

**РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СООРУЖЕНИЮ ПОДВОДНЫХ
ГАЗОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА**

Овчаренко Д.М.

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

За годы освоения морских нефтегазовых месторождений произошли значительные изменения, которые в первую очередь связаны с началом разработки так называемых трудноизвлекаемых углеводородных ресурсов континентального шельфа, расположенных в арктической и субарктической зонах Мирового океана.

В настоящее время выделяются два направления перспективного развития: 1. Освоение месторождений на сверхглубоких акваториях Мирового океана. 2. Освоение месторождений на акваториях замерзающих морей, включая арктический шельф.

Последнее направление является наиболее актуальным для российских компаний, поскольку основная часть (85%) углеводородных ресурсов на российском шельфе сосредоточена на арктическом шельфе, а также на шельфах Охотского и Каспийского морей, природно-климатические условия которых благоприятны для льдообразования. На сегодняшний день нефтегазовый потенциал Российской Федерации составляет 1/3 всех запасов шельфа. При этом, доля поставок природного газа на мировой рынок составляет 270 млн м³ в год [2].

Реализация арктических нефтегазовых проектов имеет ряд затрудняющих факторов: высокая капиталоемкость, неразвитая инженерно-техническая и транспортная инфраструктура, необходимость применения уникальных технологий и оборудования, несовершенство нормативной базы, а также сложные природно-климатические условия Арктического района. В связи с этим, мероприятия по обеспечению надежности и безопасности подводных объектов, к которым относятся морские трубопроводы, должны отличаться от концепции сооружения в незамерзающих морях.

Цель работы - выбор оптимальных технических решений по эффективному сооружению морского подводного газопровода в Арктических условиях.

Объект исследования – подводный газопровод «Газ Ямала» Новопортовского месторождения, проложенный через Обскую губу Карского моря. Общая протяженность газопровода – 115, 5 км. Протяженность подводной части газопровода – 58,4 км. Диаметр трубы 1020 мм.

Транспортировка на сегодняшний день осуществляется двумя видами транспорта: танкерным и трубопроводным. В случае использования танкеров для нефтяных месторождений необходимо создание танкерного флота в ледокольном исполнении. Во втором случае необходимо либо наличие сухопутной газотранспортной системы в непосредственной близости от места выхода морских трубопроводов на берег (Обско-газовская губа, Приямальский шельф), либо строительство протяженных сухопутных магистральных трубопроводов (Штокмановское ГКМ).

Способ перекачки сырья зависит от рентабельности и ледовых условий. Превосходство трубопроводов над танкерами заключается в возможности прокладки в любом направлении и на любые расстояния; обеспечении бесперебойной работы; независимости от погодных условий и высокой надёжности.

При проектировании и сооружении морских трубопроводов на выбор технических решений, необходимых для обеспечения надежного функционирования объектов обустройства в этом регионе, необходимо учитывать влияние арктических факторов (табл. 1).

Таблица 1

Влияние природно-климатических условий Арктики на морские трубопроводы

Природный фактор	Влияние
Соленость морской воды (до 35%)	Коррозия
Гидродинамические процессы (влияние волновых факторов и течений)	Деформация и провисание трассы трубопровода под силой подъемной силы
Айсберговое вспахивание, вспахивание торосами, воздействие стамух	Разрывы, повреждение стыков, деформация
Землетрясения (интенсивностью до 8 баллов)	Разрывы, повреждение стыков, деформация, провисания

Исходя из анализа при проектировании особое внимание должно уделяться изоляции и заглублению трубопровода. Выделим основные этапы проектирования морского подводного трубопровода. Строительство линейных объектов включает несколько весьма специфических видов работ, и поэтому в проекте обычно участвуют несколько подрядчиков. Для достижения строгой синхронизации и увязки во времени производства основных и вспомогательных работ в проекте организации строительства предусматриваются следующие периоды работ:

- организационный период;
- мобилизационный период;
- подготовительный период (внеплощадочные и внутриплощадочные работы);
- основной период.

Для линейных объектов, которые, как правило, имеют как морскую часть, так и сухопутную, в состав исходных данных должны быть включены следующие характеристики:

1) Для морского участка: физико-географические условия района строительства; климатическая характеристика района; характеристики морской воды; колебания уровня моря; климатические характеристики района берегового примыкания

2) Для берегового участка: геологическое строение и рельеф; климатические характеристики района; гидрологические условия

В зависимости от расположения относительно естественной поверхности морского дна возможны следующие схемы укладки трубопровода: заглубленный, незаглубленный, погруженный трубопровод.

Таблица 2

Характеристика конструктивных схем укладки морского трубопровода

Схема укладки трубопровода	Особенности	Достоинства/недостатки
Заглубленный трубопровод	Заглубление трубопровода ниже прогнозируемой поверхности размыва дна водоема на расчетный период эксплуатации	Защита от внешних силовых воздействий
Незаглубленный трубопровод	Применяется в условиях, полностью исключаящих местные размывы грунта под трубопроводом	Применение в случае невозможности заглубления трубы в грунт/уязвимость к механическим повреждениям
Погруженный трубопровод	Целесообразно применять в комплекте с плавучими опорами для стабилизации положения при больших глубинах	Неизбежна для прокладки трубопровода при больших глубинах /влияние механических и гидродинамических воздействий

При выборе трассы необходимо достичь выполнения следующих условий [1]:

1. Минимально возможная длина трубопровода.
2. Минимальные глубины укладки.
3. Прочные, устойчивые грунты.
4. Профиль без резких перепадов поверхности дна.
5. Количество пересекаемых препятствий – минимальное.
6. Воздействие на окружающую среду – минимальное.
7. Обход природно-охраняемых территорий.

Таблица 3

Особенности нагружения подводных трубопроводов в условиях Арктического шельфа

Нагрузки, действующие на подводный трубопровод	Определение напряженно-деформированного состояния	Характеристики нарастания и таяния льда [2]
Вес конструкции: $q_{тр} = q_0 \cdot n$	Определение толщины стенки: $\delta_{min} = \frac{m(p_i - p_o)D}{2k\sigma_T}$	Расчет солёности морского льда $s_i = S_w((1 - b) \exp(-a\sqrt{y}) + b)$
Наружное гидростатическое давление морской воды: $q_B = \gamma_B \cdot h_B \cdot n$	Угол поворота погружаемого трубопровода: $\frac{dy}{dx} > 1^\circ$	
Выталкивающая сила воды: $q_{в.в} = 0,8 \gamma_B \cdot D_{ H}^2 \cdot n$	Уравнение линии прогибов: $\frac{M(x)}{EJ} = \frac{d^2y}{dx^2} \cdot \left[1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2\right]^{1,5}$	Теплопроводность морского льда $\lambda = \lambda_0 + \frac{b s_i}{T}$
Внутреннее давление транспортируемого продукта: $p = n \cdot p_0$	Длина нагружаемого трубопровода: $l = \sqrt[3]{\frac{3EJ}{q} [(F(k) - F(k, \varphi)]^2}$	Температура замерзания морской воды $T = -(3 + 52,7 S_w + 0,04 S_w^2 + 0,0004 S_w^3) \cdot 10^{-3}$
Температурные воздействия: $\sigma = \pm \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t$	Вертикальное перемещение конца трубопровода: $\delta_B = l - \sqrt{\frac{12EJ}{ql}}$	
Вес продукта, заполняющего трубопровод: $q = 215 \gamma_r \left(\frac{p \cdot D_{вн}}{z \cdot T}\right)$	Горизонтальное перемещение конца трубопровода: $\delta_r = l - \sqrt{\frac{6EJ}{ql}} \cdot \sin Q_B$	Число Рейнольдса в установившихся режимах течения газа по трубам: $Re = \frac{2 Q_0}{\pi R \mu}$
Давление грунта засыпки на трубопровод: $q_{гр} = n \cdot q_0_{гр}$	Максимальное напряжение в трубопроводе определяется по формуле: $\sigma_{max} = E \cdot \frac{r}{l(Q_{Bmax})} \cdot Q_{Bmax}$	

Литература

1. ВН 39-1.9-005-98 Нормы проектирования и строительства морского газопровода [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/464688571>
2. Курбатова Г. И. и др. Проектирование газопроводов в северных морях. – 2020. – 135 с