

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО
ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по выполнению практических работ
по дисциплине «СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ»
для студентов направления подготовки /специальности
21.04.01 Нефтегазовое дело
Направленность (профиль)/специализация Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных
горно-геологических условиях

Методические указания составлены в соответствии с учебной программой и образовательной программой высшего образования для студентов направления подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело.

Составители: канд. техн. наук, доцент В. Ф. Сизов

Рецензент: канд. техн. наук, доцент Л. М. Зиновьева

СОДЕРЖАНИЕ

1. Конструкции морских стационарных платформ.....	4
2. Морские платформы и особенности их строительства.....	14
3. Расчет фонтанирования за счет гидростатического напора пласта.....	21
4. Расчет минимального забойного давления фонтанирования.....	24
5. Системы разработки шельфовых месторождений.....	28
6. Морские трубопроводы.....	34

Практическое занятие 1

Конструкции морских стационарных платформ (МСП)

Цель и содержание: получить необходимые сведения о конструкции морских стационарных платформ

1.1 Морские сооружения

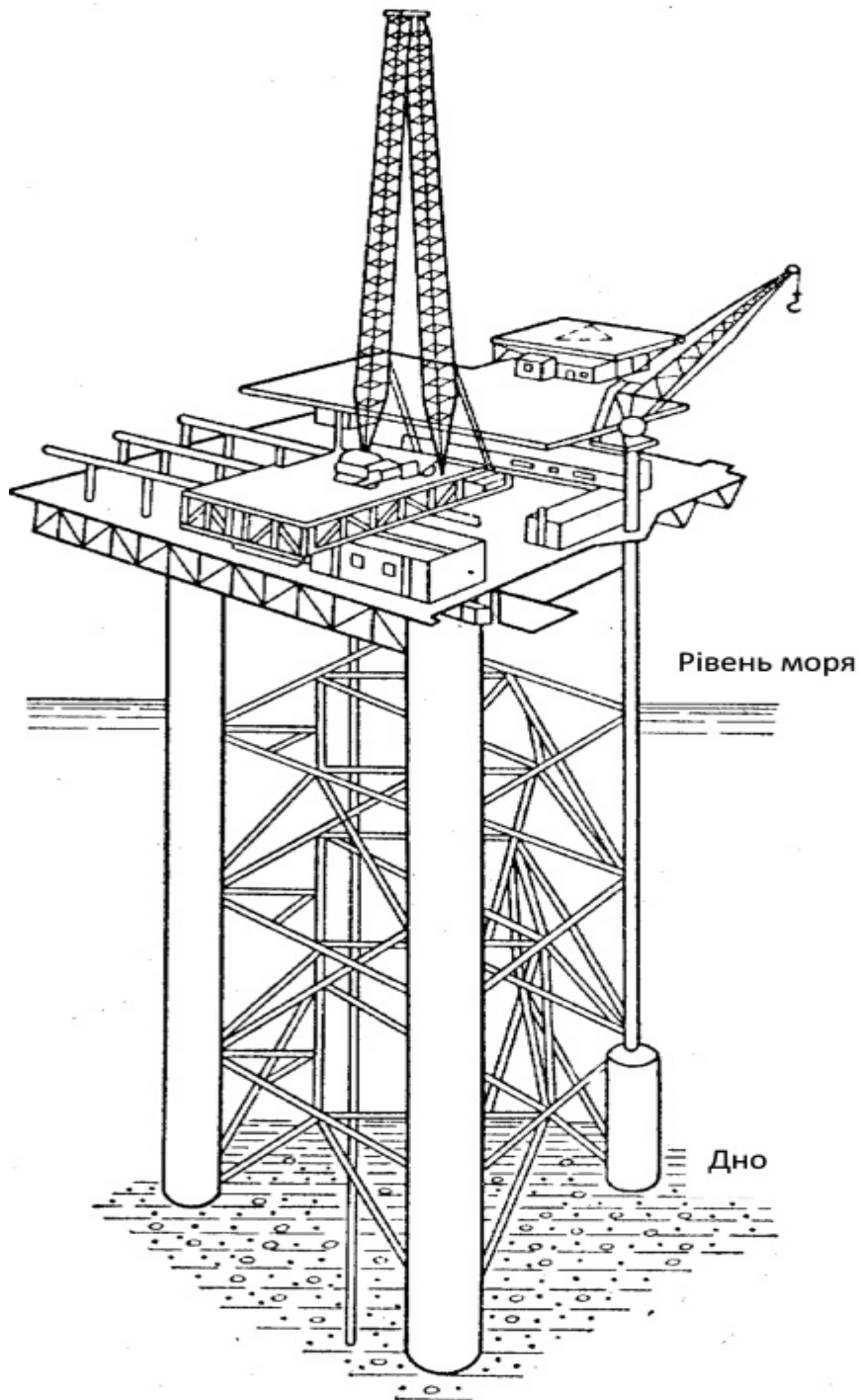


Рис. 1.1 – Морская стационарная платформа

Морские сооружения (рис. 1.1) во многом аналогичны проектированию наземных сооружений, но имеют ряд особенностей, одна из которых заключается в том, что морские сооружения изготавливаются на суше, а устанавливаются для эксплуатации в другом месте (море, океане и т. д). Можно назвать основные этапы процесса при проектировании морского гидротехнического сооружения:

- определение с назначением сооружения;
- условия окружающей среды и их оценка;
- характеристика места установки сооружения;
- предыдущее проектирование и выбор образа установки сооружения на месте эксплуатации;
- оценка материальных затрат, трудностей, которые возникают при изготовлении и установки сооружения;
- установление размеров принятой конструкции и ее деталей;
- конечная оценка способности запроектированного сооружения выдерживать нагрузку, которая возникает в процессе транспортировки и установки на месте эксплуатации.

При строительстве морских стационарных платформ в качестве стояков успешно применяют сталежелезобетонные конструкции, которые представляют собой комплексные элементы, состоящие из бетона, прокатных стальных профилей и стержневой арматуры. Сталежелезобетонные конструкции бывают разные. Особой разновидностью сталежелезобетона являются трубобетонные конструкции, которые состоят из стальных труб, заполненных бетоном. Среди других преимуществ этих конструкций решающим является то, что бетонное ядро находится в объемном напряженном покрытии, благодаря чему значительно возрастает несущая способность конструкции, а внутренняя пустота трубы защищена от коррозии.

1.2 Морские стационарные платформы

Морские стационарные платформы – уникальные гидротехнические сооружения, предназначенные для установки бурового, нефтепромыслового и вспомогательного оборудования, обеспечивающего бурение буровых скважин, добычу нефти и газа, их подготовку, а также оборудование и систему для проведения других работ, связанных с разработкой морских нефтяных и газовых месторождений (оборудование для закачки воды в пласт, капитального ремонта буровых скважин, средства автоматизации морского

промысла, оборудование и средства автоматизации для транспортировки нефти, средства связи с береговыми объектами) рис. 1.1 и др.

Есть 2 фактора разработки морских месторождений, которые определяют направление работ в области проектирования и строительства гидротехнических объектов в море. Первый фактор – это большая стоимость работ. Второй фактор это ограничения, которые накладываются условиями окружающей среды.

Эти факторы играют главную роль при выборе решений, когда ведется проектирование и конструирование МСП, выборе оборудования, образов строительства и организации работ в акватории моря. Таким образом, МСП являются индивидуальными конструкциями, предназначенными для конкретного района работ. Все типы и конструкции МСП различают по следующим признакам: крепление к морскому дну, типом конструкции, по материалам и другими признаками. По способу крепления их к морскому дну МСП бывают: сваячные, гравитационные, гравитационно-сваячные, маятниковые и натяжные, а также плавающего типа; по типу конструкции: сквозные, сплошные и комбинированные; различия в материалах: металлические, железобетонные и комбинированные.

Сквозные конструкции изготавливаются решетчатыми. Элементы решеток занимают относительно небольшую площадь, сравнительную с площадью граней пространственной фермы.

1.3 Сплошные конструкции (бетонные)

Сплошные конструкции (бетонные) являются непроницаемыми по всей площади внешнего контура сооружения.

Основными признаками классификации являются: размещение оборудования (подводное, надводное, комбинированное), образ монтажа, характер деформации опор, тип конструкции, сопротивление внешним действиям, статическая и динамическая жесткость, характер крепления, материал, образ транспортировки, монтаж опорных частей. На рисунке приведена классификация глубоководных МСП. На первом уровне классификации представлены деление МСП на жесткие и упругие. Такое деление отображает конструкцию платформы (размеры и конфигурацию) и указывает период собственных колебаний, которые в жестких колебаниях составляет 4-6 с., в упругих колебаниях – 20 с., а порой – 138 с.

1.4 Башни

На втором уровне классификации жесткие конструкции делятся на гравитационные, сваячные и гравитационно-сваячные основы. В первом случае сооружение не смещается относительно морского дна благодаря собственному весу, а в другом – за счет крепления до дна сваями. Гравитационно-сваячные сооружения не смещаются благодаря собственному

весу и системе закрепления свай. Третий уровень классификации жестких МСП характеризует материал конструкции: бетон, сталь или бетоно сталь. Упругие конструкции на втором этапе по образу крепления разделяют на башни с оттяжками, плавучие башни и гибкие башни.

Башни с оттяжками сохраняют свою стойкость за счет системы оттяжек, понтонов плавучести и системы противовесов. Плавучие башни подобно маятнику, который качается и возвращается в стан равновесия с помощью понтонов плавучести, размещенных в верхней части конструкции.

Гибкие башни отклоняются от вертикали под действием волн, но при этом подобны сжатой пружине, поэтому снова возвращаются в стан равновесия.

Глубоководные конструкции МСП можно распределить приблизительно так: 76%-жесткие (из них 45% стальные со сваечным креплением, 26%-гравитационные и 5%-гравитационно-сваечные). Среди упругих МСП 13%-плавучие башни; 8%- башни с оттяжками; 3%- башни гибкие.

1.5 Опорная основа

Операции по сборке и установки сооружения (рис. 1.3) характеризуют лишь часть многочисленных факторов, которые должны быть учтены в процессе проектирования. Например, вес опорной основы, если она представляет единое целое, не может превышать грузоподъемность кранового оборудования, кроме того, вес и размеры опорной основы не должны превышать грузоподъемности баржи, на которой оно буксируется. Опорная основа должна быть рассчитана на нагрузку, которая возникает при транспортировке ее с берега на баржу. В свою очередь она должна быть рассчитана и на нагрузку, которая возникают при спуска баржи на воду. После спуска на воду опорная основа должна иметь достаточную плавучесть. Вместе с тем она должна быть сконструирована так, чтобы с помощью плавучего крана и путем баллаستировки водой отдельных отсеков буровое оборудование могло быть приведено в вертикальное положение и установленное на дно. Расчетная глубина установки свай, должна отвечать рабочим характеристикам. В конце концов, вес верхнего строения или основных ее модулей не должен превышать грузоподъемность плавучего крана, который используется для монтажа верхнего здания.

1.6 Последовательность работ

Последовательность работ, приведена на рисунке 1.3. В этом случае опорную основу разделяют на два или несколько модулей, каждый из которых доставляют на место эксплуатации отдельно, а потом их собирают. Отдельные модули основы могут быть соединены между собой перед установкой на морское дно, или их можно устанавливать один на второй и соединять между собой в окончательном вертикальном положении. Другая последовательность установки опорной основы применяется для

больших сооружений. Она состоит в предоставлении ему собственной плавучести, которой достаточно для буксирования на плаву. Она позволяет избежать необходимости спуска с баржи. Обычно это достигается увеличением размеров колонн. После спуска на воду со сборочной береговой площадки опорную основу буксируют на место установки и ставят на дно в вертикальном положении путем балластировки отсеков колонн.

В противоположность этому для легких опорных основ, которые предназначены для относительно мелких акваторий, можно не предусматривать операцию спуска с баржи на воду, а поднимать их с баржи и устанавливать на дно в проектное положение плавучим краном.

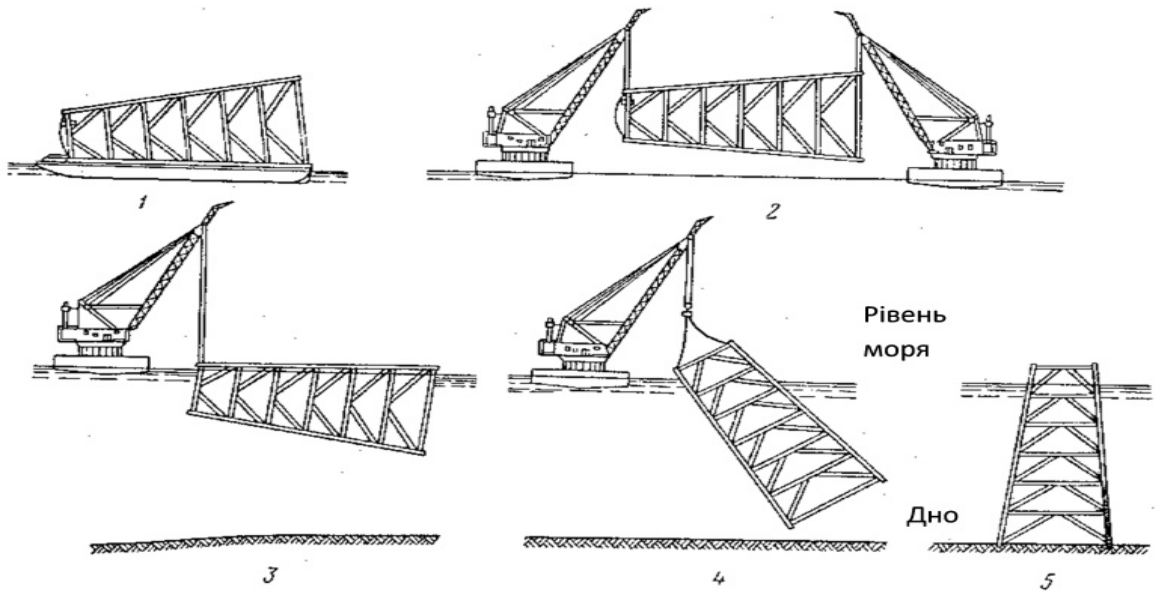


Рис. 1.3.1. Последовательность операций при возведении основы на дно методом подъема

Рис. 1.3.2. Последовательность операций при возведении основы на дно методом «регулируемой плавучести»

1.7 Опорная конструкция восьми колонн

Опорная конструкция восьми колонн является стандартной для сооружений, установленных на глубину выше 110 м. Незначительная модификация конструкции становится необходимой, если сооружение располагается на слабых осадочных породах. Модификация нужна, потому что для повышения несущей способности основы применяются «несущие» сваи, размещенные по периметру опорной основы. Они погружаются сквозь короткие направляющие цилиндры (кондукторы), прикрепленные к опорной основе с поверхности воды с помощью передающей штанги. Связь несущих свай с опорной основой достигается нагнетанием бетонного (цементного) раствора в пространство между этими сваями и направляющими цилиндрами.

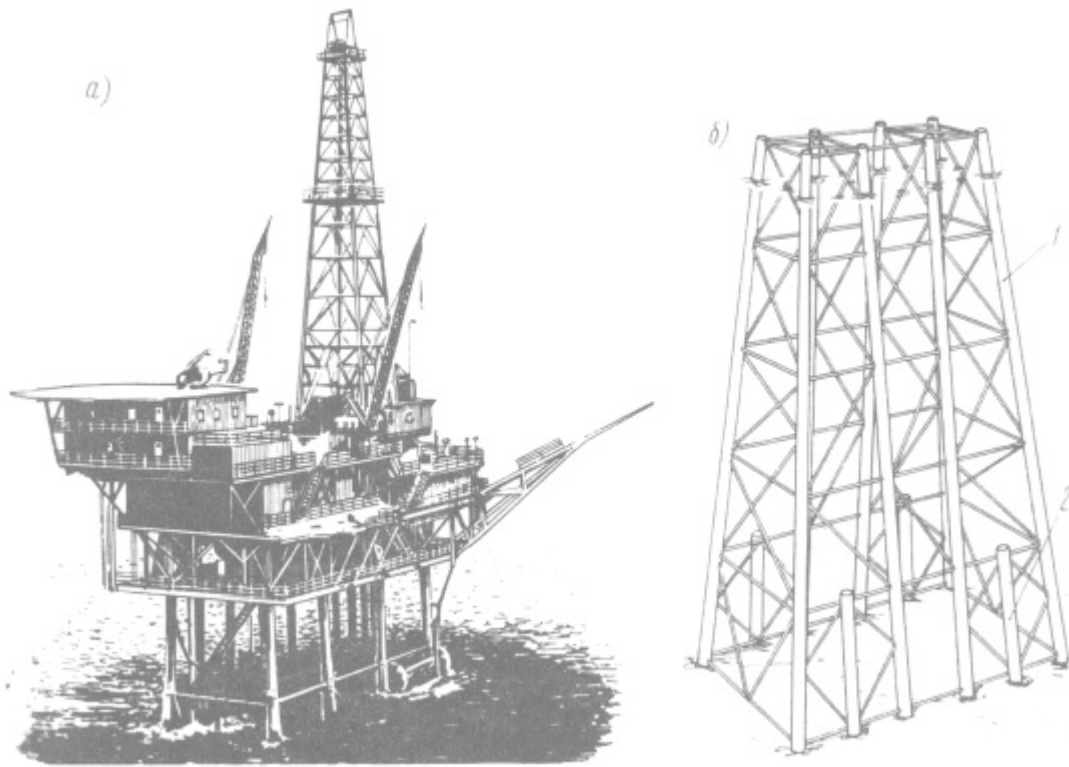


Рис. 1.4 – Опорная основа буровой платформы

Типичная конструкция опорной модифицированной основы буровой платформы, изображена на рис. 1.4. Эти сооружения располагаются в морях, океанах на глубине около 90 м. Верхнее строение имеет размеры 18×36 м и массу близкую к 900 т. Масса опорной основы примерно 1800 т. Восемь трубчатых свай, забитых сквозь колонны опорной основы, имеют внешний диаметр 1,22 м и толщину стенки 25 мм. В дополнение к ним забитые четыре несущие сваи 2, все сваи забиты в грунт с уклоном 1: 7 к вертикали на глубину от 50 до 90 м. Такие сооружения рассчитаны на суммарные горизонтальные нагрузки ветра, волн и течения, которые равняются 13,5 МПа и отвечает максимальным штормовым условиям. Поскольку волновые нагрузки максимальны возле поверхности воды, то равнодействующая нагрузок приложена почти к самому верху сооружения. Поэтому сооружение рассчитано и на переменный момент 1000 Мн·м. Эти нагрузки и момент в пять – семь раз больше тех, что действуют при максимальном ветре на 90-метровой высоте здания.

Для сооружений, предназначенных для использования на глубинах больше 110 м, могут быть рассмотрены две модификации восьми колонной опорной основы. В первой из них увеличено количество колонн, так что вместе с «опорными» сваями они могут воспринимать дополнительные нагрузки от верхнего строения и противостоять горизонтальным нагрузкам и переменному моменту, которые возрастают. В другом конструктивном решении чем выше опорная основа и более широкая его база, тем меньшее

участие в восприятии вращательного момента принимают средние сваи. Поэтому в противоположность предыдущему решению, в основной восьми колонной конструкции можно исключить все средние сваи и расположить все сваи под другим углом сооружения.

Опорные основы типа фермы, описанные выше, обычно используются на мягких грунтах, где глубоко забитые сваи удерживают все сооружение от сдвига и воспринимают вес верхнего строения. Для районов с твердыми грунтами, которые усложняют погружение свай, предложена совсем другая конструкция опорной основы.

1.8 Гравитационно-сваечные установки

Значительные размеры ячейки фундаментного блока основы создают балластировку нагрузки, необходимую для обеспечения стойкости сооружения, и распределяют вес сооружения по плоскости, достаточно большой по условиям прочности. Такие конструкции обычно относят к гравитационным.

Наиболее распространенным видом гравитационных конструкций является железобетонная конструкция с крупными цилиндрическими фундаментными ячейками, которые окружают несколько не связанных колон, которые поддерживают верхнее строение с оборудованием. Гравитационно-сваечные установки МСП не сдвигаются с места, благодаря не только собственной конструкции, но и за счет дополнительного крепления свай к морскому дну. Эти сооружения бывают разных конструкций, отличающихся как по конфигурации сооружения, так и по соединению используемых материалов.

Гравитационно-сваечные основы при глубине моря свыше 300 м в большинстве случаев имеют цилиндрическую форму. Конструкция опорной части состоит из центральной колонны большого диаметра ≈ 15 м, которая поддерживается тремя наклонными колоннами, диаметром ≈ 8 м. Толщина стенки всех колонн ≈ 160 мм.

Гравитационно-сваечная МСП устанавливается на 4 донных фундамента, закрепленных сваями и связанных между собой А-подобной стальной рамой.

Масса центральной фермы составляет 10 тысяч тонн, а ее опор 4,5-5 тысяч тонн. На палубе предполагается установка технологического оборудования массой 24 тысячи тонн и 16 направляющих колон диаметром 712 мм. Масса основных конструкций составляет 31 тысячу тонн, свай 20 тысяч тонн. Расстояние от основной центральной фермы к основной опоре равно 110 м.

Сваи прикрепляются к центральной ферме на глубине от 40 до 79 м ниже уровня моря. Конструкции могут применяться при глубинах моря от 150 до 460 м. При проектировании МСП статическую прочность конструкции рассчитывают в зависимости от действия максимальных нагрузок, которые повторяются один раз в сто лет, а также осуществляют расчеты на динамические и циклические нагрузки. В этом случае при проектировании

глубоководных МСП традиционным методом достигается усиление опорной башни за счет увеличения размеров ее элементов или расширением ее поперечного разреза с целью увеличения периода собственных колебаний и снижение осевых нагрузок в элементах.

Однако с увеличением глубины указанные приемы достижения динамической прочности МСП приводят к значительному увеличению массы МСП и соответственно их стоимости.

В отличие от жестких конструкций МСП период основных собственных колебаний упругих башен превышает период колебаний морских волн. При этом большая часть волновой нагрузки на башню поглощается за счет инерции конструкции и не передается стрелам фермы.

1.9 Упругая платформа

Упругой платформой (рис. 1.5) называют относительно тонкую стальную пространственную ферму со стрелами с довольно равномерным по высоте расстоянием между горизонтальными поясами. Нагрузка от окружающей среды и гравитационные силы, которые действуют на упругие МСП, передаются на сваи, оттяжки и понтоны. Перераспределяя эти нагрузки на перечисленные узлы конструкции, можно достичь оптимального варианта решения проекта конструкции. Например, вес палубы можно компенсировать подъемной силой понтонов. Понтоны, кроме этого, компенсируют горизонтальные силы, обеспечивают стойкость платформы, уменьшают или полностью снимают нагрузки на оттяжки. Инерция основы увеличивает период боковых колебаний, уменьшает их амплитуду и соответственно снижает динамические нагрузки на оттяжки. Различие в вариантах упругих платформ заключается в различиях, которыми достигается заданный период колебаний, и определяется волновыми нагрузками и перераспределением их между основными элементами конструкций.

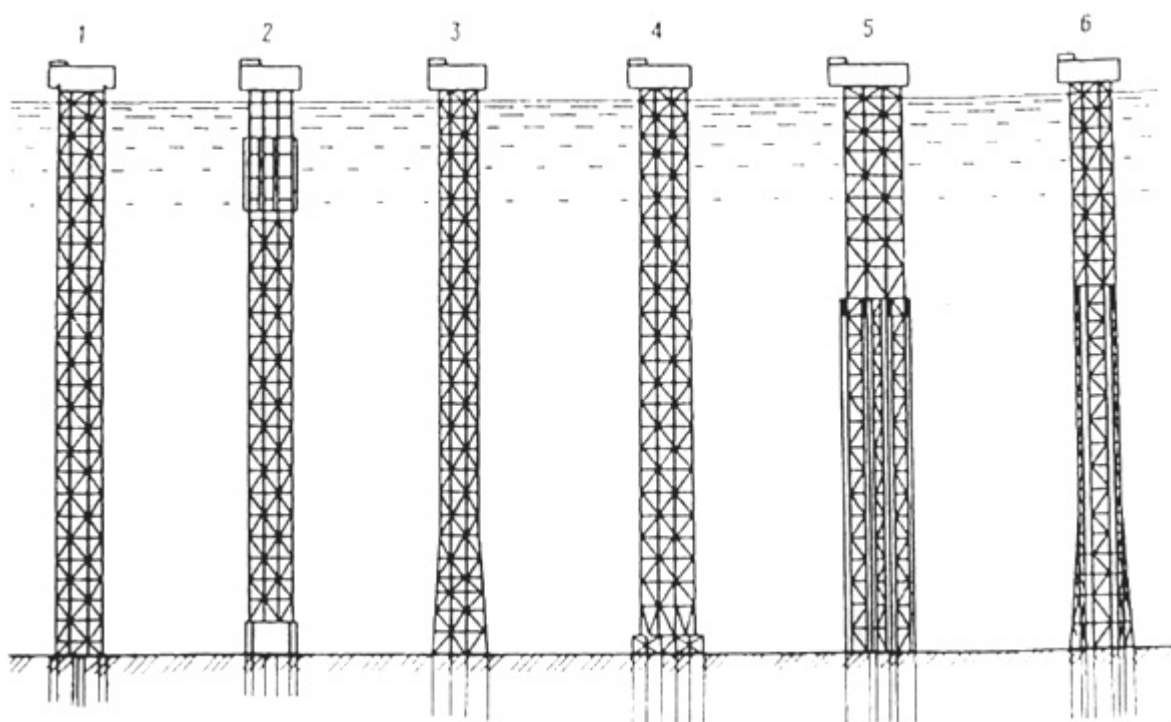


Рис. 1.5. Схемы упругих платформ:
 1- башня с оттяжками, 2- плавучая башня, 3- башня с оттяжками и жесткой основой, 4- гибкая башня, 5- упругая сваечная башня, 6- упругая сваечная башня с жесткой основой

При исследовании особое внимание отводится упрощенным моделям конструкций упругих платформ и их характеристикам. На модели прерванные линии означают поперечное действие осевых пружин, а спирали – пружин кручения.

Ведение работ по добыче нефти и газа, бурение эксплуатационных и нагнетательных буровых скважин в течение года вызывает необходимость создания гидротехнических сооружений, которые были бы надежными в работе при всех сезонных изменениях условий окружающей среды и, особенно, в ледовой обстановке.

Конструкции стационарных сооружений для разработки морских месторождений в Арктике определяются в основном величиной действия на них горизонтальных сил льда, который находится в движении. Если средняя сила ветра на конструкцию равна 2 кПа, волн – от 96 до 144 кПа, то нагрузка, создаваемая льдом, составляет – 2,88 МПа и больше.

1.10 Морские стационарные платформы выполняются в трех вариантах

Морские стационарные платформы по назначению выполняются в трех вариантах:

1) сооружения, которые устанавливаются на морское дно и имеют массивную опорную часть (фундамент, на который действует ледовая нагрузка);

- 2) плавучие платформы, силу льда в которых воспринимают корпус платформы и натяжные устройства или якорная система;
- 3) сооружения островного типа, стойкость которых обеспечивается насыпью песка или гравия.

Из сооружений, которые устанавливаются на морское дно, распространены конструкции гравитационного типа. В основном они бывают большого диаметра.

На сегодня довольно глубоко изучено функционирование отдельных элементов трубобетонных конструкций при их работе на сжатие и на сгиб, но практически совсем не исследованы особенности работы этих элементов в составе каркаса морских платформ. А этот вопрос очень актуален, потому что в морских платформах, кроме собственно несущих конструкций, очень уязвимыми являются соединения отдельных элементов. Вопрос исследования особенностей работы сталежелезобетонных конструкций в сооружении морской платформы очень актуален для решения важной народнохозяйственной проблемы проектирования и строительства надежных несущих конструкций стационарных морских платформ для добычи газа и нефти на основе применения прогрессивных сталежелезобетонных конструкций.

Вопросы для защиты работы

1. Какие основные этапы процесса при проектировании морского гидротехнического сооружения вам известны?
2. На какие типы делятся жесткие конструкции?
3. Для каких глубин предназначена опорная конструкция восьми колонн?
4. Что означает определение «Упругая платформа»?
5. В каких вариантах выполняются морские стационарные платформы по назначению?

Практическое занятие 2

Морские платформы и особенности их строительства

Цель и содержание: 1. Ознакомление с особенностями строительства морских платформ. 2. Получить необходимые сведения о размещении технологического оборудования на морских платформах.

2.1 Тип и размеры сооружения платформы

Размеры сооружения для освоения месторождений определяются естественными условиями залегания нефти и газа и стратегией их освоения. Конструкция платформы (рис. 2.1) и размеры, при которых проводится бурения, зависят от глубины залегания месторождения под дном. Чем глубже размещен продуктивный пласт, тем большая площадь его может быть разбурена с одной платформы. При глубоком залегании месторождения нужно сооружать небольшое количество больших платформ, предназначенных для бурения и обслуживания большого количества буровых скважин. Тип и размеры сооружения зависят также от глубины моря в месте эксплуатации, удаленности от берега, внешних нагрузок и других факторов.



Рис. 2.1 – Морская платформа

Конструирование гидротехнических сооружений нефтепромыслового

назначения проводят с учетом требований:

- эффективности (конструкция МСП должна отвечать своему назначению);
- надежности (конструкция и все элементы должны без повреждений противостоять всем действующим нагрузкам);
- долговечности (должна быть обеспечена безотказная работа всех буровых агрегатов);
- технологичности (при конструировании должны быть предусмотрены удобства эксплуатации и обзора конструкций);
- экономичности (затраты на ее конструирование, изготовление должны быть минимальными);
- эстетичности (конструкция должна отвечать требованиям технической эстетики).

Перечисленные требования необходимо рассматривать в комплексе.

2.2 Задачи

Задачи составляются заказчиком и должны в себя включать:

- исходные данные для расчетов МСП, которые составляются по данным, характеризующим топографию морского дна в месте установки МСП, глубину моря, характеристику грунтов, а также данные об окружающей среде;
- технологические и технические данные бурения: количество буровых установок, глубину буровых скважин, допустимую нагрузку на крюк, массу обсадной и бурильной колонн, приводную мощность буровой лебедки и буровых насосов, основные технические данные сдачи бурового оборудования, характеристику буровых растворов, объемы сыпучих материалов для приготовления буровых и тампонажных растворов, типы и количество химических реагентов, необходимый объем топлива и горюче-смазочных материалов, объемы питьевой и технической воды и другие данные, которые должны обеспечивать нормальную работу буровой установки;
- второстепенные данные: количество обслуживающего персонала, системы отопления, подача воздуха в системах управления, размещение платформы относительно направления ветров и волн, глубины моря и т.п. Особенностью гидротехнических сооружений континентального шельфа является то, что они строятся и эксплуатируются в условиях, когда нагрузка, вызванная естественными факторами, очень большая, особенно при значительных глубинах установки сооружения.

К гидротехническим сооружениям континентального шельфа предъявляют повышенные требования относительно надежности в связи с тем, что на них постоянно находится обслуживающий персонал.

2.3 Основные и второстепенные морские гидротехнические сооружения

Морские гидротехнические сооружения, в зависимости от назначения, делятся на основные и второстепенные. К основным относятся те сооружения, выход которых из строя приводит к нарушению нормальных условий работы (эксплуатации) всего комплекса, а к второстепенным – которые не влияют на работу всего стратегического объекта. В зависимости от размеров, действующих на них, нагрузок и последствий разрушения гидротехнические сооружения континентального шельфа делятся на классы капитальности.

Весь период существования буровой башни в процессе эксплуатации на континентальном шельфе составляется из таких этапов:

- строительство на береговой базе: на этом этапе выполняются работы, связанные с изготовлением и монтажом отдельных конструктивных блоков или сооружения в целом;
- транспортировка к месту установки;
- установка окончания строительства;
- эксплуатация узлов и агрегатов буровой башни.
- демонтаж.

Для каждого из этапов должны быть рассмотрены соответствующие расчетные случаи, при которых сооружение будет работать в более выгодных условиях. Этим обеспечивается надежная работа сооружения на протяжении всего периода его существования.

2.4 Сооружения континентального шельфа

Сооружения континентального шельфа часто приходится рассчитывать для условий сложного напряженного состояния, для которого еще не разработаны методы определения усилий и деформаций с учетом неупругих характеристик материала конструкции сооружения и его основы. В этих случаях допускается проводить расчеты за допустимыми напряжениями. Такое состояние, при котором сооружение или его основа перестает удовлетворять заданным требованиям на всех этапах строительства и эксплуатации сооружения, называется предельным. Предельное состояние подразделяется на две группы. Первая группа включает предельный расчет, который ведет к потери несущей способности или полной непригодности конструкции или ее основы к эксплуатации. Вторая группа включает в себя предельный расчет, который затрудняет нормальную эксплуатацию сооружения и его основы. К предельному состоянию первой группы относятся:

- общая потеря стойкости башни в целом;
- потеря стойкого положения;
- переход в сменную систему;
- качественное изменение конфигурации;
- состояние, при котором возникает необходимость остановки эксплуатации в результате текучести материала, сдвига в соединениях, ползучести или чрезмерного раскрытия трещин.

К предельному состоянию второй группы принадлежит то, что является недопустимым согласно условиям нормальной эксплуатации:

- деформации конструкций или осадки;
- колебание конструкции;
- изменение положения;
- образование трещин.

2.5 Сваечные фундаменты

Сваечные фундаменты – это одна из наиболее важных частей конструкции платформы сквозного типа. Эта конструкция может быть выполнена в виде:

- одиноких свай, которые погружают в грунт через стойки опорных блоков;
- групповых свай, которые имеют круговое размещение в плане. Их погружают в грунт через специальные направляющие и сваечные обоймы. На сегодня самое большое распространение получили сваи следующих типов: забивные; бурозаливные; с расширением. Наиболее распространенными, особенно в заграничной практике, при всех видах грунта, кроме скальных, стали забивные. Такие сваи выполняются из металлических труб. Расчетная длина сваи достигается путем стыковки с помощью сварки отдельных секций. Самую большую прочность имеют бесшовные трубы. При наличии современного оборудования металлические трубчатые сваи удается быстро забивать на проектную глубину. Нижние концы свай оставляют открытыми, а после окончания их установки грунт поднимают на поверхность и заполняют пространство цементным раствором и бетоном, который в 2-3 раза повышает прочность сваи. В случае, когда проходит отказ при установке сваи до того, как она дойдет до проектной глубины, принимают специальные меры для ее дальнейшей установки. Это может быть забивание с разбуриванием. Так, диаметр буровых скважин,

которые бурят ниже от торца уже забитой сваи, не должен превышать 75% диаметра сваи при глинистых грунтах и 50% при песчаных; забой буровых скважин должны находиться не менее чем на 3-4,5 м выше от проектной глубины установки сваи. В некоторых случаях применяют двухступенное забивание свай: первую внешнюю сваю забивают к заданной отметке, потом разбуривают грунтовое ядро, которое образовалось в середине, и через образованное пространство забивают другую сваю меньшего диаметра.

2.6 Совместная работа сваечных элементов

Для обеспечения совместной работы обоих сваечных элементов кольцевую щель между стенками труб цементируют, а верхние концы сваривают друг с другом. Щель между вставной сваей и стенкой буровой скважины цементируют. При этом рекомендуется, чтобы эта щель была не меньше 75 мм.

Сложные геологические условия, которые встречаются на морских месторождениях, часто не позволяют применять забивные сваи. В связи с этим широкое применение получили бурозаливные сваи. Для установки бурозаливной сваи в грунт на глубину, предусмотренную проектом, бурят буровую скважину диаметром на 150-200 мм больше диаметра сваи. Потом в буровую скважину опускают сваю и проводят цементирование. Кроме такой простой схемы, применяют бурозаливные сваи комбинированные, которые состоят из нескольких концентрично размещенных труб. Трубу большого диаметра забивают в верхние пласты грунта, она служит водоотделяющей колонной и является одновременно направляющей при бурении буровых скважин.

Современные способы цементирования свай предусматривают возможность подачи раствора под высоким давлением. Для обеспечения совместной работы ствола сваи и его расширение в разбуренную часть перед цементированием пустоты устанавливают металлический анкер.

2.7 Установка блоков

Разгрузку и установку блоков в вертикальном положении проводят в несколько этапов: разгрузку опорной части МСП и установку ее в вертикальное положение; закрепление блока сваями на морском дне; монтаж верхнего строения и модулей. Технология разгрузки бурового оборудования и установка его в вертикальное положение не зависит от его высоты и веса.

Плавучий кран должен иметь доступные размеры, чтобы надежно

выполнять все операции при повороте плавающего моноблока из горизонтального в вертикальное положение и удерживать моноблок на плаву до тех пор, пока он не будет установлен в нужном положении. С увеличением глубины технология спуска моноблока имеет некоторые особенности. Так, если масса глубоководного моноблока очень большая, то он медленнее реагирует на действие волн, чем кран, который находится на плаву. Это различие в гидродинамической реакции крана и моноблока может создавать дополнительные динамические нагрузки на кран, который очень опасен при проведении работ по установке моноблока на место. После установки моноблока его закрепляют сваями.

2.8 Модульное строительство в море

Монтаж блоков буровых и нефтепромысловых сооружений не является новым. Особенность его в морском нефтепромысловом строительстве заключается в применении более массивных и больших габаритных блоков. Широкое развитие модульное строительство в море получило в связи с тем, что в морских условиях стоимость строительства нефтепромысловых объектов обходится в 5-10 раз дороже, чем на суше. Трудоемкость строительства и монтаж агрегатов непосредственно на месте работы платформы в море является очень высокой. Изготовление модулей большой массы усложняет их транспортно-погрузочные операции. Поэтому в большинстве случаев масса модулей составляет 500-800 тонн. Размеры и количество модулей определяют числом буровых скважин, количеством буровых установок, которое предполагается бурением из данной платформы, ожидаемым дебитом и другими характеристиками.

2.9 Размещение модулей

Размещение модулей на платформе может быть одно-, двух- и более поверхностное. Установка модулей на платформе может проводиться в один или два этапа. На первом этапе производится основное назначение платформы бурения буровых скважин и обеспечение добычи нефти. На втором этапе, после окончания бурения куста буровых скважин, буровое оборудование снимается с платформы, и на его место устанавливают модули с дополнительными технологическими установками, которые включают: установки для подготовки и утилизации газа, который сжигают на факеле, установки подготовки и закачки воды в пласт, установку для капитального ремонта буровых скважин, оборудование газлифта и др. На верхнем уровне каждой рабочей площадки установлены буровая башня, буровая лебедка, ротор и другое оборудование. На нижнем уровне размещают резервуары для бурового раствора с виброситами, пескоотделителями, илоотделителями, дегазаторы и др. Вертикальная

рабочая площадка предназначена для приема вертолетов. На площадке предусмотрена облицовка против скольжения, предупредительная сетка, световая сигнализация и противопожарная защита.

2.10 Размещение технологического оборудования

Комплекс технологического оборудования для добычи и подготовки нефти и газа на МСП устанавливают на платформе на второй стадии. Он обеспечивает добычу и подготовку нефти и газа по следующей схеме: продукция из буровых скважин через устьевую арматуру поступает в манифольд, который состоит из четырех распределительных линий: двух технологических; одной низкой и одной линии испытания и очистки буровых скважин. Подача из каждой буровой скважины нефти и газа регулируется задвижками. Разведка и разработка нефтяных горизонтов, залегающих под дном моря, в зависимости от условий может быть проведена разными способами. Основной проблемой при проведении работ в море в последнее время являлось создание производственной площадки, из которой ведутся все работы по бурению буровых скважин и добыча нефти.

Вопросы для защиты работы

1. Как определяются размеры сооружения морских платформ при освоении месторождений?
2. Из каких этапов составляется период существования буровой башни в процессе эксплуатации на континентальном шельфе?
3. Сваи каких типов наиболее распространены в наше время?
4. В связи с чем широкое развитие получило модульное строительство в море?
5. По какой схеме комплекс технологического оборудования обеспечивает добычу и подготовку нефти и газа?

Практическое занятие 3

Расчет фонтанирования за счет гидростатического напора пласта

Теоретическая часть

Фонтанирование за счет гидростатического напора пласта осуществляется при условии, что давление на устье скважины P_y больше или равно давлению насыщения $P_{нас}$. В этом случае забойное давление

$$P_{заб} = \rho_{ж} gH + 0,81 l \rho_{ж} \frac{Q^2 H}{d^5} + P_{нас}, \quad (3.1)$$

где $\rho_{ж}$ - плотность жидкости (нефти) при средних давлениях и температуре, кг/м³; H - глубина спуска НКТ, равная глубине скважины, м; l - коэффициент гидравлического сопротивления; Q - объемный дебит скважины, м³/с; d - диаметр НКТ, м.

В соответствии с уравнением притока жидкости в скважину

$$P_{заб} = P_{пл} - \sqrt{\frac{Q}{K_{пр}}}; \quad (3.2)$$

Рассматривая совместно (3.1) и (3.2), получаем

$$P_y = P_{нас} = P_{пл} - \sqrt{\frac{Q}{K_{пр}}} - \rho_{ж} gH + 0,81 l \rho_{ж} \frac{Q^2 H}{d^5}, \quad (3.3)$$

Полезная мощность, Вт:

$$N_{пол} = Q \rho_{ж} gH, \quad (3.4)$$

а затрачиваемая мощность

$$N = Q(p_{\text{заб}} - p_y), \quad (3.5)$$

Определяя $(p_{\text{заб}} - p_{\text{нас}})$ из (3.1) и подставляя ее в (3.5), получаем

$$N = Q r_{\text{ж}} g H \left(1 + 0,811 \frac{Q^2}{d^5 g} \right), \quad (3.6)$$

Коэффициент гидравлических сопротивлений

$$l = A \frac{n^a d^a}{a^a}, \quad (3.7)$$

где А- числовой коэффициент, зависящий от режима движения жидкости: А= 50,235- для ламинарного движения; А= 0,297- для турбулентного движения; ν- средняя вязкость жидкости, м²/с; а- показатель степени; а=1- для ламинарного режима; а=0,25- для турбулентного режима.

Подставляя (3.7) в (3.6), получаем

$$N = Q r_{\text{ж}} g H \left(1 + A_1 \frac{n^a Q^{2-a}}{d^{5-a}} \right), \quad (3.8)$$

где числовой коэффициент

$$A_1 = 0,811 A / g. \quad (3.9)$$

ЗАДАЧА 3.1. Рассчитать забойное давление фонтанирования за счет гидростатического напора пласта для следующих условий: дебит скважины $Q = 105 \text{ м}^3/\text{сут}$; глубина скважины $L_c = H = 867 \text{ м}$; давление насыщения $p_{\text{нас}} = 2,4 \text{ МПа}$; средняя плотность нефти в скважине $\rho_n = 851 \text{ кг/м}^3$; средняя вязкость $\nu_n = 3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$; внутренний диаметр НКТ $d = 0,0503 \text{ м}$

Решение. Определяем режим движения нефти в НКТ. Рассчитываем предварительно число Рейнольдса

$$Re = 4Q / (\rho n d) \quad (3.10)$$

или

$$Re = \frac{4 \times 105}{3,14 \times 0,0503 \times 851 \times 10^{-6}} = 10259$$

Так как $10259 > 2320$, то режим движения турбулентный. Вычисляем по формуле (3.7):

$$I = 0,297 \frac{(3 \times 10^{-6})^{0,25} \times (0,0503)^{0,25}}{(105/86400)^{0,25}} = 0,03135$$

Рассчитываем по (3.1) забойное давление фонтанирования

$$p_{\text{заб}} = 851 \times 9,81 \times 867 + 0,811 \times 0,03135 \times 851 \times 867 \times \frac{105}{86400} \times \frac{1}{(0,0503)^5} + 2,4 \times 10^6 = 9,724 \text{ МПа}$$

Варианты расчета фонтанирования за счет гидростатического напора пласта

Параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Глубина скважины, м	887	870	885	867	880	875	879	896	878	872
Давление насыщения, МПа	2,3	2,5	2,3	2,4	2,6	2,5	2,3	2,4	2,3	2,5
Дебит скважины, м ³ /сут	103	100	105	101	103	105	100	102	104	101
Средняя плотность нефти в скважине, кг/м ³	845	830	840	843	850	836	848	851	850	846

Вопросы к практическому занятию

1. За счет чего осуществляется фонтанирование скважин?
2. Какое условие должно соблюдаться при фонтанировании за счет гидростатического напора пласта?

Практическое занятие 4

Расчет минимального забойного давления фонтанирования

Теоретическая часть

Процесс фонтанирования за счет растворенного газа, выделяющегося из нефти, возможен только при определенном соотношении удельного объема свободного газа в подъемнике, называемого эффективно действующим газовым фактором $G_{эф}$, и удельного объема газа, потребного для работы подъемника на оптимальном режиме $R_{опт}$, которое записывается в следующем виде:

$$G_{эф} \geq R_{опт}, \quad (4.1)$$

В реальных условиях нефтяных промыслов процесс фонтанирования можно осуществить при следующих условиях:

$$P_{заб} \geq P_{нас}, \quad (4.2)$$

$$P_{заб} \geq P_{нас}, \quad (4.3)$$

1. Рассмотрим случай фонтанирования при соблюдении условия (4.2). Эффективно действующий газовый фактор (в м³/т) при этом вычисляется по формуле

$$G_{эф} = \frac{G_0}{\alpha} - 10^3 \frac{a}{r_{нд}} \frac{(P_{заб} + P_y)}{2} \frac{\dot{U}}{\dot{U}_0} (1 - b), \quad (4.4)$$

где α - средний коэффициент растворимости газа в нефти, 1/МПа.

Условие фонтанирования в этом случае записывается в виде

$$\frac{G_0}{\rho_{\text{ж}}} - 10^3 \frac{a}{r_{\text{нд}}} \frac{(p_{\text{заб}} + p_y)}{2} (1 - b)^3 \frac{1,227 \times 10^{-2} H_{\text{б}} (r_{\text{ж}} g H_{\text{б}} - p_{\text{заб}} + p_y)}{d^{0,5} (p_{\text{заб}} - p_y) \lg \frac{p_{\text{заб}}}{p_y}}, \quad (4.5)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ - плотность жидкости (нефти) в подъемнике, кг/м³; $H_{\text{б}}$ - глубина спуска колонны НКТ (башмака) в скважину, м.

Глубина спуска НКТ принимается равной глубине скважины

$$H_{\text{б}} = L_c, \quad (4.6)$$

2. Для случая, когда соблюдается условие (4.3), эффективно действующий газовый фактор

$$G_{\text{эф}} = \frac{1}{2} (G_0 - 10^3 a \frac{p_y}{r_{\text{нд}}}) (1 - B), \quad (4.7)$$

а условия фонтанирования

$$\frac{1}{2} (G_0 - 10^3 a \frac{p_y}{r_{\text{нд}}}) (1 - B)^3 \frac{1,227 \times 10^{-2} H_{\text{б}} (r_{\text{ж}} g H_{\text{б}} - p_{\text{нас}} + p_y)}{d^{0,5} (p_{\text{нас}} - p_y) \lg \frac{p_{\text{нас}}}{p_y}}, \quad (4.8)$$

где $H_{\text{б}}$ - глубина спуска колонны НКТ (башмака), вычисляемая по формуле

$$H_{\text{б}} = L_c - (p_{\text{заб}} - p_{\text{нас}}) / (r_{\text{ж}} g), \quad (4.9)$$

$r_{\text{ж}}$ - плотность жидкости (нефти) в интервале от забоя скважины до башмака НКТ, кг/м³.

Средний коэффициент растворимости

$$a = \frac{G_0 r_{\text{нд}}}{10^3 (p_{\text{нас}} - 0,1)}, \quad (4.10)$$

Для случая $p_{\text{заб}} \geq p_{\text{нас}}$ можно рассчитать из (4.8) максимальную глубину спуска колонны НКТ (башмака) $H_{\text{бmax}}$, где давление равно $p_{\text{нас}}$:

$$H_{\text{бmax}} = 0,5 \left(h + \sqrt{h^2 + 326,03 h G_{\text{эф}} d^{0,5} \lg \frac{p_{\text{нас}}}{p_y}} \right), \quad (4.11)$$

где

$$h = (p_{\text{нас}} - p_y) / (r_{\text{жс}} g), \quad (4.12)$$

Зная $H_{\text{бmax}}$, можно из (4.9) рассчитать минимальное забойное давление фонтанирования

$$p_{\text{заб min}} = p_{\text{нас}} + (L_c - H_{\text{б max}}) r_{\text{жс}} g, \quad (4.13)$$

ЗАДАЧА 4.1. Рассчитать минимальное забойное давление фонтанирования для следующих условий : глубина скважины $L_c = 1695$ м; внутренний диаметр НКТ $d = 0,0503$ м; давление насыщения $p_{\text{нас}} = 7,5$ МПа; давление на устье $p_y = 0,4$ МПа; газовый фактор $G_0 = 80$ м³/т; плотность пластовой нефти $\rho_{\text{пл}} = 775$ кг/м³; плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{нд}} = 827$ кг/м³. Скважина безводная. Забойное давление больше давления насыщения.

Решение. Рассчитываем по (4.10) средний коэффициент растворимости

$$a = \frac{80 \times 827}{10^3 (7,5 - 0,1)} = 8,94 \text{ 1/МПа}$$

Вычисляем по (4.7) эффективно действующий газовый фактор

$$G_{\text{эф}} = \frac{1}{2} (80 - 10^3 \times 8,94 \times \frac{0,4}{827}) \approx 37,8 \text{ м}^3/\text{т}$$

Прежде, чем вычислить величину h по (4.12), рассчитываем среднюю плотность нефти в подъемнике

$$\bar{r}_n = \frac{r_{\text{пл}} + r_{\text{нд}}}{2} = \frac{775 + 827}{2} = 801 \text{ кг/м}^3$$

Вычисляем h :

$$h = \frac{(7,5 - 0,4) \times 10^6}{801 \times 8,81} = 903,6 \text{ м}$$

Вычисляем по (4.11) $H_{\text{бmax}}$:

$$H_{\text{б max}} = 0,5(903,6 + \sqrt{903,6^2 + 326,03 \times 903,6 \times 37,8 \times 0,0503^{0,5} \lg \frac{7,5}{0,4}}) = 1451 \text{ м}$$

Минимальное забойное давление фонтанирования рассчитываем по (4.13),

принимая $r_{\text{жс}} = r_{\text{пл}}$:

$$p_{\text{заб min}} = 7,5 + (1695 - 1451)775 \times 0,81 \times 10^{-6} = 9,35 \text{ МПа}$$

Таким образом, для условий данной задачи минимальное забойное давление фонтанирования равно 9,35 МПа

Варианты расчета фонтанирования за счет гидростатического напора пласта

Параметры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Глубина скважины, м	1700	1705	1710	1715	1720	1725	1730	1735	1740	1745
Давление насыщения, МПа	7	7,3	7,1	6,8	7,4	6,9	7,2	7,5	7	7,6
Давление на устье, МПа	0,5	0,4	0,5	0,6	0,4	0,3	0,6	0,4	0,3	0,5
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	777	775	769	778	780	774	770	776	782	768
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	833	816	820	831	823	835	825	836	824	830

Вопросы к практическому занятию

1. Дайте определение давлению насыщения.
2. Дайте определение газовому фактору.

Практическое занятие 5

Системы разработки шельфовых месторождений

Все доступные средства разработки месторождений и добычи нефти и газа на глубине около 300 м и более четко подразделяются на три группы: системы, закрепленные на дне моря, швартуемые и привязанные плавучие системы, а также подводные добычные системы (рисунок 5.1).

Рисунок 5.1 - Варианты систем разработки глубоководных скважин

Системы, закрепленные на дне моря

Такие конструкции опираются непосредственно на морское дно и крепятся за счет своего веса либо с помощью стальных опор, упирающихся одним торцом в морское дно, другим - в платформу. В эту группу входят несколько типов платформ.

Стационарные платформы. Состоят из опорного блока решетчатого типа и палуб. Блок представляет собой высокую вертикальную секцию, составленную из стальных труб и с помощью свай закрепленную на морском дне. Сверху конструкции располагается добычное оборудование, жилые и служебные помещения команды, а также буровые установки.

Гибкие платформы. Аналогично стационарным, состоят из трубных элементов и закреплены на морском дне с помощью свай, поддерживающих палубу. Предполагается, что гибкие платформы могут выдержать большие отклонения от вертикали, чем более массивные стационарные платформы.

Гравитационные платформы. Сконструированы из железобетона. Они остаются на месте исключительно за счет собственного веса. Используются до глубин 1000 фут. (300 м), однако со временем в связи с риском сползания требуют наличия особо твердых донных пород.

Плавучие системы

Такие системы включают в себя платформы с натяжным вертикальным якорным креплением, плавучие нефтедобычные системы, штанговые платформы, а также плавучие установки для добычи, хранения и отгрузки нефти. Для того чтобы любая из этих платформ оставалась на месте и была связана со скважиной на дне, ее необходимо швартовать с помощью натяжных или проволочных канатов и цепей.

Платформы с натяжным вертикальным якорным креплением (tension leg platforms, TLP). Эта платформа представляет собой дрейфующее основание, состоящее из плавучих колонн и понтонов. Стальные штанги удерживают его чуть ниже естественного уровня погружения, поэтому канаты натягиваются и не дают платформе сдвинуться с места. Тем не менее платформа слегка меняет местоположение во время штормов. Обычно такие платформы оснащены надводной фонтанной арматурой, но используется и подводное оборудование. Аналогично стационарным системам, платформы с натяжным креплением позволяют бурить скважину непосредственно с палубы. Для добычи не меньшей глубине используется уменьшенная модификация TLP.

Штанговые платформы. У этого типа платформ плавучесть достигается с помощью больших цилиндров, находящихся на дне моря, что позволяет удерживать платформу на месте. Швартовка платформы требует от 8 до 16 проволочных или синтетических канатов и цепей. За счет огромной массы штанговые платформы практически не испытывают вертикальной качки даже при штормах, однако могут немного смещаться под действием ветров и течений. Как для предыдущего типа, здесь используют преимущественно надводную арматуру, однако встречаются и подводные системы, обычно на глубоководных участках.

Плавучие нефтедобычные системы (floating production systems, FPS). Это суда и платформы с натяжным креплением, либо полупогружные основания, на которых установлено добычное оборудование. Они удерживаются на месте с помощью проволочных или синтетических каналов. Так как они довольно интенсивно двигаются как в горизонтальной, так и в вертикальной плоскости, то не допускают ни установку надводного оборудования, ни бурение. Значительная подвижность в штормящих морях и бурных течениях требует специального оборудования и трубопроводов, которые способствовали бы доставке газа или нефти от устья скважины на дне вверх, на платформу, где расположено добычное оборудование.

Плавучие установки для добычи, хранения и отгрузки нефти (floating platform, storage, and offloading, FPSO) - это крупные суда, специализированные либо реконструированные из танкеров. Швартуются с помощью канатов и цепей. Так же как и плавучие нефтедобычные системы, они непригодны для бурения, а лишь добывают нефть из подводных скважин и хранят большие объемы нефти для последующей транспортировки с помощью танкеров снабжения. Их модификацией являются плавучие нефтеналивные хранилища (ПНХ), которые получают нефть с расположенных неподалеку добычных платформ (обычно FPS) и хранят ее,

дожидаясь танкеров снабжения. Система, включающая FPS и ПНХ, аналогична FPSO. Для нефтедобывающих оснований такого типа глубина воды роли не играет

Подводные добычные системы

Такая система включает одно или несколько устьев скважин на морском дне, которые напрямую связаны с платформой или с подводным манифольдом (обвязкой арматур куста скважин). Соединения в такой системе - это трубопроводы, ведущие к стационарной либо плавучей платформе, которая может быть расположена в нескольких километрах от места добычи. Также не имеют ограничений по глубине.

Выбор системы разработки

Выбор подходящих систем разработки предполагает оценку стандартных физических условий добычи: глубины моря, строения коллектора и его расположения, доступности транспортировки (отдельно) нефти и газа.

Глубина моря. Глубина моря является решающим фактором в выборе системы разработки. Приблизительные значения максимальной глубины для каждого из возможных типов платформ приведены ниже:

Стационарные платформы.....	до 460 м
Гравитационные платформы.....	300 м
Гибкие платформы.....	910 м
Платформы с натяжным вертикальным якорным креплением (TLP).....	1500 м
Штанговые платформы.....	2290 м
Плавучие нефтедобычные системы (FPS).....	Неограниченно
Подводные добычные системы.....	Неограниченно

Транспортировка нефти. И в Мексиканском заливе, и в Северном море уже установлена сеть трубопроводов. Иногда стоимость прокладки нового трубопровода настолько высока, что принуждает использовать

плавучие добычные платформы с нефтехранилищем, установленным на основании или дрейфующим неподалеку. В таких случаях требуется ПНХ, а лучше FSPO, как например, в удаленных районах Западной Африки, западных Шетлендских или Фарерских островах, где нет никакой трубопроводной инфраструктуры.

Утилизация газа. Наличие газа может быть как положительным, так и отрицательным фактором при выборе системы разработки. Если в нефти присутствует растворенный природный газ, то сжигание газа не решает проблему. Практически любое законодательство, регулирующее морскую добычу нефти, запрещает или ограничивает продолжительное сжигание попутного газа. Газ является положительным фактором, если вблизи месторождения имеется газопровод. В таком случае наиболее благоприятным оказывается вариант, когда в коллекторе преобладает газ, а жидкость присутствует лишь в незначительных количествах.

Газ без проблем проходит по трубопроводам большие расстояния с минимальной потерей давления. Если газ попутный и добыча нефти рентабельна, газ можно повторно закачать обратно (репрессировать) в тот коллектор, откуда он был получен, либо в другой подходящий коллектор. Для репрессии газа в коллекторы преимущественно используются компрессоры, расположенные на добычной платформе. В некоторых случаях, когда попутного газа мало, он может полностью расходоваться на нужды платформы: производство электроэнергии для насосов, компрессоров, тепла и света.

Доступность коллектора. Зачастую процесс разработки затрагивает одновременно несколько коллекторов. Тогда доступность различных коллекторов может определять и выбор подходящей схемы. Если они расположены неподалеку (на расстоянии не более трех километров), полезным оказывается направленное бурение из одной точки. Чтобы облегчить добычу, каждую скважину можно оснастить надводным оборудованием на единой добычной платформе. Здесь удобно использовать

стационарную платформу, TLP, штанговую или гибкую платформу, однако не исключена и разработка с помощью подводной добычной арматуры. Если же коллекторы находятся на большом расстоянии, более разумным будет задействовать стационарную платформу или плавучее основание, к которому скважины подсоединены с помощью трубопроводов. Как только на некоторой территории начинается разведка, обычно появляются разные сочетания надводной и подводной арматуры.

Вопросы к практическому занятию

1. Системы, закрепленные на дне моря.
2. Подводные добычные системы.
3. Выбор системы разработки.

КОНСТРУКЦИЯ ТРУБОПРОВОДА

Чем дальше от устья скважины соединяются потоки, тем больше диаметр используемой трубы. Естественно, трубопроводы проектируются в расчете на ожидаемое давление и скорость потока. Диаметр соединителей может составлять всего 10 см, однако обычно он варьирует от 15 до 30 см. На глубоководье чаще всего используют трубопроводы диаметром от 30 до 70 см. Для того чтобы выдерживать необходимое давление, толщина стенок самой трубы должна быть 1,2 - 4,5 см.

Температура водной толщи океана составляет от -1 до 1,5 °C. В случае обычной стальной трубы вода быстро отберет тепло у нефти или газа, и при таком холодном окружении в газопроводе начнется образование гидратов, а в нефтепроводе будут конденсироваться твердые парафины, которые могут засорить линию. Закупорка трубопровода представляет собой настоящее бедствие для бригады нефтяников, которая находится выше 500-3000 м. Чтобы избежать этого, большую часть трубопроводов покрывают изолирующими материалами, сохраняющими тепло (кроме того, для предотвращения закупорки трубопровода в скважину можно подавать специальные присадки).

Отгрузочные нефте- и газопроводы обычно не изолируют. При подготовке газа на платформе происходит его осушка, при этом пары воды, которые являются причиной образования гидратов, удаляют. Стенки нефтепроводов необходимо периодически очищать от отложений твердого парафина.

В качестве альтернативы внешней изоляции применяют еще схему "труба-в-трубе". В этом случае трубу диаметром 30 см заключают в трубу большего диаметра, например, 45 см. Кольцевое пространство между трубами заполняют высококачественным изолирующим материалом - получается что-то вроде термоса. При обычной внешней изоляции нарушение ее целостности в процессе монтажа открывает холодные участки, что может привести к закупорке трубы. Технология "труба-в-трубе"

позволяет избежать данной опасности.

Несмотря на то что большую часть обычных и промысловых трубопроводов изготавливают из стали, возможно использование и гибких труб из спирально закрученной металлической проволоки, вплетенной в слои термопласта. Каждый слой выполняет свою функцию (рис. 6.1). Гибкие трубопроводы превосходно гнутся и часто применяются там, где стальная труба оказывается слишком жесткой.



Рисунок 6.1 - Конструкция гибкого трубопровода

При прокладке трубопровода вес трубы, которую опускают с кормы баржи-трубокладчика на дно моря, полностью переходит на баржу. Представим себе 60 см стальную трубу с толщиной стенок 2,5 см. Один метр этой трубы на палубе баржи весит около 370 кг, а в воде, заполненный воздухом, а не водой. Таким образом, эффект плавучести создает силу, направленную вверх.

Предположим, что трубу укладывают на глубине 910 м, тогда корма

баржи должна выдерживать 67,5 т веса, а на самом деле и больше, так как длина трубы от баржи-трубоукладчика до точки касания дна превышает глубину воды (рис. 6.2). Если труба неожиданно наполняется водой в результате изгиба или иного происшествия, нагрузка на систему внезапно подскакивает до 337,5 т, что может привести к потере трубы или повреждению баржи-трубоукладчика. Еще хуже, если глубина моря составляет 3000м. В этом случае, если нет возможности быстрого отсоединения трубы, баржа оказывается в опасном положении. Поэтому прокладка труб должна проходить под постоянным контролем их состояния, чтобы обеспечить структурную целостность трубопровода.

Когда трубопровод уже лежит на морском дне, требуется дополнительная сила, направленная вниз, чтобы помешать ему всплыть. Вес стальной трубы увеличивается за счет нефти, которая все же значительно тяжелее воздуха, но не за счет газа. В зависимости от диаметра трубопровода может потребоваться дополнительный груз, чтобы удержать трубопровод на месте. На мелководных участках наиболее экономичным способом увеличения веса трубы служит бетонное покрытие. На глубоководье эта задача может быть решена за счет значительной толщины стенок трубы, которая требуется для того чтобы выдерживать гидростатическое давление.

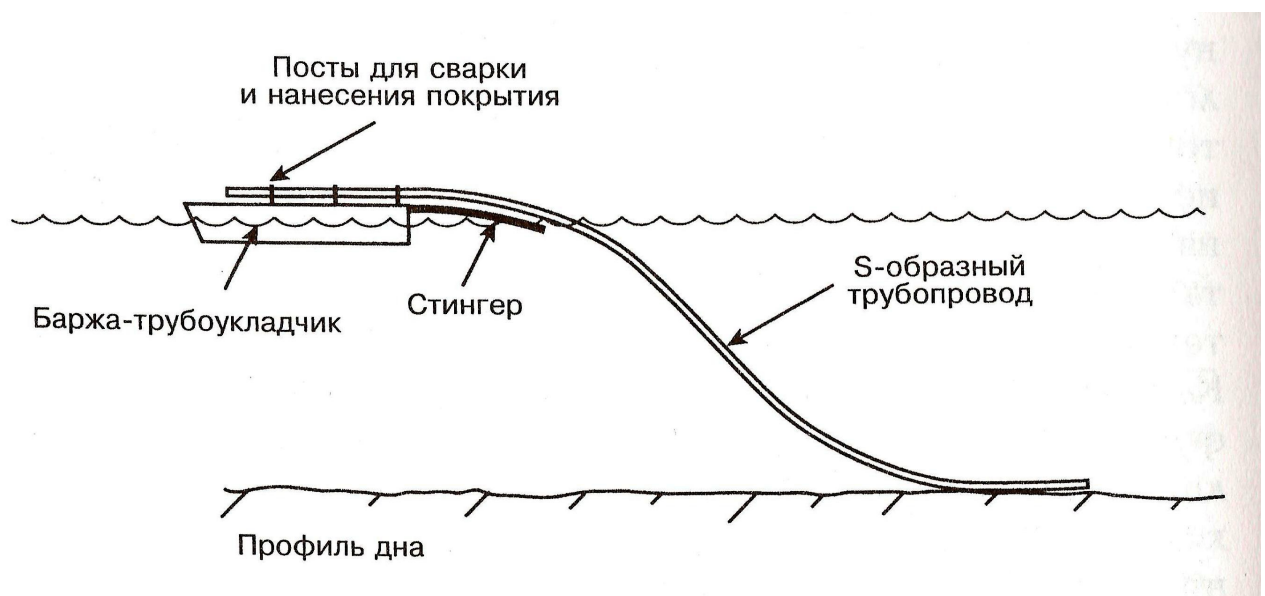


Рисунок 6.2 - Прокладка глубоководного трубопровода по S - образной кривой

ПРОКЛАДКА ТРУБОПРОВОДА

Соединители, обычно имеющие небольшую длину и массу 10-20 т, доставляют на баржу готовыми и спускают под воду с помощью кранов и лебедок, установленных на палубе баржи, и подводных дистанционно-управляемых аппаратов. Такие аппараты позволяют проводить осмотр для выбора маршрута, разведку в ходе укладки трубопроводов, а также помогают соединить части труб.

Обычные и промысловые трубопроводы тянутся на многие километры и требуют использования специализированных судов-трубоукладчиков. Прокладка километров труб на глубине тысяч метров начинается со сварки отрезков размером 12-72 м. На первый взгляд может показаться, что длинная стальная труба не обладает достаточной гибкостью, но на самом деле это не так. В то время как труба длиной 12 м практически негибка, незакрепленная труба длиной 1500 м и толщиной 60 см провисает. Чтобы выгодно использовать плавучесть и гибкость труб, разработано четыре технологии прокладки трубопроводов: по S-образной и J-образной кривой, баржей-трубоукладчиком с барабаном и с помощью буксира.

Прокладка трубопровода по S-образной кривой

На палубе судна для прокладки трубопровода по S-образной кривой находятся несколько сварочных постов. Они расположены в местах, защищенных от дождя и ветра, и предназначены для сварки 12 и 24 м отрезков изолированной трубы. По мере движения судна трубу опускают в воду, где она сгибается вниз до тех пор, пока не достигнет точки касания дна, после чего ее форма напоминает латинскую букву S (рис. 6.3).

Для регулирования степени изгиба трубы по мере ее спуска к корме баржи присоединен *стингер* - длинная стальная структура, на которую опирается труба. Стингеры могут достигать в длину 90 м. На некоторых баржах установлены складные стингеры, что позволяет менять их размер,

регулируя таким образом траекторию спуска трубы. Благодаря данной конструкции баржи для S-образной прокладки приобретают необходимую гибкость для работы на разной глубине: от небольшой до весьма значительной.

Двойной изгиб трубы в форме буквы S требует точного управления положением баржи относительно точки касания дна. Уровень натяжения трубы должен быть тщательно подобран, в противном случае возможно ее повреждение.

Трубы, материалы для монтажа, сварки и нанесения покрытия подвозят на транспортных баржах по ходу работ. Баржи для S-образной прокладки трубопровода способны ежедневно укладывать 6 км труб. Применение этого метода возможно по крайней мере до глубины 2000 м.

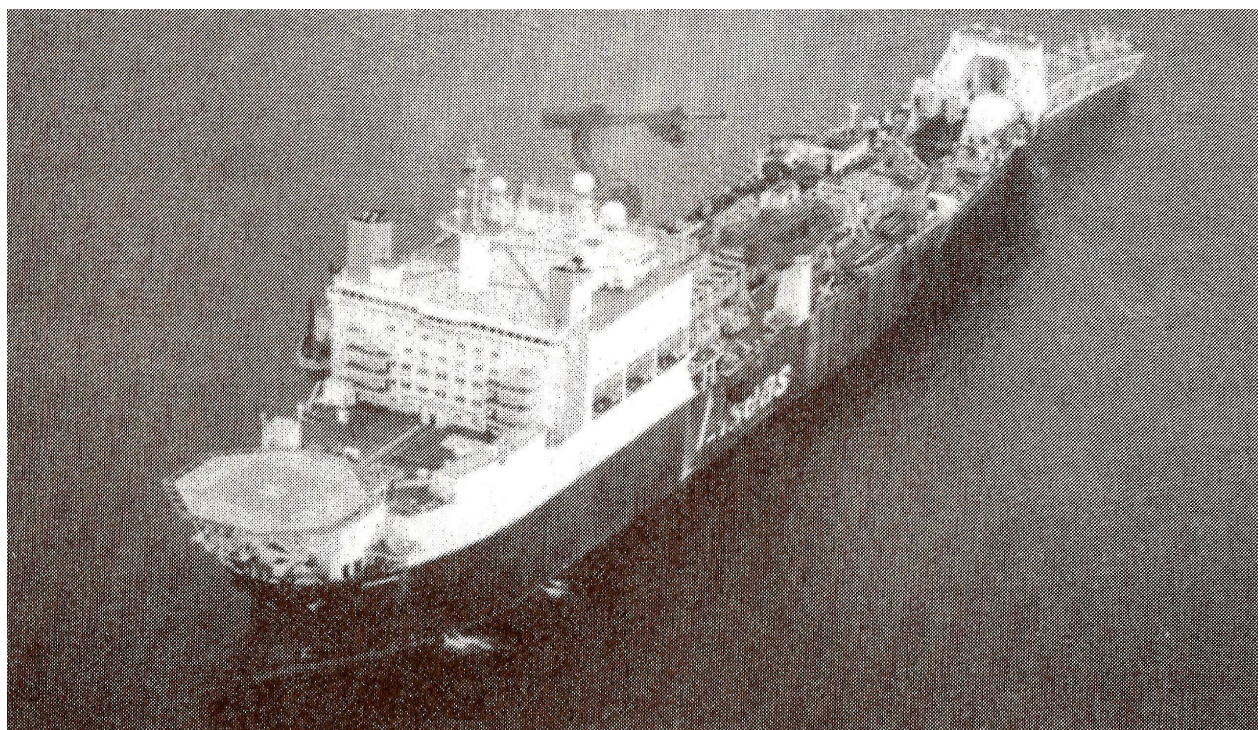


Рисунок 6.3 - Баржа "Solitaire" для S-образной прокладки труб

На рисунке 6.3 показано судно-трубоукладчик мирового класса, готовое к спуску в воду трубы по S-образной кривой. Это судно под названием "Solitaire" принадлежит компании Allseas. Оно имеет длину 300 м,

не считая стингера. На судне могут разместиться 420 человек. На барже установлены два крана для перегрузки труб, два устройства для соединения плетей труб из отрезков длиной 12 м, семь сварочных постов, пункт контроля качества и два пункта для нанесения покрытия. Баржа может компенсировать нагрузку на трубопровод до 580 т, прокладывать трубы диаметром от 5 см до 1,5 м и перевозить запас труб массой до 15 тыс. т, что позволяет прокладывать километры трубопровода без дополнительной загрузки судна.

Прокладка трубопровода по J-образной кривой

Для того чтобы избежать ряда проблем, связанных с S-образной прокладкой, таких как высокая растягивающая нагрузка, прямая тяга и двойной перегиб трубы, при прокладке трубопровода по J-образной кривой трубы опускают практически вертикально вплоть до точки касания. После этого труба принимает расчетную форму латинской буквы "J". Баржи для J-образной прокладки трубопровода оснащены вышкой, расположенной на корме или над бортом, где трубы хранят, монтируют и сваривают, а также наносят на них покрытие, прежде чем опустить в воду. Наличие вышки означает, что в реальности можно использовать лишь один сварочный пост, поэтому трубы поставляют на баржу в виде длинных предварительно сваренных элементов, каждый длиной до 72 м.

Вследствие более простого профиля трубы J-образная прокладка может быть использована на большей глубине, чем S-образная. В ходе прокладки трубопровод может выдерживать без деформации более значительные колебания баржи и более сильные подводные течения. На рисунке 6.4 показана система J-образной прокладки труб, установленная на большом крановом судне.

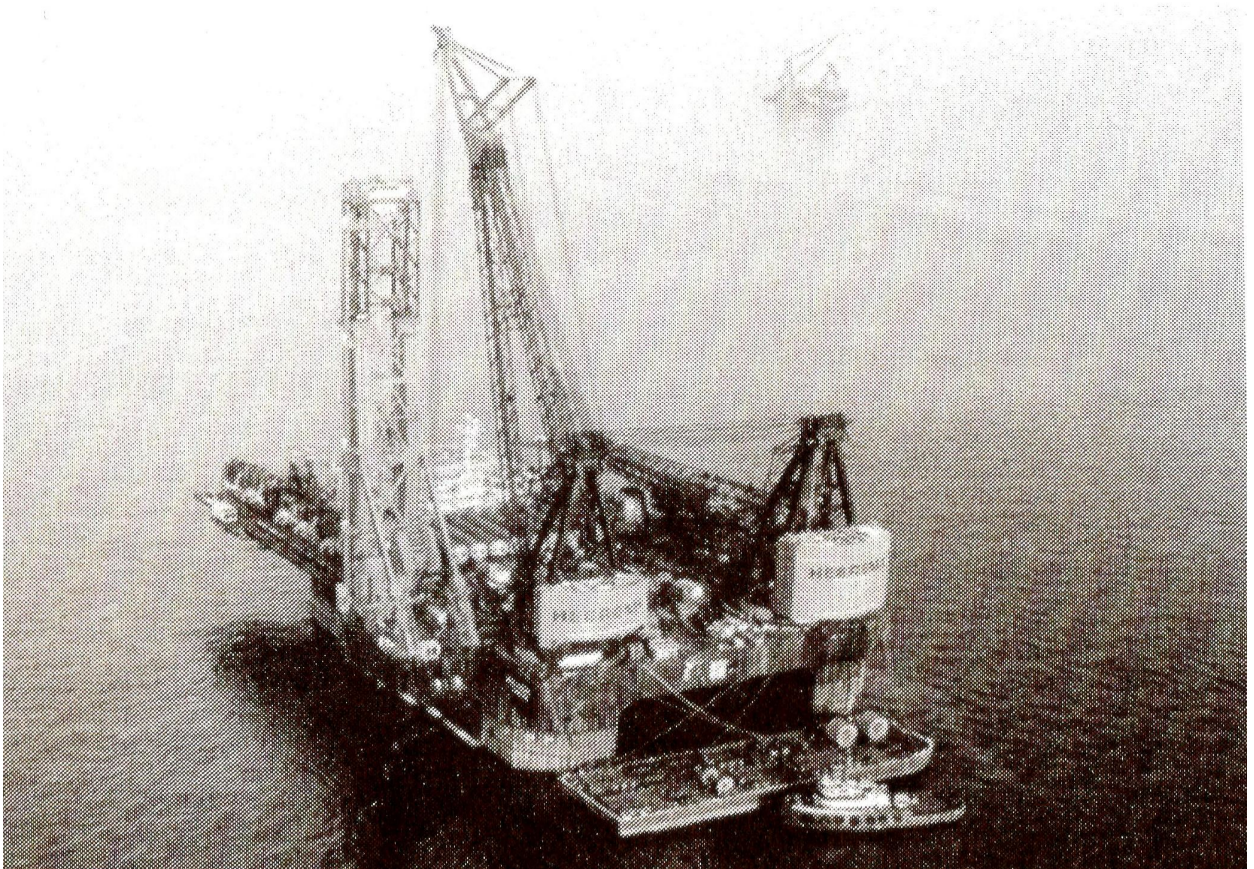


Рисунок 6.4 - Вышка для J-образной прокладки на крановом судне "Baider"

Баржа - трубоукладчик с барабаном

Одни барабаны вращаются в горизонтальной плоскости, а другие - в вертикальной (рис.6.5). Горизонтальные барабаны позволяют прокладывать трубы S-образной конфигурации, вертикальные по большей части используют для J-образной укладки, но S-образная конфигурация при этом также возможна.

В этом случае большая часть сварочных и изоляционных работ с трубами проводится на суше, где стоимость работ гораздо ниже. Для таких операций требуются участки значительного размера и большие доки (рис.6.6). На рисунке изображен трубоукладчик с барабаном, готовый к погрузке предварительно сваренных трубных элементов, которые лежат на берегу.

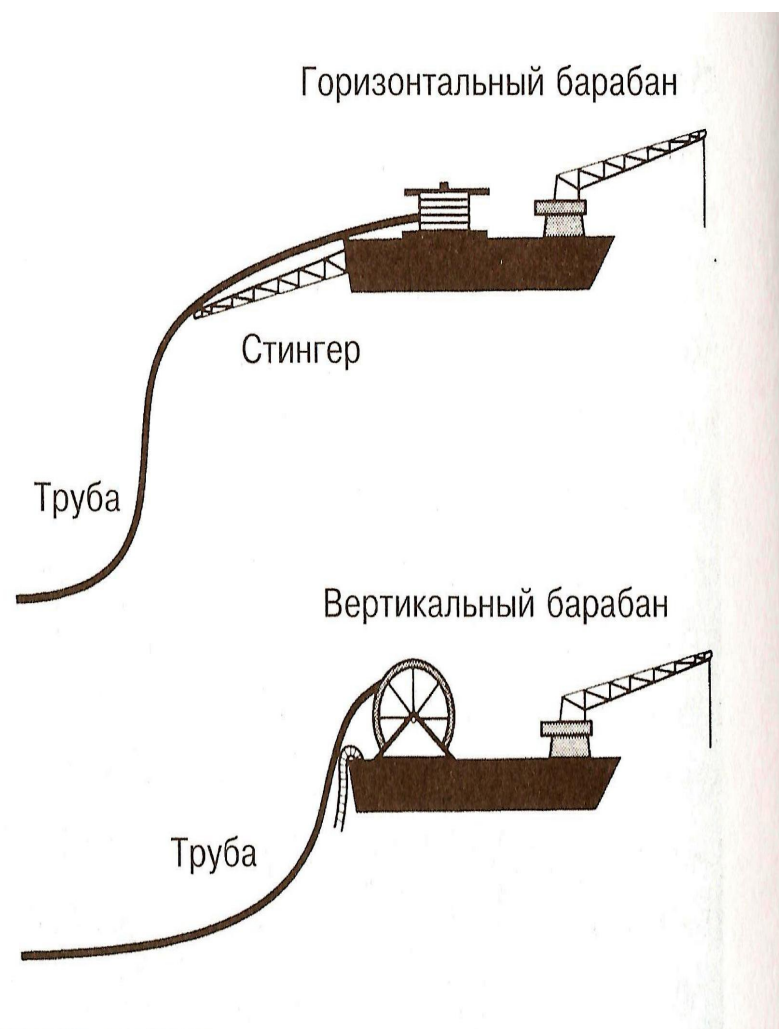


Рисунок 6.5 - Баржи-трубоукладчики с вертикальным и горизонтальным барабаном

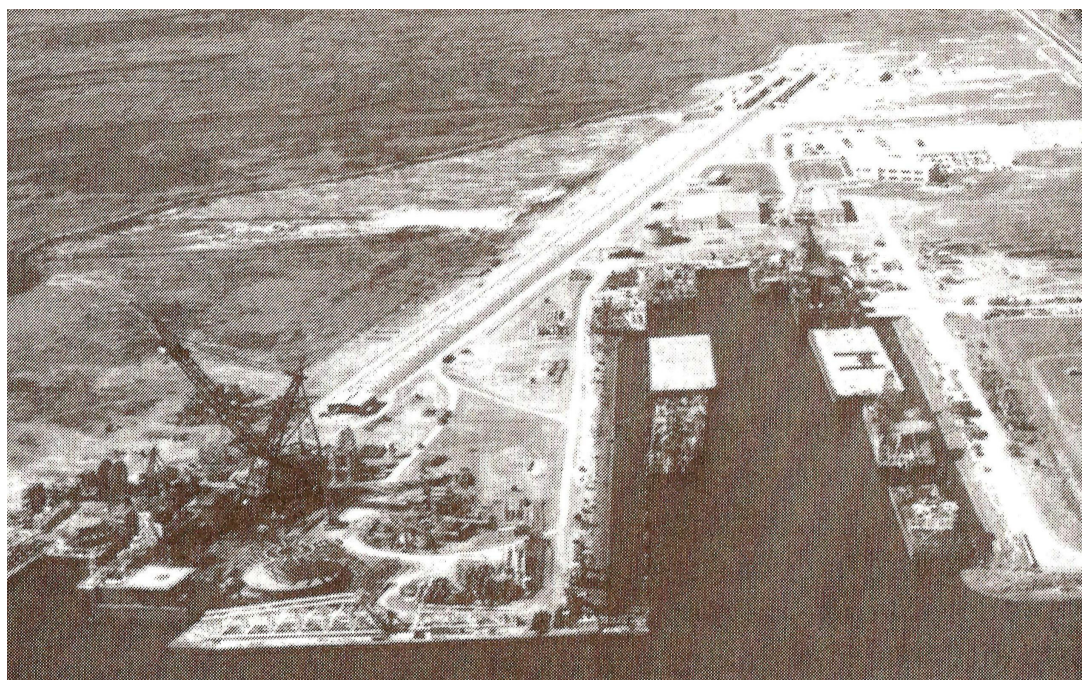


Рисунок 6.6 - Трубоукладчик с барабаном в доке

На рисунке 6.7 показана баржа "Hercules" компании Global Industries, прокладывающая трубопровод в Мексиканском заливе.

Длина трубы, которую можно намотать на барабан, зависит от ее диаметра. Например, на барабан можно намотать более 9 тыс. м трубы диаметром 15,2 см - такую трубу применяют в некоторых промысловых трубопроводах. Трубу диаметром 45 см также можно намотать, однако ее длина будет значительно меньше. Некоторые трубоукладчики оснащены кранами, которые позволяют перемещать загруженные барабаны с барж снабжения на укладчик и возвращать пустые. В противном случае барже-укладчику приходится для такой замены возвращаться на берег. Если строительство трубопровода осуществляется далеко от пункта снабжения, эта операция занимает много времени и прерывает весь процесс.

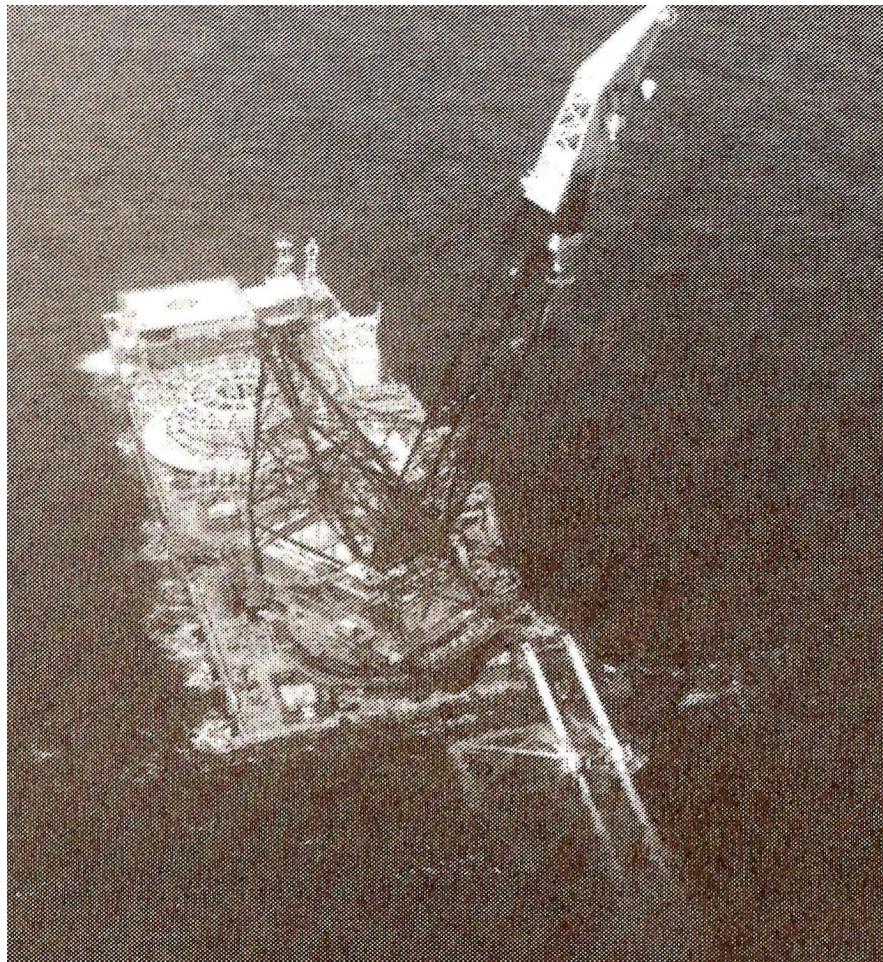


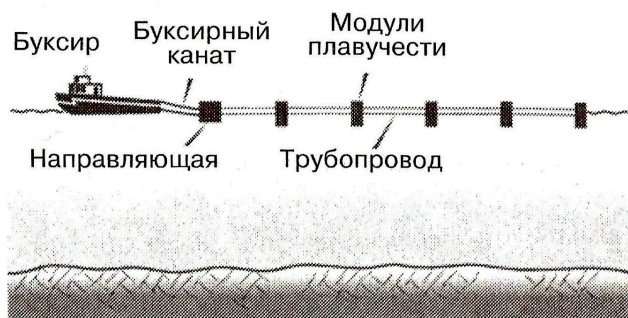
Рисунок 6.7 - Баржа-трубоукладчик с барабаном "Hercules" в процессе сооружения трубопровода

Буксиры-трубоукладчики

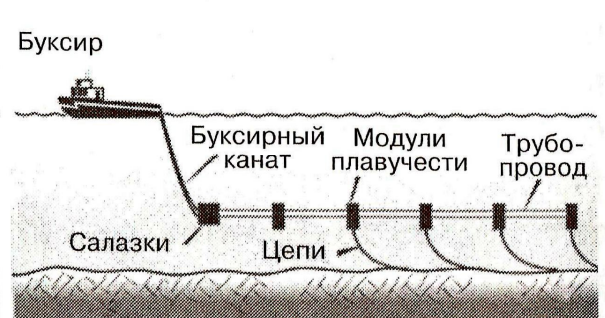
Существуют четыре различные технологии сооружения трубопровода с помощью буксировки (рис. 6.8). При *поверхностной буксировке* к трубопроводу прикрепляют модули плавучести, чтобы удерживать его на поверхности воды. Так как трубопровод имеет большую длину, для его транспортировки на точку необходима два буксира. По прибытии модули плавучести осторожно отсоединяют или заполняют водой, и в результате трубопровод опускается на морское дно.

При *буксировке на одинаковом расстоянии от поверхности и дна моря* требуется меньше модулей плавучести. И глубина погружения, и форма трубопровода регулируются скоростью движения буксира. В этом варианте, когда буксир прекращает движение, трубопровод опускается на дно сам по себе.

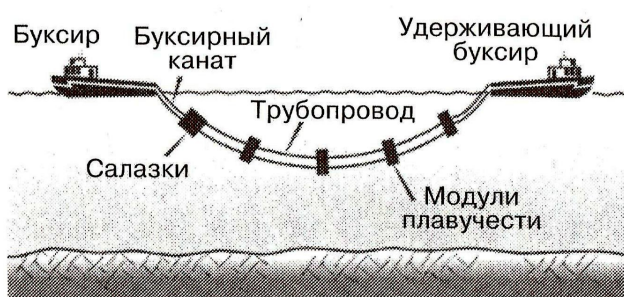
Поверхностная буксировка



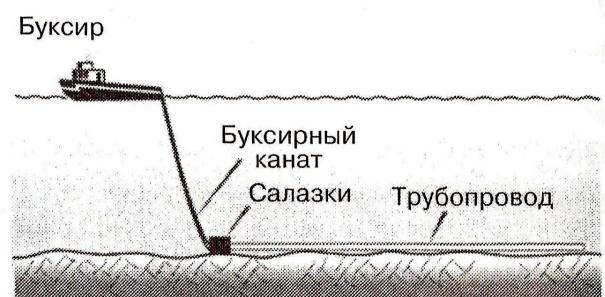
Буксировка вдоль дна



Буксировка на одинаковом расстоянии от поверхности и дна моря



Донная буксировка



В третьем варианте, называемом *буксировкой вдоль дна*, помимо модулей плавучести используют также дополнительные утяжеляющие элементы веса в виде цепей, которые заставляют трубопровод опуститься почти до дна. Однако, когда цепи касаются дна, их вес уменьшается, и уже модули плавучести поддерживают трубы на заданном расстоянии от дна. По прибытии на точку модули удаляют, а трубопровод опускается на морское дно.

Последняя технология - *донная буксировка*. В этом случае трубопровод опускают вниз (или специально затапливают), после чего его волоком продвигают по морскому дну. Такая технология используется преимущественно при мягкой и ровной поверхности дна и только на мелководье.

Все эти методы подразумевают, что на концах трубопровода находятся специальные устройства, которые часто называют салазками и которые позволяют соединить один конец трубы с подводным манифольдом, а другой- с вертикальной секцией трубопровода (стояком) с помощью соединителя.

Вопросы к практическому занятию

1. Конструкция трубопровода.
2. Прокладка трубопровода.
3. Буксиры-трубоукладчики.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по организации и проведению самостоятельной работы
по дисциплине «СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ»

для студентов направления подготовки /специальности

21.04.01 Нефтегазовое дело

Направленность (профиль)/специализация Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных
горно-геологических условиях

Ставрополь, 2026

ВВЕДЕНИЕ

Современные стандарты подготовки магистров предусматривают значительный объем внеаудиторной работы. Освоение программы курса предполагает получение как теоретических знаний, так и формирование навыков практической работы. Поэтому самостоятельная работа в рамках курса ориентирована как на теоретический, так и на практический аспект.

Самостоятельная работа студентов – это выполнение теоретических и практических заданий студентами по усвоению изучаемой дисциплины «СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ».

Дидактические цели самостоятельных занятий:

- формирование профессиональных умений;
- формирование умений и навыков самостоятельного умственного труда;
- мотивирование регулярной целенаправленной работы по освоению специальности;
- развитие самостоятельности мышления;
- формирование убежденности, волевых черт характера, способности к самоорганизации;
- овладение технологическим учебным инструментом.

Самостоятельная работа включает те разделы курса, которые не получили достаточного освещения на лекциях по причине ограниченности лекционного времени и большого объема изучаемого материала.

Методическое обеспечение самостоятельной работы дисциплине состоит из:

- 1) Определения учебных вопросов, которые студенты должны изучить самостоятельно;
- 2) Подбора необходимой учебной литературы, обязательной для проработки и изучения;
- 3) Поиска дополнительной научной литературы, к которой студенты могут обращаться по желанию, если у них возникает интерес в

данной теме;

4) Определения контрольных вопросы, позволяющих студентам самостоятельно проверить качество полученных знаний;

5) Организации консультаций преподавателя со студентами для разъяснения вопросов, вызвавших у студентов затруднения при самостоятельном освоении учебного материала.

Самостоятельная работа студента – это особым образом организованная деятельность, включающая в свою структуру такие компоненты, как:

- уяснение цели и поставленной учебной задачи;
- четкое и системное планирование самостоятельной работы;
- поиск необходимой учебной и научной информации;
- освоение собственной информации и ее логическая переработка;
- использование методов исследовательской, научно-исследовательской работы для решения поставленных задач;
- выработка собственной позиции по поводу полученной задачи;
- представление, обоснование и защита полученного решения;
- проведение самоанализа и самоконтроля

Целью самостоятельной работы является закрепление и углубление знаний, полученных студентами на лекциях, подготовке к текущим практическим занятиям, промежуточным формам контроля знаний и к итоговому контролю. Целью освоения дисциплины «СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ» является формирование профессиональных компетенций будущего магистра в области обучения, воспитания и развития, соответствующих целям 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИЗУЧЕНИЮ ТЕОРЕТИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА

Самостоятельное изучение теоретического материала по дисциплине «СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ

НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ» предусмотрено на всём протяжении курса. Такая работа сопровождает лекционные и практические занятия, промежуточный и итоговый контроль, и в то же время является отдельным видом самостоятельной работы студента.

Источниками для самостоятельного изучения теоретического курса по дисциплине «СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ» выступают:

- учебники по предмету;
- курсы лекций по предмету;
- учебные пособия по отдельным темам;
- научные статьи в периодической печати и рекомендованных сборниках;
- научные монографии.

В ходе лекций раскрываются основные вопросы в рамках рассматриваемых тем, делаются акценты на наиболее сложные и интересные положения изучаемого материала, которые должны быть приняты студентами во внимание. Материалы лекций являются основой для подготовки студентов к практическим занятиям.

Работа с конспектом лекций

Просмотрите конспект сразу после занятий. Отметьте материал конспекта лекций, который вызывает затруднения для понимания. Попытайтесь найти ответы на затруднительные вопросы, используя предлагаемую литературу. Если самостоятельно не удалось разобраться в материале, сформулируйте вопросы и обратитесь на текущей консультации или на ближайшей лекции за помощью к преподавателю.

Каждую неделю отводите время для повторения пройденного материала, проверяя свои знания, умения и навыки по контрольным вопросам и тестам. Умение студентов быстро и правильно подобрать литературу, необходимую для выполнения учебных заданий и научной работы, является залогом успешного обучения. Самостоятельный подбор

литературы осуществляется при подготовке к семинарским, лабораторным занятиям, при написании курсовых работ, научных рефератов.

Выполнение СРС на занятиях с проверкой результатов преподавателем позволяет студентам усваивать изучаемый материал более глубоко, меняется отношение к лекциям, так как без понимания теории предмета, без хорошего конспекта трудно рассчитывать на успех в решении заданий. Это улучшает посещаемость как практических, так и лекционных занятий.

При подготовке к лекциям-беседам тема сообщается студентам заранее. Участники дискуссии делятся на группы по 8 человек, в течение 10—15 мин подготавливают свой вариант решения проблемы. Следующим этапом дискуссии является выступление представителей от каждой группы из 8 человек и защиты своего варианта решения. В конце общего обсуждения ведущий подводит итоги дискуссии, дает оценку совместно найденного варианта решения.

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАБОТЕ С ЛИТЕРАТУРОЙ

Изучение и анализ литературных источников является обязательным видом самостоятельной работы студентов. Изучение литературы по избранной теме имеет своей задачей проследить характер постановки и решения определенной проблемы различными авторами, аргументацию их выводов и обобщений, провести анализ и систематизировать полученный материал на основе собственного осмысления с целью выяснения современного состояния вопроса.

Проработка отобранного материала обязательно должна идти с одновременным ведением записей прочитанного и своих замечаний. Запись может иметь как форму конспекта, так и выписок, а также картотеку положений, тезисов, идей, методик, что в дальнейшем облегчит классификацию и систематизацию полученного материала. Такого рода записи являются лучшим способом накопления и первичной обработки

материал, одной из обязательных форм организации умственного труда.

Планом удобно пользоваться при подготовке к устному выступлению по выбранной теме. Каждый пункт плана должен раскрывать одну из сторон избранной темы, а весь план должен охватывать ее целиком.

Тезисы предполагают сжатое изложение основных положений текста в форме утверждения или отрицания. Они являются более совершенной формой записей и представляют основу для дискуссии. К тому же их легко запомнить.

Аннотация – краткое изложение содержания – дает общее представление о работе.

Резюме кратко характеризует выводы, главные итоги источника.

Конспект является наиболее распространенной формой ведения записей. Основную ткань конспекта составляют тезисы, дополненные доказательствами и рассуждениями. Конспект может быть текстуальным, свободным или тематическим. Текстуальный представляет собой цитатник с сохранением логики работы и структуры текста. Свободный конспект основан на изложении материала в том порядке, который более удобен автору. В этом смысле конспект представляет собирание воедино мыслей, разбросанных по всей книге. Тематический конспект может быть составлен по нескольким источникам, где за основу берется тема, интерпретируемая по-разному.

Экономии времени дает использование при записях различного рода сокращений, аббревиатуры и т.д. многие используют для регистрации исследуемых тем систему карточек. Преимущество карточек в том, что тема там излагается очень сжато, и они очень удобны в использовании, т.к. их можно разложить на столе, перегруппировать и без труда найти искомую тему.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

Дают студенту возможность оперативной оценки своей подготовленности

по данной теме и определения готовности к изучению следующей темы. Контрольные вопросы направлены на то чтобы студент мог проверить понимание понятийного аппарата учебной дисциплины, смог воспроизвести фактический материал, раскрыть причинно-следственные, временные связи, а так же мог выделять главное, сравнивать, доказывать, конкретизировать, обобщать и систематизировать знания.

1. Базовый уровень

1. Виды трубопроводов.
2. Типы резервуаров;
3. Хранение углеводородов;
4. Обслуживание объектов транспорта;
5. Расчеты при транспорте УВ;
6. Контроль параметров технологических процессов

2. Повышенный уровень

Проведение стандартных и сертификационных испытаний систем трубопроводного транспорта;

Осуществление метрологической поверки основных средств измерений;

Разработка проектов систем трубопроводного транспорта;

Составление проектной документации; разработка технических условий, стандартов и технических описаний;

Эксплуатация и контроль за состоянием объектов трубопроводного транспорта; инженерный мониторинг;

Соблюдение требований по эксплуатации технологического оборудования

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1.1. Основная литература:

1. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Учебник для вузов/Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов и др. – М. Недра, 2013. – 368 с.

1.2. Дополнительная литература:

.Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К. и др. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов, под общ. ред. Быкова Л.И. – Спб: Недра, 2006

1.3. Методическая литература:

1. Гунькина Т.А. Эксплуатация магистральных нефтепроводов и нефтехранилищ: учебное пособие. – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2014. – 135 с.

2. Гунькина Т.А., Полтавская М.Д. Эксплуатация магистральных газопроводов и газохранилищ, : учебное пособие. – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2015 – 206 с.

1.4. Интернет-ресурсы:

1. <http://www.twirpx.com/file/1074475/>.
2. <http://www.slb.ru/>
3. <http://www.petroleumengineers.ru/>
4. <http://elibrary.ru/>