

УДК 622.69

С. А. Идрисова

## АНАЛИЗ НАГРУЗОК, ДЕЙСТВУЮЩИХ НА ПОДВОДНЫЙ ГАЗОПРОВОД, ДЛЯ РАЙОНА МОРЯ КАРСКОЕ

**ИДРИСОВА Сабина Альбековна** – студентка 3 курса. Санкт-Петербургский государственный морской технический университет. 190008, ул. Лощманская, 3, Санкт-Петербург, Россия. E-mail: idrisova.93@list.ru.

*Статья посвящена анализу нагрузок и воздействий на подводный газопровод для концептуального проекта освоения месторождения Карское, с целью использования полученных результатов в создании расчетной модели взаимодействия «труба-грунт-лед» методом конечных элементов.*

*Магистральные трубопроводы, несмотря на внешнюю конструктивную простоту, принципиально отличаются от других сооружений сложной схемой действующих силовых факторов, следовательно, неопределенностью уровня напряженно-деформированного состояния. На первый план решения проблемы о надежности выдвигаются задачи расчета на прочность, устойчивость, долговечность. Для их решения необходимы: информация о нагрузках и воздействиях на трубопровод, анализ напряженно-деформированного состояния, что в итоге позволит сделать расчеты надежности ресурса.*

*В статье кратко описываются основные гидрометеорологические условия в районе проведения работ, геометрические параметры гряд торосов по данным измерений, распределение многолетнемерзлых породы в прибрежной зоне, а так же исходные, аналитические и статистические данные по эксплуатации подводного газопровода.*

*Приведена принципиальная схема прокладки подводной части трубопровода с учетом грунтовых условий на шельфе Карского моря, на основании проведения анализа нагрузок, опирания и целей прямолинейный участок газопровода приводится к следующим расчетным схемам: при определении кольцевых напряжений (при больших глубинах заложения  $H \geq 20$  м) прямолинейный участок трубопровода рассматривается как тонкостенная цилиндрическая оболочка, нагруженная осесимметричной нагрузкой (внутренним давлением). Участок рассматривается обычно как цилиндрическая оболочка бесконечной длины, которая подвергается действию внутреннего давления и температуры. При определении продольных напряжений, прямолинейный участок по принципу общности расчетных схем может быть*

классифицирован как прямолинейный трубопровод в грунте, в котором возможны просадки.

### КАРСКОЕ МОРЕ; ПОДВОДНЫЙ ГАЗОПРОВОД; МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫЕ ГРУНТЫ.

Газоконденсатное месторождение «Карское» (рис. 1) расположено на шельфе Карского моря на расстоянии более 220 км к северо-западу от побережья полуострова Ямал.

Карское море – окраинное море Северного Ледовитого океана. Площадь моря составляет 883 тыс. км<sup>2</sup>, объем воды – 320 тыс. км<sup>3</sup>, средняя глубина – 230 м, наибольшая – 620 м. Речной сток составляет в среднем 1300 км<sup>3</sup>/год.

Погода отличается неустойчивостью, сильными ветрами, резкими изменениями температуры. Температура воздуха ниже 0°С сохраняется более 9 месяцев в году. Среднегодовая температура составляет – 10,4 °С.



Рис. 1. Газоконденсатное месторождение «Карское»

Сильные ветры развивают значительное волнение в Карском море. Самую большую повторяемость имеют волны высотой 1,5–2,5 м, реже наблюдаются волны 3 м и более, максимальная высота волны около 8 м.

Скорости течения в районе работ невелики, порядка 0,1–0,15 м/сек, но суммарные скорости течения за счёт ветра, приливов и т.д. могут достигать 0,7–0,8 м/сек.

В акватории устойчивое ледообразование начинается в конце октября, а окончательное очищение происходит к концу июня. Толщина ровного льда в это время достигает 1,5–2,0 м. Преобладающая торосистость – 4 балла. В основном, присутствуют обширные ледяные поля с размерами от 2 до 10 км.

Рельеф дна Карского моря очень неровный. В море преобладают глубины более 100 м. Реальные измерения в немногочисленных скважинах показывают, что температура твердомерзлых пород в Карском море изменяется в узком диапазоне  $-0,8...-1,5^{\circ}\text{C}$  до глубин 8–20 метров.

Многолетнемерзлые породы на шельфе Карского моря в районе проведения работ (рис. 2): не распространены глубже изобаты 100 м; залегают в 8–20 м ниже дна Карского моря; температура грунтов от  $-2$  до  $-3^{\circ}\text{C}$ ; пластовые льды мощностью от 20 до 50 м.

Многолетнемерзлые породы на шельфе Карского моря в прибрежной зоне: высота берегового уступа 10–15 м; залегают с поверхности, слагают вместе с песками и глинами термоабразионные берега (скорость отступления до 3 м/год); температура грунтов от  $-2$  до  $-3^{\circ}\text{C}$ .

При воздействии на любые водонасыщенные грунты отрицательной температуры происходит их промерзание. Кроме того, глубина промерзания обычных грунтов колеблется от нескольких сантиметров до 2–2,5 метров в зависимости от температуры воздуха.

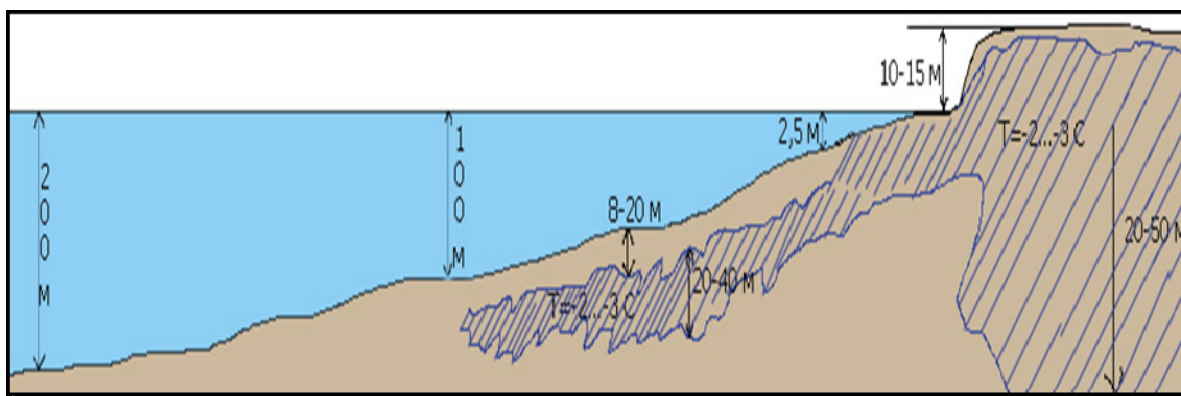


Рис.2. Многолетнемерзлые породы в прибрежной зоне на шельфе Карского моря

Часто возникают вертикальные перемещения конструкции, на сильно обводненных участках трассы наблюдается вспучивание грунта и появление равномерно распределенных вдоль газопровода – сил морозного

пучения, действующих на газопровод вертикально снизу вверх, как показано на рис. 4.

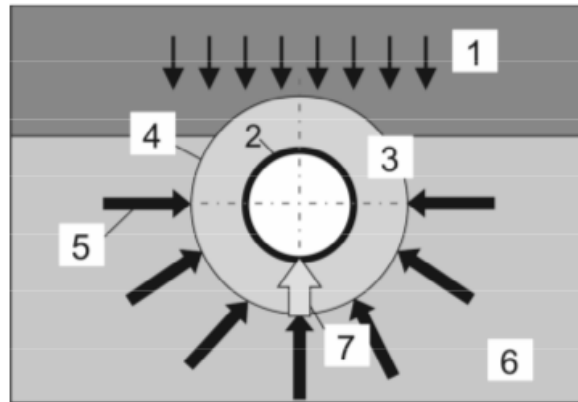


Рис. 4. Действие сил морозного пучения

1 – силы веса грунта, 2 – трубопровод, 3 – образование льда в замерзшем грунте, 4 – граница замерзшего грунта, 5 – силы расширения, образовавшиеся при втягивании воды в зону замерзания и ее замораживания, 6 – грунтовая вода, 7 – сила морозного пучения.

Давлению льда противодействует сила веса грунта 1 и сопротивление разрыву и сжатию грунта. Основная особенность процесса вспучивания это результат разности высокого давления во льду 3 и низкого давления в «свободной» воде 6, а именно процессов в мелкопористой структуре, а также специальных свойствах льда и воды в порах грунта и вокруг них.

Максимальную величину нормальных сил морозного пучения можно оценить исходя из величин давления, которые развивают кристаллы льда при стесненном замерзании воды. Как известно, максимальное давление будет развиваться лишь в условиях полной невозможности расширения воды при ее замерзании. Это давление, при температуре  $t = -22\text{ }^{\circ}\text{C}$  измеряется величиной 211 МПа. При температуре же выше  $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$  давление будет значительно меньше. Для оценки величин давления, которые могут возникать при замерзании воды без возможности ее объемного расширения при температурах выше  $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$ , можно воспользоваться эмпирической зависимостью Бриджмена-Таммана:

$$p = 1 + 12,7t - 0,159t^2 \quad (1),$$

где  $p$  – давление в толще льда, МПа;  $t$  – абсолютное значение величины отрицательной температуры,  $^{\circ}\text{C}$ .

Для мерзлых грунтов шельфа Карского моря в районе проведения работ величина давления, которая может возникнуть при замерзании воды, составляет по формуле (1):

$$p = 1 + 12,7 \cdot 3 - 0,159 \cdot 9 = 37,7 \text{ МПа}$$

Однако отмеченные давления могут сформироваться лишь при замораживании воды в жестком закрытом со всех сторон сосуде. При замерзании же воды в грунтах фактическое возникающее давление будет меньше приведенных величин.

В прибрежно-шельфовой зоне Карского моря наиболее опасными экзогенными процессами являются размыв берегов и экзарация дна ледяными образованиями.

В результате размыва берегов (рис. 5) возможно увеличение глубин на подводном береговом склоне, что может привести к оголению подводных участков трубопроводов и тем самым к возрастанию их уязвимости к ледово-экзарационным воздействиям.

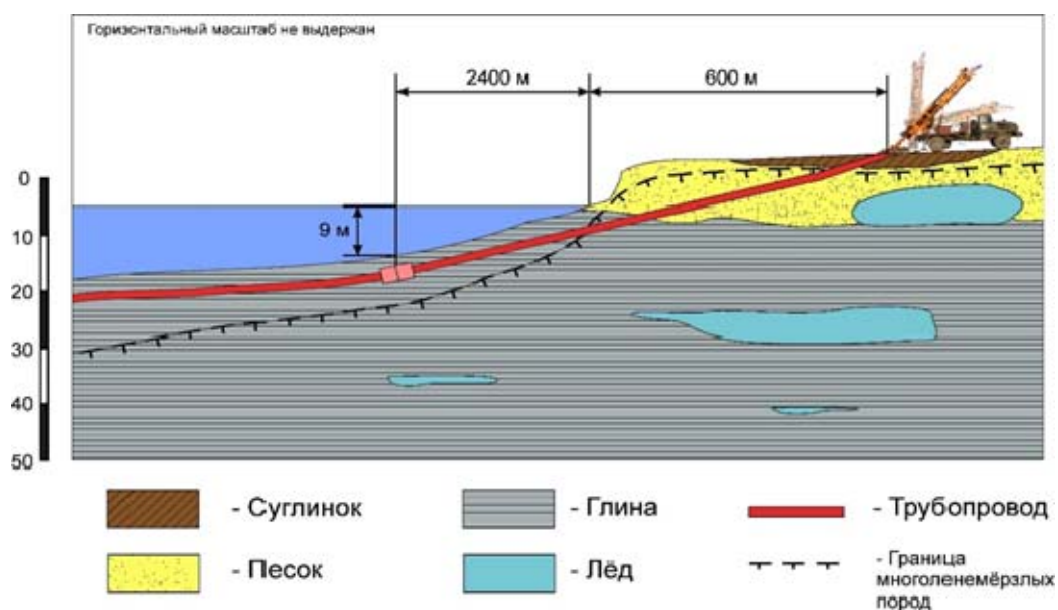


Рис. 5. Схема прокладки подводной части трубопровода с учетом грунтовых условий на шельфе Карского моря

Раньше считалось, что для обеспечения безопасной эксплуатации трубопровода достаточно избежать прямого контакта между килем ледового образования и трубой. Однако дальнейшие исследования показали, что давление, оказываемое в процессе выпахивания, может

вызывать смещение отдельных объемов грунтовой массы под килем в вертикальном и поперечном направлениях (рис. 6).

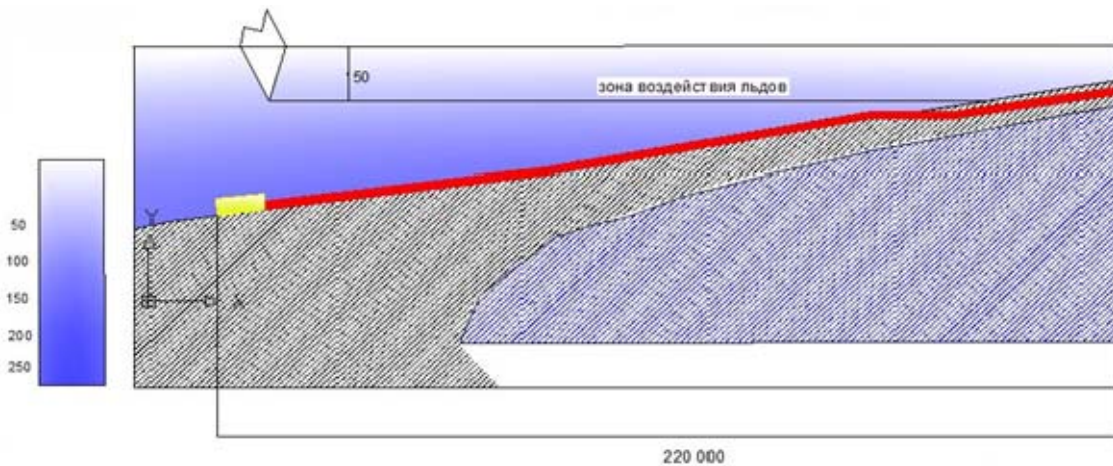


Рис. 6. Схема прокладки подводной части трубопровода в прибрежной зоне шельфа Карского моря с указанием опасности возникновения ледовой экзарации

Для назначения глубины заложения трубопровода, необходимо оценить возможную глубину ледового выпахивания в районе трассы проектируемого трубопровода, необходимо либо иметь данные наблюдений за продолжительный период в объеме, либо посредством математического моделирования определять расчетные геометрические параметры борозд выпахивания на дне интересующей акватории на основе анализа лишь текущего состояния морского дна.

Таким образом, в первом расчетном блоке решается плоская задача о воздействии килей на массив грунта. Затем во втором расчетном блоке в качестве нагрузки на трубу используются результаты первого расчета.

При выборе нормативных параметров морского льда необходимым условием является оценка морфометрических характеристик гряды тороса, включая его внутреннюю структуру. Обобщенные значения измеренных геометрических параметров торосов для шельфа Карского моря в районе прокладки газопровода приведены в табл. 1.

Плотность распределения вероятности высоты парусов и глубины килей торосов хорошо аппроксимируется логнормальным законом. График плотности распределения вероятности этих характеристик для Карского моря показан на рис. 7.



Расчетные нагрузки, действующие на подводный трубопровод, должны учитывать эксплуатационные условия, испытательные нагрузки и нагрузки при монтаже трубопровода.

Исходные данные для газопровода шельфа Карского моря: общая протяженность газопровода – 220 км; диаметр трубы – 1220 мм; внутренне рабочее давление в трубопроводе, принимаемое в проекте – 9,8 Мпа; толщина стенки трубопровода – 17,8 мм; средний дебит скважины – 1500 тыс. м<sup>3</sup>/сутки;

Аналитические и статистические данные на основании анализа гидрометеорологических условий шельфа Карского моря:

1. Расчетная скорость течения на глубине установки трубопровода – 0,8 м/с;
2. Минимальный уровень тихой воды по трассе трубопровода – 150 м;
3. Расчетная высота волны на проектируемом участке трубопровода – 3 м;
4. Плотность морской воды – 1020 кг/м<sup>3</sup>.

Таблица 1. Геометрические параметры гряд торосов по данным измерений

Параметры	Длина гряды тороса	Ширина паруса	Высота паруса	Глубина киля	Ширина киля	Толщина тороса	Соотношение киль/парус
Max, м	24	7,0	1,5	6,0	21	7,7	3,0
Среднее, м	61	19	3,2	11,5	50	13,3	3,8
Min, м	95	34	4,5	15,7	72	19,8	6,7

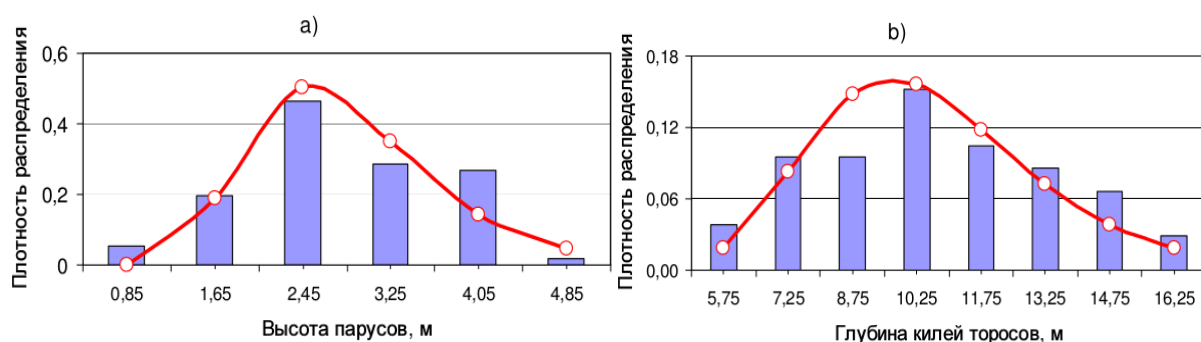


Рис . 7. Плотность распределения вероятности высоты парусов (а) и глубины килей (б) торосов (кривая – теоретические значения, гистограмма эмпирические значения).

Компоненты скорости и ускорения волнового движения частиц воды в придонном слое, определяются согласно требованиям Регистра, в зависимости от глубины моря в районе рассматриваемого участка

трубопровода (150 м); высоты волн 1% обеспеченности в течении года (3 м); периода волн 1% обеспеченности в течении года (11 сек):

1. Расчетные значения скорости:  $v_w = 0,020 \text{ м/с}$  ;
2. Расчетное значение ускорений:  $a_w = 0,011 \text{ м/с}^2$ .

Согласно технологическому расчету газопровода:

1. Минимальное внешнее гидростатическое давление на трубопровод – 1,5 Мпа;

2. Объемный расход транспортируемой среды по трубопроводу - 1500 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Расчетные нагрузки, действующие на трубопровод:

1. Расчетное давление в трубопроводе:  $p_0 = 9,22 \text{ Мпа}$
2. Воздействие течения: погонные нагрузки
  - 2.1. Горизонтальная:  $F_{c,h} = 398,21 \text{ Н/м}$ ;
  - 2.2. Вертикальная:  $F_{c,v} = 319,6 \text{ Н/м}$ ;
  - 2.3. Суммарная:  $F_c = 510 \text{ Н/м}$ .

Воздействие волн и ветра: погонная горизонтальная волновая нагрузка:

1. Силы сопротивления:  $F_{w,s} = 0,251 \text{ Н/м}$ ;
2. Инерционные силы:  $F_{w,i} = 13,12 \text{ Н/м}$ ;
3. Суммарная горизонтальная волновая нагрузка  $F_{w,h} = 13,12 \text{ Н/м}$  ;
4. Вертикальная погонная волновая нагрузка  $F_{w,v} = 0,25 \text{ Н/м}$ .

Характеристики донного грунта определяются по результатам инженерно-геологических изысканий.

На рис. 8 перечислены характеристики материала грунтов, в целях возможности использования представленных данных для создания расчетной модели взаимодействия грунт-труба.

Тип грунта	Модуль Юнга, МПа	Коэффициент Пуассона	Угол внутреннего трения, φ, град.	Удельное сцепление, с, кПа
Суглинок тугопластичный	14,4	0,3	26,9	36
Глина	9,8	0,3	29,9	126
Суглинок мягкопластичный	3,0	0,3	7,2	20

Рис. 8. Характеристики материала грунтов



В случае отсутствия данных по прочности грунта, допускается принимать характеристики грунта по их типу в соответствии со следующим алгоритмом:

1. Рассчитывается поперечная (горизонтальная) динамическая жесткость  $K_L$ , МПа по формуле (2):

$$K_L = 0,76 \cdot G(1 + \nu_g) \quad (2),$$

где:

$G$  – модуль сдвига грунта, МПа

$\nu_g$  – коэффициент Пуассона грунта.

2. Вертикальная динамическая жесткость грунта  $K_V$ , МПа, может быть определена с помощью следующего выражения по формуле (3):

$$K_V = \frac{0,88G}{1 - \nu_g} \quad (3),$$

3. Прочность грунта может быть определена по предельному значению модуля сдвига по формуле (4):

$$G_{max} = 625 \cdot \frac{OCR^k}{0,3 + 0,7e_s^2} \cdot \sqrt{\sigma_s \sigma_a} \quad (4),$$

где,

$\sigma_s$  – среднее эффективное напряжение, кПа;

$\sigma_a$  – атмосферное давление (100 кПа);

$e_s$  – коэффициент пористости грунта;

$OCR$  – коэффициент переуплотнения грунтов, определяется как отношение давления, под которым грунт был ранее уплотнен, к давлению, действующему в настоящее время на грунт для глинистых грунтов, для песков принимается равным 1,0;

$k$  – коэффициент, определенный экспериментальным путем в зависимости от числа пластичности грунта.

*Заключение.*

На основании проведения анализа нагрузок, опирания и целей прямолинейный участок газопровода приводится к следующим расчетным схемам:

при определении кольцевых напряжений прямолинейный участок трубопровода рассматривается обычно как цилиндрическая оболочка

бесконечной длины, которая подвергается действию внутреннего давления и температуры;

при определении продольных напряжений прямолинейный участок может быть классифицирован как прямолинейный трубопровод в грунте, в котором возможны просадки.

Полученные расчетные данные о нагрузках и воздействиях на газопровод для месторождения Карское, а также полученные в результате анализа гидрометеорологических условий шельфа Карского моря – характеристики грунтовых условий, параметров гряд торосов, волн и течений, позволяют создать расчётную модель взаимодействия «труба-грунт-лед» методом конечных элементов. На основании полученных результатов провести анализ напряженно-деформированного состояния подводного газопровода, что в итоге позволит сделать расчеты надежности ресурса.

#### **БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК:**

1. НД №2-020301-004. Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов. Российский морской регистр судоходства. Санкт-Петербург, 2016.
2. СНиП 2.05.06-85\*. Магистральные трубопроводы. М., 2013.
3. **Бурков П.В., Буркова С.П., Кузнецов А.В.** Исследования напряженно-деформированного состояния трубопроводов в мерзлом грунте на сильно обводненных участках трассы. ФЦП Научные и научно-педагогические кадры инновационной России на 2009-2013 гг. М., 2011.
4. **Наумов М.А., Онищенко Д.А.** Требования к исходным данным, необходимым для моделирования воздействия ледовой экзарации на заглубленные трубопроводы. Арктика: экология и экономика №2 (10). М., 2013.
5. **Мионов Е.У., Порубаев В.С.** Формирование гряд торосов в прибрежной части Карского моря и их морфометрические характеристики. Государственный научный центр РФ «Арктический и антарктический научно-исследовательский институт». Санкт-Петербург, 2013.
6. **Рудаченко А.В., Чухарева Н.В., Жилин А.В.** Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. Издательство Томского политехнического университета. Томск, 2008.
7. **Добровольский А.Д., Залогин Б.С.** Моря СССР. Издательство Московского университета. М., 1982.

**IDRISSOVA, Sabina A.** – State Marine Technical University of Saint-Petersburg. 3, Lotsmanskaya street, Saint-Petersburg, 190008, Russia. E-mail: idrisova.93@list.ru.

**ANALYSIS OF LOADING OPERATING ON A SUBMARINE GAS PIPELINE, FOR THE REGION OF KARA SEA.**

*This article analyzes the loads and impacts on the submarine pipeline for the conceptual design of the field development Kara sea, with the aim of using the results in the creation of computational model of interaction "pipe -soil - ice" by finite element method.*

*Pipelines, in despite of its simplicity construction, are fundamentally different from other structures by a complex scheme of existing power factors, and the level of uncertainty of the stress-strain state. At the first plane for solving the problem about the reliability are put forward tasks for the calculation strength, stability and durability. Their solution requires information about the loads and impacts on the pipeline, the analysis of stress-strain state, which will make the calculations of resource reliability.*

*The article briefly describes the basic meteorological conditions in the area of work, geometric parameters of the ice hummocks on the measurement data, permafrost soils distribution in the coastal zone, as well as the original, analytical and statistical data about the subsea pipeline.*

*Shows a schematic diagram of laying underwater pipeline taking into account soil conditions on the shelf of the Kara Sea, on the basis of stress analysis, bearing and purposes a straight section of the pipeline is put to the following calculation scheme: in determining the hoop stress (for large depth of the burying  $H \geq 20$  м) a straight section of the pipeline is seen as a thin-walled cylindrical shell, which is subjected to internal pressure and temperature. In determining longitudinal stresses, a straight section on the principle of common design schemes can be classified as a straight pipe in the soil, where drawdowns are possible.*

**KARA SEA; A SUBMARINE GAS PIPELINE; PERMFROST SOILS.**

---