

НАДЕЖНОСТЬ ОСНОВАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ В КРИОЛИТОЗОНЕ

УДК 624.139

ИНЖЕНЕРНО-ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЯМБУРГСКОГО  
ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ДИНАМИКА СОСТОЯНИЯ  
КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

Я.Б. Горелик, П.В. Солдатов, А.А. Селезнев

*Институт криосферы Земли СО РАН, 625000, Тюмень, а/я 1230, Россия; gorelik@ikz.ru*

Инженерно-геокриологические условия Ямбургского газоконденсатного месторождения рассматриваются с позиции их влияния на эксплуатационную надежность добывающих скважин и состояние грунтов приустьевой зоны. Представлены результаты проведенных ранее мерзлотных исследований, которые были существенно дополнены после бурения специальных мерзлотных параметрических скважин глубиной 250 м и изучения керна мерзлых пород, выполненного по заказу ООО «Газпром добыча Ямбург» фирмой НТФ «Криос» в период с 2004 по 2005 г. По своим строительным характеристикам (льדיстость, коэффициент оттаивания) грунты месторождения, залегающие ниже отметки 10–15 м, малопросадочны при оттаивании и благоприятны для строительства. Тем не менее независимо от срока эксплуатации скважин на кустовых площадках имеются нарушения, связанные с просадками грунта и нетипичной потерей устойчивости стволов отдельных скважин. Характер и динамика этих нарушений обсуждаются в связи со свойствами мерзлых грунтов месторождения.

*Мерзлые породы, оттаивание, просадки, просадочная толща, кустовая площадка, приустьевая зона, скважина, боковая опора, продольная устойчивость*

ENGINEERING AND GEOCRIOLOGICAL CONDITIONS OF THE YAMBURG GAS  
AND CONDENSATE RESERVOIR AND DYNAMICS OF THE GROUND STATE OF BOREHOLES

J.B. Gorelik, P.V. Soldatov, A.A. Seleznev

*Earth Cryosphere Institute, SB RAS, 625000, Tyumen, P/O box 1230, Russia; gorelik@ikz.ru*

Engineering and geocriological conditions of the Yamburg gas and condensate field are considered from the point of view of their impact on the operational reliability of the production wells and on the state of the soil near the wellhead area. The results of the previous permafrost's researches have been significantly supplemented after the drilling of special permafrost parametric wells of 250 m depth and the permafrost core examination, custom-made by NTF "Krios" in the period from 2004 to 2005 (the customer is CoLtd "Gazpromdobycha Yamburg"). According to its construction characteristics (ice content, thaw factor) the field ground occurring below than 10–15 m has a low coefficient of subsidence during thawing and is favorable for building. Nevertheless, regardless of the exploitation time of wells, disorders occur on the well pads due to the ground subsidence and atypical loss of stability of individual wells. The nature and dynamics of these disorders are discussed in the article in relation to the properties of deposit frozen ground.

*Frozen ground, melting ground, ice content subsidence, subsiding strata, well pad, wellhead area, well, lateral support*

ВВЕДЕНИЕ

Строительство и эксплуатация добывающих скважин в районах северных месторождений в ряде случаев приводят к осложнениям, связанным с тепловым воздействием на мерзлые породы, их протаиванием и осадками. Протаивание вблизи скважин происходит на всю мощность мерзлой толщи, что даже для малольдистых пород может вызвать осадки значительной величины. В соот-

ветствии с замечанием Н.А. Цытовича [1973] в этом случае можно говорить о просадках мерзлых пород при оттаивании.

На этапе бурения осложнения часто связаны с неконтролируемым процессом протаивания мерзлых пород при конвективном движении бурового раствора, повышенным кавернообразованием вследствие частичного обрушения и выноса отта-

явших пород и, как следствие, с невозможностью качественного цементирования и крепления элементов конструкции скважины.

На этапе эксплуатации осложнения могут быть вызваны исчезновением боковой опоры для крепи скважины при значительной просадке оттаявших льдистых пород в некотором интервале глубин и вследствие этого потерей ее продольной устойчивости под действием вертикальных нагрузок от веса конструкции.

Тепловые воздействия на вмещающие мерзлые породы существенно возрастают при кустовом способе разработки месторождений из-за теплового взаимного влияния скважин. При слиянии таликов от соседних скважин в кусте может возникнуть опасность потери несущей способности мерзлого основания, перекрывающего область протаивания в приустьевой зоне под действием веса эксплуатационного и ремонтного оборудования. Увеличение расстояния между устьями с целью предотвращения подобных осложнений приводит к возрастанию объемов отсыпки под кустовую площадку, что может значительно повысить трудозатраты и стоимость строительства.

При вынужденной или плановой остановке скважин начинается процесс обратного промерзания пород, который сопровождается повышением давления в заколонном и межколонном пространствах, обусловленным замерзанием водосодержащих масс в замкнутых объемах. Это грозит смятием колонн и лифтовых труб при недостаточной прочности крепи (что неоднократно наблюдалось на практике).

При проектировании конструкций добывающих скважин в многолетнемерзлых породах (ММП) необходимо учитывать возможность всех указанных осложнений, масштабы которых существенным образом зависят от свойств вмещающих мерзлых пород. Качественное проектирование этих конструкций для условий ММП прежде всего должно опираться на кондиционные результаты определения их свойств. Это подразумевает выполнение дорогостоящих исследований мерзлых пород на значительную глубину их залегания (во всей просадочной при оттаивании толще) и на большой площади. Из-за трудоемкости и высокой стоимости таких исследований объем информации о свойствах пород часто бывает недостаточным для проектирования.

Помимо этой базовой информации при проектировании конструкций скважин используются результаты многовариантных расчетов: а) теплового взаимодействия скважин с мерзлыми породами; б) давлений обратного промерзания в межколонном и заколонном пространствах; в) продольной устойчивости ствола; г) прочности мерзлого свода, перекрывающего талые породы в приустьевой зоне скважин. Наряду с совершенствованием

технологий бурения мерзлых пород и крепления скважин в интервале их залегания создание таких расчетных методик было важным шагом в комплексном решении проблемы строительства скважин в районах распространения ММП и обеспечения их надежности в процессе эксплуатации. В решении этой проблемы принимали участие научные сотрудники многих отраслевых и академических институтов и организаций, в частности СибНИИ НП, ТюменНИИгипрогаз, ВНИИГАЗ, Институт мерзлотоведения (ИМЗ) СО РАН, Институт криосферы Земли (ИКЗ) СО РАН. Существенную роль в отдельных разработках, их апробации и внедрении сыграло Надымское подразделение Газпрома. Обобщение большого количества публикаций, содержащих результаты исследований по всему комплексу вопросов, изложено в ряде монографий и обзорных статьях [Кутасов, 1976; Дубина, 1983; Медведский, 1987; Седов, 1990; Быков, 1991; Стригоцкий, 1991; Полозков и др., 1996; Ремизов, 2001; Ермилов, 2003; Орешкин, 2004]. Сравнительно недавно институт ТюменНИИгипрогаз (при участии Надымгазпрома, ИКЗ СО РАН, ТюмГАСУ, НТФ “Криос”) обобщил имеющиеся прикладные результаты разработок в комплексе отраслевых нормативно-методических документов [НД 00158758-284..., 2003; СТО Газпром..., 2005а–в, 2006].

Строительство и эксплуатация добывающих скважин относится к опасным видам производства, которые подчиняются соответствующим отраслевым правилам безопасности [ВНТП 3-85..., 1985; ППБО 116-85..., 1985; ПБ 08-624-03..., 2003]. В своих частях, регламентирующих строительство скважин на мерзлых грунтах, эти документы не свободны от недостатков, что в некоторых случаях осложняет процесс проектирования. Например, второй из этих документов ограничивает расстояние между устьями скважин не менее, чем двумя радиусами протаивания, на весь срок их эксплуатации. Однако это требование является обоснованным для средне- и сильнольдистых пород и не обосновано физически (и даже противоречиво) для слабольдистых пород. Свойства последних с уменьшением льдистости приближаются к свойствам кирпича, прочность которого практически не зависит от состояния “талое или мерзлое”. В то же время радиус протаивания пород увеличивается с уменьшением их льдистости (при прочих равных условиях), что согласно [ПБ 08-624-03..., 2003], требует большей раздвижки устьев (т. е. расстояние между устьями скважин в малольдистых породах будет значительно больше, чем в сильнопросадочных, слабых при оттаивании породах). Фактически же для слабольдистых пород минимальное расстояние между устьями определяется не свойствами грунта при оттаивании, а нормами пожарной безопасности [ППБО 116-85..., 1985] и ус-

ловиями безопасной работы эксплуатационного оборудования (основанными на свойствах только мерзлых пород). Это противоречие может быть успешно разрешено при использовании методики [СТО Газпром..., 2005б], которая регламентирует расстояние между устьями скважин исходя из достаточной прочности мерзлого свода, перекрывающего талые породы в приустевой зоне скважин.

Необходимо также отметить, что подавляющее большинство эксплуатирующихся в настоящее время северных месторождений расположено в зоне распространения малопродачных при оттаивании (слабо- и среднелистых) пород в слое мощностью порядка 100 м. Однако новый этап освоения северных территорий (связанный с выходом на Ямал, Гыдан и продвижением на северо-восток) будет связан с существенным усложнением инженерно-геокриологических условий. Вместе с тем все применяемые ранее расчетные методы и методики разработаны сравнительно недавно и нуждаются в дальнейшем обосновании и совершенствовании путем сравнения расчетных параметров с данными натурных определений. В сущности, до настоящего момента отсутствуют иссле-

довательские работы, непосредственно связывающие фактические свойства мерзлых пород с реально наблюдаемыми осложнениями при строительстве и эксплуатации скважин на мерзлых грунтах. Это связано как с отмеченной выше недостаточностью исходных данных, так и со сложностью проведения мониторинговых наблюдений за эксплуатируемыми объектами. В этом смысле Ямбургское месторождение представляет собой довольно редкий пример полноценного исследования свойств мерзлых пород (как по площади, так и по глубине), которое выполнено по заказу ООО "Газпром добыча Ямбург" фирмой НТФ "Криос" в 2004–2005 гг. В настоящей статье представлена попытка связать имеющуюся информацию о свойствах мерзлых пород месторождения с фактически наблюдаемыми осложнениями при эксплуатации добывающих скважин с целью дальнейшего совершенствования методов прогноза их состояния.

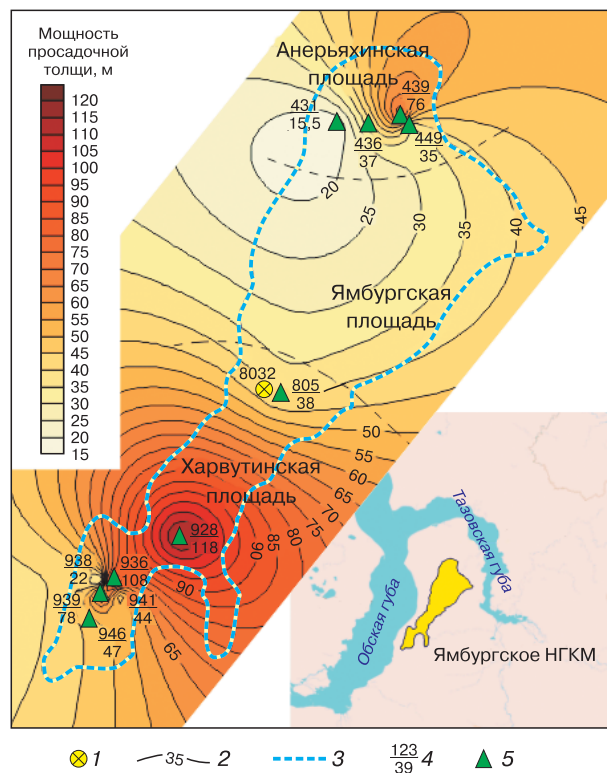
## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ямбургское газоконденсатное месторождение (ЯГКМ) открыто бурением в 1969 г. Промышленная газоносность установлена в сеноманских и неокомских отложениях, основной (сеноманский) продуктивный пласт залегает в интервале глубин 998–1210 м, начальное пластовое давление 117,4 атм, начальная пластовая температура 23–30 °С. Месторождение находится в эксплуатации более 15 лет и в настоящее время вступило в период падающей добычи.

Месторождение расположено в пределах Тазовского полуострова в заполярной части Западно-Сибирской низменности на территории Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Территория месторождения разбита на три площади: Анерьяхинская (северная), Ямбургская (центральная – основная), Харвутинская (южная) (рис. 1). Ближайшими наиболее крупными населенными пунктами являются города Новый Уренгой и Надым.

Общие сведения об инженерно-геокриологических условиях района расположения ЯГКМ представлены в монографиях [Баулин, 1967; Геокриологические условия..., 1983; Геокриология..., 1989]. Климат – континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким прохладным летом. Самые холодные месяцы – январь и февраль, со средней температурой воздуха –24...–26 °С. Абсолютный минимум температуры достигает –58 °С. Средняя температура летних месяцев колеблется от +6 до +9 °С, максимальная достигает +35 °С. Среднегодовая температура составляет –6,9 °С.

Гидрографическая сеть представлена реками Пойлово-Яха и Хадуттэ (с многочисленными притоками), впадающими в Тазовскую губу. Для тер-



**Рис. 1. Карта-схема мощности просадочной толщи Ямбургского месторождения.**

1 – ликвидированная скв. 8032; 2 – изолинии мощности просадочной толщи; 3 – контур ГVK (газоводяного контакта); 4 – номер эксплуатационного куста скважин; 5 – мерзлотная параметрическая скважина.

ритории месторождения характерна большая озеренность на водораздельных пространствах и по долинам крупных рек – старичные озера. Глубина озер изменяется в диапазоне 0,5–5,6 м.

Территория представляет собой пологоувалистую равнину с общим уклоном с юго-запада на северо-восток и характеризуется значительным эрозионным расчленением. Абсолютные отметки рельефа изменяются от 5 до 60 м. Минимальные отметки отмечаются в долинах рек.

Расположению месторождения в тундровой зоне соответствует повсеместное и сплошное распространение ММП. Это в основном эпигенетические криогенные породы, залегающие непосредственно ниже деятельного слоя. Глубина сезонного протаивания изменяется от 0,3 до 1,5 м, увеличиваясь в долинах крупных рек до 2–5 м и более.

В северных районах исследуемой территории широко распространены полигонально-жильные льды (ПЖЛ), развитые главным образом в озерно-аллювиальных, болотных и аллювиальных отложениях. Встречаются ПЖЛ практически на всех геоморфологических уровнях, преимущественно в центральных недренированных частях равнин, и приурочены к массивам торфяников и водораздельным тундрам. Льды, как правило, проявляются в рельефе, образуя полигоны со стороной в десятки метров.

Глубина залегания подошвы ММП варьируется в пределах 330–450 м на Анерьяхинской площади, 310–380 м на Харвутинской площади и 260–290 м в центральной части ЯГКМ, увеличиваясь в юго-западном направлении до глубин 300–340 м. Температура ММП колеблется от –4 до –5 °С на глубине нулевых амплитуд (10–15 м) и монотонно повышается с глубиной с нормальным геотермическим градиентом (около 0,03 °С/м) до подошвы мерзлой толщи [Геокриология..., 1989].

## 2. ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ ОСНОВАНИЙ КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК

Для повышения надежности эксплуатационных скважин при проектировании их конструкций по заказу ООО “Газпром добыча Ямбург” фирмой НТФ “Криос” в период с 2004 по 2005 г. было выполнено бурение параметрических мерзлотных скважин в пределах девяти кустовых площадок ЯГКМ. Расположение этих скважин по площади месторождения представлено на картах-схемах (см. рис. 1, 2). Бурение проводилось с целью оценки геологического и криогенного строения мерзлой толщи и детального исследования свойств мерзлых пород на территории месторождения для обеспечения проектов строительства исходной информацией до глубины 250 м. Работы сопро-

вождались отбором и описанием керна, его исследованием в полевых и лабораторных условиях. По каждой параметрической скважине было отобрано 30 монолитов, из которых изготавливались образцы для определения водно-физических, физико-химических, теплофизических и механических свойств. Следует отметить, что подробное исследование геокриологических условий на месторождении с бурением глубоких инженерно-геологических скважин является весьма редким событием, результаты которого трудно переоценить.

Важными характеристиками мерзлых пород, определяющими динамику возможных нарушений в приустьевой зоне и оказывающими существенное влияние на эксплуатационную надежность добывающих скважин, являются: 1) температура пород на глубине нулевых амплитуд и ниже по разрезу (определяет прочность и устойчивость по-

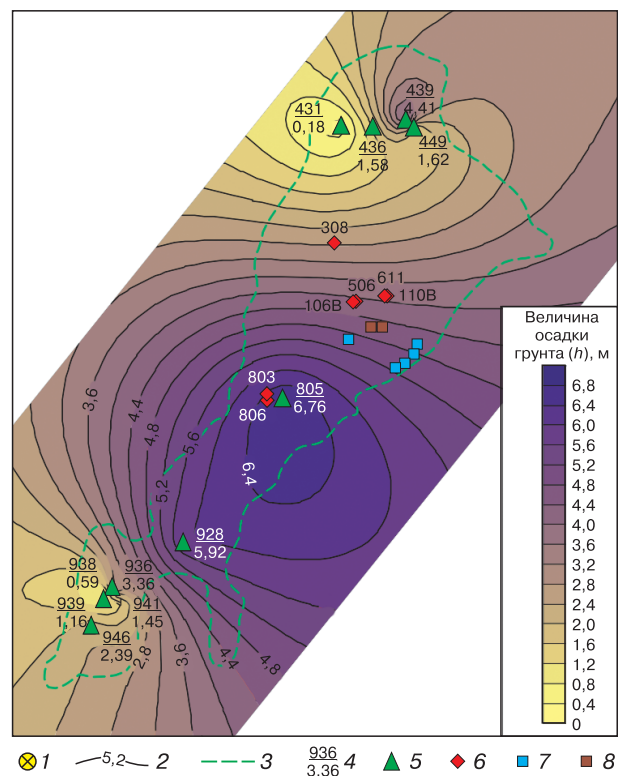


Рис. 2. Карта-схема величины прогнозируемой осадки пород по территории Ямбургского месторождения.

1 – ликвидированная скв. 8032; 2 – изолинии величины прогнозируемой осадки пород по территории месторождения; 3 – контур ГVK (газоводяного контакта); 4 – номер эксплуатационного куста; 5 – мерзлотная параметрическая скважина; 6 – куст с установленными термометрическими скважинами; 7 – куст, находящийся под визуальным контролем (кусты нового фонда с трехколонной конструкцией скважин); 8 – куст, находящийся под визуальным контролем (кусты с двухколонной конструкцией скважин).

род в мерзлом состоянии и влияет на скорость оттаивания при тепловых воздействиях); 2) *дисперсность пород*, заданная рядом “пески–супеси–суглинки–глины”, и характер их залегания (существенно влияет на степень устойчивости пород при оттаивании); 3) *общая засоленность* (соответствует температуре начала оттаивания пород); 4) *льдистость* за счет видимых включений; 5) *коэффициент оттаивания* мерзлых пород (определяет величину осадки мерзлого грунта при его оттаивании на заданную глубину, льдистость за счет видимых включений является косвенным показателем этой осадки). Коэффициент оттаивания является дифференциальной характеристикой разреза, показывающей величину относительной осадки каждого его слоя (заданной мощности).

Интегральной величиной, определяющей осадку всей мерзлой толщи при ее оттаивании до заданной глубины, является суммарная осадка, вычисляемая как сумма осадок всех слоев, слагающих мерзлый массив. Обычно льдистость пород за счет включений (и соответствующий коэффициент оттаивания), начиная с некоторой глубины, не превышает, как правило, 100 м, монотонно снижается. Глубину, начиная с которой коэффициент оттаивания слоев не превышает 0,01 (при этом и меньшем значении коэффициента суммарная осадка слоя мощностью 200 м не превысит 2 м, и ее последствия могут быть достаточно просто устранены), можно условно отождествить с нижней границей верхнего слоя мерзлых пород, подверженных осадкам при оттаивании, а вертикальная протяженность этого слоя будет характеризовать мощность просадочной (при оттаивании) мерзлой толщи. Мощность просадочной толщи и определяемая ею суммарная осадка мерзлых пород при их оттаивании также являются важными характеристиками массива мерзлых пород.

Значения основных характеристик, определенных по кернам параметрических скважин, сведены в табл. 1. К сожалению, температуру пород на глубине нулевых амплитуд удалось определить только вблизи скв. 805-М, она составляет  $-2,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Величина суммарной осадки грунта в приустьевой зоне характеризует протяженность вертикального участка ствола, лишенного боковой опоры во вмещающих породах. Она также дает информацию о величине зазора между кровлей оттаявших (и осевших) пород и подошвой мерзлого свода, перекрывающего зону протаивания. Эти характеристики являются важными параметрами, которые определяют конструкцию скважин для конкретных инженерно-геокриологических условий, а также позволяют оценить объем грунта, необходимого для ликвидации приустьевых воронок в процессе эксплуатации скважин. Для характеристики распределения этих параметров по территории ЯГКМ на основе данных табл. 1 построены карты-схемы (см. рис. 1, 2), дающие представление об их изменении по территории месторождения. На этих схематических картах обозначены места расположения параметрических мерзлых скважин (см. рис. 1, 2, усл. зн. 5), места расположения термометрических постов (см. рис. 2, усл. зн. 6) и расположение кустовых площадок, находящихся в настоящее время под наблюдением (см. рис. 2, усл. зн. 7, 8). Отдельно отмечено расположение скважины, подверженной потере устойчивости ствола в 2000 г. (см. п. 3).

Представленные в табл. 1 характеристики грунтов показывают, что инженерно-геокриологические условия территории месторождения в силу относительно малой льдистости и просадочности грунтов благоприятны для строительства скважин. Этому способствует и значительная доля глинистых пород в разрезе, обладающих достаточно высокой прочностью после оттаивания.

Таблица 1. Характеристики мерзлых пород ЯГКМ, определенные по кернам параметрических скважин

Скважина	$D_{\text{sol}}$ , %	$T_{\text{bf}}$ , $^{\circ}\text{C}$	$H_s$ , м	$A$	$m$ , м	$H_{\text{sd}}$ , м	$H_{\text{cl}}$ , м
431-М	0,12	-0,21	37	0,04	1,58	114,40	136,20
436-М	0,12	-0,21	37	0,05	1,58	189,60	63,40
439-М	0,09	-0,44	76	0,06	4,41	194,40	59,60
449-М	0,14	-0,56	35	0,05	1,62	101,80	145,00
805-М	0,27	-0,69	38	0,18	6,76	154,00	96,00
928-М	0,12	-0,19	118	0,05	5,92	211,00	39,30
936-М	0,21	-0,57	100	0,03	3,36	77,20	113,90
939-М	0,23	-0,84	78	0,01	1,16	190,10	159,90
946-М	0,29	-0,55	47	0,05	2,39	61,00	136,90

Примечание.  $D_{\text{sol}}$  – степень засоленности грунта;  $T_{\text{bf}}$  – температура начала замерзания грунта;  $H_s$  – мощность просадочной толщи;  $A$  – средний коэффициент оттаивания (по просадочной толще);  $m$  – суммарная осадка просадочной толщи;  $H_{\text{sd}}$  – общая мощность слоев песков и супесей в интервале 0–250 м;  $H_{\text{cl}}$  – общая мощность слоев суглинков и глин в интервале 0–250 м.

### 3. МОНИТОРИНГОВЫЕ НАБЛЮДЕНИЯ ЗА СОСТОЯНИЕМ ГРУНТОВ ПРИУСТЬЕВОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН

Мониторинговые наблюдения за состоянием эксплуатационных скважин ЯГКМ, а также за состоянием грунтов их приустьевой зоны проводились Ямбургской мерзлотной лабораторией с момента строительства скважин и продолжают сейчас. С начала 2012 г. к наблюдениям подключился один из авторов настоящей статьи. Выполняются следующие виды работ: режимные инструментальные наблюдения за динамикой температурного поля грунтов в приустьевой зоне скважин (для семи кустовых площадок месторождения); регулярные наблюдения за динамикой просадок грунтов в приустьевой зоне этих скважин и их количественная характеристика; фиксация, описание и количественная характеристика других технических нарушений, возникающих при эксплуатации скважин.

#### 3.1. Термометрические наблюдения

Термометрические посты наблюдений созданы в 1992 г. и расположены в пределах кустовых площадок в местах, указанных на рис. 1, 2. При температуре газа на устьях добывающих скважин в несколько десятков градусов основной целью замеров температуры является оценка теплового воздействия эксплуатационной скважины на грунты в приустьевой зоне (табл. 2). Термометрический пост включает 14 термометрических скважин с длиной в подземной части от 10 до 11 м. Скважины расположены в три ряда по 4 шт. в каждом. Ряды расходятся в радиальном направлении от эксплуатационной скважины (рис. 3). Расстояние между термометрическими скважинами внутри ряда 5 м, расстояние между скважинами 8 и 9 составляет 10 м (см. рис. 3). Скважина 14 расположена вне пределов кустовой площадки на расстоянии 67 м от эксплуатационной скважины (вне зоны ее ощутимого теплового влияния) и является контрольной.

Измерение температуры проводится гирляндами датчиков через каждый метр в подземной

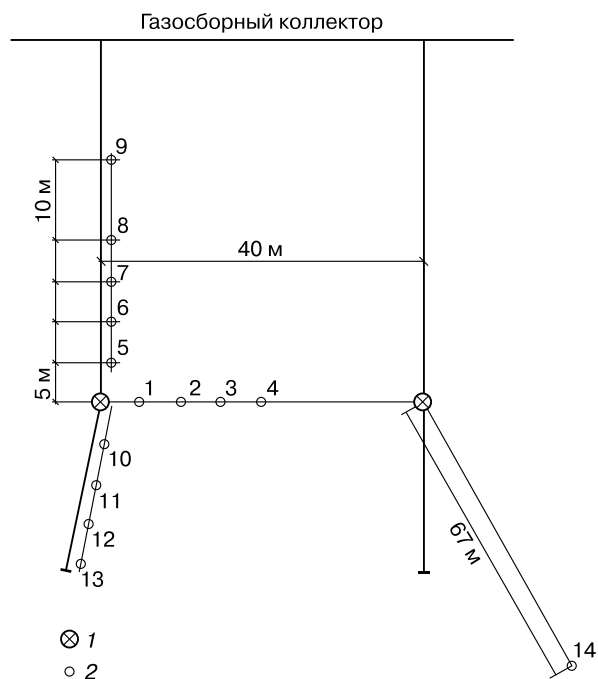


Рис. 3. Схема расположения термометрических скважин на кустовой площадке № 110В.

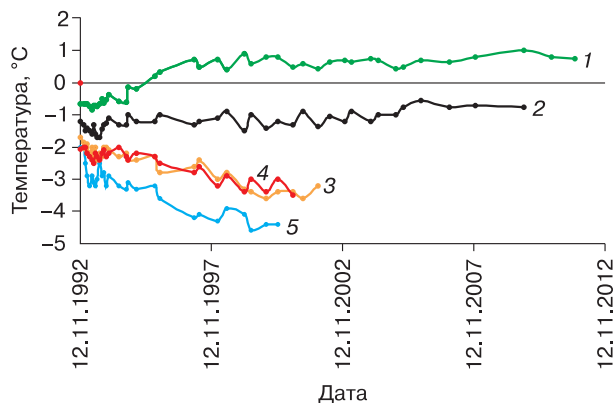
1 – эксплуатационная скважина; 2 – термоскважина и ее номер.

части. Периодичность замеров температуры в первый (1993) год оборудования скважин была раз в месяц. В последующие годы (1994–2012) в связи с относительной стабилизацией температурного поля периодичность замеров снизилась до четырех, трех, затем двух раз в год. Всего за время существования термометрических постов было проведено от 9 до 44 замеров по каждому кусту скважин.

На рис. 4 приведены графики динамики температуры по термометрическим скважинам куста № 110В в период с 1992 по 2012 г. (для глубины 10 м). Показания по термоскважинам, удаленным на одинаковое расстояние от эксплуатационной скважины, объединены в группы и усреднены по

Таблица 2. Сроки эксплуатации ( $N$ ) и температура ( $T_{cp}$ ) газа на устье скважин, находящихся под наблюдением

Скважина	$T_{cp}, ^\circ\text{C}$	$N$ , лет	Скважина	$T_{cp}, ^\circ\text{C}$	$N$ , лет	Скважина	$T_{cp}, ^\circ\text{C}$	$N$ , лет	Скважина	$T_{cp}, ^\circ\text{C}$	$N$ , лет
12902В	22,11	17	13005В	32,11	18	13105В	33,80	1	13401В	36,7	1
12903В	26,17	17	13006В	27,89	18	13201В	31,40	1	13402В	35,7	1
12905В	27,44	17	13007В	33,78	18	13202В	26,38	1	13403В	39,8	1
12906В	23,39	17	13008В	23,50	18	13204В	37,18	1	13404В	37,8	1
12908В	18,83	17	13009В	23,89	18	13205В	29,43	1	13405В	34,8	1
12909В	23,22	17	13101В	26,98	1	13301В	26,90	0,5	13701В	15,8	1,5
13001В	20,89	18	13102В	27,60	1	13302В	32,70	0,5	13702В	24,2	1,5
13003В	21,78	18	13103В	30,86	1	13303В	29,26	0,5	13703В	35,4	1,5
13004В	30,56	18	13104В	30,62	1	13305В	25,96	0,5			

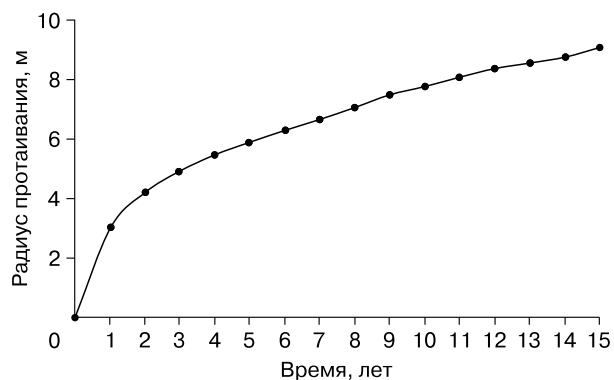


**Рис. 4. Динамика температуры в основании кустовой площадки № 110В.**

1 – средняя температура скв. 1, 5, 10; 2 – средняя температура скв. 6, 11; 3 – средняя температура скв. 7, 12; 4 – средняя температура скв. 8, 13; 5 – температура скв. 14 (контрольная).

всем термоскважинам в группе. На рис. 4 приведены также показания по контрольной термоскважине. Отметим, что некоторые из термоскважин (№ 2–4, 9) оказались поврежденными (и непригодными для использования) при ремонтных работах на площадке, поэтому данные по ним не включены в результаты наблюдений. Кроме того, для наиболее удаленных групп термоскважин данные измерений ограничены 2005 годом.

При сроке эксплуатации 10 лет тепловое влияние явно прослеживается для первой и второй групп термоскважин, расположенных на минимальных расстояниях от эксплуатационной скважины (5 и 10 м). Тенденция повышения температуры на этих расстояниях весьма заметна. Температура на расстоянии 5 м устойчиво принимает положительное значение примерно через 3–4 года эксплуатации. При этом радиус протаивания на 2012 г. остается в пределах от 5 до 10 м. Влияние



**Рис. 5. Зависимость радиуса протаивания вокруг скважины от времени для условий ЯГКМ.**

основной скважины на более далеких радиусах (>10 м) практически не ощущается, а тепловое состояние грунтов здесь близко к таковому в месте расположения контрольной скважины.

Методы прогноза динамики протаивания грунтов в основании кустовой площадки должны учитывать влияние отрицательной среднегодовой температуры поверхности массива пород и взаимное тепловое влияние соседних скважин [Горелик, Дзик, 1990; Горелик и др., 2008]. Только в этом случае могут быть определены геометрические параметры мерзлого свода, перекрывающего талую зону вблизи скважин [Бельмас и др., 1989]. Однако, поскольку расстояние между устьями на кустовых площадках ЯГКМ составляет 40 м (что исключает слияние таликов от соседних скважин за 30-летний срок их эксплуатации), то для оценки протаивания на глубине 10 м и 20 лет эксплуатации с достаточной точностью можно воспользоваться решением без учета взаимовлияния скважин. На рис. 5 приведен график изменения радиуса протаивания вокруг скважины во времени, полученный численным решением задачи Стефана с помощью программного комплекса Ansys [Бруяка, 2010]. Вычисления выполнены при исходных данных, усредненных по разрезу, вскрытому скважиной 805-М. Видно, что радиус протаивания через 15 лет не превышает 10 м, а для трех лет эксплуатации его значение близко к 5 м. Это согласуется с результатами наблюдений.

### 3.2. Состояние грунтов приустьевой зоны

Условия безопасной эксплуатации скважин требуют непрерывного контроля за состоянием грунтов приустьевой зоны скважин и своевременного устранения последствий оттаивания мерзлых пород.

Объекты мониторинга (кустовые площадки) выбирались по трем параметрам.

1. *Срок эксплуатации скважин.* С изменением этого параметра наблюдаются существенные отличия в проявлении негативных последствий. При эксплуатации новой (1–5 лет) скважины породы в наибольшей степени подвержены тепловому влиянию, вероятность образования приустьевых воронок у них выше.

2. *Конструкция скважин.* На исследуемой площади имеются скважины с двух- и трехколонной конструкцией. Тепловое влияние напрямую зависит от толщины цементного камня, теплоизоляционных свойств обсадных колонн и лифтовой трубы.

3. *Температура газа на устье скважины.* Этот параметр также оказывает сильное влияние на степень теплового воздействия на мерзлые породы. Скважины, работающие в более высоком температурном режиме, имеют большую вероятность образования приустьевых воронок.

С учетом вариации этих параметров для визуальных наблюдений были выбраны 7 кустовых площадок Ямбургской площади, на которых размещено от 3 до 10 скважин в пределах одной площадки. Расположение площадок показано на рис. 2. Выбранные площадки характеризуются наиболее высокой температурой на устье скважин, что предопределяет их максимальное воздействие на мерзлые породы.

Площадки разделены на две группы, скважины на которых имеют различные технические и технологические характеристики. К первой группе относятся скважины кустов № 129В и 130В. В пределах кустовой площадки № 129В размещено 9 скважин (в настоящий момент эксплуатируется 6), на площадке № 130В размещено 10 скважин (эксплуатируется 8). Скважины запущены в 1995–1996 гг. Из всех скважин этой группы только три (12901, 13003, 13010) имеют трехколонную конструкцию, все остальные двухколонные (включают кондуктор и эксплуатационную колонну). Во вторую группу входят скважины кустов № 131В, 132В, 133В, 134В, 137В. На всех площад-

ках (кроме последней) размещено по пять скважин, на площадке 137В – три скважины. Конструкция всех скважин является стандартной и содержит три колонны (кондуктор, техническая и эксплуатационная). Сроки эксплуатации скважин и средние годовые температуры на их устьях для обеих групп приведены в табл. 2.

По данным наблюдений, приустьевые воронки образуются, как правило, на одних и тех же кустовых площадках независимо от срока их эксплуатации. По-видимому, это указывает на наличие локальных особенностей в свойствах грунтов в основании этих площадок, способствующих развитию просадок. Установление этих особенностей – одна из задач дальнейших исследований. Приустьевые воронки на скважинах нового фонда (со сроком эксплуатации до 5 лет) образуются ежегодно (рис. 6, б). Как отмечалось выше, это обусловлено значительным тепловым воздействием скважины на окружающие породы в первые несколько лет ее эксплуатации. Диаметр воронок составляет 1,5–2,5 м, глубина 0,5–1,0 м, иногда больше. Например, на рис. 6, г видна воронка вблизи



**Рис. 6. Фотографии нарушений на обследуемых скважинах.**

а – скв. 12909; б – скв. 13703; в – скв. 15413; г – скв. 11802.

скв. 118В. Ее развитие прослеживается за шахтным колодцем под бетонными плитами. Диаметр воронки около 4 м. Иногда они образуются за очень непродолжительный период. Примером может служить приустьевая воронка в зоне действия скв. 15415В (см. рис. 6, в), которая сформировалась за 2–3 недели в период технологического отжига скважины. До отжига скважина находилась в простое. На фотографии виден кратер воронки, дно которой заполнено водой. Диаметр воронки около 1 м, глубина более 1 м.

Среди старого фонда также имеются отдельные скважины, на которых периодически наблюдается данное явление. Это, например, скв. 129В и 130 (см. рис. 6, а). Учитывая, что процесс оттаивания грунтов значительно замедляется спустя 5–6 лет работы скважины, такое поведение грунтов (после 20 лет эксплуатации) остается не вполне понятным (с учетом относительно малых коэффициентов оттаивания мерзлых грунтов по данным параметрических скважин). На остальных скважинах старого фонда образование приустевых воронок не проявляется или проявляется незначительно (в виде небольшого понижения грунта в приустевой зоне в течение продолжительного периода времени).

Наиболее простым и эффективным мероприятием, устраняющим негативные последствия оттаивания, является подсыпка грунта в приустевую воронку, образующуюся в результате просадок. Таким способом обеспечивается боковая опора для ствола скважины на всем участке просевших пород, а также осуществляется вытеснение водосодержащих масс из приустевой зоны скважины, что повышает продольную устойчивость колонны и снижает нагрузки на крепь при обратном промерзании.

На засыпку воронки требуется от 2 до 5 м<sup>3</sup> песка. На Ямбургском месторождении подсыпка песка на кустовых площадках происходит периодически в весенне-летний сезон после схода снежного покрова и прогрева верхнего слоя грунта. Через год они вновь образуются. Однако по прошествии нескольких лет этот процесс, как правило, затухает почти до нуля.

### 3.3. Другие нарушения на кустовых площадках

Заслуживают тщательного рассмотрения иные факты, находящиеся в определенном противоречии с относительно низкими просадочными характеристиками оттаивающих грунтов. Эти факты были отмечены ранее специалистами геологической службы и мерзлотной лаборатории месторождения.

По устным свидетельствам специалистов, на месторождении наблюдались приустевые воронки диаметром около 10 м и глубиной до 4–6 м. Данное явление было отмечено на кустовой пло-

щадке 325В. Приустевая воронка достигла таких размеров, что монтажные плиты для установки станка капитального ремонта скважин и скважинная площадка провалились в образовавшийся кратер. Ситуацию усугубило проявление грифонов в воде, скопившейся на дне воронки. Для устранения аварийного состояния потребовалось значительное количество песка и применение специальной техники для удержания устьевого оборудования в заданном положении. Возможность повторения подобных процессов на новом фонде скважин не может быть исключена полностью.

Нарушения иного характера были зафиксированы инструментально в 2000 г. на двух скважинах куста № 803, расположенного на расстоянии примерно 1 км от точки размещения мерзлотной параметрической скважины 805-М. В период эксплуатации произошла просадка устья одной из этих скважин более чем на 0,5 м. Скважина была остановлена для обследования, которое показало искривление ствола и смятие колонны между отметками 230 и 252 м в интервале залегания мерзлых пород. Аналогичное искривление ствола со смятием колонны между отметками 190 и 250 м и с просадкой устья несколько позднее (но в том же году) было зафиксировано на соседней скважине куста. Авторам достоверно известны еще два аналогичных случая, произошедших на других северных месторождениях (расположение изгиба находится на глубине более 150 м, мерзлые породы относительно слабодыстые и малопросадочные). Отметим также, что осадка направления и кондуктора неоднократно фиксировалась еще в ряде случаев при эксплуатации скважин в мерзлых породах [Стригоцкий, 1991], однако эти деформации связывались с потерей несущей способности башмака колонны или с потерей сцепления цементного камня с окружающими породами. Специальных исследований по выяснению причин таких деформаций не проводилось.

Вместе с тем характер деформаций ствола аварийных скважин очень напоминает картину изгиба стержня при потере им продольной устойчивости под действием внешних нагрузок. Существующие методики расчета скважин на продольную устойчивость [Василевский, 2002; СТО Газпром..., 2005в] предполагают обязательное наличие вертикального участка, свободного от боковой опоры, образовавшегося либо в результате вытаивания пласта льда, либо при просадке оттаявшего сильнольдистого грунта. Однако, как показывают результаты исследования свойств грунтов по параметрической скв. 805-М (см. табл. 1), коэффициент оттаивания в интервале глубин, где произошла деформация колонны, практически равен нулю. В дополнение к этому НТФ «Криос» в своих отчетных материалах к этой скважине отмечает повышенную прочность грунтов в талом со-

стоянии ниже отметки 190 м и близкий к нулю коэффициент оттаивания для грунтов, залегающих ниже этой отметки. Таким образом, формирование оголенных (лишенных боковой опоры) участков ствола скважины на глубинах фактического искривления колонны практически исключено. На данный момент материалы по выяснению причин данного явления в литературе отсутствуют. Ясно, однако, что без установления этих причин дальнейшее продвижение на Север (где сложность инженерно-геокриологических условий будет только нарастать) может быть сильно затруднено.

Целесообразно отметить, что аналогичное явление, связанное с разрушением колонн на значительных глубинах (порядка 500 м), но без просадки устья скважин, неоднократно наблюдалось на ряде нефтяных месторождений Западной Сибири вне зоны распространения мерзлых пород. Факты таких разрушений и их причины достаточно подробно исследованы в работе [Ковтун, 2012] и связываются с появлением боковых нагрузок на крепь в интервале залегания некоторых типов глин, проявляющих способность к пластическому течению при их замачивании. Обводнение пластов глин связано с потерей герметичности ближайших нагнетательных скважин, а разрушение эксплуатационных скважин следует за фронтом обводнения. При этом разрушение имеет характер раскрытия муфтового соединения колонны и не создает достаточных осевых усилий для того, чтобы вызвать осадку устья.

В отличие от ситуации, описанной выше, на ЯГКМ нагнетательные скважины отсутствуют, а деформации и разрушение колонн не привязано к муфтовым соединениям (затрагивает более протяженный участок ствола). Кроме того, процесс деформирования сопровождается возникновением осевых нагрузок, достаточных для смещения устья скважины. На наш взгляд, решение данного вопроса должно базироваться на более полном учете взаимодействия реальной конструкции скважины с оттаивающими грунтами и с учетом фактических свойств последних. В фундаментальной работе С.П. Тимошенко [1955] рассмотрены общие случаи потери устойчивости стержневых систем, в частности имеющих боковую опору, оказывающую сопротивление изгибу стержня, пропорционально его отклонению от вертикали в данной точке. Кроме того, необходимо включить в рассмотрение силы негативного трения (возникающие при оттаивании грунта) как дополнительную осевую нагрузку на колонну, которые могут достигать значительной величины. Применительно к сваям фундамента возникновение дополнительных осевых нагрузок при оттаивании грунтов было экспериментально исследовано в работе [Пчелинцев, 1956], а их расчет для свайных фундаментов нормирован в [СНиП 2.02.04-88..., 1990].

Попытки учесть эти силы при расчете продольной устойчивости скважин, а также шахтных стволов предпринимались неоднократно [Теория..., 1965; Культиков, 1989]. Однако, как показывают вычисления, применительно к сооружениям рассматриваемого типа эти методы приводят к сильно завышенным значениям силы негативного трения.

Способ учета этой нагрузки на основе общих уравнений механики грунтов [Терцаги, 1961] предложен одним из авторов при разработке соответствующей методики расчета [СТО Газпром..., 2005а], но исследование в этом направлении должно быть продолжено. По предварительным оценкам, совместный учет бокового отпора грунта и сил негативного трения в расчетах продольной устойчивости ствола должен дать объяснение описанному выше явлению и предотвратить его возникновение путем применения соответствующих технических мероприятий на этапе проектирования конструкций скважин.

## ВЫВОДЫ

1. Мерзлые грунты ЯГКМ, залегающие ниже отметки 10 м, являются слабодыстными и малопросадочными при оттаивании. Характерное значение коэффициента оттаивания составляет 0,05, мощность просадочной толщи – не более 120 м, суммарная осадка при оттаивании не превышает 7 м. Это позволяет отнести грунты территории к разряду благоприятных для строительства. Конструкции скважин двух- и трехколонные без применения теплоизоляции труб. Такая конструкция применялась практически для всех месторождений, освоение которых происходило в предшествующие годы.

2. По данным инструментальных наблюдений, для скважин, эксплуатирующихся около 20 лет, радиус протаивания лежит в диапазоне от 5 до 10 м. При этом приустьевые провалы наблюдаются главным образом вблизи вновь вводимых скважин со сроком эксплуатации 2–3 года. Это можно объяснить наиболее интенсивным воздействием на мерзлые грунты в первые годы эксплуатации, с течением времени интенсивность воздействия падает. Характерные размеры провалов: диаметр 1–2 м, глубина 1–2 м. Провалы эффективно ликвидируются ежегодной подсыпкой грунта. Процесс воронкообразования, как правило, затухает спустя 3–4 года. Провалов катастрофических размеров (с диаметром воронки порядка 10 м и более), характерных для более ранних этапов освоения северных месторождений (с аналогичными свойствами грунтов), в настоящее время не наблюдается. Осложнений, связанных с обратным промерзанием пород в период простоя скважин, не зафиксировано. Это говорит о значительном прогрессе в технологиях строительства и эксплуатации скважин, достигнутом на данном этапе развития про-

ектных и конструкторских работ. Состояние фонда скважин в целом по месторождению можно признать удовлетворительным.

3. На двух скважинах месторождения зафиксированы изгиб и смятие колонны совместно с просадкой устья, характерные для потери их продольной устойчивости. Изгиб и смятие произошли на значительных глубинах (порядка 200–250 м) в малопресадочных породах без потери боковой опоры. Это явление в разное время фиксировалось и для других северных месторождений. Оно представляет большую опасность, поскольку деформации колонн на таких глубинах, как правило, приводят к их разрушению с последующей ликвидацией скважин. Природа такого вида потери устойчивости на данный момент остается неизученной. В связи с необходимостью дальнейшего продвижения на Север для освоения новых месторождений (где инженерно-геологические условия являются более сложными) это может создать серьезные трудности при строительстве и эксплуатации скважин.

4. Для объяснения этого явления предлагается рассматривать потерю устойчивости колонны с учетом бокового отпора грунта, возникающего при ее искривлении [Тимошенко, 1955], и сил негативного трения, возникающих при оттаивании грунта и создающих дополнительную осевую нагрузку на колонну [Пчелинцев, 1956].

Авторы выражают благодарность начальнику геологического отдела ООО “Газпром добыча Ямбург” А.В. Орлову, начальнику Ямбургской мерзлотной лаборатории А.В. Полякову и ведущему инженеру лаборатории М.С. Лебедеву за предоставленную информацию и интерес к работе.

Работа выполнена при поддержке гранта Президента РФ для ведущих научных школ (НШ-3929.2014.5) и Программы ОНЗ РАН № 12.

## Литература

- Баулин В.В.** Геокриологические условия Западно-Сибирской низменности / В.В. Баулин, Е.Б. Белопухова, Г.И. Дубиков, Л.М. Шмелев. М., Наука, 1967, 214 с.
- Бельмас О.М., Горелик Я.Б., Дзик М.И.** Расчет взаимодействия мерзлых пород с нефтепромысловым оборудованием в приустьевой зоне скважины // Инженерно-геокриологическое обеспечение строительства сооружений. Новосибирск, Наука, 1989, с. 79–88.
- Бруйка В.А.** Инженерный анализ в ANSYS Workbench / В.А. Бруйка, В.Г. Фокин, Е.А. Солдусова, Н.А. Глазунова, И.Е. Адеянова. Самара, Самар. гос. техн. ун-т, 2010, 271 с.
- Быков И.Ю.** Техника экологической защиты Крайнего Севера при строительстве скважин / И.Ю. Быков. Л., Изд-во Ленингр. ун-та, 1991, 238 с.
- Василевский В.В.** Повышение эксплуатационной надежности газовых и нефтяных скважин в многолетнемерзлых породах: Дис. ... канд. техн. наук. М., 2002, 163 с.
- ВНТП 3-85.** Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. М., Миннефтепром, 1985, 110 с.
- Геокриологические условия** Западно-Сибирской газоносной провинции / Под ред. Е.С. Мельникова. Новосибирск, Наука, 1983, 199 с.
- Геокриология СССР.** Западная Сибирь / Под ред. Э.Д. Ершова. М., Недра, 1989, 451 с.
- Горелик Я.Б., Дзик М.И.** Тепловое взаимодействие куста добывающих скважин с вечномерзлыми грунтами // Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и трансп., 1990, № 3, с. 143–152.
- Горелик Я.Б., Шабаров А.Б., Сысоев Ю.С.** Динамика протаивания мерзлых пород в зоне влияния двух скважин // Криосфера Земли, 2008, т. XII, № 1, с. 59–65.
- Дубина М.М.** Теплообмен и механика взаимодействия трубопроводов и скважин с грунтами / М.М. Дубина, Б.А. Красовицкий. Новосибирск, Наука, 1983, 136 с.
- Ермилов О.М.** Сооружение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера / О.М. Ермилов, Б.В. Дегтярев, А.Р. Курчиков. Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2003, 222 с.
- Ковтун А.А.** Прогнозирование интервалов разрушения эксплуатационной колонны в условиях пластичных глин Люлинворской, Чеганской и Талицкой свит по комплексу геофизических методов: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. М., 2012, 24 с.
- Кульчиков А.М.** Оценки нагрузок на колонну при оттаивании пород вокруг одиночной скважины и в кусте // Инженерно-геокриологическое обеспечение строительства сооружений. Новосибирск, Наука, 1989, с. 88–96.
- Кутасов И.М.** Термическая характеристика скважин в районах многолетнемерзлых пород / И.М. Кутасов. М., Недра, 1976, 212 с.
- Медведский Р.И.** Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномерзлых породах / Р.И. Медведский. М., Недра, 1987, 232 с.
- НД 00158758-284.** ОАО Газпром, 2003. Регламент по производству опережающего параметрического бурения на площадках добывающих скважин в зоне распространения многолетнемерзлых пород и технологии исследования керна. М., 2003, 23 с.
- Орешкин Д.В.** Проблемы теплоизоляционных тампонажных материалов для условий многолетних мерзлых пород / Д.В. Орешкин, А.А. Фролов, В.В. Ипполитов. М., Недра, 2004, 235 с.
- ПБ 08-624-03.** Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. М., Госгортехнадзор РФ, 2003, 168 с.
- ПШБО 116-85.** Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. М., Миннефтепром, 1985, 97 с.
- Полозков А.В., Гноевых А.Н., Рудницкий А.В., Рябконов А.В.** Продольная устойчивость конструкций скважин в зоне распространения многолетнемерзлых пород месторождений Крайнего Севера // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М., ОАО “ВНИИОЭНГ”, 1996, № 10–11, с. 29–34.
- Пчелинцев А.М.** О касательных напряжениях по боковой поверхности фундамента, обусловленных процессом оттаивания грунта // Материалы к основам учения о мерзлых зонах земной коры. М., Изд-во АН СССР, 1956, вып. 3, с. 163–166.

- Ремизов В.В.** Надымгазпром: Геотехномониторинг в криолитозоне / В.В. Ремизов, В.И. Кононов, А.И. Березняков и др. М., ИРЦ Газпром, 2001, 149 с.
- Седов В.Т.** Теплообмен при бурении мерзлых пород / В.Т. Седов. Л., Недра, 1990, 128 с.
- СНиП 2.02.04-88.** Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. М., Госстройиздат, 1990, 54 с.
- СТО Газпром 15-2005.** Методика прогноза параметров области протаивания и зоны просадок пород в приустьевой зоне добывающих скважин. М., 2005а, 31 с.
- СТО Газпром РД 2.1-142-2005.** Методика расчета допустимых значений параметров конструкций скважин, температурного режима их эксплуатации, технических решений по обеспечению устойчивости и целостности устья и обсадных колонн. М., 2005б, 29 с.
- СТО Газпром 16-2005.** Регламент по проектированию крепи добывающих скважин и их конструкций с учетом свойств мерзлых пород. М., 2005в, 45 с.
- СТО Газпром 2-3.1-072-2006.** Регламент на проведение геотехнического мониторинга объектов газового комплекса в криолитозоне. М., 2006, 46 с.
- Стригоцкий С.В.** Основы управления качеством строительства скважин в многолетнемерзлых породах / С.В. Стригоцкий. М., ВНИИОЭНГ, 1991, 180 с.
- Теория** и практика мерзлотоведения в строительстве / Под ред. Л.А. Братцева, В.Ф. Жукова. М., Наука, 1965, 188 с.
- Терцаги К.** Теория механики грунтов / К. Терцаги. М., Госстройиздат, 1961, 508 с.
- Тимошенко С.П.** Устойчивость упругих систем / С.П. Тимошенко. М.; Л., Гостехтеоретиздат, 1955, 275 с.
- Цытович Н.А.** Механика мерзлых грунтов / Н.А. Цытович. М., Высш. шк., 1973, 447 с.

*Поступила в редакцию  
31 марта 2014 г.*