

УДК [504.5:622.276](470.1/2)

ГУБАЙДУЛЛИН Марсель Галиуллович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой транспорта, хранения нефти, газа и нефтегазопромыслового оборудования института нефти и газа, заместитель директора по научной работе института нефти и газа Северного (Арктического) федерального университета имени М.В. Ломоносова. Автор 260 научных публикаций, в т. ч. 9 монографий и 5 учебных пособий

МАКАРСКИЙ Николай Антонович, кандидат геолого-минералогических наук, начальник отдела по охране труда и окружающей среды ООО «Компания Полярное Сияние». Автор 16 научных публикаций

ЯНГИРОВ Ильнар Вазихович, аспирант кафедры транспорта, хранения нефти, газа и нефтегазопромыслового оборудования института нефти и газа Северного (Арктического) федерального университета имени М.В. Ломоносова. Автор 5 научных публикаций

ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕРМИЧЕСКОГО РЕЖИМА МЕРЗЛЫХ ПОРОД, НАХОДЯЩИХСЯ ПОД ТЕПЛОВЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Наличие многолетнемерзлых пород является одним из основных факторов, определяющих устойчивость верхней части геологической среды к техногенному воздействию при освоении нефтяных месторождений Европейского Севера России. Показано, что исследование температурного режима позволяет получить достоверные характеристики теплообмена мерзлых и сезонно-промерзающих грунтов. Его результаты способствуют обоснованию методов защиты мерзлых пород при эксплуатации производственных сооружений, являющихся источниками теплового воздействия.

В результате многолетних исследований установлено, что отсыпки грунтовых площадок нефтедобывающей инфраструктуры должны быть не менее глубины распространения сезонно-талого слоя в 2,0–2,5 м, а свайные основания следует заглублять до глубины залегания яруса годового теплооборота. Поскольку пластовая вода при обратной ее закачке через нагнетательные скважины оказывает наибольший растепляющий эффект на породы в околоскважинном пространстве, то такие скважины целесообразно размещать на одиночных площадках в различных частях месторождения или так, чтобы расстояние между их устьями составляло величину, большую двух радиусов максимальной оттайки. Для создания теплоизолирующей оболочки вокруг водонагнетательных скважин в их конструкции рекомендуется использовать дополнительную обсадную трубу с большим диаметром до подошвы слоя многолетнемерзлых пород.

В связи с тем, что при бурении скважин образуется значительное количество отходов, то их предлагается размещать в гидроизолированных шламонакопителях, оборудованных специальными температурными скважинами, позволяющими вести наблюдения за термическим состоянием бурового шлама. Такие шламонакопители обеспечивают надежное хранение отходов круглогодично в мерзлом состоянии и позволяют исключить их отрицательное влияние на близлежащие слои горных пород.

Ключевые слова: многолетнемерзлые породы, нефтедобывающая инфраструктура, тепловое воздействие, температурные скважины, буровые отходы, шламонакопители.

В условиях распространения многолетнемерзлых пород (ММП) нарушение их термического режима может вызвать проседания производственных сооружений, деформации и напряжения в конструкциях зданий и объектов нефтегазовых промыслов [1–3]. Рассмотрим характер теплового воздействия на верхнюю часть ММП на примере ряда объектов по добыче нефти на севере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

В качестве объекта исследований выбран Ардалинский нефтегазовый промысел (АНГП), в состав которого входят Ардалинское, Ошкотыгское, Восточно-Колвинское и Дюсушевское нефтяные месторождения (рис. 1).

Верхняя часть разреза сложена в основном современными и четвертичными отложениями – песками и глинами общей мощностью 200–400 м. Большая часть территории (около 51 %) покрыта современными аллювиальными

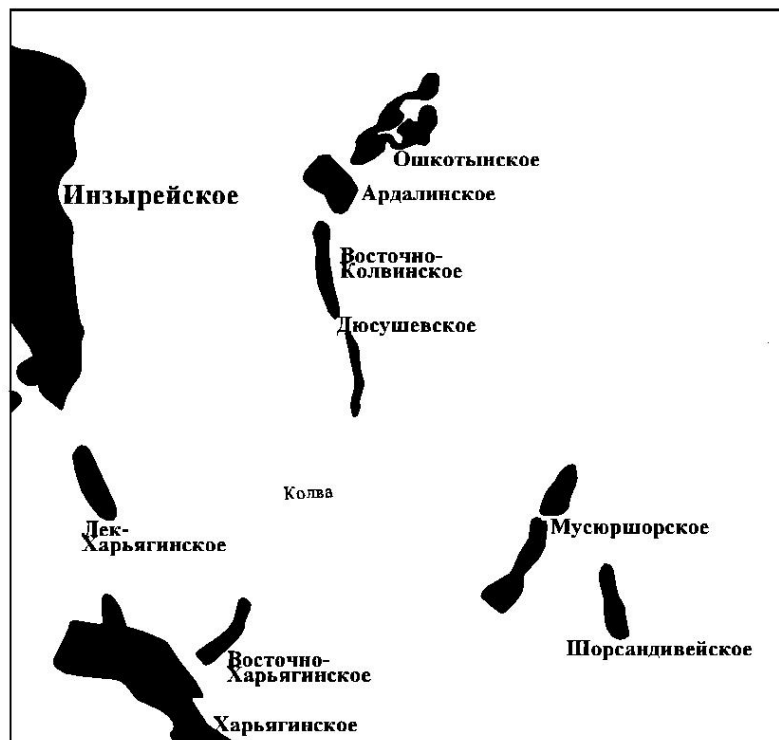


Рис. 1. Обзорная карта района исследований

и торфяными отложениями. Толщина торфа варьирует обычно от нескольких сантиметров до 2–3 м, в отдельных случаях – до 4–5 м.

Мощность многолетней мерзлоты на территории месторождений Ардалинского нефтегазопромысла составляет 300–350 м. Благодаря изолирующим свойствам торфа температура в течение года с глубиной меняется незначительно. Верхняя граница слоя с постоянной температурой находится на глубине 8–10 м в минеральных породах, в торфах она уменьшается. Глубина сезонно-талого слоя (СТС) увеличивается в почвах и грунтах с грубым механическим составом – она максимальна в песке и гравии, значительно меньше в суглинках и глине и минимальна в торфе. В районе АНГП толщина активного слоя варьирует от 0,4 до 2,8 м.

Месторождения Ардалинской группы разрабатывались начиная с 1994 года поэтапно, и вследствие этого принципы их обустройства отличаются. Все производственные объекты на самом Ардалинском месторождении (кустовые площадки эксплуатационных скважин «А», «В» и «С», центральный пункт сбора нефти – ЦПС) расположены на грунтовых площадках и соединены между собой внутрипромысловыми насыпными дорогами круглогодичного действия. Это позволяет защитить поверхность ММП от механического и теплового воздействия, вызванного интенсивным движением автотранспорта, техногенной и антропогенной деятельностью. Размещение зданий и объектов нефтедобычи целесообразно производить на свайных основаниях для изоляции верхнего слоя ММП от теплового воздействия и повышения эффективности визуальных наблюдений за сооружениями в процессе их эксплуатации.

Производственные объекты нефтедобычи на Ошкотынском, Восточно-Колвинском и Дюсушевском нефтяных месторождениях, являющихся спутниковыми по отношению к Ардалинскому, расположены на свайных основаниях над поверхностью тундры, и насыпные площадки и дороги на этих месторождениях отсутствуют.

Сохранение исходного состояния толщи ММП является условием безаварийной эксплуатации нефтедобывающих сооружений комплекса. Для мониторинга температурного режима ММП под производственными сооружениями, поднятыми на свайных основаниях над поверхностью насыпных площадок, используется сеть из 30 неглубоких (до 30 м) наблюдательных скважин, оборудованных температурными датчиками и размещенных на объектах АНГП различного функционального назначения. Такие температурные скважины расположены под производственными модулями, платформой с емкостным парком, факельной системой, на отсыпанных площадках ЦПС (10 скважин). Ими также обустроена кустовая площадка «А» АНГП (для мониторинга изменений температуры подстилающих насыпную площадку ММП под воздействием тепловой энергией добываемой нефти). Для аналогичных целей используется третья группа скважин, размещенных на площадке «В», где производятся закачки отделяемой от нефти пластовой воды через 4 водонагнетательные скважины. Четвертая группа скважин расположена под объектами нефтедобычи на спутниковых месторождениях Ардалинского нефтегазопромысла, производственные сооружения на которых расположены на свайных основаниях непосредственно над поверхностью ММП.

В ходе наблюдений за состоянием компонент верхней части геологической среды и природных сред-индикаторов ее состояния в период с 1995 по 2005 год производилось накопление результатов измерений, аналитических исследований проб, образцов и формирование баз данных. На их основании в 2006 году программа мониторинга была пересмотрена: замеры температуры ММП на грунтовых насыпных площадках были переведены в режим ежеквартальных и стали проводиться в 3 раза реже, а наблюдения и отбор проб флоры и фауны начали осуществляться с частотой 1 раз в 2 года.

В качестве сенсоров используются либо датчики сопротивления (резисторы), показания

которых зависят от температуры вмещающих пород, либо датчики температуры. В каждую скважину опущена гирлянда датчиков, показания которых снимаются с помощью прибора, подключаемого в основание гирлянды на поверхности. Полученная величина сопротивления затем пересчитывается в температурные данные.

Проводимые на протяжении длительного ряда лет наблюдения в температурных скважинах показывают отсутствие растепляющего влияния производственных сооружений и объектов нефтедобычи на поверхность насыпных грунтовых площадок и ММП (*рис. 2а*). На графике изменений температуры в термометрической скважине Д-33, расположенной под емкостным парком на ЦПС АНГП, видно, что начиная с глубины 3,0 м толща ММП находится круглогодично в мерзлом состоянии. В этом интервале ежегодно с февраля начинается повышение температуры верхнего слоя отсыпки, пик которого наступает в августе, после чего наступают процессы промерзания, достигающие максимума в феврале. Помимо этого вследствие развития мерзлотных процессов в толще насыпных площадок произошло новообразование мерзлоты и поднятие кровли ММП практически до подошвы грунта отсыпки [4].

Если деятельность по добыче нефти не оказывает существенного негативного влияния на многолетнемерзлые породы, то закачка значительных объемов пластовой воды приводит к повышению температуры верхней части ММП вследствие постоянного во времени теплового воздействия масс горячей воды на толщу ММП. Как следует из показаний датчиков, в температурной скважине В-71, расположенной на расстоянии 4,5 м от одной из 4 водонагнетательных скважин на кустовой площадке «В», температура ММП возрастает с глубиной и достигает максимального значения $+38^{\circ}\text{C}$ на глубине 27 м от поверхности (*рис. 2б*).

В то же время на расстоянии 9 м от ствола этой водонагнетательной скважины температура на том же горизонте составляет $+4^{\circ}\text{C}$, что

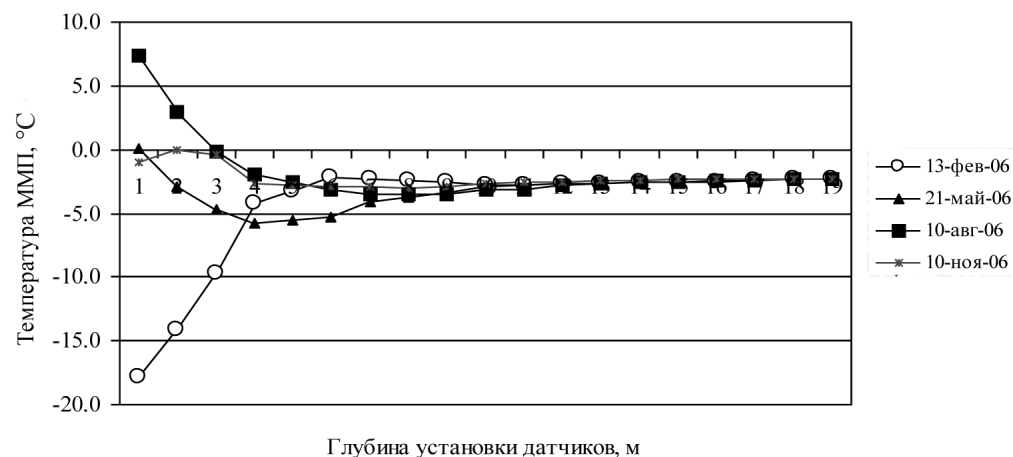
говорит об уменьшении теплового влияния по мере удаления от источника тепла. После прекращения теплового воздействия вследствие выработки месторождения возможно восстановление температурного режима ММП до исходного состояния [3].

Многолетние замеры показаний датчиков в температурных мониторинговых скважинах на спутниковых месторождениях АНГП, обустроенных без отсыпных грунтовых площадок, показывают, что отсутствие насыпных сооружений способствует сохранению естественного температурного режима ММП и негативного влияния объектов нефтедобычи на температурный режим верхней толщи ММП не происходит. Оттаивание верхнего слоя ММП начинается в июне и достигает максимальной величины в июле, после чего происходит понижение температуры грунтов, и в феврале наступает максимальное промерзание верхних слоев почвы.

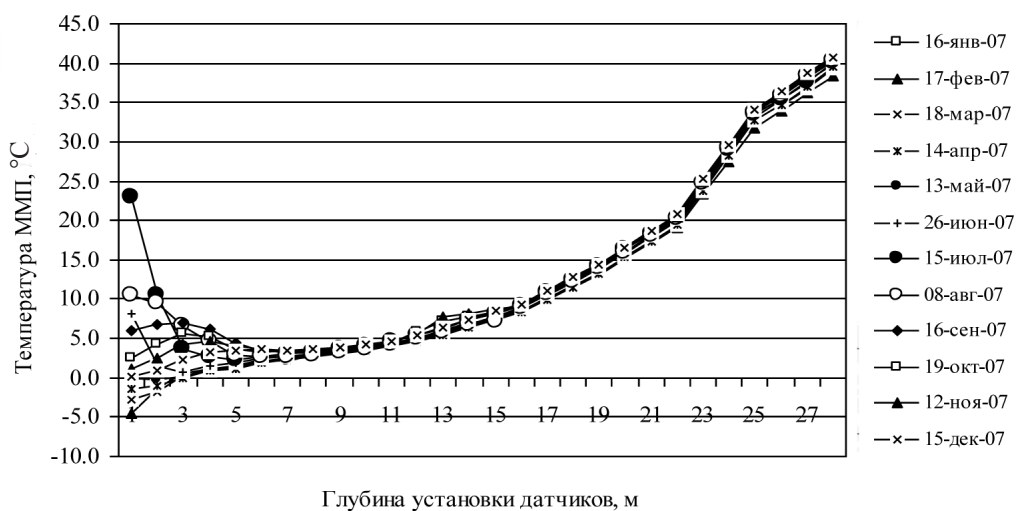
На основании выполненных наблюдений для исключения процессов оттайки при строительстве водонагнетательных скважин целевого назначения рекомендуется производить посадку обсадной трубы диаметром 28" (700 мм) на всю толщину залегания ММП, как это показано на *рис. 3* (см. с. 18).

Другим приемом минимизации негативного влияния этого процесса на верхнюю часть геологической среды может быть размещение водонагнетательных скважин в различных частях месторождений (на различных кустовых или одиночных площадках) с целью придания тепловому воздействию закачиваемой попутной воды точечного характера.

При утилизации образующихся отходов бурения необходимо применять способы, исключая влияние этих отходов на верхнюю часть геологической среды. С учетом отдаленности расположенных на Крайнем Севере нефтепромыслов от промышленных узлов и слабое развитие или полное отсутствие производственной инфраструктуры предложен экономически целесообразный и экологически безопасный способ нейтрализации отхо-



а



б

Рис. 2. Изменение температур ММП: *а* – в наблюдательных скважинах на насыпной площадке ЦПС (скважина Д-33), *б* – на площадке В (скважина В-71)

дов бурения путем их захоронения в толще ММП, в районе нефтегазодобычи. Отсутствие негативного воздействия захороненных буровых отходов на верхнюю часть геологической среды обеспечивается размещением отходов в

накопителях размерами 75,0×15,0 м и глубиной до 4,0 м каждый, обустроенных в толще ММП и гидроизолированных непроницаемой пленкой толщиной не менее 2 мм, уложенной одним куском. Объем каждого стандартного

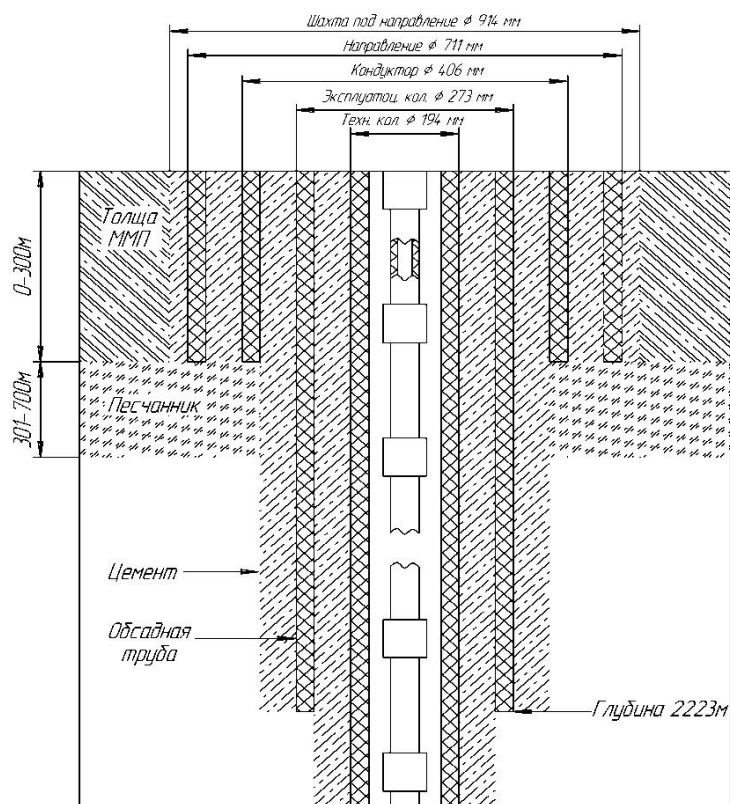


Рис. 3. Предлагаемая конструкция верхней части трубных колонн водонагнетательной скважины для исключения оттайки ММП при закачке воды

накопителя составляет 2,7–3,0 тыс. м³. Этого достаточно для захоронения в нем отходов, образовавшихся при бурении двух скважин глубиной 3300–3500 м. Расстояние между стенками соседних накопителей – 10–15 м. Это исключает взаимное тепловое влияние на многолетнемерзлые породы отходов бурения, захороненных в двух соседних накопителях, на начальном этапе их промерзания. Наличие двух взаимодополняющих факторов – обустройства накопителей в верхней части ММП и использования гидроизолирующей пленки – является достаточным условием, позволяющим хранить буровые отходы в рекультивированных (засыпанных грунтом) накопителях в течение практически неограниченного време-

ни. По истечении года захороненные буровые отходы принимают температуру вмещающих многолетнемерзлых пород и впоследствии не оказывают негативного влияния на толщу вмещающих пород и состояние других компонент верхней части геологической среды, что подтверждается результатами длительного мониторинга захороненных отходов [4]. Для этого была создана сеть наблюдательных температурных и гидрогеологических скважин. Целью заложения мониторинговых скважин первого типа является организация наблюдений за температурным режимом захороненных отходов и вмещающих ММП. Четыре скважины («рабочие») располагаются в центральной части куполов рекультивированных

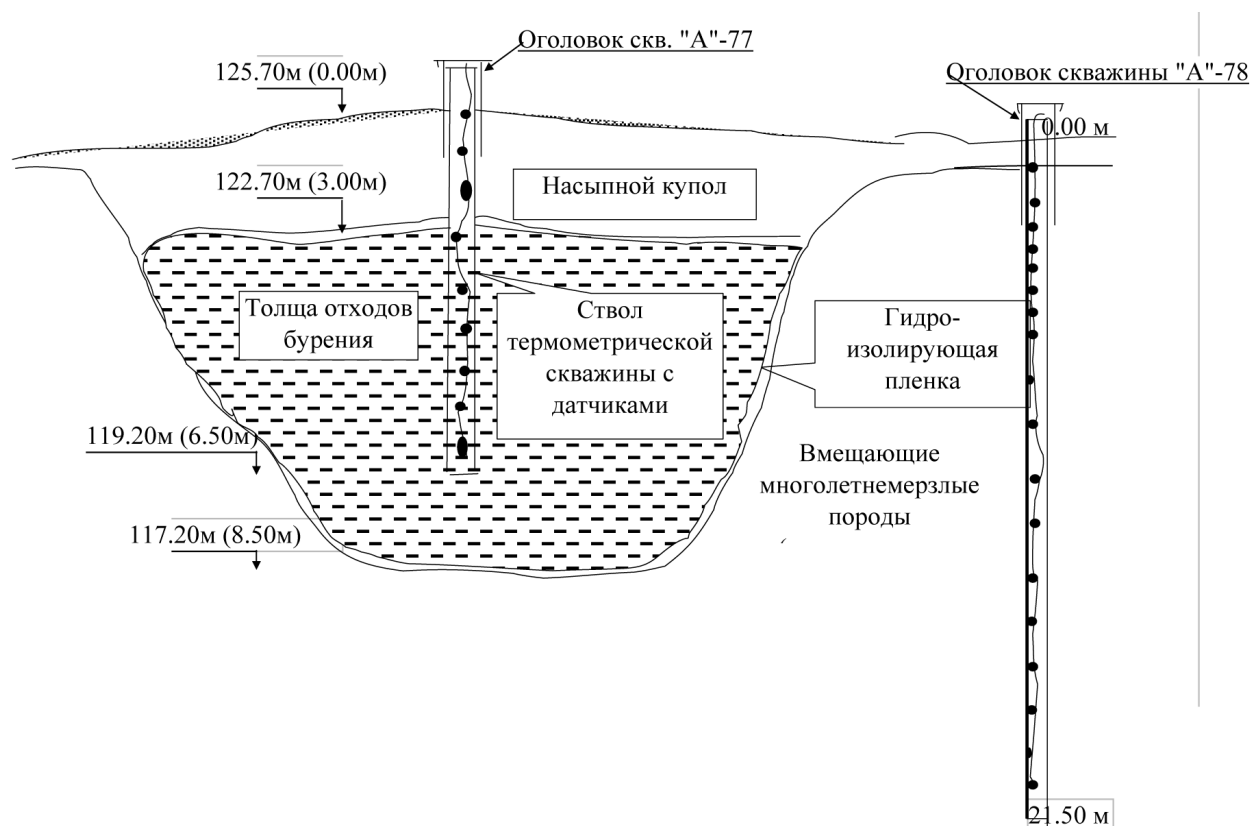


Рис. 4. Схема обустройства рекультивированного накопителя буровых отходов наблюдательными мониторинговыми скважинами

накопителей, 3 скважины расположены на расстоянии 3-5 м от уреза стенки накопителя («фоновые»). Гидрогеологические скважины предназначены для мониторинга неглубоких водоносных горизонтов, приуроченных к таликовым зонам ложбин стока и тундровых ручьев, протекающих в непосредственной близости от накопителей полигона захоронения. Сеть неглубоких мониторинговых гидрогеологических скважин состоит из трех скважин глубиной 2,5 м, расположенных на расстоянии 5, 10 и 15 м от рекультивированных накопителей, и одной скважины глубиной 10,5 м, расположенной на расстоянии 15–20 м от уреза стенки рекультивированного накопителя (рис. 4).

Для получения результатов наблюдений осуществляется ежемесячный режим замеров показаний датчиков в наблюдательных и фоновых температурных скважинах. Анализ замеров, проводимых на протяжении более 15 лет, подтверждает круглогодичное нахождение захороненных отходов бурения в интервале температур со значениями ниже $-0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ и отсутствие повышения температуры боковых стенок шламохранилищ. Это доказывает мерзлое состояние захороненных буровых отходов и отсутствие их влияния на температуру вмещающих ММП. Проводимый в летне-осенний период отбор и анализ проб неглубоких подземных вод из мониторинговых гидрогеологических скважин подтверждает

стабильность состава неглубоких подземных вод, доказывает надежную гидроизоляцию захороненных отходов бурения и отсутствие их негативного влияния на компоненты верхней части геологической среды [5].

Основные выводы сводятся к следующему.

1. При проектировании нефтедобывающей инфраструктуры толщина отсыпки грунтовых площадок должна быть не менее мощности сезонно-талого слоя, т. е. 2,0–2,5 м. С целью исключения условий для наложения эффектов растепления рекомендуется размещать нагнетательные скважины на одиночных площадках в различных частях месторождения. При размещении нагнетательных скважин на кустовых площадках расстояние между устьями скважин должно составлять величину большую двух радиусов оттайки с учетом планируемых объемов закачки.

2. Для перекрытия толщи ММП в конструкции водонагнетательных скважин рекомендуется использовать дополнительную обсадную трубу с большим диаметром до подошвы слоя ММП. Параллельное перекрытие толщи ММП обсадными трубами диаметром 16" (400 мм) и 28" (700 мм) и использование для их крепления

цемента арктических марок с теплоизолирующими свойствами позволят создать теплоизолирующую оболочку вокруг нагнетательной скважины и исключить условия для распространения оттайки. При добыче флюида рекомендуется минимальное расстояние между нефтедобывающими скважинами на кустовых насыпных площадках не менее 18,0 м.

3. Рассмотренный способ размещения отходов бурения в гидроизолированных с наблюдательными температурными скважинами шламонакопителях, расположенных в толще ММП, позволяет осуществлять надежное захоронение этих отходов круглогодично в мерзлом состоянии без негативного влияния на приповерхностные слои геологического разреза.

4. Результаты мониторинга компонент верхней части геологической среды в достаточной степени позволяют обосновать комплекс мероприятий, направленных на снижение риска возникновения аварийных ситуаций с отрицательными экологическими последствиями при добыче нефти на территории европейской части Крайнего Севера России, а также в районах с аналогичными природно-климатическими условиями.

Список литературы

1. Губайдуллин М.Г., Калашиников А.В., Макаровский Н.А. Оценка и прогнозирование экологического состояния геологической среды при освоении севера Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Архангельск, 2008. 268 с.
2. Мельников Е.С., Грешищев С.Е. Вечная мерзлота и освоение нефтегазоносных районов. М., 2002. 402 с.
3. Пиковский Ю.И. Природные и техногенные потоки углеводородов в окружающей среде. М., 1993. 208 с.
4. Винокуров Р.С., Макаровский Н.А. Анализ результатов наблюдений за термическим состоянием грунтов на производственной площадке Ардалинского нефтепромысла // Вестн. Арханг. гос. техн. ун-та. Сер.: Приклад. геоэкология. 2009. Вып. 79. С. 81–87.
5. Макаровский Н.А., Губайдуллин М.Г. Опыт утилизации отходов производства и бурового шлама на Ардалинском нефтепромысле // Защита окр. среды в нефтегаз. комплексе. 2009. № 7. С. 23–29.

References

1. Gubaydullin M.G., Kalashnikov A.V., Makarskiy N.A. *Otsenka i prognozirovanie ekologicheskogo sostoyaniya geologicheskoy sredy pri osvoenii severa Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii* [Estimation and Forecasting of the Ecological State of the Geological Environment at the Development of the North of the Timan-Pechora Province]. Arkhangelsk, 2008. 268 p.
2. Mel'nikov E.S., Grechishchev S.E. *Vechnaya merzlota i osvoenie neftegazonosnykh rayonov* [Permafrost and Development of Petroleum Provinces]. Moscow, 2002. 402 p.

3. Pikovskiy Yu.I. *Prirodnye i tekhnogennye potoki uglevodorodov v okruzhayushchey srede* [Natural and Man-Made Streams of Hydrocarbons in the Environment]. Moscow, 1993. 208 p.

4. Vinokurov R.S., Makarskiy N.A. Analiz rezul'tatov nablyudeniya za termicheskim sostoyaniem gruntov na proizvodstvennoy ploshchadke Ardalinskogo neftepromysla [Analysis of the Observation Results of the Soils Thermal State in the Facilities of Ardalinsk Oilfield]. *Vestnik Arkhangel'skogo Gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Ser: Prikladnaya geokologiya*, 2009, no. 79, pp. 81–87.

5. Makarskiy N.A., Gubaydullin M.G. Opyt utilizatsii otkhodov proizvodstva i burovogo shlama na Ardalinskom neftepromysle [Experience of Waste Disposal and Formation Cuttings on Ardalinsk Oilfield]. *Zashchita okruzhayushchey sredy v neftegazovom komplekse*, 2009, no. 7, pp. 23–29.

Gubaydullin Marsel' Galiullovich

Institute of Oil and Gas, Northern (Arctic)

Federal University named after M.V. Lomonosov (Arkhangelsk, Russia)

Makarskiy Nikolay Antonovich

Polar Lights LLC (Arkhangelsk, Russia)

Yangirov Il'nar Vazikhovich

Institute of Oil and Gas, Northern (Arctic)

Federal University named after M.V. Lomonosov (Arkhangelsk, Russia)

RESEARCH OF THE THERMAL REGIME OF FROZEN ROCKS UNDER THE HEAT EFFECT OF THE OIL INFRASTRUCTURE

The presence of perennially frozen rocks is one of the main factors determining the stability of the upper part of the geological environment to the human impact during the development of oil-fields of the European North of Russia. It is shown that the thermal regime study gives the accurate heat change characteristics in the permafrost and seasonally frozen soils. Its results contribute the methods justification of protection of frozen rocks in the maintenance of production facilities that are the heat effect sources.

The results of the long-term observations show that the ground site fillings of the oil infrastructure should be at thickness no less than a seasonal thawed depth of 2.0–2.5 m, and a depth of pile foundations penetration should be equal to the depth of an annual thermal economy layer. In order to avoid the effect of thawing on the rocks in the borehole environment, it is recommended to place the injection wells on single sites in different parts of the field or at a distance between the well mouths not more than two radii of maximum defrost. To create a thermal-protection envelope around the water-injection wells, it is recommended to use in their design an additional casing pipe with a larger diameter to the base surface of perennially frozen rocks. Due to the fact that during the well drilling a significant amount of waste is generated, they are encouraged to be placed in a moisture-proof sludge tank equipped with special thermal wells, enabling to monitor the thermal state of the formation cuttings. Such sludge tanks provide the solid waste storage year-round in a frozen state, and prevent their negative impact on the surrounding rocks layers.

Keywords: *perennially frozen rocks, oil infrastructure, heat effect, thermal wells, drill cuttings, sludge tanks.*

Контактная информация:

Губайдуллин Марсель Галиуллович

адрес: 163002, г. Архангельск, наб. Северной Двины, д. 17;

e-mail: m.gubaidulin@narfu.ru

Макаровский Николай Антонович

адрес: 163061, г. Архангельск, ул. Поморская, д. 2/68;

e-mail: Nickolai.A.Makarsky@plc-oil.ru

Янгиров Ильнар Вазихович

адрес: 163002, г. Архангельск, наб. Северной Двины, д. 17;

e-mail: m.gubaidulin@narfu.ru