированных. Песок, поступающий в скважину, осаждаясь на забое, образует пробку, которая существенно снижает текущий дебит скважины.

Ликвидацию песчаных пробок относят к операциям по подземному (текущему) ремонту скважины и проводят промывкой скважин водой, различными жидкостями, газожидкостными смесями, пенами, продувкой воздухом и т.д.

Для выполнения лабораторной работы необходимо знание следующих терминов:

- пласт;
- ствол скважины;
- дебит скважины;
- забой скважины;
- текущий ремонт скважины;
- наружный, внутренний, условный диаметры труб;
- эксплуатационные трубы, насосно-компрессорные трубы.

В работе приводятся следующие сокращения и обозначения:

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы;

**h** – гидравлические потери;

**$\lambda$**  – коэффициент гидравлических сопротивлений;

**м. вод. ст.** – метры водяного столба;

**!** - знак “обратить внимание”.

Для индивидуальной работы предложено 16 вариантов заданий (табл. 5.4.).

*В алгоритме расчета приведен полный расчет промывки для первого варианта.*

#### **Теоретическая часть**

Выделяют *прямую* (рис. 5.1) и *обратную* (рис. 5.2) промывку скважин от песчаной пробки.

*Прямая промывка* - процесс удаления из скважины песка путем нагнетания промывочной жидкости внутрь спущенных труб (НКТ) и выноса размытой породы жидкостью через затрубное (кольцевое) пространство. Для повышения эффективности рыхления пробок на конец колонны НКТ иногда навинчивают различные приспособления – насадки.

*Обратная промывка скважин от песчаных пробок* - процесс удаления песка из скважин с нагнетанием промывочной жидкости в затрубное (кольцевое) пространство и направлением входящего потока жидкости через промывочные трубы.

Расчет промывки ствола скважины состоит в определении гидравлических потерь напора в процессе движения жидкости. К потерям относятся *потери напора в трубах, потери жидкости при движении в кольцевом пространстве, потери напора для уравновешивания разности плотностей жидкости в промывочных трубах и в кольцевом пространстве, потери напора в иланге и вертлюге, потери в насадке.*



## ЗАДАНИЕ

Необходимо обосновать и выбрать для условий своего варианта (табл. 5.4) оборудование для проведения промывки скважины от песчаной пробки: промывочный насос, подъемную установку, ключи для свинчивания-развинчивания НКТ (ручные и механические), элеваторы, вертлюги.

Таблица 5.4

Варианты задания к практической работе по выбору оборудования для промыва песчаной пробки

Показатели	Варианты															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Глубина скважины, м	2000	2100	2200	2300	2400	2500	2600	2700	2800	2900	3000	2000	2400	2500	2600	2700
Высота песчаной пробки, м	400	350	300	250	200	400	350	300	250	200	400	350	400	350	300	250
Диаметр песчинок, мм	0,3	0,25	0,2	0,3	0,25	0,2	0,3	0,25	0,2	0,3	0,25	0,2	0,3	0,25	0,2	0,3
Усл. диаметр эксплуатац. колонны, мм	140	146	168	178	146	168	178	146	168	178	146	168	178	146	168	178
Усл. диаметр НКТ, мм	48	60	60	73	48	60	60	60	73	89	60	60	73	60	60	73
Плотность промывочной жидкости, кг/м <sup>3</sup>	1000	1000	1000	900	900	900	1000	1000	1000	800	800	800	1000	1000	1000	1000
Способ промывки	прямой							обратный			выбрать один из двух способов					
Наконечник: насадок Ø, мм	10		20	30	10	20	30									

### Контрольные вопросы:

1. Сформулируйте достоинства и недостатки прямой и обратной промывки.
2. Подъемные установки для ремонта скважин.
3. Оборудование и инструменты для спуско-подъемных операций.
4. Применение технологии с гибкими непрерывными трубами для промывки песчаной пробки в скважине.

### Лабораторная работа №6 «Гидравлический разрыв пласта в скважине»

**Цель:** изучение технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП) и выбор оборудования для его проведения.

**Отчетность:** отчет по лабораторной работе включающий титульный лист, оформленный в соответствии с требованиями (приложение 16), цель работы, технологическую схему ГРП, расчеты, перечень выбранного оборудования и его технические характеристики, выводы.

### Порядок работы:

#### Теоретическая часть

Процесс ГРП заключается в формировании новых и расширении существующих в пласте трещин под действием давления нагнетаемой в пласт жидкости. Для того, чтобы трещины не смыкались после снятия давления, в них вводят расклинивающий агент, в качестве которого часто используется пропант (керамические шарики), отсортированный кварцевый песок фракции 0,5-0,8 мм, корунд, стеклянные шарики и др.

Технология ГРП включает: 1) промывку скважины; 2) спуск в скважину высокопрочных НКТ с пакером и якорем на нижнем конце; 3) обвязку и опрессовку на 1,5-кратное рабочее давление устья и наземного оборудования; 4) определение приемистости

скважин закачкой жидкости; 5) закачку в пласт жидкости-разрыва, жидкости-песконосителя и продавочной жидкости; 6) демонтаж оборудования и пуск скважины в работу.

При выборе оборудования для проведения ГРП необходимо: давление и расход жидкостей; типы и количество жидких сред и наполнителя, определить технологическую схему.

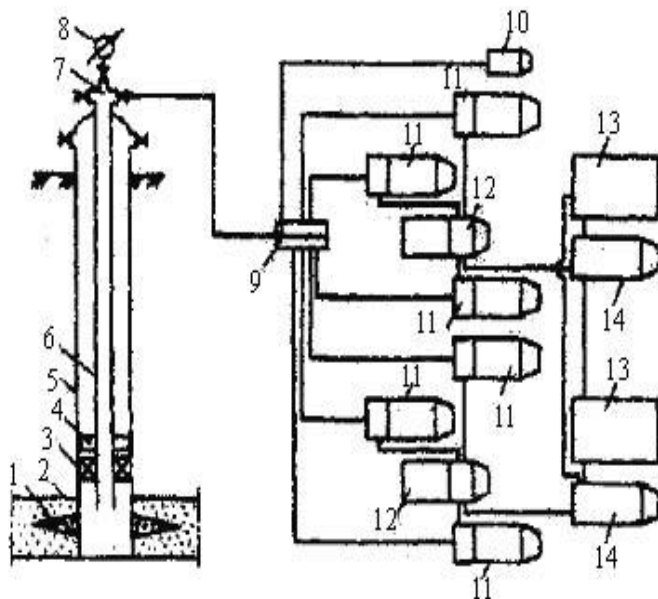


Рис. 6.1. Технологическая схема гидравлического разрыва пласта:

1 – трещина разрыва; 2 – продуктивный пласт; 3 – пакер; 4 – якорь; 5 – обсадная колонна; 6 – насосно-компрессорные трубы; 7 – арматура устья; 8 – манометр; 9 – блок манифольдов; 10 – станция контроля и управления процессом;

11 – насосные агрегаты; 12 – пескосмесители;

13 – ёмкости с технологическими жидкостями; 14 – насосные агрегаты

#### Алгоритм расчета:

##### 1) Определение минимального расхода закачки жидкости

Технологические показатели ГРП рассчитываются для условий образования вертикальных и горизонтальных трещин при закачке жидкости.

В качестве жидкостей разрыва и песконосителей используются нефть, вода, сульфит-спиртовая барда (ССБ), растворы полимеров и ПАВ, нефтеводные и нефтекислотные гидрофильные и гидрофобные эмульсии, пены и др. Жидкость-песконоситель должна быть достаточно вязкой, чтобы скорость оседания расклинивающего материала не была значительной, и обладать, по возможности, минимальной фильтруемостью, чтобы транспортировать этот материал в глубь трещины. Однако, при выборе жидкости необходимо учитывать, что с увеличением вязкости возрастают потери напора.

Минимальный расход закачки жидкости разрыва может быть оценен при образовании вертикальной и горизонтальной трещины соответственно по эмпирическим формулам

$$Q_{\text{верт}} \geq \frac{h \cdot W_{\text{верт}}}{5 \cdot \mu_{\text{ж}}}, \text{ л/с}, \quad (6.1)$$

$$Q_{\text{гор}} \geq \frac{\pi \cdot R_{\text{Т}} \cdot W_{\text{гор}}}{10 \cdot \mu_{\text{ж}}}, \quad (6.2)$$

где  $Q_{\text{верт}}$ ,  $Q_{\text{гор}}$  – минимальные расходы, л/с;  $h$  – толщина пласта, см;  $W_{\text{верт}}$ ,  $W_{\text{гор}}$  – ширина вертикальной и горизонтальной трещины, см;  $\mu_{\text{ж}}$  – вязкость жидкости разрыва, мПа·с;  $R_{\text{Т}}$  – радиус горизонтальной трещины, см.

Таблица 6.1

Вязкость жидкостей, используемых для ГРП

Жидкость	Вязкость, мПа·с	Примечание
----------	-----------------	------------

Вода	1	
Водный раствор ССБ	1÷1500	Чаще применяются растворы ССБ вязкостью 250÷800 мПа·с
Нефтемазутные смеси	От единиц до нескольких тыс. мПа·с	

Тип жидкости разрыва и ее вязкость  $\mu_{\text{ж}}$  принимается самостоятельно.

2) *Определение давления нагнетания на устье скважины -  $P_y$*

$$P_y = P_{\text{грп}} + \Delta P_{\text{тр}} - P_{\text{пл}}, \quad (6.3)$$

где  $P_{\text{грп}}$  – забойное давление разрыва пласта,  $\Delta P_{\text{тр}}$  – давление на трение в трубах,  $P_{\text{пл}}$  – пластовое давление.

2.1. Определение  $P_{\text{грп}}$

$P_{\text{грп}}$  устанавливают по опыту или оценивают по формуле

$$P_{\text{грп}} = P_{\text{г}} + \sigma_p, \quad (6.4)$$

где  $P_{\text{г}} = H \cdot \rho_{\text{п}} \cdot g$ , (Па) – горное давление, где  $\sigma_{\text{пород}}$  – прочность породы пласта на разрыв в условиях всестороннего сжатия ( $\sigma_{\text{пород}} = 1,5 \div 3$  МПа);  $H$  – глубина залегания пласта, м;  $\rho_{\text{п}}$  – средняя плотность вышележащих горных пород, равная  $2200 \div 2600$  кг/м<sup>3</sup>, в среднем 2300 кг/м<sup>3</sup>;  $g$  – ускорение свободного падения.

**Пример.** Дано:  $H = 2270$  м;  $\sigma_{\text{пород}} = 2$  МПа;  $\rho_{\text{п}} = 2300$  кг/м<sup>3</sup>.

Определить  $P_{\text{грп}}$ .

$$P_{\text{грп}} = 2270 \cdot 2300 \cdot 9,8 \cdot 10^{-6} + 2 \approx 52 \text{ МПа}$$

При глубине скважин  $H > 1000 \div 1200$  м можно определить  $P_{\text{грп}} = (0,75 \div 0,8) P_{\text{пл}}$  (данные статистического анализа).

2.2. Определение  $P_{\text{пл}}$

В приближенных расчётах можно принять

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{с}}, \quad (6.5)$$

где  $P_{\text{с}}$  – гидростатическое давление столба жидкости в скважине, МПа (например, при глубине скважины 2400 м -  $P_{\text{пл}} = P_{\text{с}} = 24$  МПа ;

2.3. Определение  $\Delta P_{\text{тр}}$

Давление на трение в трубах  $\Delta P_{\text{тр}}$  определяется по формуле Дарси-Вейсбаха (при необходимости с учётом увеличения потерь давления за счёт наличия в жидкости песка).



$$\Delta P_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{l_c}{d_{\text{вн}}} \cdot \frac{V_{\text{п}}^2}{2 \cdot g} \cdot \rho_{\text{ж.п}} 10^{-3}, \quad (6.6)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлических сопротивлений

$$\lambda = 64 / \text{Re}, \quad (6.7)$$

$\text{Re}$  – число Рейнольдса – безразмерная величина, характеризующая соотношение между силами вязкости и силами инерции в потоке

$$\text{Re} = 4 \cdot Q \cdot \rho_{\text{ж.п.}} / (\pi \cdot d_{\text{вн}} \cdot \mu_{\text{ж.п.}}), \quad (6.8)$$

при  $\text{Re} > 400$  принимают  $\Delta P_{\text{тр}}$ , увеличенное в 1,5 раза),  $Q$  – темп закачки, м<sup>3</sup>/с;

$d_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр НКТ, м;

Вязкость жидкости-песконосителя  $\mu_{\text{ж.п.}}$  определяется на основе вязкости жидкости  $\mu_{\text{ж}}$ , используемой в качестве песконосителя

$$\mu_{\text{ж.п.}} = \mu_{\text{ж}} \cdot \exp(3.18 \cdot \beta_{\text{п}}), \text{ мПа} \cdot \text{с}, \quad (6.9)$$

где  $\beta_{\text{п}}$  – объёмная концентрация песка в смеси, кг/м<sup>3</sup>

$$\beta_{\text{п}} = \frac{C_{\text{п}} / \rho_{\text{песка}}}{C_{\text{п}} / \rho_{\text{песка}} + 1}, \quad (6.10)$$

где  $C_{\text{п}}$  – концентрация песка в 1 м<sup>3</sup> жидкости, кг/м<sup>3</sup>:

- для вязкой жидкости  $C_{\text{п}} = 180 \div 400$  кг/м<sup>3</sup>;
- для воды  $C_{\text{п}} = 40 \div 50$  кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{песка}}$  – плотность песка, кг/м<sup>3</sup>; ( $\rho_{\text{песка}} = 2500$  кг/м<sup>3</sup>).

$$\rho_{\text{ж.п.}} = \rho'_{\text{ж.п.}} (1 - \beta_{\text{п}}) + \rho_{\text{песка}} \cdot \beta_{\text{п}}, \quad (6.11)$$

где  $\rho_{\text{ж.п.}}$  – плотность жидкости-песконосителя, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho'_{\text{ж.п.}}$  – плотность жидкости, используемой в качестве песконосителя, кг/м<sup>3</sup>.

Таблица 6.3

Плотности жидкостей, используемых в качестве песконосителя

Жидкость	Плотность жидкости, (кг/м <sup>3</sup> )
Вода	1000
Мазут	890-1000
Нефть	780-1000
Керосин	800-850

$V_{\text{п}}$  – скорость потока жидкости в НКТ, м/с

$$V_{\text{п}} = Q / S, \quad (6.12)$$

где  $S$  – площадь сечения НКТ, м<sup>2</sup>.

Увеличение  $V_{\text{п}}$  ( $V_{\text{п}} > 2,5$  м/с) может привести к значительному увеличению  $\Delta P_{\text{тр}}$  и увеличению устьевого давления  $P_{\text{у}}$ , которое не может быть обеспечено существующими насосами. В этом случае можно принять НКТ большего диаметра (в этом случае уменьшится  $V_{\text{п}}$ ), либо уменьшить расход закачиваемой жидкости (увеличив вязкость жидкости разрыва).

**Пример.** Дано:  $l_c = 2270$  м;  $Q = 0,010$  м<sup>3</sup>/с ( $V_{\text{п}} = 2.2$  м/с);  $\rho'_{\text{ж.п.}} = 945$  кг/м<sup>3</sup> (нефть);  $\mu_{\text{ж}} = 0,285$  Па·с;  $d_{\text{вн}} = 0,0759$  м;  $C_{\text{п}} = 275$  кг/м<sup>3</sup>.

Определить:  $\Delta P_{\text{тр}}$ .

Решение:

$$\beta_{\Pi} = \frac{275/2500}{275/2500+1} = 0.11/1.11 = 0.1;$$

$$\rho_{\text{ж.п}} = 945(1-0.1) + 2500 \cdot 0.1 = 1100 \text{ кг/м}^3;$$

$$\mu_{\text{ж.п}} = 0.285 \exp(3.18 \cdot 0.1) = 0.392 \text{ Па} \cdot \text{с};$$

$$\text{Re} = 4 \cdot 0.010 / (3.14 \cdot 0.0759 \cdot 0.392) = 471;$$

$$\lambda = 64 / 471 = 0.136;$$

$$\Delta P_{\text{тр}} = 0.136 \frac{2270}{0.076} \times \frac{2.2^2}{2 \cdot 9.81} \times 1.1 \approx 11 \text{ МПа.}$$

Т. к.  $\text{Re} > 400$ , то  $\Delta P_{\text{тр}} = 11 \cdot 1.52 = 16.72 \text{ МПа.}$

Давление  $P_y$  составит (примем  $P_{\text{шт}} = 22.7 \text{ МПа}$ ):

$$P_y = 52 + 16.72 - 22.7 = 46.02 \text{ МПа.}$$

3) По принятым  $P_y$  и  $Q$  выбираем насосный агрегат

4) Количество насосных агрегатов, необходимых для проведения ГРП

$$N = P_y \cdot Q / (P_p \cdot Q_p \cdot K_{\text{ТС}}) + 1, \quad (6.13)$$

где  $P_p$  – рабочее давление агрегата, МПа;  $P_y$  – давление нагнетания на устье, МПа;  $Q$  – рассчитанный расход жидкости, м<sup>3</sup>/с;  $Q_p$  – подача агрегата при данном  $P_p$ , м<sup>3</sup>/с;  $K_{\text{ТС}}$  – коэффициент технического состояния агрегата ( $K_{\text{ТС}} = 0.5 \div 0.8$ ).

5) Выбор пакера и якоря

Пакер и якорь выбираются из условий диаметра пакера и внутреннего диаметра обсадной колонны (зазор принимается 3-7 мм) и перепада давления (разность давлений выше и ниже пакера, то есть

$$\Delta P = P_{\text{грп}} - P_c. \quad (6.14)$$

**Пример.** Дано:  $P_{\text{грп}} = 52 \text{ МПа}$ ,  $P_c = 24 \text{ МПа}$ , диаметр внутренний эксплуатационной колонны равен 150,5 мм (при толщине стенки 8,9 мм).

Определить:  $\Delta P$ , диаметр пакера и якоря, выбрать соответствующие модели оборудования.

Решение:  $\Delta P = 52 \text{ МПа} - 24 \text{ МПа} = 28 \text{ МПа}$ ;

Диаметр наружный пакер-якоря  $\varnothing_{\text{пакера, якоря}} = 150,5 \text{ мм} - 5 \text{ мм} = 145,5 \text{ мм}$  (приняли зазор между пакером и эксплуатационной колонной равным 5 мм)

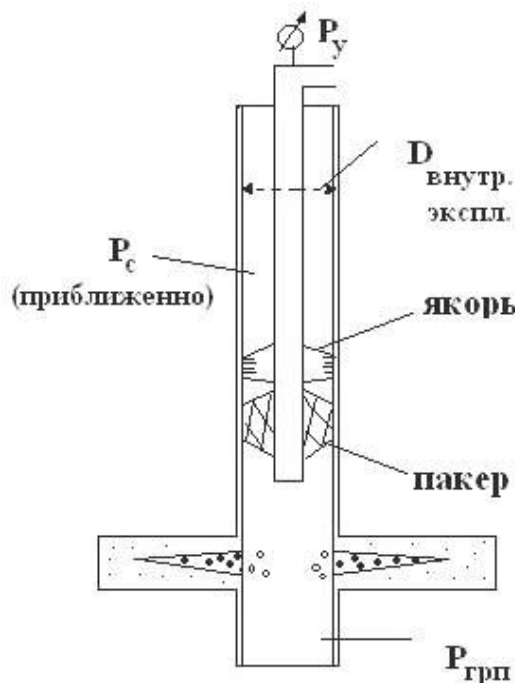


Рис. 6.2. Схема размещения пакера, якоря в скважине

Таким образом, необходимо выбрать пакер и якорь на рабочее давление 28 МПа и диаметром 145,5 мм. Этим параметрам соответствует модель пакера-якоря **1ПД-ЯГ-145-500** (наружный диаметр пакера 145 мм, рабочее давление 50 МПа).

б) Общая продолжительность процесса ГРП

$$t = \frac{V_p + V_{ж.п} + V_{пр}}{Q_{ср}}, \text{ час,} \quad (6.15)$$

где  $V_p$  – количество жидкости разрыва, м<sup>3</sup>;

$V_{ж.п}$  - объём жидкости песконосителя  $V_{ж.п} = Q_{п} / C_{п}$ ,

где  $Q_{п}$  – количество закачиваемого песка на один гидроразрыв.

$V_{пр} = 0.785 \cdot d_{вн}^2 \cdot l_c$  - объём продавочной жидкости;  $d_{вн}$  - внутренний диаметр НКТ;  $l_c$  - глубина скважины.

$Q_{ср}$  - прием приближенно равным  $Q_p$ .

7) Другое оборудование выбирается исходя из перечня необходимого оборудования (см. рис. 1) для ГРП и параметров (емкость, давление и др.)

Перечень наиболее распространенного оборудования для ГРП:

- Пакеры с опорой на забой: ПМ; ОПМ.
- Пакеры (плашечные) без опоры на забой: ПШ; ПС; ПГ.
- Насосные установки (агрегаты) УН1-630-700А (4АН-700).
- Пескосмесительные установки: 4ПА; УСП-50 (до 9 т песка).
- Блок манифольда: 1БМ-700; 1БМ-700С.
- Арматура устья: 2АУ-700, 2АУ-700 СУ.
- Автоцистерны: АЦН-11-257; АЦН-7,5-5334; Цр-7АП; ЦР-20; АКЦП-21-5523А вместимостью 6-21 м<sup>3</sup>.

**Задание**

Необходимо обосновать и выбрать для условий своего варианта (табл. 6.1) наземное и подземное оборудование для проведения ГРП: подъемную установку, НКТ, пакеры,

якори, арматуру устья, блок манифольда, насосные установки, пескосмесительные установки, автоцистерны.

Таблица 6.1

Варианты заданий по выбору оборудования для ГРП

№ п/п	ПОКАЗАТЕЛИ	ВАРИАНТЫ									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Мощность пласта, $h$ , м	5	10	12	14	16	18	20	18	16	14
2	Количество жидкости разрыва, $Q$ , м <sup>3</sup>	5	6	7	8	9	10	5	6	7	8
3	Количество песка, т	5	6	7	8	9	10	5	6	7	8
4	Концентрация песка в жидкости носителя, $C_n$ , кг/м <sup>3</sup>	40	45	50	40	40	50	45	выбрать		
5	Глубина скважины, $l$ , м	2000	2100	2500	2700	3000	3200	2800	2600	2400	2300
6	Диаметр эксплуатационной колонны (условный), $D_{\text{усл. экпл.}}$ , мм	146	146	146	146	168	168	168	146	146	114
7	Условный диаметр НКТ, $D_{\text{усл. НКТ.}}$ , мм	73	73	73	60	89	89	73	73	73	60
<p>Принимаемые величины: <math>W_{\text{верт}} \approx 1 \div 2,0</math> см; <math>W_{\text{гор}} \approx 1 \div 2,0</math> см; <math>R_T \approx 50 \div 80</math> м и более.</p> <p>Вязкость <math>\mu_{\text{ж}}</math> и плотность <math>\rho_{\text{ж}}</math> жидкости, используемой в качестве песконосителя, принимается самостоятельно из табл. 6.2, 6.3.</p>											

**Контрольные вопросы:**

1. Насосы, применяемые для ГРП.
2. Скважинное оборудование для ГРП.
3. Принцип выбора оборудования для ГРП.

**Критерии оценки:**

Студент должен выполнить девять работ лабораторных работ:

5 семестр:

- максимально 20 баллов – за полный, развернутый ответ на поставленные вопросы при защите отчета;
- минимально 12 баллов – за неполный ответ с допущением грубых ошибок при определении сущности раскрываемых понятий, теорий, явлений.

6 семестр:

- максимально 10 баллов – за полный, развернутый ответ на поставленные вопросы при защите отчета;
- минимально 6 баллов – за неполный ответ с допущением грубых ошибок при определении сущности раскрываемых понятий, теорий, явлений.

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Нижекамский химико-технологический институт (филиал) федерального  
государственного бюджетного образовательного учреждения  
высшего образования  
«Казанский национальный исследовательский технологический университет»  
Технологический факультет

**Контрольная работа**  
по дисциплине Б1.В.ДВ.02.02 Первичные процессы нефтедобычи  
1 семестр

Требования к выполнению и оформлению контрольных  
заданий

Вариант контрольного задания выбирается в соответствии с порядковым номером студента в общем списке.

Перед тем как приступить к выполнению контрольного задания, студент должен проработать рекомендуемую литературу. Контрольная работа оформляется в письменном виде в тетрадях. Вопросы и ответы должны быть написаны в том порядке, в котором они стоят в задании. Отвечать на вопросы следует кратко, точно, исчерпывающе. Произвольные сокращения не допускаются. В конце контрольной работы приводится список использованной литературы.

***Контрольные вопросы***

1. Разработка нефтяных месторождений

- 1.1 Основные геологические понятия
- 1.2 Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов
- 1.3 Неоднородность и анизотропия коллекторов
- 1.4 Горное давление и эффективное давление
- 1.5 Виды пластовой энергии
- 1.6 Основные источники пластовой энергии
- 1.7 Режимы работы нефтяных залежей
- 1.8 Упруговодонапорный режим
- 1.9 Газонапорный режим
- 1.10 Гравитационный режим

2. Физические модели пластов и характеристики вытеснения

- 2.1 Детерминированная модель
- 2.2 Вероятностно-статистическая модель
- 2.3 Модель с двойной пористостью и проницаемостью
- 2.4 Модель Уоррена-Рута
- 2.5 Модель Каземи
- 2.6 Модель Полларда
- 2.7 Особенности применения моделей сложнопостроенных коллекторов
- 2.8 Водонасыщенность и обводненность
- 2.9 Поршневое вытеснение нефти
- 2.10 Непоршневое вытеснение нефти

3. Проектные документы и разработка залежей с высоковязкими нефтями

- 3.1 Проблемы разработки нефтяных месторождений
- 3.2 Проектные документы
- 3.3 Геолого-промысловая характеристика месторождения
- 3.4 Рациональная система разработки
- 3.5 Геологические особенности строения пластов с высоковязкой нефтью
- 3.6 Русское месторождение

- 3.7 Месторождение Катангли  
 3.8 Месторождения высоковязких нефтей Канады  
 3.9 Основные особенности разработки залежей высоковязких нефтей  
 3.10 Методы интенсификации притока

#### Вопросы к контрольным заданиям

Номер варианта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вопрос №1	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	1.10
Вопрос №2	2.10	2.9	2.8	2.7	2.6	2.5	2.4	2.3	2.2	2.1
Вопрос №3	3.5	3.4	3.3	3.2	3.1	3.10	3.9	3.8	3.7	3.6

#### 2 семестр

##### Требования к выполнению и оформлению контрольных заданий

Вариант контрольного задания выбирается в соответствии с порядковым номером студента в общем списке.

Перед тем как приступить к выполнению контрольного задания, студент должен проработать рекомендуемую литературу. Контрольная работа оформляется в письменном виде в тетрадях. Вопросы и ответы должны быть написаны в том порядке, в котором они стоят в задании. Отвечать на вопросы следует кратко, точно, исчерпывающе. Произвольные сокращения не допускаются. В конце контрольной работы приводится список использованной литературы.

#### *Контрольные вопросы*

##### **Вариант 1**

1. Перечислите основные классы кислородсодержащих соединений, присутствующих в нефтях.
2. Какие выделяют виды нефти по химической и технологической классификации?
3. Составьте структурные формулы:
  - нафталина;
  - н-гептана;
  - циклогексана;
  - ксилола.
4. Осуществите цепочку превращений:  
 $C_3H_8 \rightarrow C_3H_7Br \rightarrow C_6H_{14} \rightarrow C_3H_6 \rightarrow CO_2$
5. Какой объем бутана образуется при крекинге н-октана массой 160 г.?
6. Какую массу бутена нужно взять для получения бутанола массой 250 г.?

##### **Вариант 2**

1. Что такое цетановое число топлива, что оно характеризует и от чего зависит?
2. Что такое средняя молекулярная масса нефтепродукта, как она математически определяется?
3. В каком агрегатном состоянии при обыкновенных условиях находится алкан  $C_{15}H_{32}$ , дайте ему название, запишите реакции взаимодействия его с хлором и азотной кислотой.

4. При крекинге нефти образуется этилен, который можно использовать для получения уксусной кислоты. Приведите уравнения соответствующих реакций.

5. Составьте структурные формулы:

- 2,2,4-триметилпентана;
- 1,2-диметилциклопропана;
- толуола.

6. Сколько граммов галогенпроизводного образуется при взаимодействии пропилена объемом 1,12 л. с хлороводородом?

### Вариант 3

1. Охарактеризуйте основные методы очистки нефти от воды.

2. Что такое октановое число топлива, что оно характеризует и от чего зависит?

3. Почему при бромировании используют не раствор брома, а смесь бромида и бромата калия?

4. Составьте структурные формулы:

- н-гексана;
- изобутана;
- толуола;
- нафталина.

5. Запишите реакции гидрирования и бромирования бензола.

6. Сколько кислорода необходимо для сгорания метана: а) массой 4г.; б) количеством 0,1 моль.

### Вариант 4

1. Перечислите компоненты нефти и их процентное содержание.

2. Классификация нефтей, принципы классификации.

3. Что такое относительная плотность нефти, как ее определяют, единицы измерения этой величины.

4. Составьте формулы:

- 2,2-диметилпентана;
- 2,2,4-триметилпентана;

Определите первичные, вторичные, третичные, четвертичные атомы углерода в этих веществах.

5. При крекинге нефти образуется пропилен, который можно использовать для получения пропановой кислоты. Приведите уравнения соответствующих реакций.

6. Сколько граммов хлора могут прореагировать с пропаном массой 11 грамм, если в результате реакции образуется монохлорзамещенное пропана?

### Вариант 5

1. Объясните сущность крекинга нефтепродуктов. В каких условиях осуществляется данный процесс? Какие углеводороды могут образоваться при крекинге октана (запишите уравнение реакции).

2. Что такое мазут, гудрон, полугудрон?

3. Составьте структурные формулы:

- изобутана;
- толуола;
- 1,2-диметилциклопентана;
- фенола.

4. В каком агрегатном состоянии при обычных условиях находится алкан  $C_4H_{10}$ , дайте его название, запишите реакции его взаимодействия с хлором и азотной кислотой.
5. Рассчитайте по формуле Б.М. Войнова среднюю молекулярную массу фракции со средней температурой кипения  $120^{\circ}C$ .
6. Сколько граммов брома могут присоединить: а) бутен-2 массой 2,8 г, б) 3-метилпентен-2 количеством 0,5 моль?

### Вариант 6

1. Для какой фракции молекулярная масса выше: а) бензиновой или керосиновой, б) керосиновой или газойлевой?
2. В нефтехимической промышленности получают спирты взаимодействием воды с непредельными углеводородами. Укажите, какой углеводород может дать этанол, и какой-бутанол-2.
3. При помощи каких реакций можно осуществить следующие превращения:  
 $C \rightarrow CH_4 \rightarrow CH_3Cl \rightarrow C_3H_8 \rightarrow C_3H_7Br$
4. Составьте структурные формулы:
- циклогексана;
  - бутадиена-1,3;
  - 2,2,4-триметилпентана;
  - толуола.
5. Рассчитайте по формуле Б.М. Войнова среднюю молекулярную массу фракции со средней температурой кипения  $180^{\circ}C$ .
6. Какой объем водорода (н.у.) выделяется при дегидрировании пентана массой 10 г.?

### Вариант 7

1. Что такое октановое число топлива? Что оно характеризует и от чего зависит?
2. В чем состоит взаимодействие алканов с мочевиной и тиомочевиной? Опишите процесс депарафинизации нефти с помощью мочевины.
3. Составьте структурные формулы:
- метилциклопентана;
  - 2,2-димтилгексана;
  - метилциклобутана;
4. При помощи каких реакций можно осуществить следующие превращения:  
 $CH_4 \rightarrow CH_3Cl \rightarrow C_2H_6 \rightarrow C_2H_5Cl \rightarrow C_3H_8$
5. Вычислите кинематическую вязкость нефти, истекающей через вискозиметр за 1 мин. Постоянная вискозиметра  $0,3064 \text{ мм}^2/\text{с}^2$ .
6. Какая масса октена образуется при каталитическом крекинге алкана  $C_{16}H_{34}$  массой 200 г.?

### Вариант 8

1. Что такое относительная плотность? В каких единицах она измеряется?
2. Что понимают под показателями качества нефтепродуктов?
3. Приведите механизм термического крекинга октадекана с указанием путей превращения образующихся свободных радикалов (диспропорционирование, распад по  $\sigma$ -связи, соединение).
4. Напишите формулы радикалов: метила, этила, *n*-бутила, амила, *изо*-пропила, *изо*-бутила, *втор*-бутила, *трет*-бутила.



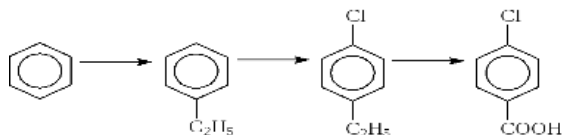
5. Условная вязкость сураханской нефти при 50°С равна 1,63°. Определить кинематическую и динамическую вязкость нефти при той же температуре, если её плотность  $\rho = 879 \text{ кг/м}^3$ .

6. Сколько бромбензола можно получить при бромировании бензола массой 117 г бромом массой 316 г? Какое из исходных веществ останется в избытке?

### Вариант 9

1. Как связаны плотность и удельный вес?  
2. Как и чем определяют фракционный состав нефтей?  
3. Напишите структурные формулы всех изомерных углеводородов бензольного ряда состава  $\text{C}_8\text{H}_{10}$ . Назовите их.

4. С помощью каких реактивов и в каких условиях можно осуществить следующие превращения:



5. Определить относительную плотность смеси, состоящей из 250 кг бензина плотностью  $\rho_4^{20} = 0,756$  и 375 кг керосина плотностью  $\rho_4^{20} = 0,826$ .

6. Сколько кислорода необходимо для сжигания метана: а) массой 4 г; б) количеством вещества 0,1 моль; в) объемом 10 л?

### Критерии оценки:

Студент должен выполнить две контрольные работы:

5 семестр:

- максимально 20 баллов – за полный, развернутый ответ на поставленные вопросы при защите отчета;

- минимально 12 баллов – за неполный ответ с допущением грубых ошибок при определении сущности раскрываемых понятий, теорий, явлений.

6 семестр:

- максимально 6 баллов – за полный, развернутый ответ на поставленные вопросы при защите отчета;

- минимально 10 баллов – за неполный ответ с допущением грубых ошибок при определении сущности раскрываемых понятий, теорий, явлений.