

Российский государственный университет нефти и газа имени И.М.
Губкина

Кафедра освоение морских нефтегазовых месторождений



**«Средства хранения и транспортировки нефти
и газового конденсата с морских нефтегазовых
месторождений. Танкеры, трубопроводы,
хранилища углеводородов»**

Выполнил: магистрант гр.
РНМ-1301.03 Иванов И. И.

Проверил : к.т.н., доцент.
Богатырева Елена Викторовна

Москва 2015 г.

План презентации



1. Нефтегазоносные бассейны Российской Арктики и Дальнего Востока
2. Жидкие углеводороды, транспортируемые по морским трубопроводам или перевозимые морскими танкерами
3. Средства хранения и транспортировки нефти и газового конденсата с морских месторождений
4. Береговые наливные терминалы
5. Морские наливные терминалы
6. Точечные причалы
7. Плавучие системы хранения и отгрузки
8. Танкерный транспорт
9. Трубопроводный транспорт

1. Нефтегазоносные бассейны Российской Арктики и Дальнего Востока

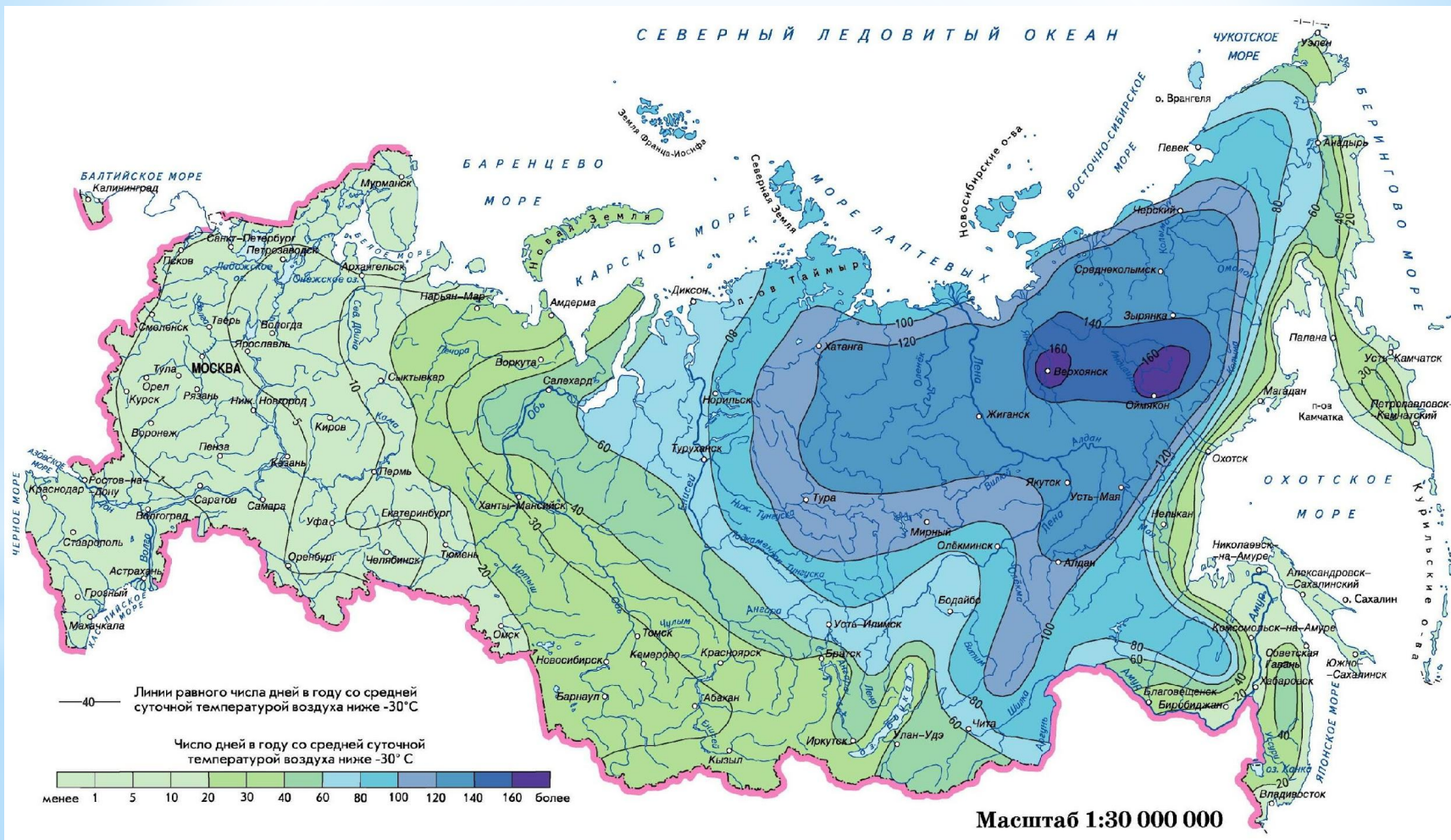


К арктическим морям Российской Арктики относятся:

- Баренцево море, Юго-восточная часть которого называется Печорским морем,
- Карское море,
- море Лаптевых,
- Восточно-Сибирское море,
- Чукотское море.

Дальне-Восточное побережье России омывается Беринговым морем и Охотским морем.

Арктические моря Российской Федерации



2. Жидкие углеводороды, транспортируемые по морским

трубопроводам или перевозимые морскими танкерами



К основным жидким углеводородам, которые транспортируются по морским трубопроводам или перевозятся морскими танкерами, относятся товарная нефть и стабильный конденсат.

Нефть

Сырая нефть – природная легко воспламеняющаяся жидкость, которая находится в глубоких осадочных отложениях и хорошо известна благодаря ее использованию в качестве топлива и сырья для химического производства.

Химическая нефть – это сложная смесь углеводородов с различным числом атомов углерода в молекулах; в их составе могут присутствовать сера, азот, кислород и незначительные количества некоторых металлов.



MyShared



BLIZKO

Кафедра Освоение морских нефтегазовых месторождений

Нефть



Нефть имеет сложный химический состав и представляет собой смесь углеводородных и других соединений. Основные составляющие нефти – метановые, нафтеновые и ароматические углеводороды, содержащие от 5 до 17 атомов углерода. Главными элементами в составе нефти являются углерод (до 87%) и водород (до 14%). Среди других компонентов в составе нефти присутствуют сера (до 6%), азот (до 0,3%), кислород (до 3%).

СЫРАЯ НЕФТЬ

природная ископаемая смесь углеводородов, которая содержит растворённый газ, воду, минеральные соли, механические примеси.

ТОВАРНАЯ НЕФТЬ

подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов.

Стабильный газовый конденсат



Углеводородная жидкость, состоящая из тяжёлых углеводородов C5+, в которой растворено не более 2÷3% масс. пропан-бутановой фракции.

Установлены две группы (I и II) стабильного конденсата в зависимости от содержания примесей – воды, механических примесей, хлористых солей.

Содержание воды в стабильном конденсате, равное 0,1% масс. (группа I) и 0,5% масс. (группа II), допускается в пределах меньших, чем для сырой нефти (0,5÷1,0% масс.).

В соответствии со стандартом ОСТ 51.65 – 80 стабильный конденсат определяется как смесь углеводородов метанового, нафтенового и ароматического рядов, удовлетворяющая требованиям по ряду физико-химических показателей. Основной показатель - давление насыщенных паров - при плюс 38° С должен составлять 66650 Па (500 мм рт. ст.). Таким образом, упругость паров стабильного конденсата должна быть такова, чтобы при нормальном атмосферном давлении обеспечивалось его хранение в жидком состоянии до температуры порядка плюс 60° С.

Свойства транспортируемого флюида



Свойства нефти, характеризующие возможность транспортировки по трубопроводу или перевозки в танкерных цистернах, зависят от её состава. Свойства нефти определяет количественное соотношение между парафиновыми, нафтеновыми, ароматическим углеводородами и другими компонентами.

- Плотность (650 до 920 кг/м³)
- Коэффициент объёмного сжатия $((5-15) \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа})$
- Коэффициент объёмного расширения
- Вязкость.
- Температура застывания

3. Морские наливные терминалы



Морские беспричальные наливные устройства это инженерные сооружения морского типа, предназначенные для приема, хранения и погрузки сырой нефти и нефтепродуктов в танкеры, которые могут быть использованы и как временные сооружения, когда ещё не сооружены подводные трубопроводы от платформ (месторождений) на берег, и как постоянные сооружения, когда экономически не оправдано строительство морского трубопровода или когда нефть транспортируется сразу на большие расстояния – в другие страны и континенты.



Факторы влияющие к использованию беспричальных наливных устройств

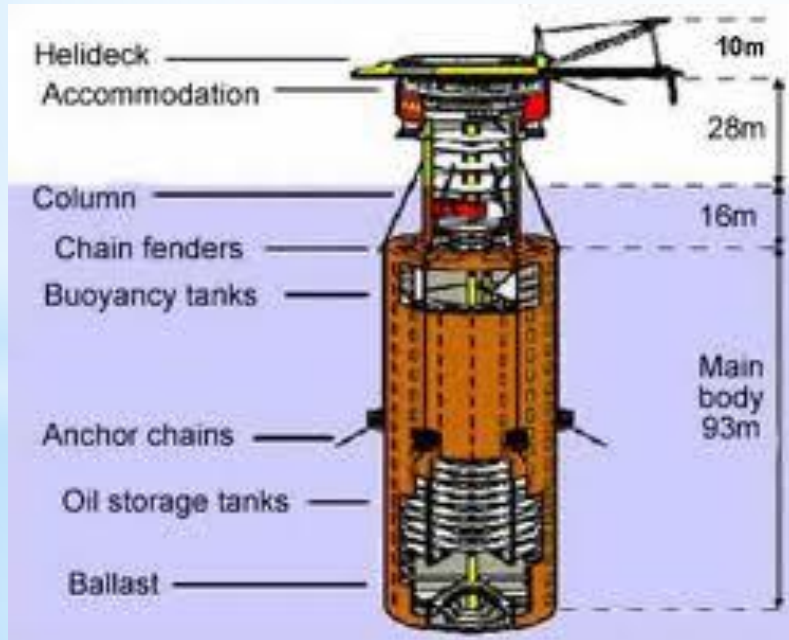
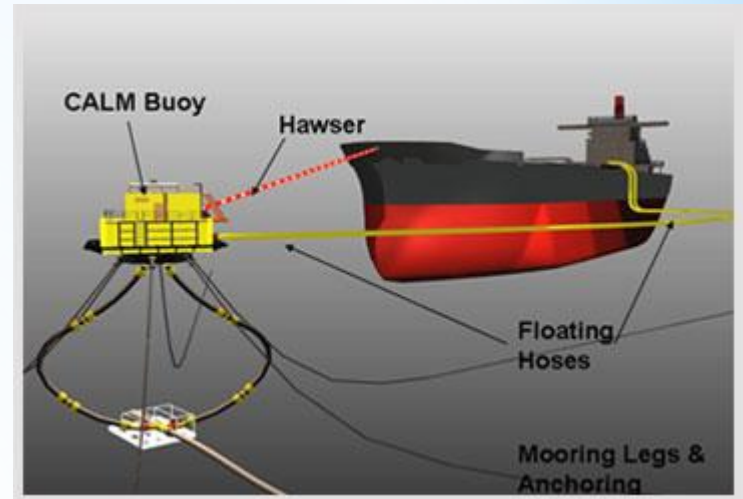


- отмена ограничений размеров танкеров по длине и осадке;
- ужесточившиеся в последние десятилетия экологические ограничения;
- возросшие габариты наливных судов;
- высокие затраты на строительство искусственных гаваней.

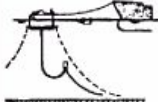
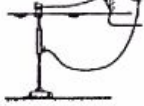
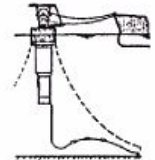
Виды конструкций автономных морских наливных устройств



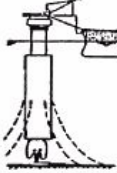
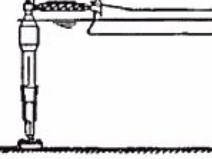
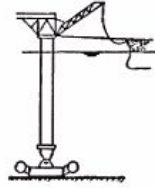
- ❑ непосредственный налив нефти в танкеры с плавучих платформ;
- ❑ турель – устройство сравнительно небольшого плавучего нефтехранилища башенного типа, обеспечивающее вращение в горизонтальной и вертикальной плоскостях SBS (Single Buoy Storage);
- ❑ выносной точечный причал с ёмкостью для хранения нефти SPAR (Single Point Anchored Reservoir);
- ❑ выносной точечный причал с анкерным креплением CALM (Catenary Anchor Leg Mooring);
- ❑ выносной точечный причал с анкерными и цепным креплениями;
- ❑ выносной точечный причал с анкерным креплением SALM (Single Anchor Leg Mooring) и ёмкостью для хранения SALS (Single Anchor Leg Storage);
- ❑ шарнирно закреплённая на дне колонна для отгрузки нефти ALC (Articulated Loading Column);
- ❑ стационарная башня для налива нефти FT (Fixed Tower);
- ❑ шарнирно закреплённая башня со швартовым захватом;
- ❑ моносева для налива нефти MP (Monopile);
- ❑ шарнирно закреплённая башня с цепным креплением.

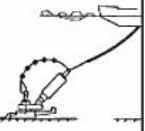




Кафедра Освоение морских нефтегазовых месторождений

			
	CALM — многоякорный одностоечный причал	SALM — одностоечный швартовный причал с якорной опорой	EASBM — одностоечный швартовный причал для незащищенного местоположения
Максимальное рабочее волнение моря, м	3,6	4,0	3,6
Встроенное хранилище, тыс. т	–	–	–
Глубинный диапазон воды, м	30–150	30–200	70–150
ПРОСТОИ, %			
Ожидание погоды для швартовки	15–19	10–17	17
Ремонт	2	3	4,5
Ожидание погоды для ремонта	7–10	10–15	1
Другие	1–2	1–2	1–2

			
	SBS — одностоечный причал с хранилищем	SALS — одностоечный причал с хранилищем	VALM — причал с вертикальными якорными цепями
Максимальное рабочее волнение моря, м	Швартовка — 5 Эксплуатация — 6–17	Швартовка — 3–5 Отгрузка — 6 Эксплуатация — 18	3,0
Встроенное хранилище, тыс. т	50–250	60–200	–
Глубинный диапазон воды, м	30–150 (300)	60–150 (400)	30–150
ПРОСТОИ, %			
Ожидание погоды для швартовки	5	5–10	15
Ремонт	–	2	4
Ожидание погоды для ремонта	–	5	10
Другие	6	5	2

			
	SPAR	SALM/FSO — одностоечный швартовный причал с якорной опорой (плавучее нефтехранилище)	ALP — арктикозакрепленная колонна
Максимальное рабочее волнение моря, м	5	5	4,5–5,50
Встроенное хранилище, тыс. т	300	100–200	–
Глубинный диапазон воды, м	130–400	70–220	95–200
ПРОСТОИ, %			
Ожидание погоды для швартовки	9	6	9
Ремонт	4	5	6
Ожидание погоды для ремонта	0	0	1
Другие	1–2	1–2	1–2

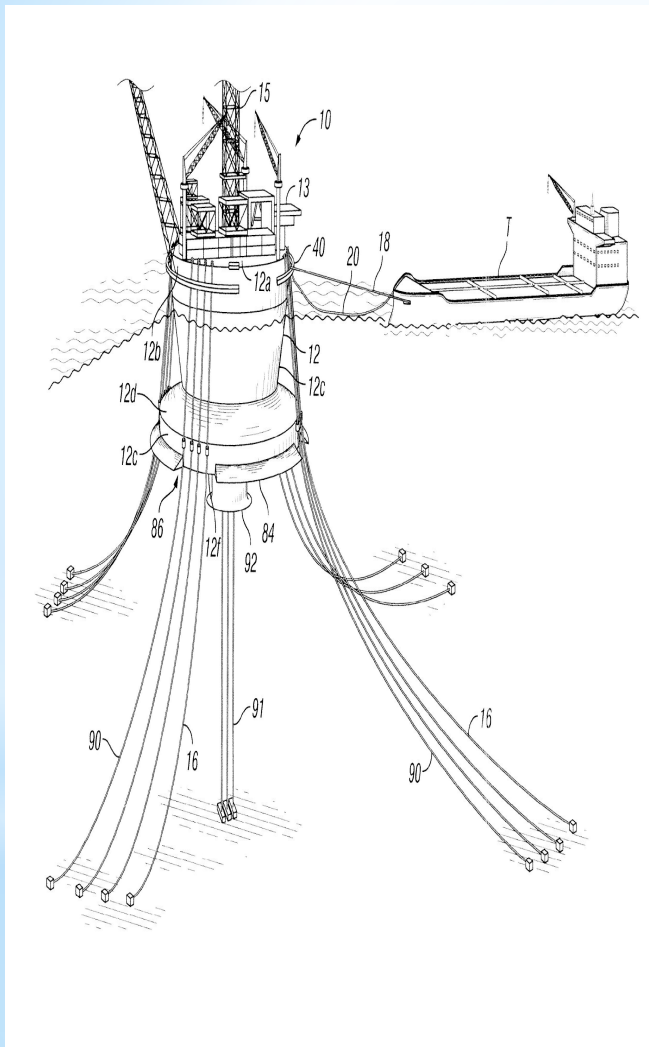
			
	SPM — погружаемый поршневый швартов (мелководный)	SPM — погружаемый поршневый швартов (глубоководный)	SPM — стационарный точечный причал
Максимальное рабочее волнение моря, м	5,5	6	2–2,5
Встроенное хранилище, тыс. т	–	–	–
Глубинный диапазон воды, м	35–90	90–400	15–50
ПРОСТОИ, %			
Ожидание погоды для швартовки	5	5	5
Ремонт	5	6	5
Ожидание погоды для ремонта	4	5	3
Другие	1–2	2–3	2–3

Общая характеристика точечных причалов



Точечные причалы одноякорного типа со стояком или многоякорного на растяжках дают возможность танкеру свободно поворачиваться и принимать положения наименьшего сопротивления по отношению к вектору суммарного действия волн, течений и ветра.

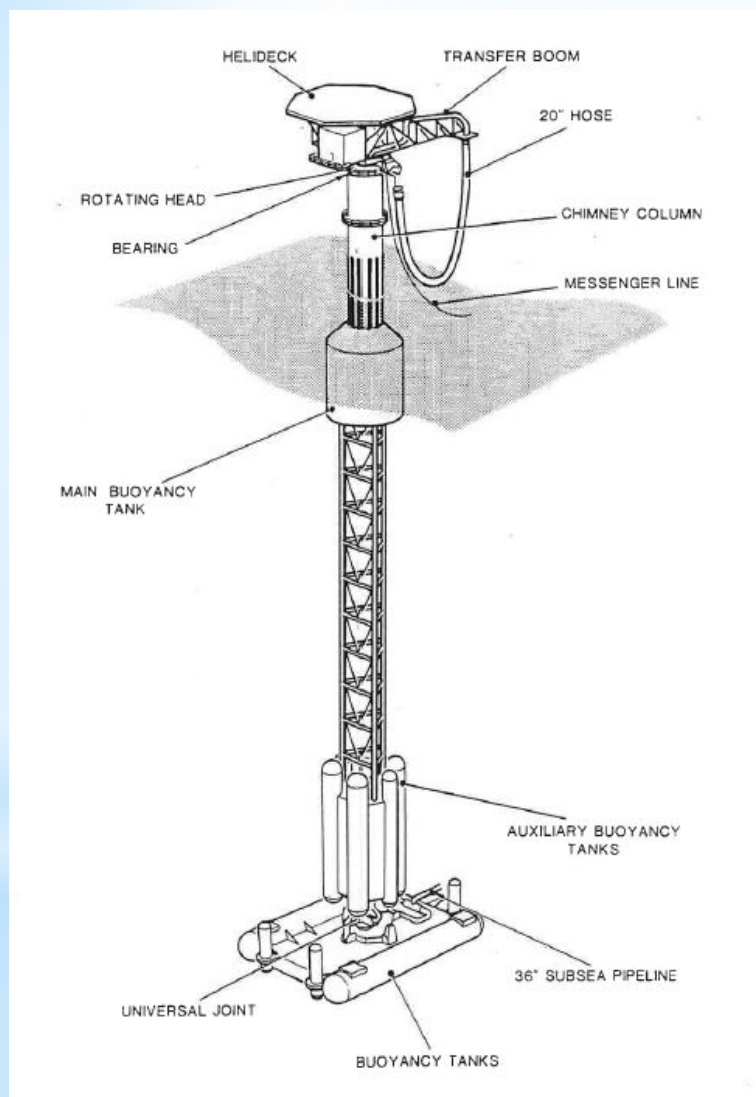
Точечный причал многоякорного типа



Основу точечного причала *многоякорного цепного типа* составляет буй диаметром до 17 м, который фиксируется четырьмя, шестью или восемью цепями, закреплёнными на сваях или обычных анкерах.

В верхней части буя устанавливают платформу, поворачивающуюся на роликовых подшипниках с углом свободного вращения до 360° . На этой платформе монтируются трубопроводные клапаны, соединения для плавучих шлангах, по которым нефть подаётся в танкеры-челноки, швартовые соединения, сигнальные огни и грузоподъёмное оборудование. Донное соединения буя с коллектором подводного трубопровода, установленным на морском дне, выполняется посредством одного или нескольких гибких шлангов. К шлангам прикрепляются поплавки, которые служат для получения фиксации правильного положения шлангов во время эксплуатации. В настоящее время вместо подводных шлангов чаще применяют гибкий трубопровод, что повышает пропускную способность и гарантирует повышенную надёжность работы.

Точечный причал одноякорного типа



В системе точечного причала *одноякорного типа со стояком* плавучий буй фиксируется жёсткой колоннообразной конструкцией стояка к основанию, закреплённому на грунте морского дна. Жидкость из коллектора подводного трубопровода поступает через гибкие шланги в трубопровод, прикреплённый к вертикальной колонне стояка, и далее через гидравлический вертлюг по плавучим шлангам в танки наливного судна.

Якорная система стояка *одноякорного точечного причала* крепится к корпусу буя и к гидравлическому вертлюгу с помощью карданных соединений.

Установка точечного причала



При установке точечного причала для нефтедобычи в заданном районе акватории производят следующие операции:

- ✓ установку подводного коллектора;
- ✓ постановку буя на якоря или на стояк;
- ✓ настройку якорных цепей;
- ✓ прокладку подводных и надводных шлангов;
- ✓ испытание системы нефтеперекачки под избыточным давлением;
- ✓ установку швартового устройства.
- ✓ Подводный коллектор крепят болтовым соединением к подводному нефтепроводу.

Стационарная башня для налива нефти для замерзающих морей



В качестве примера варианта фиксированной башни для налива нефти в замерзающей акватории можно отнести основные характеристики стационарного морского ледостойкого отгрузочного причала на Варандейском месторождении в Баренцевом море.

В состав подводного перевалочного комплекса пос. Варандей входят береговой резервуарный парк, подводный трубопровод и арктический подводный терминал.

В конце морского участка портового трубопровода установлен стационарный морской ледостойкий отгрузочный причал (СМЛОП «Варандей»)

Нефтеотгрузочные терминалы для замерзающих морей



Для нефтяного месторождения Приразломное было принято решение по отгрузке нефти в танкеры ледового класса непосредственно с ледостойкой платформы с помощью специального устройства для отгрузки, предназначавшейся не только для бурения скважин (до 40 скважин) но и для хранения нефти в объёме, необходимом для заполнения танкера дедевитом в 90 тыс. тонн.



Кафедра Освоение морских нефтегазовых месторождений

Танкер-хранилище



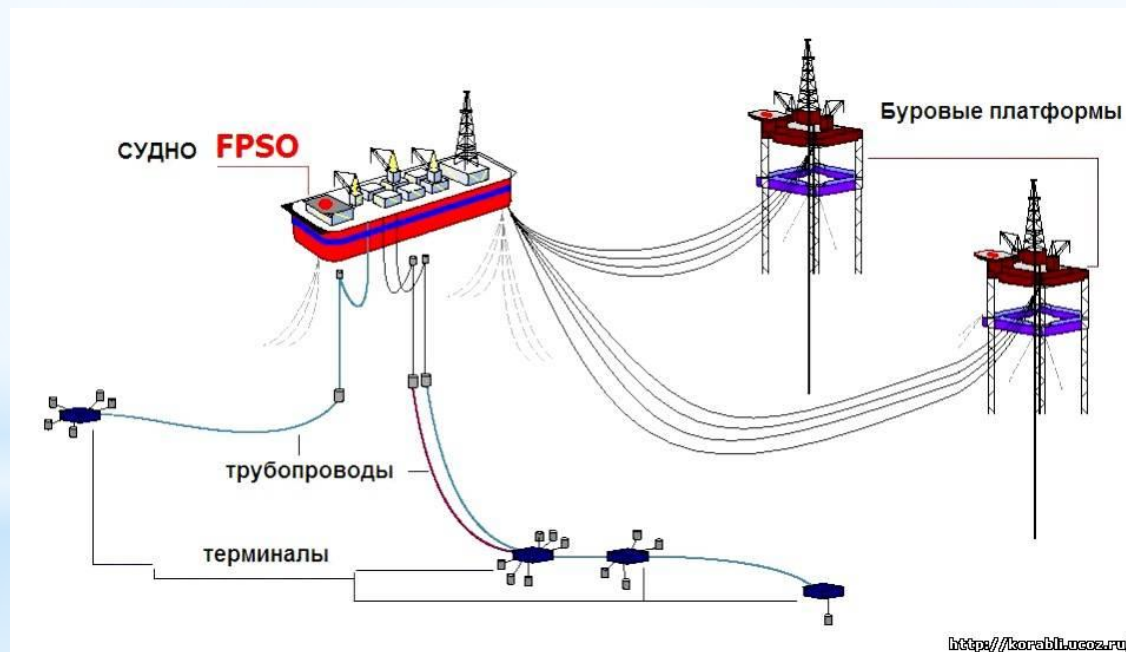
В некоторых случаях для временного хранилища нефти, до подхода транспортного танкера, рядом с точечным причалом устанавливаются танкер-хранилища. При выборе танкера, подходящего в качестве нефтехранилища, должны учитываться следующие факторы:

- ❖ предполагаемые запасы нефти в рассматриваемом районе;
- ❖ предполагаемая производительность промысла (платформы);
- ❖ периодичность прихода транспортного танкера к танкеру-нефтехранилищу;
- ❖ предполагаемые простои из-за неблагоприятных гидрометеорологических условиях;
- ❖ требования техники безопасности эксплуатации;
- ❖ допустимое время простоев из-за неблагоприятной погоды.

Транспортное судно типа FPSO «Dhirubhai-1»



FPSO - это **тип судна** с возможностью производства, хранения и разгрузки нефти. Это система резервуаров, которые используются в нефтяной и газодобывающей промышленности с целью закачки в них нефти или природного газа добытого на близлежащих буровых платформах, а затем после предварительной обработки сырье можно транспортировать к месту разгрузки, которыми могут являться нефтеналивные танкеры или терминалы.



<http://isorebit.ucoz.ru/>



* Такой тип судна особенно эффективен при разработке месторождений в отдаленных районах, где прокладка трубопровода не возможна. Транспортные суда FPSO избавляют от необходимости прокладки дорогостоящих длинных трубопроводов от нефтяной скважины к береговому терминалу. Также они помогают сэкономить затраты, связанные с монтажом трубопровода, к скважинам, которые могут быть исчерпаны сравнительно быстро и не оправдают затраченные средства

4. Береговые терминалы



Морские нефтеналивные терминалы служат для приема сырой нефти и нефтепродуктов из нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, хранения и погрузки в танкеры для морской доставки потребителю.

Продукция морских нефтегазовых месторождений, в особенности достаточно близко расположенных к берегу, как правило, поступает на береговые технологические сооружения – терминалы преимущественно по подводным трубопроводам.

При выборе местоположения таких терминалов руководствуются не только условием их близости к морским платформам, но также возможностью оптимальной прокладки морских трубопроводов, поскольку не всегда трасса, по прямой соединяющая платформу и берег, является наиболее благоприятной.



Кафедра Освоение морских нефтегазовых месторождений

Состав нефтеналивных терминалов



В состав нефтеналивных терминалов входят:

- резервуарные парки;
- технологические трубопроводы;
- технологические насосные;
- узлы учета;
- узлы защиты от гидроударов;
- причальные сооружения (береговые причалы, пирсы, выносные приемные устройства и др.);
- шланговые устройства (стендера, гибкие резиновые армированные шланги);
- очистные сооружения;
- вспомогательные здания и сооружения (химическая лаборатория, центральный диспетчерский пункт, котельная и др.);
- системы диспетчерского управления и сбора данных (SCADA) и системы связи.



Функции нефтеналивных терминалов



- приём продукции с морских платформ;
- подготовка этой продукции до нормативных требований по качеству, т.е. разделение нефти, газа и воды (а в случае газоконденсатных месторождений – газа, конденсата и воды), когда эти флюиды по экономическим соображениям не разделяются на платформах;
- хранение части нефти (конденсата), подлежащей дальнему транспорту по магистральному трубопроводу или посредством танкерного вывоза, а также химреагентов, необходимых для бесперебойной эксплуатации платформ;
- перекачка нефти и газа в магистральные нефтегазопроводы;
- сжижение природного газа и вывоз СПГ газовозами.

Состав береговых объектов терминала



- * резервуарный парк;
- * насосная станция;
- * дизельная электростанция;
- * трансформаторная подстанция;
- * воздушная компрессорная;
- * система водоснабжения, теплоснабжения и канализации;
- * противопожарная и дренажная системы;
- * замерные устройства;
- * административное здание;
- * мастерская-склад;
- * караульное помещение;
- * помещение для операторов;
- * стоянка автотранспорта;
- * системы автоматики, связи, пожарной и охранной сигнализации;
- * системы площадочных трубопроводов.

Кафедра Освоение морских нефтегазовых месторождений

Состав гидротехнических сооружений



В состав гидротехнических сооружений входят:

- нефтеналивные причалы;
- центральная площадка (ЦП);
- технологические площадки ТП-1 и ТП-2;
- эстакады;
- швартовые палы;
- промежуточные опоры и переходные мостики;
- причалы базы Морспецподразделения и портофлота;
- швартовые палы причала портофлота.

На территории гидротехнических сооружений размещаются:

- здание базы Морспецподразделения и портофлота;
- блок противопожарной насосной станции;
- камера управления системы автоматизированного управления нефтенаполнением судов;
- проходная;
- производственно-техническое здание;
- служебно-бытовое здание;
- трансформаторная подстанция;
- здание контрольно-пропускного пункта (КПП);
- служебное здание.

Портовые сооружения включают в себя:

- базу портового флота;
- базу по ликвидации разлива нефти.

Технологические процессы морского терминала



Сырая нефть и нефтепродукты поступают на терминал из магистральных трубопроводов. На терминале нефть и нефтепродукты подаются на замерные устройства, после которых поступают в резервуары. Из резервуаров нефть и нефтепродукты могут перекачиваться в танкеры или в буферное хранилище. Из буферного хранилища нефть и нефтепродукты поступают в танкер через помпу-сепаратор и погрузочные рукава, установленные на причалах. Средняя скорость погрузки нефти, как правило, составляет 12 000 м³/ч. Эта величина сравнима с западными критериями расчетов для погрузочных терминалов. Для предотвращения разлива нефти при загрузке суда окружаются боновыми ограждениями.

Резервуарный парк терминала



Резервуарный парк оснащается металлическими вертикальными резервуарами с плавающей крышей (РВС единичной емкостью до 50 000 куб. м) и со щитовой крышей (РВС единичной емкостью до 3000 куб. м). Высота резервуаров 50 000 куб. м — 18 м, диаметр 60,7 м полистовой сборки; высота резервуаров 3000 куб. м — 12м, диаметр 18,98 м полистовой сборки.

Площадь терминала разделена на три зоны:

1-я зона— основные технологические установки нефти;

2-я зона— сооружения вспомогательно-технологического и нетехнологического назначения (блочные устройства теплоснабжения, водоснабжения, энергоснабжения, пожаротушения, операторная, механическая мастерская и др.);

0-я (нулевая) зона— сооружения хранения нефти — зона резервуарного парка.



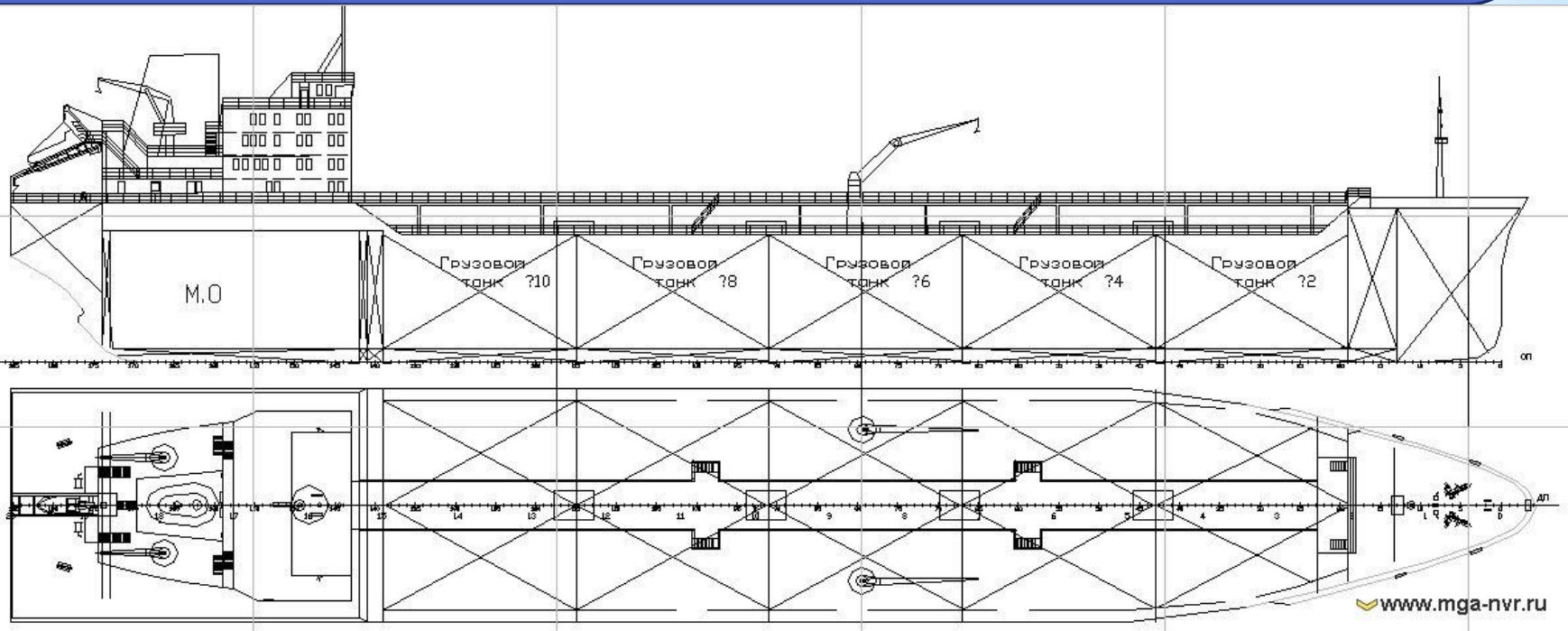


5. Танкеры



Танкерный транспорт является составной частью морского транспорта, являющегося основным видом транспорта по доставке грузов странам, расположенным на других континентах.

Танкер – наливное судно, корпус которого, ограниченный бортами, палубой и днищем, представляет собой как бы большую цистерну, в которую наливается перевозимая жидкость. Продольными и поперечными переборками эта цистерна разделяется на танки – изолированные друг от друга отсеки.



Основное требование для танкеров



Международной Конвенцией установлены требования к конструкции нефтяных танкеров. Основной мерой конструктивного характера, предусмотренной Конвенцией МАРПОЛ 73/78 для предотвращения аварийного загрязнения нефтью, является требование наличия у танкеров двойного дна и защитного расположения танков изолированного балласта – такого, который в процессе нормальной эксплуатации танкера нигде не соприкасается с нефтяной грузовой и нефтяной топливной системами

Категории танкеров



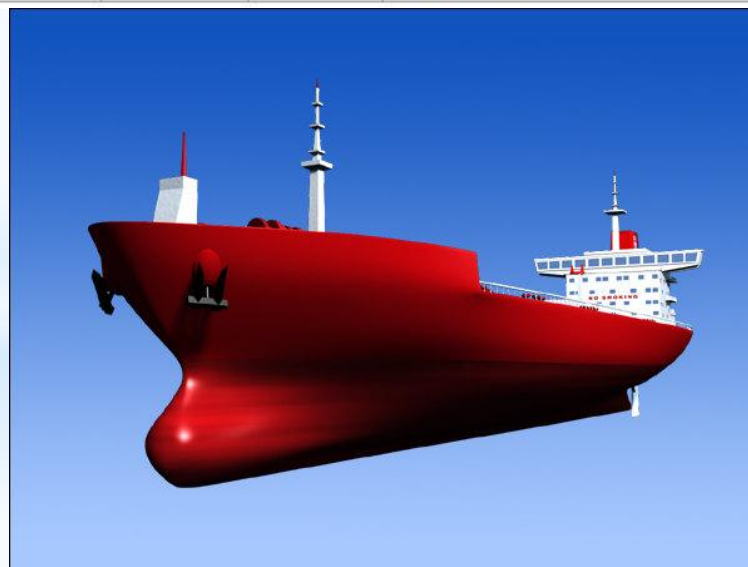
Категории танкеров — в зависимости от дедвейта:

- GP (General Purpose) — малотоннажные танкеры (6000—16 499 т); используются для специальных перевозок, в том числе для перевозок битумов;
- GP — танкеры общего назначения (16 500—24 999 т); используются для перевозок нефтепродуктов;
- MR (Medium Range) — среднетоннажные танкеры (25000—44999 т); для перевозок нефти или нефтепродуктов;
- LR1 (Large/Long Range1) — oiler — крупнотоннажные танкеры 1 класса (45000—79 999 т); используются для перевозок тёмных нефтегрузов;
- LR2 — крупнотоннажные танкеры 2 класса (80 000—159 999 т);
- VLCC (Very Large Crude Carrier) — крупнотоннажные танкеры 3 класса (160 000—320 000 т);
- ULCC (Ultra Large Crude Carrier) — супертанкеры (более 320 000 т); для перевозок нефти со Среднего Востока до Мексиканского залива.
- FSO (Floating Storage and Offloading unit) - супертанкеры (более 320 000 т); для хранения и выгрузки нефти на более мелкие танкеры.

Нефтяные танкеры



Класс	Длина	Ширина	Осадка	Типичный мин. дедвейт	Типичный макс. дедвейт
Seawaymax	226 м.	24 м.	7.92 м.	10,000 т.	60,000 т.
Panamax	228.6 м.	32.3 м.	12.6 м.	60,000 т.	80,000 т.
Aframax	253.0 м.	44.2 м.	11.6 м.	80,000 т.	120,000 т.
Suezmax			16 м.	120,000 т.	200,000 т.
VLCC (Malaccamax)	330 м.	60 м.	20 м.	200,000 т.	320,000 т.
ULCC				320,000 т.	550,000 т.



Кафедра Освоение морских нефтегазовых месторождений



Современные супер танкеры

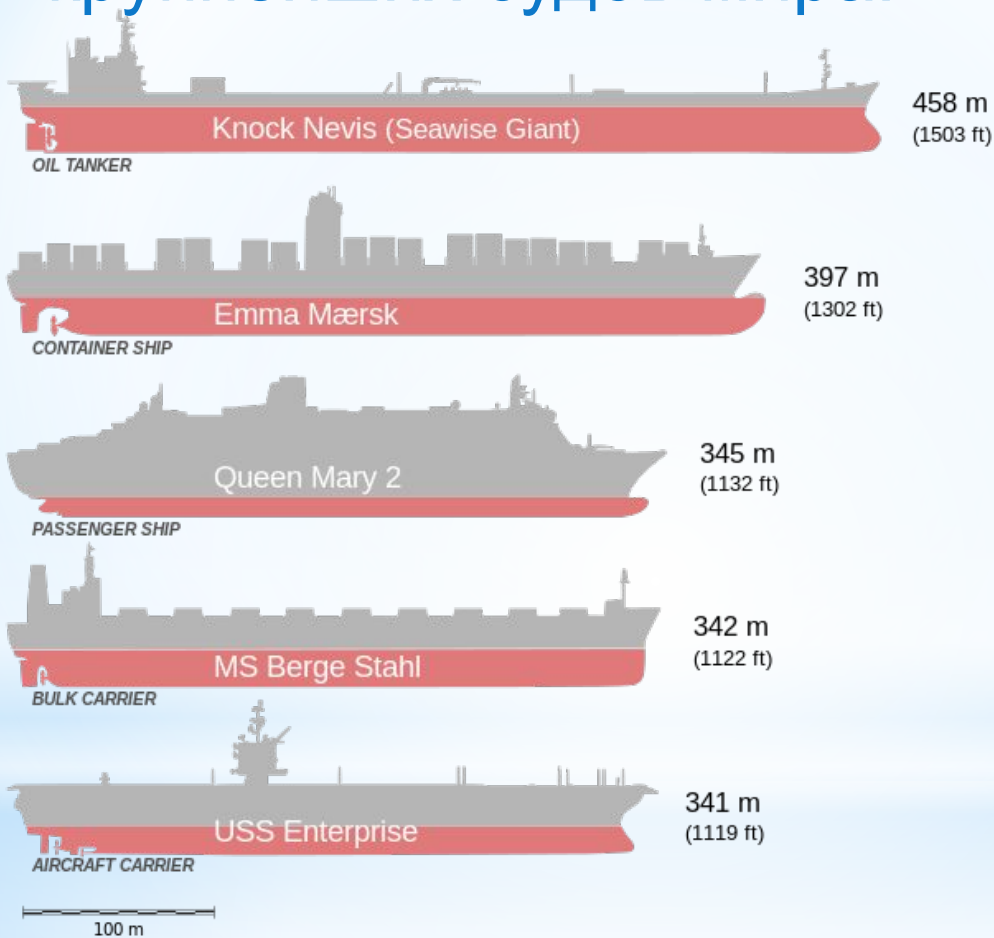


Knock Nevis супертанкер под норвежским флагом. Его размеры составляли: 458,45 метров длины и ширина в 69 метров, что делало его крупнейшим судном мира. Построен в 1976 году, перестроен в 1979 г., в последние годы использовался как плавучее нефтехранилище, затем доставлен в Аланг (Индия), где в 2010 году утилизирован.

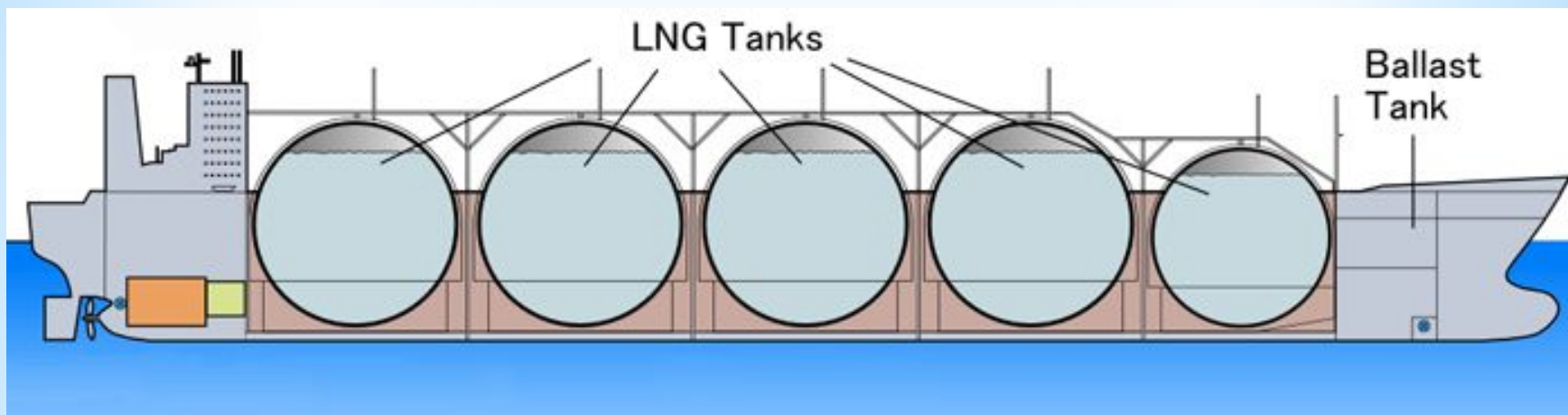
Длина наибольшая — 458,45 метра, ширина — 68,86 метра, осадка по летнюю грузовую марку — 24,61 метра. Максимальная скорость составляла 13 узлов (21,1 км/ч), экипаж судна 40 человек. Тормозной путь судна составлял 10,2 километра, адиаметр циркуляции - более 3,7 километра.



Сравнение размеров крупнейших судов мира:



Танкеры-газовозы



Газовóз — специально построенное судно для перевозки сжиженного природного газа (а также сжиженного нефтяного газа - пропана и бутана) в танках (резервуарах):

- при температуре окружающей среды — газозовы под давлением;
- охлажденные для снижения давления до заданного значения (выше атмосферного) — газозовы полурефрижераторы;
- охлажденные для снижения давления до атмосферного — газозовы рефрижераторы;

Для охлаждения газов газозов имеет холодильные установки. Разгрузка производится на специальных регазификационных терминалах.

Газовозы



Главные характеристики газовозов -
уровень заполнения – 98%;
крейсерская скорость – 18 узлов;
расход топлива – 0,22% для
номинальных мощностей за один
день пути (0,12% при возвращении
порожняком), из которых 95%
расходуется на работу судовых
двигателей и 5% для охлаждения
цистерн.

Газовозы имеют в своей грузовой
части два корпуса, что является
важным элементом безопасности в
части технической прочности
структур, и такая конструкция
распространяется на суда,
перевозящие химические продукты,
и на танкеры. Пространство между
корпусом и дублирующим корпусом
заполнено балластной морской
водой, которая стабилизирует качку
судна.

7. Морские трубопроводы



Морские трубопроводы- это трубопроводы,
прокладываемые в морских акваториях; служат для транспортировки нефти, нефтепродуктов, природных и искусственных газов (в т.ч. сжиженных), воды и др.

Нормативное обеспечение



В настоящий момент проектирования морских трубопроводов систематизирован в виде ряда всемирно признанных нормативных документов, таких как:

- американский национальный стандарт ASME B31.8-1995 «Газотранспортные и распределительные трубопроводные системы»;
- рекомендуемая практика API 1111 «проектирование, строительство, эксплуатация и техническое обслуживание морских трубопроводов для углеводородов»;
- британский стандарт BS 8010, часть 3/1993 «Нормы практики для трубопроводов. Подводные трубопроводы: проектирование, строительство и монтаж»;
- норвежские «Правила для систем подводных трубопроводов» DNV96.

Нормативное обеспечение строительства магистральных трубопроводов, в том числе морских, на федеральном, административно-территориальном и производственно-отраслевом уровнях в настоящее время определяется в соответствии с Федеральным законом «О техническом регулировании» (№ 184 – ФЗ от 27 декабря 2002 г., вступил в силу с 1 июля 2003 г.), который заменяет ранее действовавшие законы «О стандартизации» и «О сертификации продукции и услуг».

Стадия проектирования



Процесс проектирования можно разделить на три стадии:

- предварительная стадия проектирования;
- технико-экономическое обоснование (проект);
- детальное проектирование (рабочий проект).

Проект на строительство сооружений морского трубопровода состоит из нескольких разделов:

- Общая пояснительная записка.
- Генеральный план и транспорт.
- Технологические решения.
- Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием.
- Архитектурно-строительные решения.
- Инженерное оборудование, сети и системы.
- Организация строительства.
- Охрана окружающей среды.
- Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны.
- Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций.
- Сметная документация.
- Эффективность инвестиций.

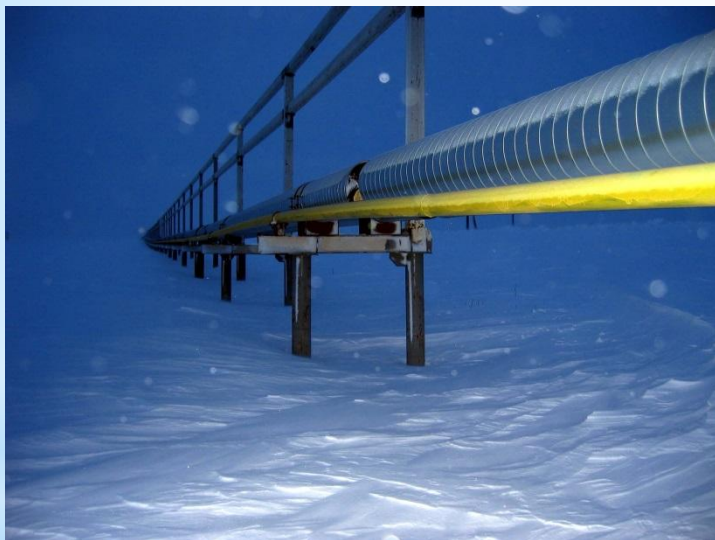
Природные факторы действующие на трубопровод



- ❑ Направление и скорость ветра;
- ❑ Высота, период и направление морских волн;
- ❑ Скорость и направления морских течений;
- ❑ Уровень астрономического прилива и отлива;
- ❑ Штормовой нагон воды;
- ❑ Ледовые условия;
- ❑ Свойства морской воды;
- ❑ Температура воздуха и воды;
- ❑ Рост морского обрастания на трубопроводе;
- ❑ Особенности влияния течений на трубопровод, уложенный в траншею;
- ❑ Сейсмическая обстановка;
- ❑ Перечисленные факторы подлежат детальному изучению и анализу в ходе проектирования.



Морские трубопроводы располагают под дном (заглублённые трубопроводы), на дне (незаглублённые) и вблизи дна (погружные).



Конструкция морских трубопроводов



Конструктивно морские трубопроводы выполняют однотрубными (толщина стенки свыше 7 мм), двухтрубными "труба в трубе" или многотрубными и защищают антикоррозионной изоляцией из полимерных и битумных материалов усиленного типа. Заглублённые однотрубные морские трубопроводы укладывают в открытом море на расчётную глубину и покрывают жёсткой футеровкой деревянными рейками. Для создания отрицательной плавучести поверх последней устанавливают чугунные или железобетонные кольцевые грузы. Закрепление морские трубопроводы в траншеи осуществляют (по возможности) анкерными устройствами. Для защиты труб от механических повреждений, а также придания им отрицательной плавучести применяют усиленное бетонное защитное покрытие морских трубопроводов (осуществляется нанесением бетона по всей длине трубы или отдельными секциями на антикоррозионную изоляцию усиленного типа).











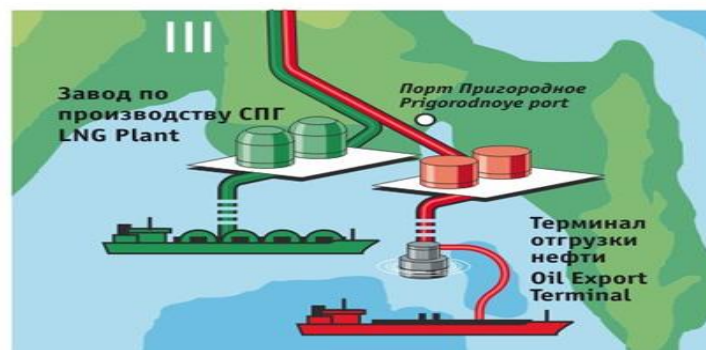
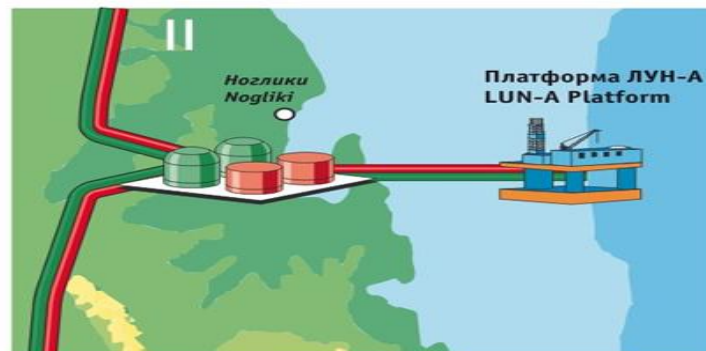
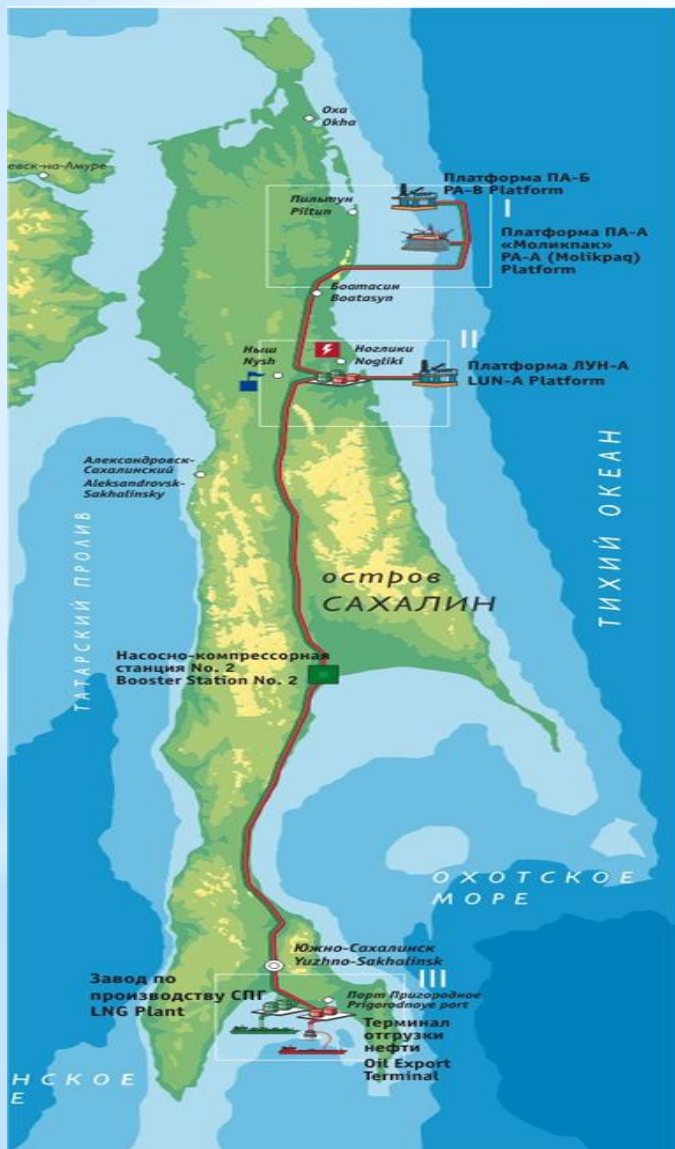
В настоящее время в Северном эксплуатируются следующие протяжённые морские трубопроводы, по которым транспортируется полностью подготовленный природный газ.

1. Euroripe. Протяжённость 660 км, диаметр труб 40” (1016 мм), максимальная суточная пропускная способность 45,4 млн. куб. м газа.
2. Euroripe II. Протяжённость 650 км, диаметр труб 42” (1067 мм), максимальная суточная пропускная способность 65,4 млн. куб. м газа.
3. Zeeripe II А. Протяжённость 303 км, диаметр труб 40” (1016 мм), максимальная суточная пропускная способность 72,0 млн. куб. м газа.
4. Zeeripe II В. Протяжённость 304 км, диаметр труб 40” (1016 мм), максимальная суточная пропускная способность 71,0 млн. куб. м газа.
5. Zeeripe. Протяжённость 814 км, диаметр труб 40” (1016 мм), максимальная суточная пропускная способность 41,9 млн. куб. м газа.
6. Franpipe. Протяжённость 840 км, диаметр труб 42” (1067 мм), максимальная суточная пропускная способность 53,7 млн. куб. м газа.
7. Langeled. Протяжённость 1200 км, диаметр труб 42” (1067 мм)/44” (1118 мм), максимальная суточная пропускная способность 69,4 млн. куб. м газа.

Кроме того, в Северном море эксплуатируется газопровод Osgard Transport в режиме транспортировки газа в «закритическом состоянии» (dense phase gas).

Его протяжённость 707 км, диаметр труб 42” (1067 мм), максимальная суточная пропускная способность 70,4 млн. куб. м газа.

Проект «Сахалин-2»



Морские транспортные сооружения России



1. Порт Де-Кастри с выносным одноточечным причалом «Сокол». «Сахалин-1»
2. Терминал для перевалки нефти в Усть-Луге, начал функционировать в 2012 г. Пропускная способность нефтебазы «Усть-Луга» — до 38 млн тонн нефти в год. ОАО «Транснефть»
3. Терминал для перевалки нефти на территории «Спецморнефтепорт Приморск», сооружение порта началось в начале века. Пропускная способность порта Приморск — до 74 млн. тонн нефти в год. ОАО «Транснефть»
4. Морской терминал КТК (под Новороссийском), пропускная способность порта может составить 67 млн. тонн нефти в год. Терминал вошёл в строй в 2001 г. КТК
5. В июне 2008 в России заработала не имеющая мировых аналогов система морской транспортировки больших объемов нефти из Заполярья на европейские и северо-американские рынки. На побережье Баренцева моря в Ненецком автономном округе «ЛУКОЙЛ» построил уникальный объект — Варандейский нефтяной разгрузочный терминал пропускной способностью до 12 млн. тонн нефти в год. В море в 22 км. от берега заступил на круглогодичную вахту уникальный стационарный морской ледостойкий отгрузочный причал (СМЛОП), соединенный с берегом двумя линиями подводных трубопроводов. НК Лукойл
6. Лукойл на месторождении им. Юрия Корчагина в Каспийском море в 2009 г. соорудила морскую ледостойкую стационарную платформу. В 60 км от МЛСП плавает морской перегрузочный комплекс (МПК) (FSO по международной терминологии) с резервуарами на 28 тыс. тонн нефти, который связан с МЛСП подводным трубопроводом. НК Лукойл



7. 20 июля 2004 года ЛУКОЙЛ добыл первые тонны нефти на месторождении «Кравцовское» (Д-6). Месторождение было открыто в 1983 году. Оно находится в 22,5 км от побережья Калининградской области. Бурение и добыча нефти ведутся с помощью морской ледостойкой стационарной платформы. От платформы на сушу проложен подводный трубопровод длиной 47 км. По трубопроводу пластовая продукция - смесь нефти и попутного газа – транспортируется на нефтесборный пункт «Романово», где доводится до товарной кондиции. Нефть, добываемая на месторождении, поставляется на экспорт через Комплексный нефтяной терминал «ЛУКОЙЛ I» в поселке «Ижевское». НК Лукойл
8. Через запущенный в 2009 г. на первом этапе реализации проекта ВСТО терминал для перевалки нефти на территории «Спецморнефтепорт Козьмино» можно будет вывозить танкерами до 15 млн. тонн нефти в год. ОАО «Транснефть»
9. На Сахалине (близ города Корсаков) в 2009 г. был запущен завод по производству сжиженного природного газа (СПГ) и терминал отгрузки нефти и СПГ. «Сахалин-2»
10. В 2005 г. была запущена газотранспортная система «Голубой поток» из России в Турцию. Через акваторию Черного моря проложены два подводных газопровода протяжённостью 396 км каждый. Суммарная пропускная способность МГ составляет 16 млрд. куб. м газа. ОАО «Газпром»
11. В 2011 г. была запущена газотранспортная система «Северный поток» из России в Германию. Через акваторию Балтийского моря проложены два подводных газопровода протяжённостью 1200 км каждый. Суммарная пропускная способность МГ составляет 55 млрд. куб. м газа. ОАО «Газпром»



12. ОАО «НК «Роснефть» поставляет на экспорт через МПК (FSO) «Белокаменка» в Кольском заливе нефть из ресурсов своего дочернего предприятия ОАО «Северная нефть». Дедвейт этого плавнефтехранилища максимальный для российских танкеров этого типа и составляет 360 тыс. тонн.

13. Сырье, добываемое на месторождениях «Северной нефти», поставляется по трубопроводной ветке системы АК «Транснефть» «Уса - Ухта» до нефтеперевалочного железнодорожного терминала на станции Приводино в Котласском районе Архангельской области. Там сырье перегружается в цистерны и по железной дороге отправляется на морской терминал «Роснефти» в Архангельске. Оттуда на танкерах-челноках нефть доставляется на ПНХ «Белокаменка», где производится ее перевалка в супертанкеры покупателей, и транспортируется далее - в направлении на Роттердам. ОАО «НК «Роснефть».

14. На первом этапе эксплуатации месторождений сахалинского проекта «Сахалин-2» использовалось плавнефтехранилище «Оха» дедвейтом 145 тыс. тонн (длина 280 м, ширина 60 м). Производственно-добывающий комплекс «Витязь» предназначался для сезонной добычи и отгрузки нефти в рамках первого этапа на Астохской площади Пильтун-Астохского месторождения. Комплекс состоял из добывающей платформы «Моликпак» (ПА-А), одноякорного причала (ОЯП), морского трубопровода и плавучего нефтеналивного хранилища (ПНХ) «Оха». Добыча нефти в рамках первого этапа осуществлялась с 1999 по 2007 годы; начиная с 2007 года нефть с платформы «Моликпак» транспортируется по новой системе трубопроводов на терминал отгрузки нефти в заливе Анива. «Сахалин-2»



15. ОАО Газпром в 2012 г. построил трубопровод, связывающий Киринское ГКМ с береговыми установками подготовки газа и конденсата протяжённостью 44 км и диаметром 20” (508 мм). Работы по сооружению морского участка этого трубопровода провела компания ОАО «Межрегионтрубопроводстрой» (МРТС) с помощью трубоукладочного судна Fortuna. Кроме того, эта же компания в этом году проложила часть трубопроводов диаметром 10” (254 мм) из будущей газотранспортной системы этого месторождения. ОАО «Газпром»

16. В июне 2011 г. компанией-подрядчиком SGM был испытан и сдан в эксплуатацию газопровод «Джубга-Лазаревское-Сочи. Протяженность газопровода составляет 177 км, из них 159,5 км проложено по дну Чёрного моря, а 17,5 км – по суше. Диаметр трубы – 530 мм. Давление – 9,8 МПа. Проектная производительность – 3,8 млрд. м³ в год. Сухопутный и морской участки газопровода соединены пятью переходами, построенными методом наклонно-направленного бурения (ННБ), что позволило минимизировать негативное воздействие на экосистему Краснодарского края. Сооружение всех переходов осуществлялось в особо сложных грунтах с разломами и скрытыми полостями в условиях больших перепадов высот. ОАО «Газпром»

Список литературы



- * 1. Морская нефть. Трубопроводный транспорт и переработка продукции скважин/Э.М. Мовсум-заде, Б.Н. Мастобаев, Ю.Б. Мастобаев, М.Э Мовсум-заде. Под ред. Шаммазова. - СПб: Недра, 2006. - 192 с.
- * 2. Морские трубопроводы/Ю.А. Горяинов, А.С. Фёдоров, Г.Г. Васильев и др. - М.: ООО Недра-Бизнецентр», 2011. - 131 с.
- * 3. А.Б. Золотухин, О.Т. Гудместад, А.И. Ермаков и др. Основы разработки шельфовых нефтегазовых месторождений строительство морских сооружений в Арктике: Учебное пособие. - М.: ГУП Изд. «Нефти и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. - 770 с.
- * 4. И.А. Суворова. Транспорт углеводородов с морских месторождений. Часть 1. Учебное пособие - М.: РГУ нефти и газа, 2002. - 111 с.
- * 5. И.А. Суворова. Транспорт углеводородов с морских месторождений. Часть 2. Учебное пособие - М.: РГУ нефти и газа, 2003. - 105 с.
- * 6. И.А. Суворова. Сжижение природных газов при освоении морских месторождений углеводородов. Учебное пособие - М.: РГУ нефти и газа, 2005. - 116 с.
- * 7. К.Я. Капустин, М.А. Камышев. Строительство морских трубопроводов. - М.: Недра, 1982. - 208 с.
- * 8. Лекционные материалы по дисциплине «Инженерное обеспечение работ на морских нефтегазовых месторождениях» 3 семестр
- * 9. Лекционные материалы по дисциплине «Технические средства для хранения и транспортировки жидких углеводородов в морских условиях»
- * 10. Основы морского нефтегазового дела / Д.А. Мирзоев. - В 2 т. - Том 1 Обустройство и эксплуатация морских нефтегазовых месторождений. -М.: Изд-во ООО «Даш Серебря» 2000. 288 с.