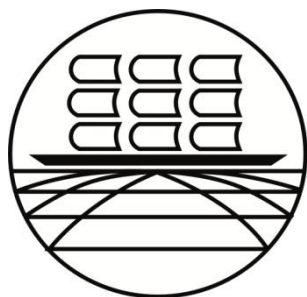


**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«МУРМАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



УЧЕБНО МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ

По дисциплине «Нефтегазовая промышленность на шельфе».

Мурманск
Издательство МГТУ

2018

Составители: Белухин Александр Игоревич, заведующий лабораторией 3D-моделирования нефтегазовых процессов, ассистент кафедры морского нефтегазового дела Мурманского государственного технического университета;

Рецензент – М.В. Васёха, доктор технических наук, заведующий кафедрой морского нефтегазового дела.

Учебно-методическое пособие содержит теоретический материал по дисциплине "Нефтегазовая промышленность на шельфе"

Учебно-методическое пособие рассмотрено и одобрено на заседании Института дополнительного профессионального образования 10 сентября 2018 г., протокол № 05

**© Мурманский государственный
технический университет, 2018**

Оглавление

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	5
Модуль 1. ВВЕДЕНИЕ. МОРСКИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА.	6
Лекция 1. Запасы минерального топлива. Понятие континентального шельфа.	6
Лекция 2. Запасы полезных ископаемых в Арктике. Крупнейшие разведанные месторождения и действующие проекты на шельфе Арктики.	15
Модуль 2. ИНЖЕНЕРНО-ИЗЫСКАТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ НА ШЕЛЬФЕ. .	25
Лекция 1. Методы поиска углеводородов на шельфе. Понятие местной и региональной разведки. Методы полевой геофизики.	25
Лекция 2. Виды ГИС. Сейсмоакустика. Порядок проведения сейсморазведки на морском шельфе.	33
МОДУЛЬ 3.РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.	42
Лекция 1. Стадии разработки и освоения морских месторождений.....	42
Тема 1. Стадии разработки и освоения морских нефтегазовых месторождений.	42
Лекция 2. Классификация технических средств для бурения и добычи нефти и газа на шельфе.....	47
МОДУЛЬ 4. ХРАНЕНИЕ И ТРАНСПОРТ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ШЕЛЬФЕ МОРЕЙ.	54
Лекция 1. Виды морского транспорта углеводородов: танкеры, трубопроводы.....	54
Лекция 2. Отгрузка и хранение УВ на промыслах.	68
МОДУЛЬ 5. ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ. ОПЫТ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫ КОМПАНИЙ. .	80
Лекция 1. Инновационные технологии освоения шельфа Арктики. Опыт иностранных компаний.....	80
Лекция 2. Подводные добычные комплексы. Месторождения Сновит, Ормен Ланге, Троль. Киринское газоконденсатное месторождение.....	83
МОДУЛЬ 6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ.	94

Лекция 1. Современное состояние нефтегазовой промышленности на Арктическом шельфе. Направления развития.....	94
Развитие систем транспорта. Северный Морской путь как основа логистики углеводородного сырья в Российском секторе Арктики.....	97
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	107

ПРЕДИСЛОВИЕ

Учебно-методическое пособие составлено с целью приобретения студентом теоретических знаний, необходимых для формирования общего представления о структуре Арктического шельфа, технологических сложностях и опыте разработки месторождений углеводородов на его территории. Содержание изучаемой дисциплины направлено на применение полученных теоретических знаний в процессе профессиональной деятельности.

В учебно-методическом пособии изложены краткий теоретический материал о строении, структуре и особенностях освоения континентального шельфа, необходимых в процессе поиска и разработки месторождений углеводородов.

Учебно-методическое пособие предназначено для усвоения и закрепления полученных теоретических знаний, предусмотренных учебным планом подготовки студентов, составленным на основе Федеральных государственных образовательных стандартов высшего образования.

Модуль 1. ВВЕДЕНИЕ. МОРСКИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА.

Лекция 1. Запасы минерального топлива. Понятие континентального шельфа.

Суммарные общегеологические (прогнозные) запасы минерального топлива нашей планеты превышают 12,5 трлн, т., из них более 60% приходится на уголь, около 12% — на нефть и 15% — на природный газ, остальное — на сланцы, торф и прочие виды топлива.

Угольные ресурсы, занимающие лидирующее положение в запасах минерального топлива (разведанные запасы каменного и бурого угля превышают 5 трлн, т., а достоверные составляют около 1,8 трлн, т.), встречаются на земном шаре почти повсеместно. Углем хорошо обеспечены Европа и Азия, Северная Америка, Африка и Австралия. Самый бедный углем континент — Южная Америка. Угольные ресурсы разведаны почти в 100 странах мира. Их основные запасы сосредоточены в развитых странах, исключение — Индия и Ботсвана, обладающие значительными запасами угля среди развивающихся стран. Примерно 80% общих геологических запасов угля приходится только на три страны — Россию, США, Китай. Далее в порядке убывания запасов следуют Австралия, Канада, ФРГ, Великобритания, Польша, ЮАР.

В целом обеспеченность мирового хозяйства ресурсами угля довольно велика (значительно больше, чем другими видами топлива). При современном уровне мировой добычи угля (4,5 млрд. т. в год) разведанных запасов может хватить более чем на 150 лет.

Разведанные запасы нефти оцениваются в 270 — 300 млрд, т., достоверные — в 140 млрд. т. В отличие от угольных нефтяные ресурсы размещены на земном шаре крайне неравномерно. Более половины разведанных запасов нефти приурочено к морским месторождениям, зоне континентального шельфа, побережьям морей. Крупные скопления нефти выявлены у берегов Аляски, в Мексиканском заливе, в приморских районах северной части Южной Америки (впадина Маракайбо), в Северном море (особенно в Британском и Норвежском секторах), в Баренцевом, Беринговом и Каспийском морях, у западных берегов Африки (Гвинейский залив), в Персидском заливе, у островов Юго-Восточной Азии и в др. местах. Среди стран мира особенно богаты нефтью развивающиеся страны Ближнего и Среднего Востока (Саудовская Аравия, Ирак, ОАЭ, Кувейт, Иран, Катар, Бахрейн и др.), Латинской Америки (Мексика, Венесуэла, Эквадор и др.). Африки (Алжир, Ливия, Нигерия, Габон), Юго-Восточной Азии (Индонезия, Бруней и др.) — Они сосредоточивают более 4/5 мировых запасов нефти. Кроме развивающихся стран крупными запасами нефти располагают Россия, США, Китай,

Великобритания, Канада, Румыния и некоторые другие, промышленно развитые страны мира.

Обеспеченность разведанными запасами нефти при современном уровне добычи (около 3 млрд. т. в год) по миру в целом составляет 45 лет. В США этот показатель едва превышает 10 лет, в России — 20 лет, а в Саудовской Аравии он составляет 90 лет, в Кувейте и ОАЭ — около 140 лет.

Мировые разведанные запасы природного газа оцениваются в 144 трлн. куб. м. Ресурсы природного газа, как правило, залегают вблизи нефтяных месторождений, поэтому наибольшими запасами располагают страны, богатые нефтью: Ближнего и Среднего Востока, СНГ (Россия, Туркменистан, Узбекистан, Казахстан), Северной и Латинской Америки (США, Канада, Мексика, Венесуэла), Северной Африки (Алжир, Ливия), Западной Европы (Норвегия, Нидерланды, Великобритания), Центральной (Китай) и Юго-Восточной Азии (Бруней, Индонезия).

Обеспеченность мировой экономики природным газом при современном уровне его добычи (2,2 трлн. куб. м в год) составляет 71 год.

подавляющая часть достоверных запасов нефти находится в странах с формирующимися рынками (80%), прежде всего в бассейне Персидского залива (65%, в том числе 35% у Саудовской Аравии). На Россию приходится около 6% мировых запасов.

Растет и обеспеченность нефтью: сегодня она составляет, по разным оценкам, от 40 до 60 лет, причем в развитых странах эта цифра падает до 10-15 лет, а в остальных возрастает до 100-150 лет. Более 30% запасов нефти находится в шельфовых зонах морей и океанов. По прогнозам геологов, огромные запасы углеводородного сырья сосредоточены на шельфовых морях российского сектора Арктики и Дальнего Востока.

Лидирующие позиции в мире по объемам добычи нефти в 2016г. занимают:

Лишь 45% нефти добывается в развитых странах, а остальная часть добывается вне их, прежде всего в странах — членах ОПЕК хотя их доля в добыче за последнее десятилетие снизилась до чуть более 40%, тем не менее в них сосредоточено более 75% достоверных запасов нефти).

Достоверные запасы природного газа также растут весьма высокими темпами. Сегодня они оцениваются в 144 трлн, м³ (более трети от общегеологических); 40% запасов газа находится в развитых странах, 1/3 сосредоточена в России (в основном в Западной Сибири), значительные запасы природного газа имеются также в Иране (около 1/4 мировых запасов). Обеспеченность добычи природного газа достоверными запасами выше, чем по нефти — 70 лет.

Так же как и нефтеразработка, добыча газа активно перемещается на шельфовые зоны морей и океанов, где сейчас добывается 28% газа.

Нефтяная промышленность мира

Добыча нефти в мировой экономике возросла с 2270 млн. т в 1970 г. до 4222 млн. т в 2011 г., или почти в 2 раза. Ожидается, что в ближайшей перспективе нефтедобыча может расти в бассейнах Персидского залива, Каспийского моря, на Аляске, в ряде стран Африки, а в более отдаленном будущем — в Восточной Сибири.

Ожидается, что потребление нефти в мировой экономике в период с 2015 г. будет расти в среднем на 1,5% в год. Самые высокие темпы прироста ожидаются в странах, не относящихся к развитым (на 2,5% в год), что обусловлено быстрым развитием там обрабатывающих отраслей промышленности и формированием современной инфраструктуры. В развитых странах потребление нефти будет расти на 0,7% в год в основном для удовлетворения потребностей автомобильного и воздушного транспорта. С середины 80-х гг. отмечается все более замедленный рост мирового спроса на нефть по сравнению с темпами развития мировой экономики в целом.

В начале XXI в. в мире насчитывается примерно 700 нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) общей мощностью по первичной переработке в 3,7 млрд, т, в том числе 50% мощности сосредоточено в развитых странах, 17% — в странах с переходной экономикой и 33% в развивающихся странах. Такое соотношение сложилось потому, что считалось более выгодным ввозить сырую нефть и перерабатывать ее на месте потребления. Однако с 80-х гг. стала все более отчетливо проявляться противоположная тенденция — производить первичную переработку сырой нефти в местах ее добычи и экспортировать нефтепродукты.

На мировом рынке ежегодно реализуется около половины общего объема добываемой нефти. Столь значительное вовлечение нефтяной промышленности в международные экономические связи обусловлено тем, что основные регионы добычи и потребления нефти географически не совпадают, поскольку почти все развитые страны не располагают крупными геологическими запасами этого вида топлива.

Современная структура мирового рынка нефти сформировалась к концу 80-х гг. Она базируется на биржевой торговле нефтью и нефтепродуктами, которая ведется в основном в трех нефтяных биржевых центрах — в Нью-Йорке, Лондоне и Сингапуре. Мировой рынок нефти из рынка торговли физическим товаром постепенно превратился в рынок торговли нефтяными контрактами. В настоящее время доля торговых операций с фактической поставкой нефти и нефтепродуктов составляет менее 5% общего числа совершаемых на бирже сделок, преобладающая часть (около 95%) — это биржевые операции с контрактами. Цены на нефть с середины 80-х гг. стали преимущественно устанавливаться в результате конкурентной борьбы большого числа участников рынка и отражали в каждый момент времени текущий баланс спроса и предложения на

мировом нефтяном рынке с учетом всего комплекса конъюнктурных факторов.

Газовая промышленность мира

Природный газ — самый быстрорастущий по объему добычи и доле в структуре энергопотребления энергоноситель. Мировая добыча природного газа выросла с 1050 млрд, м³ в 1970 г. до 3276 млрд, м в 2011 г., или более, чем в 3 раза. Первое место в мировой добыче газа принадлежит развитым странам (45%), второе — странам с переходной экономикой (35%) и третье — развивающимся странам (20%).

Ожидается, что в период с 2015 г. мировое потребление природного газа будет расти в среднем на 3% в год. Около 80% поставляемого на мировой рынок природного газа транспортируется по газопроводам, а 20% — в сжиженном виде судами-газовозами.

Мировой рынок природного газа сложился на основе региональных рынков. Развитие средств транспортировки газа привело к интенсивному росту межрегиональных поставок. Будучи взаимосвязанными звеньями единого мирового рынка природного газа, отдельные газодобывающие регионы и страны существенно различаются по степени участия во внешней торговле — от экспортной ориентации (Нидерланды, Норвегия, Алжир) до неучастия в мировой торговле (Саудовская Аравия, Иран). Наиболее активными участниками на мировом рынке природного газа являются Россия и страны Западной Европы.

В последние годы меняются формы международных расчетов на мировом рынке газа. Постепенно за счет сокращения доли долгосрочных контрактов увеличивается удельный вес относительно краткосрочных контрактов.

Значение природных ресурсов для хозяйственной деятельности человека особенно велико на стадиях аграрного и индустриального общества. Так, чрезвычайно высокое плодородие земли в долинах Нила, Тигра и Евфрата обеспечило ранний переход к цивилизации. Огромные и разнообразные природные ресурсы Северной Америки в немалой степени способствовали быстрой индустриализации США в конце XIX — начале XX в. Но этот же фактор благоприятных природных условий мог привести к консервации форм хозяйственной жизни и застою в общественном развитии. Изобилие природных ресурсов многих стран (наиболее наглядный пример — демократическая Республика Конго) далеко не всегда обеспечивает высокий уровень социально-экономического развития и благосостояния населения. Страны, которые смогли эффективно использовать свои природные ресурсы в целях экономического роста и создания комфортных условий жизни населения (Австралия, Канада, Норвегия, Саудовская Аравия, Объединенные Арабские Эмираты и др.), как правило, имеют немногочисленное население. Богатые же ресурсами, но многонаселенные страны (Россия, Индонезия, Бразилия, Алжир,

Нигерия и др.) пока не смогли в полной мере реализовать указанные цели. К тому же обладание природными ресурсами отнюдь не гарантирует полноценной их переработки и извлечения максимальной выгоды. Это подтверждается тем фактом, что развивающиеся и переходные страны зачастую ограничиваются лишь первичной переработкой природного сырья или даже экспортируют природные ресурсы в необработанном виде (например, экспорт леса из России).

В конце XX в. вследствие энергетического кризиса 70-х гг. в развитых странах были приняты меры по снижению потребления топлива, сырья и материалов, а также по увеличению собственной добычи полезных ископаемых в некоторых из этих стран. В результате произошло определенное ослабление зависимости развитых государств от импорта минерального сырья и топлива. Однако в последнее время вследствие истощения собственных минерально-сырьевых ресурсов развитые страны все более обращаются к поставкам из переходных и развивающихся экономик.

Рентабельность месторождений на шельфе, прежде всего, обусловлена применением эффективных технологий добычи и подготовки нефти и газа. При этом конечные потребители углеводородов всё большее значение придают возможностям нефтегазоподготовки как фактору достижения качества товарной продукции. Мировой опыт в этом направлении наращивается и сегодня приходит в Россию. Труднодоступные, но такие желанные углеводороды из подводных недр уже ждут промышленной добычи.

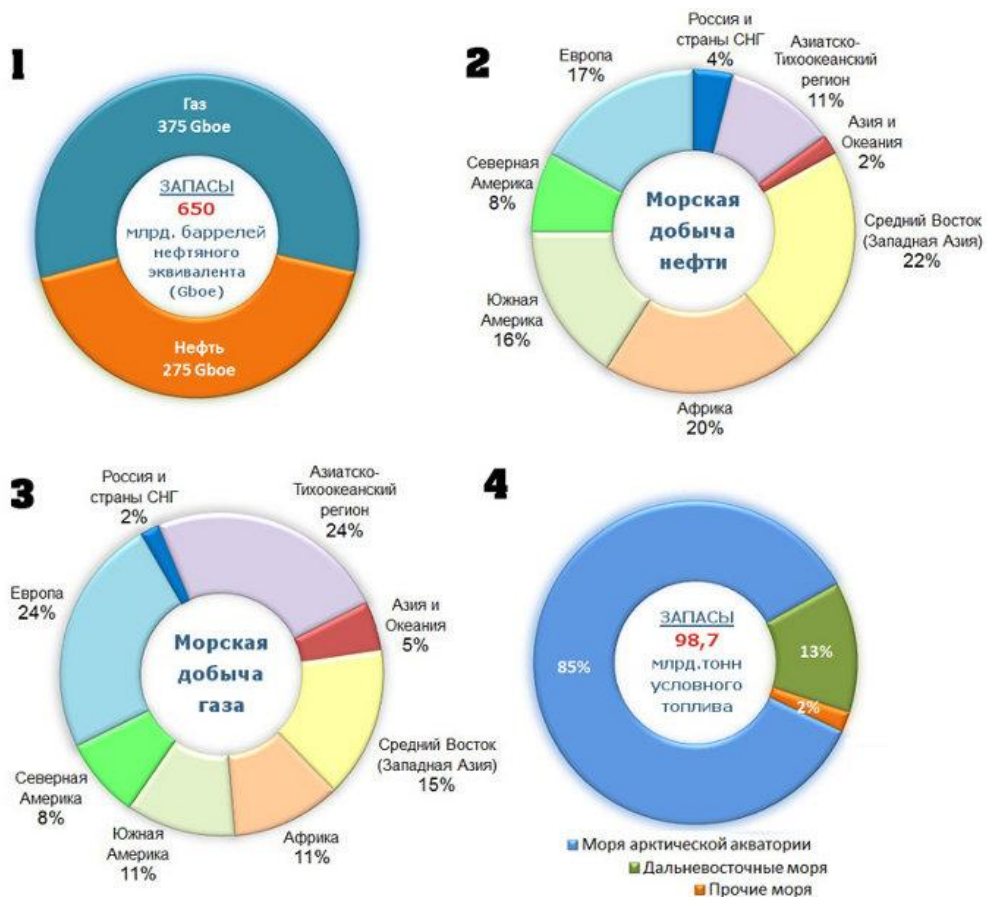


Рис.1- 1. Мировые запасы нефти и газа континентального шельфа. 2. Распределение добычи нефти на континентальном шельфе по регионам мира. 3. Распределение добычи газа на континентальном шельфе по регионам мира. 4. Запасы углеводородов на континентальном шельфе России.

Понятие континентального шельфа

Континентальный шельф как геологическое понятие представляет собой окраинную часть материков, их подводное продолжение. Эта прибрежная часть дна Мирового океана имеет, как правило, небольшой уклон (от 0 градусов 07 минут до 0 градусов 08 минут) и глубины от 0 до 200 метров (местами до 500 метров). Границей континентального шельфа является резкий перегиб поверхности дна, образующий начало материкового склона. В среднем ширина шельфа 65 км, она может колебаться от одного километра до 1500 км.. Считают, что его общая площадь равна 27,5 млн. кв. км, что составляет 7,6% площади дна Мирового океана.

Юридическое понятие термина «континентальный шельф» впервые было дано в Женевской конвенции о континентальном шельфе 1958 г., где говорилось, что под континентальным шельфом понимаются поверхность и недра морского дна подводных районов, примыкающих к берегу, но находящихся вне зоны территориального моря, до глубины 200 метров или

за этим пределом до такого места, до которого глубина покрывающих вод позволяет вести разработку естественных богатств этих районов. Этот же термин («континентальный шельф») применяется также к поверхности и недрам подобных районов, примыкающих к берегам островов.

Геологическое и юридическое толкования термина «континентальный шельф» не совпадают, в частности, в определении пределов шельфа. В первом случае шельф простирается непосредственно от берега, его внешняя граница - перегиб поверхности морского дна, являющийся началом материкового склона, во втором случае шельф условно начинается не от берега, а от внешнего предела территориальных вод, его внутренняя и внешняя границы однозначно не определены. Поэтому на III конференции ООН по морскому праву при выработке проекта Конвенции 1982 года главным вопросом в отношении континентального шельфа прибрежного государства был вопрос о его четко определенной «неподвижной» внешней границы.

В результате обсуждения на III конференции ООН по морскому праву вопроса о континентальном шельфе в Конвенцию 1982 года вошло следующее определение: континентальный шельф прибрежного государства включает поверхность и недра морского дна подводных районов, простирающихся за пределы его территориального моря на всем протяжении естественного продолжения его сухопутной территории до внешней границы подводной окраины материка или на расстоянии 200 миль от исходных линий, от которых отмеряется ширина территориального моря, когда внешняя граница подводной окраины материка не простирается на такое расстояние.

Подводная окраина материка включает находящееся под водой продолжение континентального массива прибрежного государства и состоит из поверхности и недр шельфа, склона и подъема. Она не включает дна океана на больших глубинах, в том числе его океанические хребты или его недра.

Подъем (поднятие)- материковое подножие, или материковый подъем, расположен между основанием материкового склона и границей ложа океана. Ширина подъема колеблется от 0 до 600 км, уклон- от 1: 40 до 1: 2000, глубины- от 1400 до 5100 м.

Прибрежное государство устанавливает внешнюю границу подводной окраины материка во всех случаях, когда эта окраина простирается более чем на 200 миль от исходных линий, от которых отмеряется ширина территориального моря, с помощью линии, проведенной через наиболее удаленные фиксированные точки, в каждой из которых толщина осадочных пород составляет по крайней мере 1% кратчайшего расстояния от такой точки до подножия континентального склона, либо линии, проведенной через фиксированные точки, отстоящие не далее 60 миль от подножия континентального склона. Если нет доказательств об обратном,

подножие континентального склона определяется как точка максимального изменения уклона в его основании.

В конвенции 1982 г. даны четкие критерии для установления внешней границы континентального шельфа, которая должна находиться не далее 350 миль от исходной линии, от которой отмеряется ширина территориального моря, или не далее 100 миль от 2500-метровой изобаты. На подводных хребтах внешняя граница континентального шельфа не может превышать расстояния 350 миль от исходных линий, от которых отмеряется ширина территориального моря. Однако это положение не относится к подводным возвышенностям, которые являются естественными компонентами материковой окраины, таким, как ее плато, поднятия, вздутия, банки и отроги. Прибрежное государство проводит внешнюю границу своего континентального шельфа, если он простирается за 200-мильный предел, с помощью координат широты и долготы.

Освоение месторождений у моря началось в середине 19 века на прибрежных территориях Каспия (Апшеронский полуостров в районе Баку). Здесь же менее 100 лет назад открылась промышленная эксплуатация буровых платформ на сваях. Начиная с 1960-х гг., широкое применение получает подводная добыча нефти и газа.

Разработка месторождений на морском шельфе — это наукоёмкий, сложный по технологиям и в то же время опасный процесс, когда оборудование устанавливается и эксплуатируется в экстремальных условиях окружающей среды (сильные шторма, приливы и отливы, морская соль, сероводород, критически низкие температуры и сложнейшая ледовая обстановка). Тем не менее, перспективы добычи на шельфах основаны на экономической целесообразности и подтверждаются исследованиями, по которым в недрах под морским дном содержится половина общемировых запасов углеводородов.

Прогнозы говорят о том, что более 60% площади континентального шельфа имеют запасы углеводородов. Каждый год в мире бурится около 1 тыс. поисково-разведочных и примерно 2 тыс. эксплуатационных скважин различного типа. Всего пробурено более 100 тыс. скважин. Разведано более 2 тыс. шельфовых месторождений нефти и газа, большинство из которых — гигантские и крупные по объёму запасов.

Основные подводные залежи нефти и газа сосредоточены в Персидском заливе (Саудовская Аравия, Катар). Здесь находится более половины мировых запасов нефти. Крупнейшие месторождения углеводородов разрабатываются также в Гвинейском и Мексиканском заливе, в акватории Маракайбо (Венесуэла), в морях Юго-Восточной Азии, Бофорта и в Северном море (Норвегия). Добыча углеводородов в море составляет примерно треть от мировой добычи.

По данным IFP Energies nouvelles (IFPEN) и IHS Energy, мировые запасы нефти и газа континентального шельфа в 2010 г. оценивались

примерно в 650 млрд. баррелей нефтяного эквивалента. При этом доля запасов нефти составляла 275 Gboe, а газа — 375 Gboe. Суммарная добыча нефти в 2010 г. на морских шельфах нашей планеты составляла 23,6 млн. баррелей в сутки, а газа — 2,4 млрд.м³ в сутки.

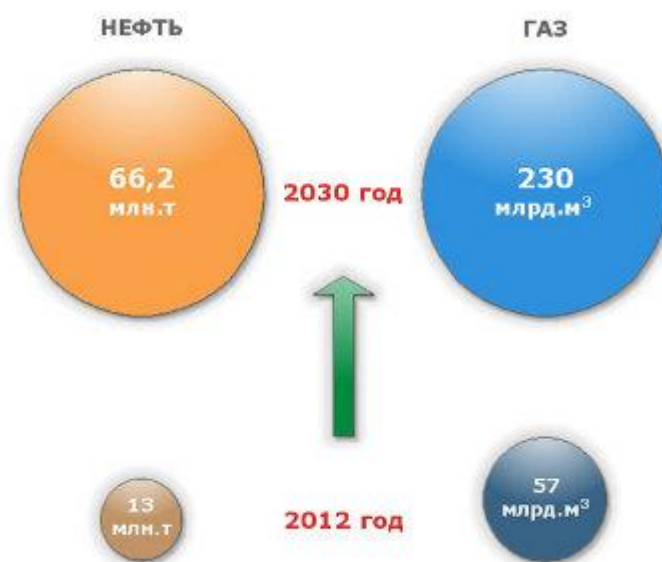


Рис. 2- План добычи углеводородов на континентальном шельфе России

Россия находится на пороге промышленного освоения континентального шельфа (по территории — это более 6 млрд.км², что составляет 22% площади шельфа Мирового океана). Это самый большой по площади шельф в мире, извлекаемые углеводородные ресурсы которого оцениваются в 98,7 млрд.т. в пересчёте на условное топливо. При этом около 85% разведанных запасов сосредоточено на шельфе арктической акватории (Баренцево море, Карское море). Континентальный шельф Дальнего Востока содержит примерно 12–14% запасов. На шельфах Балтийского, Каспийского, Чёрного, Азовского морей также отмечен ряд месторождений.

Несмотря на то, что большая часть континентального шельфа находится в северных и арктических районах, морская добыча нефти и газа в России выделена в качестве приоритетной деятельности, способствующей развитию нефтегазовой отрасли и экономики в целом. Государственные планы предусматривают к 2030 г. увеличить добычу нефти на шельфе в 5 раз — с текущих 13 млн.т. до 66,2 млн.т.; добычу газа планируется поднять в 4 раза — с 57 млрд.м³ до 230 млрд.м³. Достижению этих показателей будет способствовать правительственная Программа освоения шельфа до 2030 г. Экономический эффект от её реализации рассчитан в сумме 8 трлн.руб.



Рис. 3- 1. Технологическая платформа с оборудованием для подготовки нефти и газа. 2. Наземные установки обезвоживания природного газа и регенерации ТЭГ.

Лекция 2. Запасы полезных ископаемых в Арктике. Крупнейшие разведанные месторождения и действующие проекты на шельфе Арктики.

Согласно оценке Геологического Общества США, основанной на геологических исследованиях и вероятностном моделировании, на арктических территориях России, Норвегии, Гренландии, США и Канады залегают примерно 22% мировых неразведанных ресурсов нефти и природного газа.

93% нефти и газа Арктики содержатся всего лишь в 10-ти крупных месторождениях, причем 63% расположены в Евразии: из них 88% арктического газа и 35% нефти. Остальные ресурсы находятся в Северной Америке. Примерно 61 крупное месторождение нефти и газа было открыто в Арктике, 43 из этих месторождений находятся на российской территории, из них – 2 нефтяных. Остальные 18 месторождений распределены следующим образом: 6 находится на Аляске, 11 – на севере Канады и только 1 на территории Норвегии.

Примерно 60% предполагаемых неразведанных ресурсов нефти располагаются на шести территориях, из которых наиболее перспективная часть – аляскинская платформа. В целом в Арктике по прогнозам залегают от 6 до 21,4 млрд т извлекаемых ресурсов нефти. Ресурсы традиционного газа по вероятностной модели составляют от 21 до 84 трлн м³. К примеру, объем доказанных запасов газа в мире на конец 2010 г. составляет 187 трлн м³. Таким образом, доминирует в структуре углеводородных запасов Арктики соответственно не нефть, а природный газ – примерно 78%.

Природного газа в Арктике, по данным ученых, около 1550 трлн кубометров. При этом большая часть неразведанных запасов нефти залегают вблизи берегов Аляски, а почти все арктические запасы

природного газа – у берегов России. Ученые отмечают, что большая часть ресурсов находится на глубине менее 500 м.

В Баренцевом, Печорском и Карском морях не только выявлено более 200 нефтегазоперспективных объектов, но и открыто несколько десятков месторождений, среди них:

- на шельфе Баренцева (включая Печорское) моря – 11 месторождений, в том числе четыре нефтяных (Приразломное, Варандей-море, Медыньское-море, Долгинское), одно нефтегазоконденсатное (Северо-Гуляевское), три газоконденсатных (Штокмановское, Поморское, Ледовое), три газовых (Северо-Кильдинское, Мурманское, Лудловское);

- на шельфе Карского моря (в том числе в Тазовской и Обской губах) – 11 месторождений, в том числе два нефтегазоконденсатных (Салекаптское, Юрхаровское), два газоконденсатных (Ленинградское, Русановское), семь газовых (Антипаютинское, Семаковское, Тота-Яхинское, Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Гугорьяхинское, Обское);

- на шельфе Охотского моря – восемь месторождений, в том числе одно нефтяное (Одопту-море, Северный купол), пять нефтегазоконденсатных (Пильтун-Астохское, Одопту-море, Аркутун-Дагинское, Чайво, Лунское), одно газоконденсатное (Кириновское), одно газовое (Вениновское).

В Арктической зоне сконцентрирована добыча 91% природного газа и 80% (от общероссийских разведанных запасов) газа промышленных категорий.

В совокупности около 4 млн км² площади континентального шельфа Российской Федерации являются перспективными в отношении нефти и газа. Углеводородные ресурсы распределены по крупным морским нефтегазоносным провинциям и бассейнам. Основная часть газа (около 70%) приходится на шельфы северных морей – Баренцева, Печорского и Карского.

Наиболее изученными с геологической точки зрения являются Печоро-Баренцевоморский регион (Штокмановский и прилегающие районы, открытые месторождения и перспективные участки Печорского моря), Карский регион (район акватории Обской и Тазовской губ, Приямальский шельф), шельф Охотского моря. В этих районах открыты месторождения с извлекаемыми и предварительно оцененными запасами категорий А+В+С₁+С₂, в том числе уникальные и крупные месторождения (Приразломное, Штокмановское, Лудловское, Ленинградское, Русановское).

Извлекаемые начальные суммарные ресурсы (НСР) углеводородов (УВ) Баренцева моря – 22,7 млрд т у.т. В структуре НСР преобладают газообразные – 21,6 трлн м³, жидкие (нефть и конденсат) составляют 1,1 млрд т. Континентальный шельф Баренцева моря по газовому потенциалу

уступает только Западной Сибири. В настоящее время нефтяные месторождения в Баренцевом море открыты только в норвежском секторе, вместе с тем, на шельфе (включая Печорское море) выделено 12 участков, которые могут быть отнесены к потенциально нефтеносным.

В Баренцевом море в настоящее время выявлено 5 месторождений. Здесь уже подготовлено к промышленному освоению уникальное по запасам газа Штокмановское газоконденсатное месторождение (3661,5 млрд м³). Кроме того, известны следующие крупные месторождения: Ледовое газоконденсатное (422,1 млрд м³), Лудловское газовое (211,2 млрд м³) и Мурманское газовое (120,6 млрд м³).

Разработка Штокмановского месторождения разделена на три фазы. Ввод в эксплуатацию объектов первой фазы позволит ежегодно добывать на месторождении 23,7 млрд м³ газа, второй – 47,4 млрд м³. В ходе выполнения третьей фазы месторождение будет выведено на проектную мощность – 71,1 млрд м³ газа в год.

Извлекаемые НСР УВ Печорского моря оцениваются в 4,9 млрд т у.т. В структуре НСР жидкие УВ составляют 2,2 млрд т, газообразные – 2,7 трлн м³. В структуре нефтяных ресурсов преобладают ресурсы категории D₂. В пределах шельфа Печорского моря расположено Приразломное нефтяное месторождение (ПНМ) в 60 км от поселка Варандей (Ненецкий автономный округ), в 950 км от Архангельска и 1025 км от Мурманска. Месторождение, расположено на глубине 19–20 метров. Извлекаемые запасы нефти Приразломного месторождения составляют 83,2 млн т, максимальный годовой объем добычи – 6,5 млн т.

Дальнейшие перспективы по наращиванию ресурсов углеводородов связаны с Медынско-Варандейским участком, общей площадью 2405 км², расположенным в юго-восточной части Баренцева моря (мелководная акватория Печорского моря с глубинами до 19 м) в 1000 км от Мурманска и в 410 км от Нарьян-Мара, где в 1997 г. выявлено нефтяное месторождение «Медынское море». Месторождение находится в юго-восточной части арктического шельфа Баренцева моря в акватории мелководной части Печорского моря, на расстоянии 23 км от берега. Глубины моря в районе месторождения 10–18 м. Оценка извлекаемых запасов месторождения «Медынское море» в 2010 г. выросла на 75% – до 133,9 млн т нефти. Эти оценки почти вдвое превзошли оценку запасов соседнего Приразломного месторождения. Перспективны на нефть также Колоколморский и Поморский лицензионные участки, расположенные в южной части Печорского моря. Глубина моря в пределах участков не превышает 40 м. Общая площадь Колоколморского участка составляет 1540 км², Поморского участка – 1677 м². Расстояние до ближайших портов: Нарьян-Мара – 200 км, Мурманска – 800 км. Оценка извлекаемых ресурсов нефти по лицензионным участкам составляет 300 млн тонн.

В целом в акватории Печорского моря уже выявлено пять месторождений нефти с суммарными запасами ABC_1+C_2 – 401,6 млн. т или 17% запасов Северо-Западного региона, в том числе запасы промышленных категорий ABC_1 составляют только 26% (104,3 млн т). Основной объем запасов нефти категории ABC_1+C_2 235,8 млн т (58,7%) находится в Долгинском месторождении, планируемый ввод в разработку которого ориентирован на далекую перспективу – 2020 год.

Запасы свободного газа категорий ABC_1+C_2 выявлены в двух месторождениях и составляют суммарно 73 млрд m^3 . В настоящее время по состоянию изученности акватории Печорского моря можно оценить углеводородный потенциал в количестве 117,1 млн т перспективных (C_3), и 1808 млн т прогнозных (Д) ресурсов нефти, а также 21,7 млрд m^3 перспективных (C_3) и 2219 млрд m^3 прогнозных (Д) ресурсов свободного газа.

На шельфе Карского моря установлено семь крупных структурных складок, с которыми связано формирование уже открытых месторождений газа Русановского и Ленинградского, а также перспективные для разведки Нярмейская и Скуратовская структуры, расположенные в 25 км от берега п-ва Ямал. Они находятся между Малыгинским месторождением (на п-ве Ямал) и Русановским и Ленинградским (на шельфе), на которых установлены до 30-ти газоносных участков.

Таким образом, шельф южной части Карского моря, прилегающей к западному побережью п-ва Ямал, является крупным резервом углеводородов. Вместе с тем, остаются неизвестными контуры вскрытых первыми скважинами 14-ти газовых участков на Русановском и Ленинградском месторождениях, на которых запасы газа суммарно оцениваются по категории C_2 – 9 трлн m^3 .

П-ов Ямал является одним из важнейших стратегических нефтегазоносных регионов России. Промышленное освоение месторождений Ямала позволит довести добычу газа на п-ве и прилегающем шельфе к 2030 г. до 310–360 млрд m^3 в год. Выход на Ямал имеет принципиальное значение для обеспечения роста добычи газа. На п-ве Ямал и прилегающих акваториях открыто 32 месторождения, суммарные запасы ($A+B+C_1+C_2$) и ресурсы (C_3) которых составляют 26,5 трлн m^3 газа, нефти и конденсата – около 1,64 млрд т.

Наиболее значительным по запасам газа ($ABC_1 + C_2$) месторождением Ямала является Бованенковское (4,9 трлн m^3).

Начальные запасы Харасавэйского, Крузенштернского и Южно-Тамбейского месторождений составляют около 3,3 трлн. m^3 газа.

В целом на шельфе Ямала слабо разведана западная морская половина многопластового (11 залежей) Крузенштерновского месторождения газа, запасы которого на суше утверждены ГКЗ СССР в объеме 1231 млрд м. Доразведка и подготовка к освоению морской части Крузенштерновского

и Харасавэйского месторождений может обеспечить прирост запасов газа в 3 трлн м³. Лицензии на разработку Бованенковского, Харасавэйского, Новопортовского, Крузенш – тернского, Северо-Тамбейского, Западно-Тамбейского, Тасийского и Малыгинского месторождений принадлежат Группе «Газпром». «Газпром» планирует в 2019 г. ввести в эксплуатацию Харасавейское, в 2020 г. – Крузенштернское месторождения.

На выявленных сейсморазведкой у западного побережья Ямала крупных Нярмейской, Скуратовской и Северо-Харасовейской структурах перспективные ресурсы газа суммарно составляют 4 трлн м³. В 20 км западнее Крузенштерновского газоконденсатного месторождения, расположенного на западном побережье полуострова Ямал, в пределах островов Шараповы Кошки и окружающего мелководного шельфа по данным сейсморазведки выделяют участки, образующие Шараповскую локальную структуру. В случае ее подтверждения детальной сейсморазведкой, считают возможным открыть месторождения с запасами до 1 трлн м³.

В целом Северо-Восточный регион характеризуется наименьшей степенью изученности. В этом регионе проведены только рекогносцировочные геологические исследования, которые выявили определенные черты сходства с другими нефтегазопродуктивными районами (район моря Лаптевых), либо показали, что район является продолжением уже открытого бассейна (район Чукотского моря).

Ввиду слабой изученности открытые месторождения углеводородов в Северо-Восточном регионе в акваториях моря Лаптевых, Восточно-Сибирского и российской части Чукотского морей отсутствуют. По данным Министерства природных ресурсов и экологии РФ, извлекаемые ресурсы в акваториях морей Северо-Восточного региона составляют около 12 млрд т у.т.

Шельф Берингова моря практически не изучен с точки зрения возможной нефтегазоносности.

В последние годы, несмотря на явно недостаточную степень геолого-геофизической изученности российского арктического шельфа, определена его перспективность на наличие в недрах колоссальных углеводородных ресурсов. К настоящему времени определена общая мощность осадочного чехла, раскрыта его общая геологическая структура, выявлены основные нефтегазоносные провинции и области, очерчены их границы, оценены начальные ресурсы углеводородов.

Следует отметить, что в пределах российского арктического шельфа к настоящему времени пробурено только 77 скважин, причем все – на морях западной Арктики (Баренцево, Печорское, Карское). Северные районы Баренцева и Карского морей и весь шельф восточной Арктики изучены лишь редкой сетью сейсмических профилей, восточнее п-ва Таймыр на арктическом шельфе России не пробурено ни одной глубокой скважины и

пока еще не выявлено ни одного месторождения. Средняя плотность покрытия сейсмическими профилями составляет лишь 0,24 км/км². Вместе с тем, например, для окончания регионального этапа работ, который финансируется из средств федерального бюджета, необходимо, чтобы плотность сейсморазведки превышала 0,5 км/км². Такого показателя не удалось достичь более чем на 90% площади шельфа.

Перспективные на наличие углеводородных ресурсов Баренцево и Карское моря относятся к слабоизученным акваториям. Фактически в необходимых объемах ГРП на континентальном шельфе Российской Федерации не ведутся с 1993 года. По сравнению с серединой 80-х гг. XX в., когда было открыто большинство из известных месторождений, объемы работ сократились в десять раз. В итоге на сегодняшний день геолого-геофизическая изученность континентального шельфа Российской Федерации по количеству пробуренных скважин и плотности сейсмических работ в десятки и сотни раз отстает от Норвегии, Дании, Великобритании, Бразилии, которые ведут работы на шельфе. Однако уже имеющиеся данные позволяют с уверенностью утверждать, что российский арктический шельф обладает поистине уникальными ресурсами углеводородов. К арктическим углеводородным богатствам необходим особый комплексный подход, целью которого должно стать социально-экономическое развитие региона и страны в целом. России необходима система, которая способна преобразовать доходы от работы ТЭК не только в рост текущего потребления, но и в инвестиционные вложения, особенно за пределами ТЭК, в том числе позволила бы создать импульс для качественно нового инновационного развития национальной экономики. Важно получить комплексный кумулятивный эффект от разработки месторождений, а особенно от международного сотрудничества в сферах технологий, знаний и транспорта. На начальном этапе освоения российского арктического шельфа существует возможность использовать зарубежный опыт в российской практике.

Финансирование дорогих трудноизвлекаемых запасов месторождений следующего поколения и увеличение эффективности внутреннего потребления газа должны стать будущими тенденциями развития отечественной нефтегазовой промышленности.

Что касается экспорта, то арктические ресурсы могут быть крайне востребованы на европейском и азиатском рынках, хотя в настоящее время такая точка зрения нередко подвергается сомнению – вопрос слишком высокой цены будущих арктических углеводородов вызывает многочисленные противоречия.

Конечно, существует возможность возникновения некоторых рисков при выходе арктических ресурсов, в частности газа, на международные рынки, как фактор ценовой конкуренции на газовом рынке. Цена Арктического газа будет достаточно высокой, и стоимость арктического

СПГ, например, с Ямала, вряд ли можно будет поставить в один ценовой диапазон с СПГ Катара или Австралии. Но, в то же время, некоторые существенные вызовы современного экономического развития могут быть решены при помощи этих ресурсов. Конкретные сроки востребованности арктических углеводородов на мировом рынке предсказать сложно, но следует еще раз отметить, что эти ресурсы носят долговременный, стратегический, а не сиюминутный характер.

В Арктике сосредоточены основные запасы ряда важнейших полезных ископаемых, для которых характерна концентрация в виде крупных и уникальных месторождений, сосредоточенных на относительно небольших территориях. В пределах материковой части Арктики располагаются уникальные запасы и прогнозные ресурсы медно-никелевых руд, олова, платиноидов, агрохимических руд, редких металлов и редкоземельных элементов, крупные – золота, алмазов, вольфрама, ртути, черных металлов, оптического сырья и поделочных камней.

На шельфе и арктических территориях установлены запасы и прогнозные ресурсы россыпного олова, золота, алмазов, марганца, полиметаллов, серебра, флюорита, поделочных камней, различных самоцветов. Имеются предпосылки открытия месторождений эндогенного золота, редкоземельных элементов, меди, фосфоритов, железа и ряда других полезных ископаемых.

Территории и акватории Арктики характеризуются огромными ресурсами железа и марганца, значительными – хрома и титана. Известны проявления марганца на Новой Земле, хрома – в Ямало-Ненецком округе и Мурманской области. Реальными объектами для получения хрома могут стать платиносодержащие хромитовые руды месторождений Полярного Урала (Рай-Из, Войкаро-Съшьинское, Сыум-Кеу) и Кольского полуострова (Большая Барака, Мончегорское и др.).

Акватории и острова Арктики обладают значительным оловоносным потенциалом. В них сосредоточено около 97% всех российских запасов и ресурсов россыпного олова (в том числе более 60% на шельфе). Россыпные узлы характеризуются высокой продуктивностью, наличием нескольких металлоносных горизонтов значительной мощности и хорошим качеством сырья. Крупнейшим (около 700 тыс. т олова) районом является Ляховский (составная часть Северо-Янского региона) с двумя россыпными узлами – Северо – Ляховским и Западным. Они расположены на о. Большой Ляховский (Малая, Правая и Левая Кутта, Тарская, Тохтубут, Хоту-Юрях, Блудная) и на дне пролива Этерикан (Кутта-Шельф, Западная, Боруога, Этерикан) при глубинах моря до 5 м и удалении от берега до 4 км. Оловоносный потенциал шельфа Российской Арктики сопоставим с наиболее крупными мировыми провинциями. Уникален по своим масштабам Ляховский район, Северо-Ляховский и Западный узлы в нем очень крупные, Певекский и Чокурдахский – крупные. Большая часть

(до 85%) запасов олова всех узлов приурочена к акваториям, незначительная – к суше.

Основные разведанные запасы коренного и россыпного вольфрама сосредоточены в Иультинском (более 50% всех запасов), Чаунском (24,8% по категориям А+В+С1), Шмидтовском и Северо – Янском районах.

Три месторождения ртути (Извилистое, Убойнинское и Тарейское) установлены на Таймыре, но главные ее разведанные запасы сосредоточены в Чаунском (более 90% всех запасов) и Анадырском районах Яно-Чукотской провинции. Детально разведано Тамватнейское месторождение. В качестве попутного компонента содержится вольфрам, мышьяк и сурьма. Наиболее крупное Западно-Полянское месторождение расположено в 160 км от города Певек.

Среди свинцово-цинковых объектов наибольший интерес представляет Павловское полиметаллическое месторождение Южного острова Новой Земли, прогнозные ресурсы которого составляют более 10 млн т свинца и цинка, сотни тонн серебра.

Что касается благородных металлов (платиновые металлы, золото, серебро), то наибольшее значение в Арктике имеют платиноиды, разведанные запасы которых в рудах Норильских месторождений составляют более 98% всех запасов Российской Федерации. Платиноиды, добываемые в российской части Арктики обеспечивают в настоящее время около 70% всей мировой потребности палладия и более 20% платины. Запасы и прогнозные ресурсы уже открытых и частично разведанных месторождений могут обеспечить внутренние потребности России и экспорт платины на протяжении 100 лет.

Промышленное значение имеют россыпи золота на о. Большевик. Установленные запасы и ресурсы Студенинского, Тора-Каменского и Лагерно-Голышевского узлов (разведано 5 месторождений и еще 20 россыпей оценено ресурсами) при принятом минимальном промышленном содержании 1,26 г/м³ обеспечивают более чем 30% рентабельности золотодобывающего предприятия при открытой раздельной добыче не менее 30 лет. Золотоносный россыпной потенциал арктических шельфовых областей позволяет сопоставить их с крупными золотоносными провинциями страны. По продуктивности первое место занимает о. Большевик, второе – Челюскинский и третье – Валькарайский район. Основной объем запасов (более 85%) и ресурсов (не менее 70%) в пределах шельфовой области сосредоточено на островах и вблизи береговой линии. Максимально акваториальным является Валькарайский район, в пределах которого практически все разведанные на сегодня запасы и ресурсы сосредоточены в проливе Лонга и лагуне Рыпильхин.

Основные разведанные запасы алмазов сосредоточены в Арктике в Золотистом кимберлитовом поле (месторождение им. М.В. Ломоносова). Значительный прирост алмазов в последние годы осуществлен в

Анабарском и Булуномском районах Республики Саха (Якутия). Перспективны прибрежные зоны Белого (Беломорский россыпной район) и Баренцева (Канинско-Тиманский россыпной район) морей в пределах Беломорско-Тиманской провинции и южная часть моря Лаптевых (Анабаро-Хатангский район). Единичные зерна алмазов выявлены в современных донных осадках и морских отложениях Восточной Чукотки и в районе пролива Лаврентия.

Значительные запасы и ресурсы редких металлов и редкоземельных элементов (ниобий, тантал, скандий, иттрий, цирконий и др.) сосредоточены в Европейской и Сибирской подзонах Арктики. Промышленная добыча ведется только в пределах Мурманской области. Здесь перерабатываются лопаритовые руды трех из 12 рудных участков Ловозерского месторождения, содержащих редкоземельные элементы. Интерес представляют уникальные запасы ниобия, содержащиеся в редкоземельных элементах фосфатных руд крупнейшего в мире карбонатитового массива Томтор в Якутии. В корях выветривания месторождения содержатся десятки миллионов тонн ниобия. Россыпь вдвое богаче самых богатых месторождений мира по ниобию (Араша, Бразилия) и редким землям (Маунтин-Пас, США). При благоприятной конъюнктуре освоение этого месторождения может обеспечить Российской Федерации ведущие позиции на рынке ниобия, скандия и иттрия.

Значительная часть разведанных запасов фосфора (порядка 600 млн т) относится к Кольской провинции, огромные ресурсы сосредоточены в Маймеча-Котуйской (свыше 600 млн т) и Уджинской (около 1 млрд т) провинциях. В настоящее время отрабатываются апатит-нефелиновые (Хибинская группа), апатит-магнетитовые (Ковдорское) и фосфоритовые (Софроновское, запасы 2,2 млн т) месторождения. В Мурманской области в апатит-нефелиновых месторождениях Хибинской группы и апатит-магнетитовых рудах Ковдорского месторождения сосредоточены все активные запасы апатитов России.

Примером в разработке полезных ископаемых Арктики является компания «Норильский никель» – предприятие, находящееся за северным полярным кругом. Опыт освоения арктических территорий у данной компании велик, а в список заслуг стоит добавить не только долю компании в ВВП Российской Федерации в 1,9% 29, но и функционирование первого крупного заполярного города.

Контрольные вопросы:

1. Распределение углеводородов в Мире.
2. Страны-лидеры по добыче нефти и газа.
3. Роль нефти и газа в топливно-энергетическом комплексе России.
4. Запасы углеводородов на шельфе.

5. Дайте определение континентального шельфа с юридической и геологической точки зрения.

Модуль 2. ИНЖЕНЕРНО-ИЗЫСКАТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ НА ШЕЛЬФЕ.

Лекция 1. Методы поиска углеводородов на шельфе. Понятие местной и региональной разведки. Методы полевой геофизики.

В настоящее время весьма актуальна проблема освоения морских месторождений углеводородов. Первый шаг – выявление залежей нефти и газа. Процесс разведки и изучения месторождений на море схож с поиском и изучением на суше. Но имеется и ряд особенностей, которые могут весьма осложнить весь процесс. В данном разделе будет рассмотрены особенности выявления и изучения местоположений углеводородов на море касательно только геофизических методов исследования. Геофизические методы при геологических работах на шельфах и в открытом океане нашли благодарную область для своего применения.

Первые шаги по изучению шельфа

Первые опыты измерений силы тяжести с подводных лодок были предприняты Ф. Венинг-Мейнесем. Первые же сейсморазведочные работы начаты геофизиками США в 1933 г. в Мексиканском заливе, а затем под руководством Г.А. Гамбурцева в 1940—1941 гг. на Каспийском море. Несколько позднее советскими электроразведчиками были проведены опытно-производственные работы методом сопротивлений на Азовском, Черном, Каспийском и Дальневосточных морях.

Особенности проведения работ на море.

В отличие от геологических исследований на суше, при морских работах геофизические методы становятся, кроме бурения и пробоотбора, основным источником и средством получения геологической информации. Это объясняется спецификой проведения геофизических исследований на море. Во-первых, это возможность вести наблюдения в движении с транспортного судна, на которое помещены и источники поля (для методов искусственных полей), и измерительная аппаратура. Значительно упрощаются условия "заземления" датчиков измерительных устройств, благодаря жидкой среде, к тому же более однородной, чем твердая почва при наземных наблюдениях. Появляется возможность измерительные приборы приближать к поверхности дна или опускать и перемещать по дну, увеличивая регистрируемые сигналы и, следовательно, повышать разрешающие возможности методов. Немаловажно также и упрощение условий труда и повышение производительности, хотя, возникает и большая зависимость от погодных условий. Благодаря использованию плавсредств, растут возможности для проведения более детальной обработки и интерпретации результатов измерений не только за счет размещения на судне соответствующих работников, но и ЭВМ и других

технических средств для обработки данных.

Но при проведении морских геофизических работ возникают и дополнительные трудности, прежде всего в привязке линий наблюдений (рейсов). Из-за этого морские работы ограничиваются в масштабах. Детальные съемки масштабов 1:50 000—1:100 000 возможны на шельфах только в прибрежных районах. Из-за сложностей геодезической привязки значительно ухудшается надежность как привязки точек для закладки скважин, призванных проверять и детализировать геофизические данные, так и выполнения наблюдений с целью контроля за надежностью воспроизведения результатов геофизических исследований. Осложняется и взаимоувязка морских съемок и съемок на прибрежных участках суши, за исключением полярных и приполярных районов, где можно профили наземных геофизических наблюдений продлить в раннее весеннее время по поверхности морского льда до вскрытия ледового покрова, привязывая линии последующих морских геофизических съемок к заблаговременно установленным вехам наземной геофизической сети.

Серьезным методическим вопросом геолого-геофизических исследований на шельфе является увязка работ на самом шельфе с работами на прибрежной суше, но не как производственного процесса, а с позиции конечных геологических результатов. С одной стороны, так как шельф в геологическом плане является продолжением прилегающей суши, то структуры коренных отложений последней продолжают и под дном моря в коренном фундаменте шельфа и не только в пределах верхних, более молодых, но и в более глубоких, древних структурных этажах. Но с другой стороны, процессы формирования четвертичных и современных отложений на шельфе, образования их структурных тел, отличны от тех, которые возникают и накапливаются в этот же период геологической истории на прибрежной суше. Здесь главным фактором являются гидродинамические процессы, протекающие в прибрежных частях моря и потому требующие к себе другого подхода, иных методов наблюдений и исследований. Но тектоническая жизнь Земли охватывают одновременно и сушу, и шельф. И поэтому современную геологическую историю нужно изучать и на шельфе, и на прибрежной суше в единой связи. Более того, благодаря большей доступности последней, часто результаты исследований на суше могут значительно облегчить понимание геологического строения и процессов формирования структур шельфа и континентального склона. Конкретное содержание комплекса геофизических методов исследования прибрежной суши определяется геологической позицией изучаемой территории. Площадные магнитные и гравитационные съемки обязательно должны в них присутствовать.

Но главными являются, вопросы о комплексе геофизических методов и месте геофизических исследований в морских геологосъемочных и геологоразведочных работах на шельфах. Основным методом геолого-

геофизических исследований на шельфах является непрерывное сейсмоакустическое профилирование (НСП). Оно в наибольшей мере использует специфические условия, характеризующие обстановку проведения геофизических наблюдений на море. С усложнением тектонической обстановки геологическая эффективность НСП снижается, так же, как и сейсморазведки в складчатых областях на суше.

Гравиразведке. Этот важный метод геофизического картировочного и картировочно-поискового комплекса при работах на суше, в морских работах на шельфе оказался почти забытым. Вероятно потому, что хотя по достигаемой точности измерений гравиразведка обгоняет большинство других геофизических методов, в морских условиях она еще не обеспечивает надежное выявление аномалий в пределах точностей, требуемых при геолого-съёмочных и поисковых работах средних и детальных масштабов. И, тем не менее, геологические исследования на море не могут без ущерба для полноты получаемых результатов обходиться без гравиметрических данных.

Геофизические исследования.

Геофизические методы исследования месторождений можно разделить на 2 самостоятельные отрасли:

1. Полевые геофизические методы.
2. Геофизические исследования в скважинах (ГИС).

Рассмотрим подробно каждый раздел.

Полевая геофизика.

Полевая геофизика включает комплекс методов, применяемых с целью изучения геологических разрезов с поверхности Земли (морские съёмки). Методы подразделяются на:

- 1) гравиметрическую разведку — изучение естественного поля силы тяжести;
- 2) магнитную разведку — изучение распределения естественного геомагнитного поля;
- 3) электрическую разведку — использование как естественных, так и искусственно созданных электромагнитных полей;
- 4) сейсмическую разведку — изучение поля упругих колебаний, искусственно возбуждаемых взрывом заряда взрывчатого вещества, ударами, механическими вибрациями т. п.;

Гравиразведка

Гравиметрическая разведка (гравиразведка) основана на изучении чрезвычайно малых возмущений (аномалий) гравитационного поля Земли, обусловленных различием плотности находящихся внутри Земли горных пород. Геологоразведочное значение гравиразведки состоит в том, что многие антиклинальные складки и другие геологические структуры, представляющие интерес при поисках и разведке месторождений полезных ископаемых, а также сами залежи полезных ископаемых находят

отражение в измеряемом на поверхности Земли гравитационном поле в виде положительных или отрицательных аномалий различных размеров и интенсивности. Эти аномалии очень малы и часто не превышают 1/1 000 000 долю от полного значения силы тяжести на поверхности Земли. Поэтому для обнаружения гравитационных эффектов требуется очень высокая точность полевых измерений, которая достигается использованием высокочувствительных приборов, называемых гравиметрами и гравитационными вариометрами. В гравиразведке кроме силы тяжести широко используют величины, характеризующие быстроту (скорость) изменения силы тяжести по какому-либо направлению. Эти величины называются вторыми производными потенциала силы тяжести. По своему гравиметрическому смыслу они подразделяются на градиенты и кривизны.

Гравиметрические измерения на море в зависимости от носителя и глубин моря подразделяют на:

- 1) надводные,
- 2) подводные,
- 3) донные.

При надводных исследованиях регистрирующую аппаратуру (затушенные гравиметры и маятниковые приборы) устанавливают на надводных кораблях. Съёмку с помощью гравиметров проводят в движении, а регистрация силы тяжести вдоль профилей осуществляется в автоматическом режиме. При этом нужно постоянное определение координат точек наблюдения, что важно не только для их привязки, но и для ввода поправок в наблюденные значения гнабл, в том числе за направление и скорость движения судна. Морские гравиметрические рейсы (галсы), так же, как и на суше, должны начинаться и заканчиваться на опорных гравиметрических пунктах, в качестве которых служат либо специальные опорные пункты в портах захода кораблей, либо точки, в которых выполнены наблюдения с маятниковыми приборами. Погрешность морских надводных измерений силы тяжести составляет при благоприятных условиях $\pm (1—2)$ мГал.

Подводные гравиметрические работы проводят с использованием подводных лодок. Они отличаются от надводных наиболее спокойными условиями работ (меньше качка), а значит, большей точностью, в том числе и при проведении опорных маятниковых наблюдений.

Донные измерения проводят с помощью кварцевых астазированных гравиметров, заключенных в специальные водонепроницаемые контейнеры. В точке наблюдения с борта судна на дно опускают донный гравиметр, чувствительная система которого автоматически устанавливается горизонтально с помощью подвеса Кардана, а с помощью электроизмерительной системы на борту корабля фиксируют показания гравиметра. Предельные глубины моря при такой съёмке составляют 150—

200 м, время отработки точки наблюдения на предельных глубинах составляет 1—1,5 ч. Погрешность донных гравиметрических работ невелика и находится на уровне полевых съемок.

Магниторазведка

Магнитная разведка или магниторазведка— старейший полевой геофизический метод, в котором с помощью специальных измерений выявляют возмущения магнитного поля Земли, возникающие вследствие неодинаковой намагниченности различных горных пород.

Магниторазведка — более сложный метод по сравнению с гравиразведкой. Главная причина заключается в том, что намагниченность горных пород, которой определяются магнитные аномалии, величина векторная, в то время как аномалии силы тяжести зависят от скалярной величины—избыточной плотности.

Вариации:

1) Гидромагнитная съемка (электромагнитное зондирование с контролируемым подвижным источником)

Измерения геомагнитного поля при морских магнитных съемках выполняют в условиях движения судна. Наиболее часто применяют квантовые магнитометры. Для исключения влияния металлического корпуса судна применяются специальные приемы, а датчик поля буксируется за ним на кабеле длиной свыше 100 м в специальной немагнитной гондоле вблизи дна либо на некоторой глубине. Профили (галсы) привязываются по штурманским картам. Съемки бывают профильными и реже площадными. Значительные трудности вызывает учет магнитных вариаций, поскольку случаи, когда площадь морских работ расположена вблизи от магнитных обсерваторий, крайне редки. Для выделения постоянной составляющей измеряемого магнитного поля используют специальные фильтры, но при этом не удается отфильтровать суточные вариации магнитного поля. Другая специфическая особенность морской магнитной съемки — необходимость учета вариаций, вызванных морскими волнами: при движении морской волны в земном магнитном поле в ней индуцируются электрические токи, которые создают существенные электромагнитные эффекты; методика учета таких вариаций еще не разработана.

2) Метод магнитотеллурического зондирования (МТЗ)

Метод основан на изучении естественного нестационарного электромагнитного поля Земли широкого диапазона частот. Приемник помещается непосредственно на дно моря. Он оснащен бетонным якорем для надежности позиционирования на мелких акваториях, который также служит грузом, для преодоления выталкивающей силы. После работы автономный приемник поднимается со дна.

В последнее время интерес к МТЗ сосредоточен на морских исследованиях, что продиктовано возрастающей стоимостью бурения в

глубоководных районах и сложностью получения построений в подсолевых и подбазальтовых отложениях. Технологии, повышающие вероятность экономического успеха после того, как определены объекты бурения, имеют огромную ценность.

Электроразведка

Электрическая разведка основана на изучении электрических и магнитных полей, возникающих в земной коре под воздействием естественных и искусственных источников электромагнитного поля. Морская электроразведка проводится обычно совместно с батиметрическими измерениями, дающими представление о морфологии дна океана.

Задачи морской электроразведки:

- 1) изучение глубинного строения земной коры под водами морей и океанов;
- 2) поиски и подготовка к разведочному бурению площадей, перспективных на нефть и газ.

При морских электроразведочных исследованиях предусматривается использование установок, питающие и измерительные электроды которых располагаются на дне водоема (донная установка).

В зависимости от характера решаемых задач и геологического разреза района работ в морских условиях могут применяться различные модификации морской электроразведки:

- 1) непрерывные вертикальные зондирования,
- 2) непрерывное профилирование с повышенной глубиной исследования,
- 3) картировочное профилирование.

Две первые модификации морской электроразведки применяют для решения структурных задач, когда необходимая глубина исследования достигает 2000—3000 м. В силу известных технических преимуществ дипольные установки единственно приемлемы для морской электроразведки с повышенной глубиной исследования. Для выполнения непрерывных вертикальных зондирований используют осевую дипольную установку; непрерывное профилирование с повышенной глубиной исследования осуществляют при помощи осевой или экваториальной дипольных установок.

При картировочном профилировании используют искусственные или естественные стационарные поля; применяют различные дифференциальные установки и установки для измерения естественного поля.

Методика непрерывных двусторонних осевых зондирований.

Непрерывные двусторонние осевые зондирования (НДОЗ) выполняют по прямолинейным профилям, которые, как правило, разбивают и закрепляют вехами. Морская вежа представляет собой удлиненный

вертикальный буюк длиной около 1 м, к которому прикреплена 2,5—3 м рейка с флажком или сигналом на верхнем конце. К нижнему выступающему концу рейки крепят несущий трос с грузом — якорем на дне моря (30— 50 кг). При наличии надежного радиогеодезического обеспечения вехи устанавливают в точках профиля, соответствующих центрам двусторонних зондирований, обычно на расстоянии 2—4 км одну от другой. При отсутствии радиогеодезической службы интервал между вехами уменьшается до 1—2 км. Зондирование осуществляют при помощи двух судов — питающего и измерительного, обслуживающих соответствующие диполи. В процессе выполнения НДОЗ измерительный диполь расположен в точке прямолинейного профиля наблюдений, выбранной в качестве центра двустороннего зондирования, питающий — непрерывно перемещается по профилю в одном и том же направлении, приближаясь к измерительному при обработке одного крыла зондирования и удаляясь от него при обработке второго. «Обратная» схема наблюдений, при которой измерительный диполь является неподвижным, позволяет предотвратить появление помех, сопутствующих измерению разности потенциалов в движении.

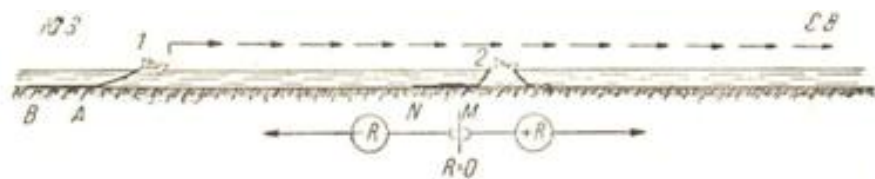


Рис. 1- Схема выполнения непрерывного дипольно-осевого зондирования: 1 —питающее судно; 2 —измерительное судно.

Методика непрерывного профилирования. Непрерывное профилирование с повышенной глубиной исследования.

Непрерывное профилирование (НП) с повышенной глубиной исследования можно выполнять осевой или экваториальной установками.

Непрерывное профилирование с повышенной глубиной исследования выполняют при помощи двух судов: питающего и измерительного. В процессе выполнения НП суда перемещаются на фиксированном расстоянии один от другого, буксируя за собой по дну моря диполи. При осевом профилировании оба судна движутся по прямой линии, совпадающей с профилем наблюдений; при экваториальном — по двум линиям, параллельным профилю и отстоящим от него на расстояниях, равных $R/2$.

В зависимости от геологических условий расстояние между судами

(обычно равное расстоянию R между центрами диполей) в среднем составляет 3—5 км, длина диполей 500—1000 м.

Помехи, возникающие при регистрации разности потенциалов в движении и, в частности, связанные с трением измерительных электродов о дно моря, могут быть несколько уменьшены путем применения неполяризующихся электродов, защищенных чехлами из резинового или полиэтиленового шланга.

4. Непрерывное картировочное профилирование

Картировочное электропрофилирование обычно осуществляется при крупномасштабных детализационных работах в пределах сводовых частей структур, когда непосредственным объектом изучения являются крутопадающие коренные пласты, выходящие на дно моря или перекрытые наносами небольшой мощности. Для этого вида работ используются дифференциальные установки линейной конфигурации, а также установки для измерения стационарных естественных полей.



Рис.2- Схема выполнения дифференциального картировочного профилирования.

Непрерывное картировочное профилирование выполняют одним судном. В процессе дифференциального профилирования установка с фиксированным расстоянием между электродами перемещается судном по прямолинейному профилю наблюдений со строго постоянной скоростью. В обычном случае, когда длина установки составляет 25—50 м, ближайший электрод относят от судна на расстояние 100—120 м, а питающий электрод, используемый в качестве бесконечно удаленного, располагают на поверхности моря непосредственно за кормой. Дифференциальное профилирование (ДП) обычно комплексировано с непрерывным профилированием по методу стационарного естественного поля (ЕП). Стационарные естественные поля повсеместно наблюдаются в пределах участков, где среда электрически неоднородна в горизонтальном направлении. Такие поля, в частности, приурочены к выходам на дно моря коренных пород.

Морская электроразведка как метод поиска и изучения месторождений полезных

ископаемых в пределах континентального шельфа, а также материкового склона и ложа Мирового океана очень эффективна и актуальна в последнее время. Главное, пожалуй, в том, что морская электроразведка не стоит на месте, и ее методы все совершенствуются и совершенствуются. В дальнейшем ее роль будет все более возрастать.

Лекция 2. Виды ГИС. Сейсмоакустика. Порядок проведения сейсморазведки на морском шельфе.

Промысловая геофизика (ГИС).

Геофизические исследования в скважинах включают разнообразный комплекс измерений, важнейшие из которых электрические методы, с их помощью измеряют удельное электрическое сопротивление горных пород, электрохимическую и вызванную активность и др.; радиоактивные (ядерные) методы, при которых измеряют естественную или искусственно вызванную радиоактивность пород; методы термометрии, основанные на изучении температуры горных пород в скважинах; акустический метод, при котором изучают скорость и затухание упругих волн в породах; магнитный метод, основанный на измерении магнитной восприимчивости горных пород и др.

Основные геологоразведочные задачи, решаемые с помощью геофизических исследований в скважинах, включают: изучение разреза, определение литологии и глубины залегания пройденных скважиной горных пород; выделение нефтегазоносных пластов и оценка в них запасов нефти и газа; контроль за разработкой месторождений нефти и газа и др. Кроме того, геофизические исследования скважин — важная составная часть работ с целью технического контроля бурения и состояния скважин: определение диаметра скважин, искривления их ствола, качества цементировки затрубного пространства и др. Благодаря использованию геофизических исследований стало возможным значительно сократить отбор образцов горных пород (керн) при бурении глубоких разведочных скважин и перейти на бескерновое бурение эксплуатационных скважин, достигнуть тем самым большего экономического эффекта за счет существенного увеличения скорости бурения. Развивается направление комплексирования ГИС с полевыми геофизическими методами, в особенности, с сейсморазведкой.

Основной целью геолого-геофизических исследований на море

является изучение геологического разреза, включая рыхлый чехол шельфа и материкового склона, состоящего из четвертичных, преимущественно глинистых отложений, терригенных и карбонатных отложений дочетвертичного основания и метаморфических пород кристаллического фундамента. В целом геологические задачи изучения морского дна с точки зрения применения геофизических исследований скважин можно разделить на несколько разделов:

- 1) изучение стратиграфии отложений;
- 2) изучение тектонического строения и палеорекострукция;
- 3) изучение структуры залегания осадочных пород, в том числе их соподчинения;
- 4) задачи петрологии и седиментологии;
- 5) изучение геохимии отложений;
- 6) сейсмология;
- 7) геотермика.

Полную информацию о структуре, текстуре пород, их слоистости, трещиноватости в условиях низкого выхода керна получить нельзя. Решение указанных задач требует проведения геофизических исследований практически всех пробуренных на море скважин. Опыт зарубежных фирм "Schlumberger" и "Borehole Reserch Group (BRG)" однозначно свидетельствует о целесообразности применения самого широкого комплекса каротажных методов.

Не затрагивая задачи нефтегазовой геологии, можно составить перечень методов комплекса ГИС, применяемых в морских скважинах (таблица 1):

Таблица 1. Перечень методов комплекса ГИС, применяемых в морских скважинах

Метод	Задачи					
	структурной геологии	стратиграфии	тектоники	петрологии	сейсмологии	привязки керна

ГК	+	+		+		
ИК	+	+				
БК	+					
НК	+	+				
ГГК	+	+		+	+	
АК	+	+		+	+	
КМП		+				
САТ	+		+			

Приведенный перечень составлен как на основании отечественного опыта, так и по данным, приведенным в опубликованных результатах ODP — Ocean Drilling Program.

Указанные методы применяются при стандартном способе проведения каротажа в открытом стволе, который предусматривает подъем бурового инструмента, промывку и проведение каротажа на кабеле. Существуют также стандартные методы ГИС, которые проводят специальной аппаратурой во время бурения. По оценкам специалистов такая технология проведения каротажа в ближайшее десятилетие займет доминирующее место в геофизических исследованиях морских скважин.

Проведение ГИС на кабеле в морских скважинах, особенно в верхних молодых отложениях, затруднено резкими изменениями диаметра и большими кавернами. Поэтому кавернометрия также является обязательным методом в морских скважинах. Довольно часто не удается провести каротаж в полном объеме по всему стволу скважины. В этом случае сводный геолого-геофизический разрез создается путем бурения дополнительных скважин с той же стоянки плавучей буровой установки (ПБУ), обсадки обвалоопасных интервалов и проведения ГИС в неисследованных ранее интервалах. При проведении ГИС с ПБУ кондуктор скважины оборудуется специальным устройством, позволяющим обеспечивать точную привязку каротажных диаграмм по глубине к морскому дну. Такое оборудование необходимо в связи с возможным волнением на море и периодическими колебаниями скважинных приборов в скважине. Подробнее остановимся на задачах, технологии проведения и примерах использования указанных в таблице методов ГИС.

Гамма-каротаж (ГК).

Методами гамма-каротажа исследуется естественная радиоактивность горных пород. Гамма-каротаж (ГК) применяется чаще всего в

модификации спектрометрического гамма-каротажа (СГК), где в общем случае регистрируются кривые в трех энергетических окнах, отвечающих характерным линиям γ -спектров 1,3 — 1,6; 1,65 — 2,1; 2,4 — 2,9 МэВ, т.е. в так называемых калиевом, урановом и ториевом каналах. Спектрометрический ГК дает гораздо большую информацию о вещественном составе пород, чем интегральный гамма-каротаж. Данные СГК дают богатый фактический материал для суждения о литолого-петрофизических свойствах и вещественном составе геологических образований.

По данным СГК однородная толща осадочных горных пород разделяется на отдельные геологостратиграфические горизонты, и этот метод совместно с методами электросопротивления успешно применяется для корреляции разрезов морских скважин. Преимуществом гамма-каротажа является то, что он может проводиться как в открытом стволе, так и в обсаженной скважине.

Методы удельного электрического сопротивления.

Применяются в морских скважинах в основном в виде бокового каротажа (БК) малой глубинности или индукционного каротажа (ИК) средней и большой глубинности.

Выделение по наличию зоны проникновения проницаемых и трещиноватых пород позволяет проводить палеореконструкции, а по повышенной трещиноватости выделять зоны тектонических нарушений и неотектонические образования. По уменьшению удельного сопротивления четко выделяются брекчированные зоны (зоны смятия, нарушенная зона) разломов.

Удельное сопротивление донных осадочных отложений по ИК и БК меняется в не широких пределах: от 0,6 до 6 Ом*м.В породах кристаллического основания УЭС резко возрастает в 8—10 раз. Контакт осадочного чехла и основания лучше всего отбивается по сопротивлению.

Кроме того, по результатам УЭС выделяются пласты различной литологии, определяются положения границ пластов, стратиграфических циклов, производится корреляция разрезов скважин. Оперативная обработка данных электрического каротажа позволяет выделять так называемые "электрофации" морских отложений. Границы "электрофаций" определяются по уровню и особенностям форм каротажных кривых БК и ИК, в основном связанных с изменением илистости и глинистости. Доказано, что эти границы практически всегда совпадают с седиментационными фациями или фиксируют зоны несогласного залегания пород. Эта информация особенно ценна из-за низкого выхода керна в зонах разломов. Методы электрического каротажа требуют проведения ГИС в открытом стволе, поэтому проводятся после тщательной промывки скважины и установки обсадки в наиболее обвалоопасных интервалах. Запись обычно производится в

логарифмическом масштабе.

Нейтронный каротаж (НК).

Может проводиться как в обсаженных, так и в необсаженных скважинах. Зарубежные фирмы при исследовании скважин на море чаще всего применяют модификацию компенсированного или двухзондового нейтронного каротажа (КНК), где регистрируется отношение интенсивностей плотности потоков нейтронов двух специально подобранных зондов, различающихся по длине. В нейтронном каротаже по пористости требуется тщательный учет диаметра скважины, который может резко меняться, особенно в морских скважинах. В результате обработки данных НК получают значение общей пористости горных пород. Данные о пористости используются при решении геологоструктурных задач и разделении пород по степени их сцементированности. Седиментационные циклы также выделяются по НК, так как в них отмечается постепенное изменение пористости.

В зависимости от изучаемого эффекта взаимодействия нейтронов с горной породой различают следующие методы НК:

- каротаж нейтрон-нейтронный (ННК), основанный на измерении плотности нейтронов, замедлившихся до надтепловых (единицы эВ) и тепловых энергий;
- гамма-каротаж нейтронный (НГК), основанный на измерении интенсивности гамма-излучения радиационного захвата;
- каротаж нейтронный активационный, основанный на измерении интенсивности спада гамма-излучения искусственных радиоактивных изотопов, возникших в результате облучения породы источником быстрых нейтронов;
- каротаж нейтронный импульсный (ИНК), основанный на изучении скорости становления поля тепловых нейтронов

Плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКп)

Обычно применяется в комплексе с нейтронными методами. Плотность горных пород по данным ГГКп определяется с точностью 0,1 г/см³. Совместная обработка данных НК и ГГКп позволяет определить не только общую пористость, но и межзерновую. Особенно хорошие результаты ГГКп дает в породах кристаллического фундамента.

Рассмотренные выше стандартные методы исследования морских скважин в целях экономии времени простоя ПБУ целесообразно проводить за один спуско-подъем специальными цифровыми комплексными каротажными приборами. При этом также уменьшается прихватоопасность.

К специальным методам ГИС, проводимых в морских скважинах, следует отнести акустических каротаж, каротаж магнитной восприимчивости, каротаж магнитного поля, спектрометрический импульсный нейтронно-гамма каротаж. Отнесение этих методов к

специальным или сервисным обусловлено прежде всего тем, что ГИС проводятся не во всех скважинах, а также большим влиянием на АК и СИНГК неровностей стенок скважины и каверн.

Акустический каротаж (АК)

По скорости проводится стандартной аппаратурой с двумя источниками и одним приемником на частотах 10 — 70 кГц. Прежде всего данные АК используют для изучения скоростей распространения упругих волн при построении синтетических сейсмограмм, которые позволяют повысить достоверность построения глубинных разрезов при трансформации временных. Кроме того, данные АК служат подтверждением стандартных методов при выделении седиментационных фаций.

Скважинная магниторазведки (СМ) или каротаж магнитного поля (КМП)

В морских скважинах проводится в основном в виде измерений ΔT , хотя не исключена возможность применения векторных измерений магнитомодуляционными датчиками. СМ прежде всего применяется здесь для заверки аэромагнитных аномалий и аномалий, полученных в ходе гидромагнитных съемок различного масштаба. По данным СМ в благоприятных условиях решают задачи определения природы магнитных аномалий и выявленных намагниченных тел, установления их размеров и строения, проведения корреляции разрезов по магнитным реперам. В настоящее время в морской геофизике разрабатывается применение СМ для целей магнитостратиграфии при построении детальных геологических моделей осадочных донных отложений. Считается, что в ближайшее время скважинная магнитостратиграфия войдет в арсенал геофизических исследований наравне с сеймостратиграфией и существенно повысит точность и детальность построения геологических моделей.

Результаты комплексной интерпретации данных геофизических исследований морских скважин из-за низкого выхода керна являются важнейшим источником информации и обычным инструментом изучения геологического строения.

Данные ГИС позволяют разделить гомогенную довольно однородную по внешним признакам толщу осадочных отложений на горизонты и надгоризонты, которые связаны с седиментационными и диагенетическими фациями. ГИС дают дополнительную информацию по литологии, ориентации структур, направлению горного давления, тектонических деформаций в осадочных породах морского дна и фундаменте, структуре и текстуре горных пород, их вещественном и компонентном составе.

Рассмотренные методы комплекса ГИС не ограничивают применение каротажной аппаратуры в морских геофизических исследованиях только измерением непосредственно в скважинах. В частности, это относится к

магнитным методам — измерениям магнитной восприимчивости и магнитного поля. Принципиально возможно использовать скважинную аппаратуру КМВ и КМП для проведения донных измерений. Такая возможность использована геофизиками СПбГУ при проведении геофизических исследований на шельфе Баренцева моря (Ю.И. Кудрявцев и др.). Принципиальным обстоятельством, говорящим в пользу привлечения придонной магниторазведки к морским геофизическим исследованиям, является то, что магнитные параметры донных отложений, в отличие от упругих и электрических свойств, не зависят ни от обводненности этих отложений морскими водами, ни от минерализации последних.

Переход к донной системе измерений в практике морской магниторазведки диктуется тем, что при работах на глубоководных участках из-за большого удаления геологических объектов от поверхности наблюдения (в данном случае — от поверхности моря, как при обычной поверхностной гидромагнитной съемки) интенсивность магнитных аномалий по сравнению с их величиной на уровне дна будет в десятки раз меньше. При работе над континентальным склоном при движении судна от берега или к берегу интенсивность поля у поверхности моря будет непрерывно изменяться и тем самым затруднять последующую интерпретацию.

Методы морской сейсморазведки

Основной объем морских съемок выполняется с плавающими косами. Для этого применяются специально созданные для съемок мощные суда, особенностью которых является широкая корма, где размещается основное забортное оборудование — смотанные буксируемые косы, источники колебаний, компрессоры для этих источников и другое вспомогательное оборудование. Отсюда осуществляется размотка и спуск в воду кос и сейсмических источников.

Плавающая цифровая сейсмическая коса представляет собой секционированный пластиковый шланг, заполненный специальным гелем или керосином для придания ему нейтральной плавучести, и состоит из приборных и вспомогательных секций, соединенных герметичными муфтами. Общая длина косы может достигать 10-12 км. Приборные секции рассчитаны на 12 каналов и имеют длину 75-150 м. В каждой из них расположены группы геофонов по 10-30 геофонов на канал и модуль сбора данных (МСД) для этих каналов.

МСД служит для предварительного усиления, частотной фильтрации и аналого-цифрового преобразования сейсмических сигналов, а также сбора информации от датчиков плановой привязки и глубины погружения секции, фиксируемой при записи сейсмограмм. Вспомогательные секции обеспечивают и контролируют необходимые параметры расположения косы по глубине и расстоянию относительно источников колебаний. Для

этого служат специальные датчики, воспринимающие акустические и радиолокационные сигналы с корабля.

Косы буксируют на глубине порядка 10 м при скорости судна до 6-7 узлов (11-12 км/ч). Сейсморазведка 2D выполняется одной косой. 3D сейсморазведка выполняется при помощи сейсмической «площадной антенны», состоящей из нескольких (до 16) буксируемых параллельно кос при расстоянии между ними не менее 50 м. Для создания такой площадной антенны применяют специальные устройства — отклонители кос (параваны) и сложную сеть буксировочных тросов.

Источники колебаний состоят из групп пневматических излучателей различного объема, опускающихся за корму с помощью подъемных кранов или лебедок. Источники излучают в воду упругие колебания с периодом между ними 5-10 секунд, причем регистрация сейсмических данных жестко синхронизирована с работой источников колебаний. Этот процесс обеспечивается спутниковыми радионавигационными системами (американской GPS или российской ГЛОНАСС), представляющими комплексы наземных и космических средств определения координат объектов на поверхности земли и акваторий. С их помощью судно выводится на площадь работ, определяется его курс по проектным маршрутам и координаты пунктов возбуждения и приема колебаний. Поток данных спутниковой навигации и береговых радионавигационных систем обрабатывается компьютером корабельной управляющей системы, сравнивается с проектным заданием для корректировки курса и скорости судна.

При работах в мелководных (глубина менее 10-15 м) и транзитных (переходных) зонах море-суша, а также при сейсмическом мониторинге месторождений (4D сейсморазведка) используются раскладывающиеся на дне водоема донные сейсмические цифровые косы. Преимущество донных кос в малых уровнях шумов, поскольку во время регистрации они не передвигаются. Различают буксируемые и перекладываемые донные косы. Буксируемые косы перемещаются по дну и удобны при не имеющем препятствий илистом дне. Перекладываемая коса каждый раз поднимается на поверхность, а затем опускается на дно в новом месте специальным судном-укладчиком.

Для возбуждения колебаний служит отдельное судно-источник. При 4D съёмках на дно опускается несколько расположенных параллельно донных кос, покрывающих интересующую часть месторождения. Глубина погружения может достигать 200-250 м. Судно-источник движется по маршрутам, перпендикулярным расположению кос. Преимущество перекладываемых донных кос состоит в том, что они дополнительно к гидрофонам могут быть оснащены трехкомпонентными геофонами для осуществления так называемых четырехкомпонентных (4C) съёмок.

Контрольные вопросы по модулю.

1. Предмет исследований промысловой геофизики
2. Виды геофизических исследований, применяемые в нефтегазовой промышленности
3. Метод МОВ ОГТ.
4. Метод МПВ.
5. Особенности проведения разведочных работ на море.
6. Методы морской сейсморазведки
7. Гравиметрические работы на море.
8. Методика 2D, 3D профилирования.
9. Интерпретация полученных геофизических данных.
10. Картировочное профилирование.

МОДУЛЬ 3. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.

Лекция 1. Стадии разработки и освоения морских месторождений.

Тема 1. Стадии разработки и освоения морских нефтегазовых месторождений.

Бурение скважин может выполняться на суше и на воде. Второе намного труднее и дороже. Объясняется это давлением большой массы воды и необходимостью выполнения предварительных работ по организации основания, где будет в дальнейшем расположено буровое оборудование. Также влияют сложные условия работы гидрологического и метеорологического характера.

Плавающая буровая установка подвергается воздействию ветра, течению и волнению воды. Качка оборудования, в свою очередь, влияет на физиологическое состояние рабочих. Сильные волны могут вывести из строя оборудование.

Затрудняют бурение скважин на море и рыхлые породы, составляющие морское дно. В этом случае необходимы дополнительные материальные затраты, чтобы обеспечить экологическую чистоту окружающей среды в месте буровых работ.

Технологии бурения на суше малоэффективны на воде, поэтому морское бурение постоянно требует разработки и применения современных методов и способов. Морские буровые скважины являются массивными дорогостоящими установками, в которых обобщён и воплощён весь имеющийся опыт бурения на море.

Виды морского бурения

Бурение скважин в морских условиях выполняется в разных акваториях Мирового океана, а также на внутренних морях. Данные работы предполагают разведку и разработку месторождений газа и нефти, полезных ископаемых. Кроме того, это один из способов различных научных исследований и инженерных разработок.

В зависимости от цели бурение делится на:

- неглубокое — не превышает 500 м от уровня дна моря;
- глубоководное — ниже 500 м.

В первом случае ищут твёрдые полезные ископаемые, проводят изыскания, научные исследования. Глубокое бурение позволяет найти и разработать залежи газа и нефти. Кроме того, в обоих случаях может выполняться изучение строения коры земного шара.

Определяющие условия морского бурения

Специфическую технологию подводного бурения определяют различные факторы. Среди них выделяются:

- естественные;
- технические;

- технологические.

Основными будут естественные факторы, обусловленные гидрометеорологическими, геоморфологическими, горно-геологическими условиями.

В первую группу условий войдут все характеристики морской среды (волнение, температура, наличие ледового покрова, колебания уровня, скорость течения воды, видимость). Наибольшую трудность вызывают температуры ниже нуля, которые ведут к обледенению оборудования, и плохая видимость.

Сложность геоморфологических условий определяют строение берегов, состав почвы дна, его топография, глубина воды.

К горно-геологическим условиям относятся геологическое строение месторождения, физико-механические свойства пород в месте бурения, морфологические особенности продуктивных отложений в местах разработок.

Технические и технологические факторы

Данные факторы обуславливают эффективность бурения морских скважин.

Техническая составляющая определяется применением разных типов морских буровых оснований, которые делятся на два вида: ползающие и опорные на дно.

Применяются различные способы стабилизации морских буровых оснований. Они бывают статическими и динамическими. Используются также разные типы буровых станков, инструменты и схемы компоновки оборудования: специальное морское, наземное и комбинированное оборудование.

Технологические факторы состоят из назначения скважины, способов и видов её бурения.

Скважины делятся на инженерно-геологические, эксплуатационные, разведочные, структурно-картировочные. Выполняют их гидромеханическим, вращательным, комбинированным способом. При этом может производиться поинтервальное апробирование, вынос породы потоком воды либо ведётся сплошной забой.

Технология бурения скважин

Виды способов бурения разведочных скважин

Работы на море ведутся рациональными способами, которые обеспечивают полноту выполнения при минимальных затратах. Выбор способа определяется назначением скважины. Его эффективность определяется следующими показателями:

- геологическая информативность;
- эксплуатационно-технологические возможности;
- техническая и экономическая целесообразность.

Наиболее рациональным является ударный способ бурения. В зависимости от керна он подразделяется на ударный сплошной, клюющий кольцевой и ударно-забивной забой.

Ударный способ разрушает породы долотами и удаляет отработку желонками, используется при крепких породах.

При клюющем способе происходит углубление кернаприёмного стакана в породу путём сбрасывания с высоты, затем поднятый на поверхность стакан опорожняется.

Разновидностью ударного способа является забивной, при котором породоразрушающее оборудование представляет собой трубчатый кернаприёмник с кольцевым башмаком.

Преимущество ударно-забивного способа состоит в том, что он позволяет бурить скважины любых диаметров в любых породах.

Незаменимым способом при бурении скважин для инженерно-геологических изысканий является вращательный. Он позволяет обеспечить качественный керн и в мягких, и в твёрдых породах.

Характеристика проблем бурения на море

Морские буровые установки сталкиваются с рядом проблем, которые существенно могут снизить эффективность выполняемых работ.

К наиболее основным проблемам относятся следующие:

- Дрейф и качка подвижной буровой установки;
- неустойчивость рыхлых пород разрезов морского дна в месте бурения, их сильная обводнённость;
- сохранение чистоты окружающей среды;
- трудность организации работ по замкнутой циркуляции воды;
- невозможность для бурильщика видеть придонное устье скважины;
- преждевременный выход из строя оборудования, инструментов, находящихся в агрессивной среде;
- подбор особенных схем и способов бурения и др.

Кроме того, скважина бывает заполнена водой до уровня дна моря. Это ведёт к ослаблению энергии удара. Дрейф и подводные течения мешают сохранять строгую вертикальность ударного инструмента и ослабляет его погружение в рабочую породу.

Оборудование для морского бурения

Морское бурение скважин осуществляется с плавучих буровых средств, расположенных на поверхности воды. На дне моря устанавливаются комплексы специального подводного устьевого оборудования. Они меньше подвергаются повреждениям даже при смещении плавучей платформы.

Подводные комплексы позволяют соединить в единое целое оборудование, расположенное на поверхности воды и на дне моря, обеспечивая эффективность работ.

При использовании подводного оборудования достигается большая точность направления бурильного инструмента в скважину, а также обеспечивается замкнутая циркуляция бурового раствора. Кроме того, замкнутая технологическая связь позволяет точнее управлять процессом бурения.

Устьевое оборудование надёжно закрывает бурящуюся скважину, предотвращая выбросы при авариях или сильных волнениях на море.

Подводное устьевое оборудование имеет несколько модификаций, использование которых позволяет бурить скважины на разных глубинах.

Они все соответствуют требованиям, которые предъявляются к данному оборудованию:

- прочные;
- вибростойкие;
- выдерживающие сильное внешнее давление;
- герметичные;
- управляемые дистанционно.

Обслуживающее оборудование

Прежде чем морская скважина будет пробурена, проводятся предварительные работы по обслуживанию установки плавучих средств для бурения.

Обслуживающее оборудование позволяет выполнить ряд следующих задач:

- доставка к месту разработки опорных блоков и плавсредств;
- обеспечение работы стационарных платформ путём доставки необходимых материалов и инструментов;
- установка трубопроводов на морском дне;
- очистка акватории разработки от загрязнения во время проведения бурильных работ;
- предотвращение аварий и пожаров на месте разработки месторождений.

Решение данных задач возлагается на следующее обслуживающее оборудование:

- морские суда с функцией снабжения разработок, имеющие по необходимости ледовое подкрепление;
- суда с крановым оборудованием для выполнения разгрузочно-погрузочных работ;
- буксиры, трубоукладочные и транспортные баржи;
- пожарные суда;
- комплексы по очистке акватории;
- пассажирские суда для перевозки обслуживающего персонала, а также эвакуации в случае опасных ситуаций;
- морская авиация для обслуживания объектов.

При наличии полного комплекта обслуживающего оборудования бурение морских скважин будет выполняться качественно и в срок.

Требования к морскому бурению

В морском бурении используются трубы разного диаметра. Наиболее распространённый диаметр – 0,127 м, при этом диаметр самой скважины будет не менее 0,132 м.

Существуют установленные законом требования к выполнению геологических разрезов на допустимых глубинах акваторий, а также эксплуатационно-технические требования к ведению работ.

Максимальная глубина не может превышать 300 м, диаметр скважины в зависимости от структуры породы (рыхлые/твёрдые) находится в диапазоне (max/min) для рыхлых пород – 0,325/0,146, для твёрдых – 0,131/0,059.

Ширина зоны шельфа колеблется от сотен метров до десятков километров. Удаленность скважины от берега может достигать 5 км.

Техника бурения

Морское бурение с подводным расположением устья отлично от подобных работ на суше. Здесь применяется специальная технология, состоящая из отдельных пошаговых действий.

Первоначально в морское дно забивается свая, выполняющая роль направления бурения. Затем в этом месте устанавливается донная плита. На ней монтируется подводное устьевое оборудование. Масса его может составлять до 175 тонн, высота – до 12 м. Подводная часть соединяется с плавучим оборудованием, где установлены специальные системы натяжения и поплавки.

Подводный комплекс включает в себя блок дивертора, систему управления, блок превенторов, аварийную акустическую систему.

Стоимость одной морской скважины в обычных условиях может достигать до 6 млн. долларов, в арктических условиях — до 50 млн. долларов.

Технологический режим работы скважин.

Под установленным технологическим режимом скважин следует понимать совокупность основных параметров ее работы, обеспечивающих получение предусмотренных технологическим проектным документом на данный период отборов нефти, жидкости и газа и соблюдение условий надежности эксплуатации. Технологический режим скважин обеспечивает регулирование процесса разработки и характеризуется следующими основными параметрами:

- а) пластовым, забойным и устьевым давлениями;
- б) дебитом жидкости, обводненностью и газовым фактором;
- в) типоразмерами установленного эксплуатационного оборудования и режимами его работы (конструкция лифта, глубина подвески и диаметр

насоса, производительность, число качаний, длина хода, развиваемый напор и др.).

Технологические режимы работы скважин составляются цехами по добыче нефти, исходя из утвержденных норм отбора нефти, жидкости и газа, и утверждаются главным геологом и главным инженером нефтегазодобывающего предприятия. Одновременно с технологическими режимами составляется и утверждается план геолого-технических мероприятий по обеспечению норм отбора из эксплуатационного объекта. Технологические режимы скважин устанавливаются ежемесячно или один раз в квартал в зависимости от стадии разработки.

Ответственность за соблюдением установленных режимов несут мастер и начальник цеха (промысла) по добыче нефти.

Контроль за выполнением установленных технологических режимов работы скважин осуществляется геологической и производственно-технической службами нефтегазодобывающих предприятий.

Для наблюдения за режимом работы скважин устанавливаются контрольно-измерительная аппаратура и устройства для отбора устьевого пробы добываемой продукции. Обязанность скважин должна обеспечивать проведение комплекса исследований: индивидуальный замер дебита жидкости и газа, обводненности (эхометрирование, динамометрирование, спуск глубинных приборов и т.д.).

Материалы по режимам работы скважин подлежат анализу и обобщению:

а) цех по добыче нефти (нефтепромысел) проводит оперативный анализ выполнения установленных режимов, намечает план мероприятий по их поддержанию, утверждаемый главным инженером и главным геологом нефтегазодобывающего предприятия;

б) нефтегазодобывающее управление обобщает результаты анализа режимов по объектам разработки, площадям, способам эксплуатации и др. и отражает их в ежегодных отчетах.

Лекция 2. Классификация технических средств для бурения и добычи нефти и газа на шельфе.

Буровые платформы

Месторождения нефти находятся не только на суше. Прибрежные месторождения нередко продолжаются на расположенной под водой части материка, которую и называют шельфом. Его границами служат берег и так называемая бровка - четко выраженный уступ, за которым глубина стремительно возрастает. Обычно глубина моря над бровкой составляет 100-200 метров, но иногда она доходит и до 500 метров, и даже до полутора километров.

Морская добыча нефти - это добыча жидкого углеводородного сырья в результате разработки коренных пород и отложений ниже уровня океана. Разработка коренных пород и отложений ниже уровня океана осуществляется при помощи морских плавучих буровых установок и морских стационарных платформ.

Морская плавучая буровая установка (ПБУ) - судно, способное производить буровые работы и/или осуществлять добычу ресурсов, находящихся под дном моря.

В зависимости от конструкции ПБУ подразделяются на:

- **самоподъёмная ПБУ (СПБУ)** - ПБУ, поднимаемая в рабочем состоянии над поверхностью моря на колоннах, опирающихся на грунт;

- **полупогружная ПБУ (ШПБУ)** - БУ со стабилизирующими колоннами, находящаяся в рабочем состоянии на плаву и удерживаемая в горизонтальной плоскости с помощью якорей, подруливающих устройств или других средств позиционирования;

- **погружная ПБУ** - ПБУ со стабилизирующими колоннами, опирающаяся в рабочем состоянии на грунт;

- **ПБУ на натяжных связях** - ПБУ со значительной избыточной плавучестью в рабочем состоянии, удерживаемая в точке бурения/добычи натянутыми анкерными связями, закрепленными на морском дне;

- **буровое судно** - судно, имеющее буровую установку;

- **буровая баржа** - баржа, имеющая буровую установку.

Морская стационарная платформа (МСП) - морское нефтегазопромысловое сооружение, состоящее из верхнего строения и опорного основания, зафиксированное на все время использования на грунте и являющееся объектом обустройства морских месторождений нефти и газа.

В зависимости от конструктивных особенностей МСП классифицируются следующим образом:

- **МСП гравитационная** (морская стационарная платформа гравитационного типа) - сооружение, устойчивость на грунте которого обеспечивается в основном за счет собственного веса и веса принимаемого балласта;

- **МСП свайная** (морская стационарная платформа свайного типа) - сооружение, устойчивость на грунте которого обеспечивается в основном за счет забитых в грунт свай;

- **МСП мачтовая** - морская глубоководная стационарная платформа, устойчивость которой обеспечивается либо оттяжками, либо соответствующим объемом плавучести.

В зависимости от глубины разработки и конструктивных особенностей платформы классифицируются следующим образом:

- **глубоководная платформа на колоннах** - платформа на колоннах, высотой существенно превосходящих характерный размер поперечного сечения. Она состоит из следующих элементов; колонн (не менее одной), нижнего опорного основания, соприкасающегося с дном акватории, и верхней несущей конструкции;

- **мелководная платформа на колоннах** - платформа на колоннах высотой, сопоставимой с характерным размером поперечного сечения. Они состоят из тех же элементов, что и глубоководные платформы на колоннах;

- **конструкционный остров (кессон)** - мелководная платформа на сплошном металлическом основании;

- **монопод/монокон** - одноопорная мелководная платформа башенного типа с вертикальными или наклонными стенками соответственно.

Морские нефтегазовые сооружения

Разработка нефтяных месторождений под дном морей и океанов осуществляется при помощи не только выше рассмотренных ПБУ и МСП, а целого комплекса морских нефтегазовых сооружений (**МНГС**). Морскими называются нефтегазовые сооружения, которые осуществляют процессы, связанные с добычей, транспортировкой, хранением и обработкой нефти и газа с месторождений, расположенных на акваториях морей и связанных с ними водоемов. Кроме сооружений, расположенных непосредственно в морской акватории, к условно морским можно отнести нефтегазовые сооружения на прибрежных территориях, объединяемые технологическими процессами в общий морской нефтегазовый комплекс.

«Чисто» морскими или просто «морскими» называются сооружения, находящиеся постоянно или временно на морской акватории. К таким сооружениям относятся:

1. **Стационарные и плавучие сооружения**, называемые «платформами и буровыми судами». Они предназначены для размещения на них комплекса оборудования, необходимого при бурении разведочных и эксплуатационных скважин, а также для первичной обработки добываемого продукта (нефть, газ, газовый конденсат). Под первичной обработкой понимается очистка добываемой нефти от механических примесей (например, песка) от воды, поступающей из скважин вместе с нефтью. На буровых судах и платформах размещается необходимое для выполнения технологических операций оборудование и материалы, а также помещения для размещения обслуживающего персонала.

2. **Подводные трубопроводы**, предназначенные для транспортировки нефти и газа от платформ к сооружениям, на которых осуществляется сбор и длительное хранение или накопление перекачиваемого продукта для загрузки его в танкеры.

3. **Хранилища (накопители) нефти и газа**, располагаемые в акватории моря или на платформах, а также на прибрежной территории.

4. **Объекты, предназначенные для швартовки нефтеналивных судов или газоводов**. Они могут размещаться как в морской акватории на значительном расстоянии от берега, так и вблизи берега.

5. **Причальные береговые стенки и выносные эстакады** для причаливания танкеров и различных вспомогательных судов, а также ограждающие сооружения.

6. **Порты**, предназначенные для строительства морских нефтегазовых сооружений (МНГС), выполнения необходимых погрузочно-разгрузочных работ, отстоя танкеров и вспомогательных судов при штормах.

7. **Подводные нефтегазовые сооружения**, предназначенные для первичной обработки нефти и газа, а также сепарации, т.е. разделения составных частей добываемого продукта.

Условно морскими называются сооружения, располагаемые в непосредственной близости к урезу воды и предназначенные для

выполнения различных технологических операций с нефтью или газом, поступающих с морских нефтегазовых месторождений. К ним относятся:

- сооружения для приема и хранения нефти (резервуарные парки, насосные станции, подземные и наземные трубопроводы и др.);
- сооружения для первичной обработки нефти (обезвоживание, очистка от механических примесей и т.д.);
- терминалы для приема нефтеналивных танкеров и газозводов.

По виду рабочего положения МНГС классифицируются на:

А. МНГС, опирающиеся на дно моря. Такие сооружения в своем конструктивном оформлении должны обязательно иметь опорные устройства. Они позволяют передать на грунтовое основание нагрузки от веса самого сооружения и размещенного на нем оборудования. Кроме того, опорные устройства передают на грунтовое основание усилия от воздействий окружающей среды; ветра, волн, течений, давления льда, возможного навала судна при причаливании и т.п. Как правило, верхняя часть МНГС находится выше поверхности моря настолько, чтобы волны, течения и лед не оказывали силового воздействия на верхние конструкции. Все нагрузки в период эксплуатации МНГС воспринимаются в основном опорными устройствами.

В. МНГС, не опирающиеся на дно. Такие МНГС называют плавучими (плавающими). Эти сооружения обладают всеми свойствами морских судов, т.е. обладают необходимой грузоподъемностью, плавучестью, остойчивостью, управляемостью. Одной из важных особенностей плавучих МНГС является необходимость удержания их в расчетной точке.

В зависимости от конструктивных признаков МНГС классифицируются следующим образом:

I. Сооружения линейные - конструкции, поперечные размеры которых в десятки, а то и в сотни раз меньше длины. К таким сооружениям можно отнести подводные трубопроводы, ограждающие сооружения (дамбы), линейно-протяженные причалы, подпорные стенки.

II. Сооружения точечные или моноопорные - сооружения, опирающиеся на дно моря или удерживаемые на дне на одной условной точке. К таким конструкциям относятся буровые установки на моноопорном (иначе точечном) основании, точечные причальные

устройства для налива нефти в танкеры большой грузоподъемности и для причаливания челночных (малой грузоподъемности) танкеров, доставляющих нефть от добывающих платформ к магистральным танкерам, способным перевозить сразу до 1 млн. т нефти. К точечным также можно отнести различного рода якорные устройства, предназначенные для удержания в необходимом месте различных плавсредств.

III. Сооружения многоопорные - конструкции, в процессе работы по бурению или постоянно (от начала бурения и весь период эксплуатации) опирающиеся на дно с помощью нескольких опор. В практике известны платформы, опирающиеся на дно десятью и более опорами. Наиболее часто используются трех-четыреопорные конструкции. Многоопорные конструкции могут быть как стационарными, т.е. не изменяющие своего местоположения весь период эксплуатации, так и полустационарными. Последние могут перемещаться при подъеме опор по поверхности моря с помощью буксиров.

IV. Сооружения массивные - называют также гравитационными, объемными, массивными, К объемным относят сооружения в форме огромного массива из бетона, металла, камня, грезшта. Массив опирается на дно моря и удерживается от всплытия и горизонтальных подвижек за счет собственного веса. На большой по размерам площадке, поднятой над поверхностью моря на величину не достигаемой для волн при любых штормах, устанавливается необходимое технологическое оборудование и жилые помещения. В теле массива устанавливаются различного рода емкости и помещения, предназначенные для временного хранения добываемой нефти, а также размещения материалов, необходимых для обеспечения жизнедеятельности самой платформы, технологического оборудования и обслуживающего персонала.

V. Сооружения плавучие (плавучие объекты) - МНГС, позволяющие вести все работы на нефтегазовых месторождениях без опирания на дно. Эти сооружения(объекты) обладают способностью перемещаться без помощи буксиров на большие расстояния. К ним относятся специальные суда с установленными на них буровым оборудованием, оборудованием для отбора проб грунта со дна моря, проведения геофизических исследований. Таким образом обеспечивается практически полная

автономность МНГС. К плавучим сооружениям можно отнести специальные трубоукладочные суда, предназначенные для укладки подводных трубопроводов как в пределах месторождений (внутрипромысловые), так и магистральных, соединяющих месторождение с береговыми сооружениями.

VI. Сооружения подводные - МНГС, устанавливаемые на дне моря и автономно осуществляющие операции, связанные с добычей и первичной обработкой добываемых продуктов.

Контрольные вопросы по модулю.

1. Перечислите виды установок для бурения скважин на море.
2. Что такое кессон?
3. Что такое технологический режим работы скважины?
4. Какие основные трудности бурения скважин на море?
5. Какие требования предъявляются к подводному устьевому оборудованию?

МОДУЛЬ 4. ХРАНЕНИЕ И ТРАНСПОРТ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ШЕЛЬФЕ МОРЕЙ.

Лекция 1. Виды морского транспорта углеводородов: танкеры, трубопроводы.

Танкеры-хранилища. Основные требования

В некоторых случаях для временного хранилища нефти, до подхода транспортного танкера, рядом с точечным причалом устанавливаются танкеры-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 условий;
- требования техники безопасности эксплуатации;
- допускаемое время простоев из-за неблагоприятной погоды.

При кильватерной швартовке расстояние между транспортным танкером и танкером-нефтехранилищем составляет около 100 м, и, зависит от длины морских волн. Недостатком такой швартовки танкеров является удлинение составных плавучих шлангов для передачи танкерами сырой нефти.

Выбранный для переоборудования в нефтехранилище обычный танкер должен иметь следующие системы: система инертных газов, балластную систему; систему обезвоживания сырой нефти; система обеспечения безопасности плавания, а также помещения для персонала и погрузочно-разгрузочное устройство, т.е. комплексную систему беспричального налива.

При переоборудовании в носовой части устанавливается погрузочный коллектор с быстorableмным клапаном. Палубные трубопроводы коллектора соединяются со спускными трубопроводами существующей грузовой системы танкера с запорными клапанами. В корме танкера устанавливается разгрузочный коллектор с запорным клапаном и трубопроводом для подключения наливного шланга.

Для вентиляции грузовых резервуаров танкера-нефтехранилища предусматривается система, имеющая сложный газосборник, с которым сообщаются вакуумные предохранительные клапаны.

Нефтеотгрузочные терминалы для замерзающих морей

Многочисленные технические устройства заправки танкеров разработаны преимущественно для незамерзающих морей. Проблема создания для замерзающих акваторий систем налива нефти, способных к круглогодичной эксплуатации, наиболее остро стоит в России, арктические и дальневосточные моря которых не могут быть освоены без надёжных отгрузочных терминалов. Безусловно, трубопроводный транспорт нефти в замерзающих акваториях мог бы иметь существенные преимущества перед танкерным вывозом, однако их ограничивает, зачастую, чрезвычайная удалённость морских месторождений, необходимость прокладки трубопроводов на огромные расстояния, а также отсутствие соответствующей инфраструктуры. Особенно это очевидно для наших арктических морей, где освоение нефтяных месторождений немыслимо без регулярного вывоза добываемой нефти танкерами ледового класса.

Поэтому вряд ли можно считать положительным опыт, когда на Пильтун-Астохском месторождении (Охотское море) введённая в эксплуатацию ледостойкая платформа "Моликпак" (бывшая разведочная платформа) работает лишь в навигационный период, поскольку система налива и танкер-нефтехранилище не рассчитаны на ледовые условия, при наступлении которых танкер приходится отводить в порт, а систему беспричального налива затапливать (укладывать на дно).

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 дедвейтом в 90 тыс. тонн. Проектная часовая производительность отгрузочного устройства 10 тыс. м³.

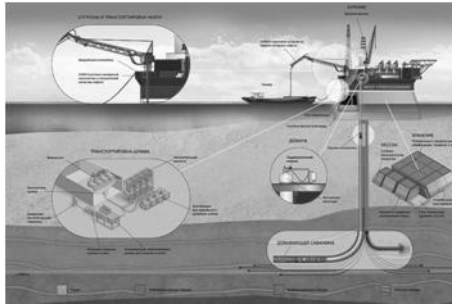


Рис. 1. Морская стационарная ледостойкая платформа "Приразломная"

Танки для хранения нефти расположены в нижней части платформы – кессоне. "Мокрый" способ хранения подразумевает, что каждый танк постоянно полностью заполнен жидкостью, независимо от количества сырья. Достичь этого удаётся за счёт системы балластной воды. Так, в режиме заполнения нефть поступает в танк сверху через специальные устройства, которые называются диффузорами. Во время заполнения нефтью происходит вытеснение воды из танка в балластную систему. Во избежание загрязнения балластной системы подтоварной водой последняя отводится в систему очистки и в дальнейшем используется для поддержания давления в продуктивном пласте .

В режиме отгрузки нефть вытесняется из танка водой, которая самотёком поступает в танк из напорного резервуара. Одновременно грузовой насос откачивает нефть с поверхности танка в систему отгрузки. По мере того как насос откачивает товарную нефть с поверхности танка, балластная вода поступает в танк снизу через два разбрызгивателя, расположенные у днища. Таким образом, она постепенно замещает нефть в танке.

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), обеспечивающий швартовку танкера, к которому подключён грузовой шланг-швартов – швартовочный нефтеналивной рукав, который обеспечивает не только погрузку, но и одновременно воспринимает швартовые нагрузки от танкера.

Уникальность СМЛОП обусловлена, прежде всего, суровыми природными условиями.

Зимой температура в этих местах может достигать до - 50 градусов, Баренцево море покрыто льдами в среднем 247 дней в году, при этом толщина льда достигает 2-х метров.

Поскольку из-за мелководной прибрежной зоны и постоянных наносных течений построить объект на берегу было невозможно, потребовался "выносной" вариант - причал-остров, расположенный в 22-х километрах от берега. Это позволило крупнотоннажным танкерам безопасно подходить к нему и загружаться нефтью.

СМЛОП имеет "бочкообразную" форму. Нижняя часть его снабжена "юбкой" с целью более плотного "присоса" ко дну для еще большего увеличения возможности надёжно удерживать танкер. Причал закреплен на дне при помощи 24 свай, глубина моря в этом месте составляет 17 метров.



Рис. 2- СМЛОП "Варандей".

Выносной причал от "ЛУКОЙЛа" представляет собой сложнейшую инженерную конструкцию общим весом более 11000 тонн и состоит из опорного основания с жилым модулем, швартово-грузового устройства со стрелой и вертолетной площадкой.

Восьмигранный корпус причала с внутренним диаметром 12 м и высотой борта 2,7 м рассчитан на максимальную ледовую нагрузку и способен разрушать лед толщиной до 2 метров.

Для обеспечения безопасной круглогодичной отгрузки нефти через

морской причал "ЛУКОЙЛ" рядом работает многофункциональный ледокол и ледокольный буксир. Ледокол, получивший название "Варандей" способен работать при температуре до -45 градусов и преодолевать лед толщиной до 2 метров. Главная задача ледокола "Варандей" обеспечить безопасность подхода танкеров к причалу, швартовку и стоянку путем околки льда в радиусе до 2 км.

Насосная станция Варандейского терминала имеет повышенную производительность 8000 куб. м в час. Это обеспечивает загрузку танкера дедевитом 70 тыс. тонн всего за 10-12 часов, что повышает надежность перевалочных операций в условиях переменчивого климата Баренцева моря.

На причале предусмотрены три степени защиты от разлива нефти в любой, даже аварийной ситуации. Вся система защиты работает автоматически, что гарантирует полную безопасность для окружающей среды. Таким образом, СМЛОП работает в полном соответствии с принципом "нулевого сброса". Это означает, что в арктические воды Баренцева моря с причала не попадает ни капли производственных или бытовых отходов. При существенном ухудшении ледовой обстановки вокруг СМЛОП во время загрузки танкера налив необходимо прекращать, особенно если ледокол не в состоянии обеспечить безопасный коридор для прохода.

Варандейский стационарный морской ледостойкий отгрузочный причал занесен в Книгу рекордов Гиннеса как самый северный круглогодично действующий нефтяной терминал в мире.

Танкерный транспорт углеводородов

Танкерный транспорт является составной частью морского транспорта, являющегося основным видом транспорта по доставке грузов странам, расположенным на других континентах. Такие перевозки кроме морского транспорта доступны только воздушному транспорту. Однако, несмотря на быстрое развитие, воздушный транспорт успешно конкурирует с морским лишь в области пассажирских перевозок. Что касается грузовых перевозок, особенно массовых грузов, воздушный транспорт не только в настоящее время, но и в ближайшей перспективе не сможет конкурировать с морским.

Морской транспорт является наиболее экономичным видом транспорта, что объясняется, во-первых, почти полным отсутствием затрат на создание и содержание пути, поскольку глубины морей и океанов настолько значительны, что не требуют каких-либо специальных затрат, за исключением некоторых мелководных участков на подходах к портам.

Удельная стоимость (т.е. стоимость, отнесенная к единице перевозимого груза) средств транспорта (в данном случае судов) на морском транспорте также меньше. В итоге перевозки морским транспортом на 40-45% дешевле железнодорожных, на 36% - речных и в

27 раз - автомобильных.

Нефтеналивные (танкерные) суда относятся к классу транспортных судов, они составляют в настоящее время больше половины общего тоннажа торгового флота мира, причем его доля непрерывно возрастает. Они используются в основном для перевозки сырой нефти и нефтепродуктов (бензина, керосина, мазута, масел и др.), а также конденсата и сжиженного газа. Танкеры относятся к числу наиболее крупных судов торгового флота.

В настоящее время находятся в эксплуатации танкеры грузоподъемностью свыше 100-150 тыс. т (так называемые супертанкеры) и строится танкер дедвейтом более 150-160 тыс. т с осадкой более 17 м.

Танкеры отличаются от сухогрузных судов большим количеством продольных и поперечных переборок, разделяющих судно на изолированные друг от друга отсеки (танки).

Большинство танкеров имеет высокую надстройку с ходовым мостиком в носовой части, машинное отделение располагается в кормовой части.

Кормовой и носовой островки сообщаются металлической эстакадой, так как вследствие малой высоты надводного борта пройти по палубе во время шторма бывает невозможно. Для грузовых операций предусмотрены развитая система трубопроводов и мощные насосные установки.

Танкеры

Танкер – наливное судно, корпус которого, ограниченный бортами, палубой и днищем, представляет собой как бы большую цистерну, в которую наливается перевозимая жидкость. Продольными и переборками эта цистерна разделяется на танки – изолированные друг от друга отсеки. Часть отсеков предназначается для водяного балласта, который нужен как для того, чтобы поддерживать уравновешенное состояние танкера при неполной его загрузке, так и для того, чтобы при порожнем плавании танкер сохранял остойчивость и гребной винт не выходил из воды.

Чтобы снизить опасность загрязнения и отравления океана, в 1973 году была принята Международная конвенция по предотвращению загрязнения с судов, предусматривающая радикальные меры по защите от угрозы масштабного загрязнения окружающей среды при катастрофах нефтяных танкеров. Для вступления Конвенции в действие было необходимо, чтобы ее ратифицировали 15 государств, суммарная валовая вместимость судов которых составляет не менее 50% от вместимости судов мирового торгового флота. Однако за три года после подписания Конвенция была ратифицирована только тремя государствами.

Катастрофа танкера "Амоко Кадис" подхлестнула разработку приемлемых для большинства морских держав мер, которые были отражены в Протоколе 1978 года, изменяющем и дополняющем Конвенцию, подписанную в 1973 году, но так и не вступившую в силу.

Новый документ получил название – "Международная конвенция по предотвращению загрязнения с судов 1973 года, измененная в соответствии с Протоколом 1978 года". Во всем мире он известен под английской аббревиатурой – МАРПОЛ 73/78. Процесс ратификации обновленной конвенции пошел довольно энергично, и 2 октября 1983 года она вступила в действие – в части, касающейся предотвращения загрязнения моря нефтью. В дальнейшем она неоднократно обновлялась принятием поправок и дополнений.

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.

У старых танкеров наружная обшивка корпуса одновременно является и стенкой прилегающих к ней грузовых танков. Поэтому при ее повреждении содержащаяся в танке нефть выливается в море, загрязняя окружающую среду. Двойное дно, которое состоит из днищевой обшивки и расположенного над ней на некотором расстоянии настила второго дна, предохраняет судно от вытекания содержимого танков в случае повреждения обшивки. А танки изолированного балласта должны защищать грузовые отсеки по всей длине бортов судна. Расположение танков изолированного балласта образует на танкерах двойной борт, имеющий то же назначение, что и двойное дно: при столкновении судов или ином повреждении наружной бортовой обшивки нефть из грузовых танков не попадает в море, а вытекший изолированный балласт не загрязняет морскую среду. Старые танкеры, не имеющие танков изолированного балласта, называют однокорпусными, а новые танкеры, имеющие их, – танкерами с двойным корпусом.

MARPOL 73/78 одержит инструкции, нацеленные на предотвращение и уменьшение загрязнения моря с судов как вследствие инцидентов, так и вследствие эксплуатации, и в настоящее время включает два обязательных к исполнению Приложений (Приложение I и Приложение II) и четыре необязательных Приложения.

Приложение I. Инструкции по предотвращению загрязнения нефтью.

Ввод в действие 2 октября 1983 г. Эксплуатационные сбросы нефти с танкеров разрешены только при выполнении следующих условий:

1. Общее количество нефти, которое танкер может сбросить в балластном рейсе на ходу не должно превышать 1/15,000 полной грузоподъемности судна;
2. Скорость сброса не должна превышать 60 литров на милю пути;
3. Запрещен сброс нефти в любом виде из грузовых помещений

танкера в пределах 50 миль от ближайшего берега.

Новой и важной особенностью Конвенции 1973 г. стала концепция "особых зон", которые считаются настолько уязвимыми к загрязнению нефтью, что сбросы в их пределах были действие – в части, касающейся предотвращения загрязнения моря нефтью. В дальнейшем полностью запрещены с небольшими и четко определенными исключениями. Конвенция 1973 г. определила Средиземное, Черное, Балтийское, Красное моря и акватории заливов как "особые зоны". Все суда, имеющие на борту нефтепродукты, должны иметь возможность сохранения нефтяных отходов на борту судна либо через систему "погрузки поверх", либо для откачки на береговые очистные сооружения.

Это предусматривает внедрение соответствующего оборудования: системы контроля и слежения за сбросом нефти, системы фильтрации и сепарации нефтесодержащих вод, отстойные цистерны, насосы, трубопроводы и арматура.

Новые нефтяные танкеры (те, для которых контракт на постройку был заключен после 31 декабря 1975 г.) грузоподъемностью 70,000 тонн и более должны быть оснащены танками изолированного балласта достаточного объема, чтобы обеспечить соответствующую эксплуатационную нагрузку без необходимости принимать балластную воду в грузовые нефтяные танки.

Во-вторых, корпуса новых нефтяных танкеров должны делиться на отсеки и удовлетворять требованиям аварийной остойчивости таким образом, чтобы при любых условиях загрузки обеспечивалась живучесть судна после столкновения.

Поправка к Приложению I направлена на постепенное сокращение однокорпусных нефтяных танкеров и предусматривает почти полное сокращение однокорпусных танкеров к 2015 году. Танкеры с двойным корпусом обеспечивают более эффективную защиту окружающей среды от загрязнения в случае аварии. Все новые танкеры, построенные с 1996 г., должны иметь двойной корпус.

В соответствии с MARPOL 73/78 определяются три категории танкеров:

"Танкер категории 1", не отвечающий требованиям защитно расположенных танков изолированного балласта, грузоподъемностью 20,000 тонн и более, перевозящий сырую нефть, дизельное топливо, тяжелое топливо или смазочные материалы, а также грузоподъемностью 30,000 тонн и более, перевозящий другие нефтепродукты.

"Танкер категории 2", отвечающий требованиям защитно расположенных танков изолированного балласта, грузоподъемностью 20,000 тонн и более, перевозящие сырую нефть, дизельное топливо, тяжелое топливо или смазочные материалы, а также грузоподъемностью 30,000 тонн и более, перевозящий другие нефтепродукты.

"Танкер категории 3" грузовместимостью 5,000 тонн и более, но менее чем, в категории 1 и 2.

Приложение I I. Инструкции по контролю загрязнения ядовитыми жидкими веществами.

Ввод в действие 6 апреля 1987 г.

Приложение регламентирует правила сброса и меры по контролю загрязнения ядовитыми жидкими веществами. Приблизительно 250 ядовитых веществ включены в список в конце Конвенции. Сброс их остатков разрешается только в приемные сооружения при определенных условиях и концентрациях (которые меняются категорией веществ). В любом случае запрещен сброс остатков, содержащих ядовитые вещества, в пределах 12 миль от ближайшего берега. Более строгие ограничения относятся к акваториям Балтийского и Черного морей.

Нефтепродукты перевозят на специализированных судах-танкерах, которые в зависимости, от дедвейта получили следующую градацию: 45-80 тыс. т (Super Tanker, танкер класса PANAMAX); 80-160 тыс. т (Mammoth Tanker, танкер класса AFRAMAX); 160-320 тыс. т VLCC (Very Large Crude Carrier); более 320 тыс. т ULCC (Ultra Large Crude Carrier).

Категории танкеров — в зависимости от дедвейта, выглядит следующим образом:

- GP (General Purpose) — малотоннажные танкеры (6000—16499 т); используются для специальных перевозок, в том числе для перевозок битумов;

- GP — танкеры общего назначения (16500—24999 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 (80000—159999 т);

- VLCC (Very Large Crude Carrier) — крупнотоннажные танкеры 3 класса (160000—320000 т);

- ULCC (Ultra Large Crude Carrier) — супертанкеры (более 320000 т); для перевозок нефти со Среднего Востока до Мексиканского залива.

- FSO (Floating Storage and Offloading unit) - супертанкеры (более 320000 т); для хранения и выгрузки нефти на более мелкие танкеры.

Нефтепродукты объединяют по каким-либо общим признакам в группы, каждой из которых дают соответствующее наименование. По условиям хранения и транспортировки все нефтепродукты разделяют на следующие группы: светлые нефтепродукты - бензин, керосин, лигроин и некоторые сорта дизельного топлива; темные нефтепродукты - мазут,

моторное топливо, сырая нефть; масла-все сорта масел; прочие нефтепродукты - остальные нефтепродукты, не вошедшие в первые три группы.

Основными свойствами наливных грузов, которые важно знать в процессе их транспортировки, являются: плотность, температура вспышки, вязкость, температуры застывания и помутнения, испаряемость, теплофизические характеристики, специфические свойства (пожароопасность, вредность, коррозионность).

Подготовка танкера к перевозке нефтепродуктов включает в основном три этапа:

- подготовку грузовых танков;
- проверку непроницаемости трубопроводов грузовой системы и системы зачистки, клинкетов, механизмов, обслуживающих грузовые танки;
- проверку технической исправности систем подогрева груза, газоотводной и систем пожаротушения и орошения палубы.

Планирование работ по подготовке грузовых танков зависит от продолжительности балластного перехода. Такой план включает в себя порядок каждой операции подготовки танкера, ее трудоемкость и расчет необходимого числа людей и материалов.

Одной из трудоемких работ является мойка грузовых танков. При длительных балластных переходах танки моют даже в том случае, если предстоит погрузка однородного груза. Под зачисткой грузовых танков понимают процесс удаления с днища и слоя нефтеостатков после того, как слит основной груз. После выгрузки нефтепродуктов в танках остается около 1% груза, что зависит от грузовой системы и системы зачистки, наличия системы подогрева, конструкции судна и т.п. Мойку танков следует выполнять, руководствуясь руководящим техническим материалом РТМ 31.2006-78 "Мойка грузовых танков и топливных цистерн танкеров".

Существуют три способа очистки поверхностей грузовых танков нефтеналивных судов: ручной, механизированный и химико-механизированный. Это разделение условно, так как при каждом из этих способов используют в той или иной мере ручной труд.

Ручной способ - это низко производительный способ, требующий много времени и средств. Порядок зачистки грузовых танков при этом следующий. После прокачки холодной забортной водой каждый танк подвергается пропариванию паром в течение нескольких часов. Когда температура в танках снизится до 30-40°C, после их вентилирования мойщики скатывают горячей водой (30-45°C) все поверхности танков из шлангов под давлением не более 0,6 МПа.

Механизированный способ осуществляется водой, которая в танки подается под давлением через специальные моечные машины —

гидромониторы.

Мойка осуществляется в основном забортной водой различной температуры или растворами моющих средств.

Химико-механизированный способ мойки танков должен удовлетворять следующим требованиям: обеспечению хорошего качества отмыва и сокращению его сроков, снижению времени нахождения судна под очисткой, исключению слива нефтепродуктов в море.

Очистка танков осуществляется теми же средствами, что и при механическом способе, но вместо воды используют различные моющие средства.

Перед постановкой танкера под погрузку опресовываются зачистная магистраль и клинкеты на рабочее давление. Прежде чем начать опресовку, все магистрали прокачивают забортной водой для удаления остатков нефтепродуктов. На герметичность проверяют также систему подогрева груза путем продувки ее острым паром.

Точное определение величины удельного веса принимаемого судном жидкого груза – одна из важнейших задач, которая должна быть решена судовой администрацией при погрузке судна. Несоответствие фактически установленной величины удельного веса данным, указанным в паспорте качества, может свидетельствовать либо о замене отправителем заявленного сорта, либо о загрязненности, обводнении или иных пороках предъявленного к перевозке груза.

Удельный вес груза при наливке служит основой для расчета предусматриваемых на случай его расширения пустот в танках, а по объему, занимаемому жидким грузом, и его удельному весу можно определить его весовое количество. Так же установлена нормальная температура в 20°C, к которой относятся переменные величины, определяющие свойства веществ, зависящие от температуры. Именно при этой температуре измерительные приборы должны давать правильные показания.

Величина удельного веса жидкого груза изменяется в зависимости от его температуры. Учет этого изменения важен как для определения количества груза, поскольку в период налива его температура может отличаться от стандартной, так и для определения размеров пустот, которые должны быть оставлены в танках, исходя из предполагаемого расширения груза.

Метод непосредственного измерения плотности жидкого груза не всегда может быть использован. Например, при составлении предварительного грузового плана, когда в танках еще нет груза, следует применять расчетный метод, который дает возможность достаточно быстро и точно определить удельный вес груза при любой его температуре. Это имеет особо важное значение при расчете величин пустот, подлежащих оставлению для возможного расширения груза.

Загрузку танкера осуществляют на основании согласованного и утвержденного капитаном грузового плана и под руководством одного из помощников капитана. Количество принимаемого танкером груза ограничивается величиной запаса плавучести, который должно иметь судно к моменту окончания погрузки.

Поскольку наливное судно в загруженном состоянии имеет прогиб корпуса, оно погружается по грузовую марку раньше, чем использован его дедвейт, т.е. танкер оказывается недогруженным.

При неправильной загрузке судна может возникнуть перегиб, при котором танкер погружается по грузовую марку уже после того, как полностью использована его грузоподъемность.

При нормальной загрузке танкера необходимо предусматривать:

1) максимальное использование грузоподъемности и грузовместимости судна при условии обеспечения сохранности груза во время погрузки, перевозки и выгрузки;

2) наилучшую технологическую схему погрузки, позволяющую достичь сокращения продолжительности грузовых операций до минимума при условии обеспечения пожарной безопасности;

3) рациональное распределение грузов и переменных запасов по длине судна, исключающее возникновение чрезмерных напряжений корпуса;

4) обеспечение нормальной остойчивости, дифферента и осадки судна на всех этапах рейса, т.е. во время грузовых операций и на переходе.

При перевозке грузов I категории необходимо заполнить коффердамы водой или инертными газами; на время грузовых работ заземлить корпус судна, обеспечить присоединение гибких шлангов, исключающее их повреждение или обрыв, удостоверится в выполнении правил пожарной безопасности на время грузовых работ. При погрузке и выгрузке за правильное соединение шлангов отвечают шланговщики – береговые или судовые, каждый за соединения на своем участке. Заполнение и опорожнение танков должны производиться в последовательности, предусмотренной инструкцией. Через грузовую магистраль подают и выдают нефтепродукты I и II категорий; грузы III категории могут быть налиты через верх. Запас на расширение при нагреве груза – не менее 2% вместимости танка. При размещении разных сортов груза в соседние танки необходимо, чтобы в танке уровень груза, боящегося примеси другого груза, был выше; уровень груза, боящегося обводнения, должен быть в танке выше грузовой ватерлинии.

Для контроля качества принимаемого нефтепродукта и с целью защиты своих прав при возможных претензиях грузоотправителей капитан судна организует отбор проб груза.

Отбор проб из грузовых танков производят в соответствии с действующими стандартами и техническими условиями. Порядок отбора

сверху вниз с трех уровней: одна часть на 200 мм ниже поверхности груза, три части с середины высоты разлива нефтепродукта, одна часть на уровне, отстоящем от днища танкера на 250 мм. Если требуется установить качество нефтепродукта на самом нижнем уровне, отбирают донную пробу, которую анализируют отдельно.

Отбор проб из берегового трубопровода (трубопроводная проба) производят из контрольного краника, расположенного в конце берегового трубопровода на причале. Пробу берут в начале погрузки (из первой струи), затем через определенные промежутки времени.

Пробы отбирает представитель инспекции по качеству с участием представителя судна. Отобранные пробы хранят на танкере до окончания погрузки под наблюдением вахтенного, после чего из них составляют смесь. Полученный таким образом средний образец наливают в две литровые бутылки, одну из которых, опечатанную сургучной печатью отправителя, передают второму помощнику капитана на хранение. Трубопроводная проба является арбитражной. Пробы хранятся 2 мес. при перевозке в малом каботаже и 6 мес. при перевозке в большом каботаже и заграничных перевозках.

Кроме указанных проб, грузоотправитель отбирает резервуарные пробы, которые являются контрольными. Одна из них остается на нефтебазе, другую передают через капитана грузополучателю, а третью вручают второму помощнику на хранение.

Отбор проб оформляют актом, в котором подробно указывают место отбора, какими печатями пробы опечатаны и кому вручены.

После проверки танков на присутствие воды двумя способами определяют количество груза.

Сущность первого способа состоит в замере средней осадки танкера до погрузки и после нее. Этот метод является контрольным и служит лишь для того, чтобы приблизительно установить, сколько на танкер принято груза и сколько еще надо его погрузить.

Поскольку определить количество жидкого груза, перевозимого танкером, путем взвешивания невозможно, а по осадке – нельзя получить желаемой точности, применяют расчетный метод, предусматривающий умножение объема жидкости на ее удельный вес.

Каждый танкер снабжен Таблицами емкости грузовых танков, построенными таким образом, что показан исчисляемый в кубических метрах объем, соответствующий каждой 10-20 см высоты танка. Если в калибровочных таблицах не приведен объем танка, приходящийся на каждый сантиметр его высоты, то эту величину рассчитывают методом интерполяции.

При втором способе количество груза рассчитывают на основе определения объема и плотности нефтепродукта. Уровень груза в танке измеряют рулеткой, метроштоком, крестовиной или применяют

дистанционные системы измерения уровней груза. Перед замером пустот или взлива еще раз проверяют плотность закрытия клинкетов. Если пустоты в танке меньше 1 м, то удобнее применять метрошток. Его можно быстрее, чем рулетку, опустить в замерную трубку и затем легче определить след нефтепродукта. Для измерения высоты уровня жидкости используют стальную рулетку, которая в месте предполагаемого уровня груза покрывается тонким слоем легкого масла или консистентной смазки, что дает четкую линию смачивания. При измерении ленту следует держать вертикально, поднимать точно вверх без смещения в сторону и снимать отсчет немедленно, как только смоченная поверхность ленты появится над замерной трубкой. Последнее очень важно при замерах высот светлого нефтепродукта, который быстро растекается и искажает линию смачивания. Измерение производят не менее двух раз с точностью отсчета до 1 мм. Среднее значение заносят в замерную книжку.

Крейсерская скорость современных танкеров составляет от 17 до 25 узлов (от 31 до 46 км в час).

В настоящее время для разгрузки танкеров используются насосы с расходом до нескольких тысяч тонн нефти в час.

Трубопроводный транспорт

Трубопроводы в зависимости от перекачиваемого углеводорода называют нефтепроводами или газопроводами. В условиях шельфа будем рассматривать только нефте- и газопроводы.

Трубопроводы по своему назначению делятся на следующие группы:

- внутренние - соединяют различные объекты обустройства на промыслах;
- местные - по сравнению с внутренними имеют большую протяженность и соединяют промыслы с головной станцией магистрального трубопровода;
- магистральные - характеризуются большой протяженностью (сотни и тысячи километров), поэтому перекачка ведется не одной, а несколькими станциями, расположенными на трассе.

Согласно нормативным документам магистральные нефтепроводы подразделяются на четыре класса в зависимости от условного диаметра труб (в мм):

1 класс - 1000-1200 мм;

2 класс - 500-1000 мм;

3 класс - 300-500 мм;

4 класс - <300 мм.

Магистральные газопроводы подразделяются на два класса в зависимости от рабочего давления в газопроводе:

1 класс – 2,5-10 МПа;

2 класс – 1,2-2,5 МПа.

Принципиальное отличие проектирования морских нефте- и газопроводов заключается в том, что сухопутные трубопроводы рассчитываются в основном на воздействие внутренних давлений перекачиваемых углеводородных продуктов, а морские трубопроводы рассчитываются как на внутренние, так и на внешние давления. В глубоководных условиях внешние давления могут быть соизмеримы с внутренними. Кроме того, наличие отрицательных температур в газопроводах может привести к обледенению трубопроводов, что создаст дополнительные силы их выталкивания за счет силы Архимеда и т.д.

Лекция 2. Отгрузка и хранение УВ на промыслах.

Средства хранения и транспортировки нефти и газового конденсата с морских нефтегазовых месторождений.

При обустройстве морских нефтегазовых месторождений одними из основных являются комплексные объекты, обеспечивающие хранение, погрузки/разгрузки и транспортирование добываемой продукции как внутри промысла для ее промысловой подготовки, так и до береговых технологических объектов.

Внутрипромысловое транспортирование производится в основном с помощью подводных внутрипромысловых трубопроводов. Затем до берега продукция доставляется с помощью наружных подводных нефтегазовых трубопроводов или танкеров.

Как известно, в условиях суши применяются и другие способы транспортирования нефтегазовой продукции: помимо трубопроводов используются железнодорожный, водный и автомобильный транспорт. В морских условиях могут применяться только трубопроводный и танкерный способы транспортирования добываемых углеводородов.

Тип способа транспортирования выбирается в зависимости от ряда факторов, носящих технический, технологический, экономический,

гидрометеорологический, а иногда и политический характер. В основном на практике рассматривают способы транспортирования углеводородов в зависимости от вида добываемой продукции (нефть, газ и конденсат) и гидрометеорологических условий месторождений, а также от дальности доставки нефти и газа основным потребителям.

На основании анализа мирового опыта транспортирования нефти и газа внутри стран основным способом является трубопроводный транспорт, так как он успешно используется для транспортирования как жидких, так и газообразных углеводородов.

Береговые терминалы

Продукция морских нефтегазовых месторождений, в особенности достаточно близко расположенных к берегу, как правило, поступает на береговые технологические сооружения – терминалы преимущественно по подводным трубопроводам (рис. 1).

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. Это замечание особенно справедливо для замерзающих мелководных акваторий, где ледовые поля при движении могут осложнить прокладку трубопроводов и вызвать необходимость заглубления большого сегмента трубопровода с целью защиты от ледовых образований, в частности, от стамух.

Кроме того, береговые площадки должны выбираться исходя из условий отвода земель, непригодных для лесохозяйственного использования, а также незатопляемых паводковыми водами; не рекомендуется также выбирать территории, близкие к руслам рек, по которым рыба идёт на нерест.



Рис. 1- Береговой терминал.

Береговые терминалы по существу являются нефтегазосборными пунктами, на которых осуществляются следующие операции:

- 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 дальнейшему 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.

Из сказанного ясно, что береговой терминал зачастую может одновременно совмещать функции головных насосных и компрессорных станций для сухопутных магистральных трубопроводов.

Все технологические операции по подготовке нефти, газ и воды решаются в едином комплексе, что позволяет скомпоновать на единой территории все объекты энергетического, подсобно-вспомогательного и бытового характера.

Однако необходимо отметить, что далеко не всегда целесообразно создавать береговые терминалы. Например, в условиях российской Арктики, когда на огромной протяжённости берегов нет поселений, или же когда на стадии технико-экономического обоснования выявляется целесообразность транспортировки нефти только танкерами.

В отличие от довольно ограниченных площадей морских платформ (даже самых крупных) территория береговых терминалов может занимать десятки квадратных километров (с учётом безусловно, зоны отчуждения – охранной полосы, где запрещается какое-либо иное строительство кроме собственных вспомогательных сооружений – трубопроводов, вентиляционных отводов со стояками, скважин для закачки очищенных пластовых вод и стоков, водозаборных скважин для снабжения технической водой, линий электропередач и т.п.).

Следует подчеркнуть: поскольку трасса любого подводного газопровода сырого газа всегда расположена ниже береговых терминалов, во внутренней полости трубы происходит непрерывное накопление выпавшей из газа жидкости (воды и конденсата), которая подлежит удалению. Очистка внутренней полости трубопровода различного рода очистными сооружениями (поршни и скребки различных конструкций и просто полиуретановые шары) широко практикуется за рубежом при эксплуатации подводных трубопроводов. Для выполнения этих операций в составе сооружений берегового терминала включаются пункты приёма очистных сооружений и дополнительные специальные ёмкости для сбора приходящей с очистными устройствами жидкости.

В целом береговые терминалы, на которых осуществляются технологические процессы, необходимые для дальнейшего отдельного транспорта нефти, проектируются и эксплуатируются как обычные на суше нефтесборные пункты и групповые установки комплексной подготовки газа и конденсата и газа отдельно, а специфика их заключается в близости к берегу и возможности приёма и отгрузки жидкой продукции танкерами.

Все требования по размещению объектов различного назначения должны соответствовать "сухопутным" нормативам подобных технологических сооружений.

Морские наливные терминалы

Нефть морских месторождений не всегда рентабельно транспортировать по подводным трубопроводам на берег, в особенности, когда на берегу отсутствует развитая инфраструктура с необходимыми энергоресурсами и нефтеперерабатывающими потребителями.

В этих случаях широко используются морские беспричальные наливные устройства, 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 подталкивающие к использованию беспричальных наливных устройств следующие:

- отмена ограничений размеров танкеров по длине и осадке;
- ужесточившиеся в последние десятилетия экологические ограничения;

- возросшие габариты наливных судов;
- высокие затраты на строительство искусственных гаваней.

Такое сочетание осложнившихся условий также содействовало поиску новых, нетрадиционных технических решений, причём во всех случаях главным требованием было минимальное время загрузки танкера, поскольку в открытом море изменение погодных условий наблюдается постоянно и повсеместно. К настоящему времени в мире возникло множество оригинальных конструкций автономных морских наливных устройств так называемого беспричального типа, которые создавались для разнообразных погодных условий и глубин моря.

Это многообразие можно свести к следующим наиболее типичным конструктивным решениям:

- 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;
- моносвая для налива нефти MP (Monopile);

- шарнирно закреплённая башня с цепным креплением.

Большинство используемых у причала или в открытом море средств обслуживания операций погрузки/разгрузки можно отнести к следующим типам.

Стационарный причал:

- создание искусственной гавани, защищенной дамбой и волнорезом. Однако такое решение достаточно дорогое, особенно на мелководье, так как при этом необходимо на акваториях портов производить большие объемы дноуглубительных работ;

- сооружение в море искусственного острова, построенного из стальных конструкций или бетонных свай, на которых расположены литые бетонные палубные структуры.

Многоточечный плавучий причал (МПП):

- создание систем причала со многими швартовыми буями, заякоренными вокруг причала.

Одноточечный швартовный причал (SPM):

- создание системы башенного типа, состоящей из стальной структуры, закрепленной стационарно ко дну сваями. На верху этой структуры расположен поворотный диск, к которому швартовками крепится танкер;

- создание систем одноточечных причалов различных типов.

Общая характеристика точечных причалов

Наибольшее распространение получили точечные причалы одноякорного типа со стояком или многоякорного на растяжках. Обе такие системы дают возможность танкеру свободно поворачиваться и принимать положения наименьшего сопротивления по отношению к вектору суммарного действия волн, течений и ветра.

В связи со сравнительно малыми эксплуатационными расходами, надёжностью и гибкостью в эксплуатации система точечного причала широко применяется на морских месторождениях. В мире к середине 90-х годов уже было введено в эксплуатацию свыше 300 установок точечных причалов, из которых большинство закреплено на морском дне с помощью длинных якорных цепей.

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 шлангов, 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.

Танкер швартуется к точечному причалу нейлоновыми канатами к поворотной платформе.

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, прикрепленный 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.

Важным условием надёжной работы причала является безопасность стоянки и маневрирования судна вблизи точечного причала. Глубина акватории в зоне стоянки определяется максимальной осадкой швартуемого судна с учётом зазора под килем для того, чтобы исключить его касание с грунтом и затонувшими объектами. Зона гарантированной глубины вокруг центра стоянки должны иметь радиус, равный четырёхкратной длине наливного судна. Радиус циркуляции судна вокруг центра причала равен сумме:

- горизонтального отклонения причала от своего геометрического

центра при полной нагрузке на причал;

- расстояния между центром точечного причала и носом судна;
- длины растяжения швартового траса;
- длины наливного судна.

Для обеспечения безопасной стоянки при проектировании причала учитываются точные данные о колебаниях свободного уровня морской акватории, об изменениях течений, ветра и волн. Следует также учитывать туманы и дожди, затрудняющие швартовые операции, и волн. Следует также учитывать туманы и дожди, затрудняющие швартовые операции, влияние колебаний видимости под водой на ведение водолазных и монтажных работ, а также на состояние морского дна. Для борьбы с возможностью обледенения поворотной платформы в арктических районах она оборудуется нагревательным устройством с теплообменным змеевиком. 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.

Размеры буюв, подводных шлангов, якорной колонны стояка определяются параметрами подводного коллектора. С помощью вспомогательного судна укладываются якоря на подводный грунт. Веретено каждого якоря при этом ориентируют в сторону буя. Сначала якоря укладывают с точностью 10-20 м относительно места предполагаемого их расположения. Цепи якорей опускают с аналогичной ориентацией, при этом конечную стычку каждой цепи располагают на поплавке. Все цепи предварительно натягивают.

Плавающие системы хранения и отгрузки (FSO)

Плавающие хранилища используются главным образом на тех морских месторождениях, где строительство хранилищ других типов или

трубопровода на берег нерентабельно.

Типичная установка в составе полупогружной платформы с танкером-хранилищем, постоянно пришвартованным к причалам CALM, показана на рис. 2.

Хранилище необходимо для обеспечения достаточного запасного объема нефти между ее отгрузками на транспортные танкеры для того, чтобы месторождение функционировало непрерывно и не требовалось прекращать подачу нефти после загрузки танкера.

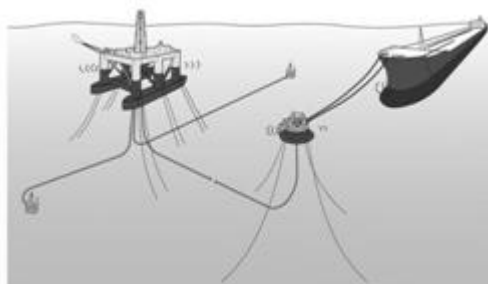


Рис. 2. Система с добывающей полупогружной платформой и одноточечного причала с танкером-хранилищем.

В современной практике существует множество типов плавучих систем хранения и отгрузки:

Одноточечный причал с хранилищем (SBS)

Отсоединяемое хранилище (система SBS)

Хранилище с одиночной якорной связью (SALS)

Полупогружное хранилище с точечным причалом (SPAR)

SPAR – автономное полупогружное хранилище, имеющее поворотный стол со швартовым и погрузочным оборудованием. Первая установка была смонтирована в 1976 году на месторождении Brent при глубине 140 м на расстоянии 2,2 км от стационарной платформы и служила в качестве временного морского хранилища и отгрузочной установки.

Система SPAR поставлена на якоря с помощью шести их линий; осадка составляет 109 м. Корпус SPAR состоит из трех основных цилиндрических секций. Днищевая секция составляет наиболее крупную часть и содержит нефтехранилище. Средняя секция меньшего диаметра соединяет нижнюю часть корпуса с надстройкой. Эта часть имеет уменьшенное сечение для минимизации воздействия волнения. В верхней части размещаются поворотный стол, жилые помещения и все

производственное оборудование причала. Специальный кран (управляемый оператором) подает погрузочный шланг на танкер.

При подходе танкера два члена экипажа причала SPAR вытравливают 300-метровый плавучий полипропиленовый трос-проводник. Этот трос вылавливается танкером с помощью якоря-кошки и проводится через клюз на носу. К концу троса-проводника прикрепляется цепь длиной 4 м, которая, в свою очередь, соединяется с двойными 16-дюймовыми нейлоновыми швартовыми. Танкер медленно направляется к SPAR, одновременно выбирая трос-проводник до того момента, когда цепь может быть закреплена в цепном стопоре на борту танкера.

В зависимости от ветровых условий танкеру может понадобиться дать задний ход для натяжения швартовов.

Трос-проводник шлангов заводится на специальную лебедку на палубе танкера. Шланги, свешивающиеся с погрузочной стрелы, вытравливаются в вертикальном положении. Как только соединитель шланга принят на борт танкера и втянут в автоматический соединитель, он закрепляется гидравлическим устройством. Носовая часть танкера в районе автоматического соединителя должна быть переоборудована так, чтобы обеспечить невозможность повреждения шлангов при их подаче на танкер.

Танкер медленно направляется к SPAR, одновременно выбирая трос-проводник до того момента, когда цепь может быть закреплена в цепном стопоре на борту танкера.

В зависимости от ветровых условий танкеру может понадобиться дать задний ход для натяжения швартовов.

Трос-проводник шлангов заводится на специальную лебедку на палубе танкера. Шланги, свешивающиеся с погрузочной стрелы, вытравливаются в вертикальном положении. Как только соединитель шланга принят на борт танкера и втянут в автоматический соединитель, он закрепляется гидравлическим устройством. Носовая часть танкера в районе автоматического соединителя должна быть переоборудована так, чтобы обеспечить невозможность повреждения шлангов при их подаче на танкер.

Когда танкер загружен и готов отчалить, перечисленные операции повторяются в обратном порядке.

Балластировка системы SPAR необходима, чтобы сохранять постоянную осадку при отгрузке нефти. На рис. 3 показаны основные этапы работы системы SPAR. Балластная вода, содержащая следы нефти, откачивается через специальный сепаратор нефти.

Сырая нефть, подаваемая насосами платформ, поступает на систему SPAR через донный манифольд и гибкие стояки. Она проходит по внутренним трубопроводам до цистерны переполнения и отсюда вниз через распределитель в один из шести отсеков хранилища.

При отгрузке нефти морская вода вытесняется. Она поступает вверх через водяной стояк, который доходит до днища отсека. Любые следы нефти в удаляемой балластной воде задерживаются сепаратором, расположенным на уровне ватерлинии. Затем вода поступает в центральную шахту. Если в процессе очистки случаются сбои, это можно увидеть до того, как произойдет разлив нефти.

При откачивании нефти из отсеков хранилища граница между нефтью и водой поднимается.

Система трубопроводов причала SPAR рассчитана так, что, в принципе, разность давлений между морской водой внутри хранилища и снаружи отсутствует. Нефть в хранилище SPAR находится под несколько большим давлением, чем окружающая вода.

Поступление нефти с добывающей платформы продолжается и во время погрузки танкера. Если хранилище SPAR опорожняется раньше, чем танкер загружен полностью, последний может оставаться причаленным, получая нефть прямо с добывающей платформы.

Поскольку SPAR оборудован двойной системой трубопроводов и связан с танкером двойными шлангами, загрязненная балластная вода с танкера может приниматься им через одну систему, в то время как нефть передается на танкер через другую. Загрязненный балласт так же, как морская вода, направляется в отсеки хранилища SPAR и впоследствии проходит через установку очистки.

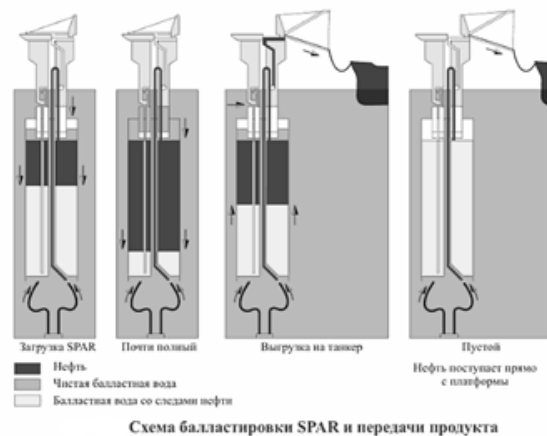


Рис. 3- Система SPAR.

Назначение системы замещения состоит в том, чтобы отсеки хранилища были постоянно заполнены жидкостью. Однако поскольку удельные веса нефти и морской воды различны, можно ожидать изменения осадки SPAR. Для предотвращения этого над отсеками хранилища устроены балластные цистерны.

Когда SPAR наполняется нефтью, балластные цистерны заполняются морской водой. Когда хранилище забалластировано морской водой, балластные цистерны должны быть пустыми. Когда в хранилище начинает поступать нефть, балластные цистерны постепенно заполняются водой, а во время передачи нефти на танкер содержимое балластных цистерн откачивается.

Система SPAR проектируется так, чтобы сохранять устойчивость даже при сильном волнении. В жестокий шторм при ветре силой 11 баллов угол наклона SPAR не превышал 6° .

Контрольные вопросы по модулю.

1. Виды морских буровых установок.
2. Классификация танкеров по дедвейту.
3. Береговые терминалы хранения и отгрузки нефти
4. Что такое система SPAR?
5. Виды транспорта углеводородов.
6. Классификация трубопроводов по назначению.

МОДУЛЬ 5. ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ. ОПЫТ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ КОМПАНИЙ.

Лекция 1. Инновационные технологии освоения шельфа Арктики. Опыт иностранных компаний.

Бурение многозабойных горизонтально-разветвленных скважин

Наклонно-направленные многозабойные скважины – это скважины, которые состоят из нескольких стволов, изначально ответвляющихся от одного общего. Наклонными они называются из-за того, что для бурения дополнительной ветви следует сделать отклонение от первоначальной. Если же многозабойная скважина является горизонтально-разветвленной, показатель зенитного угла при бурении доходит до 90 градусов. Бурение многозабойных горизонтально-разветвленных скважин применяют для повышения эффективности добычи и максимальной разработки пластов месторождений.

Что такое многозабойная горизонтально разветвленная скважина и где она применяется?

Строительство многозабойной скважины предполагает бурение нескольких ответвлений от основного ствола. Эти ветви совсем не обязательно будут продуктивными. Их функция может быть и в нагнетании достаточного давления для извлечения нефти из пластов. Если нефтяное месторождение находится на мощных доломитовых пластах, характеризующихся вертикальной трещиноватостью, горизонтально-разветвленные скважины позволяют значительно повысить объемы добычи. Наибольшая эффективность достигается при подпоре залежи водой.

На больших площадях переслаивающихся песчаников горизонтально-разветвленные многозабойные скважины тоже показывают свою эффективность. Естественно, что промышленная проводка и эксплуатация начинаются только после того, как будут выполнены геофизические исследования. Если геологические условия участка на определенной глубине являются схожими, достаточно изучить только один вертикальный ствол. Ответвления проверяются более тщательно, с оценкой углов наклона и протяженности стволов.

Для бурения многозабойных скважин используется стандартное буровое оборудование. По ряду параметров определяются оптимальные показатели грузоподъемности и мощности такой техники. Учитываются силы сопротивления, возникающие при резком искривлении и в стволах с горизонтальным направлением. Правильное соблюдение данных критериев гарантирует корректную работу обсадной и бурильной колонны. Три основных требования к конструкции многозабойной скважины:

- свободный проход по стволу скважины к забоям;

- должна быть предусмотрена возможность для интенсивных искривлений в любой части ствола;
- возможность крепления любого интервала скважины с помощью обсадных труб.

Кроме того, строительство ствола должно обеспечивать возможность выполнения геофизических исследований.

Особенности конструкции многозабойных скважин

Строительство многозабойных скважин позволяет реализовать все возможности технологий, в рамках которых происходит направленное и горизонтальное бурение. Нефть извлекается из стволов, максимально приближенных к вертикальному направлению, тогда как остальные ветви используются в качестве дренажных каналов – по ним добываемое сырье поступает к главному стволу из отдаленных нефтеносных участков пласта.

В процессе разработки месторождения могут оставаться трещины и линзы с высокой продуктивностью – многозабойные горизонтальные скважины могут использоваться для извлечения нефти на таких участках. Многозабойные скважины могут существенно различаться по форме – бурение ответвлений возможно на любом участке основного ствола, допускаются различные искривления и углы отклонения. При необходимости возможно создание не горизонтально-направленных скважин, а с определенным наклоном к пласту. Выделяются следующие типы многозабойных скважин:

- наклонно-направленные разветвленные;
- горизонтально-разветвленные скважины;
- радиальные скважины.

Даже если многозабойная скважина горизонтально-разветвленная, это не значит, что стволы являются горизонтальными на всей своей протяженности. Бурение многозабойных горизонтально-разветвленных скважин проходит по той же технологии, что и наклонных, а зенитный угол достигает 90 градусов только к завершающему интервалу.

Для выбора разветвления необходимо ориентироваться на толщину, которую имеет продуктивный пласт. Кроме того, значение имеет и литологическая характеристика. Нужно учитывать пласты, которые до начала разработки должны быть изолированы. Профиль и другие параметры ствола (длина, количество ветвей) многозабойной горизонтальной скважины определяют по следующим критериям:

- уровень неоднородности нефтеносного пласта;
- толщина пласта;
- литология;
- устойчивость разреза;
- твердость пород в пласте и ее распределение.

Перед строительством многозабойной скважины проводится комплексный анализ месторождения, с рассмотрением всех геологических

и технических условий. На основании результатов такого анализа разрабатываются рекомендации, относящиеся к определенному месторождению.

Технология многозабойного бурения скважин

Многие коллекторы долгое время считались низкопродуктивными, так как технологии одноствольного бурения не показывали достаточной эффективности – вплоть до полного отсутствия рентабельности. Строительство многозабойных горизонтальных скважин решает эту проблему, причем строительство не только «с нуля», но и на основе уже действующих стволов. Использование горизонтальной технологии позволяет решить следующие задачи:

- Сокращается количество скважин на месторождении, что особенно важно при разработке залежей на шельфе. На суше также сокращается строительство инфраструктуры.
- Увеличиваются объемы добычи, повышается нефтеотдача пласта.
- Скважины обводняются намного медленнее.
- Эффективная работа с пластами с низкой проницаемостью, с линзовидными залежами, с большой вертикальной трещиноватостью.
- Простое и надежное поддержание давления внутри пласта.

Если кривизна многозабойной горизонтальной скважины превышает 190 метров, такой радиус считается большим. Строительство ведется со значительным отклонением от вертикального направления, а протяженность ствола по горизонтали может достигать 1,5 километра. Радиус кривизны в пределах от 60 до 190 метров считается средним, оптимальная длина ствола здесь составляет от 450 до 900 метров. Малая протяженность ответвления способствует повышению экономичности скважины, так как ствол точно попадает в нужный участок.

Когда разрабатываемый пласт достаточно большой по толщине – от 100 метров и более – строительство многозабойных горизонтальных скважин может вестись в несколько уровней. Данная разновидность технологии часто применяется для пластов, содержащих нефть с высокой вязкостью. Средний уровень ответвлений при этом используется для закачки теплоносителя, а остальные – непосредственно для отбора добываемого сырья.

Строительство многозабойной скважины

Методы строительства многозабойных скважин могут существенно отличаться в зависимости от конкретного месторождения и его геологических характеристик, но общая технология остается практически неизменной. Порядок действий выглядит следующим образом:

- К продуктивному пласту бурится традиционная скважина.

- Уже в самом пласте пробуриваются горизонтальные ответвления, с первоначальным строительством ствола, имеющего максимальный угол отклонения.

- Строительство остальных стволов – последовательное, от нижнего к верхнему.

Большое количество стволов допускается только в пластах с высокой устойчивостью пород. Если же породы неустойчивые, допускается строительство только одного ответвления, которое будет входить в пласт горизонтально. На участке зарезки верхнего из ответвлений монтируется обсадная колонна. Приведенная технология строительства многозабойных скважин является наиболее распространенной и надежной, она давно показала свою высокую эффективность. Изменения возможны при нестандартных условиях – например, при разработке пологих пластов.

Каждая нефтедобывающая компания стремится к максимальной экономической эффективности при разработке месторождений, и потому базовые технологии строительства многозабойных скважин постоянно совершенствуются. Главное направление разработок на сегодняшний день – технологии, позволяющие возвращать скважины к горизонтам на разных уровнях, чтобы добыть максимального извлечения нефти. По сути, компания разрабатывает новое месторождение, но уже располагает на этом участке всей необходимой инфраструктурой.

Лекция 2. Подводные добычные комплексы. Месторождения Сновит, Ормен Ланге, Трель. Кириновское газоконденсатное месторождение.

Анализ опыта применения подводных технических средств добычи и транспортировки нефти и газа на арктическом шельфе показывает, что отечественная нефтегазовая отрасль в этом сегменте переживает явное технологическое отставание от мировых лидеров. В статье приводятся основные причины такого запаздывания и предлагаются пути интенсификации производства современных технических средств освоения шельфа, а также механизмы привлечения инвестиций в этот сектор промышленности.



Рис.1- Схематическое изображение подводного комплекса добычи углеводородов

Один из главных векторов развития мирового нефтегазового комплекса направлен на освоение углеводородных месторождений, расположенных на континентальных шельфах. Российская Федерация обладает самым большим по площади континентальным шельфом и крупнейшими ресурсами углеводородов. Для развития этого колоссального потенциала отечественного нефтегазового комплекса, интенсивного, эффективного и безопасного освоения шельфовых месторождений необходимо обеспечить опережающее технологическое развитие смежных отраслей промышленности, обеспечивающих производство нефтегазового и электротехнического оборудования, нефтепромыслового морского флота, а также научно-исследовательского, опытно-конструкторского и сервисного обеспечения.

Несмотря на некоторое объективное технологическое отставание сегодня, Россия всегда была лидером в освоении шельфовых месторождений углеводородов, ведь именно нашей стране принадлежат прорывные проекты мирового значения, открывшие возможность их освоения. Несмотря на реализацию прорывных шельфовых проектов в прошлом и отчасти в настоящем, отечественная нефтегазовая промышленность уже сегодня.

Парк подводных технических средств

Большая часть шельфа России является арктической с экстремальными природно-климатическими условиями. Главными проблемами при освоении арктического шельфа являются сложная ледовая обстановка, а именно опасность айсбергов, и отсутствие круглогодичного доступа плавучих технических средств

к месторождениям, а значит, и отсутствие круглогодичной возможности разведки и разработки. Например, бурение с помощью платформы «Университетская-1» будет осуществляться в межледовый сезон (с августа по конец октября). В противном случае для обеспечения круглогодичного бурения требовалось строительство на месторождении ледостойкой платформы. Понятно, что и первый, и второй вариант усложняют проект и приводят к его удорожанию.

В этих условиях наиболее эффективными являются подводные технические средства освоения шельфа: подводные трубопроводы, подводные буровые установки, подводные перекачивающие комплексы, подводные комплексы подготовки углеводородов.

Мировые нефтегазовые компании, в том числе и российские, имеют большой опыт в строительстве и эксплуатации магистральных и промысловых подводных трубопроводов. Один из крупнейших подводных магистральных газопроводов «Северный поток» соединяет города Выборг и Грайфсвальд, с помощью него осуществляется транспортировка российского природного газа в Германию в обход стран-транзитеров. Подводные промысловые трубопроводы в Российской Федерации используются при освоении шельфа острова Сахалин, а, например, в Европе, сеть подводных трубопроводов построена в Северном море между Норвегией и Великобританией. Наибольший интерес для освоения арктического шельфа представляют подводные технические средства бурения разведывательных и добывающих скважин, а также средства сбора, подготовки и перекачки добытых на шельфе углеводородов по подводным трубопроводам без использования плавучих технических средств. Мировыми лидерами в области разработки и производства подводных технических средств различного назначения для шельфовых месторождений углеводородов являются норвежские компании FMC Technologies и Aker Solutions. Также разработки подводного оборудования и технологий осуществляют в компаниях Siemens и MAN. Лидером же по использованию подводных технологий является норвежская нефтегазовая компания Statoil.

Подводные добычные комплексы. Сегодня компания Statoil использует подводные технологии на нескольких месторождениях. В качестве примера можно привести месторождение Ormen Lange,

расположенное в Баренцевом море и осваиваемое с 2007 года. В начале его освоения, на этапе бурения добывающих скважин, на каждом устье куста была установлена донная плита с буровыми окнами, на которую после заканчивания скважин был помещен подводный добычный комплекс (ПДК). Он включает в себя манифольд и весь необходимый комплекс устьевого оборудования скважины для обеспечения безопасного извлечения углеводородного сырья. Внешний вид ПДК представлен на рисунке 2. Далее многофазовый поток углеводородов, состоящий из смеси углеводородов (нефти, газа и конденсата), песка и воды по 160-километровому подводному трубопроводу транспортируется на перерабатывающий комплекс, расположенный на острове вблизи города Hammerfest, где происходит разделение и очистка углеводородов. После этого газ сжижается и подготавливается к загрузке в танкеры, а отделенный углекислый газ закачивается обратно в скважины.



Рис.2- Общий вид ПДК

На месторождении Tordis, расположенном в Северном море, компания Statoil при добыче углеводородов осуществляет подводную подготовку извлеченных углеводородов к дальнейшей транспортировке. Производится разделение нефти, газа и песка с помощью подводных сепараторов (рис. 3).



Рис.3 –Подводный сепаратор

Подводные перекачивающие комплексы. Для транспортировки добытого на шельфе сырья в подавляющем большинстве случаев используются танкерные суда. Однако на некоторых месторождениях арктических морей используются подводные перекачивающие комплексы. Это обеспечивает круглогодичную эксплуатацию месторождений вне зависимости от ледовой обстановки. Например, на месторождении Asgard с 2013 года эксплуатируются подводные перекачивающие комплексы, а на месторождении Ormen Lange планируется их установка к 2017 году.



Рис.4- Подводный перекачивающий комплекс

Первый подводный перекачивающий комплекс был создан компанией General Electric мощностью 850 кВт, он был испытан в 1992 году в заводских условиях. Сегодня разработку таких комплексов осуществляют ведущие электротехнические компании. В Норвегии была испытана

установка MAN Hofim-type (рис. 3), а в 2009 году проведены испытания компрессора Siemens ECO-II (рис. 5).



Рис.5 - Компрессор Siemens ECO-II

Подводные комплексы в России. В настоящее время в мире на более чем 130 морских месторождениях используются подводные технологии добычи углеводородов. В России первый ПДК установлен на шельфе Охотского моря в рамках обустройства Киринского месторождения, а в планах их использование при освоении Штокмановского газоконденсатного месторождения.

Используемый на Киринском месторождении подводный добывающий комплекс обеспечивает эксплуатацию семи скважин, газ из которых поступает к манифольду, являющемуся центральным звеном комплекса. Добытый газ собирается на манифольде и затем по морскому трубопроводу транспортируется на береговой технологический комплекс. Транспортировка осуществляется без дополнительного компримирования, под действием давления пласта. На береговом технологическом комплексе, после подготовки к транспортировке, газ направляется по 139-километровому газопроводу на головную компрессорную станцию газотранспортной системы «Сахалин – Хабаровск – Владивосток». Производителем ПДК является компания FMC Technologies.

Причины отставания

У отечественных компаний есть опыт по кооперации и производству плавучих технических средств освоения шельфа, однако все достижения в

этой области были совершены в других экономических условиях функционирования нашего государства. На сегодняшний день производство собственных законченных плавучих платформ ведется в недостаточных количествах. Однако технико-технологические наработки заводов, опыт ученых и специалистов, принимавших участие в их разработке и производстве, для нашей страны сегодня является бесценными. Также внимание, уделяемое отечественными компаниями подводным технологиям, не соответствует их значимости и перспективности использования для освоения арктического шельфа. Недоработки в обоих этих направлениях являются серьезным вызовом современной нефтегазовой отрасли страны.

Основными причинами отставания в области производства технических средств и подводных комплексов для освоения шельфа являются и сложность природно-климатических условий российских арктических морей, и большое количество континентальных месторождений с относительно легко извлекаемыми углеводородами, разработка которых полностью покрывает потребности внутреннего и зарубежного рынков. Все же главной причиной, по которой сегодня не удается обеспечить интенсивное строительство технических средств для разведки и добычи углеводородов на шельфе, служит отсутствие необходимой эффективной научно-исследовательской, опытно-конструкторской, производственно-испытательной и организационно-финансовой инфраструктуры. Необходимо понимать, что при решении проблем функционирования перечисленных элементов инновационной нефтегазовой инфраструктуры целесообразно опираться не только на отечественные разработки, но и обязательно учитывать и использовать положительный опыт иностранных компаний.

Национальный консорциум

Производственно-испытательная основа нефтегазовой промышленности в части проектирования, строительства и испытания технических средств нефтепромыслового морского флота формируется «Объединенной судостроительной корпорацией». Есть надежда, что такая координация усилий государства по разработке, производству и испытанию как надводного флота, так и подводного парка технических

средств освоения шельфа сможет обеспечить эффективное развитие и внедрение этих технологий.

Для решения проблем, связанных с развитием образовательной, научно-исследовательской, опытно-конструкторской инфраструктуры и повышением ее эффективности, могут быть использованы ресурсы Национального научно-образовательного инновационно-технологического консорциума вузов минерально-сырьевого и топливно-энергетического комплексов, созданного с участием ведущих отраслевых вузов страны. Участники консорциума при поддержке российских нефтегазовых компаний могут покрыть все потребности отечественной нефтегазовой отрасли не только в подготовке высококвалифицированных специалистов и их переподготовке, но и в проведении НИР и ОКР, а также в трансфере и адаптации иностранных технологий.

Как показывает практика, при создании консорциумов и совместных предприятий отечественными и иностранными нефтегазовыми компаниями для реализации отдельных шельфовых проектов все импортируемые технологии не получают глубокого изучения и дальнейшего широкого распространения. Также трудности функционированию таких «союзов» могут создать и политические мероприятия правительств иностранных государств, что может повлечь полную остановку отечественных шельфовых проектов с их участием. И наоборот, при работе российских нефтегазовых компаний с российским Национальным консорциумом вузов выпускаемые ими специалисты и ученые будут иметь необходимые знания и навыки работы с современным внедряемым оборудованием и технологиями. Создание этого консорциума, с учетом сегодняшних политических условий, является весьма своевременным и перспективным.

Сегодня в России функционирует целый ряд добывающих консорциумов отечественных и иностранных нефтегазовых компаний. Консорциум Sakhalin Energy Investment Company Ltd создан для реализации проекта «Сахалин-2» и состоит из компаний «Газпром», Royal Dutch Shell, Mitsui и Mitsubishi. Другой пример – консорциум Exxon Neftegas Ltd, членами которого являются компании «Роснефть» и ExxonMobil: под его управлением реализуется проект «Сахалин-1». Примером технологического зарубежного консорциума служит

объединение

компа-

ний FMC Technologies, Anadarko, BP, ConocoPhillips и Shell, преследующее цель разработки нового поколения подводной техники, которая будет стандартизована для решения типовых задач, стоящих перед разработчиками шельфовых месторождений

Норвежский опыт

Скорость развития и создания перспективных технических средств освоения шельфа и, следовательно, эффективность и безопасность шельфовых проектов в арктических морях определяют финансово-организационные условия и механизмы, обеспечиваемые правительствами стран, обладающих доступом к шельфу. При создании финансово-организационных условий и поддержке отечественных промышленных компаний нет никаких сомнений, что они смогут обеспечить освоение российской части шельфа Арктики. При этом, конечно, необходимо изучать и учитывать опыт стран-лидеров в этой области.

Одной из них является Норвегия, которая в 1970–80-е годы при практически нулевой технологической готовности, путем привлечения иностранных инвестиций и технологий, смогла обеспечить эффективное и безопасное освоение собственных шельфовых месторождений углеводородов. Затем создать производственный потенциал и трансформировать его в крупную промышленность, производящую необходимые технические средства для освоения шельфа. Обеспечить развитие и становление ведущих в мире производственных и сервисных нефтегазовых компаний. Совершить экспансию на мировой рынок надводных технических средств и стать лидером в области разработок, испытания и внедрения подводных технических средств освоения шельфа. Сегодня норвежский шельф Северного и Норвежского морей, по существу, являются глобальной «лабораторией» по разработке, производству и испытанию современных и перспективных технических средств освоения шельфовых месторождений.

Основным институтом развития норвежской нефтегазовой отрасли является Исследовательский совет Норвегии, который формулирует и осуществляет координацию всех отраслей промышленности, связанных с нефтегазовым комплексом. Финансирование Исследовательского совета осуществляет правительство Норвегии. Исследовательский совет

обеспечивает сопровождение национально значимых проектов развития нефтегазовых технологий, среди них PETROMAKS – программа финансирования научных проектов нефтяного сектора, GASSMAKS – программа финансирования научных проектов газового сектора, DEMO2000 – программа финансирования развития новых нефтегазовых технологий и их коммерциализации, RENERGI – программа финансирования экологических проектов для энергетического сектора, CLIMIT – программа финансирования проекта экологически чистого природного газа.

В Российской Федерации до 2012 года действовала федеральная целевая программа «Мировой океан», главной долгосрочной целью которой являлось комплексное решение проблемы изучения, освоения и эффективного использования ресурсов и пространств Мирового океана в интересах экономического развития и обеспечения безопасности страны. В настоящее время аналогичной по целям и задачам программы нет.

Показателен опыт Норвегии и в развитии организационного аспекта на законодательном уровне. Например, в процессе привлечения инвестиций и технологий в шельфовые проекты были разработаны следующие типовые соглашения: «Пятидесятипроцентный» (50% Agreement), «Финансовый» (Financial Agreement), «Доброй воли» (Goodwill Agreement). Первый тип соглашений предусматривает, что иностранные компании при освоении месторождения обязуются выполнить на территории Норвегии минимум 50% всех исследовательских работ, необходимых для разработки этого месторождения. Такие соглашения до сих пор являются неотъемлемой частью договоров о разработке норвежского шельфа, а контроль за их исполнением лежит непосредственно на Министерстве топлива и энергетики Норвегии. К примеру, компания Shell, которая была оператором первой фазы месторождения Troll, 73% средств на научно-исследовательские проекты потратила на услуги норвежских компаний и институтов, а в рамках проекта Draugen – 80%. Второй тип соглашений, финансовый, обязывал иностранные компании выполнять НИР и ОКР на территории Норвегии в течение установленного соглашением времени с заранее установленным бюджетом (как правило, долей дохода от освоения месторождения). Третий тип соглашений обязывал иностранные компании

проводить в Норвегии столько научно-технических исследований, сколько это возможно, без жестких юридических обязательств, однако требовал от иностранных компаний представлять годовые отчеты о проделанной работе Исследовательскому совету.

Сотрудничество в рамках этих соглашений позволило обеспечить проведение в Норвегии широкого круга исследований в области изучения морей, в сфере энергетики, машиностроения и других связанных с развитием шельфовой нефтегазовой промышленности. Необходимо отметить, что контролирующей стороной таких соглашений в Норвегии всегда является государство в лице Министерства топлива и энергетики.

Контрольные вопросы.

1. Использование подводных технологий добычи углеводородов.
2. Иностранное опыт применения ПДК на шельфе.
3. Доля ресурсов, приходящихся на Арктический шельф.
4. Перспективы развития нефтегазовой промышленности в Арктике.
5. Отечественный опыт освоения Арктического шельфа.

МОДУЛЬ 6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

Лекция 1. Современное состояние нефтегазовой промышленности на Арктическом шельфе. Направления развития.

Сегодня Россия входит в тройку мировых лидеров по добыче углеводородов: в 2014 г. в нашей стране было добыто 525 млн т нефти и 668 млрд м³ природного газа, при этом более чем 90 % всего газа и около 10 % нефти дали месторождения российского сектора Арктики. Своим видением настоящего и будущего нефтегазодобывающей отрасли экономики русского Севера и главными уроками истории освоения уникальных углеводородных ресурсов Арктики на страницах журнала «НАУКА из первых рук» делится академик А. Э. Конторович, крупнейший отечественный специалист в нефтедобыче и один из авторов «Энергетической стратегии России», ученик и соратник выдающегося ученого-нефтяника академика А. А. Трофимука, принимавший непосредственное участие в открытии на Сибирской платформе месторождений древнейшей в мире нефти

Сегодня Россия входит в тройку мировых лидеров по добыче углеводородов: в 2014 г. в нашей стране было добыто 525 млн т нефти и 668 млрд м³ – природного газа. При этом более чем 90 % всего нашего газа и около 10 % нефти дают месторождения российского сектора Арктики, т. е. арктических регионов России. Неудивительно, что именно наша страна исторически лидировала по многим направлениям освоения арктических нефтегазовых ресурсов, от разведки до ввода в эксплуатацию новых месторождений, и делала это, опираясь на отечественную науку и отечественные технологии.

Поиски месторождений нефти и газа на континентальном секторе Российской Арктики были начаты в 30-е гг. XX в. Другие арктические страны в те годы поиски нефти и газа в Арктике не вели.

Приоритетные направления работ в Арктике по поискам, разведке и добыче углеводородов

В ближайшие годы российский сектор Арктики будет по-прежнему играть ведущую роль в добыче газа. Его роль в добыче нефти будет возрастать.

По добыче газа главной газовой базой страны, несомненно, останется Ямало-Ненецкий автономный округ. В ЯНАО добыча газа будет смещаться на п-в Ямал (Бованенковское, в перспективе – Харасовейское, группа Тамбейских и др. месторождения). В Надым-Пурском регионе ЯНАО будет расти добыча жирного газа.

В условиях обострения конкуренции между поставщиками газа на Мировые рынки нужно осторожно и с обязательным учетом всех рисков начинать осваивать и вводить в разработку новые газовые регионы.

Добыча нефти в Архангельской области, на севере Западной Сибири, в ЯНАО и Красноярском крае в условиях падающей добычи в «зрелых» регионах должна возрасти. Сырьевая база для этого создана.

В Архангельской области при наличии спроса на нефть и инвестиций она может достигнуть к 2020—2025 гг. 22—25 млн т в год.

В Республике Коми нефтяная компания ОАО «Лукойл» планируют увеличить добычу на старейшем в регионе Ярегском месторождении. Добыча нефти на этом месторождении ведется уже 80 лет и суммарно превысила 20 млн т. В разные годы специалисты компании называют перспективный уровень добычи нефти на месторождении от 2—3 до 5—6 млн т в год. Для транспорта тяжелой вязкой ярегской нефти компании «Транснефть» и «Лукойл» построили первую очередь нефтепровода Ярега – Ухта длиной 38 км. Ее пропускная способность 1 млн т нефти в год. Проходит апробацию новая технология разработки, которая позволит довести коэффициент извлечения нефти до 0,85. На месторождении объем строительства горных выработок в ближайшие 2—3 года увеличится в 1,3 раза, бурения – в 1,2 раза.

В Печорском море компания ОАО «Газпром нефть» ввела в разработку с платформы «Приразломная» одноименное месторождение. В перспективе планируется ввести в разработку Долгинское месторождение.

Выделим три узла роста формирования новых центров добычи нефти на севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Первый должен быть сформирован вдоль трассы нефтепровода «Заполярье – Пурпе» в ЯНАО. Крайне важным является в связи с этим завершение строительства этого нефтепровода, которое эффективно ведет ОАО «Транснефть». Ввод в разработку открытых месторождений, располагающихся вблизи трассы нефтепровода «Заполярье – Пурпе», позволит увеличить добычу нефти в ЯНАО на 40—50 млн т. Необходимо синхронизировать по времени строительство нефтепровода и подготовку к разработке месторождений вдоль его трассы.

Особо следует рассмотреть вопрос о добыче, транспорте и переработке тяжелых вязких нефтей из залежей в сеномане (Русское и др. месторождения). Эти нефти могут оказаться прекрасным сырьем для производства арктических масел, дорожных битумов, для бальнеологических целей и др.

Второй узел, также в ЯНАО, должен быть сформирован на базе Новопортовского месторождения. В перспективе, к этому узлу может быть подключено Ростовцевское месторождение.

База третьего узла уже создана. Это введенное в разработку нефтяной компанией «Роснефть» гигантское Ванкорское месторождение на северо-западе Красноярского края. Нужно ускорить завершение разведки и ввод в разработку Тагульского, Сузунского, Лодочного месторождений,

расположенных в непосредственной близости от Ванкорского. Тогда этот район будет устойчиво давать долгие годы около 30 млн т нефти в год.

Первоочередной задачей геологоразведочных работ в акватории морей Северного Ледовитого океана должно явиться проведение региональных и организация систематических поисковых работ. В западных регионах арктического шельфа, где объем региональных геофизических работ достаточен, необходимо создать и выполнять программу параметрического бурения.

На шельфах арктических морей Восточной Сибири и Дальнего Востока следует завершить региональные геофизические работы и начинать параметрическое бурение. Эти работы начаты, целенаправленно и последовательно ведет ОАО «Роснефть». В Чукотском море в 2013—2014 гг. проведены грави- и магниторазведка на площади 440 тыс. км². Разработана программа проведения сейсморазведочных работ МОГТ 2D в Восточно-Сибирском море. Программа предусматривает выполнение сейсморазведочных профилей общей длиной 10 тыс. км. В 2014 г. несмотря на сложную ледовую обстановку было выполнено 2 000 км сейсморазведки работ МОГТ 2D. Одновременно вдоль профилей проводятся гравиметрические, магнитометрические и геохимические исследования. Начаты региональные сейсморазведочные работы в море Лаптевых.

В ряде случаев следует проводить разведочные работы и начинать разработку месторождений на арктическом шельфе. В США и Норвегии эта работа уже ведется. Начата она и в России.

Компания «Новатек» ведет разработку крупного Юрхаровского месторождения на Тазовском полуострове с 2003 г. Западная часть месторождения находится на суше, а большая – центральная и восточная части в Тазовской губе. Месторождение разрабатывается с суши горизонтальными скважинами. На месторождении открыты и разведаны 1 газовая, 19 газоконденсатных залежей и 3 нефтегазоконденсатных залежи. В настоящее время годовая добыча на месторождении несколько больше 1 млрд м³. К 2016 г. добыча газа на месторождении превысит 6 млрд м³ в год.

НК «Газпром нефть» начала в 2014 г. разработку в Печорском море Приразломного месторождения и ведет разведку крупного Долгинского нефтяного месторождения. Оно находится в 110 км от материкового берега. Месторождение было открыто в 1999 г. На месторождении выполнен большой объем сейсморазведочных работ – 11 тыс. км сейсморазведки 2D и 1,6 тыс. км² сейсморазведки 3D, пробурено три разведочные скважины.

В значительных объемах запасы нефти и газа акваторий российского сектора шельфов морей Северного Ледовитого океана понадобятся России для удовлетворения как внутренних потребностей, так и для выполнения

международных обязательств по глобальному энергетическому обеспечению во второй половине XXI в. Но готовить ресурсную и технологическую базу для этого нужно начинать уже сейчас. Следует с удовлетворением констатировать, что компании «Роснефть», «Газпром», «Газпром нефть», «Новатэк» эффективно работают по всем этим направлениям.

ОАО «Лукойл» инновационными технологическими решениями дает новую жизнь старейшине нефтяной промышленности в Арктике – Ярегскому месторождению.

Развитие систем транспорта. Северный Морской путь как основа логистики углеводородного сырья в Российском секторе Арктики

В связи с развитием экономики арктических регионов России в полный рост встает проблема развития систем транспорта. В этой связи важное значение имеет восстановление средств коммуникации, утраченных в 90-е гг. прошлого века и первые годы XXI в. В районах с развитой экономикой, какими все больше становится Архангельская область, Республика Коми, ЯНАО, северо-запад Красноярского края следует разработать государственную программу и последовательно развивать автодорожное и железнодорожное строительство.

Главным направлением развития транспортной системы Арктики должно стать крупномасштабное освоение Северного морского пути, строительство по всей его трассе портов и причалов.

Наиболее продвинутые нефтегазовые компании уже идут по этому пути. Так, ОАО НК «Лукойл» транспортирует нефть, добываемую в Архангельской области, через терминалы Варандей и Восточно-Колгуевский.

Компания «Газпром нефть» планирует транспортировать нефть, добываемую на Новопортовском месторождении, в Европу морским путем через терминал, который будет построен к концу 2015 г. в Обской губе на мысе Каменный. От месторождения до терминала будет построен нефтепровод длиной 100 км. Мощность транспортного комплекса составит 8,5 млн тонн нефти в год.

Морем будет транспортироваться нефть и с месторождения «Приразломное» в Печорском море.

Наиболее крупный проект реализует нефтяная компания «Новатэк». Для транспорта газа и конденсата с Южно-Тамбейского месторождения компания строит на берегу Обской губы завод по сжижению газа «Ямал СПГ» и порт Сабетта. Планируется через этот порт организовать транспортировку газа, нефти и газового конденсата по Северному морскому пути в страны Западной Европы, Северной и Южной Америки и в Азиатско-Тихоокеанский регион. Согласно проекту сроки строительства 2012—2017 г. В районе завода и морского порта строится также

арктический аэропорт международного класса. Он будет принимать самолеты всех типов, включая тяжелые транспортные самолеты.

Проектируется, что в Сабетту придет и железная дорога!

По Северному морскому пути можно будет осуществлять транспорт углеводородов из низовьев Енисея через порт Дудинка, а также из районов в низовьях р. Лена через Тикси.

Необходима государственная программа развития Северного морского пути, создания портовой инфраструктуры, создания ледокольного флота России нового поколения.

Арктический шельф: особенности и трудности освоения.

Арктический шельф может содержать до 80% потенциальных запасов России. Однако на сегодняшний день Россия не обладает необходимыми технологиями, инфраструктурой, ледовой техникой, а также необходимыми средствами для освоения новых шельфовых месторождений Арктики.

Добыча нефти на арктическом шельфе неизбежно сталкивается с большими сложностями, обусловленными климатическими условиями и глубинами. Согласно оценке в восточно-арктических морях – доступны не более половины запасов извлекаемых ресурсов нефти, впрочем в западно-арктических морях этот показатель составляет около 80%.

В мировой практике нефтегазовые ресурсы континентального шельфа уже давно стали основным источником прироста добычи нефти и газа. В настоящее время доля углеводородов, добываемых на континентальном шельфе, составляет более четверти мирового объема добычи и она продолжает возрастать. Россия обладает самым крупным в мире континентальным шельфом, нефтегазовый потенциал которого составляет почти треть суммарных ресурсов недр шельфа Мирового океана. Более 85 % общих ресурсов нефти и газа российского шельфа сосредоточено в арктических морях, что предопределяет актуальность и важность научно-технического прогресса в этой области для развития нефтяной и газовой промышленности России в целом. В результате выполненного за последние 20 лет комплекса работ по поиску и разведке морских нефтегазовых месторождений на шельфах Баренцева, Печорского, Карского и Охотского морей были открыты и подготовлены к промышленному освоению крупные нефтегазоносные провинции, в пределах которых выявлены и подготовлены к промышленному освоению ряд нефтяных и газовых месторождений: Приразломное, Штокмановское, Лудловское, Ленинградское, Русановское, а также Чайво-море, Пильтун-Астохское, Лунское и др. Надежность прогнозируемых геологических запасов подтверждена не только систематически проводимыми поисково-исследовательскими работами, но и тем, что в пределах многих районов шельфа прослеживаются продолжения нефтегазоносных провинций, областей и комплексов

прибрежной суши. Первоочередными объектами освоения на ближайшие годы могут быть Штокмановское газоконденсатное месторождение (ГКМ) в Баренцевом море, Приразломное нефтяное месторождение (НМ) и перспективные структуры Печороморского шельфа, газовые месторождения Обской и Тазовской губ и Карского моря. Иностранцами на условиях Закона о СРП осваивается ряд месторождений Охотоморского шельфа (Пильтун-Астохское, Лунское, Чайво-море, Одоптуморе, Аркутун-Дагинское и др.). Работы по освоению наиболее перспективного арктического шельфа России ведутся недостаточно быстрыми темпами. Наиболее активно работы идут в западной части Арктики, на шельфе Баренцева и Печорского морей. Здесь основными объектами работ являются Штокмановское ГКМ и Приразломное НМ, по которым ОАО "Газпром" и ЗАО "Росшельф" с 1993 г. ведут исследовательские и проектные работы. На Севмашпредприятии (в Северодвинске) начато строительство платформы для месторождения Приразломное. ОАО "Газпром" начаты работы по поисково-разведочному бурению на перспективных структурах Обской и Тазовской губ. В 2000 г. в Обской губе на структурах Северо-Каменномысская и Каменномысская в сеноманских отложениях были открыты крупные залежи газа. Эти объекты подготовлены к глубокому бурению по неокомапским и ниже-среднеюрским отложениям. Подготовлена к бурению Обская структура. В пределах Тазовской губы к числу подготовленных к бурению отнесены Чугорьяхинская и акваториальная часть Адерпаютинской структуры. По программе ГРП в текущем году планируется бурение трех разведочных скважин на указанных структурах. На остальной части арктического шельфа, кроме научных исследований, никакие работы по подготовке месторождений к освоению не проводятся, в то время как потребность в топливно-энергетических ресурсах крупных промышленных предприятий, работающих на побережье Арктики, огромна.

Поскольку проекты освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа требуют привлечения значительных финансовых ресурсов, должны быть созданы условия для повышения инвестиционной привлекательности указанных проектов и широкого применения Закона о СРП. Международное участие позволяет привлечь новейший научно-производственный потенциал и значительные инвестиции. Именно этим путем осуществляются разработки проектов "Сахалин-1", "Сахалин-2", "Сахалин-3" и др.

Обустройство и эксплуатация открытых месторождений в условиях арктических морей требуют разработки специальных технологий, конструкций, необходимых технических средств и сооружений, а также технологических схем добычи, подготовки, сбора, хранения и транспорта добываемой углеводородной продукции. Все эти задачи имеют

различные решения в зависимости от горно-геологических, гидрометеорологических, инженерно-геологических и экологических условий а также от наличия береговой производственно-промышленной инфраструктуры. Основными объектами обустройства морских месторождений являются морские нефтегазопромысловые сооружения (грунтовые острова, плавучие и стационарные платформы, подводные добычные комплексы), с помощью которых выполняются все технологические операции. Объем капитальных вложений в освоение месторождений в немалой степени зависит от стоимости этих объектов. Поэтому сокращение количества и снижение их массогабаритных характеристик, например, путем внедрения технологий строительства наклонно направленных и горизонтальных скважин с большими горизонтальными отходами, создания техники и технологии проводки таких скважин, включая системы контроля и управления процессом бурения по забойным параметрам (MWD), а также высокопроизводительное внутрискважинное оборудование для добычи, позволит снизить стоимость морских нефтегазовых проектов. Проблема создания надежно действующей, экологически безопасной и экономически эффективной системы транспорта нефти, газа и конденсата является важнейшим условием успешного освоения нефтегазовых месторождений арктического шельфа. Создание единой транспортной системы для условий Крайнего Севера и Заполярья является достаточно сложной технической задачей, связанной со строительством подводных и наземных трубопроводов значительной протяженности, перегрузочных терминалов, нефте- и газохранилищ, швартовных устройств, морских транспортных судов и других технических средств. Исследования возможностей танкерного транспорта жидких углеводородов с акваторий арктических морей, включая динамические задачи взаимодействия танкеров с ледовыми образованиями, отгрузочными терминалами и ледостойкими стационарными платформами, показывают техническую реализуемость и экологическую безопасность вывоза нефти современными танкерами ледового класса. Расчеты показывают, что эффективность морских перевозок будет возрастать по мере освоения месторождений арктического шельфа. Транспорт газообразных углеводородов в одно- или двухфазном (газ + конденсат) состоянии будет осуществляться по морским трубопроводам на берег и далее по сухопутным трубопроводам - в систему магистральных газопроводов ЕСГ России. Одним из наиболее перспективных направлений развития морской нефтегазодобычи арктического шельфа является создание весьма сложных и дорогостоящих подводных - подледных нефтегазопромыслов, функционирующих, как правило, в автоматическом режиме. Эта проблема особенно актуальна для месторождений континентального

шельфа Карского, Берингова, Восточно-Сибирского морей, моря Лаптевых, расположенных в Западной и Восточной Сибири, где природно-климатические условия отличаются особой суровостью.

Активная работа по освоению арктического шельфа в СССР развернулась в начале 1980-х гг. Перспективы освоения связывались в первую очередь с Печорским и Карским морями, которые представляют собой акваториальные продолжения Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазовых провинций.

Для освоения шельфовых месторождений в Советском Союзе и за рубежом был заказан целый ряд буровых судов. Благодаря инвестициям в создание бурового флота в период 1983–1992 гг. в Баренцевом, Печорском и Карском морях было открыто 10 крупных месторождений.

После распада СССР, в 1991–1998 гг., российский буровой флот работал практически исключительно на шельфе Западной Европы, Азии, Африки и Южной Америки.

Фактическое прекращение геологоразведочных работ в Арктике после 1991 г. и утрата арктического бурильного флота привели к тому, что на сегодня степень разведанности арктического континентального шельфа Российской Федерации остается крайне низкой: Баренцево море – 20%, Карское – 15%, Восточно-Сибирское, море Лаптевых и Чукотское море – 0%.

Всего на российском континентальном шельфе в Арктике открыто 25 месторождений, причем все они находятся в Баренцевом и Карском морях (включая Обскую и Тазовскую губы) и имеют извлекаемые запасы промышленных категорий более 430 млн т нефти и 8,5 трлн м³ газа.

В 2008 г. в Закон РФ «О недрах» от 21 февраля 1992 г. были внесены изменения, ограничивающие круг компаний, которым могут предоставляться лицензии на право пользования участками недр континентального шельфа Российской Федерации. В связи с этим на сегодня только НК «Роснефть» и ОАО «Газпром» допущены к работам на шельфе.

Первый и пока единственный нефтегазовый проект, реализуемый на российском арктическом шельфе, – разработка нефтяного месторождения «Приразломное», открытого в 1989 г. в Печорском море. Запасы месторождения оцениваются в 72 млн. т нефти. Лицензией на его разработку владеет компания «Газпром нефть шельф». В августе 2011 г. сюда была доставлена морская ледостойкая нефтедобывающая платформа «Приразломная» проектной мощностью до 6,5 млн т в год. Промышленная разработка месторождения началась в декабре 2013 г. В 2014 г. с платформы было отгружено и доставлено в порт города Роттердам 300 тыс. т нефти (около 2,2 млн. баррелей). Добываемая нефть получила название «Arctic Oil» (ARCO). В 2015 г. компания планирует удвоить объемы ее добычи и отгрузки. Для района месторождения характерны

сложные природно-климатические условия, а именно: ледяной покров сохраняется в течение семи месяцев, высота ледяных торосов достигает двух метров, а минимальная температура воздуха может опускаться ниже 45 °С.

Фактическое прекращение геологоразведочных работ в Арктике после 1991 г. и утрата арктического бурильного флота привели к тому, что на сегодня степень разведанности арктического континентального шельфа Российской Федерации остается крайне низкой.

Группа «Газпром» продолжает подготовку к реализации еще одного проекта в Печорском море, связанного с разработкой Долгинского нефтяного месторождения. На месторождении, извлекаемые запасы которого оцениваются более чем в 200 млн т нефтяного эквивалента (1,7 млрд баррелей), пробурены уже четыре разведочные скважины. К разработке месторождения планируется привлечь вьетнамскую компанию «PetroVietnam». Начало добычи запланировано на 2020 г., а к 2026 г. планируется достичь пика добычи на уровне 4,8 млн т нефти в год.

Сохраняет свою актуальность и проект разработки Штокмановского газоконденсатного месторождения, открытого в 1988 г. и расположенного в центральной части Баренцева моря в 550 км к северо-востоку от Мурманска. Глубина моря в районе месторождения составляет 320–340 м. Запасы оцениваются в 3,9 трлн м³ газа и 56,1 млн т газового конденсата.

Всего «Газпром» владеет 7 лицензионными участками в Баренцевом море, 3 – в Печорском, 13 – в Карском море, 8 – в Обской губе и одним участком в Восточно-Сибирском море.

Другая российская компания – НК «Роснефть» – владеет 6 лицензионными участками в Баренцевом море, 8 – в Печорском, 4 – в Карском, 4 – в море Лаптевых, 1 – в Восточно-Сибирском море и 3 – в Чукотском. Для выполнения своих лицензионных обязательств компания заключила в 2011 и 2012 гг. соглашения о стратегическом сотрудничестве с «ExxonMobil», «Statoil» и «Eni», предусматривающие, помимо прочего, совместное осуществление геологоразведочных работ и освоение углеводородных месторождений арктического шельфа.

В августе 2014 г. компанией «Карморнефтегаз», совместным предприятием «Роснефти» и «ExxonMobil», в результате разведочного бурения на лицензионном участке Восточно-Прииновоземельский-1 в Карском море было открыто нефтяное месторождение «Победа» с извлекаемыми запасами 130 млн т нефти и 500 млрд м³ газа. Стоит отметить, что район бурения характеризуется крайне сложными климатическими условиями. Здесь на протяжении 270–300 дней в году сохраняется ледовый покров толщиной 1,2–1,6 м при температуре в зимний период до минус 46 °С.

В 2014 г. «Роснефть» заключила с норвежской «North Atlantic Drilling» долгосрочное соглашение об использовании до 2022 г. шести

морских буровых установок на шельфовых проектах компании, в том числе и в Арктике. С целью расширения доступа к буровому флоту «Роснефтью» в том же году было заключено рамочное соглашение с компаниями «Seadrill Limited» и «North Atlantic Drilling Limited» об обмене активами и инвестициях.

Во второй половине 2014 г. в связи с позицией России по украинскому кризису целый ряд государств (США, страны ЕС, Норвегия и др.) ввели против нее секторальные санкции. Они предусматривают, помимо прочего, запрет на поставки оборудования и технологий, а также на предоставление сервисных услуг для осуществляемых «Роснефтью» и «Газпромом» («Газпром нефтью») проектов по разработке морских нефтяных ресурсов Арктики. Кроме того, были установлены ограничения на привлечение российскими нефтяными компаниями и банками финансирования от зарубежных финансовых институтов.

Эти санкционные ограничения уже привели к фактической приостановке участия ряда иностранных нефтяных и нефтесервисных компаний, включая «ExxonMobil», в проектах на российском арктическом шельфе. Следует также отметить, что в настоящее время российский нефтегазовый сектор сильно зависит от использования оборудования и услуг из стран, наложивших санкции на Российскую Федерацию.

Особенно высока степень зависимости от «западных» оборудования и услуг, необходимых для реализации шельфовых проектов в Арктике, включая морские буровые установки, насосно-компрессорное и внутрискважинное оборудование, оборудование для генерации электроэнергии, а также программное обеспечение. При этом замена целого ряда товаров на отечественные аналоги возможна не ранее 2020–2025 гг. В то же время использование оборудования и услуг из третьих стран, в первую очередь Китая, увеличивает риск возникновения аварий ввиду более низкого качества данной продукции.

В этих условиях возникает риск невыполнения «Роснефтью» и «Газпромом» своих лицензионных обязательств. В связи с этим компании обратились за государственной поддержкой, в том числе в части продления лицензионных сроков.

Высока степень зависимости от «западных» оборудования и услуг, необходимых для реализации шельфовых проектов в Арктике.

В целом, несмотря на имеющиеся сложности, освоение арктических нефтегазовых ресурсов остается одним из стратегических приоритетов Российской Федерации, учитывая, что суммарные извлекаемые запасы арктического шельфа оцениваются в 106 млрд т нефтяного эквивалента, включая запасы газа, оцениваемые в 70 трлн м³.

Вместе с тем реализация планов по разработке арктического шельфа – довести к 2030 г. ежегодную добычу до 65 млн т нефти и 230 млрд м³ газа – может потребовать значительных инвестиций (более 1 трлн долл.). В

условиях действующих санкционных ограничений в финансовой сфере привлечение таких инвестиций весьма проблематично.

Использование оборудования и услуг из третьих стран, в первую очередь Китая, увеличивает риск возникновения аварий ввиду более низкого качества данной продукции.

Сегодня континентальный шельф играет важную роль в поддержании мировой добычи нефти и газа. За последние десять лет более 2/3 запасов углеводородных ресурсов было открыто именно на шельфе. Во всех приарктических государствах приняты правовые акты, закрепляющие стратегическое значение Арктики в первую очередь с точки зрения запасов углеводородных ресурсов.

Вместе с тем степень изученности и освоенности данных ресурсов в приарктических государствах остается крайне низкой. В настоящее время на континентальном шельфе США, Норвегии и России в Арктике реализуются лишь единичные проекты. По оценкам экспертов, до 2030 г. на арктическом шельфе будут проводиться главным образом геологоразведочные работы и подготовка месторождений к последующему масштабному освоению.

В числе факторов, которые будут оказывать влияние на возможности приарктических государств и нефтегазовых компаний по разработке морских нефтегазовых ресурсов Арктики, можно выделить следующие.

1. Развитие технологий

Сегодня нефтегазовые проекты, реализуемые на арктическом шельфе, существенным образом отличаются друг от друга в технологическом плане, что обусловлено различными природно-климатическими условиями тех регионов, в которых они находятся. Это приводит к необходимости разработки новых технологий и поиска соответствующих технических решений практически под каждый конкретный проект, что увеличивает время реализации и стоимость проектов.

2. Развитие инфраструктуры

Количество объектов наземной инфраструктуры (ремонтные базы, базы снабжения и аварийно-спасательные центры), необходимой для обеспечения морских операций, связанных с нефтегазовой деятельностью, крайне ограничено.

Кроме того, мощности и конфигурация действующих в регионе трубопроводных систем и портов (терминалов) ограничивают возможности по доставке новых объемов углеводородов потребителям за пределами Арктики.

3. Природно-климатические условия

Низкие температуры, паковые льды и айсберги – отличительные особенности природно-климатических условий региона. Эти особенности во многом сужают временные возможности проведения буровых и иных

морских работ, а также предъявляют дополнительные требования к оборудованию и персоналу.

4. Экологическая безопасность

Очевидно, что любая антропогенная активность в Арктике должна минимальным образом воздействовать на арктическую экосистему, не нанося ей существенного вреда. Уже сегодня часть акваторий Северного Ледовитого океана имеет статус заповедных территорий, в которых запрещается любая деятельность, связанная с добычей полезных ископаемых.

Активизация природоохранных организаций, выступающих против нефтегазовой деятельности в Арктике, может существенно осложнить планы приарктических государств и компаний по реализации соответствующих проектов.

Необходимо учитывать и риски, связанные с последствиями возможных морских нефтяных разливов. Они могут привести не только к банкротству компании, по вине которой произошел разлив, но и к остановке под давлением природоохранных организаций всей морской нефтегазовой деятельности в Арктике.

5. Финансово-экономические условия

По оценкам некоторых экспертов, рентабельность арктических морских нефтегазовых проектов, в зависимости от региона, обеспечивается при цене на нефть 40–90 долл. за баррель. Снижение мировых цен на нефть, начавшееся в 2014 г., привело к тому, что целый ряд нефтегазовых компаний заявил о приостановке своих арктических проектов в связи с их нерентабельностью. В то же время многие компании, уже вложившие значительные средства в арктические проекты, продолжают работу над ними, ожидая благоприятной ценовой конъюнктуры в период после начала промышленной добычи нефти.

Дополнительную финансовую нагрузку на арктические проекты может наложить ужесточение национальных и международных требований по промышленной и экологической безопасности, в частности требований в отношении наличия оборудования для оперативного бурения разгрузочных скважин в случае разливов нефти.

6. Санкционные ограничения

Россия столкнулась с санкционными ограничениями со стороны целого ряда западных стран, включая все приарктические государства, в вопросах поставок технологий и услуг для работы на арктическом шельфе. Эти ограничения серьезно сдерживают ее возможности по реализации проектов в Арктике. К тому же ограничения в доступе к апробированным технологиям и решениям увеличивают риск аварий.

Очевидно, что каждый из вышеуказанных факторов несет свои риски неопределенности. Например, сегодня сложно предсказать, какими будут цены на нефть в долгосрочной перспективе, насколько продвинутся

технологии морской добычи нефти и газа в Арктике, растает ли, как предсказывают некоторые ученые, арктическая «ледяная шапка» к 2040 г.

Учитывая, что от решения о проведении геологоразведочных работ до начала промышленной добычи нефти в Арктике может пройти 5–10 и более лет, необходимо уже сегодня приступить к созданию экономически оправданных технологий и технических решений, способных обеспечить безопасную и эффективную добычу нефти и газа, а также к строительству сопутствующей инфраструктуры. Принимая во внимание масштабность задач, работу на данном направлении целесообразно выстраивать на основе механизмов государственно-частного партнерства.

Приарктическим государствам следует также приступить к выработке единых стандартов и правил. Это позволит нефтегазовым компаниям разрабатывать и использовать единообразное оборудование и технические решения во всех государствах региона без необходимости тратить время и средства на их адаптацию под требования и правила каждой конкретной страны.

Работа по этим направлениям в настоящее время ведется, но носит по большей части фрагментарный и несистемный характер. В связи с этим возрастает актуальность укрепления сотрудничества приарктических государств и заинтересованных нефтегазовых компаний в выработке совместных подходов по обозначенному кругу вопросов.

В качестве площадки для такой работы целесообразно использовать зарекомендовавший себя межправительственный форум высокого уровня – Арктический совет.

С момента учреждения Арктического совета в 1996 г. международное сотрудничество в Арктике значительно укрепилось, что нашло отражение в целом ряде реализованных совместных проектов. Кроме того, в рамках Совета были подготовлены международные договоры по вопросам авиационного и морского спасания в Арктике, готовности и реагирования на морские нефтяные загрязнения, а также рамочный план по предупреждению и ликвидации морских разливов нефти в этом регионе.

Укрепление международного арктического сотрудничества позволило обеспечить высокий уровень безопасности и низкий уровень конфронтации в регионе. Однако если приарктическим государствам не удастся избежать политизированности сотрудничества в Арктике в контексте общей геополитической ситуации, это существенным образом отразится на перспективах проведения согласованной политики и реализации совместных проектов.

Перенос международной напряженности в Арктику в совокупности с сохранением санкционной политики будет способствовать рассмотрению Российской Федерацией вопроса о привлечении к сотрудничеству внерегиональных государств, прежде всего из Азии. В этих условиях международное сотрудничество в арктическом регионе может быть

серьезно переформатировано, а объем заказов у западных производителей оборудования для разработки арктического шельфа существенно снижен.

Контрольные вопросы по модулю.

1. Наиболее крупные месторождения на континентальном шельфе России.
2. Специфика освоения Арктического шельфа.
3. Экологические требования к морским объектам в Арктике.
4. Факторы, оказывающие влияние на освоение Арктического шельфа.
5. Роль нефти в различных сферах жизни общества.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алисов, Н. В. Экономическая и социальная география мира (общий обзор): учеб. для вузов / Н. В. Алисов, Б. С. Хорев. М., 2001.
2. Бондарев В. П. Геология : курс лекций / В. П. Бондарев. - М. : ФОРУМ: ИНФРА-М, 2002. - 224 с. - (Профессиональное образование). - ISBN 5-8199-0034-0; 5-16-000909-4
3. Бондаренко В. М., Демура В. Г., Савенко Е. И. Общий курс разведочной геофизики. – М.: Norma, 1998. – 304 с.
4. Бондаренко Л.А., Аполонский А.О., Цуневский А.Я. Арктическая зона России. Углеводородные ресурсы: проблемы и пути решения – М.: ИАЦ «Энергия», 2009.
5. Борголов И. Б. Курс геологии (с основами минералогии и петрографии) / И. Б. Борголов . - М. : Агропромиздат, 1989. - 216 с. : ил. - (Учебники и учеб. пособия для студентов высших учебных заведений). - ISBN 5-10-000836-9
6. Борисов А. С., Плотникова И. Н. Геолого-геофизические исследования акваторий. – Казань: КФУ, 2011. – 51 с.
7. Брэйди Д., Кэмпбелл Т., Фенвик А. и др. Электромагнитное зондирование для залежей углеводородов. // Нефтегазовое обозрение, - весна 2009, том 21, №1. – 66 с.
8. Воскресенский Ю. Н. Полевая геофизика. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2010. – 479 с.

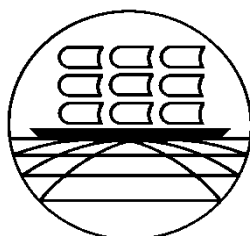
9. Грамберг И.С. и др. Арктика на пороге третьего тысячелетия. – М., 2000.
10. Знаменский В. В., Жданов М. С., Петров Л. П. Геофизические методы разведки и исследования скважин. – М.: Недра, 1991. – 304 с.
11. Истомин А., Павлов К., Селин В. Экономика арктической зоны России // Общество и экономика. 2008. №7. С. 158–172.
12. Кашин В. Арктическая кладовая // Ведомости. – 2008. -25 июля.
13. Максаковский, В. П. Географическая картина мира: в 2 кн. / В. П. Максаковский. М., 2003. Кн. 1: Общая характеристика мира. - 32 – 42, 61 - 63, 78 - 82 с.
14. Мартынов В.Г., Лазуткина Н. Е., Хохлова М.С. Геофизические исследования скважин. – М.: Инфраинженерия, 2009. – 960 с.
15. Моргунова М.О., Цуневский А.Я. Энергия Арктики / Под научн. ред. В.В. Бушуева – М.: ИЦ «Энергия», 2012.
16. Орленок В. В. Морская Сейсмоакустика. – Калининград, 1997. – 150 с.
17. Панников, В. Д. Основы геологии : учеб. пособие для студ. с.-х. вузов / В. Д. Панников. - М. : Высшая школа, 1961. - 287 с.
18. Родионова, И. А. Экономическая география: учеб.-справ. пособие / И. А. Родионова, Т. М. Бунакова. М., 1999.
19. Соколовский А. К. Проблемы и методы изучения геологического строения и полезных ископаемых шельфа. Геология и геофизика. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 691 с.
20. Стрельченко В. В. Геофизические исследования скважин: Учебник для вузов. – М. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 551 с.
21. Телегин А. Н. Морская сейсмозонировка. – М.: ООО «Геоинформмарк», 2004. – 237 с.
22. Толстой, М. П. Основы геологии и гидрогеологии : [учеб. пособие для вузов] / М. П. Толстой, В. А. Малыгин. - М. : Недра, 1976. - 280 с.
23. Хмелевской В. К. Геофизические методы исследования земной коры. – Дубна, 1997. – 279 с.
24. Арктика // Большая Советская энциклопедия (3-е издание). – М.: Эксмо, 2008.
25. Арктика: зона мира и сотрудничества / Отв. ред. А.В. Загорский. – М.: ИЭМОМ РАН, 2011.

26. Добыча тяжелой нефти // Научно-исследовательская лаборатория по изучению и обобщению зарубежного опыта нефтегазодобывающей промышленности [Электронный ресурс] – 2007 - 2008.
27. Об иностранных инвестициях в РФ. ФЗ от 09.07.1999, № 160-ФЗ // СЗ РФ 1999, № 28, ст. 3493.
28. О федеральных природных ресурсах. Указ Президента РФ от 16.12.1993, № 2144 // САПП РФ 1993, № 51, ст. 4932.
29. О континентальном шельфе РФ. ФЗ от 30.11.1995, № 187-ФЗ // СЗ РФ 1995, № 49, ст. 4694; 1999, № 7, ст. 879.

Налоговая льгота – Издания соответствуют коду 58.11.1 ОКПД 2 ОК 034-2014
(КПЕС 2008)

Издательство МГТУ. 183010, Мурманск, Спортивная, 13.
Сдано в набор 04.10.2018. Подписано в печать 09.11.2016. Формат 60×84¹/₁₆.
Бум. типографская. Усл. печ. л. 3,02. Уч.-изд. л. 2,1. Заказ 23. Тираж 200 экз.

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«МУРМАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



УЧЕБНО МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ
По дисциплине «Нефтегазовая промышленность на шельфе».

Мурманск
Издательство МГТУ
2018

