

ПЕРВОЕ ВЫСШЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ РОССИИ



**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**

СОГЛАСОВАНО

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по международной
деятельности
ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский
горный университет»
_____ Борзенков В.Т.
« » _____ 2022 г.

Проректор по образовательной
деятельности
ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский
горный университет»
_____ Петраков Д.Г.
« » _____ 2022 г.

**МЕЖДУНАРОДНАЯ КРАТКОСРОЧНАЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНАЯ ПРОГРАММА
ПО ОСВОЕНИЮ ОБУЧАЮЩИМИСЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ
ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ КОМПЕТЕНЦИЙ**

«НЕФТЕГАЗОВЫЙ ИНЖИНИРИНГ»

Уровень программы: общий

Форма обучения: очная (с применением дистанционных образовательных технологий – ДОТ)

Модель использования ДОТ: полностью дистанционное обучение

Объем программы: 52 часа

Руководитель программы: _____ к.т.н., доц. Паляница А.Н.

Составитель программы: _____ к.т.н., доц. Паляница А.Н.

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2022**

1. Общие положения

1.1. Цель программы:

Цель программы – получение слушателями дополнительных теоретических знаний и практических навыков в области современных технологий нефтегазового сектора, начиная от геологий и разведки месторождений, проектирования скважин и добычи углеводородов, заканчивая их транспортировкой и экономической оценкой нефтегазовых проектов.

1.2. Основные задачи программы:

- получение дополнительных теоретических знаний и практических навыков в области современных технологий разработки и эксплуатации месторождений углеводородов на основе согласования работы элементов добывающей системы, современных и перспективных методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, методов интенсификации добычи нефти;
- получение дополнительных знаний и навыков в сфере оценки и обоснования инвестиционных проектов в нефтегазовом деле.
- получение дополнительных теоретических знаний и практических навыков в области транспорта нефти и газа, в том числе и прокладки морских трубопроводов, на основе современных способов и технологий.
- получение дополнительных теоретических знаний и практических навыков в области современных технологий бурения скважин, применения актуальных рецептур буровых технологических жидкостей для осложненных условий.

1.3. Категория слушателей:

Лица, получающие высшее образование (студенты, магистранты, аспиранты) в высших технических образовательных организациях минерально-сырьевого комплекса по различным направлениям подготовки со знаниями английского языка не ниже В2.

1.4. Планируемые результаты обучения:

В результате освоения программы у выпускника должны быть сформированы следующие компетенции:

- способность осуществлять корректный подбор оборудования для осуществления нефтегазодобычи.
- способность подбирать оптимальные режимы работы скважин при добыче нефти и газа.
- способность оценивать эффективность инвестиционного проекта и обосновывать целесообразность его реализации;
- способность применять полученные знания для выявления и обоснования оптимального управленческого решения;
- способность обосновывать конструкцию скважины;
- способность подбирать оптимальный технологический режим бурения скважины;
- способность подбирать рецептуру бурового раствора для различных условий бурения.

1.5. Требования к результатам освоения программы:

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

Получить знания по вопросам:

- характеристик притока из пласта;
- мероприятий для поддержания уровня добычи нефти и газа;
- основных показателей, используемых для оценки и обоснования инвестиционных проектов;
- существующих требований при прокладке трубопроводов;
- расчета основных технологических характеристик при проектировании трубопроводных систем;
- способов и видов бурения скважин, теоретических основах и технологии строительства нефтяных и газовых скважин;
- о принципах работы, технических характеристиках, конструктивных особенностях разрабатываемых и используемых технических средств, буровых растворов и материалов для их приготовления.

Развить умения:

- анализировать условия работы скважины;
- описывать различные типы устьевого оборудования и фонтанной арматуры скважин;
- контролировать работу всех компонентов оборудования механизированной добычи;
- выполнять необходимые расчеты для разработки конструкции скважины;
- выполнять необходимые расчеты по выбору бурового оборудования;
- выполнять необходимые расчеты по выбору режима бурения и крепления скважин;
- осуществлять необходимые для оценки и обоснования проектов расчеты;
- анализировать условия местности при проектировании трубопроводов;
- рассчитывать основные технологические характеристики при трубопроводном транспорте;
- анализировать условия работы скважины.

Приобрести навыки:

- оценки геолого-промысловой информации;
- анализировать геологические условия для составления конструкции скважины;
- выполнения расчетов с учетом рисков, фактора времени и неопределенности;
- принятия эффективных управленческих решений на основе выполненных расчетов;
- оценки условий ландшафта местности при выборе трассы трубопроводов.

1.6. Календарный учебный график проведения дистанционных занятий**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 (с применением дистанционных образовательных технологий)	2	4	2	2	2	2	6	4	2	4	4,ИА

1.7. Учебный план:

Наименование модуля	Всего часов	В том числе			
		Лекции	Практические занятия (семинары)	Самостоятельная работа	Итоговая аттестация (зачет)
Введение. Нефтегазовая отрасль. Вчера. сегодня. Завтра.	4	2	2	-	-
Модуль 1 Бурение скважин и геологоразведка	10	4	2	4	-
Модуль 2. Добыча углеводородов	12	4	4	4	-
Модуль 3. Транспортировка углеводородов	12	4	4	4	-
Модуль 4. Экономика	8	2	2	4	-
Итоговая аттестация	6	-	-	2	4
Всего	52	16	14	18	4

1.8. Объем программы и виды учебной работы:

Вид учебной работы	Часы
Лекционные занятия	16
Практические занятия	14
Итоговая аттестация	4
Всего занятий	34
Самостоятельная подготовка, включая подготовку к итоговой аттестации	18
Общий объем программы	52

2. Содержание обучения:

2.1. Содержание обучения по программе:

Наименование разделов профессионального модуля, тем	Содержание учебного материала	Объем часов
Введение. Нефтегазовая отрасль. Вчера. сегодня. Завтра.	Представление рабочей программы, описание предстоящего группового проекта; Современное состояние нефтегазовой отрасли.	4
Модуль 1 Бурение скважин и геологоразведка	Основы разрушения горных пород Основы технологии бурения скважин Свойства буровых технологических жидкостей	10
Модуль 2. Добыча углеводородов	Основы эксплуатации нефтяных скважин Рациональные системы размещения скважин Современные методы увеличения нефтеотдачи пласта	12
Модуль 3. Транспортировка углеводородов	Особенности транспортировки нефти и газа; Морские магистральные трубопроводы; Транспорт углеводородов	12
Модуль 4. Экономика	Основные принципы оценки эффективности инвестиционных проектов и их обоснования. Показатели, применяемые для оценки эффективности и обоснования инвестиционных проектов. Интерпретация показателей экономической эффективности проекта и принятие обоснованных управленческих решений на их основе	8

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

2.3. Формы аттестаций по программе:

Для оценки качества усвоения теоретических знаний и практических навыков предусмотрен итоговый вид контроля.

Форма итоговой аттестации по программе – защита группового проекта. К защите допускаются только те обучающиеся, которые успешно выполнили все задания на практических занятиях и прослушали лекции каждого модуля.

Защита проходит в системе Cisco Webex посредством видеоконференцсвязи.

2.4. Оценочные материалы:

Примерный перечень вопросов для подготовки к аттестации:

1. Технология бурения скважин;
2. Способы бурения скважин;
3. Эксплуатация скважин с помощью ШСНУ. Преимущества и недостатки.

Скважинные насосы

4. Подсчет запасов нефти и газа
5. Состав и свойства нефти
6. Типы скважин. Их назначение и классификация
7. Технология бурения скважин с РУС.
8. Технологический инструмент для бурения наклонных и горизонтальных скважин.

9. Классификация буровых растворов.
10. Химические реагенты для обработки буровых растворов.
11. Режимы промывки скважины.
12. Буровые растворы для вскрытия продуктивного пласта.
13. Составы промывочных жидкостей для бурения в осложненных условиях.
14. Состав сооружений магистральных нефтепроводов;
15. Состав сооружений магистральных газопроводов;
16. Назначение и состав нефтеперекачивающей станции;
17. Назначение и состав компрессорной станции;
18. Классификация по давлению магистральных газопроводов;
19. Классификация по условному диаметру магистральных нефтепроводов;
20. Основные показатели для оценки экономической эффективности инвестиционных проектов нефтегазовой отрасли.

21. Показатели «Чистая приведенная стоимость», «Индекс прибыльности/ рентабельности», «Срок окупаемости» и «Дисконтированный срок окупаемости»: понятийный аппарат, область применения.

Критерии оценки:

Оценка	Описание
Зачтено	Посещение более 85 % лекционных и практических занятий; слушатель 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; успешно защитил итоговый групповой проект.
Не зачтено	Посещение менее 85 % лекционных и практических занятий; слушатель 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, не представил проект на защиту.

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 федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет» о прохождении международной краткосрочной образовательной программы «Нефтегазовый инжиниринг».

В случае невыполнения требований по посещаемости и/или итоговой аттестации слушателю выдается справка об обучении.

3. Организационно-педагогические условия реализации программы:

3.1. Материально-технические условия реализации программы:

Рабочее место преподавателя оборудовано персональным компьютером (ноутбуком) с веб-камерой, микрофоном, доступом к сети Интернет. На компьютере установлено программное обеспечение Cisco Webex.

Удаленное рабочее место слушателя снабжено персональным компьютером (ноутбуком) с веб-камерой, микрофоном, доступом к сети Интернет. На компьютере установлено программное обеспечение Cisco Webex.

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			
Паляницина Александра Николаевна	Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2014г., «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»	Доцент, к.т.н., 4 года	Более 50
Профессорско-преподавательский состав программы			
Самсонов Роман Олегович	Грозненский государственный нефтяной институт имени академика М.Д. Миллионщикова, 1983, «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов».	Профессор кафедры РНГМ, д.т.н.	более 200
Моренов Валентин Анатольевич	«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»	Доцент, к.т.н., 5 лет	Автор более 40 научных работ
Сафиуллина Елена Улубековна	Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина, 2000г. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»	Доцент, к.т.н., 12 лет	Более 20

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
Белюсов Артем Евгеньевич	Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2014г. «Проектирование и сооружение газонефтепроводов и газонефтехранилищ»	Доцент, к.т.н., 4 года	Более 25
Щипачев Андрей Михайлович	Уфимский авиационный институт, 1981 год, инженер-механик. Санкт-Петербургский горный университет, (переподготовка), 2019г.	Заведующий кафедрой ТХНГ, профессор, д.т.н., 35 лет	Более 200
Султанбеков Радель Рамилевич	Санкт-Петербургский горный университет, 2017, «Ресурсосберегающие технологии транспорта и хранения углеводородов»	Ассистент, к.т.н., 1 год	Более 25
Чудинова Инна Владимировна	Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2014г., «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых»	Старший преподаватель кафедры бурения скважин, к.т.н., 3 года	Более 20
Буслаев Георгий Викторович	Ухтинский государственный технический университет, 2007г., «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»	Доцент кафедры бурения скважин, к.т.н.	Более 70
Филатов Ирина Игоревна	Санкт-Петербургский горный университет, 2015 г. «Бухгалтерский учёт, анализ и аудит»	Доцент кафедры экономики, организации и управления, к.э.н., 4 года	Более 20
Николайчук Любовь Анатольевна	Санкт-Петербургский горный университет, 2005 г. «Промышленный менеджмент»	Горный университет, доцент кафедры экономики, организации и управления, к.э.н., 9 лет.	Более 50

ПРИЛОЖЕНИЕ 1
к образовательной программе по освоению
обучающимися дополнительных профессиональных компетенций
«Нефтегазовый инжиниринг»

Рабочая программа модуля
«Введение»

1. Структура модуля

Наименование модуля/наименование тем модуля	Всего, час	в том числе		
		Лекционные занятия	Практические занятия	Самостоятельная работа
Введение	4	2	2	
Установочная лекция «Современное состояние мировой нефтегазовой отрасли»	2	2		
Практическое занятие «Работа над групповым проектом. Выдача задания»	2		2	

2. Матрица формирования профессиональных компетенций

Наименование тем модуля	Кол-во часов	Профессиональные компетенции
Современное состояние мировой нефтегазовой отрасли»	4	Способность к определению актуальной повестки мировой нефтегазовой отрасли.

3. Содержание модуля

Введение. (4 часа)

Модуль включает 2 часа лекции и 2 часа практических работ.

Содержание лекции.

Для всех нефтегазовых компаний 2020-ый стал годом, о котором хочется поскорее забыть. Для лидеров отрасли его начало оказалось чрезвычайно напряженным: в сжатые сроки им пришлось решать проблемы, на которые в обычное время потребовались бы годы. Среди них и изменение структуры спроса под влиянием технологий возобновляемой энергетики. И переизбыток предложения из-за роста запасов нефти, которые могут остаться неиспользованными. И ставшее еще более отчетливым глобальное стремление к низкоуглеродному будущему. И растущее давление со стороны инвесторов, которым нужно обеспечивать доходность инвестиций. И реализация принципов экологической, социальной и управленческой ответственности (ESG). И, наконец, пандемия COVID-19. Нормальный ход событий оказался нарушен, причем не только для нефтегазовой отрасли, но и для мира в целом. Удар, который был нанесен энергетике, оказался крайне болезненным. В результате переходный период, рассчитанный на десятилетие, нефтегазовой отрасли пришлось пройти всего за несколько недель. Спрос на нефть рухнул. В некоторых странах аналогичная ситуация сложилась и с углем. При этом сократились объемы выбросов, что ускорило реализацию экологических инициатив. Последствия этих событий, скорее всего, будут еще долгое время оказывать влияние на нефтегазовую отрасль.

Данные наших аналитических исследований свидетельствуют о том, что в 2040 году на долю нефти и газа по-прежнему будет приходиться более половины мирового энергетического баланса. Этот прогноз может показаться обнадеживающим для тех

нефтегазовых компаний, которые хотят работать так же, как они это делали десятилетиями. Но это не совсем так. Нефть и газ по-прежнему будут рассматриваться как важнейшие источники энергии, но модель потребления этих ресурсов, а также ожидания относительно способов их добычи, переработки и коммерциализации кардинально изменятся.

Чтобы сохранить за собой право на ведение бизнеса, компаниям необходимо быстро адаптироваться к этим изменениям. Структурные изменения нужно принимать, а не уклоняться от них. Компании должны полностью переосмыслить свою роль в энергосистеме будущего. Следует принять меры по восстановлению доверия и пересмотреть ценность, которую они предлагают миру. 2020-й был годом, который продемонстрировал, насколько уязвимой является нефтегазовая отрасль в ее нынешнем состоянии. 2021-й должен стать годом, который докажет, насколько гибкой, устойчивой и жизнестойкой она может быть снова.

4. Перечень занятий семинарского типа

Наименование занятия семинарского типа	Вид занятия	Кол-во час.
Работы над групповым проектом. Выдача задания	практическое занятие	2

5. Учебно-методическое обеспечение модуля

1. H. Lu, K. Huang, M. Azimi and L. Guo, "Blockchain Technology in the Oil and Gas Industry: A Review of Applications, Opportunities, Challenges, and Risks," in IEEE Access, vol. 7, pp. 41426-41444, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2907695.

2. Электронная международная библиотека статей на нефтегазовую тематику OnePetro — URL: <https://www.onepetro.org/>.

3. Statistical Review of World Energy 2020. 69th edition // ВР. —2020. — 68 p.

Рабочая программа модуля «Бурение скважин и геологоразведка»

1. Структура модуля

Наименование модуля/наименование тем модуля	Всего, час	в том числе		
		Лекционные занятия	Практические занятия	Самостоятельная работа
Модуль 1.	10	4	2	4
Буровые технологические жидкости для осложненных условий бурения	2	2		
Современные технологии бурения нефтяных и газовых скважин	4	2		2
Основы проектирования наклонно-направленных скважин	4		2	2

2. Матрица формирования профессиональных компетенций

Наименование тем модуля	Кол-во часов	Профессиональные компетенции
Бурение нефтяных и газовых скважин	10	Способность обосновывать конструкцию скважины; Способность подбирать оптимальный технологический режим бурения скважины; Способность подбирать рецептуру бурового раствора для различных условий бурения.

3. Содержание модуля

Модуль 1.

Бурение скважин и геологоразведка (10 час.)

Модуль включает 4 часа лекций, 2 часа практических занятий и 4 часов самостоятельной работы.

Содержание модуля состоит из 1 *части*: бурение нефтяных и газовых скважин

В данный раздел включены:

– лекция «Буровые технологические жидкости для осложненных условий бурения» и «Современные технологии бурения нефтяных и газовых скважин»;

– практическое занятие «Основы проектирования наклонно-направленных скважин»;

– самостоятельные занятия «Современные технологии бурения нефтяных и газовых скважин», «Основы проектирования наклонно-направленных скважин»;

Содержание лекций, практических занятий, и самостоятельных занятий.

В настоящее время большая часть "простых" залежей уже находится в эксплуатации либо консервации. По данным Министерства энергетики Российской Федерации на 2019 год более 65% составляет доля трудноизвлекаемых запасов нефти от общего объёма доказанных запасов. В связи с этим усложняются конструкции и профили скважин, которые пробурить традиционными способами невозможно или обусловлено большим риском. . Применялись роторно-управляемые системы в случае большого отклонения от вертикали относительно устья. РУС обеспечивали решение многочисленных задач бурения, но в то же время имели существенный минус в лице дороговизны оборудования. Существующие компоновки с забойными двигателями не обеспечивали такую возможность. Преимуществами такого оборудования является непрерывность вращения всей бурильной колонны и реагирование для изменения траектории без задержки. НК «Роснефть» на острове Сахалин пробурили рекордную скважину, глубина которой составила 13500 метров по протяженности, а смещение ее забоя составило 12033 метра. На данный момент такое оборудование получило широкое распространение из-за возможности точного контроля за параметрами.

Под осложнением в скважине следует понимать затруднение ее углубления, вызванное нарушением состояния буровой скважины. Наиболее распространенные виды осложнений - осложнения, вызывающие нарушения целостности стенок скважины, поглощения бурового раствора, нефте-, газо- или водопроявления. Произведенные исследования за последнее время, а также накопленный опыт бурения позволяют выделить основные виды нарушений целостности стенок скважины.

Обвалы, (осыпи) происходят при прохождении уплотненных глин, аргиллитов или глинистых сланцев. В результате увлажнения буровым раствором или ее фильтратом снижается предел прочности уплотненной глины, аргиллита или глинистого сланца, что ведет к их обрушению (осыпям). Обвалам (осыпям) может способствовать набухание. Проникновение свободной воды, которая содержится в больших количествах в растворах, в пласты, сложенные уплотненными глинами, аргиллитами или глинистыми сланцами, приводит к их набуханию, выпучиванию в ствол скважины и в конечном счете к обрушению (осыпанию). Горное давление при этом значительно превышает давление со стороны столба бурового раствора. Характерные признаки обвалов (осыпей) – резкое повышение давления на выкиде буровых насосов, обильный вынос кусков породы, интенсивное кавернообразование и недохождение бурильной колонны до забоя без промывки и проработки, затяжки и прихват бурильной колонны; иногда - выделение газа. Интенсивное кавернообразование существенно затрудняет вынос выбуренной породы на дневную поверхность, так как уменьшается скорость восходящего потока и его подъемная сила, возрастает аварийность с бурильными трубами, особенно при роторном бурении. Из-за опасности поломки бурильных труб приходится уменьшать нагрузку на долото, а это ведет к снижению механики скорости прохода .

Цель практической работы – закрепить теоретические знания об основных пространственных и геометрических характеристиках наклонно-направленных и многозабойных скважин. Рассчитать геометрические характеристики профиля скважины третьего типа и выполнить ее чертеж.

4. Перечень занятий семинарского типа

Наименование занятия семинарского типа	Вид занятия	Кол-во час.
Основы проектирования наклонно-направленных скважин	практическое занятие	2

5. Учебно-методическое обеспечение модуля

1. Электронная международная библиотека статей на нефтегазовую тематику OnePetro <https://www.onepetro.org/>.

2. Reservoir Engineering Handbook Fourth Edition by Tarek Ahmed Pdf Features.

Режим доступа:

https://pdfgoal.com/downloads/reservoir_engineering_handbook_tarek_ahmad_solution_manual

3. Neff, J. M.; McKelvie, S. & Ayers, R.C., Jr. Environmental Impacts of Synthetic Based Drilling Fluids, text, August 2000; New Orleans, Louisiana. URL: <https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc955613/>; accessed November 7, 2021), University of North Texas Libraries, UNT Digital Library, URL: <https://digital.library.unt.edu/>; crediting UNT Libraries Government Documents Department.

Модуль 2. «Добыча углеводородов»

Рабочая программа модуля «Добыча углеводородов»

1. Структура модуля

Наименование модуля/наименование тем модуля	Всего, час	В том числе		
		Лекционные занятия	Практические занятия	Самостоятельная работа
Модуль 2.	12	4	4	4
Разработка нефтяных и газовых месторождений	2	2		
Эксплуатация нефтяных и газовых скважин	2	2		
Основы проектирования системы заводнения	8		4	4

2. Матрица формирования профессиональных компетенций

Наименование тем модуля	Кол-во часов	Профессиональные компетенции
Добыча углеводородов	12	Способность осуществлять корректный подбор оборудования для осуществления нефтегазодобычи; Способность подбирать оптимальные режимы работы скважин при добыче нефти и газа.

3. Содержание модуля

Модуль 2.

Добыча углеводородов (12 час.)

Модуль включает 4 часа лекций, 2 часа практических занятий и 4 часов самостоятельной работы.

Содержание модуля состоит из 1 *части*: добыча углеводородов.

В данный раздел включены:

– лекция «Разработка нефтяных и газовых месторождений» и «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин»;

– практическое занятие «Основы проектирования системы заводнения»;

– самостоятельные занятия «Основы проектирования системы заводнения»;

Содержание лекций, практических занятий, и самостоятельных занятий.

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

ШСНУ включает:

1. Наземное оборудование: станок-качалка (СК), оборудование устья.

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

По способу крепления к колонне НКТ различают вставные (НСВ) и невставные (НСН) скважинные насосы. У невставных (трубных) насосов цилиндр с седлом всасывающего клапана опускают в скважину на НКТ. Плунжер с нагнетательным и всасывающим клапаном опускают в скважину на штангах и вводят внутрь цилиндра. Плунжер с помощью специального штока соединен с шариком всасывающего клапана.

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

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

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

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

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

Гидропоршневой насос – это погружной насос, приводимый в действие потоком жидкости, подаваемой в скважину с поверхности насосной установкой. Современные установки гидропоршневых насосов позволяют эксплуатировать скважины с высотой подъема до 4500 м, с максимальным дебитом до 1200 м³/сут. при высоком содержании в скважинной продукции воды.

В случае одномерного течения несжимаемых несмешивающихся жидкостей в условиях, когда можно пренебречь капиллярным давлением, а также влиянием силы тяжести, процесс вытеснения допускает простое математическое описание. Для обоих случаев одномерного потока (прямолинейно–параллельного и плоскорадиального) это приводит к классической в теории вытеснения модели Баклея – Леверетта.

Функция Баклея – Леверетта определяет полноту вытеснения и характер распределения насыщенности по пласту. Задачи повышения нефте – и газоконденсатоотдачи в значительной степени сворятся к применению таких воздействий на пласт, которые в конечном счете изменяют вид функции Баклея – Леверетта в направлении увеличения полноты вытеснения.

4. Перечень занятий семинарского типа

Наименование занятия семинарского типа	Вид занятия	Кол-во час.
Основы проектирования системы заводнения	практическое занятие	4

5. Учебно-методическое обеспечение модуля

1. Электронная международная библиотека статей на нефтегазовую тематику OnePetro URL: <https://www.onepetro.org/>.

2. Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources. URL: <https://www.spe.org/industry/docs/Guidelines-Evaluation-Reserves-Resources-2001.pdf>

3. Fundamental Of Petroleum Engineering. INTRODUCTION, Mohd Fauzi Hamid, Wan Rosli Wan Sulaiman. Department of Petroleum Engineering Faculty of Petroleum & Renewable Engineering Universiti Teknologi Malaysia.

4. URL: http://ocw.utm.my/pluginfile.php/936/mod_resource/content/0/Chapter_1-OCW.pdf

5. Reservoir Engineering Handbook Fourth Edition by Tarek Ahmed Pdf Features. URL: https://pdfgoal.com/downloads/reservoir_engineering_handbook_tarek_ahmad_solution_manual

Модуль 3. «Транспортировка углеводородов»

Рабочая программа модуля «Транспортировка углеводородов»

1. Структура модуля

Наименование модуля/наименование тем модуля	Всего, час	В том числе		
		Лекционные занятия	Практические занятия	Самостоятельная работа
Модуль 3	12	4	4	4
Особенности транспортировки нефти и газа	2	2		
Морские магистральные трубопроводы	2	2		
Транспорт УВ	8		4	4

2. Матрица формирования профессиональных компетенций

Наименование тем модуля	Кол-во часов	Профессиональные компетенции
Транспорт углеводородов	12	Состав сооружений магистрального газопровода; характеристика линейных сооружений; Особенности транспортировки нефти и газа.

3. Содержание модуля

Модуль 3.

Транспортировка углеводородов (12 час.)

Модуль включает 4 часа лекций, 4 часа практических занятий и 4 часов самостоятельной работы.

Содержание модуля состоит из 1 *части*: транспортировка углеводородов.

В данный раздел включены:

– лекция «Особенности транспортировки нефти и газа» и «Морские магистральные трубопроводы»;

– практическое занятие «Транспорт углеводородов»;

– самостоятельные занятия «Транспорт углеводородов»;

Содержание лекций, практических занятий, и самостоятельных занятий.

Сооружение морских магистральных трубопроводов в настоящее время в мире ведется в широком масштабе. Все знают о таких мегапроектах как Nord Stream, Турецкий поток, Восточная Сибирь -Тихий океан, Сила Сибири. Трубопроводы строятся и пролегают по многим странам. Это страны, где добываются нефть и газ. Страны, которые потребляют , перерабатывают нефть, газ, нефтепродукты. Страны, которые не только потребляют углеводороды, но и через которые организован транзит (например, Украина). Лидеры в сооружении трубопроводов США, Канада, Россия, Мексика, страны ближнего востока, норвегия и др.

При проектировании различных трубопроводов надо учитывать наличие тектонических разломов земной коры в том или ином регионе, потому что рано или поздно может случиться землетрясение. Поэтому очень важно при проектировании в конкретном регионе учитывать заключения геолога-разведчика о том, что рассматриваемый разлом является действующим и что рано или поздно по нему произойдет смещение.

Так как магистральные трубопроводы и капитальные строения принято считать сооружениями самой высшей категории капитальности, то их расчетная балльность должна приниматься с запасом на один балл выше балльности, которая была определена расчетным путем в результате сейсмического микрорайонирования. Поэтому для каждого проектируемого участка трубопровода в местах пересечения тектонических разломов должен разрабатываться свой отдельный индивидуальный план проекта для строительства магистральных трубопроводов.

4. Перечень занятий семинарского типа

Наименование занятия семинарского типа	Вид занятия	Кол-во час.
Транспорт углеводородов	практическое занятие	4

5. Учебно-методическое обеспечение модуля

1. Электронная международная библиотека статей на нефтегазовую тематику OnePetro URL: <https://www.onepetro.org/>.

2. Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources.
URL: <https://www.spe.org/industry/docs/Guidelines-Evaluation-Reserves-Resources-2001.pdf>

3. Willhite, G. P. & Forney, R. H. The Second Colloquium on Petroleum Engineering Education, article, November 30, 1993; United States. (<https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc1315236/>: accessed November 7, 2021), University of North Texas Libraries, UNT Digital Library, <https://digital.library.unt.edu>; crediting UNT Libraries Government Documents Department.

4. URL: <https://sscsystems.com/scour>

5. URL: https://www.saipem.com/sites/default/files/2019-03/2330spm_SEAlin_L01_1.pdf

Модуль 4 «Экономика»

Рабочая программа модуля «Экономика»

1. Структура модуля

Наименование модуля/наименование тем модуля	Всего, час	в том числе		
		Лекционные занятия	Практические занятия	Самостоятельная работа
Модуль 4	8	2	2	4
Оценка экономической эффективности инвестиционных нефтегазовых проектов	4	2		2
Оценка экономической эффективности проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП)	4		2	2

2. Матрица формирования профессиональных компетенций

Наименование тем модуля	Кол-во часов	Профессиональные компетенции
Экономика	8	Способность оценивать эффективность инвестиционного проекта и обосновывать целесообразность его реализации; Способность применять полученные знания для выявления и обоснования оптимального управленческого решения.

3. Содержание модуля

Модуль 4.

Экономика (8 час.)

Модуль включает 2 часа лекций, 2 часа практических занятий и 4 часов самостоятельной работы.

Содержание модуля состоит из 1 части: Экономика и управление в нефтегазовой сфере

В данный раздел включены:

– лекция «Оценка экономической эффективности инвестиционных нефтегазовых проектов»;

– практическое занятие «Оценка экономической эффективности проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП)»;

– самостоятельные занятия «Оценка экономической эффективности инвестиционных нефтегазовых проектов» и «Оценка экономической эффективности проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП)»;

Содержание лекций, практических занятий, и самостоятельных занятий.

Проекты и технико-экономическое проектирование. Жизненный цикл проекта. Понятие бюджетной, коммерческой и экономической эффективности. Этапы оценки эффективности проекта. Основные принципы оценки эффективности инвестиционных проектов. Методы оценки экономической эффективности. Учет фактора времени. Показатели оценки экономической эффективности. Чистая приведенная стоимость. Индекс доходности. Внутренняя норма доходности. Срок окупаемости. Интерпретация показателей экономической эффективности проекта и принятие обоснованных управленческих решений на их основе. Схема формирования экономических результатов. Капитальные и эксплуатационные затраты.

Одной из важнейших сфер планирования является инвестиционный проект – план или программа вложения капитала с целью последующего получения прибыли. Финансовым результатом инвестиционного проекта чаще всего является прибыль/доход; материально-вещественным результатом – новые или реконструированные основные фонды (объекты) или приобретение и использование финансовых инструментов или нематериальных активов с последующим получением дохода.

Создание новых проектов предполагает предварительное экономическое обоснование их целесообразности, последующее планирование необходимых затрат на осуществление и получение ожидаемых конечных целей и результатов.

Инвестиционные проекты – план или программа вложения капитала с целью последующего получения прибыли. Технико-экономического проектирование – это методология организации, планирования, руководства, координации трудовых, финансовых и материально-технических ресурсов на протяжении проектного цикла, направленная на эффективное достижение определенных в проекте результатов по составу и объему работ, стоимости, времени, качеству и удовлетворению участников проекта.

4. Перечень занятий семинарского типа

Наименование занятия семинарского типа	Вид занятия	Кол-во час.
Оценка экономической эффективности проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП)	практическое занятие	2

5. Учебно-методическое обеспечение модуля

1. Электронная международная библиотека статей на нефтегазовую тематику OnePetro URL: <https://www.onepetro.org/>.

2. United Nations General Assembly “48. Sustainable development: managing and protecting our common environment “2005 World Summit Outcome, 2005. [Электронный ресурс]. — URL: <http://daccess-ddsny.un.org/doc/UNDOC/GEN/N05/487/60/PDF/N0548760.pdf?OpenElement> (дата обращения: 27.09.2021).

3. Eggert, R. Mining, sustainability, and sustainable development. In book: Mineral Economics Edition: 2nd Chapter: Chapter 13 Publisher: Australasian Institute of Mining and Metallurgy. 2013.

4. Cherepovitsyn A, Tsvetkova A, Komendantova N. Approaches to Assessing the Strategic Sustainability of High-Risk Offshore Oil and Gas Projects. Journal of Marine Science and Engineering. 2020; 8(12):995. <https://doi.org/10.3390/jmse8120995>.

5. Environmental Sustainability. Advances in Ecological Research, 2019. [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.sciencedirect.com/topics/agricultural-and-biological-sciences/environmental-sustainability> (дата обращения: 23.09.2021).

6. Keen J. Can be mining sustainable? [Электронный ресурс]. — URL: <https://ensia.com/articles/mine-over-matter/> (дата обращения: 15.09.2021).
7. The Importance of Sustainability in Mining Operations. Engineers Australia. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.engineersaustralia.org.au/News/importance-sustainability-mining-operations> (дата обращения: 17.09.2021).
8. Ansoff H.I., McDonnell E. *Implanting Strategic Management*, 2ed.; Prentice-Hall: New York, NY, USA, 1990. 515 p.
9. *Statistical Review of World Energy 2020*. 69th edition // BP. —2020. — 68 p.

ФОНД ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ

Примерный перечень вопросов для подготовки к итоговой аттестации

Модуль 1. Бурения скважин и геологоразведка

1. Технология бурения скважин;
2. Способы бурения скважин;
3. Подсчет запасов нефти и газа
4. Технология бурения скважин с РУС.
5. Технологический инструмент для бурения наклонных и горизонтальных скважин.
6. Классификация буровых растворов.
7. Химические реагенты для обработки буровых растворов.
8. Режимы промывки скважины.
9. Буровые растворы для вскрытия продуктивного пласта.
10. Составы промывочных жидкостей для бурения в осложненных условиях.
11. Чем отличается бурение горизонтальных скважин от горизонтального направленного бурения?
12. Какая экономия средств при бурении скважин с большим отходом от вертикали по сравнению с бурением с морской платформы?
13. Какие арктические нефтегазовые месторождения вы знаете?
14. Как влияют холодные климатические условия на производительность бурения скважин в Арктике?
15. Зачем нужна автоматизация процесса бурения?
16. Что такое система бурения скважин с управляемым давлением?
17. Какие основные элементы систем автоматизации вы знаете?
18. Дайте определение понятию осложнение.
19. Дайте определение понятию авария.
20. Приведите классификацию осложнений.
21. В каких породах наиболее вероятно нарушение устойчивости стенок скважины.
22. Какими способами можно сохранить устойчивость стенок скважины в глинистых породах?
23. Какие методы борьбы с осложнениями вы знаете?

Модуль 2. Добыча углеводородов

1. Эксплуатация скважин с помощью ШСНУ. Преимущества и недостатки. Скважинные насосы
2. Состав и свойства нефти
3. Типы скважин. Их назначение и классификация
4. Что относится к подземному оборудованию бесштанговых насосных установок?
5. Что относится к наземному оборудованию бесштанговых насосных установок?

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

Модуль 3. Транспортировка углеводородов

1. Состав сооружений магистральных нефтепроводов;
2. Состав сооружений магистральных газопроводов;
3. Назначение и состав нефтеперекачивающей станции;
4. Назначение и состав компрессорной станции;
5. Классификация по давлению магистральных газопроводов;
6. Классификация по условному диаметру магистральных нефтепроводов
7. Назвать состав сооружений линейной части магистрального нефтепровода.
8. Перечислить сооружения в составе НПС.
9. Назвать состав сооружений линейной части магистрального газопровода.
10. Перечислить сооружения в составе КС.
11. Дать характеристику линейных сооружений магистрального трубопровода;

Модуль 4. Экономика

1. Основные показатели для оценки экономической эффективности инвестиционных проектов нефтегазовой отрасли.
2. Показатели «Чистая приведенная стоимость»,
3. «Индекс прибыльности/рентабельности»
4. «Срок окупаемости» и «Дисконтированный срок окупаемости»: понятийный аппарат, область применения.
5. Техничко-экономическое проектирование.
6. Жизненный цикл проекта.
7. Бюджетная, коммерческая и экономическая эффективность.
8. Этапы оценки эффективности проекта.
9. Основные принципы оценки эффективности инвестиционных проектов.
10. Методы оценки экономической эффективности проектов.
11. Дисконтирование.
12. Чистая приведенная стоимость.
13. Индекс доходности.
14. Внутренняя норма доходности.
15. Дисконтированный срок окупаемости.
16. Капитальные затраты.

17. Эксплуатационные затраты.
18. Выручка от реализации продукции.

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ

Критерии оценок итоговой аттестации:

Примерная шкала оценивания знаний по вопросам зачета

Оценка	
Не зачтено	Зачтено
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
Групповой проект не представлен к защите или же качество работы низкое, обучающийся не справляется с ответами на вопросы по проекту.	Успешно защищен групповой проект, обучающийся дает грамотные ответы на вопросы по проекту.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2
к образовательной программе по освоению
обучающимися дополнительных профессиональных компетенций
«Нефтегазовый инжиниринг»

Методические указания для обучающихся по освоению программы
с применением ДОТ

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 программы 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 программы предусматривает следующие работы:

1. Лекционные, практические занятия, подготовка группового проекта;
2. Самостоятельная работа;
3. Контрольные мероприятия (итоговая аттестация).

Методические указания для обучающихся по лекционным занятиям
по модулю с применением ДОТ

Лекционные занятия проводятся посредством видеоконференцсвязи. Преподаватель заранее обеспечивает слушателей ссылкой на подключение. Занятие проходит при включенных веб-камерах, динамиках и микрофонах компьютеров преподавателя и слушателей.

Взаимодействие со слушателями осуществляется посредством видеосвязи или текстового чата в системе.

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

- знакомит обучающихся с общей методикой работы над курсом;
- дает характеристику учебников и учебных пособий, знакомит слушателей со 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.

Методические указания для обучающихся по практическим занятиям по модулю с применением ДОТ

Практические занятия проводятся посредством видеоконференцсвязи. Преподаватель заранее обеспечивает слушателей ссылкой на подключение. Занятие проходит при включенным веб-камерах, динамиках и микрофонах компьютеров преподавателя и слушателей.

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 литературу из представленного списка, а также руководствоваться приведенными указаниями и рекомендациями. 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.

Домашние задания сдают преподавателю в срок и в полном объеме, высылая по электронной почте.

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

Методические указания для обучающихся по самостоятельной работе по модулю с применением ДОТ

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, 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 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 модулю с применением ДОТ

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:

- выполнение группового проекта в течение курса;
- самостоятельная работа в течение курса;
- непосредственная подготовка в дни, предшествующие защите проекта;
- защита группового проекта и ответы 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 и материалы практических занятий, 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.

В качестве задания для группового проекта обучающимся предлагается попробовать себя в роли топ - менеджера нефтегазовой компании, у которой есть несколько абсолютно разных активов в разных частях РФ. На первом этапе предлагается оценить представленные активы, подсчитать запасы, выбрать только один объект и обосновать оптимальный вариант. На втором этапе продолжается работа с выбранным месторождением. Необходимо подобрать оптимальную систему разработки, рассчитать

её параметры на необходимое количество лет, выбрать конфигурацию скважин, а также обосновать способы эксплуатации и экономическая оценка проекта, оптимальный вариант сбыта и транспорта продукции.

Таким образом, в результате решения кейса участники углубленно изучат большинство частей нефтегазового сектора: начиная от геологии, подсчёта запасов и добычи углеводородов, заканчивая транспортировкой и экономикой проекта. В ходе практических занятий на каждом этапе обучающиеся знакомятся с типовыми заданиями, которые помогут им справиться с итоговым решением.

Положительно будет оцениваться полное решение всех пунктов предложенного задания, оформленное в виде презентации. Оценка производится по четырем составляющим:

- технологическая;
- экономическая;
- презентация и выступление;
- ответы на вопросы.

Максимум по каждому критерию 5 баллов. При достижении средней оценки выше, чем 12 баллов, проект признаётся успешным, а обучающийся - успешно прошедшим итоговую аттестацию.

Учебно-методические материалы (в том числе конспекты лекций)

Модуль 1. «Введение»

Конспект лекции № 1

В настоящее время большая часть "простых" залежей уже находится в эксплуатации либо консервации. По данным Министерства энергетики Российской Федерации на 2019 год более 65% составляет доля трудноизвлекаемых запасов нефти от общего объёма доказанных запасов. В связи с этим усложняются конструкции и профили скважин, которые пробурить традиционными способами невозможно или обусловлено большим риском. Последнее десятилетие наблюдается стабильный прирост горизонтального бурения. Согласно данным международной консалтинговой компании Deloitte в 2018 году на горизонтальное бурение приходится 48% всех объёмов эксплуатационного бурения. А по информации Института народнохозяйственного прогнозирования РАН с 2013 по 2018 доля горизонтального бурения выросла на 27% – с 21% до 48%. И, по-видимому, данная тенденция сохранится в ближайшие годы.

История возникновения наклонно-направленного бурения Начальным этапом развития искусственного искривления скважин произошло в 1912 году. На юге Африки при бурении алмазных скважин понадобилось изменить положение оси скважины. Для этой операции было применено устройство, названное «буровой клин», а операция получила свое название – искусственное искривление скважины (ИИС). «Буровой клин» представляет собой перевернутый клин, поверхность которого имеет вогнутую форму с внутренней стороны, а для предотвращения вращения во время бурения нижняя часть имеет заостренную форму. Принцип работы заключался в том, что бурильная колонна при спуске на забой вынуждена отклониться от оси скважины из-за созданного бокового поперечного усилия на неё. В первой половине XX в. на морском дне в Биби-Эйбатской бухте было обнаружено крупное нефтяное месторождение. Инженером П.Н. Потоцким было предложено начать разработку нефтяного месторождения, находящегося на дне Каспия, путем бурения скважин наклонно-направленным способом с засыпанных участков бухты. Но данная идея на тот момент не могла реализоваться из-за сложности проводки наклонно-направленных скважин путем ударного бурения, так как данная технология была чрезвычайно трудна. Технология бурения развивалась, и с появлением роторного бурения нефтегазовых скважин, вопрос проводки наклонных скважин начал решаться с 30-х годов прошлого века.

Бурение скважин с искусственным искривлением ствола было впервые выполнено на грозненском промысле в 30-х годах, где освоение и разведка скважинами, пробуренными вертикальными методами, столкнулись с непреодолимыми проблемами: сильное естественное искривление, повлекшее к обвалам в таких зонах, ограниченностью разрабатываемых пластов и сложностью попадания в них. Ориентированное искривление впервые было применено с помощью уипстока с универсальным шарниром в Старогрозненском районе. Но из-за отсутствия опыта у буровых работников и аварии с уипстоком, данная попытка провалилась, и ствол скважины не получилось искривить по заданной траектории. В 1935 году была пробурена наклонная скважина со смещением более 500 метров, глубиной 1800 метров и зенитным углом 32°. Такая скважина сыграла важную роль в освоении и эксплуатации наклонно-направленных скважин. В последующем при помощи уипстока было пробурено множество наклонно-направленных скважин, но для получения требуемых параметров искривления необходимо было часто спускать уипсток, из-за чего скорость проходки составляла 140-200 м/мес.

В середине 1950-х годов в бывшем СССР начали буриться скважины с горизонтальным окончанием, а в 70-х годах за рубежом. За непродолжительное время были созданы, пройдя полевые испытания, и возникли для приобретения свежие телеметрические системы, долота, забойные двигатели и другое оборудование, которое представляло новые горизонты для достижения высоких экономических и технических показателей при бурении. В этот период активно велись работы по созданию опытных образцов винтовых забойных двигателей. Таким образом, создали двигатель, применяемый при наклонно-направленном бурении и как техническое средство для привода низкооборотных долот, взамен турбобуру. В первые годы ВЗД использовался для выполнения узконаправленных работ, таких как: бурение в интервалах набора кривизны и корректировка направления ствола. В последующем в 80-90 гг., из-за резкого развития и получения положительного опыта использования винтовых забойных двигателей при наклонно-направленном бурении, специальных и ремонтновосстановительных работах многие фирмы начали специализироваться на выпуске ВЗД различного назначения. Стал наблюдаться высокий рост использования ВЗД при бурении скважин с искусственным искривлением.

Колоссальное развитие техники и технологии наклонно-направленного бурения приобрело в конце 1990-х годов при освоении методов вертикально горизонтальных скважин. При данном методе начали использоваться и развиваться забойные телеметрические системы (ЗТС), применение которых сопровождалось использованием датчиков дистанционного контроля положения забоя и управление за траекторией скважины. Эти датчики представляли собой электронные средства: гироскоп, акселерометр или магнитометры, а для получения параметров и последующего дистанционного контроля использовалась система связи, такая как: электромагнитная, гидравлическая, кабельная [6]. Для того чтобы изменить траекторию скважины, совместно с ЗТС используются винтовые забойные двигатели (ВЗД), роторные управляемые системы (РУС). В современном мире стали широко применяться роторные управляемые системы, внедрение которых началось в середине 1990-х годов. Применялись роторно-управляемые системы в случае большого отклонения от вертикали относительно устья. РУС обеспечивали решение многочисленных задач бурения, но в то же время имели существенный минус в лице дороговизны оборудования. Существующие компоновки с забойными двигателями не обеспечивали такую возможность. Преимуществами такого оборудования является непрерывность вращения всей буровой колонны и реагирование для изменения траектории без задержки. НК «Роснефть» на острове Сахалин пробурили рекордную скважину, глубина которой составила 13500 метров по протяженности, а смещение ее забоя составило 12033 метра. На данный момент такое оборудование получило широкое распространение из-за возможности точного контроля за параметрами.

Практическое занятие № 1

«Работы над групповым проектом. Выдача задания»

В качестве самостоятельной и итоговой работы участникам предлагается решить кейс-задание.

В качестве задания участникам предлагалось почувствовать себя в роли топ-менеджера вертикально-интегрированной нефтяной компании (ВИНК), у которой имеется три актива, расположенных в разных частях Российской Федерации (в разных нефтегазоносных провинциях РФ). В результате поэтапного решения кейса участникам необходимо принять решение о входе в конкретный проект на основе данных о запасах, свойствах флюидов и коллекторов, а также с учетом потенциального потребителя продукции. Далее необходимо создать экономически выгодную и технически осуществимую стратегию добычи, включающую в себя систему разработки месторождений, сбора продукции и мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов.

На этом этапе происходит знакомство участников с нефтяными и газовыми месторождениями РФ, определяются основные особенности коллекторов и углеводородов нефтегазовых бассейнов и провинций России. Кроме того на этом этапе участники выбирают одно из трех месторождений для входа в проект, основываясь на количестве запасов, свойствах углеводородов и коллекторов, а также исходя их имеющейся в районе инфраструктуры.

Участники получили исходные данные, состоящие из карт района работ, структурных карт месторождений и геолого-физической информации о коллекторах месторождений.

Месторождение 1 находится в республике Коми, обзорная карта работ представлена на рисунке 1.1, структурная карта – на рисунке 1.2. Это месторождение осложнено нефтью с высокой плотностью и повышенной вязкостью.

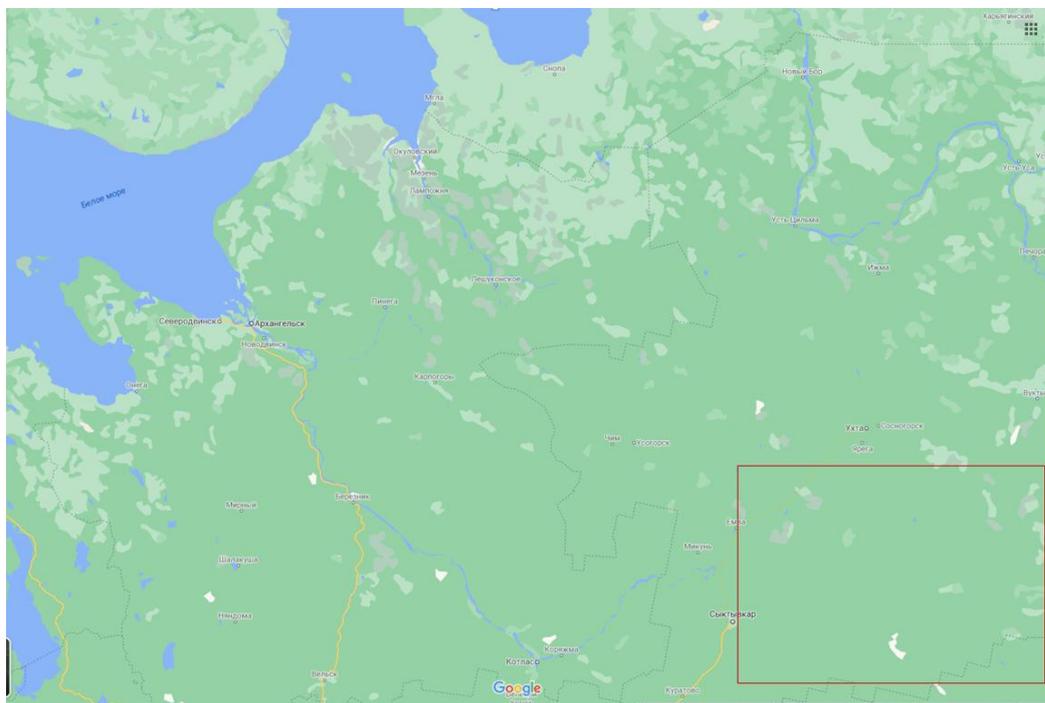


Рис. 1.1. Обзорная карта района работ месторождения 1

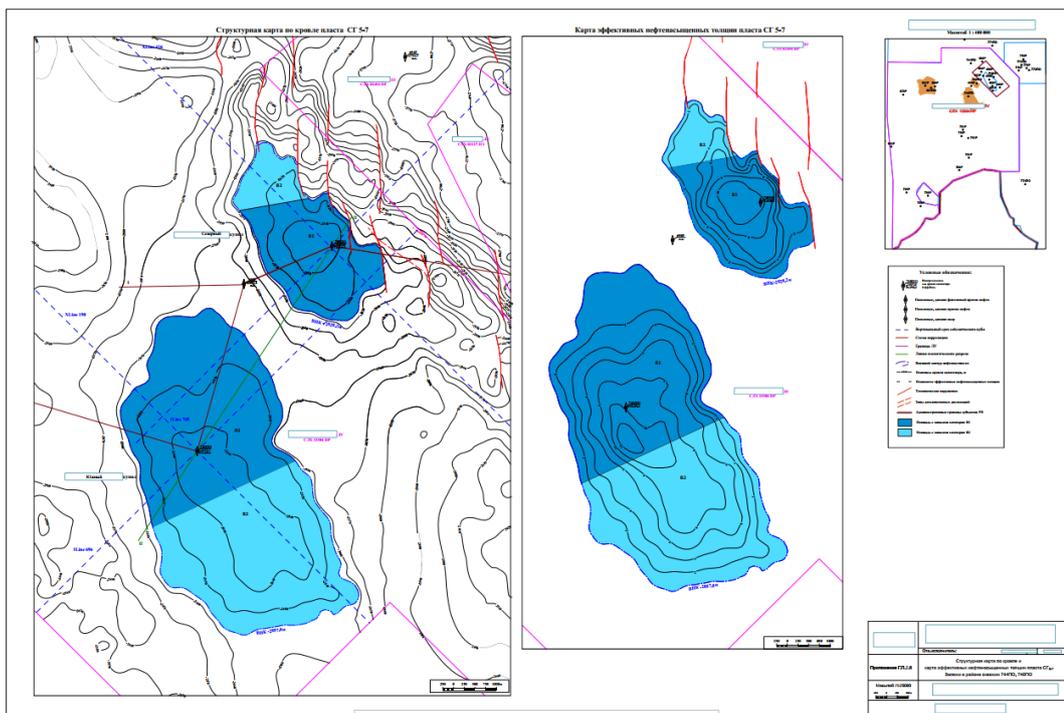


Рис.1.2. Структурная карта месторождения 1

Месторождение 2 находится в Республике Татарстан. Обзорная карта работ представлена на рисунке 1.3, а структурная на рисунке 1.4-1.5. Месторождение находится в районе с хорошо развитой инфраструктурой, отличается благоприятными свойствами флюидов и горных пород. Но его запасы и площадь невелики.

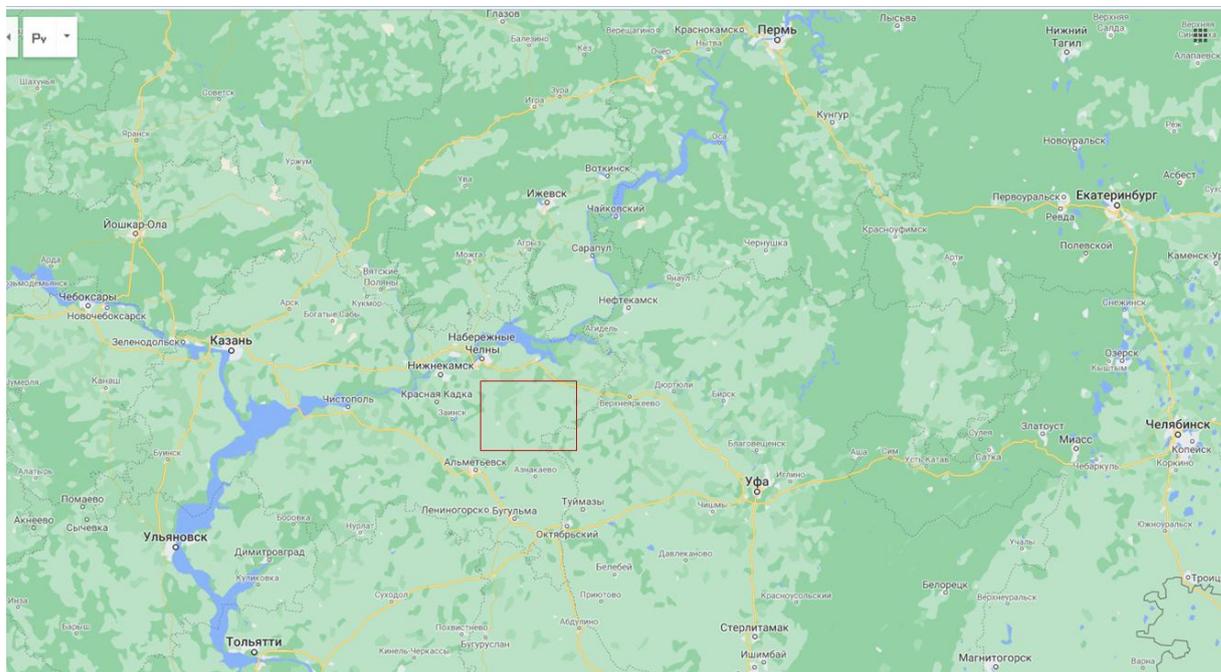


Рис.1.3. Обзорная карта района работ месторождения 2

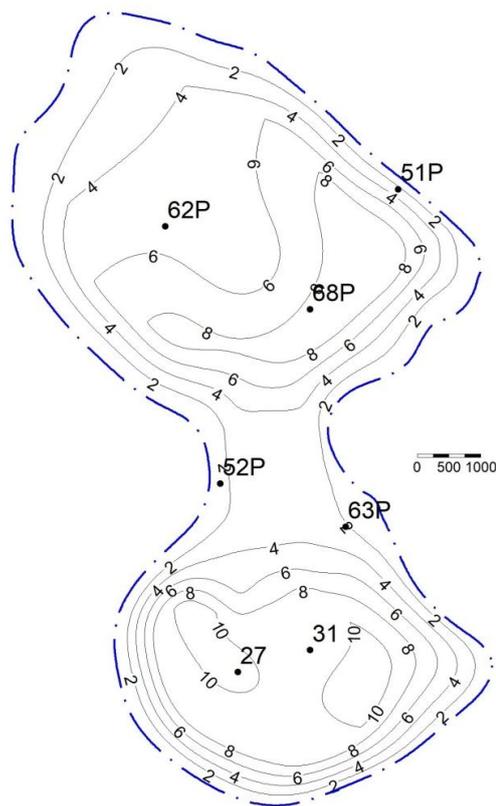


Рис.1.4. Карта начальных нефтенасыщенных толщин месторождения 2

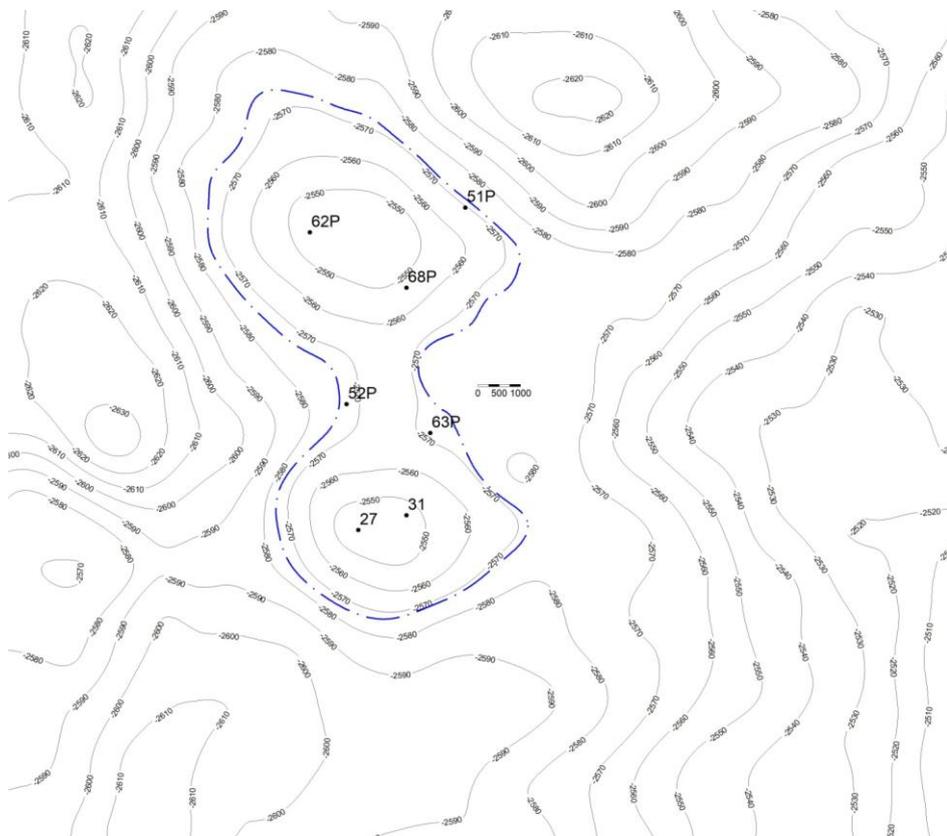


Рис.1.5. Структурная карта кровли коллектора месторождения 2

Месторождение номер 3 находится в ХМАО (Рис.1.6-1.10). По запасам месторождение также относится к мелким, но кроме залежей нефти, здесь еще есть залежь

газа. Что является дополнительной сложностью при подсчете запасов и требует дополнительных компетенций при проектировании системы разработки.

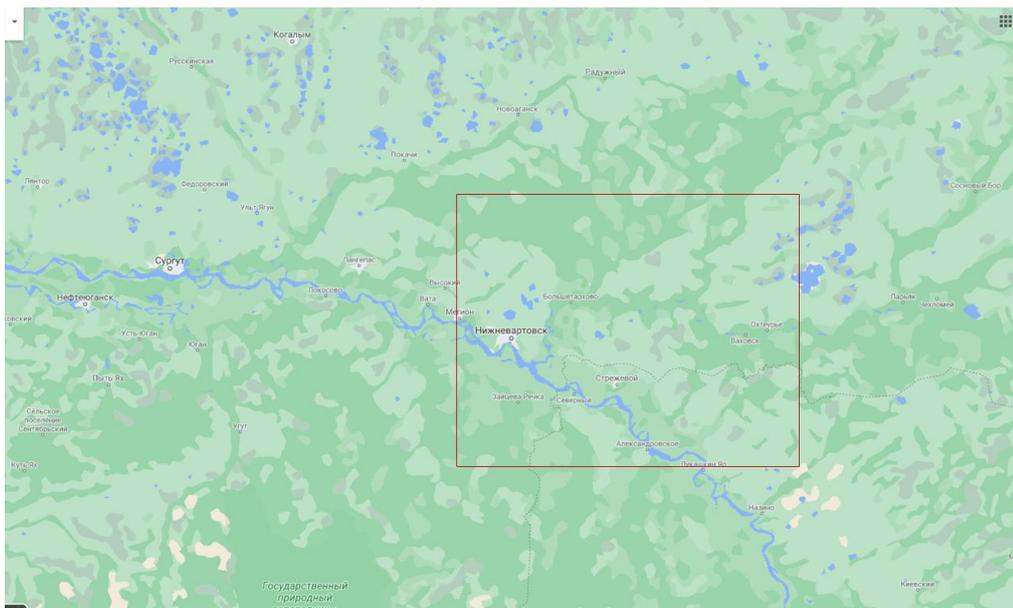


Рис. 1.6. Обзорная карта района работ месторождения 3

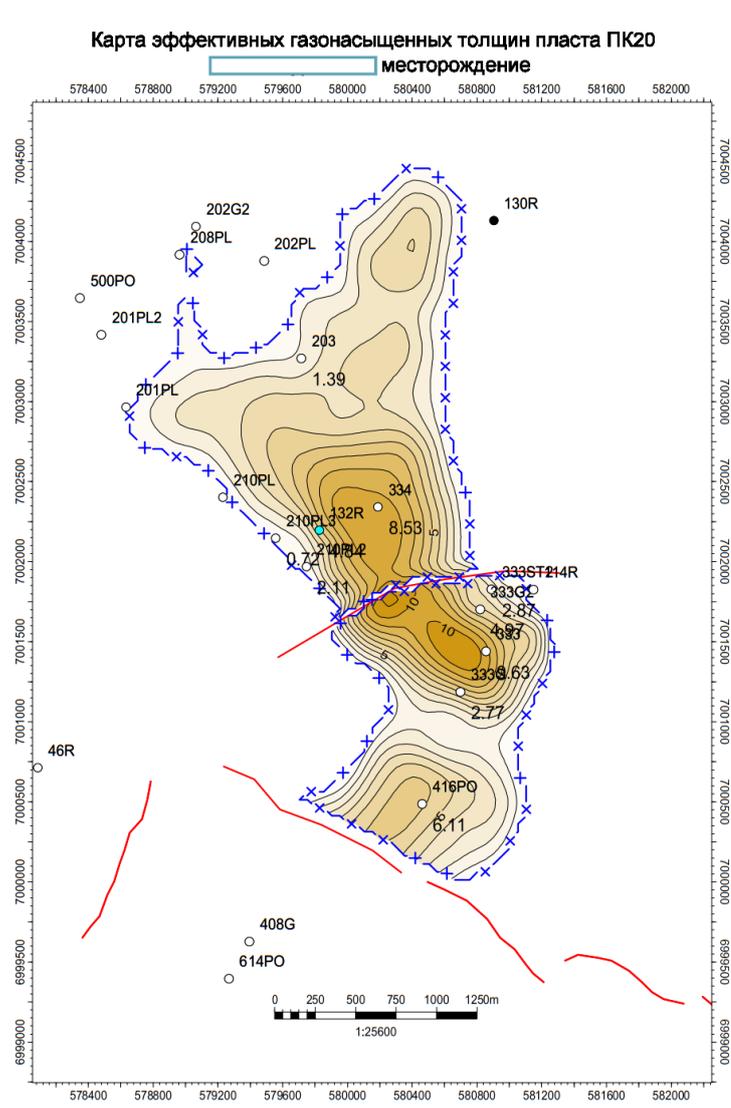
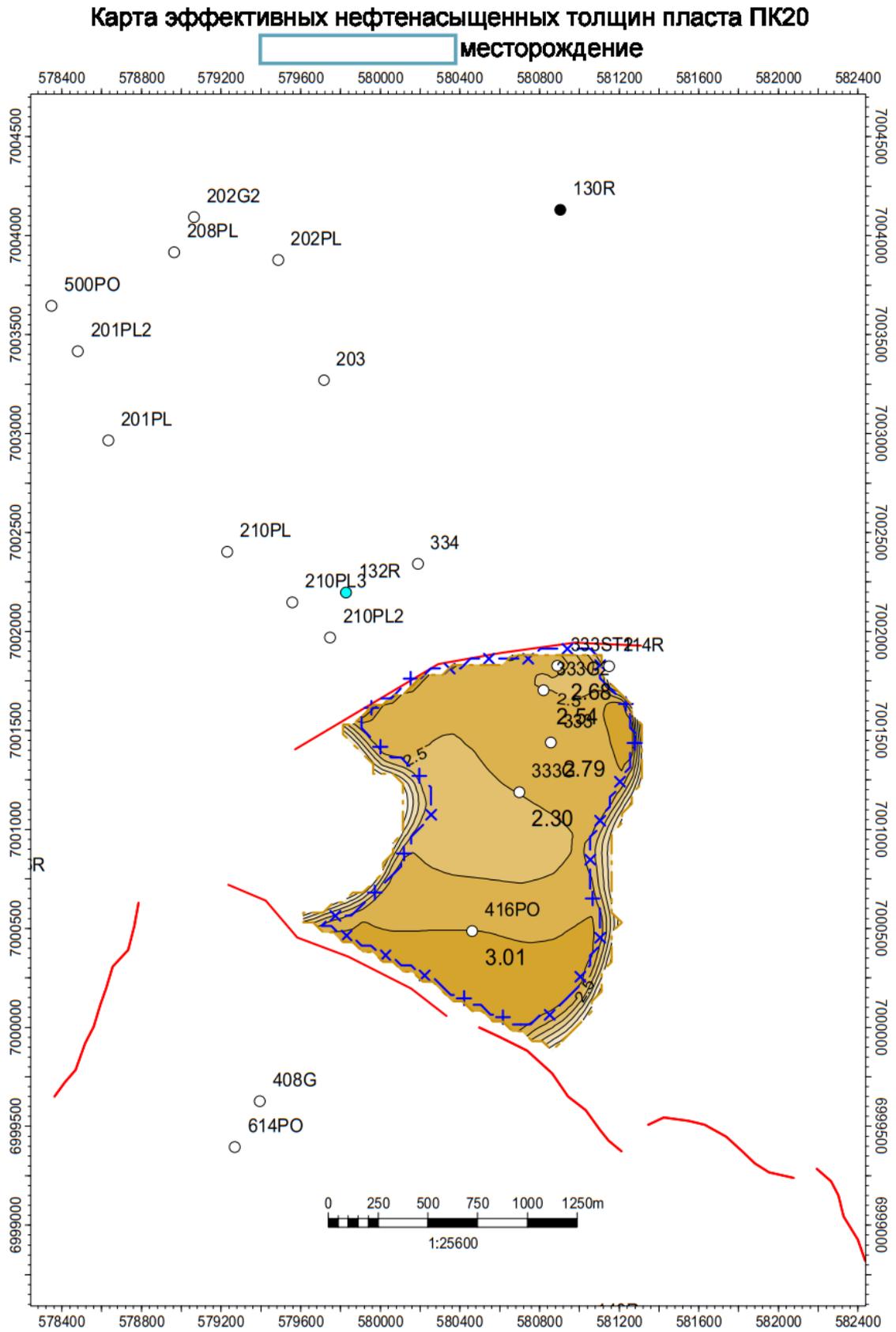


Рис. 1.7. Карта эффективных газовых толщин месторождения 3

Рис.1.8.
Карта



эффективных нефтенасыщенных толщин месторождения 3

Структурная карта кровли коллектора ПК20

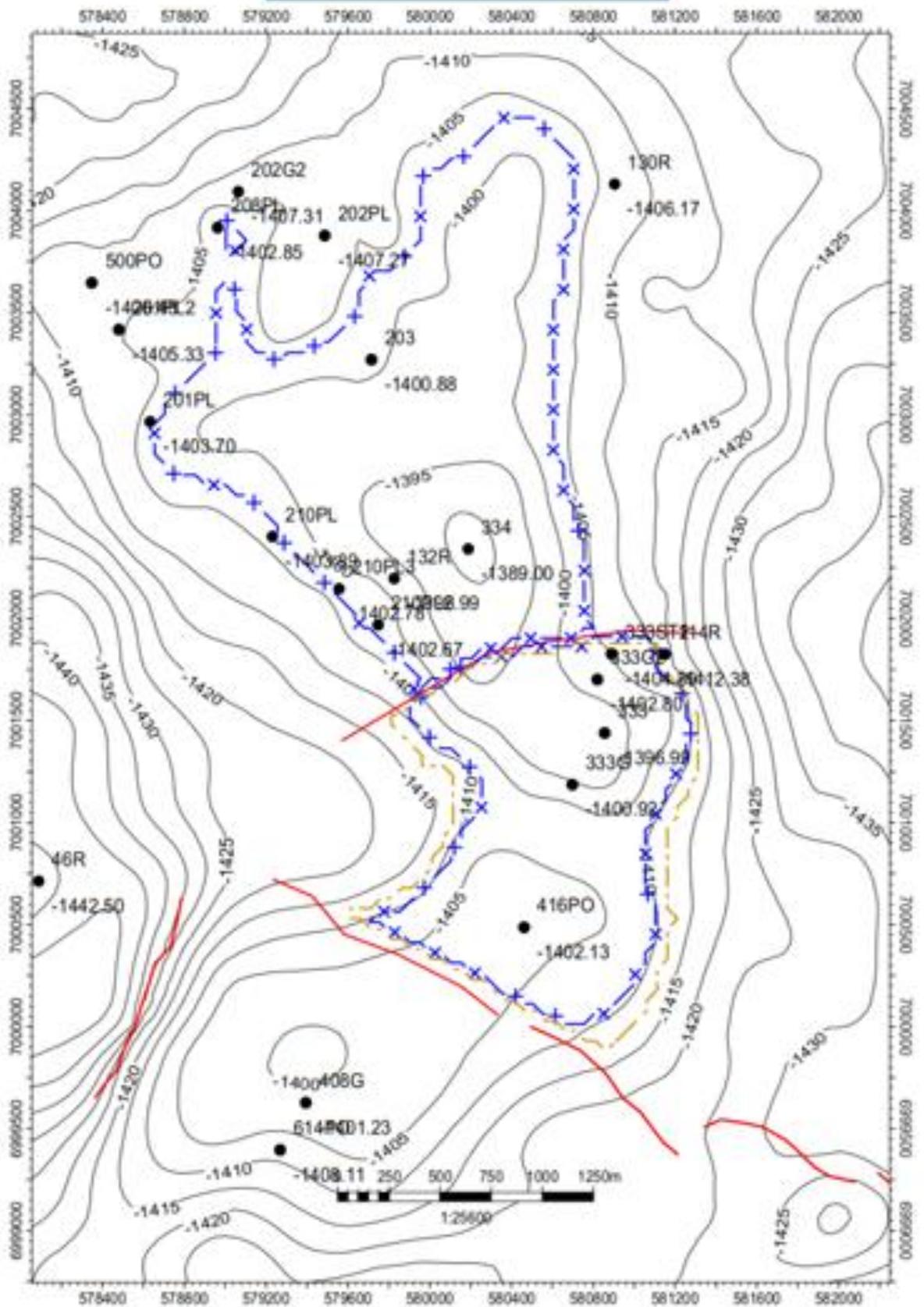


Рис.1.9. Структурная карта кровли коллектора месторождения 3

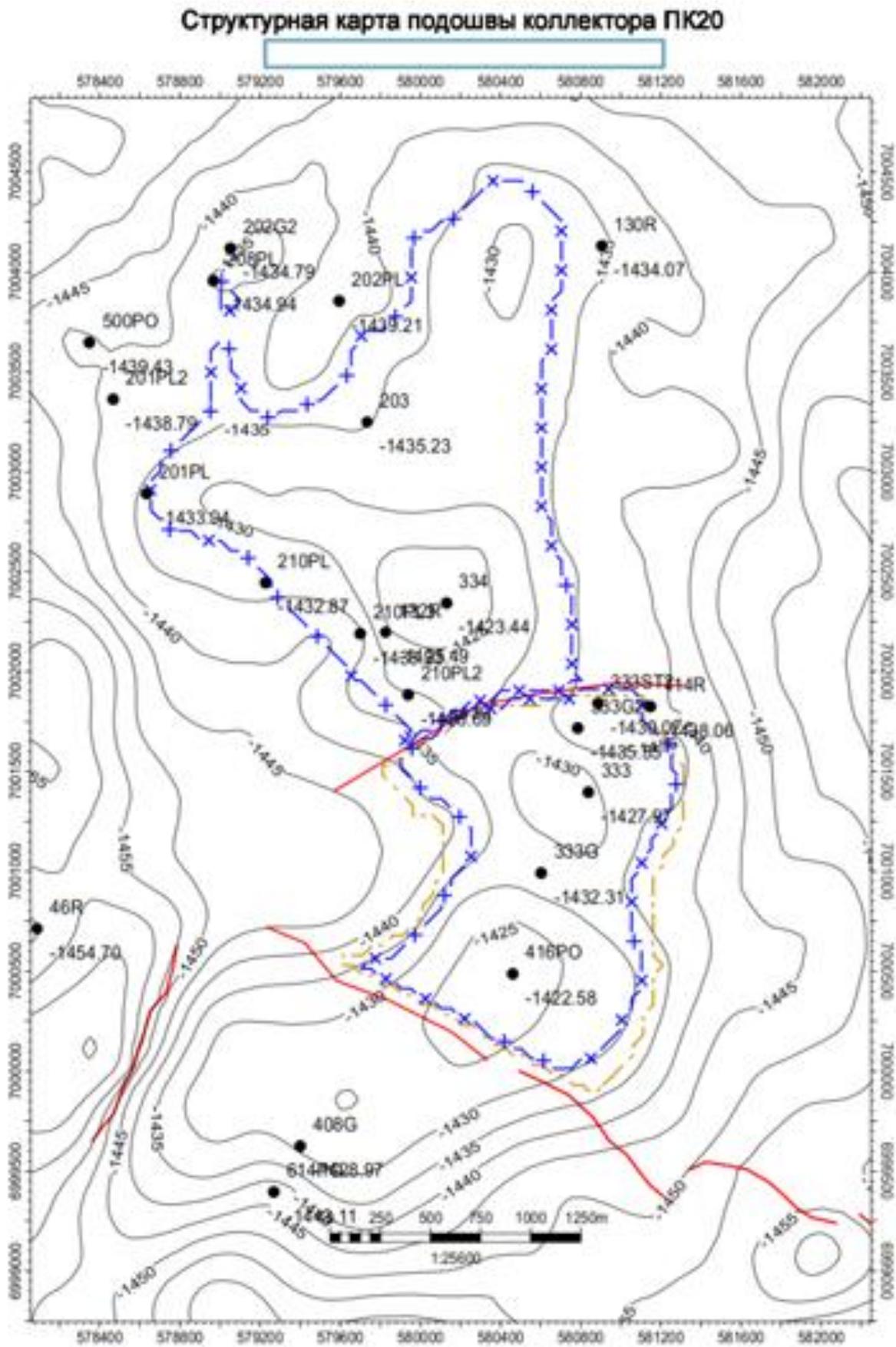


Рис.1.10. Структурная карта подошвы коллектора месторождения 3

На втором этапе создавалась система разработки месторождения. Участники выбирают геометрию и количество скважин, системы заводнения, а также разрабатывают

мероприятия по увеличению нефтеотдачи пластов. Кроме того, на этом этапе участники знакомятся с экономическими основами проектирования, для того чтобы проект был прибыльным.

На заключительном этапе участникам предлагается определиться с продукцией, которую они будут реализовывать, а также с рынками сбыта, на которых это возможно. Для этого необходимо спроектировать систему сбора и подготовки продукции, а также рассмотреть возможности её переработки, если это возможно, и учесть экологические аспекты процесса добычи и транспортировки продукции.

Модуль 2

«Бурение скважин и геологоразведка»

Конспект лекции № 1

«Буровые технологические жидкости для осложненных условий бурения»

Под осложнением в скважине следует понимать затруднение ее углубления, вызванное нарушением состояния буровой скважины. Наиболее распространенные виды осложнений - осложнения, вызывающие нарушения целостности стенок скважины, поглощения бурового раствора, нефте-, газо- или водопроявления.

Осложнения, вызывающие нарушение целостности стенок скважины

Произведенные за последнее время исследования, а также накопленный опыт бурения позволяют выделить основные виды нарушений целостности стенок скважины.

Обвалы, (осыпи) происходят при прохождении уплотненных глин, аргиллитов или глинистых сланцев. В результате увлажнения буровым раствором или ее фильтратом снижается предел прочности уплотненной глины, аргиллита или глинистого сланца, что ведет к их обрушению (осыпям). Обвалам (осыпям) может способствовать набухание. Проникновение свободной воды, которая содержится в больших количествах в растворах, в пласты, сложенные уплотненными глинами, аргиллитами или глинистыми сланцами, приводит к их набуханию, выпучиванию в ствол скважины и в конечном счете к обрушению (осыпанию). Небольшие осыпи могут происходить из-за механического воздействия бурильного инструмента на стенки скважины. Обвалы (осыпи) могут произойти также в результате действия тектонических сил, обуславливающих сжатие пород.

Горное давление при этом значительно превышает давление со стороны столба бурового раствора. Характерные признаки обвалов (осыпей) – резкое повышение давления на выкиде буровых насосов, обильный вынос кусков породы, интенсивное кавернообразование и недохождение бурильной колонны до забоя без промывки и проработки, затяжки и прихват бурильной колонны; иногда - выделение газа. Интенсивное кавернообразование существенно затрудняет вынос выбуренной породы на дневную поверхность, так как уменьшается скорость восходящего потока и его подъемная сила, возрастает аварийность с бурильными трубами, особенно при роторном бурении. Из-за опасности поломки бурильных труб приходится уменьшать нагрузку на долото, а это ведет к снижению механики скорости прохода.

Основными мерами предупреждения и ликвидации обвалов (осыпей) являются:

- 1) бурение в зоне возможных обвалов (осыпей) с промывкой буровым раствором, имеющим минимальный показатель фильтрации и максимально возможно высокую плотность;
- 2) правильная организация работ, обеспечивающая высокие механические скорости проходки;
- 3) выполнение следующих рекомендаций:
 - а) бурить скважины по возможности меньшего диаметра;
 - б) бурить от башмака (нижней части) предыдущей колонны до башмака последующей колонны долотами одного размера;

- в) поддерживать скорость восходящего потока в затрубном пространстве не менее 1,5 м/с;
- г) подавать бурильную колонну на забой плавно;
- д) избегать значительных колебаний плотности бурового раствора;
- е) перед подъемом бурильной колонны утяжелять раствор, доводя его плотность до необходимой, если в процессе бурения произошло ее снижение;
- ж) не допускать длительного пребывания бурильной колонны без движения.

Набухание происходит при прохождении глин, уплотненных глин, в отдельных случаях аргиллитов (при значительном содержании минералов типа монтмориллонита). В результате действия бурового раствора и его фильтрата глина, уплотненная глина и аргиллиты набухают, сужая ствол скважины. Это приводит к затяжкам, посадкам, недохождению до забоя и часто к прихватам бурильного инструмента.

Основными мерами предупреждения и ликвидации набухания являются:

- 1) бурение в зоне возможных сужений с промывкой утяжеленными буровыми растворами, в фильтрате которых содержатся химические вещества, способствующие увеличению предельного напряжения сдвига, а также степени и давления набухания;
- 2) правильная организация работ, обеспечивающая высокие механические скорости проходки;
- 3) после приготовления глинистого раствора, отвечающего требованиям, указанным в п. 1, следует заполнить им скважину и выждать некоторое время, необходимое для протекания физико-химических процессов. Это нужно делать потому, что процесс бурения связан с резкими колебаниями давления при спуско-подъемных операциях;
- 4) выполнение рекомендаций б), в), г), д), е) и ж), перечисленных выше, как мер предупреждения и ликвидации обвалов (осыпей).

Ползучесть происходит при прохождении высокопластичных пород (глин, глинистых сланцев, песчаных глин, аргиллитов, ангидрита или соляных пород), склонных под действием возникающих напряжений деформироваться со временем, т. е. ползти и выпучиваться в ствол скважины.

В результате недостаточного противодействия на пласт глина, песчаные глины, ангидриты, глинистые сланцы или соляные породы ползут, заполняя ствол скважины. При этом кровля и подошва пласта (горизонта) глины, глинистых сланцев или соляных пород сложены устойчивыми породами, не склонными к ползучести. Осложнение может происходить и вследствие того, что кровля и подошва пласта (горизонта) глины или аргиллита ползет, выдавливая последние в скважину. При этом кровля и подошва пласта (горизонта) глины, глинистых сланцев или аргиллита сложены породами (например соляными), склонными к ползучести. Явление ползучести особенно проявляется с ростом глубины бурения и увеличения температуры пород. Характерные признаки ползучести - затяжки, посадки бурильной колонны, недохождение бурильной колонны до забоя; иногда прихват и смятие бурильной или обсадной колонны.

Основными мерами предупреждения и ликвидации ползучести являются:

- 1) разбуривание отложений, представленных породами, склонными к ползучести, с промывкой утяжеленными глинистыми растворами;
- 2) правильная организация работ, обеспечивающая высокие механические скорости проходки;
- 3) использование при бурении вертикальных скважин такой компоновки бурильной колонны, при которой искривление скважин сводится к нулю;
- 4) подъем при цементировании обсадных колонн цементного раствора в затрубном пространстве на 50-100 м и выше отложений, которые представлены породами, склонными к ползучести (вытеканию);

5) при креплении скважины обсадной колонной в интервале пород, склонных к ползучести, установка трубы с повышенной толщиной стенки для предотвращения смятия обсадной колонны.

Желобообразование может происходить при прохождении любых пород, кроме очень крепких. Основные причины желобообразования – большие углы перегиба ствола скважины, большой вес единицы длины бурильной колонны, большая площадь контакта бурильных труб с горной породой.

Особенно часто желоба вырабатываются при проводке искривленных и наклонно-направленных скважин. Характерные признаки образования в скважине желоба-проработки, посадки, затяжки, прихваты, а также заклинивание бурильных и обсадных труб. Опыт бурения показал, что желобообразование происходит не сразу, а постепенно с ростом числа рейсов бурильного инструмента. В условиях желобообразования опасность заклинивания возрастает, если диаметр бурильных труб превышает ширину желоба в 1,14-1,2 раза.

Основными мерами предупреждения и ликвидации желобообразования являются:

1) использование при бурении вертикальных скважин такой компоновки бурильной колонны, при которой искривление скважин сводится к минимуму. Недопущение различных азимутальных изменений;

2) стремление к максимальной проходке на долото;

3) использование предохранительных резиновых колец;

4) при прохождении уплотненных глин, аргиллитов, глинистых сланцев в целях предупреждения желобообразования, которое может предшествовать обвалам (осыпям), соблюдение всех рекомендаций, перечисленных как меры предупреждения обвалов (осыпей);

5) при бурении наклонно-направленных скважин для предупреждения заклинивания труб в желобах соблюдение отношения наружного диаметра спускаемых труб к диаметру желоба не менее 1,35-1,40;

6) колонну бурильных труб следует поднимать на пониженной скорости, чтобы не допустить сильного заклинивания;

7) при заклинивании трубы надо сбивать вниз.

Желоба ликвидируют проработками ствола скважины в интервале их расположения. Одной из распространенных мер ликвидации образовавшихся желобов является **взрыв шнуровых торпед (ТДШ)**.

Растворение происходит при прохождении соляных пород. Соляные породы, слагающие стенки скважины, растворяются под действием потока жидкости. Характерный признак растворения соляных пород-интенсивное кавернообразование, а в особо тяжелых случаях-потеря ствола скважины. Устойчивость (по отношению к растворению) стенок скважины, сложенных однородными породами, независимо от скорости восходящего потока, может быть достигнута лишь при условии полного насыщения бурового раствора солью (соль, содержащаяся в растворе, должна быть такой же, как соль, из которой сложены стенки скважины). При небольшой мощности неоднородных солей основной мерой предупреждения их растворения является максимальное форсирование режима бурения с последующим спуском колонны и ее цементирование. При большой мощности неоднородных солей наиболее надежное средство предотвращения их интенсивного растворения - бурение с применением безводных буровых растворов. Хорошие результаты дает использование солестойких буровых растворов и растворов, приготовленных из палыгорскита.

Использование многократной кавернометрии для оценки устойчивости горных пород. Многократная кавернометрия для оценки устойчивости горных пород широко применяется в практике бурения скважин на нефть и газ. Многократная кавернометрия

позволяет судить о состоянии ствола скважины в процессе бурения, определять эффективность применяемых методов для предотвращения осложнений, разрабатывать мероприятия по предотвращению осложнений, связанных с нарушением целостности стенок скважин.

Предупреждение поглощений промывочной жидкости

Поглощение представляет собой движение бурового раствора в пласт, при этом объем циркулирующего раствора в процессе промывки уменьшается, что становится заметным по снижению уровня в приемных емкостях циркуляционной системы. Поглощение происходит, когда гидростатическое давление столба бурового раствора больше пластового.

Поглощения являются серьезным осложнением при бурении скважин, так как нарушается циркуляция бурового раствора, ухудшается промывка скважины, увеличивается расход времени, материалов и реагентов на приготовление новых объемов раствора. Поглощения часто усугубляются проявлениями вплоть до образования выбросов и фонтанов.

Ниже приведены **факторы, влияющие на возникновение поглощений при бурении скважин.**

Геологические:

- Коллекторские свойства пласта
- Пластовое давление
- Тектонические нарушения
- Давление, вызывающее разрыв пласта
- Тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания

Технологические:

- Свойства бурового раствора
- Количество бурового раствора
- Качество бурового раствора
- Скорость СПО
- Скорость проработки
- Остановки в процессе бурения

Поглощения начинаются при условии, что пласты обладают достаточной гидропроводностью и перепад давления в скважине и в пласте выше определенного значения, называемого критическим.

Поглощения бывают частичными, когда циркуляция в скважине не нарушается, и полными - с потерей циркуляции.

Предупреждение поглощения:

1) Регулирование плотности бурового раствора, путем совершенства его очистки от песка и выбуринной породы с помощью химических реагентов.

2) Регулирование реологических свойств раствора (снижение вязкости и СНС)

3) Ограничения скорости спуска инструмента, плавный пуск буровых насосов и недопущения расхаживания инструмента.

4) Бурение на азрированных растворах.

Если соблюдая все меры по предупреждению поглощения, оно все же началось, нужно приступить к его ликвидации.

Ликвидация поглощения:

1) Установка цементных мостов

Цементный мост – газонефтеводонепроницаемая перемычка определенной прочности, устанавливаемая в скважине с целью перехода на вышележащий объект, забуривания нового ствола, ликвидации проявлений и поглощений, укрепления неустойчивой кавернозной части ствола, консервации или ликвидации скважины.

2) Кольматация

Кольматация – процесс естественного проникновения или искусственного внесения мелких (главным образом коллоидных, глинистых и пылеватых) частиц и микроорганизмов в поры и трещины горных пород

3) Намыв наполнителей

Одним из самых эффективных методов борьбы с поглощениями является введение в буровой раствор разного вида наполнителей, их цель создания тампонов в каналах поглощения, закупоривающим элементом может быть практически любой материал, который состоит из частиц достаточно малого размера, при вводе которого в раствор можно прокачать насосами. Но нужно знать размер пор и подобрать подходящий размер частиц для их закупорки.

Самым распространенным и эффективным методом на данный момент является ввод наполнителей в буровой раствор, ниже приведены некоторые **наполнители**:

1. ВОЛ – отходы латексных вулканизированных изделий Наполнение буровых растворов при снижении интенсивности и ликвидации поглощения в процессе бурения в средне-трещиноватых проницаемых породах

2. НЛК – низкотемпературная латексная композиция Наполнение буровых растворов при ликвидации интенсивных поглощений в процессе бурения и ликвидации водопритоков из пластов продуктивной толщи, в том числе через места нарушения колонн

3. Целлофановая стружка Наполнитель буровых растворов и тампонажных смесей при борьбе с поглощениями (особенно эффективен в условиях раскрытия каналов ухода до 3 мм)

4. ВУС – вязкоупругий состав на основе латекса и полиоксиэтилена Борьба с поглощениями бурового раствора в процессе бурения скважин

5. Кордное волокно - смесь крученых нитей из искусственного волокна и частиц измельченной резины Добавка к буровому раствору и тампонирующим смесям для предупреждения и ликвидации поглощений

6. Разномерная резиновая крошка – дробленая вулканизированная резина - отходы шинного производства Добавка к буровому раствору и тампонирующим смесям для предупреждения и ликвидации поглощений

8. НДР (дробленая резина) – крупноразмерный наполнитель. Марки по фракционному составу - НДР-10, НДР-15, НДР- 25 Добавка к буровому раствору и смесям для ликвидации высокоинтенсивных поглощений

9. ПУН - пластинчатый упругий наполнитель -- пластинчатые вырубki из отходов РТИ. Марки - ПУН и ПУН-30 Добавка к буровому раствору и смесям для ликвидации высокоинтенсивных поглощений в трещиноватых и крупно-трещиноватых породах с трещинами до 200 мм

10. ВДР – водная дисперсия резины с использованием смоляных и жирных кислот в качестве эмульгатора Добавка к буровому раствору и смесям для ликвидации поглощений в мелкопористых проницаемых пластах и предупреждения прихватов под действием перепада давления

11. МРК – мелкая резиновая крошка Добавка к буровому раствору и смесям для ликвидации поглощений в мелкотрещиноватых пластах и пористых породах

12. Хромовая стружка и «кожа-горох» - отходы производства кожемита – кусочки и полоски неразработанной кожи хромового производства Добавка к буровому раствору и смесям для ликвидации поглощений в трещиноватых пластах и пористых породах

13. НТП – наполнитель текстиль прорезиненный – измельченные отходы прорезиненного текстиля и кирзы Добавка к буровому раствору и смесям для ликвидации поглощений в трещиноватых пластах и пористых породах

14. НХ наполнитель хлопьевидный - двух компонентная композиция различных по структуре и механическим свойствам. Используется для изоляции зон поглощения в крупнотрещиноватых и кавернозных породах с каналами 20- 40 мм и более

15. Сломель – порошкообразный материал – измельченный лист декоративного бумажно-слоистого пластика. Добавляется в буровой раствор для профилактики поглощений при турбинном и роторном бурении

16. НК – наполнитель композиционный – многокомпонентная смесь, получаемая путем совместной переработки кожевенных, текстильных, РТИ и некоторых других инертных материалов. Добавляется в буровой раствор в качестве основной закупоривающей массы для изоляции зон поглощения интенсивностью от 30 до 90 м³/ч

17. НП – наполнитель пластиковый – смесь частиц двух типов размером 3 мм (жестких пластинок пластика и деформируемой просмоленной бумаги) Добавляется в буровой раствор для профилактики поглощений в пористых и трещиноватых породах

18. Диспор – дисперсионный порошковый регенерат - продукт переработки отработанных резиновых шин. Вводится в буровой раствор в качестве кольматирующей добавки

19. НАН – акрилнитрильный наполнитель - коротковолнистые волокна из смеси полиакрилнитрильных и полиэфирного материалов. Вводится в буровой раствор в качестве кольматирующей добавки

4)Использование аэрированных растворов и пен

Аэрированные буровые растворы представляют собой смеси пузырьков воздуха с промывочными жидкостями (водой, нефтеэмульсиями и др.) в соотношении до 30:1. Для повышения стабильности аэрированных растворов в их состав вводят реагенты - поверхностно-активные вещества и пенообразователи.

Аэрированные буровые растворы обладают теми же свойствами, что и жидкости, из которых они приготовлены (для глинистых растворов - образуют глинистую корку, обладают вязкостью и напряжением сдвига, сохраняют естественную проницаемость призабойной зоны пласта при его вскрытии). Вместе с тем, большим преимуществом аэрированных жидкостей является возможность их применения в осложненных условиях бурения, при катастрофических поглощениях промывочных жидкостей, вскрытии продуктивных пластов с низким давлением.

5)Использование перекрывающих устройств

Перекрывающее устройство - представляет собой эластичную сетчатую оболочку (капроновая, нейлоновая, капроновый эластик, металлическая специального плетения и др.). Установленная в интервале поглощения сетчатая оболочка под действием закачиваемой тампонажной смеси с наполнителем расширяется и заполняет трещины и каверны. Сетчатая оболочка расширяется вследствие закупорки ее ячеек наполнителем, находящимся в тампонажной смеси. При твердении тампонажная смесь связывает оболочку с породой.

6)Использование изоляционных пакеров

Пакер для изоляционных работ в поглощающей скважине имеет широкий проходной канал, одинаковый с внутренним диаметром бурильных труб. Он позволяет вести изоляционные работы с применением тампонажных смесей с любыми типами наполнителей, в том числе с размерами частиц 20 -- 40 мм. Концентрация наполнителей может достигать 40 -- 50 % к объему смеси.

Если вскрыто несколько поглощающих пластов на различных глубинах, применение пакера позволяет последовательно заливать цементный раствор снизу вверх без затраты времени на ОЗЦ (ожидание затвердения цемента), при этом предотвращается влияние поглощающих пластов друг на друга. Пакеры, применяющиеся при изоляции зон поглощений бурового раствора, подразделяются на две группы: многократного и разового действия (разбуриваемые). Пакеры разового действия оставляются в скважине на время твердения цемента или его смеси и затем разбуриваются вместе с цементным мостом.

Бурение без выхода бурового раствора

В случае высокоинтенсивного поглощения возможно бурение без выхода бурового раствора на поверхность. Оно целесообразно в твердых породах (известняках, доломитах, песчаниках и т. п.). После вскрытия всей зоны поглощения бурение немедленно прекращают. Далее проводят заливки ГЦП или БСС до полной ликвидации поглощения. При бурении без выхода бурового раствора разбуриваемый шлам поднимается с забоя и уходит в каналы поглощения вместе с буровым раствором. Во избежание прихвата бурильной колонны необходимо тщательно следить за стрелкой индикатора веса. Экономически целесообразно бурить без выхода циркуляции только при использовании воды в качестве бурового раствора. Для ликвидации интенсивных поглощений (более 200 м³/ч) прежде всего, снижают их интенсивность путем намыва в зону поглощения песка или шлама выбуренной породы или забрасывания и продавки инертных материалов (глины, торфа, соломы и т. п.). После намыва песка или забрасывания зоны поглощения инертными материалами ее заливают цементным раствором. После затвердения цемента скважину прорабатывают и затем начинают дальнейшее углубление. Известны и другие способы ликвидации высокоинтенсивных поглощений: спуск «летучки» (кассеты), замораживание зоны поглощения, изоляция зон поглощения с помощью взрыва и др. Но все они весьма трудоемки, не всегда дают положительный результат и поэтому применяются в буровой практике редко.

Крайняя мера борьбы с поглощением бурового раствора - **спуск промежуточной обсадной колонны.**

Конспект лекции № 2

«Современные технологии бурения нефтяных и газовых скважин»

Буровой комплекс 21 века

Бурение горизонтальной скважины с берега шельфового месторождения на расстоянии 8 км в море глубиной до 1500 м ниже уровня морского дна дает до 40 % экономии капитальных и эксплуатационных затрат, по сравнению с традиционным бурением со стационарной платформы. Экономическая эффективность подтверждается опытом бурения с суши горизонтальных скважин с большими отходами от вертикали на шельфе о. Сахалин.

Обоснована необходимость бурения горизонтальных скважин с отношением толщины пласта h к длине горизонтального ствола L меньше 0,1 ($h/L < 0,1$). Таким образом, прослеживается переход от парадигмы XX века - «Бурить глубже!» (например Кольская сверхглубокая скважина СГ-3, глубина по вертикали 12 262 м, начало бурения 1970 г.) к парадигме XXI века «Бурить вдоль!» (например проект Сахалин-1, скважина Z-44, глубина по стволу 12 376 м, отход от вертикали 10 902 м, 2012 г.). А изменение парадигмы соответственно ведет к появлению новой техники и технологии. В таблице 1 представлено сравнение качественных характеристик стереотипа XX века, т.е. бурение вертикальных скважин, и предлагаемой к рассмотрению концепции бурения горизонтальных скважин при помощи наклонного бурового комплекса XXI века.

К разработке Арктического шельфа Российской Федерации, в силу сложности географических, климатических и экологических условий, необходимо применение нетрадиционных подходов освоения месторождений. Одним из инструментов для освоения арктических запасов может стать буровой комплекс с наклонным ставом, разработанный в УГТУ. Буровой комплекс XXI века позволит обеспечить поиск и разведку полезных ископаемых в массиве горных пород по полусфере с радиусом более 15 000 м, исключив или ограничив, таким образом, технологии связанные со строительством платформ и использованием плавучих буровых установок. Применение комплекса обеспечит максимальную концентрацию хозяйственной деятельности на кустах

при поиске, разведке, разработке и транспорте углеводородов, что особенно актуально для труднодоступных районов.

Комплекс включает в себя наземное и забойное оборудование, показатели которого обоснованы промышленными и теоретическими исследованиями энергетических и нагрузочных характеристик технологического процесса бурения горизонтальной скважины диаметром 140 мм протяженностью 15 000 м с глубиной заложения ствола 1 500 м в экстремальных условиях Крайнего Севера.

Таблица 1

Сравнение качественных характеристик

№ п/п	Характеристика	Парадигма XX века - Бурить глубже!	Парадигма XXI века - Бурить вдоль!
1	Оптимальное расположение буровой вышки	вертикальное	наклонное
2	Требуемая грузоподъемность для бурения скважины 15 км	450 т	70 т
3	Длина свечей	36 м	100 м
4	Время СПО	92 часа	33 часа
5	Опрокидывающий момент при ветровой нагрузке	10,3 МН*м	4,82 МН*м
6	Доля вскрытия продуктивного пласта	0,25%	75%
7	Охват разведкой и разработкой	$49 \cdot 10^3 \text{ м}^2$	$1,6 \cdot 10^6 \text{ м}^2$
8	Экологический показатель	0,82	0,03
9	Автоматизация бурового комплекса	5%	95%
10	Комфортность при работе	5%	95%

Конструкция наземной части бурового комплекса

На рисунке 2.1 представлен общий вид бурового комплекса. На рельсовых направляющих 4 устанавливается тележка 1 с грузоподъемным и вращательным механизмом 2, которые имеют электрический привод постоянного тока, что позволяет плавно изменять частоту вращения. Сама тележка имеет возможность поступательного перемещения до 100 м. Возвратно-поступательное перемещение вращателя и грузоподъемного механизма осуществляется с использованием бегущего электромагнитного поля или зубчатого зацепления, которые дублируются системой гидроцилиндров и полиспастов.

Проведение спускоподъемных операций производится полностью автоматизированным комплексом, включающим электрические ключи для свинчивания и развинчивания труб, автоматы захвата 7 и укладки труб на стеллажи и секционный подсвечник, имеющие электрический привод и работающие по принципу электромагнита. Комплекс включает в себя электрифицированные и автоматизированные блоки буровых насосов, системы отчистки, приготовления буровых жидкостей, замкнутого оборотного водоснабжения и утилизации шлама. Энергетический блок включает в себя газотурбинные двигатели и генераторы постоянного тока. Тепло газотурбинных двигателей утилизируется и используется для обогрева комплекса.

Одним из главных преимуществ данной установки является ускорение проведения спускоподъемных операций. Благодаря применению конвейера и длинному ходу вращателя можно опускать или поднимать на поверхность длинные свечи труб (до 100 метров). Сокращение сроков спускоподъемных операций немаловажно при проводке стволов с длинными горизонтальными отклонениями, а также при строительстве скважин в неустойчивых породах.

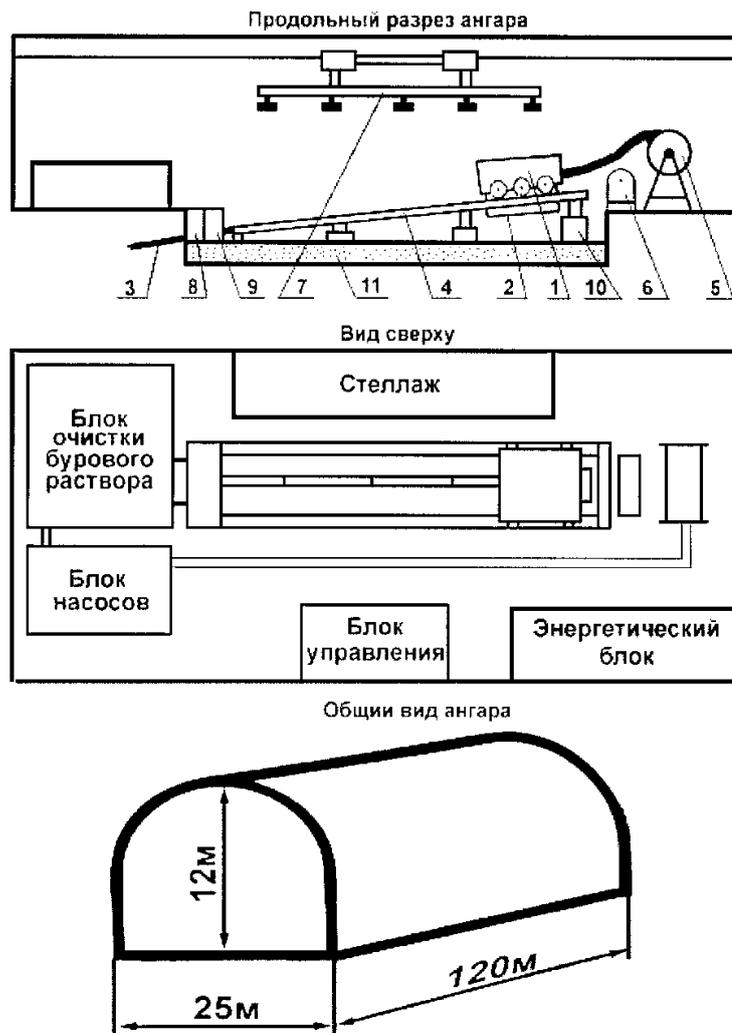


Рис.2.1. Общий вид наземной части бурового комплекса

- 1- грузовая тележка; 2 – вращатель; 3 – скважина; 4 – рельсы; 5 – барабан для намотки шланга; 6 – лебедка; 7 – устройство для транспортировки свечей; 8 – противовыбросовое оборудование; 9 – ключ для свинчивания и развинчивания труб; 10 – гидравлические подъемники; 11 – основание установки

Арктическое исполнение

Установлено, что показатели буровых работ в зимний период снижаются до 7 раз. Заболеваемость возрастает почти в 2 раза. Потери объемов бурения составляют 25%. Причинами этого являются более суровые природно-климатические условия Арктики, где отопительный период более 280 суток, а серийные буровые установки и агрегаты не соответствуют условиям низких температур, требованиям эргономики, жизнедеятельности человека на Севере, охраны окружающей среды и необходимости предупреждения аварий и осложнений в мерзлоте.

Таким образом, для Арктических регионов серьезным ограничением является необходимость создания более комфортных эргономических условий путем укрытия и утепления буровой вышки, что вызывает увеличение ветровой нагрузки, отклонение вышки от вертикали, срыв бурового судна с якоря (при бурении на море) и опрокидывание сооружения. Понятно, что подобные случаи наносят не только материальный ущерб, но и могут привести к экологической катастрофе. Поэтому для исключения влияния природно-климатических условий буровой комплекс помещается в ангар, Рис.1, снабженный системами обогрева, вентиляции и освещения.

При разработке Бурового комплекса XXI века учитывалась специфика работ в Арктике, современные достижения в этой области, экономическая целесообразность,

возможность реализации новых решений по замкнутой циркуляционной системе, кустовому строительству и эксплуатации скважин в мерзлоте.

Конструкция скважинной части бурового комплекса

Глубинное оборудование включает в себя наклонное направление, облегченную бурильную колонну с обтекаемой формой замков, забойное устройство подачи долота, телеметрическую систему для геонавигации и инклинометрии и забойный двигатель с управляемым механизмом искривления, обеспечивающие управление траекторией ствола. В качестве породоразрушающего инструмента используют долота с поликристаллическими алмазами и гидроимпульсным истечением жидкости, обеспечивающими проходку на долото до 1500 м и механическую скорость до 100 м/ч. Спуск и подъем бурильной колонны осуществляется с воздушным опорожнением, что обеспечивает «плавающий» режим их движения.

Перспективные способы освоения ресурсов арктического шельфа Российской Федерации

Предлагаемая технология может применяться для кустовой разработки шельфовых месторождений с искусственных островов, особенно это актуально в районах с тяжелой ледовой обстановкой и небольшими глубинами (Рис.2.2).

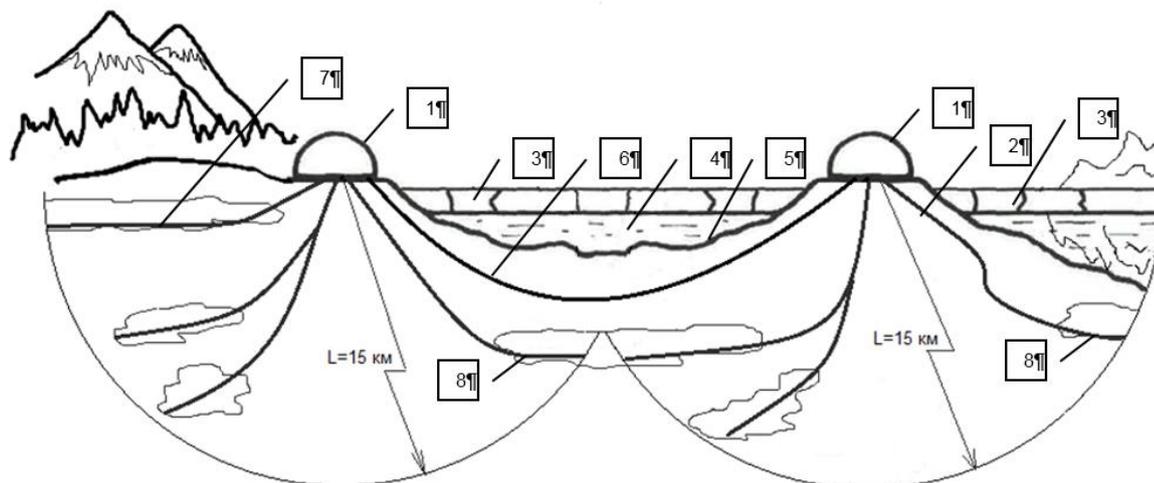


Рис.2.2. Схема расположения бурового комплекса на суше и искусственном острове

1 - наклонный буровой комплекс XXI века, расположенный в ангаре; 2 - искусственный остров; 3 - льды; 4 - морская вода; 5 - морское дно; 6 - подводный переход с инженерными коммуникациями и трубопроводом; 7 - разработка неглубоко залегающих запасов горизонтальной скважиной; 8 - разработка шельфовых запасов под морским дном

Искусственный остров – стационарное гидротехническое сооружение на открытой акватории, построенное из донных и береговых грунтов, естественного и искусственного льда, обломков скал, камня и т.п. Искусственный остров используют для бурения разведочных и эксплуатационных скважин, размещения нефтяных и газовых промыслов, перевалочных баз технического снабжения, в качестве укрытий для отстоя технического и вспомогательного флота, посадочных площадок для вертолётов и самолётов. Эксплуатационные острова рассчитаны на круглогодичную работу в течение всего времени эксплуатации месторождения (20-30 лет), диаметр их рабочей площадки 500-600 м. С учётом всех коэффициентов запаса искусственный остров должен выдерживать нагрузку около 13 000 кН на 1 м диаметра. При долговременной эксплуатации острова предусматривается защита от наплавляющего льда. В акваториях с тяжёлым ледовым режимом искусственные острова сооружаются на глубине 20 м и более.

Анализируя карту месторождений Российской Федерации в районе северо-восточного шельфа Баренцева моря, шельфа Печорского и Карского морей, шельфа

Обско-Тазовской губы были выбраны и классифицированы месторождения, перспективные для разработки бурением скважин с отклонением от вертикали до 15 км при помощи предлагаемого бурового комплекса (Таблица 2).

Таблица 2

Классификация месторождений, перспективные для разработки бурением скважин при помощи предлагаемого бурового комплекса

I Часть шельфового месторождения находится на суше	II Месторождения находятся на расстоянии до 15 км от берега	III Глубина моря в месте расположения залежи не превышает 25 м
Песчаноозерское, Харасавейское, Крузенштернское, Южно-Тамбейское, Утреннее, Хамбейское, Юрхаровское, Тасийское, Песчаноозерское и др.	Поморское, Варандей-море, Медынское, Полярное, Каменномыское, Северо-Каменномыское-море и др.	Поморское, Полярное, Медынское, Приразломное, Северо-Гуляевское, Варандей-море, Долгинское и др.

Отбор и классификация производились по трем категориям:

I. Месторождение частично находится на суше, а частично на шельфе – такое расположение является оптимальным, т.к. позволяет начать разработку континентальной части залежи, а затем, используя готовую инфраструктуру, подключить к разработке и шельфовую часть;

II. Месторождение находится на шельфе, а его часть располагается в пределах 15 км от берега, что позволяет разрабатывать залежь сначала с суши горизонтальными скважинами, а затем с платформ или искусственных островов непосредственно в море;

III. Месторождение находится на шельфе на расстоянии более 15 км от берега, но глубина моря не превышает 25 метров – для разработки таких залежей целесообразно использовать кустовой метод строительства горизонтальных скважин с ледостойких искусственных островов.

Цифровые технологии в автоматизации бурения скважин

Есть много преимуществ автоматизации, включая здоровье, безопасность и факторы окружающей среды. Автоматизация быстрее реагирует на проблемы с быстрыми и небольшими исправлениями по сравнению с большими исправлениями или дорогостоящими корректирующими действиями. Экономические выгоды достигаются за счет более тесной работы с ограничениями и сокращения времени бурения (особенно в сложных рыночных условиях).

В любой системе автоматизации есть три существенных элемента: датчик, который измеряет интересующее количество, привод, который вызывает изменение в системе, и контроллер, который запрашивает новые показания датчика и вносит изменения в привод. Бурение под давлением (MPD) - это особый тип бурения, при котором буровой раствор возвращается в грязевую яму через дроссельный клапан. Когда клапан закрывается, давление на буровом долоте увеличивается, чтобы увеличить забойное давление в соответствии с поровым давлением в пласте. MPD также использует насос противодействия для поддержания потока через дроссельный клапан и регулирования давления при остановке основного бурового насоса. При проектировании системы автоматизации для MPD необходимо учитывать множество факторов, в том числе открытые или проприетарные системы, централизованные или распределенные системы управления, а также простые или сложные функции.

Современный автомобиль может производить до 25 ГБ в час данных. Ветровая электростанция имеет 150 000 точек данных в секунду, а авиационный двигатель выдает 51 200 ГБ в час. Эти данные используются для мониторинга работоспособности

оборудования и обеспечения раннего предупреждения о неисправности. Подобно этим другим отраслям, в буровой промышленности наблюдается быстрое увеличение количества данных о бурении, заканчиваях и добыче. Телеметрия бурового импульса является распространенным методом передачи данных от скважинных датчиков, но обычно она ограничена скоростью менее 100 бит в секунду. Акустические сигналы и электромагнитная телеметрия улучшили скорость передачи данных, а также последние разработки с проводной бурильной трубой. В частности, проводная бурильная труба увеличила скорость передачи данных до более чем 100 кбит / с, и в настоящее время разрабатываются технологии следующего поколения для дальнейшего расширения этой возможности.

Важно контролировать скважинное давление, в частности, чтобы оставаться в пределах приемлемой области давления. Нижний предел давления - давление сжатия, а верхний предел - давление вскрыши. Еще более ограничительными являются нижнее поровое давление, при котором может происходить приток жидкости, и верхнее давление трещины, при котором пласт может быть поврежден или привести к потере бурового раствора. Забойное давление колеблется во время буровых работ, так как откачка бурового раствора останавливается для дополнительных соединений труб.

Некоторые резервуары имеют широкие пределы давления, в то время как другие имеют очень узкие пределы давления. Широкие поля давления слева указывают, что допускаются широкие колебания давления, в то время как узкие поля давления справа указывают на то, что во время бурения необходим жесткий контроль давления. Дроссельный клапан в MPD регулирует давление на поверхности. Плотность бурового раствора или эквивалентная плотность циркуляции (ECD) регулирует наклон давления в зависимости от глубины вдоль бурильной колонны. Закрытие воздушной заслонки приводит к перемещению начального давления сверху вправо.

Открытие дроссельной заслонки и поток бурового насоса используются для регулировки забойного давления. Скорость проникновения (ROP) бурового долота регулируется с помощью веса на долоте (WOB) и скорости вращения бурильной колонны в оборотах в минуту (об / мин). ROP и контроль давления традиционно разделены. Насосы и дроссели используются для регулировки давления, а бурильная колонна используется для регулировки скорости резания. Позже я покажу новый способ мышления, где давление и ROP объединяются, а не разделяются. В таблице приводится сводка приводов, датчиков и расчетных параметров, необходимых для прогнозного управления. Приводы - главный грязевой насос, обратный воздушный клапан и насос обратного давления. Датчиками являются давление в забое скважины, кольцевое давление и давление в дроссельной заслонке. Больше информации в публикации SPE 173045. Процесс бурения MPD очень нелинейный по отношению к открытию дроссельной заслонки. Когда дроссельная заслонка закрывается ниже 20%, происходит значительное повышение давления в забое скважины. Этот эффект усиливается при увеличении расхода бурового насоса. Система автоматизации, которая не учитывает это резкое повышение давления, может разрушить резервуар, закрыв воздушную заслонку. Новый способ мышления об управлении заключается в использовании многомерных отношений в автоматизации. Ранее раздельное управление, такое как давление и ROP, может увидеть дальнейшее улучшение, объединив управление в единую стратегию. Многофакторный контроллер использует все измерения, исполнительные механизмы и информацию о желаемых результатах для построения единой стратегии.

В заключение, автоматизация приводит к большей точности и последовательности операций бурения. Недавние тематические исследования показывают количественные результаты с более быстрым бурением и меньшим количеством прерываний. Есть три основных элемента для автоматизации, включая датчики, исполнительные механизмы и контроллеры. Разработки в каждой из этих областей позволили повысить уровень автоматизации в области медицины, транспорта, авиации, розничной торговли и бурения.

Прогнозирующее и многомерное управление - это два новых подхода к автоматизации. Есть много остающихся проблем с прогностической автоматизацией и много возможностей, поскольку компании ищут инновационные решения.

Практическое занятие № 1

«Основы проектирования наклонно-направленных скважин»

Цель работы – закрепить теоретические знания об основных пространственных и геометрических характеристиках наклонно-направленных и многозабойных скважин. Рассчитать геометрические характеристики профиля скважины третьего типа и выполнить ее чертеж.

Теоретические сведения.

Направленное и многозабойное бурение – это определенные разновидности геологоразведочного бурения, необходимость в котором обусловлена непредусмотренным искривлением скважины, часто весьма интенсивным.

Искривление скважины – процесс, в результате которого изменяется направление скважины или ее траектория в пространстве, по геолого-техническим причинам или искусственно.

Естественное искривление – любое непреднамеренное искривление скважины, происходящее из-за непостоянства физико-механических, структурных и других свойств горных пород и технологических факторов их бурения.

Искусственное искривление – изменение положения ствола скважины в пространстве при применении искусственных отклонителей или заданного изменения режимов бурения и компоновок колонкового набора.

Глубиной скважины называется разность абсолютных отметок устья и забоя скважины.

Траектория скважины (ось) – это непрерывная пространственная линия, которую описывает при бурении горных пород породоразрушающий инструмент, принятый за материальную точку в определенной системе координат.

Длиной скважины или ее участка называется длина ее оси на рассматриваемом интервале. Следует различать понятия глубины и длины скважины. Для вертикальной скважины значения длины и глубины равны, однако, для наклонных и искривленных скважин значения длины всегда больше значения глубины.

Трасса скважины – это реальная ось скважины, изображаемая на разрезах и планах и составленная из отрезков прямых, длины которых определяются частотой инклинометрических измерений между соседними точками.

Системой отсчета, как правило, служит *прямоугольная (декартова) система координат*, оси X и Y которой лежат в горизонтальной плоскости, а ось Z – в вертикальной. Второй системой отсчета является *полярная система*, где длина отрезка и его положение определяется фактической длиной этого отрезка, величинами азимутального и зенитного углов.

Зенитный угол – это угол между осью скважины (или касательной к ней в данной точке) и вертикалью, проходящей через данную точку.

Азимутальный угол – это угол между проекцией скважины на горизонтальную плоскость (или касательной в данной точке проекции) и принятым направлением отсчета с отсчетом по часовой стрелке, чаще всего северным магнитным меридианом. Зенитный угол изменяется от 0 до 360°.

Профиль – это проекция оси скважины на вертикальную плоскость.

План (инклинграмма) – это проекция скважины на горизонтальную плоскость.

Угол встречи – это угол между осью скважины и плоскостью кровли рудного тела.

Угол падения – это угол между линией падения рудного тела и горизонталью.

Интенсивностью зенитного/азимутального искривления называется отношение изменения зенитного/азимутального угла на отрезке к длине этого отрезка.

Абсидальная (зенитная) плоскость – вертикальная плоскость, проходящая через ось наклонной скважины.

Интенсивность искривления (i) или кривизна скважины (k) – это отношение изменения значений азимутального (α) или зенитного угла (θ) в соседних точках изучаемого интервала скважины к его длине (ΔL). Математически интенсивности искривления и кривизна скважины определяются формулами (1) и (2) соответственно:

$$i_{\alpha} = \frac{\alpha_2 - \alpha_1}{L_2 - L_1} = \frac{\Delta\alpha}{\Delta L}, \text{град/м}; \quad i_{\theta} = \frac{\theta_2 - \theta_1}{L_2 - L_1} = \frac{\Delta\theta}{\Delta L}, \text{град/м}; \quad (2.1)$$

$$k_{\alpha} = \frac{i_{\alpha}\pi}{180} \approx \frac{i_{\alpha}}{57,3}, \text{рад/м}; \quad k_{\theta} = \frac{i_{\theta}\pi}{180} \approx \frac{i_{\theta}}{57,3}, \text{рад/м}. \quad (2.2)$$

Радиусом искривления плана или профиля скважины называется радиус его криволинейного участка, равный обратному значению соответствующей кривизны (3).

$$R_{\alpha} = \frac{1}{k_{\alpha}}, \text{м}; \quad R_{\theta} = \frac{1}{k_{\theta}}, \text{м}. \quad (2.3)$$

Общее (пространственное) искривление – одновременное изменение зенитного и азимутального углов, которое определяется по формуле С.С. Сулакшина (4) или формуле А. Лубинского (5):

$$\cos \varphi = \cos \theta_1 \cdot \cos \theta_2 + \sin \theta_1 \cdot \sin \theta_2 \cdot \cos \Delta\alpha; \quad (2.4)$$

$$\sin \frac{\varphi}{2} = \sqrt{\sin^2 \frac{\Delta\theta}{2} + \sin \theta_1 \cdot \sin \theta_2 \cdot \sin^2 \frac{\Delta\alpha}{2}}. \quad (2.5)$$

При значениях зенитного угла более 15° общее искривление можно найти по более простой формуле:

$$\varphi = \sqrt{\Delta\theta^2 + (\Delta\alpha \cdot \sin \theta_{cp})^2}, \text{град}, \quad (2.6)$$

где θ_{cp} – среднее значение зенитного угла на рассматриваемом интервале скважины.

Скважины в процессе бурения, как правило, изменяют свое пространственное положение и искривляются либо в одной плоскости, либо в пространстве, при этом, если зенитный угол увеличивается, то происходит набор кривизны, а процесс называется *выполаживанием*, если уменьшается, то происходит снижение кривизны, и процесс называется *выкручиванием*.

Отходом скважины называется расстояние от устья до забоя скважины, измеренное на ее плане.

Начальные условия: глубина скважины (H), глубина начального прямолинейного участка (h_1), глубина конечного прямолинейного участка (h_5), общий отход скважины (A), радиусы искривления участков набора и снижения зенитного угла (R_1, R_2).

Порядок расчета. Общий вид скважины, имеющей профиль третьего вида, приведен на рисунке 2.3. Профиль состоит из пяти участков (от устья к забою): 1. начальный прямолинейный; 2. участок набора зенитного угла; 3. прямолинейный наклонный; 4. участок снижения зенитного угла; 5. конечный прямолинейный участок.

Порядок расчета. 1. Определим максимальное значение зенитного угла, которого оно достигнет в конце второго участка профиля скважины:

$$\theta = \arcsin \left(\frac{R_0 H_0 - (R_0 - A) \sqrt{H_0^2 - A(2R_0 - A)}}{(H_0^2 + R_0^2) - A(2R_0 - A)} \right), \quad (2.7)$$

где R_0 – сумма радиусов участков набора и снижения зенитного угла, м; H_0 – общая глубина криволинейных и наклонного участков скважины, м. Следовательно, параметры R_0 и H_0 рассчитываются следующим образом:

$$R_0 = R_1 + R_2; \quad (2.8)$$

$$H_0 = H - (h_1 + h_5). \quad (2.9)$$

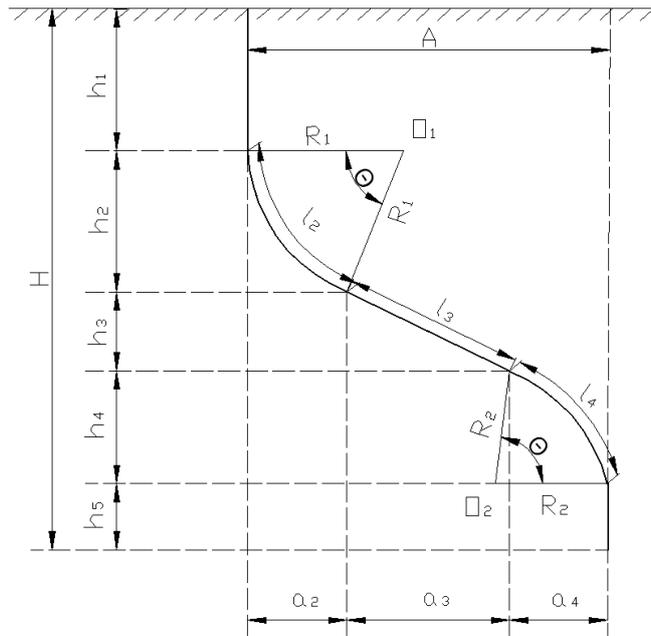


Рис.2.3. Профиль скважины третьего типа

2. Определим вертикальные проекции 2-го, 3-го и 4-го участков скважины по следующим формулам:

$$h_2 = R_1 \sin \theta; \quad (2.10)$$

$$h_3 = H_0 - R_0 \sin \theta; \quad (2.11)$$

$$h_4 = R_2 \sin \theta. \quad (2.12)$$

3. Определим отходы 2-го, 3-го и 4-го участков скважины по следующим формулам:

$$a_2 = R_1(1 - \cos \theta); \quad (2.13)$$

$$a_3 = h_3 \operatorname{tg} \theta; \quad (2.14)$$

$$a_4 = R_2(1 - \cos \theta). \quad (2.15)$$

4. Определим длины 2-го, 3-го и 4-го участков скважины по следующим формулам:

$$l_2 = 0,01745R_1\theta; \quad (2.16)$$

$$l_3 = \frac{h_3}{\cos \theta}; \quad (2.17)$$

$$l_4 = 0,01745R_2\theta. \quad (2.18)$$

5. Результаты расчетов сводятся в таблицу, и на их основе выполняется чертеж.

Пример. Определим параметры профиля скважины третьего типа при следующих условиях: глубина скважины 3500 м, глубина начального прямолинейного участка 500 м, глубина конечного прямолинейного участка 70 м, общий отход скважины 1700 м, радиусы искривления участков набора и снижения зенитного угла 900 и 800 м, соответственно.

Решение. Рассчитаем параметры R_0 и H_0 :

$$R_0 = 900 + 800 = 1700(\text{м});$$

$$H_0 = 3500 - (500 + 70) = 2930(\text{м}).$$

Определим максимальное значение зенитного угла:

$$\theta = \arcsin \left(\frac{1700 \cdot 2930 - (1700 - 1700) \sqrt{3500^2 - 1700(2 \cdot 1700 - 1700)}}{(2930^2 + 1700^2) - 1700(2 \cdot 1700 - 1700)} \right) = 35,46^\circ.$$

Определим вертикальные проекции 2-го, 3-го и 4-го участков скважины:

$$h_2 = 900 \sin 35,46^\circ = 522,18(\text{м});$$

$$h_3 = 2930 - 1700 \sin 35,46^\circ = 1943,65(\text{м});$$

$$h_4 = 800 \sin 35,46^\circ = 464,17(\text{м}).$$

Определим отходы 2-го, 3-го и 4-го участков скважины по следующим формулам:

$$a_2 = 900(1 - \cos 35,46^\circ) = 166,98(\text{м});$$

$$a_3 = 1943,65 \operatorname{tg} 35,46^\circ = 1384,60(\text{м});$$

$$a_4 = 800(1 - \cos 35,46^\circ) = 148,42(\text{м}).$$

Определим длины 2-го, 3-го и 4-го участков скважины по следующим формулам:

$$l_2 = 0,01745 \cdot 900 \cdot 35,46^\circ = 556,90(\text{м});$$

$$l_3 = \frac{1943,65}{\cos 35,46^\circ} = 2386,40(\text{м});$$

$$l_4 = 0,01745 \cdot 800 \cdot 35,46^\circ = 495,02(\text{м}).$$

Полученные результаты заносятся в сводную таблицу 2.3, и на их основе выполняется чертеж по схеме, приведенной на рисунке 2.3.

Таблица 2.3

Результаты расчета профиля скважины третьего типа

Участок	Длина, м	Горизонтальная проекция, м	Вертикальная проекция, м
1	500	0	500
2	556,90	166,98	522,18
3	2386,40	1384,60	1943,65
4	495,02	148,42	464,17
5	70	0	70
$\Sigma=$	4008,32	1700	3500

Модуль 3

«Добыча углеводородов»

Конспект лекции № 1

«Разработка нефтяных и газовых месторождений»

Условия Коши — Римана связывают между собой задачи математической физики и теорию функций комплексного переменного.

Среди всех возможных движений жидкой среды важную роль играют установившиеся движения. Так называются движения жидкости, для которых не меняется со временем картина распределения скоростей в пространстве.

Покажем, как может быть применена теория функций комплексного переменного к изучению установившихся плоскопараллельных течений жидкости. При этом мы будем считать, что жидкость несжимаема, т.е. что ее плотность не меняется с изменением давления. Таким свойством обладает, например, вода, но оказывается, что даже воздух можно при изучении его движений считать несжимаемым, если скорости движения не очень велики. Гипотеза о несжимаемости воздуха не вносит заметных искажений, если скорости движения не превосходят 0,6-0,8 от скорости звука ($c=330$ м/с).

Течение, при котором все его характеристики одинаковы в параллельных плоскостях, то есть зависят только от двух координат и времени, называется *плоскопараллельным*. Такое течение обычно рассматривается в плоскости xOy .

Течение жидкости характеризуется распределением скоростей ее частиц. Если течение плоскопараллельное, то достаточно знать скорости частиц в одной из плоскостей, параллельно которым происходит движение.

Будем обозначать через $V(x, y, t)$ вектор скорости частицы, проходящей через точку с координатами x, y в момент времени t . В рассматриваемом случае установившегося движения V не зависит от времени. Вектор V будем считать заданным его проекциями u и v по осям координат. Рассмотрим траектории частиц жидкости. В случае установившихся движений траектории частиц, исходящих из заданных точек пространства, не будут меняться со временем. Если известно поле скорости, т. е. известны компоненты скорости как функции x, y , то траектории частиц можно определить, пользуясь тем, что скорость частицы всегда касательна к траектории. Это дает

$$\frac{dy}{dx} = \frac{v(x, y)}{u(x, y)} \quad (3.1)$$

Полученное уравнение есть дифференциальное уравнение для траекторий. Траектории частиц установившегося движения носят название *линий тока*. Через каждую точку плоскости движения проходит одна линия тока.

Важную роль играет понятие функции тока. Фиксируем какую-нибудь линию тока C_0 и рассмотрим воображаемый канал, ограниченный цилиндрическими поверхностями (с образующей, перпендикулярной плоскости течения), проведенными через линию тока C_0 и другую линию тока C_1 , и двумя плоскостями, параллельными плоскостям движения и отстоящими одна от другой на расстоянии, равном единице (рисунке 3.1).

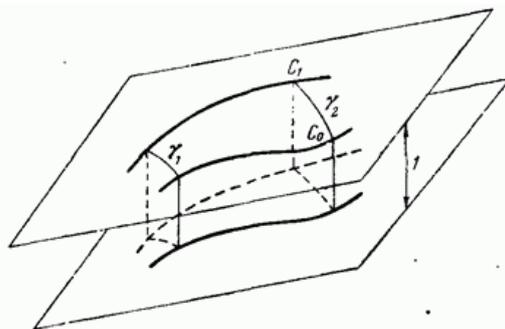


Рис.3.1.Функция тока

Если мы рассмотрим два произвольных поперечных сечения нашего канала, определенных сечениями γ_1 и γ_2 , то количество жидкости, протекающее через сечения γ_1 и γ_2 в единицу времени, будет одно и то же. В самом деле, внутри объема, определяемого стенками C_1, C_0 и γ_1, γ_2 , количество жидкости, при постоянной плотности, не может изменяться. С другой стороны, боковые стенки канала C_0 и C_1 образованы линиями тока, поэтому сквозь них жидкость не протекает, и, следовательно, сколько втекает жидкости в единицу времени через γ_1 столько же вытекает через γ_2 .

Функцией тока называется функция $\psi(x, y)$, принимающая на линии тока C_1 постоянное значение, равное количеству жидкости, протекающему в единицу времени через поперечное сечение канала, построенного на линиях C_0 и C_1 .

Функция тока определена с точностью до произвольной постоянной, зависящей от выбора начальной линии тока C_0 . Если известна функция тока, то уравнения линий тока, очевидно, будут

$$\psi(x, y) = const. \quad (3.2)$$

Компоненты скорости течения выражаются через производные от функции тока. Чтобы получить эти выражения, рассмотрим канал, образованный линией тока C , проходящей через заданную точку $M(x, y)$ линией тока C' , проходящей через близкую точку $M'(x, y + \Delta y)$, и двумя параллельными плоскостями движения плоскостями,

отстоящими на расстоянии, равном единице. Вычислим количество жидкости q протекающее за время dt через поперечное сечение MM' канала.

С одной стороны, в силу определения функции тока

$$q = (\psi' - \psi)dt. \tag{3.3}$$

С другой стороны, q равно (рис. 3.2) объему тела, полученного проведением в каждой точке сечения MM' вектора Vdt .

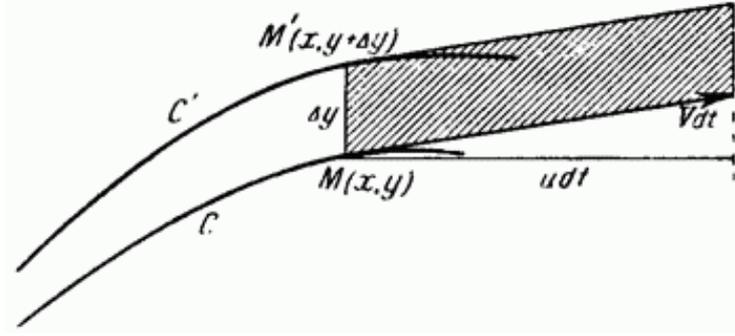


Рис.3.2. Канал, образованный двумя линиями тока

Если MM' мало, то мы можем считать, что V на всем MM' постоянен и равен значению V в точке M . Площадь основания полученного параллелепипеда равна $\Delta y \times l$ (на рис. 2 единичная толщина слоя не указана), а высота — проекции вектора Vdt на ось Ox , т.е. $u dt$, поэтому

$$q \approx u \Delta y dt \tag{3.4}$$

и, следовательно,

$$u \Delta y \approx \Delta \psi \tag{3.5}$$

Разделив это равенство на Δy после перехода к пределу получим

$$u = \frac{\partial \psi}{\partial y} \tag{3.6}$$

Аналогичное рассуждение дает для второй компоненты

$$v = -\frac{\partial \psi}{\partial x} \tag{3.7}$$

Для определения поля скоростей, наряду с функцией тока, вводят еще вторую функцию. Ее введение связано с рассмотрением вращения малых частиц жидкости. Если мы вообразим, что отдельная малая частица жидкости затвердела, то она, вообще говоря, будет иметь вращательное движение. Однако если движение жидкости возникло из покоя и внутреннее трение между частицами жидкости отсутствует, то оказывается, что вращение частиц в жидкости не может возникнуть. Такие движения без вращения частиц носят название безвихревых и играют основную роль при изучении движения тел в жидкости. В гидромеханике устанавливается, что для безвихревых движений существует вторая функция $\phi(x, y)$ через которую компоненты скорости выражаются формулами

$$u = \frac{\partial \phi}{\partial x}; \quad v = \frac{\partial \phi}{\partial y}; \tag{3.8}$$

функция ϕ называется *потенциалом скоростей* течения. Будем рассматривать дальше движения с потенциалом скоростей.

В теории функций комплексного переменного имеются следующие положения:

1. Каждые две кривые, из которых одна принадлежит семейству кривых, определяемых уравнением $\phi(x, y) = C$, а другая - семейству кривых $\psi(x, y) = C'$ (C и C' — постоянные), пересекаются под прямым углом, т. е. два семейства кривых образуют ортогональную сетку в основной плоскости течения.

2. Функции $\varphi(x, y)$ и $\psi(x, y)$ удовлетворяют уравнению Лапласа, то есть

$$\frac{\partial^2 \varphi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \varphi}{\partial y^2} = 0 \quad (3.9)$$

$$\frac{\partial^2 \psi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \psi}{\partial y^2} = 0 \quad (3.10)$$

Сравнение формул для компонент скорости по функции тока и по потенциалу скоростей приводит к следующему замечательному выводу.

Потенциал скоростей $\varphi(x, y)$ и функция тока $\psi(x, y)$ течения несжимаемой жидкости удовлетворяют условиям Коши — Римана

$$\begin{aligned} \frac{\partial \varphi}{\partial x} &= \frac{\partial \psi}{\partial y}, \\ \frac{\partial \varphi}{\partial y} &= -\frac{\partial \psi}{\partial x}. \end{aligned} \quad (3.11)$$

Положения 1 и 2 справедливы, если выполняются условия Коши — Римана.

Другими словами, функция комплексного переменного

$$w = \varphi(x, y) + i\psi(x, y) \quad (3.12)$$

есть дифференцируемая функция комплексного переменного. Задать функцию комплексного переменного — значит задать соответствие между парами чисел (x, y) и (φ, ψ) .

Обратно: если мы будем исходить из произвольной дифференцируемой функции комплексного переменного, то ее действительная и мнимая части удовлетворяют условиям Коши — Римана и могут быть рассматриваемы как потенциал скоростей и функция тока течения несжимаемой жидкости. Функция w называется *характеристической функцией течения*.

Рассмотрим еще смысл производной w . Имеем

$$\frac{dw}{dz} = \frac{\partial \varphi}{\partial x} + i \frac{\partial \psi}{\partial x}. \quad (3.13)$$

Находим

$$\frac{dw}{dz} = u - iv \quad (3.14)$$

или, переходя к сопряженным комплексным величинам,

$$u + iv = \left(\frac{d\bar{w}}{dz} \right) \quad (3.15)$$

где черта над $\frac{dw}{dz}$ показывает, что надо взять величину, сопряженную с ней.

Таким образом, вектор скорости течения равен сопряженной величине производной характеристической функции течения.

Характеристическая функция, потенциал и функция тока

Представим себе, что имеем плоский фильтрационный поток любой жидкости или газа, подчиняющийся закону Дарси. При рассмотрении одномерных течений было показано, что если фильтрация протекает по закону Дарси, существует потенциальная функция φ , удовлетворяющая уравнению Лапласа. Но если существует потенциальная функция φ , то наряду с ней существует функция ψ , также удовлетворяющая уравнению Лапласа. Зная функцию φ , всегда можно определить функцию ψ путем интегрирования уравнений Коши-Римана.

Потенциальная функция течения определяется зависимостью основных параметров жидкости (или газа) и пористой среды от давления. Допустим, что эта зависимость однозначная; тогда можно заключить, что в основной плоскости течения линии равного давления (изобары) совпадают с эквипотенциальными линиями $\varphi(x, y) = C$. Но кривые $\psi(x, y) = C^*$ взаимно ортогональны с эквипотенциальными линиями. Следовательно, направление векторов скорости фильтрации будет совпадать в любой данной точке M с направлением касательной к кривой семейства $\psi(x, y) = C^*$, то есть кривые этого семейства можно считать линиями тока. (При установившемся движении линии тока и траектории частиц жидкости совпадают). Функция $\psi(x, y)$ называется *функцией тока*.

Потенциальную функцию течения φ и функцию тока ψ всегда можно принять за действительную и мнимую части некоторой функции w комплексного переменного z .

Функция w называется *характеристической функцией течения (комплексным потенциалом)*.

Исследование любого плоского течения жидкости или газа в пористой среде должно начинаться с определения характеристической функции, соответствующей данной задаче. Найдя ее, мы можем считать задачу решенной. В самом деле, отделив в характеристической функции действительную часть от мнимой, т. е. представив ее в следующем виде

$$w = \varphi(x, y) + i\psi(x, y), \quad (3.16)$$

можно определить потенциальную функцию $\varphi(x, y)$ и функцию тока $\psi(x, y)$. В результате можно представить полную картину потока: принимая различные значения функции φ , получим уравнения семейства эквипотенциальных линий $\varphi(x, y) = C$, а придавая различные значения ψ , найдем уравнения семейства линий тока $\psi(x, y) = C'$. По эквипотенциальным линиям определяется распределение давлений в пласте, по линиям тока – направление движения и характер поля скоростей фильтрации (рис. 3.3).

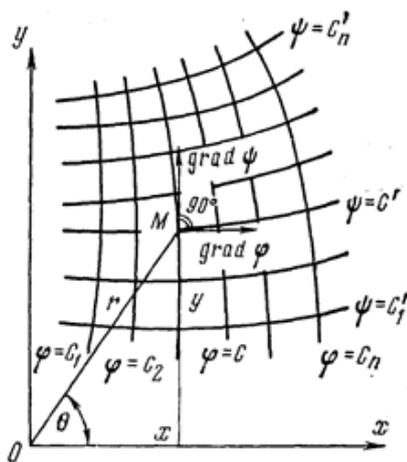


Рис.3.3. Ортогональность изобар и линий тока

Проекции вектора массовой скорости фильтрации на оси координат можно записать в виде:

$$\rho u_x = -\frac{\partial \varphi}{\partial x} = -\frac{\partial \psi}{\partial y}, \quad \rho u_y = -\frac{\partial \varphi}{\partial y} = -\frac{\partial \psi}{\partial x}. \quad (3.17)$$

Примечание. Функции тока может быть дан следующий смысл. Фиксируем некоторую линию тока $\psi(x, y) = 0$ и вообразим канал, ограниченный цилиндрическими поверхностями с образующими, перпендикулярными плоскости течения, проведенными через линию тока $\psi = 0$ и другую линию тока $\psi(x, y) = C'$ и двумя плоскостями – плоскостью движения и ей параллельной, отстоящей от первой плоскости на расстояние, равное единице (рис. 3.4).

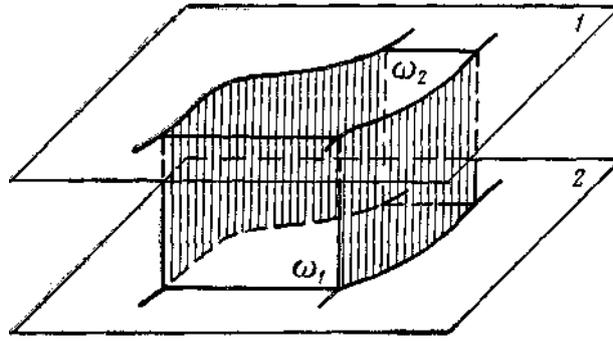


Рис.3.4. Распределение потока между двумя параллельными плоскостями 1 и 2

При рассмотрении двух произвольных поперечных сечения канала ω_1 и ω_2 видно, что количество массы жидкости, протекающей через эти сечения в единицу времени (расход) будет одно и то же; внутри такого канала количество массы жидкости при установившемся движении измениться не может; через боковые стенки канала, образованные линиями тока $\psi = 0$ и $\psi(x, y) = C'_1$, и через плоскости движения жидкость не протекает, следовательно, втекает жидкости в единицу времени через ω_1 столько, сколько вытекает через ω_2 .

Функцией тока можно назвать функцию, принимающую на линии тока $\psi(x, y) = C'$ значение, равное массе жидкости (газа), протекающей в единицу времени через поперечное сечение канала, построенного на линиях $\psi = 0$ и $\psi(x, y) = C'_1$. Функция тока определена с точностью до произвольной постоянной, зависящей от выбора начальной линии тока $\psi = 0$.

Массовую скорость фильтрации можно очень просто определить в любой точке пласта, найдя производную от характеристической функции по комплексному аргументу z . Чтобы это показать, составим полный дифференциал от характеристической функции w :

$$\begin{aligned} dw &= d\varphi + idf = \frac{\partial\varphi}{\partial x} dx + \frac{\partial\varphi}{\partial y} dy + i \frac{\partial\psi}{\partial x} dx + \frac{\partial\psi}{\partial y} dy = \\ &= \left(\frac{\partial\varphi}{\partial x} + i \frac{\partial\psi}{\partial x} \right) dx + \left(\frac{\partial\varphi}{\partial y} + i \frac{\partial\psi}{\partial y} \right) dy. \end{aligned} \quad (3.18)$$

Вынося во второй скобке множитель i за знак скобки и воспользовавшись затем уравнениями Коши – Римана получим:

$$\begin{aligned} dw &= \left(\frac{\partial\varphi}{\partial x} + i \frac{\partial\psi}{\partial x} \right) dx + i \left(\frac{\partial\psi}{\partial y} - i \frac{\partial\varphi}{\partial y} \right) dy = \left(\frac{\partial\varphi}{\partial x} - i \frac{\partial\varphi}{\partial y} \right) dx + \\ &+ i \left(\frac{\partial\varphi}{\partial x} - i \frac{\partial\varphi}{\partial y} \right) dy = \left(\frac{\partial\varphi}{\partial x} - i \frac{\partial\varphi}{\partial y} \right) (dx + idy) = \left(\frac{\partial\varphi}{\partial x} - i \frac{\partial\varphi}{\partial y} \right) dz, \end{aligned} \quad (3.19)$$

$$\text{т.е. } \frac{dw}{dz} = \frac{\partial\varphi}{\partial x} - i \frac{\partial\varphi}{\partial y}. \quad (3.20)$$

Перепишем это выражение в виде

$$\frac{dw}{dz} = -[(\rho u_x) - i(\rho u_y)].$$

Из этого следует, что производная $\frac{dw}{dz}$ есть комплексное число, модуль которого равен модулю массовой скорости фильтрации:

$$\left| \frac{dw}{dz} \right| = \sqrt{\left(\frac{\partial \varphi}{\partial x} \right)^2 + \left(- \frac{\partial \varphi}{\partial y} \right)^2} = \sqrt{(-\rho u_x)^2 + (\rho u_y)^2} = |\rho u|. \quad (3.21)$$

Таким образом, модуль производной от характеристической функции течения равен модулю массовой скорости фильтрации.

Для однородной несжимаемой жидкости функция тока будет иметь значение объемного (а не массового) расхода жидкости через поперечное сечение канала, построенного на линиях тока $\psi=0$ и $\psi=C'$. Модуль же производной от характеристической функции течения будет равен скорости (а не массовой скорости) фильтрации жидкости u .

Конспект лекции № 2 «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин»

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

УШСНУ включает:

1. Наземное оборудование: станок-качалка (СК(Рис.3.6)), оборудование устья (рис. 3.5).

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

Отличительная особенность УШСН состоит в том, что в скважине устанавливают плунжерный (поршневой) насос, который приводится в действие поверхностным приводом посредством колонны штанг (Рис.3.1).

ШСН обеспечивают откачку из скважин жидкости, обводненностью до 99 %, абсолютной вязкостью до 100 мПа·с, содержанием твердых механических примесей до 0,5 %, свободного газа на приеме до 25 %, объемным содержанием сероводорода до 0,1 %, минерализацией воды до 10 г/л и температурой до 130 °С.

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

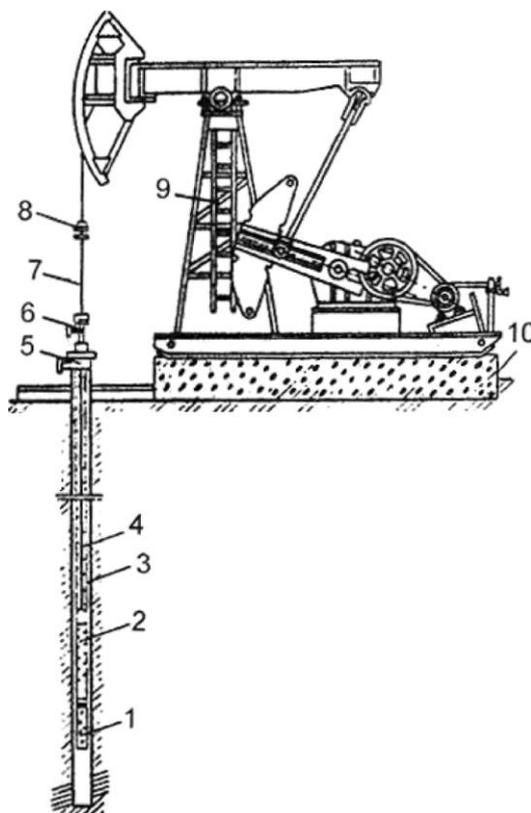


Рис.3.5. Схема установки штангового скважинного насоса

- 1 – газовый или песочный фильтр;
- 2 – скважинный насос; 3 – НКТ; 4 – насосные штанги; 5 – тройник; 6 – сальниковое уплотнение;
- 7 – полированный шток;
- 8 – планшайба или трубная подвеска;
- 9 – станок-качалка; 10 – фундамент

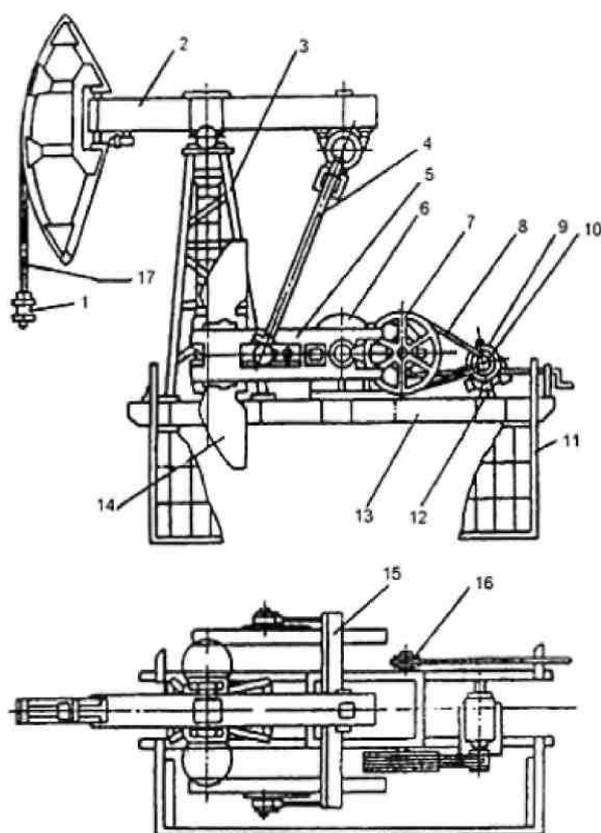


Рис.3.6. Станок-качалка типа СКД

- 1 – подвеска устьевого штока; 2 – баланси́р с опорой;
 3 – стойка; 4 – шатун; 5 – кривошип;
 6 – редуктор; 7 – ведомый шкив; 8 – ремень;
 9 – электродвигатель; 10 – ведущий шкив;
 11 – ограждение; 12 – поворотная плита;
 13 – рама; 14 – противовес; 15 – траверса;
 16 – тормоз; 17 – канатная подвеска

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

- для НСВ 29 ÷ 57 мм и 1,2 ÷ 6 м;
- НСН 32 ÷ 95 мм и 0,6-4,5 м.

Обозначение НСН2-32-30-12-0:

- 0 – группа посадки;
- 12x100 – наибольшая глубина спуска насоса, м;
- 30x100 – длина хода плунжера, мм;
- 32 – диаметр плунжера, мм.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Бесштанговая эксплуатация скважин

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

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

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

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

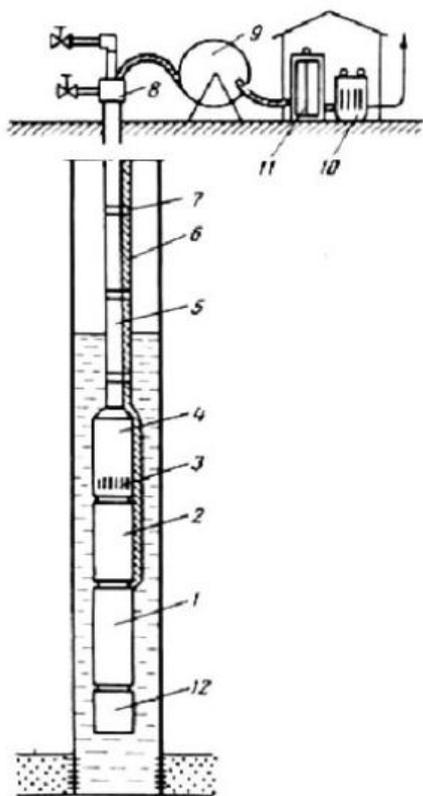


Рис.3.7. Схема установки электроцентробежного насоса
 1 – маслозаполненный электродвигатель ПЭД; 2 – звено гидрозащиты или протектор; 3 – приемная сетка насоса для забора жидкости; 4 – многоступенчатый центробежный насос ПЦЭН; 5 – НКТ; 6 – бронированный трехжильный электрокабель; 7 – пояски для крепления кабеля к НКТ; 8 – устьевая арматура; 9 – барабан для намотки кабеля при спуско-подъемных работах и хранения некоторого запаса кабеля; 10 – трансформатор или автотрансформатор; 11 – станция управления с автоматикой; 12 – компенсатор

К наземному оборудованию относят станцию управления, фонтанную арматуру, трансформатор (Рис.3.7).

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

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

Основные технические характеристики УЭЦН отражены в их шифрах.

Например, УЭЦН5А-50-1200. 5А-типоразмер насоса, 50 – максимальный дебит по воде, $\text{м}^3/\text{сут.}$, 1200 – максимальный напор, м.

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

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

Модуль-секция насоса – центробежный многоступенчатый, секционный. Число ступеней в

насосном агрегате может составлять от 220 до 400.

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

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

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

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

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

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

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

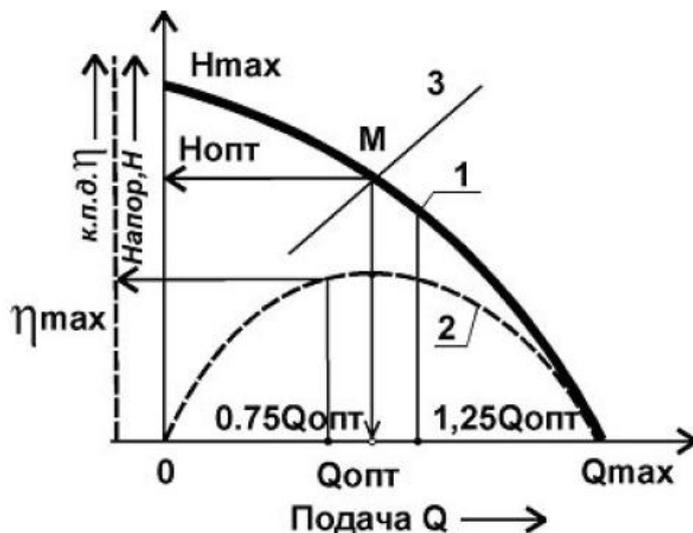


Рис.3.8. Гидравлическая характеристика ПЭЦН

Наиболее целесообразная область работы насоса - зона максимального КПД (кривая 2 Рис.3.8). Значение η_{\max} достигает 0,5 , 0,6. Режим эксплуатации насоса, когда напор $H_{\text{опт}}$ и подачи $Q_{\text{опт}}$ соответствуют точке с максимальным КПД, называют оптимальным (точка M).

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

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

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

С учетом температуры в скважине установки изготавливают в трех модификациях:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Практическое занятие № 1 «Основы проектирования системы заводнения»

Нефтяное месторождение площадью F запланировано разрабатывать с использованием заводнения при однорядной схеме размещения скважин. Элемент однорядной схемы, содержащий одну скважину («1/2 добывающей скважины и 1/2 нагнетательной скважины»), имеет ширину b м и длину l . Месторождение вводится в эксплуатацию и обустроивается за N лет, причём каждый год вводится в разработку N элементов площади. Единственный объект разработки месторождения – нефтенасыщенный пласт, сложенный терригенными коллекторами, который имеет следующие параметры: общая нефтенасыщенная толщина h_0 , абсолютная проницаемость k , пористость m , насыщенность связанной водой вязкость нефти в пластовых условиях μ_n , вязкость пластовой и закачиваемой воды $\mu_v = 1$ мПа·с. Результаты геофизических исследований позволяют утверждать, что пласт в пределах нефтенасыщенной площади однороден по проницаемости.

Требуется: 1) определить изменение во времени добычи нефти, воды, обводнённости продукции и текущей нефтеотдачи для элемента системы разработки и для месторождения в целом; 2) определить перепад давления в элементе системы разработки при $x_b = r_{нс}$, $x_b = l/2$ и $x_b = l$, если приведённый радиус добывающей скважины $r_c = 0,01$ м.

Таблица 3.1

Исходные данные к решаемой задаче

Параметр	Обозначение	Единица измерения	Значение
Площадь месторождения	F	м ²	67200000
ширина элемента однорядной системы	b	м	600
Длина элемента	l	м	800
Нефтегасыщенная тодщина	h_0	м	20
коэффициент пористости	m	д.ед	0,25
Абсолютная прницаемость	k	мкм ²	0,5
Насыщенность связанной воды	$S_{св}$	д.ед	0,08

Параметр	Обозначение	Единица измерения	Значение
Предельная водонасыщенность	S^*	д.ед	0,9
Вязкость воды	μ_v	мПа·с	0,002
Вязкость нефти	μ_n	мПа·с	0,001
Расход закачиваемой воды	Q	м ³ /сут	190
Коэффициент охвата заводнением	η_2	д.ед	0,85
Время ввода в разработку	T	годы	7
Ежегодны ввод элементов	N	ед./год	20

Решение

1. Определяются численные значения коэффициента A и параметра S_1 , входящих в приведённые зависимости $k_n(S)$ и $K_v(S)$.

$$\text{Параметр } A \text{ равен: } A = \frac{1}{\left(\frac{0,9 - 0,08}{1 - 0,08}\right)} = 0,944$$

$$\text{Параметр } S_1 \text{ равен: } S_1 = A^{2/3} \cdot (0,9 - 0,08) + 0,08 = 0,87$$

2. Строятся зависимость относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности задаваясь значениями S в пределах от $S_{св}$ до 1.

Таблица 3.2

Зависимость относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности

S	K_n	K_v	S	K_n	K_v
0,08	1	0	0,55	0,182183	0,3285247
0,1	0,951814	0,0005949	0,6	0,133849	0,4021416
0,15	0,836556	0,0072873	0,65	0,092951	0,4831945
0,2	0,728733	0,0214158	0,7	0,059488	0,8209221
0,25	0,628346	0,0429804	0,75	0,033462	0,853382
0,3	0,535396	0,071981	0,8	0,014872	0,8846517
0,35	0,449881	0,1084176	0,85	0,003718	0,9148533
0,4	0,371802	0,1522903	0,9	-	0,9440892
0,45	0,30116	0,203599	0,95	-	0,9724465
0,5	0,237954	0,2623438	1	-	1

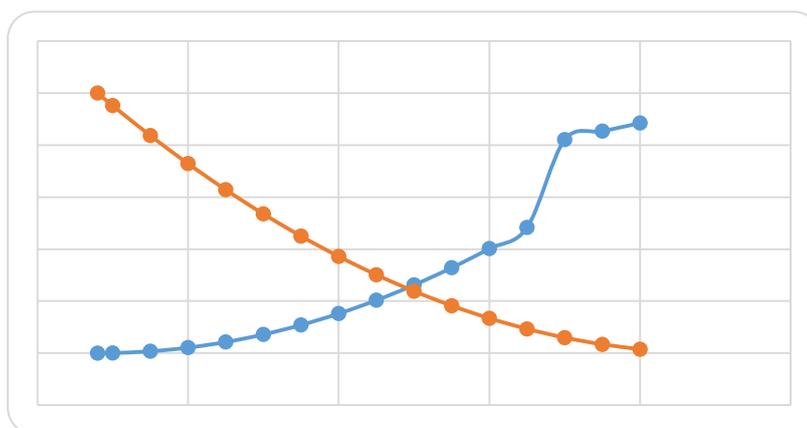


Рис.3.9. Фазовая проницаемость от водонасыщенности

По кривым ОФП можно сделать вывод, что порода гидрофобная. Строится и обрабатывается график функции Бакли-Левретта.

Значение функции Бакли-Лeverетта от насыщенности

S	$f(S)$	S	$f(S)$
0,08	0	0,55	0,782917
0,1	0,001248	0,6	0,857324
0,15	0,017124	0,65	0,912256
0,2	0,055513	0,7	0,965034
0,25	0,120341	0,75	0,980771
0,3	0,211909	0,8	0,991664
0,35	0,325229	0,85	0,997972
0,4	0,450308	0,9	1
0,45	0,574848	0,95	1
0,5	0,687988	1	1

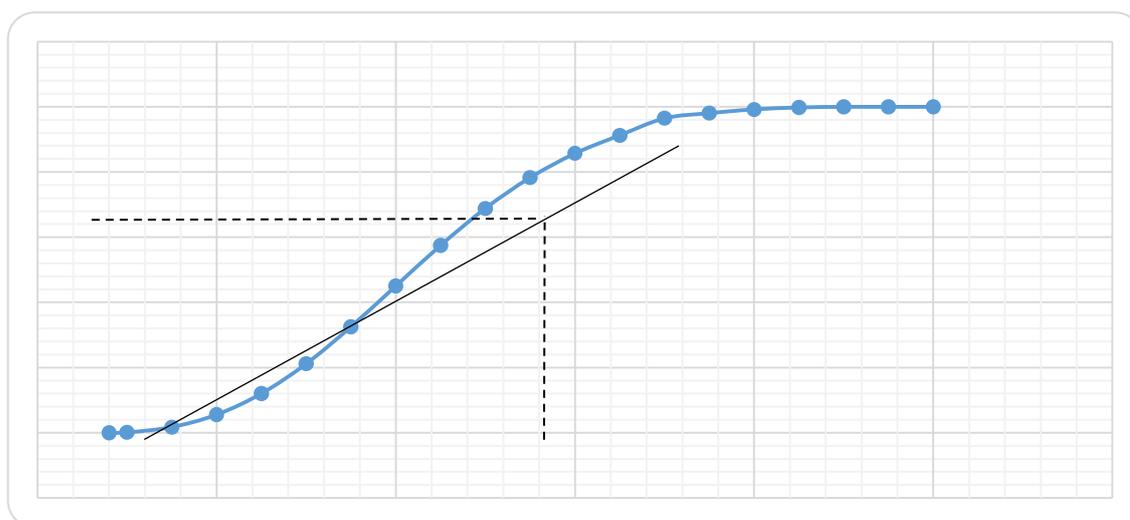


Рис.3.10. Функция Бакли-Лeverетта

Проводят касательную к кривой $f(S)$ из точки $S = S_{св}$ и определяют значение водонасыщенности на фронте вытеснения нефти водой $S_{в} = 0,55$, а также $f(S) = 0,78$.

4. Строится и обрабатывает график производной функции Бакли-Лeverетта.

Таблица 3.4

Значение производной функции Бакли-Лeverетта от насыщенности

S	$f(S)$	S	$f(S)$
0,08	0	0,55	1,694414446
0,1	0,127805287	0,6	1,285923321
0,15	0,525757716	0,65	0,921218857
0,2	1,023654017	0,7	0,621746349
0,25	1,571125757	0,75	0,389207375
0,3	2,074892422	0,8	0,215515699
0,35	2,423610468	0,85	0,089429825
0,4	2,537189552	0,9	1,15749E-16
0,45	2,407281723	0,95	-
0,5	2,095497236	1	-

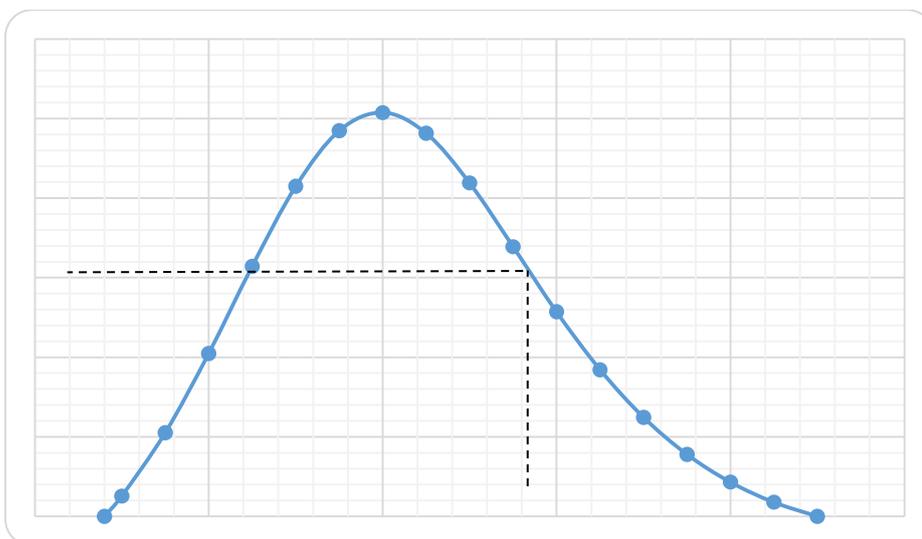


Рис.3.11. Производная функция Бакли-Леверетта

Из графика находим значение $f'(S) = 1,66$

5. Определяют время безводной добычи нефти t^* из элемента площади.

$$t^* = \frac{b \cdot h \cdot m \cdot l}{q \cdot f'(S)} = 6470 \text{ сут.} = 17,2 \text{ года}$$

6. Рассчитывают технологические показатели разработки элемента: обводнённость продукции, суточную добычу нефти и воды, текущую и накопленную добычу нефти, коэффициент текущей нефтеотдачи.

Таблица 3.5

Показатели разработки элемента

t, годы	f(S)	S	K _н	K _в	(Vэ)	Q _{нэ} , м ³ /сут	Q _{вэ} , м ³ /сут	Годовая добыча, тыс.м ³	Общая добыча, тыс.м ³	η
1	0	0,08	1	0	0	190	0	69,35	69,4	0,031
2	0	0,08	1	0	0	190	0	69,35	138,7	0,063
3	0	0,08	1	0	0	190	0	69,35	208,1	0,094
4	0	0,08	1	0	0	190	0	69,35	277,4	0,126
5	0	0,08	1	0	0	190	0	69,35	346,8	0,157
6	0	0,08	1	0	0	190	0	69,35	416,1	0,188
7	0	0,08	1	0	0	190	0	69,35	485,5	0,220
8	0	0,08	1	0	0	190	0	69,35	554,8	0,251
9	0	0,08	1	0	0	190	0	69,35	624,2	0,283
10	0	0,08	1	0	0	190	0	69,35	693,5	0,314
11	0	0,08	1	0	0	190	0	69,35	762,9	0,345
12	0	0,08	1	0	0	190	0	69,35	832,2	0,377
13	0	0,08	1	0	0	190	0	69,35	901,6	0,408
14	0	0,08	1	0	0	190	0	69,35	970,9	0,440
15	0	0,08	1	0	0	190	0	69,35	1040,3	0,471
16	0	0,08	1	0	0	190	0	69,35	1109,6	0,503
17	0	0,08	1	0	0	190	0	69,35	1179,0	0,534
17,2	1,660	0,550	0,182	0,329	0,783	41,2	148,8	15,0	1194,0	0,541
18	1,634	0,560	0,172	0,343	0,799	38,1	151,9	13,9	1207,9	0,547
19	1,548	0,570	0,162	0,357	0,815	35,1	154,9	12,8	1220,7	0,553
20	1,471	0,575	0,157	0,364	0,823	33,7	156,3	12,2	1233,0	0,558
21	1,401	0,580	0,152	0,372	0,830	32,3	157,7	11,7	1244,8	0,564
22	1,337	0,590	0,143	0,387	0,844	29,6	160,4	10,8	1255,6	0,569
23	1,279	0,605	0,129	0,410	0,864	25,9	164,1	9,4	1265,1	0,573

t, годы	f(S)	S	K _н	K _в	(Vэ)	Q _{нэ} , м ³ /сут	Q _{вэ} , м ³ /сут	Годовая добыча, тыс.м ³	Общая добыча, тыс.м ³	η
24	1,226	0,610	0,125	0,418	0,870	24,7	165,3	9,0	1274,1	0,577
25	1,177	0,620	0,117	0,434	0,881	22,5	167,5	8,2	1282,3	0,581
26	1,131	0,625	0,112	0,442	0,887	21,5	168,5	7,8	1290,2	0,584
27	1,089	0,630	0,108	0,450	0,892	20,4	169,6	7,4	1297,6	0,588
28	1,050	0,635	0,104	0,458	0,898	19,4	170,6	7,0	1304,7	0,591
29	1,014	0,640	0,101	0,466	0,903	18,5	171,5	6,7	1311,5	0,594
30	0,980	0,645	0,097	0,475	0,908	17,6	172,4	6,4	1317,9	0,597

Отмечается следующее:

- 1) за 30 лет из элемента пласта будет добыто 1317,9 тыс.м³ нефти, достигнутый коэффициент нефтеотдачи составит 0,597;
- 2) в безводный период разработки будет извлечено 1194 тыс.м³ нефти, т.е. 90 % всей добычи;
- 3) коэффициент безводной нефтеотдачи 0,540.
- 4) нефтеотдача элемента пласта в течение водного периода разработки увеличится на 0,056 пунктов.



Рис.3.12. Показатели разработки элемента

7. Рассчитывают показатели разработки всего месторождения с учётом последовательности ввода элементов в разработку.

Таблица 3.6

Динамика добычи нефти из месторождения

t, годы	Добыча нефти по группам элементов							Добыча нефти из месторождения, м ³ /сут	Q _н , м ³ *10 ⁶
	1	2	3	4	5	6	7		
1	3800	0	0	0	0	0	0	3800	1,387
2	3800	3800	0	0	0	0	0	7600	4,161
3	3800	3800	3800	0	0	0	0	11400	8,322
4	3800	3800	3800	3800	0	0	0	15200	13,870
5	3800	3800	3800	3800	3800	0	0	19000	20,805
6	3800	3800	3800	3800	3800	3800	0	22800	29,127
7	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	26600	38,836
8	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	26600	48,545
9	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	26600	58,254
10	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	26600	67,963
11	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	26600	77,672

t, годы	Добыча нефти по группам элементов							Добыча нефти из месторождения, м ³ /сут	Qн, м ³ *10 ⁶
	1	2	3	4	5	6	7		
12	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	26600	87,381
13	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	26600	97,090
14	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	26600	106,799
15	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	26600	116,508
16	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	26600	126,217
17	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	26600	135,926
18	825	3800	3800	3800	3800	3800	3800	23625	144,549
18	762	825	3800	3800	3800	3800	3800	20587	152,063
19	702	762	825	3800	3800	3800	3800	17489	158,447
20	674	702	762	825	3800	3800	3800	14363	163,690
21	646	674	702	762	825	3800	3800	11209	167,781
22	593	646	674	702	762	825	3800	8002	170,702
23	518	593	646	674	702	762	825	4720	172,424
24	495	518	593	646	674	702	762	4390	174,027
25	450	495	518	593	646	674	702	4078	175,515
26	429	450	495	518	593	646	674	3805	176,904
27	409	429	450	495	518	593	646	3539	178,196
28	389	409	429	450	495	518	593	3282	179,394
29	370	389	409	429	450	495	518	3060	180,511
30	351	370	389	409	429	450	495	2893	181,566

Таблица 3.7

Динамика добычи воды из месторождения

t, годы	Добыча нефти по группам элементов							Добыча нефти из месторождения	Qв, м ³ *10 ⁶
	1	2	3	4	5	6	7		
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17,72	2975,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2975,1	1,1
18	3037,9	2975,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6013,0	3,3
19	3097,5	3037,9	2975,1	0,0	0,0	0,0	0,0	9110,5	6,6
20	3126,2	3097,5	3037,9	2975,1	0,0	0,0	0,0	12236,7	11,1
21	3154,1	3126,2	3097,5	3037,9	2975,1	0,0	0,0	15390,7	16,7
22	3207,5	3154,1	3126,2	3097,5	3037,9	2975,1	0,0	18598,2	23,5
23	3281,9	3207,5	3154,1	3126,2	3097,5	3037,9	2975,1	21880,1	31,5
24	3305,2	3281,9	3207,5	3154,1	3126,2	3097,5	3037,9	22210,2	39,6
25	3349,7	3305,2	3281,9	3207,5	3154,1	3126,2	3097,5	22522,0	47,8

t, годы	Добыча нефти по группам элементов							Добыча нефти из месторождения	Qв, м ³ *10 ⁶
	1	2	3	4	5	6	7		
26	3370,9	3349,7	3305,2	3281,9	3207,5	3154,1	3126,2	22795,4	56,1
27	3391,4	3370,9	3349,7	3305,2	3281,9	3207,5	3154,1	23060,6	64,5
28	3411,2	3391,4	3370,9	3349,7	3305,2	3281,9	3207,5	23317,7	73,0
29	3430,3	3411,2	3391,4	3370,9	3349,7	3305,2	3281,9	23540,5	81,6
30	3448,8	3430,3	3411,2	3391,4	3370,9	3349,7	3305,2	23707,3	90,3

Таблица 3.8

Динамика обводнённости и коэффициента текущей нефтеотдачи

t, годы	v	η	t, годы	v	η
1	0,000	0,004	16	0,000	0,408
2	0,000	0,013	17	0,000	0,440
3	0,000	0,027	18	0,799	0,468
4	0,000	0,045	19	0,815	0,492
5	0,000	0,067	20	0,823	0,513
6	0,000	0,094	21	0,830	0,530
7	0,000	0,126	22	0,844	0,543
8	0,000	0,157	23	0,864	0,552
9	0,000	0,188	24	0,870	0,558
10	0,000	0,220	25	0,881	0,563
11	0,000	0,251	26	0,887	0,568
12	0,000	0,283	27	0,892	0,572
13	0,000	0,314	28	0,898	0,576
14	0,000	0,345	29	0,903	0,580
15	0,000	0,377	30	0,908	0,584

Отмечено следующее:

- 1) накопленная добыча нефти через 30 лет разработки достигнет 181,5 млн.м³ при обводнённости продукции 90,8 %;
- 2) конечная нефтеотдача составит 0,584.



Рис.3.13. Динамика показателей суточной добычи нефти, обводнённости продукции и нефтеотдачи в целом по месторождению.

8. Рассчитываются перепад давления в элементе системы разработки на основе модели поршневого вытеснения нефти водой.

а) при $x_B = r_{нс}$

$$P_n - P_c = 2,06$$

б) При $x_B = 1/2$

$$P_n - P_c = 1,98$$

в) при подходе фронта вытеснения к добывающей скважине, когда $x_b = 1$

$$P_n - P_c = 1,90$$

Видно, что при постоянном объеме закачки перепад давления в элементе пласта по мере продвижения фронта вытеснения нефти водой уменьшается.

Модель фильтрации в данном случае плоскопараллельная. Перепад давления уменьшается на одну и ту же величину при прохождении равных промежутков, в данном случае расстояния $l/2$. То есть градиент давления постоянен и, следовательно, проектируемый вариант разработки технологически осуществим.

Задания для самостоятельной работы

Разработка нефтяного месторождения осуществляется круговыми батареями добывающих скважин при поршневом вытеснении нефти водой. В момент времени t_1 t_2 t_3 радиус фронта вытеснения составляет R_1 R_2 R_3 . Считается, что скважины, обводнившиеся на 100 % выводятся из эксплуатации.

Требуется определить дебиты добывающих скважин каждого ряда для каждого из моментов времени и построить график изменения суточной добычи нефти по залежи.

Исходные данные: давления на забоях добывающих скважин каждого ряда постоянны во времени и составляют соответственно $P_1 = 20$ МПа, $P_2 = 18$ МПа, $P_3 = 16$ МПа. Давление на контуре питания $P_k = 25$ МПа, вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 10$ МПа*с, вязкость воды $\mu_v = 1$ МПа*с, толщина пласта 7 м, фазовая проницаемость пласта по нефти = $0,5$ мкм², по воде $0,8$ мкм², радиусы добывающих скважин 10 см, в каждом ряду соответственно $n_1 = 16$, $n_2 = 12$, $n_3 = 8$. Радиус контура питания и добывающих рядов соответственно $R_k = 5000$ м, $R_1 = 4000$ м, $R_2 = 3000$, $R_3 = 2000$ м.

Модуль 4

«Транспортировка углеводородов»

Конспект лекции № 1

«Особенности транспортировки нефти и газа»

Самым экологически чистым и экономичным видом транспорта углеводородов является трубопроводный транспорт, первые элементы которого были введены в эксплуатацию в России немногим более чем 100 лет.

Трубопроводы могут выполнять функции транспортировки различных как газообразных, так и жидких сред различной консистенции.

По своему назначению трубопроводы делятся на следующие группы:

– *внутренние* – соединяют различные установки на промыслах (*внутрипромысловые*), нефтегазоперерабатывающих заводах и газонефтехранилищах. Режим работы определяется регламентом работы промысла или завода.

– *местные* – по сравнению с внутренними трубопроводами имеют большую протяженность и соединяют нефтегазопромыслы (*межпромысловые*) или нефтегазоперерабатывающие заводы с головной станцией магистрального трубопровода. Режим работы определяется регламентом поставок нефтегазопродуктов.

– *магистральные* – характеризуются большой протяженностью, высокой пропускной способностью и соединяют поставщика нефтегазопродуктов с потребителем. В связи с большой протяженностью перекачка ведется не одной, а несколькими станциями, расположенными по трассе. Режим работы трубопроводов – непрерывный (кратковременные остановки носят случайный характер или связаны с ремонтно-восстановительными работами).

– *технологические* – характеризуются малой протяженностью и служат для обеспечения работоспособности в заданных режимах технологических установок

перекачивающих станций магистральных трубопроводов, газонефтехранилищ и нефтебаз. Режим работы определяется технологическим регламентом оборудования.

Технологические трубопроводы в свою очередь классифицируются по роду транспортируемого вещества, материалу трубы, рабочим параметрам, степени агрессивности среды, месту расположения, категориям и группам. В этом случае трубопроводы подразделяют:

- **по роду транспортируемого вещества** на газопроводы, паропроводы, водопроводы, конденсаторопроводы, маслопроводы, бензопроводы, кислотопроводы, щелочепроводы и другие.

- **по материалу** на металлические, неметаллические и футерованные. К металлическим относят стальные (изготовленные из углеродистой, легированной и высоко легированной стали), медные, латунные, титановые, свинцовые, алюминиевые, чугунные, биметаллические. К неметаллическим относят полиэтиленовые, винипластовые, фторопластовые и стеклянные. К футерованным относят трубопроводы с поверхностями покрытыми резиной, полиэтиленом, фторопластом или эмалированные

- **по условному давлению транспортируемого вещества** на вакуумные (ниже 0,1 МПа), высокого давления (более 10 МПа), низкого давления (до 10 МПа) и безнапорные, работающие без избыточного давления.

- **по температуре транспортируемого вещества** на холодные (температура ниже 0 °С), нормальные (от 1 до 45 °С) и горячие (от 46 °С и выше).

- **по степени агрессивности транспортируемого вещества** на трубопроводы для неагрессивных, мало агрессивных, средне агрессивных сред.

- **по месторасположению** на внутрицеховые и межцеховые. Внутрицеховые соединяют отдельные аппараты и машины в пределах одной технической установки и размещаются внутри здания или на открытой площадке, имеют сложную конфигурацию с большим количеством деталей, арматуры и сварочных соединений. По конструктивным особенностям могут быть обвязочные и распределительные. Межцеховые соединяют отдельные технологические установки, аппараты и емкости, находящиеся в разных цехах, характеризуются довольно длинными прямыми участками (длиной до нескольких сот метров) со сравнительно небольшим количеством деталей, арматуры и сварных соединений.

- **по степени воздействия на организм человека вредных веществ** на 4 класса опасности (ГОСТ 12.1.005-76 и ГОСТ 12.1.007-76): **1**– чрезвычайно опасные, **2** – высоко опасные, **3** – умеренно опасные, **4** – малоопасные.

По назначению:

- выкидные линии – транспортируют продукцию скважин от устья до ГЗУ;
- нефтегазосборные коллекторы – расположены от ГЗУ до ДНС;
- нефтесборные коллекторы – расположены от ДНС до центрального пункта сбора (ЦПС);
- газосборные коллекторы – транспортируют газ от пункта сепарации до компрессорной станции.

По величине напора:

- высоконапорные — выше 2.5 МПа;
- средненапорные — 1.6 – 2.5 МПа;
- низконапорные — до 1.6 МПа;
- безнапорные (самотечные).

Самотечным называется трубопровод, перемещение жидкости в котором происходит только за счет сил тяжести. Если при этом нефть и газ движутся отдельно, то такой нефтепровод называют свободно- самотечным, а при отсутствии газовой фазы — напорно-самотечным.

По типу укладки:

- подземные;
- наземные;
- надземные;
- подвесные;
- подводные.

По гидравлической схеме:

- простые, то есть не имеющие ответвлений;
- сложные, то есть имеющие ответвления или переменный по длине расход, или вставку другого диаметра, или параллельный участок, а также кольцевые.

По характеру заполнения сечения:

- трубопроводы с полным заполнением сечения трубы жидкостью;
- трубопроводы с неполным заполнением сечения.

Полное заполнение сечения трубы жидкостью обычно бывает в напорных трубопроводах, а неполное может быть, как в напорных, так и в безнапорных трубопроводах. С полным заполнением сечения жидкостью чаще бывают нефтепроводы, транспортирующие товарную нефть, то есть без газа, и реже — выкидные линии. Нефтеборные коллекторы обычно работают с неполным заполнением сечения трубы нефтью, так как верхняя часть сечения коллектора занята газом, выделившимся в процессе движения нефти.

Внутренние, местные и магистральные трубопроводы в соответствии со СНИП 2.05.06-85, в зависимости от рабочего давления, **подразделяются на два класса:**

I – 2,5-10 МПа;

II – 1,2-2,5 МПа.

Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы в зависимости от условного диаметра трубопровода Ду(мм) **подразделяются на четыре класса:**

I - при 1000 □ Ду □ 1200;

II – при 500 □ Ду □ 1000;

III – при 300 □ Ду □ 500;

IV – при Ду □ 300.

По месту и способу прокладки трубопроводы и участки трубопроводов делятся на пять категорий:

- I категория – участки газопроводов с 1000 □ Ду □ 700, проходящие при подземной и наземной прокладке через водные преграды, железные и автомобильные дороги, участки газопроводов при надземной прокладке через водные преграды длиной более 25 метров, железные дороги общей сети, автомобильные дороги II, III и IV категории, а также участки нефтепроводов с 700 □ Ду □ 1000, проходящие через водные преграды протяженностью до 1000 метров, болота III типа, железные дороги общей сети, автомобильные дороги I и II категории и тоннели в горной местности.

- II категория - участки газопроводов с 1000 □ Ду □ 700, проходящие при надземной прокладке через поймы рек шириной до 25 метров, болота III категории, подъездные железные дороги, автомобильные железные дороги I и II категории, трубопроводы прокладываемые по территории распространения вечномерзлых грунтов, по подрабатываемым территориям и территориям, подверженным карстовым явлениям, газопроводы и нефтепродуктопроводы, прокладываемые в одном техническом коридоре, в местах расположения УЗРГ, ПРГ, узлов установки линейной запорной арматуры, пуска и приема очистных устройств, узлов подключения КС, УКПГ, УППГ, СПХГ, ДКС, ГС в трубопровод в пределах расстояний, указанных в поз. 9, 10, 14, 15, 17 и 19, а от узлов подключения КС в трубопровод в пределах 250 м по обе стороны от них.

- III категория – участки трубопроводов, проходящие через болота I типа, автомобильные дороги III, IV и V категории, трубопроводы, прокладываемые в слабосвязанных барханных песках в условиях пустынь, трубопроводы для

транспортировки газа с Ду \square 1200 мм, трубопроводы для транспортировки нефти с Ду \square 700 мм, при подземной, наземной и надземной прокладке в северной строительноклиматической зоне, а также газопроводы с Ду \square 1200 мм и нефтепроводы с Ду \square 700 мм, только при наземной и надземной прокладке в той же зоне.

- IV категория - трубопроводы для транспортировки газа с Ду \square 1200 мм, трубопроводы для транспортировки нефти с Ду \square 700 мм, при подземной прокладке в северной строительноклиматической зоне.

- V категория – участки нефтепроводов с Ду \square 1000 мм, проходящие через русловую часть судоходных рек и несудоходных с шириной зеркала воды более 25 метров, а также через болота III категории газопроводы, расположенные внутри зданий и территории компрессорных станций.

В состав подземного магистрального газопровода входят линейная часть и наземные

объекты. На газовом промысле газ от скважин под действием пластового давления по сборным индивидуальным газопроводам поступает на газосборные пункты, где его первично замеряют и при необходимости редуцируют. От газосборных пунктов газ направляется в промысловый газосборный коллектор, а по нему - на головные сооружения - установку комплексной подготовки газа (УКПГ), - на которых его очищают, обезвоживают, вторично замеряют и доводят до товарной кондиции. На головной компрессорной станции газ газодробильными агрегатами компримируется до номинального рабочего давления (7,5 МПа), а затем поступает в линейную часть магистрального газопровода, к которой относятся: собственно магистральный газопровод с линейной арматурой, переходами через естественные и искусственные преграды, линиями технологической связи и электропередачи, вдоль трассовыми и подъездными дорогами, защитными сооружениями, отводами к промежуточным потребителям, водо- и конденсатосборниками, системой электрохимической защиты. К линейной части магистрального газопровода относятся также лупинги, склады аварийного запаса труб, вертолетные площадки и дома линейных ремонтников-связистов.

К наземным объектам магистрального газопровода относятся компрессорные и газораспределительные станции. Основные сооружения компрессорной станции (КС) - компрессорный цех, ремонтно- и служебно-эксплуатационные блоки, площадка пылеуловителей, градирня, резервуар для воды, масляное хозяйство, установки охлаждения газа и др. При КС, как правило, сооружают жилой поселок. Нередко головные сооружения и головная компрессорная станция (ГКС) представляют собой единый площадочный комплекс. Компрессорные станции отстоят одна от другой на расстоянии 120— 150 км. На газораспределительных станциях (ГРС) поступающий газ дополнительно обезвоживают, очищают, редуцируют до высокого давления (1,2 МПа по классификации городских - газопроводов), одоризируют, замеряют и распределяют по трубопроводам отдельных потребителей или их группам.

Подземные хранилища газа (ПХГ) с КС (или без них) предназначены для регулирования сезонной неравномерности потребления газа: летом в них газ накапливают, а зимой подают потребителям. Газ закачивают обычно либо в водоносные горизонты пористых пород, либо в выработанные нефтяные и газовые месторождения, либо в специально разработанные (вымытые) хранилища в соляных отложениях значительной мощности. Подземные хранилища газа сооружают вблизи крупных городов и промышленных центров.

Состав магистрального нефтепровода несколько отличается от состава магистрального газопровода. Нефть от скважин по индивидуальным нефтепроводам поступает на нефтесборные пункты, а оттуда по нефтесборным трубопроводам на головные сооружения – установку комплексной подготовки нефти (УКПН), на которых она отстаивается, обезвоживается, отделяется от нефтяного газа и т. д. Отсюда нефть подается на головную насосную станцию (ГНС), а затем в магистральный нефтепровод.

Промежуточными насосными станциями (ПНС) нефть перекачивается до конечной насосной станции (КНС), а затем потребителю.

Периодически внутреннюю полость нефтепровода по отдельным его участкам очищают от оседающих на его стенках загрязнений и парафина специально пропускаемым по ходу перекачки нефти скребком. Перекачиваемую нефть замеряют на УКПН и всех насосных станциях (НС).

Состав магистрального нефтепродуктопровода (например, бензинопровода) в основном аналогичен составу нефтепровода. Отличие заключается только в том, что нефтепродуктопровод имеет большое число отводов к нефтебазам.

Магистральные газопроводы в зависимости от номинального рабочего давления $P_{раб}$ на входе КС подразделяются на два класса: I - от 2,5 - 10 МПа включительно; II - от 1,2 до 2,5 МПа включительно.

Магистральные нефте- и нефтепродуктопроводы в зависимости от условного диаметра D_u подразделяются на четыре класса: I - от 1000 до 1400 мм; II - от 500 до 1000 мм; III - от 300 до 500 мм; IV - менее 300 мм.

Категории магистральных трубопроводов, установленные в зависимости от коэффициента условий работы a при расчете на прочность, определяют число монтажных сварных стыков m трубопровода, подлежащих контролю физическими методами (в % от общего их числа), а также давление предварительного гидравлического испытания $P_{исп}$ трубопровода до сдачи его в эксплуатацию.

Конспект лекции № 2 «Морские магистральные трубопроводы»

Сооружение морских магистральных трубопроводов в настоящее время в мире ведется в широком масштабе.

Все знают о таких мегапроектах как Nord Stream, Турецкий поток, Восточная Сибирь – Тихий океан, Сила Сибири

Трубопроводы строятся и пролегают по многим странам. Это страны, где добываются нефть и газ. Страны, которые потребляют, перерабатывают нефть, газ, нефтепродукты. Страны, которые не только потребляют углеводороды, но и через которые организован транзит (например, Украина). Лидеры в сооружении трубопроводов США, Канада, Россия, Мексика, страны ближнего востока, Норвегия и др.

Первый трубопровод был сооружен в 1865 году, в США. Длине его была 6 км.

Первый подводный трубопровод был проложен по дну Ладожского озера в 1942 году. По время Ленинградской блокады необходимо было доставлять бензин, дизельной топливо в осажденный Ленинград.

В 1944 году был сооружен первый морской трубопровод через пролив Ла-Манш.

В конце 40-х годов началось сооружение морских трубопроводов на Каспийском море, в Мексиканском заливе, Северном море.

Сначала были освоены небольшие глубины. С годами прокладка ММТ становилась все более глубоководной.

Развитие техники и технологий сооружения Морских трубопроводов.

Тенденции: увеличение глубин, повышение надежности функционирования. Совершенствовалась конструкция труб, покрытия, система антикоррозионной защиты. Накапливался опыт строительства и эксплуатации морских трубопроводов. Гарантийный срок эксплуатации составляет 50 лет.

Особенность сооружения магистральных трубопроводов в России – прокладка в северных морях (Баренцево, Карское море)

Тяжелая ледовая обстановка. Работа ведется лишь в период, свободный ото льда. Низкие температуры, экзарация, замерзающие и оттаивающие участки дна в течение года. Удаленность от населенных пунктов.

Сейчас мы наблюдаем широкий диапазон глубин, условий сооружения трубопроводов)

1999-2001 Трубопровод Голубой поток (см отдельно)

Сооружение трубопроводов – это дорого, требует разрешений и согласования на уровне правительств.

Мы наблюдаем влияние политики на решение и само строительство.

С другой стороны, трубопроводы сами влияют на политику, экономику Это средство политического влияния.

Трубы изготавливаются из хромистой стали X65, X60. Сталь содержит 60 или 65 процентов хрома.

Изнутри труба покрыта полимером. Снаружи труба изолирована несколькими слоями специальной изоляции, а также бетоном.

Бетон служит для утяжеления трубы. Иначе труба может всплыть. Ведь газ легче воды. Труба – тонкостенна.

Сооружению предшествуют геологические работы по выбору трассы.

На должно быть свободного провисания трубопровода. Надо избегать геологически подвижных грунтов, ледовой экзарации.

Надо учитывать наличие судоходства, рыбной ловли в этом районе. Тралы могут пропахать дно и повредить трубопровод. В этом случае требуется специальная защита.

Рассчитывают давление перекачки, диаметр трубы, толщину стенки трубы. Выбирают марку стали. Выбирают производителя труб.

В начале перекачки на головной компрессорной станции должно быть создано давление, достаточное для перемещения газа до конечной точки газопровода. В море нет промежуточных станций.

В этой лекции я хотел подробнее остановиться на способах и особенностях укладки трубопроводов на морское дно.

Существует четыре основные системы укладки трубопровода: с буксировкой плетей, укладка по S-образной кривой, укладка по J-образной кривой, укладка с барабана.

Буксировка плетей

При применении этого способа трубы сваривают в длинные плети на суше, а потом буксируют к месту укладки морскими буксирами. Сборка плетей может осуществляться как параллельно, так и перпендикулярно береговой линии. Существенным преимуществом системы буксировки плетей является то, что предварительное тестирование и осмотр линии происходят на суше, а не в море. Существуют четыре различные технологии сооружения трубопровода с помощью буксировки [8].

Поверхностная буксировка: Во время буксировки плети, с прикреплёнными к ним специальными модулями плавучести, остаются на поверхности воды. При прибытии к месту погружения модули плавучести отсоединяют либо заполняют водой, и плети опускаются на морское дно. Данный способ неприменим при волнении на море и чувствителен к течениям.

Приповерхностная буксировка: Плетей буксируются ниже поверхности воды, но не глубоко - это ослабляет влияние волн. Но ненамного – вежи, используемые для удержания плети на плаву, всё же подвергаются влиянию беспокойного моря.

Буксировка на средней глубине: При этом способе требуется меньше модулей плавучести. Плетей подвешиваются на цепях между двумя буксирами, один из которых тянет плеть, а второй - создаёт натяжение. Величина допустимого провисания ограничена глубиной.

Придонная буксировка: используются дополнительные утяжелители в виде цепей. Когда цепи касаются дна, их вес уменьшается, и погружение плети прекращается. Обычно при придонной буксировке плети перемещаются на расстоянии 1-2 м от дна.

Донная буксировка: Трубопровод затапливают, после чего волоком перемещают по дну. Такая технология используется только при мягком ровном дне, и только на мелководье. Примеры разных систем укладки трубопровода:

- S-lay, J-lay, Reel-lay.
- Solitaire, трубоукладчик системы S-lay.
- Saipem 7000, полупогружённый плавкран-трубоукладчик системы J-lay
- Deep Blue барабанный трубоукладчик.

Укладка по S-образной кривой

При укладке по S-образной кривой (S-lay system – англ.) монтаж трубопровода производится на месте укладки, на борту судна-трубоукладчика, где есть всё необходимое оборудование для сварки труб, модули дефектоскопии, установки для нанесения покрытия в месте стыков труб, и т.п. Трубы и прочие необходимые материалы подвозят транспортными судами по ходу работ. Труба на судне находится в горизонтальном положении, затем, с помощью специальной направляющей конструкции – стингера, изгибаясь под собственным весом, опускается на дно, образуя выпуклую кривую (overbend – англ). Перед встречей с морским дном труба изгибается в обратную сторону, образуя вогнутую кривую (sagbend – англ). Для предотвращения повреждения газопровода вследствие чрезмерного изгиба при укладке труба должна находиться под постоянным натяжением. Этот способ весьма эффективен и не требует особых дополнительных логистических работ. Традиционно укладка по S-образной кривой производится в основном на небольших глубинах (до двух километров). Если укладку трубопровода требуется прервать, к плети приваривают герметичную заглушку с проушинами, и плеть опускают на дно. При возобновлении работ трубоукладчик цепляет заглушку тросом и вытягивает плеть наверх.

Укладка по J-образной кривой

Укладку по J-образной кривой (J-lay system – англ.) применяют для прокладки трубопровода на больших глубинах. При применении этой системы укладки труба на судне находится почти в вертикальном положении, и так и уходит на глубину, изгибаясь и переходя в горизонтальное положение ближе к дну. Такая укладка позволяет избежать сильного натяжения и двойного перегиба трубы, характерного для укладки по S-образной кривой. В ходе прокладки трубопровод может выдерживать значительные колебания трубоукладчика и более сильные подводные течения. Однако, в отличие от системы S-lay, где сварка труб может осуществляться одновременно в нескольких местах вдоль палубы судна, в данном случае можно установить только один сварочный пост, что замедляет работу.

Укладка с барабана

При барабанной укладке (Reel-lay system – англ.) трубопровод сваривается на суше, и наматывается на большой барабан, как правило, около 20 м в диаметре и 6 м в ширину, после чего барабан устанавливают на судно-трубоукладчик. Барабан на трубоукладчике в зависимости от конструкции судна может быть установлен как горизонтально, так и вертикально. Некоторые трубоукладчики имеют возможность замены барабана на месте проведения работ, без захода в порт. Как правило, горизонтальные барабаны используют для укладки труб по S-образной кривой, а вертикальные – по J-образной. Длина трубы, которую можно намотать на барабан, зависит от его диаметра, а диаметр, в свою очередь, ограничен размером примерно в 450 мм [8].

Технология соединения сегментов труб

Технология укладки соединения сегментов труб обычно состоит из следующих технологических стадий:

Высокоточная обрезка торцов труб для лучшей стыковки;

Сварка секции из нескольких труб;

Контроль качества сварки секции ультразвуковым томографом для выявления дефектов внутри металла;

Подача на монтажную линию, нагрев трубы для последующей насадки расширяющейся от температуры термоусадочной манжеты;

Сварка с уже приваренной предыдущей секцией трубопровода;

Проверка качества сварки ультразвуковым томографом;

Монтаж термоусадочной манжеты. Манжета защищает сварочный шов и торцы труб в месте сварки от коррозии. Манжета представляет ленту из термоусадочного материала, которой обматывают место сварки, устанавливается «замковая пластина» и после охлаждения лента самозатягивается с большим усилием. После этого на место шва устанавливается форма и производится заливка пенополиуритановой пеной до уровня бетонной рубашки для защиты манжеты от механических повреждений. Пенополиуретан в обычных условиях на открытом воздухе разрушается от действия ультрафиолетового облучения от Солнца, но на морском дне без воздействия ультрафиолета материал весьма долговечен.

Стабилизация положения

Для стабилизации и защиты подводных трубопроводов и их компонентов используются следующие методы:

Закрытые траншеи

Для защиты трубопровода от якорей, тралов, течений и плавучих льдов его погружают в траншею, после чего её закапывают. Траншея может быть выкопана до укладки в неё трубы, либо после укладки. В последнем случае, траншекопатель движется вдоль трубопровода. Для прокладки систем используется несколько способов:

Гидроразмыв: Процесс удаления грунта из-под трубы струёй воды под высоким давлением.

Механическая резка: используются цепи либо режущие диски для удаления из-под трубопровода твёрдых грунтов, в том числе камней.

Выпахивание: Траншея выпаживается специальным траншейным плугом.

Выемка грунта спецтехникой: На мелководье траншею можно прокопать с помощью земснаряда или экскаватора.

Засыпают траншею либо щебёнкой со специальных судов, либо грунтом, вынутым при прокладке траншеи. Существенным недостатком укладки трубопровода в закрытую траншею является затруднение внешнего осмотра труб и определения места утечки.

Маты

Маты могут быть проложены как под трубопроводом, так и над ним, в зависимости от грунта.

Маты "FronD Mats" компании Seabed Scour Control Systems, способствуют накоплению песка, подобно морским водорослям. Их используют для предотвращения вымывания грунта.

Бетонные маты применяются для удержания трубопровода на месте и уменьшения вымывания. Как правило, изготовлены из большого количества блоков, соединённых между собой стальной широкоячеистой сеткой.

Комбинированные маты – бетонные маты с прикреплёнными сверху матами "FronD Mats".

Грунтовые анкеры

На трубопровод надеваются специальные хомуты, притягивающие его ко дну посредством винтовых анкеров.

Утяжелители

Применяются седловые или охватывающие утяжелители, изготавливаемые из чугуна либо железобетона.

Кроме этого, сами трубы часто монтируются в «бетонной рубашке», которая является утяжелителем трубы для фиксации её положения.

Мешки с балластом

Мешки с песчано-цементной смесью либо щебнем могут быть уложены как под трубопроводом, так и по его сторонам для обеспечения вертикальной либо боковой поддержки.

Насыпка щебня

Для уменьшения размыва и удержания от бокового сдвига некоторые участки трубопровода могут быть засыпаны гравием.

Практическое занятие № 1 «Транспорт УВ»

Цель: Сформировать знания о составе сооружений газопроводов и нефтепроводов.

Теоретическая часть:

Краткая характеристика линейных сооружений.

Основным элементом магистрального трубопровода являются сваренные в непрерывную нитку трубы, представляющие собой собственно трубопровод. Для магистральных трубопроводов применяются цельнотянутые или электросварные трубы диаметром 300–1420 мм. Толщина стенок труб принимается с учетом проектного давления в трубопроводе, которое достигает 10 МПа (100 кг/см²).

Подводящие трубопроводы, подключаемые к головным сооружениям магистрального нефтепровода, имеют место в случаях, если они проходят вблизи эксплуатируемых нефтяных месторождений.

Вдоль трассы трубопровода проходит линия связи (телефонная, радиорелейная), которая, в основном, имеет диспетчерское назначение. Параллельно прокладываются линии КИП и А, телеуправления и телеизмерения. Иногда для этих целей используются линии связи.

Станции катодной и дренажной защиты (СКЗ) А также протекторы защищают трубопровод от наружной коррозии, являясь дополнением к противокоррозионному изоляционному покрытию трубопровода. Число станции СКЗ и расстояния между ними определяется расчетом и зависит от агрессивности грунта и грунтовых вод, а также от их электропроводимости. Схема сооружений магистрального нефтепровода представлена ниже (Рис.4.1).

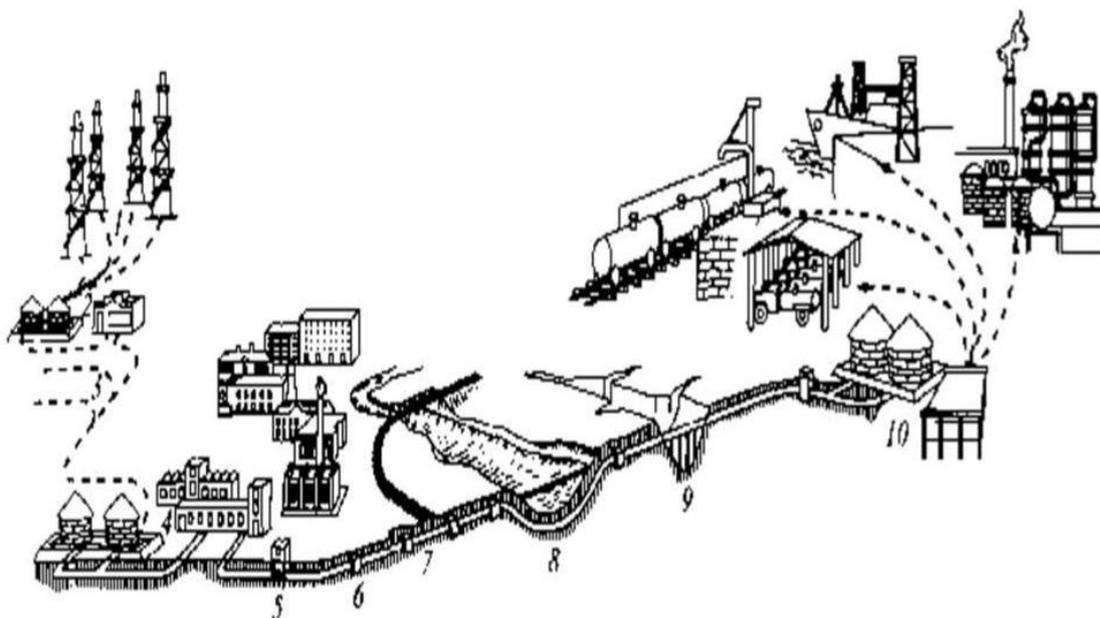


Рис.4.1. Схема сооружений магистрального нефтепровода

- 1 – промысел; 2 – нефтесборный пункт; 3 – подводящие трубопроводы; 4 – головные сооружения; 5 – колодец пуска скребка; 6 – линейный колодец; 7 – переход железной дороги; 8 – переход через реку; 9 – переход через овраг; 10 – конечный распределительный пункт

Отсекающие аварийные задвижки устанавливаются до и после каждой НПС и через 20–30 км по трассе трубопровода, а также до и после лупингов, дюкеров, переходов под автомобильными и железными дорогами и через другие сложные участки трассы.

Усадьбы линейных обходчиков располагают на расстоянии примерно 20 км друг от друга вдоль трассы. В обязанность обходчиков входит ежедневный обход трассы трубопровода и визуальная проверка герметичности трубопровода, состояния полосы отвода земли и других сооружений линейной части трубопровода.

В начале нефтепровода стоит головная насосная станция (НПС), которая располагается вблизи нефтяного промысла или в конце подводящих трубопроводов, если магистральный нефтепровод обслуживают несколько промыслов. Головная насосная станция отличается от промежуточной наличием большого резервуарного парка объемом, равным трехсуточной пропускной способности нефтепровода.

Промежуточные насосные станции на границах участков должны располагать буферными резервуарами, резервуарным парком объемом, равным 0,3-1,5 суточной пропускной способности трубопровода и возможностью принять из трубопровода по половине перегона с каждой стороны нефти (нефтепродукта) при авариях в целях освобождения трубопровода.

Состав сооружений магистрального газопровода

Состав сооружений магистрального газопровода аналогичен нефтепроводам и отличается оборудованием, связанным с физическими и химическими свойствами природного газа. Газопровод также состоит из линейной части и перекачивающих компрессорных станций (Рис.4.2).

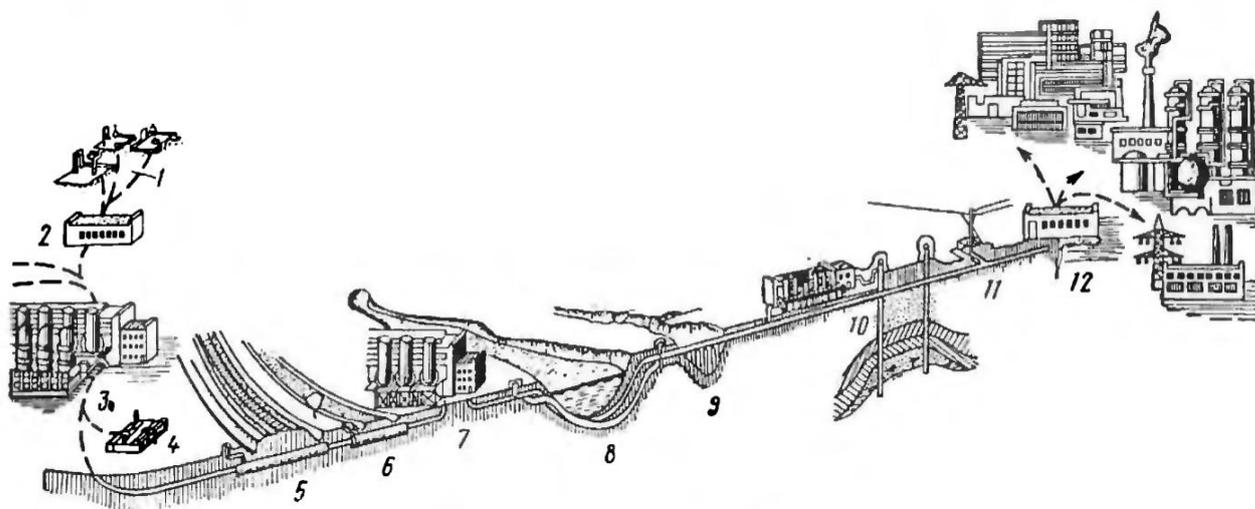


Рис.4.2. Схема магистрального газопровода

1 – промысел; 2 - газосборный пункт; 3 – головная КС; 4 – отводы к ГРС; 5,6 – переходы через железную и шоссейную дороги; 7 – промежуточная КС; 8, 9 – переходы через реку и овраг; 10 – подземное газохранилище; 11 – станция катодной защиты; 12 – конечная ГРС

На газопроводе, также, как и на нефтепроводе, устанавливаются отсечные задвижки с интервалом 10–30 км в зависимости от рельефа трассы, но только до и после каждой задвижки устанавливаются продувочные свечи и спускные краны для конденсата. В пониженных местах трассы газопровода и на участках, где возможно образование гидратокристаллов и ледяных пробок, устанавливаются продувочные свечи и специальные устройства для ввода ингибиторов, камеры для отвода конденсата и другие устройства. Линейная запорная арматура устанавливается для перекрытия участков газопровода в случае аварии или ремонта, свечи служат для продувки газопровода.

На водных переходах и в местах с высоким уровнем грунтовых вод газопроводы прокладываются со специальными устройствами – железобетонными утяжелителями для предотвращения всплытия газопровода.

Компрессорные станции на газопроводе располагают с интервалом 100-200 км. В первые годы эксплуатации месторождения, то есть при высоком пластовом давлении газа, головная компрессорная станция не нужна и газ после прохождения процесса очистки и подготовки к транспортировке на промысле поступает на газораспределительную станцию (ГРС) и далее непосредственно в магистральный газопровод. Конечным пунктом транспортной схемы движения газа по газопроводу являются потребители. Магистральный газопровод подает газ к газораспределительным станциям (ГРС) и контрольно-распределительным пунктам (КРП и ГРП), где проводится его очистка от механических примесей, конденсата, влаги; замер количества газа, одоризация и понижение давления. Затем газ поступает по газораспределительным сетям потребителям. Для компенсации неравномерности в потреблении газа в течение суток или сезона к газопроводам подключаются газовые хранилища и буферные потребители – предприятия, потребляющие в большом количестве газ и работающие на двух видах топлива. Буферные потребители отключаются от газовой сети в случаях дефицита газа. Компрессорные станции (КС) газопроводов оборудуются поршневыми или центробежными компрессорами с приводом от электродвигателей, двигателей внутреннего сгорания и газовых турбин. Мощность одного агрегата в настоящее время достигает 25 МВт. Обычно центробежных последовательно, и несколько групп могут быть включены на параллельную работу. Подача одного агрегата может достигать 50 млн. м³/сут, а давление на выходе станции – 10 МПа (100 кг/см²).

На всех компрессорных станциях газ очищается в специальных аппаратах – сепараторах, фильтрах или циклонах, от механических примесей и пыли. Кроме того, на головной КС при необходимости выполняется осушка газа, очистка его от сероводорода и одоризация. Компрессорные станции газопровода, также, как и насосные, имеют аналогичные вспомогательные сооружения.

На газовом промысле газ от скважин под действием пластового давления (по сборным индивидуальным газопроводам поступает на газосборные пункты, где его первично замеряют и при необходимости редуцируют. От газосборных пунктов газ направляется в промысловый газосборный коллектор по нему – на головные сооружения – установку комплексной подготовки (УКПП), – на которых его очищают, обезвоживают, вторично замеряют и доводят до товарной кондиции. На головной компрессорной станции газ компримируется до номинального рабочего давления (7,5 МПа), а затем поступает в линейную часть магистрального газопровода, к которой относятся: собственно магистральный газопровод с линейной арматурой, переходами через естественные и искусственные преграды, линиями технологической связи и электропередачи, вдольтрассовыми и подъездными дорогами, защитными сооружениями, отводами к промежуточным потребителям, водо- и конденсатосборниками, системой электрохимической защиты. К линейной части магистрального газопровода относятся также лупинги, склады аварийного запаса труб, вертолетные площадки и дома линейных ремонтников-связистов.

К наземным объектам магистрального газопровода относятся компрессорные и газораспределительные станции. Основные сооружения компрессорной станции (КС) – компрессорный цех, ремонтно- и служебно-эксплуатационные блоки, площадка пылеуловителей, градирня (выпаривание), резервуар для воды, масляное хозяйство, установки охлаждения газа и др. При КС, как правило, сооружают жилой поселок. Нередко головные сооружения и головная компрессорная станция (ГКС) представляют собой единый площадочный комплекс. Компрессорные станции отстоят одна от другой на расстоянии 120-150 км. На газораспределительных станциях (ГРС) поступающий газ дополнительно обезвоживают, очищают, редуцируют до высокого давления (1,2 МПа по классификации городских газопроводов), одоризируют (придание газу характерного запаха), замеряют и распределяют по трубопроводам отдельных потребителей или их группам.

Подземные хранилища газа (ПХГ) с КС (или без них) предназначены для регулирования сезонной неравномерности потребления газа. Газ закачивают обычно либо в водоносные горизонты пористых пород, либо в выработанные нефтяные и газовые месторождения, либо в специально разработанные (вымытые) хранилища в соляных отложениях значительной мощности. Подземные хранилища газа сооружают вблизи крупных городов и промышленных центров.

Нефтепроводы:

По своему назначению нефтепроводы подразделяются на три группы: – внутренние (технологические) – предназначенные для соединения различных объектов и установок на промыслах, нефтескладах и нефтеперекачивающих станциях; – местные – соединяющие промыслы с головными сооружениями магистрального нефтепровода, нефтеперерабатывающие заводы с пунктами налива в железнодорожные цистерны или водный транспорт. Их протяженность может достигать нескольких десятков километров; – магистральные – предназначенные для транспортирования больших грузопотоков нефти на значительные расстояния (до нескольких тысяч километров). Характеризуются наличием нескольких нефтеперекачивающих станций и относительной непрерывностью работы. Рабочее давление в магистральных нефтепроводах обычно достигает 5-7,5 МПа. Согласно нормам технологического проектирования, к магистральным нефтепроводам относятся трубопроводы протяженностью свыше 50 км, диаметром 219 и более, предназначенные для перекачки товарной нефти из районов добычи или хранения до мест потребления (перевалочных нефтебаз, НПЗ, пунктов налива и др.). В зависимости от условного диаметра магистральные нефтепроводы подразделяются на 4 класса (СНИП 2.05.06-85):

1-й класс — Ду свыше 1000 до 1200 мм включительно;

2-й класс — Ду свыше 500 до 1000 мм включительно;

3-й класс — Ду свыше 300 до 500 мм включительно;

4-й класс — Ду менее 300 мм.

Магистральным газопроводом называется трубопровод, предназначенный для транспортировки газа из района добычи или производства в район его потребления, или трубопровод, соединяющий отдельные газовые месторождения. Ответвлением от магистрального газопровода называется трубопровод, присоединённый непосредственно к магистральному газопроводу и предназначенный для отвода части транспортируемого газа к отдельным населённым пунктам и промышленным предприятиям. Магистральные газопроводы, в соответствии со СНИП 2.05.06-85, в зависимости от рабочего давления в трубопроводе подразделяются на два класса:

– I – $P_{\text{раб}} = (2,5 \div 10)$ Мпа, $(25-1 \text{ кг/см}^2)$;

– II – $P_{\text{раб}} = (1,2 \div 2,5)$ Мпа $(12-25 \text{ кг/см}^2)$.

Пропускная способность действующих односторонних магистральных газопроводов зависит от диаметра трубопровода и составляет 10–50 млрд. м³ газа в год.

Состав сооружений нефтепроводов и продуктопроводов.

В состав магистральных нефтепроводов и продуктопроводов входят:

– линейные сооружения;

– головные, промежуточные и конечные станции (НПС) перекачки нефти или нефтепродуктов;

– тепловые станции для подогрева в пути высоковязких нефти и нефтепродуктов.

К линейным сооружениям нефтепроводов относятся:

– собственно сам трубопровод;

– подводящие региональные нефтепроводы от нефтепромыслов месторождений, расположенных вблизи трассы магистрального нефтепровода;

– отводы или ответвления из труб сравнительно малого диаметра от магистрального продуктопровода, по которым часть нефтепродуктов (периодически)

отводится на нефтебазы населенных пунктов, расположенных вблизи трассы магистрального продуктопровода;

– линейная запорная арматура (заслонки или задвижки), предназначенная для перекрытия участков в случае аварии или ремонта, устанавливается с интервалом 10-30 км в зависимости от рельефа трассы на трубопроводе;

– лупинги – параллельные нитки трубопровода на участках, где необходимо преодолеть перевальные точки на перегонах между НПС;

– дюкеры – водные переходы через реки и водохранилища;

– тоннели в горных районах;

– переходы под автомобильными и железными дорогами;

– линии связи, электроснабжения, систем управления, контроля, сигнализации и автоматики;

– станции катодной или протекторной защиты трубопровода от коррозии;

– автомобильные дороги (обычно грунтовые), прокладываются по всей трассе трубопровода;

– тепловые пункты для подогрева нефти;

– усадьбы путевых обходчиков и другие сооружения.

В состав нефтеперекачивающих станций (НПС) входят:

– здание насосной станции с основными насосами;

– здание подпорной насосной станции с насосами для регулирования давления в магистральном трубопроводе;

– резервуарный парк с буферными резервуарами и резервуарами для откачки нефти или нефтепродукта из трубопровода при авариях;

– вспомогательные цеха, обеспечивающие стабильную работу основного цеха;

– электроснабжения, ремонтно-строительный, автотранспортный, паротепло-снабжения, водоснабжения, пожарная часть и так далее;

– здания административного, санитарно-бытового, общественного питания и культурного назначения;

– жилые поселки с комплексом зданий инфраструктуры.

Газопроводы

Магистральные газопроводы — предназначены для транспортировки газа на большие расстояния. Через определённые интервалы на магистрали установлены газокompрессорные станции, поддерживающие давление в трубопроводе. В конечном пункте магистрального газопровода расположены газораспределительные станции, на которых давление понижается до уровня, необходимого для снабжения потребителей.

Газопроводы распределительных сетей — предназначены для доставки газа от газораспределительных станций к конечному потребителю.

По давлению в магистрали:

– Магистральные:

• первого класса — при рабочем давлении свыше 2,5 до 10,0 МПа включительно;

• второго класса - при рабочем давлении свыше 1,2 до 2,5 МПа включительно

– Распределительные:

• низкого давления — до 0,005 МПа;

• среднего давления — от 0,005 до 0,3 МПа;

– Высокого давления:

• 1 категория — от 0,6 до 1,2 МПа (для СУГ до 1,6 МПа);

• 1а категория — свыше 1,2 МПа;

• 2 категория — от 0,3 до 0,6 МПа.

Карта местности представлена на рисунке 4.3 пункты начальной точки перекачки и конечной точки задается преподавателем.



Рис.4.3. Карта местности

Практическая часть:

1. Изучить карту местности, классифицировать участки.
2. Определить наиболее экономически и технологически оптимальную схему расположения для транспорта нефти/газа из пункта 1 в пункт 2.
3. Зарисовать разработанный маршрут на карте местности.
4. Определить оптимальные технологические характеристики трубопроводов.

Исходные данные:

Таблица 4.1

Данные по газу

Варианты	Количество транспортируемого газа в год, млрд. м ³	Температура газа, °С
1	0,95	1,9
2	1,10	12,5
3	0,87	1,5

Таблица 4.2

Данные по нефти

Варианты	Количество транспортируемой нефти в год, млн. т	Температура нефти, °С
1	3,7	15,5
2	1,10	11,7
3	0,87	25,4

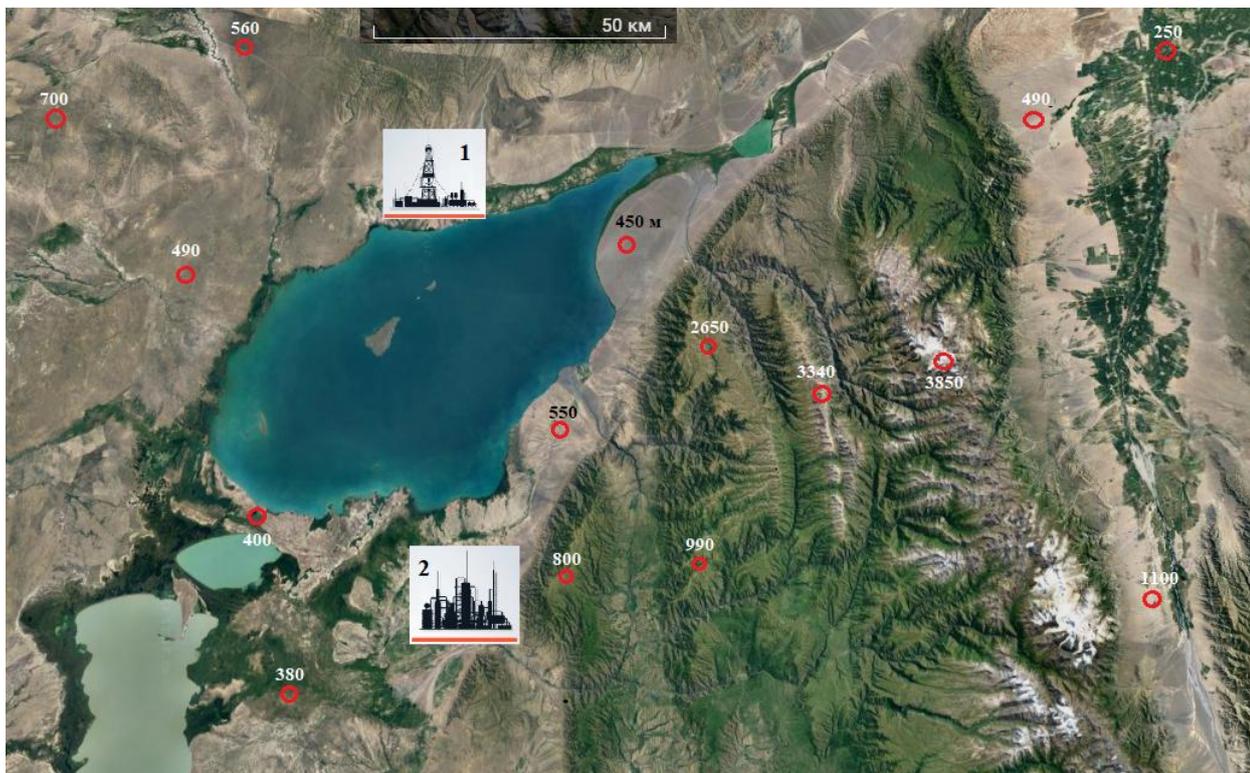


Рис.4.4. Схема 1

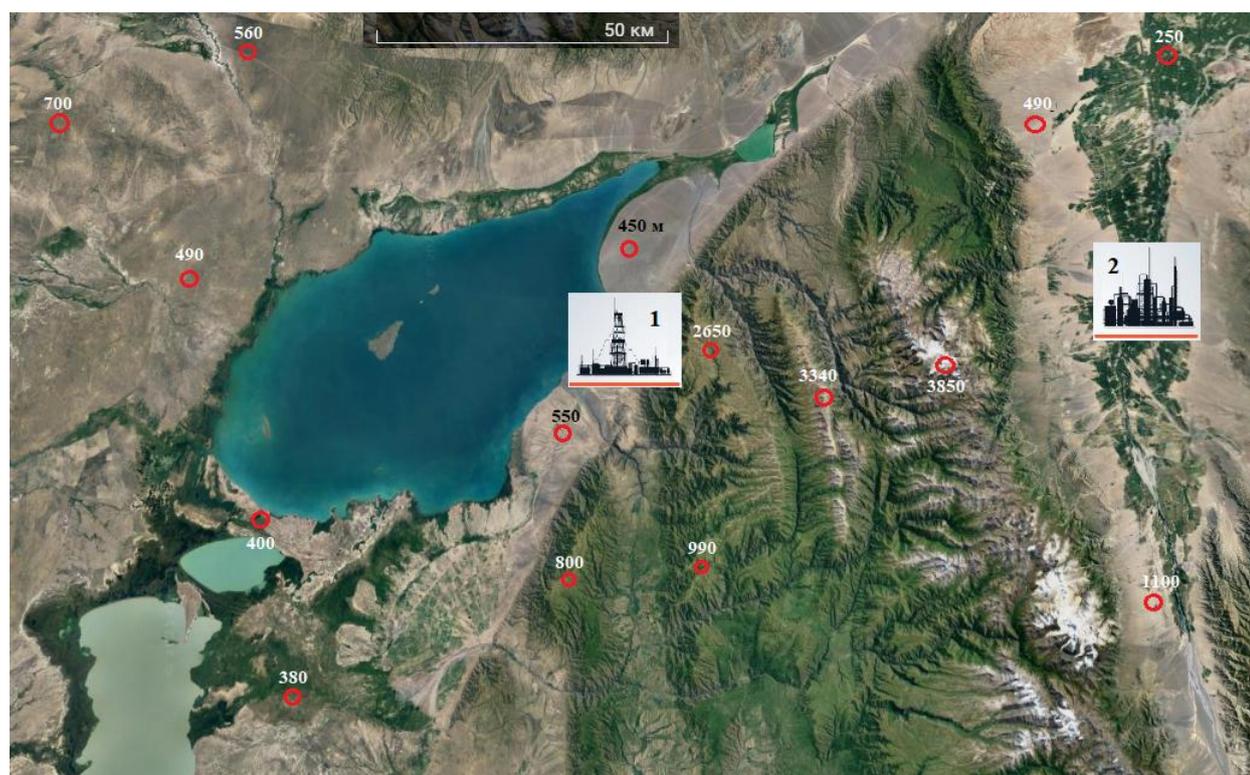


Рис.4.5. Схема 2

Модуль 5 «Экономика»

Конспект лекции № 1

«Оценка экономической эффективности инвестиционных нефтегазовых проектов»

Существует ряд определений понятия «проект», каждое из которых имеет право на существование. В самом общем виде проект - это временное (конечное во времени) предприятие, предназначенное для создания уникальных продуктов, услуг или результатов.

Любой проект должен обладать следующими характеристиками:

- временность (четкое начало и четкое завершение);
- последовательность;
- уникальность продукта, услуги или результатов.

Одной из важнейших сфер планирования является инвестиционный проект – план или программа вложения капитала с целью последующего получения прибыли. Финансовым результатом инвестиционного проекта чаще всего является прибыль/доход; материально-вещественным результатом – новые или реконструированные основные фонды (объекты) или приобретение и использование финансовых инструментов или нематериальных активов с последующим получением дохода.

Создание новых проектов предполагает предварительное экономическое обоснование их целесообразности, последующее планирование необходимых затрат на осуществление и получение ожидаемых конечных целей и результатов.

Технико-экономическое проектирование – это методология организации, планирования, руководства, координации трудовых, финансовых и материально-технических ресурсов на протяжении проектного цикла, направленная на эффективное достижение определенных в проекте результатов по составу и объему работ, стоимости, времени, качеству и удовлетворению участников проекта.

В целом проектирование решает следующие основные задачи, вытекающие из современной стратегии развития экономики:

- стабилизация и повышение общественной эффективности производства;
- обеспечение инновационного подхода при разработке проектных решений;
- оценка технико-экономической, социальной и экологической эффективности проекта.

К специфическим особенностям проектирования нефтегазовых объектов относятся следующие факторы:

- геологический, который сказывается, в первую очередь, на подсчете конечного коэффициента нефтегазовой отдачи;
- экологический, отражающийся в оценке воздействия проекта на окружающую среду;
- социальный, который может отражаться в возможности закрытия месторождения, а соответственно, и переориентации региона на другие производства, кроме того, необходимо учитывать требования местного населения.

Технико-экономическая оценка проектов представляет собой рассмотрение многовариантных технологических решений разработки месторождения и выявление на основе данного анализа наиболее рационального варианта, отвечающего критерию достижения максимального экономического эффекта от возможного полного извлечения ПИ.

Проектно-изыскательские работы по крупным и сложным промышленным объектам и комплексам обычно проходят ряд характерных этапов:

- проблемные изыскания;
- разработка бизнес-плана;

- разработка технико-экономического обоснования инвестиций;
- выбор и утверждение площадки для строительства;
- разработка и выдача задания на проектирование;
- инженерные изыскания;
- проектирование.

С точки зрения принципиальных особенностей подготовки информации и выбора методики расчета выделяют проекты GreenField «в чистом поле» (с нуля) и проекты, реализуемые на действующем предприятии – Brown-Field.

Менеджеры проекта или организация могут разделить проект на фазы, чтобы обеспечить более качественное управление с соответствующими отсылками на текущие операции исполняющей организации.

В подавляющем большинстве проектов выделяют три фазы жизненного цикла:

- прединвестиционная (обоснование цели и задачи);
- инвестиционная (формирование активов для реализации);
- эксплуатационная (ввод оборудования в действие).

Совокупность этих фаз и составляет жизненный цикл проекта.

Под жизненным циклом проекта (ЖЦП) понимается промежуток времени между моментом появления, зарождения проекта и моментом его ликвидации, завершения. ЖЦП является исходным понятием для исследования проблем финансирования работ по проекту и принятия соответствующих проектных решений.

Технико-экономическая оценка нефтегазовых проектов представляет собой рассмотрение многовариантных технологических решений разработки месторождения и выявление на основе данного анализа наиболее рационального варианта, отвечающего критерию достижения максимального экономического эффекта от возможного полного извлечения углеводородов.

В основе управленческих решений в отношении реальных инвестиций лежит анализ показателей эффективности и величины рисков, связанных с осуществлением этих реальных инвестиций.

Эффективность инвестиционного проекта – экономическая категория, отражающая соответствие проекта (принятых по поводу него технических, технологических, организационных и оптимизационно-финансовых решений) целям и интересам участников проекта.

Критериями коммерческой привлекательности инвестиционного проекта являются его финансовая состоятельность и эффективность инвестиций.

Экономическая оценка проектов минерально-сырьевого сектора осуществляется следующим образом:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{TR_t - C_{Et} - C_{Pt} - C_{St} - C_{Int}}{(1 + r_t)^T}, \quad (5.1)$$

где: TR_t – годовая выручка от реализации добываемого минерального сырья, C_{Et} , C_{Pt} , C_{St} , C_{Int} – годовые издержки соответственно на геологоразведочные работы, добычу, транспорт добываемого минерального сырья, промысловую инфраструктуру.

В настоящее время можно считать общепризнанным выделение следующих видов эффективности нефтегазовых проектов: эффективность проекта в целом и эффективность участия в проекте.

Эффективность проекта в целом оценивается для презентации проекта и определения привлекательности проекта для потенциальных инвесторов.

Общественная эффективность характеризует социально-экономические последствия осуществления проекта для общества в целом, т.е. учитываются не только непосредственные результаты и затраты проекта, но и «внешние» по отношению к проекту затраты и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные

и иные внеэкономические эффекты. Общественную эффективность оценивают только для социально значимых инвестиционных проектов и проектов, затрагивающих интересы не одной страны, а нескольких. По проектам, в которых не требуется проведение экспертизы государственных органов управления, разработка показателей общественной эффективности не требуется.

Коммерческая эффективность проекта характеризует экономические последствия его осуществления для проектостроителя (инициатора), исходя из достаточно условного предположения, что он производит все необходимые для реализации проекта затраты и пользуется всеми его результатами. Коммерческую эффективность иногда трактуют как эффективность полных инвестиционных издержек или эффективность проекта в целом.

Наиболее значимым является определение эффективности участия в проекте. Её определяют с целью проверки реализуемости инвестиционного проекта и заинтересованности в нём всех его участников. Сюда относят эффективность участия предприятий, эффективность инвестирования в акции, эффективность участия в проекте структур более высокого уровня, бюджетную эффективность.

Основные этапы оценки эффективности проекта выглядят следующим образом:

1. Оценка общественной значимости проекта.
2. Оценка общественной эффективности.
3. Оценка коммерческой эффективности.
4. Рассмотрение и оценка вариантов поддержки проекта. Оценка коммерческой эффективности с учетом поддержки.
5. Определение организационно-экономического механизма реализации проекта и состава его участников. Выработка схемы финансирования, обеспечивающей финансовую реализуемость для участников.
6. Оценка эффективности проекта для каждого участника.

Участники проекта – это лица или организации, либо активно участвующие в проекте, либо на чьи интересы могут повлиять результаты исполнения или завершения проекта. Участники также могут влиять на цели и результаты проекта.

При разработке проекта необходимо учитывать, что разные участники проекта имеют разные цели и интересы.

Таблица 5.1

Основные участники проекта и их интересы

Участники проекта	Интересы
Менеджмент компании	Прирост прибыли; увеличение стоимости активов; обеспечение бесперебойной и стабильной работы компании
Собственники (инвесторы)	Увеличение стоимости капитала; рост доходности на вложенный капитал
Кредитор	Получение желаемой доходности на предоставленный на определенный срок капитал
Государство	Увеличение поступлений в бюджет; создание новых рабочих мест; улучшение социальной ситуации в регионе

Основные принципы оценки эффективности проекта:

- Рассмотрение проекта на протяжении всего жизненного цикла.
- Моделирование денежных потоков.
- Сопоставимость условий сравнения различных проектов (вариантов).
- Принцип положительности и максимума эффекта.
- Учет фактора времени.

- Учет только предстоящих затрат и поступлений.
- Сравнение «с проектом» и «без проекта».
- Учет всех наиболее существенных последствий проекта.
- Учет наличия разных участников проекта.
- Многоэтапность оценки.
- Учет влияния на эффективность проекта потребности в оборотном капитале.
- Учет влияния инфляции.
- Учет влияния неопределенностей и рисков.

Оценка инновационных проектов может быть представлена системой как динамических методов оценки экономической эффективности, основанных на анализе финансовых потоков и позволяющих оценить экономическую целесообразность реализации инновационных проектов в целом, так и статистических методов, базирующихся на исследовании финансового состояния инновационных предприятий, осуществляющих инвестиционные программы, по отчетным годам инвестиционного периода.

Для предприятий МСК, несущих высокую социальную нагрузку, при оценке эффективности инвестиционного проекта особое значение приобретают социальные и экологические критерии оценки. В этой связи принято использовать системный критериальный подход при оценке эффективности. В основу системного подхода заложен триединый критерий рациональности инвестиций:

- Экономический (фондоёмкость, трудоёмкость, материалоёмкость и т.п.).
- Социальный (увеличения дохода на одного работника, увеличения отчислений в социальные фонды и т.д.).
- Экологический (минимизация использования воздушных, водных и земельных ресурсов).

Для оценки эффективности инвестиционных проектов принято основываться на Методике UNIDO «Manual for the preparation of industrial feasibility studies».

Расчет экономической эффективности инвестиционного проекта проводится с обязательным приведением разновременных затрат и результатов к единому для всех вариантов моменту времени (начальному) путем дисконтирования.

Концепция временной стоимости денег основана на следующих принципах:

- эффективность использования инвестируемого капитала оценивается путем сопоставления денежного потока (cash flow) проценту, получаемому от инвестиций в альтернативный проект;
- инвестируемый капитал, равно как и денежный поток, приводится к настоящему времени или к определенному расчетному году;
- процесс дисконтирования капитальных вложений и денежных потоков осуществляется по различным ставкам.

Все методы оценки базируются на следующем положении: исходные инвестиции при реализации какого-либо проекта генерируют денежный поток CF_1 , CF_2 , ..., CF_n .

Дисконтирование – это процесс приведения денежных поступлений к текущей стоимости.

При дисконтировании используется коэффициент дисконтирования, который в свою очередь рассчитывается исходя из ставки.

Ставка дисконтирования (r – discount rate) – это процентная ставка, которая используется для осуществления переоценки стоимости будущего капитала на текущий момент.

Существует множество методов оценки ставки дисконтирования.

Для инвесторов ставка дисконтирования может быть принята согласно:

- уровню доходности инвестиций, ожидаемой инвестором;
- проценту, получаемому от инвестиций в альтернативный проект;

- ставке рефинансирования Центрального банка РФ;
- проценту размещения средств на депозите.

Коэффициент дисконтирования (DF – discount factor) – это коэффициент, применяемый для приведения величины денежного потока на n -ном шаге многошагового расчета эффективности инвестиционного проекта к моменту, называемому моментом приведения.

Коэффициент дисконтирования показывает, какую величину денежных средств мы получим с учетом фактора времени и рисков, насколько будет уменьшаться денежный поток в обозначенном году, исходя из заданной ставки дисконтирования:

$$DF = \frac{1}{(1+r)^t}$$

где: r – ставка дисконтирования (месячная или годовая), доли; t – период, мес. или год.

Для расчета основных показателей оценки эффективности проектов требуется сформировать чистый денежный поток (NCF – net cash flow).

Чистый денежный поток формируется тремя составляющими:

- поток от операционной деятельности (CFO – cash flow from operating activities);
- поток от инвестиционной деятельности (CFI – cash flow from investing activities);
- поток от финансовой деятельности (CFF – cash flow from financing activities).

Чистый денежный поток является ключевым показателем инвестиционного анализа и показывает разницу между положительным и отрицательным денежным потоком за выбранный промежуток времени. Данный показатель определяет финансовое состояние предприятия и способность предприятия повышать свою стоимость и инвестиционную привлекательность.

Поток от операционной деятельности – это чистый приток или отток денежных средств от основной деятельности после налогообложения и вычета стоимости финансирования.

Поток от инвестиционной деятельности показывает движение денежных средств, направленных на развитие и поддержание текущей деятельности.

Поток от финансовой деятельности показывает движение денежных средств по финансовым операциям: привлечение и выплата долгов, выплата дивидендов, выпуск или обратный выкуп акций.

После формирования чистого денежного потока представляется возможным произвести расчет дисконтированного денежного потока (DCF – discount cash flow):

$$DCF = NCF_t \times DF_t, \quad (5.2)$$

где: NCF – чистый поток денежных средств (годовой экономический эффект), DF – коэффициент дисконтирования.

Чистая приведенная стоимость (NPV – net present value) представляет собой общую сумму эффекта за весь планируемый срок действия проекта, приведенная к начальному периоду времени:

$$NPV = \sum_{t=1}^T NCF_t \times DF_t, \quad (5.3)$$

где: T – период оценки (год, мес.).

NCF и NPV характеризуют превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами для данного проекта соответственно без учета и с учетом неравноценности эффектов, относящихся к различным моментам времени.

Разность между NCF и NPV называют дисконтом проекта.

Для признания проекта эффективным с точки зрения инвестора необходимо, чтобы NPV проекта был положительным; при сравнении альтернативных проектов предпочтение должно отдаваться проекту с большим значением NPV (при выполнении условия его положительности).

Индексы доходности характеризуют относительную «отдачу проекта» на вложенные в него средства. Они могут рассчитываться как для дисконтированных, так и для недисконтированных денежных потоков.

Индекс доходности – это отношение суммы приведенных эффектов к общей величине капитальных вложений.

При оценке эффективности часто используется индекс прибыльности (PI – profitability index) – отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы элементов денежного потока от инвестиционной деятельности:

$$PI = \sum_{t=1}^T \frac{NCF_t}{K} \times DF_t, \quad (5.4)$$

где: K – общая сумма капиталовложений.

При расчете индекса прибыльности могут учитываться либо все капиталовложения за расчетный период, включая вложения в замещение выбывающих основных средств, либо только первоначальные капиталовложения, осуществляемые до ввода предприятия в эксплуатацию. Проект эффективен при условии $PI > 1$.

Внутренняя норма рентабельности (IRR – internal rate of return) – величина нормы дисконта, при которой чистая приведенная стоимость проекта равен нулю:

$$\sum_{t=1}^T \frac{NCF_t}{(1+IRR)^t} = 0, \quad (5.5)$$

где: IRR – внутренняя норма доходности.

Рассчитанная величина внутренней нормы рентабельности сравнивается с требуемой инвестором нормой дисконта. Инвестиции могут быть оправданы лишь в том случае, если внутренняя норма рентабельности равна или превышает установленную инвестором норму дохода на вкладываемый капитал.

Экономический смысл показателя IRR состоит в определении максимальной ставки платы за привлекаемые источники финансирования проекта, при которой он остается безубыточным. С другой стороны, значение IRR может трактоваться как нижний гарантированный уровень прибыльности инвестиционных затрат. Третий вариант интерпретации состоит в трактовке внутренней нормы прибыли как предельного уровня окупаемости (доходности) инвестиций, что может быть критерием целесообразности дополнительных капиталовложений в проект.

Схема принятия решения на основе метода внутренней нормы прибыльности имеет вид:

- если значение IRR выше или равно стоимости капитала, то проект принимается,
- если значение IRR меньше стоимости капитала, то проект отклоняется.

Таким образом, IRR является «барьерным» показателем: если стоимость капитала выше значения IRR, то мощности проекта недостаточно, чтобы обеспечить необходимый возврат и отдачу денег, и, следовательно, проект следует отклонить.

Срок окупаемости (payback period) – продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости (текущий чистый доход принимает положительное значение). Момент окупаемости – это наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый доход NCF становится и в дальнейшем остается неотрицательным.

Дисконтированный срок окупаемости (DPP – discount payback period) – минимальный временной интервал от начала осуществления проекта, за пределами которого интегральный эффект (чистая приведенная стоимость) становится положительным:

$$\sum_{t=1}^{DPP} NCF_t \times DF_t = 0.$$

Чтобы понять, в какой момент предприятие полностью покрывает убытки и начнет приносить реальный доход определяется так называемая точка безубыточности. Точка

безубыточности показывает эффективность какого-либо коммерческого проекта, поскольку инвестор должен знать, когда проект наконец окупится, каков уровень риска для его вложений. Он должен принять решение, стоит ли инвестировать в проект или нет, и расчет точки безубыточности в этом случае играет важную роль

Точка безубыточности (break-even point – ВЕР) – объем продаж, при котором прибыль предпринимателя равна нулю. Прибыль – это разница между доходами (TR– total revenue) и расходами (ТС – total cost). Точку безубыточности измеряют в натуральном или денежном выражении.

В целом расчет точки безубыточности предприятия дает возможность:

- определить, следует ли вкладывать в проект деньги, учитывая, что он окупится только при следующем объеме продаж;
- выявить проблемы на предприятии, связанные с изменением ВЕР со временем;
- рассчитать значение изменений объема продаж и цены продукта, то есть, насколько следует изменить объем продаж/производства, если цена товара изменится и наоборот;
- определить, на какое значение можно понизить выручку, чтобы при этом не оказаться в убытке (в случае, если фактическая выручка больше расчетной).

Точка безубыточности в натуральном выражении:

$$BEP=FC/(P-AVC) \quad (5.6)$$

где: FC – fixed cost – постоянные затраты на весь объем, P – price – цена единицы товара, AVC – average variable cost – переменные затраты на единицу продукции.

Точка безубыточности в денежном выражении (порог рентабельности):

$$BEP=FC*P/(P-AVC) \quad (5.7)$$

Оценка экономической эффективности нефтегазовых проектов включает следующие основные этапы:

- оценка инвестиционных расходов;
- оценка операционных расходов на добычу углеводородов;
- расчет амортизационных отчислений;
- расчет налогов, относимых на себестоимость добычи углеводородов;
- оценка выручки и операционного дохода от реализации товарной продукции;
- расчет налогов, относимых на финансовые результаты;
- расчет чистой прибыли проекта;
- расчет денежного потока проекта;
- оценка риска инвестиционного проекта;
- расчет интегральных показателей экономической эффективности проекта;
- анализ чувствительности.

Нефтяной комплекс разделен на три сектора:

- Upstream – это все, что относится к поиску нефтяных залежей и добыче нефти из них;
- Midstream – к этому сектору относится транспортировка нефти и продуктов ее переработки;
- Downstream – переработка нефти, распределение и продажа конечных нефтепродуктов.

Алгоритм оценки эффективности нефтегазовых проектов в сегменте Upstream:

1. Оценка инвестиционных расходов:
 - Инвестиционные затраты на ГРП
 - Инвестиционные затраты в строительство скважин, закупку и монтаж оборудования и т.п.
2. Оценка эксплуатационных затрат:

- Операционные затраты
 - Амортизация
 - Налоги, относимые на себестоимость продукции
3. Оценка выручки и операционного дохода:
 - Выручка на коммерческие расходы
 - Налоги и платежи с оборота
 - Операционный доход
 4. Моделирование чистой прибыли и денежного потока:
 - Налог на имущество
 - Налог на прибыль
 - Чистая прибыль
 - Ставка дисконтирования
 - Дисконтированный поток наличности
 5. Расчет показателей экономической эффективности:
 - NPV, IRR, PI, PBP
 - Анализ рисков

Выручкой от реализации продукции (работ, услуг) называются денежные средства, поступившие на расчетный счет, в кассу предприятия, и другие поступления в оплату реализованной продукции (работ, услуг) за данный период – месяц, квартал, год.

Эксплуатационные затраты – затраты, связанные с содержанием и эксплуатацией оборудования, рассчитанные с учётом удельных показателей (нормативов), а также включающие в себя амортизационные отчисления, налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции.

Состав эксплуатационных затрат нефтегазовых проектов:

1. Операционные затраты:
 - На электроэнергию
 - На искусственное воздействие на пласт
 - На оплату труда
 - На сбор и транспорт углеводородов
 - На технологическую подготовку углеводородов
 - На подготовку и освоение производства
 - На содержание и эксплуатацию оборудования
 - На капитальный ремонт
 - Цеховые расходы
 - Общепроизводственные расходы
2. Амортизационные отчисления:
 - Амортизация скважин
 - Амортизация прочих основных фондов
 - Амортизация нематериальных активов
3. Налоги и платежи, относимые на себестоимость продукции (углеводородов):
 - НДС
 - Страховые взносы
 - Плата за землю
 - Местные и региональные налоги и платежи.

Налоги и платежи, учитываемые при оценке нефтегазовых проектов по этапам оценки эффективности нефтегазовых проектов:

1. Оценка инвестиционных расходов:
 - Разовые платежи за пользование недрами
 - Сбор за участие в конкурсе
 - Сбор за выдачу лицензии

- НДС
- 2. Оценка эксплуатационных затрат:
 - НДС
 - Страховые взносы
 - Взносы на обязательное страхование от несчастных случаев
 - Плата за землю
 - Регулярные платежи за пользование недрами
 - Местные и региональные налоги и платежи
- 3. Оценка выручки и операционного дохода:
 - Экспортная таможенная пошлина
 - НДС
- 4. Моделирование чистой прибыли и денежного потока:
 - Налог на имущество
 - Налог на прибыль

Капитальные вложения – это затраты на воспроизводство основных фондов предприятия или финансовые средства, затрачиваемые на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение.

Состав капитальных вложений нефтегазовых проектов:

- 5. Инвестиции на геологоразведочные работы
- 6. Инвестиции в строительство скважин
- 7. Инвестиции в промысловое обустройство:
 - Инвестиции на систему сбора, транспорта и подготовки нефти и газа
 - Инвестиции на телемеханику и связь
 - Инвестиции на систему заводнения и промводоснабжения
 - Инвестиции на электроснабжение
 - Инвестиции на базы производственного обслуживания
 - Инвестиции на автодорожное строительство
 - Инвестиции на очистные сооружения
 - Инвестиции на оборудование, не входящее в смету строек
 - Инвестиции на прочие направления

Практическое занятие № 1 **«Оценка экономической эффективности проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП)»**

Инвестиционные проекты – план или программа вложения капитала с целью последующего получения прибыли.

Технико-экономического проектирование – это методология организации, планирования, руководства, координации трудовых, финансовых и материально-технических ресурсов на протяжении проектного цикла, направленная на эффективное достижение определенных в проекте результатов по составу и объему работ, стоимости, времени, качеству и удовлетворению участников проекта.

Технико-экономическая оценка нефтегазовых проектов представляет собой рассмотрение многовариантных технологических решений разработки месторождения и выявление на основе данного анализа наиболее рационального варианта, отвечающего критерию достижения максимального экономического эффекта от возможного полного извлечения углеводородов.

Эффективность инвестиционного проекта – экономическая категория, отражающая соответствие проекта (принятых по поводу него технических, технологических, организационных и оптимизационно-финансовых решений) целям и интересам участников проекта.

Критериями коммерческой привлекательности инвестиционного проекта являются его финансовая состоятельность и эффективность инвестиций.

Расчет экономической эффективности инвестиционного проекта проводится с обязательным приведением разновременных затрат и результатов к единому для всех вариантов моменту времени (начальному) путем дисконтирования.

Дисконтирование – это процесс приведения денежных поступлений к текущей стоимости.

При дисконтировании используется коэффициент дисконтирования, который в свою очередь рассчитывается исходя из **ставки**.

Ставка дисконтирования (r – discount rate) – это процентная ставка, которая используется для осуществления переоценки стоимости будущего капитала на текущий момент.

Коэффициент дисконтирования (DF – discount factor) – это коэффициент, применяемый для приведения величины денежного потока на n -ном шаге многошагового расчета эффективности инвестиционного проекта к моменту, называемому моментом приведения:

$$DF = \frac{1}{(1+r)^{t-1}} \quad (5.8)$$

где: r – ставка дисконтирования.

Для расчета основных показателей оценки эффективности проектов требуется сформировать чистый денежный поток (NCF – net cash flow).

Чистый денежный поток формируется тремя составляющими:

- поток от операционной деятельности (CFO – cash flow from operating activities);
- поток от инвестиционной деятельности (CFI – cash flow from investing activities);
- поток от финансовой деятельности (CFF – cash flow from financing activities).

Чистый денежный поток:

$$NCF_t = TR_t - TC_t \quad (5.9)$$

где: TR_t – годовая выручка от реализации, TC_t – годовые издержки.

Показатели для определения денежных потоков от операционной деятельности следует брать без налога на добавленную стоимость (НДС).

Схема расчета чистого денежного потока:

Приводимая схема показывает очередность расчета величины денежного потока с учетом всех возможных поступлений и оттоков денежных средств, с подведением основных подитога.

Выручка от реализации

– НДС, экспортная пошлина, транспортные затраты

= Чистая выручка

– Эксплуатационные затраты (текущие затраты, НДС, ЕСН, амортизационные отчисления, налог на имущество)

+ Прочие доходы

= Прибыль до налогообложения

– Налог на прибыль

= Чистая прибыль от операционной деятельности

+ Амортизационные отчисления

= ПОТОК ОТ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (CFO)

– Капитальные вложения

– Затраты на пуско-наладочные работы

– Затраты на ликвидацию проекта

– Затраты на увеличение оборотного капитала

– Некапитализируемые затраты (налог на земельный участок, развитие инфраструктуры)

+ Продажа активов

+ Поступление за счет уменьшения оборотного капитала

= ПОТОК ОТ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (CFI)

= ПОТОК ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ (CFF)

= ЧИСТЫЙ ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ($NCF = CFO + CFI + CFF$)

После формирования чистого денежного потока представляется возможным произвести расчет **дисконтированного денежного потока** (DCF – discount cash flow):

$$DCF = NCF_t \cdot DF_t, \quad (5.10)$$

где: NCF – чистый поток денежных средств (годовой экономический эффект), DF – коэффициент дисконтирования.

Чистая приведенная стоимость (ЧПС, NPV – net present value) – общая сумма экономического эффекта за весь планируемый срок действия проекта, приведенная к начальному периоду времени:

$$NPV = \sum_{t=1}^T NCF_t \cdot DF_t, \quad (5.11)$$

где: NCF – чистый поток денежных средств, DF – коэффициент дисконтирования, T – период оценки.

Для признания проекта эффективным с точки зрения инвестора необходимо, чтобы NPV проекта был положительным ($NPV > 0$).

Индекс прибыльности (PI – profitability index) – отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы элементов денежного потока от инвестиционной деятельности:

$$PI = \sum_{t=1}^T \frac{NCF_t}{K_t} \cdot DF, \quad (5.12)$$

где: K – общая сумма капиталовложений.

Проект эффективен при условии $PI > 1$.

Внутренняя норма рентабельности (IRR – internal rate of return) – величина нормы дисконта, при которой чистая приведенная стоимость проекта равен нулю:

$$\sum_{t=1}^T \frac{NCF_t}{(1 + IRR)^{t-1}} = 0 \quad (5.13)$$

где: IRR – внутренняя норма доходности.

Схема принятия решения на основе метода внутренней нормы прибыльности имеет вид:

– если значение IRR выше или равно стоимости капитала, то проект принимается;

– если значение IRR меньше стоимости капитала, то проект отклоняется.

Дисконтированный срок окупаемости (DPP – discount payback period) – минимальный временной интервал от начала осуществления проекта, за пределами которого интегральный эффект становится положительным:

$$\sum_{t=1}^{T_{pbp}} NCF_t \cdot DF = 0 \quad (5.14)$$

Проект признается эффективным в случае положительности чистой приведенной стоимости и при условии, что индекс доходности дисконтированных инвестиций больше единицы. Внутренняя норма доходности показывает гарантированный уровень прибыльности инвестиционных затрат, а, следовательно, если его стоимость ниже

стоимости капитала, то мощности проекта недостаточно, чтобы обеспечить необходимый возврат и отдачу денег.

Задача 1

Оцените экономическую эффективность применения гидроразрыва пласта (ГРП) на нефтегазовом месторождении в условиях Крайнего Севера. Применение технологии ГРП дает эффект продолжительностью 6 лет (с 2016 по 2021 год). За 2016 год на скважинах месторождения было проведено 39 операций гидроразрыва пласта, технологический эффект в 2016 году составил 214,79 тыс. т.

Ежегодные потери на обводненность равны 1,27 тыс. т. нефти

Ставка налога на прибыль – 20 %.

Цена одной тонны реализуемой нефти равна 1465 руб./т.

Ставка дисконта принята на уровне 15 %.

Себестоимость добычи нефти за 2016 год составила 788,7 руб./т.

Доля условно-переменных затрат в себестоимости составляет 49,2%.

В составе стоимости одной операции ГРП включены:

- 1) расходы на основные материалы и химические реагенты (таблица 1);
- 2) расходы на оплату труда (таблица 2). Месячный фонд времени одного работника составляет 166,3 часа. Работники награждаются премией в размере 25%. Надбавка к окладу каждого составляет 500 руб.;
- 3) отчисления на социальные нужды (по ставке 37 %);
- 4) расходы на оплату спецтехники (таблица 3);
- 5) расходы на содержание и эксплуатацию оборудования – 10070,2 руб.;
- 6) цеховые расходы (34,5 % от заработной платы);
- 7) геофизические расходы (11,2 % от заработной платы).

Таблица 5.1

Материальные затраты, руб.

Наименование материала	Количество	Цена за 1 единицу
Пропант, т	4,5	14525,5
HGA-37, л	420	17,2
HGA-44, л	420	93,3
PH-BREAKER, кг	80	0,9
Нефть, т	80	511,5
Колонный скребок, шт.	1	1513,4
Пакер ГРП GTST, шт.	1	4102,5
Устьевая головка для ГРП, шт.	1	9864,2
Комплект НКТ, шт.	1	83791,2

Таблица 5.2

Расходы на оплату труда, руб.

Профессия	Количество работников	Месячный оклад, руб./ч.	Время работы, ч.
Оператор 5 разряда	1	2235,6	23,2
Оператор 4 разряда	2	1958,4	23,2
Машинист ЦА 6 разряда	2	2604,0	27,9
Моторист ЦА 6 разряда	2	2604,0	27,9
Водитель спец. машины	2	2604,0	27,9
Водитель блок манифольда	1	2604,0	27,9

Таблица 5.3

Расходы на оплату спецтехники, руб.

Наименование спецтехники	Количество	Время работы, ч	Пробег, км	Тариф, руб.	
				за 1 маш. -ч	за 1 км
КРАЗ 260 АЦН-10	2	23,2	964	59,0	4,26
КРАЗ 255 ЦА-320	1	23,2		157,3	
К700 трехколесный	1	23,2		170,9	
Бортовая Урал-375	1	23,2	322	50,5	3,76
Урал-4230-10 ППУ 1600/100	1	23,2		152,6	
Пожарная машина Урал-31512	1	27,9		111,6	
Урал-3754	1	27,9	322	50,5	3,76