



## ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Научная статья

УДК 550.822.7

EDN: CGZXIF

DOI: 10.21285/2686-9993-2024-47-3-302-315

**Анализ особенностей строительства эксплуатационных скважин  
в условиях многолетнемерзлых пород**В.И. Зайцев<sup>a✉</sup>, А.В. Карпиков<sup>b</sup><sup>a,b</sup>*Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия*

**Резюме.** Цель данного исследования заключалась в представлении результатов анализа особенностей строительства и эксплуатации скважин на нефть и газ в условиях многолетнемерзлых пород. При рассмотрении соответствующих данной теме материалов применялся метод сравнительного анализа. Объектом исследований являлись технологии и оборудование, применяемые для качественного и быстрого строительства глубоких скважин в условиях многолетнемерзлых пород. В результате происходят осложнения и аварии в виде обрушения стенок скважины, наличия каверн, прихватов, смятия обсадных колонн и просадки устьевого оборудования. Замечено, что наиболее неустойчивые породы в разрезах многолетнемерзлых пород находятся в интервале 0–200 м. Проведен анализ влияния температуры на интенсивность теплового взаимодействия в системе «промывочный агент – устье скважины – бурильная (эксплуатационная) колонна». Установлено, что основным способом предотвращения осложнений при бурении многолетнемерзлых пород является сохранение отрицательной температуры стенок скважины. Рассмотрено применение термоизолирующих обсадных труб для формирования направляющей колонны скважины. Отмечено, что в качестве основного способа при бурении криолитозоны целесообразно использовать роторный способ, а бурение под шахтовое направление осуществлять с помощью шнека без применения промывки. Установлено, что в бурении при использовании буровых растворов приходится решать проблему предупреждения замерзания раствора при длительном прекращении промывки. Учитывая, что зона многолетнемерзлых пород, как правило, состоит из рыхлых, неустойчивых пород, большое значение имеет продолжительность бурения под кондуктор, которая должна быть не более трех суток. За это время при применении качественного глинистого раствора с температурой от 0,5 до 2,5 °С осложнений почти не бывает. Исследована реальная возможность использовать в качестве очистного агента буровой раствор с отрицательной температурой, а также его же с положительной температурой, но с применением дополнительных специальных технологий. Признано, что применение буровых растворов с отрицательной температурой неэкономично. Установлено, что для предупреждения растепления многолетнемерзлых пород недостаточно только предварительного охлаждения циркулирующего раствора, необходимо также при проектировании режима бурения выбирать повышенные значения частоты вращения и осевой нагрузки на забой при одновременном изменении количества подаваемой в скважину жидкости. Рассмотрены варианты реализации технологии бурения буровых растворов с увеличением его степени минерализации. Отмечено, что если степень минерализации буровых растворов и поровой воды многолетнемерзлых пород одинакова, то система «скважина – порода» будет находиться в изотоническом равновесии.

**Ключевые слова:** многолетнемерзлые породы, бурение, буровой раствор

**Для цитирования:** Зайцев В.И., Карпиков А.В. Анализ особенностей строительства эксплуатационных скважин в условиях многолетнемерзлых пород // Науки о Земле и недропользование. 2024. Т. 47. № 3. С. 302–315. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-3-302-315>. EDN: CGZXIF.

## TECHNOLOGY AND EQUIPMENT OF GEOLOGICAL EXPLORATION

Original article

**Analysis of production well construction features  
in permafrost conditions**Vitaly I. Zaitsev<sup>a✉</sup>, Alexander V. Karpikov<sup>b</sup><sup>a,b</sup>*Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia*

**Abstract.** The purpose of the research is to present the analysis results of construction and operation features of oil and gas wells in permafrost conditions. Considering the materials relevant to this topic, the method of comparative analysis is

© Зайцев В.И., Карпиков А.В., 2024



applied. The object of the research is technologies and equipment used for high-quality and fast construction of deep wells in permafrost conditions. As a result, complications and accidents occur due to the collapse of well walls, occurrence of caverns, stuck pipes, casing deformation and subsidence of wellhead equipment. It is noticed that the most unstable rocks in permafrost sections are located in the range of 0–200 m. The effect of temperature on thermal interaction intensity in the “flushing agent – wellhead – drill (production) string” system is analyzed. It is found out that maintaining negative temperature of well walls is the main way to prevent complications while drilling in permafrost. The use of thermally insulating casing pipes to form a well conductor string is considered. The rotary method is specified as the main drilling method in the cryolithozone while auger without flushing is relevant for drilling for shaft direction. It is determined that drilling with the use of drilling fluids has to solve the problem of solution freezing prevention when flushing has been stopped continuously. Taking into account that the permafrost zone, as a rule, consists of loose, unstable rocks, the great importance is given to the duration of drilling under the conductor, which should last not more than 3 days. During this time, almost no complications occur when using high-quality clay mud with the temperature in the range from 0.5 to 2.5 °C. The real possibility of using a drilling fluid with a negative temperature as a cleaning agent, as well as the same with a positive temperature, but with the use of additional special technologies, is investigated. The use of drilling fluids with a negative temperature is recognized to be not economical. It is specified that prevention of permafrost rock thawing requires not only pre-cooling of the circulating solution but also selection of increased values of the rotation frequency and axial load on the bottomhole with a simultaneous change in the amount of fluid supplied to the well when designing the drilling mode. Consideration is given to the implementation options of the drilling technology based on increasing mineralization degree of drilling fluids. A conclusion is drawn that “well – rock” system is in isotonic equilibrium if the mineralization degree of drilling fluids and pore water of permafrost rocks is the same.

**Keywords:** permafrost, drilling, drilling mud

**For citation:** Zaitsev V.I., Karpikov A.V. Analysis of production well construction features in permafrost conditions. *Earth sciences and subsoil use*. 2024;47(3):302-315. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-3-302-315>. EDN: CGZXIF.

## Введение

Многолетнемерзлые породы (ММП) занимают более 60 % территории России. Суровый климат и широкое распространение многолетней мерзлоты налагают особые требования к строительству и эксплуатации скважин. Мощность мерзлых пород на севере может достигать более одного километра. В летний период мерзлые породы оттаивают на 0,5+2 м. Мерзлые породы создают большие трудности для строительства скважин. Особенно степень осложнения зависит от таких условий строительства скважины, как категория распространения (сплошное, прерывистое и др.), вида крипогенной структуры (массивная, слоистая и др.), степени льдистости и температуры горных пород. Вопрос льдистости изучен меньше всего. В составе ММП может находиться незамерзающая вода с различной степенью минерализации. Количество этой воды зависит от температуры, вещественного состава и солености. На сегодняшний день в процессе строительства нефтяных и газовых скважин, в частности на этапе бурения горных пород, существует множество факторов, способных привести к осложнениям и даже к тяжелым авариям. Одним из таких факторов является наличие сцементированных льдом горных пород в верхних интервалах бурения, которые не оттаивают на протяжении долгих лет, иначе говоря, существуют многолетнемерзлые горные породы. Во время бурения данных интервалов возможно их растепле-

ние, что приводит к нежелательным осложнениям, таким как:

- интенсивное кавернообразование в интервалах залегания ММП, осыпи, обвалы, прихваты, слом инструмента, размыв и провал фундамента буровой установки;
- протаивание, размыв ММП за направлением, кондуктором, проникновение бурового раствора (БР) в затрубное пространство, потеря циркуляции в стволе, грифонообразование;
- проблемы спуска обсадных колонн до проектной глубины, недоподъем цемента, разгерметизация их, а также возможное смятие в случае обратного промерзания;
- выдавливание и возможные выбросы БР, воды, газа из-за наличия зажатых между мерзлых вод пропластков гидратов.

Основным способом предотвращения осложнений при бурении в ММП является сохранение отрицательной температуры стенок скважины. Для этой цели применяются различные буровые промывочные агенты: начиная от охлажденного воздуха и устойчивой пены и заканчивая БР на водной или другой основе. Если БР будет иметь повышенную по сравнению с поровой водой концентрацию какой-нибудь растворенной соли, то на границе лед – жидкость начнутся фазовые превращения, связанные с понижением температуры плавления льда, что приведет к потере устойчивости стенок скважин. Так как устойчивость стенки скважины зависит в основном от льда



как цементирующего породу вещества, то в этих условиях устойчивость ММП, слагающих стенку скважины, будет потеряна, что может явиться причиной выше перечисленных осложнений. Так как борьба с растеплением устья скважин идет с переменным успехом, специалисты стали применять в последнее время различные технические средства, предотвращающие оттаивание ММП при бурении скважин.

Это очень важно, так как любое нарушение теплового режима многолетнемерзлых грунтов при строительстве скважин приводит к возникновению аварийных ситуаций с серьезными экономическими, материально-техническими, экологическими и социальными последствиями.

### **Материалы и методы исследования**

В ходе исследования авторы анализировали опубликованные работы по кинетике разрушения льда и мерзлой породы, циркулирующей промывочной жидкости, взаимодействующей как с жидкостью и породой, так и со льдом. Изучались причины осложнений и аварий при строительстве и эксплуатации скважин вследствие теплового воздействия на ММП [1]. При аналитическом исследовании рассматривалась вертикальная скважина, проходящая сквозь толщу ММП, в которой породы однородны и изотропны, плотность мерзлой породы равна плотности талой. Температура по толщине каждой обсадной колонны принималась неизменной. В работе рассмотрена математическая модель вертикальной скважины, имеющей четырехслойную крепь и состоящей из обсадных колонн и цементных оболочек с различной теплопроводностью [2]. При этом получены численные оценки изменения температуры в многослойной крепи при использовании различных тампонажных материалов. Результаты расчетов показали, что даже при применении тампонажных материалов с низкой теплопроводностью все равно происходит оттаивание около скважинной зоны ММП, и вопрос заключается только в сроках протаивания грунта вокруг скважины и времени потери им устойчивости. Определены рекомендации по предупреждению растепления стенок скважин и их вторичного промерзания с последующим прихватом обсадной колонны и даже ее слома. Анализировалось примене-

ние низкотемпературных полимерглинистых растворов с противоморозными добавками и водогипановых растворов для бурения пород с отрицательными температурами. К сожалению, водогипановые растворы подходят только для удаления выбуренных частиц породы. Изучались новые технологии бурения в ММП и специальное оборудование, в том числе зарубежное. Анализировалось применение термоизолирующего направления в виде термокейса и коаксиальных труб, устройство для охлаждения пластовым газом, холодильные агрегаты для охлаждения БР, термостабилизаторы на основе модуля Пельтье и другие, скважинные влагоотделители, система вертикальной естественно действующей трубчатой (ВЕТ) для термостабилизации устья скважины.

### **Результаты исследования и их обсуждение**

Целью статьи является анализ особенностей строительства скважин в условиях ММП и рекомендации на основе анализа практикуемых технологий.

Технология строительства скважин в зонах распространения ММП должна определяться мерзлотными и климатическими условиями данной территории. Вводу площадей в бурение должно предшествовать создание детальных мерзлотных карт, на которых отражены поверхностные условия всего разреза ММП. Территория месторождения разбивается на участки с однотипными параметрами ММП [3, 4].

В процессе бурения скважин в толще ММП встречается ряд специфичных осложнений, которые нередко приводят к серьезным авариям: выпучиванию грунта, разрушению устья скважин, обвалам стенок скважин, обрыву и смятию обсадных колонн из-за неэффективного цементирования в зоне мерзлых пород, выбросу газа на поверхность, грифонам и т. д. [5, 6]. Главными факторами, определяющими степень влияния многолетней мерзлоты на проводку скважин, являются физико-химические, механические свойства мерзлых пород, температура промывочной жидкости [7].

Во время бурения скважин лед, заполняющий поры, при оттаивании мерзлых пород переходит в жидкую фазу, занимающую меньший объем, а образовавшуюся пустоту заполняет промывочная жидкость положительной температуры, происходит дальнейшее отта-



ивание пород. Силы сцепления между частицами рыхлых пород резко уменьшаются, что ведет к осыпанию или обвалам стенок скважины.

Технология бурения мерзлых толщ, представленных твердыми крепкими породами низкой проницаемости, практически идентична бурению в таких же породах с положительной температурой, в то время как строительство скважин в зоне мерзлоты, представленной преимущественно льдистыми, слабосцементированными, рыхлыми породами, резко отличается от строительства скважин в аналогичных породах с положительной температурой [8].

В этом случае основную роль в нормальной проводке ствола скважины играют температурный режим промывки скважины и продолжительность бурения толщи ММП, то есть факторы, оказывающие решающее влияние на растепление стенок скважины [9].

Радиус зоны растепления тем больше, чем выше температура промывочной жидкости и продолжительность ее воздействия. Нередко радиус зоны растепления достигает нескольких метров.

При длительном простое скважины отрицательные температуры в пристволевой зоне восстанавливаются. При замерзании воды в этой зоне возможно повреждение обсадной колонны, если последняя спущена в скважину (смятие или обрыв) [10].

Поэтому обсадные колонны в интервалах залегания ММП должны состоять из труб, выдерживающих давления, которые возникают при обратном промерзании затрубных и межтрубных пространств. При использовании труб меньшей прочности должны осуществляться специальные мероприятия (управляемое замораживание затрубного пространства, периодические прогревы и др.), предотвращающие смятие колонн и нарушение резьбовых соединений при обратном промерзании.

Основным способом предотвращения названных осложнений в мерзлых породах является сохранение отрицательной температуры стенок скважины. Это может быть достигнуто охлаждением промывочной жидкости до температуры  $-2...-5$  °С. Можно свести к минимуму растепление пород, если бурить с продувкой воздухом или с промывкой охлажденной азрированной жидкостью, пенами. Полезной практикой при бурении в мерзлых

породах является использование долота уменьшенного диаметра: к тому времени как скважина будет пробурена до глубины, на которую нужно спустить обсадную колонну, диаметр скважины вследствие растепления увеличится до нужного для этого размера. После разбуривания всей толщи мерзлых пород ствол скважины необходимо укрепить обсадной колонной и тем самым исключить возможность дальнейшего осыпания пород. Башмак этой колонны следует устанавливать в прочных породах, не осыпающихся при растеплении. На 50 м ниже глубины промерзания кольцевое пространство между колонной и стенками скважины, если они сложены непроницаемыми породами при положительной температуре, полезно герметизировать пакером устанавливаемым в 10–20 м от башмака, особенно в газовых и газоконденсатных скважинах. Это позволит предотвратить прорыв газа в заколонное пространство и образование грифонов вокруг устья скважин, что часто наблюдается при растеплении мерзлых пород [5, 6].

*Буровые растворы, используемые при бурении в многолетнемерзлых породах.* Бурение в ММП возможно с использованием в качестве очистного агента:

- БР с отрицательной температурой;  
– охлажденного воздуха, азрированных жидкостей, пен;
- БР с положительной температурой, но с применением специальных технологий [3].

В первом случае могут быть использованы растворы как на углеводородной, так и на водной основе. В качестве противоморозных добавок в водные растворы вводятся NaCl, KCl, CaCl<sub>2</sub>, Na<sub>2</sub>B<sub>4</sub>O<sub>7</sub>, Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, Na<sub>2</sub>NO<sub>3</sub>. С повышением их концентрации температура замерзания раствора снижается и может быть доведена до  $-16$  °С. Однако при этом возрастает скорость растворения льда. Для получения требуемых свойств в раствор вводятся глино-порошок, гипан, КМЦ, ПДА. Однако введение противоморозных добавок существенно снижает стабильность растворов, в результате происходит их разделение на твердую и жидкую фазы. Кроме того, в летнее время охлаждение раствора до отрицательных температур затруднено [11].

В районах Севера и Северо-Востока могут применяться промывочные жидкости в виде пресных растворов с малым содержанием твердой фазы и малоглинистые. Для буре-



ния неглубоких скважин в качестве очистного агента применяются воздух, аэрированные растворы и пены.

К тому же пены и аэрированные жидкости используются по незамкнутой схеме циркуляции, это создает определенные трудности.

В целом применение в качестве очистных агентов жидкостей с отрицательной температурой, аэрированных жидкостей и пен практически всегда невозможно при бурении основной части ствола глубокой скважины, замена их БР после проходки ММП приводит к существенному удорожанию работ. В связи с этим в подавляющем большинстве случаев бурение скважин на нефть и газ в ММП осуществляется с промывкой БР с положительной температурой.

В настоящее время для получения низкотемпературостойких полимерглинистых растворов при бурении скважин в районах распространения ММП в качестве противоморозных добавок в основном используют электролиты  $\text{NaCl}$  и  $\text{CaCl}_2$ . Однако получение стабильных глинистых растворов с этими добавками чрезвычайно затруднено. Такие растворы нестабильны, легко разделяются на твердую и жидкую фазы. С целью улучшения свойств получаемых растворов в качестве противоморозных добавок для них лучше использовать  $\text{Na}_2\text{Br}_4\text{O}_7$ ,  $\text{Na}_2\text{NO}_2$  и  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  [12, 13], о чем уже было сказано выше.

В ряде случаев применяют водогипановые растворы. Гипан (гидролизированный полиакрилонитрил) прост в получении, растворим в воде, солеустойчив, выпускается в жидком виде при наибольшем содержании активного вещества 8–12 %. Раствор получают с помощью перемешивания реагента с водой в глиномешалке. Он может быть применен в виде полимерных и полимерсолевых растворов для бурения пород с отрицательными температурами. Но водогипановые растворы подходят только для удаления выбуренных частиц породы.

Учитывая трудность регулирования температуры жидкости в зависимости от ее вязкости и длительности циркуляции нужно выбирать минимальную начальную температуру, при которой гарантировалась бы нерастепляемость пород в стенках скважины. Это условие может быть обеспечено при использовании глинистого раствора с  $t_1 = 2 \text{ }^\circ\text{C}$  или соленой водой с  $t_2 = -2,5 \dots -3 \text{ }^\circ\text{C}$ . Значительную роль в температурном режиме бурящейся скважины

играет количество жидкости, подводимой к забоям. Многочисленные опыты показали, что глубина протаивания уменьшается с ростом льдистости пород при понижении начальной температуры раствора и увеличении глубины скважины. При использовании соленой воды (при концентрации  $106 \text{ кг/м}^3$ ,  $\text{NaCl}$ ) растепление пород меньше, чем при циркуляции по скважине глинистого раствора. Это можно объяснить тем, что применение промывочных жидкостей с пониженной вязкостью приводит к снижению охлаждения раствора в затрубном кольцевом пространстве ниже, чем вязкой среды. В среднем при рассмотренных условиях растепление льда при промывке скважины соленой водой ( $106 \text{ кг/м}^3$ ,  $\text{NaCl}$ ) не превышало  $0,085 \text{ м}$ , а при использовании глинистого раствора с указанными выше параметрами –  $0,105 \text{ м}$ .

В последние годы при бурении скважин все чаще отказываются от технологии применения охлажденных жидкостей как неэкономичной и считают целесообразным бурить ММП с большой частотой вращения и с промывочной жидкостью с повышенной структурной вязкости ( $0,026\text{--}0,032 \text{ Па}\cdot\text{с}$ ) и предельного напряжения сдвига ( $4,4\text{--}6,32 \text{ Па}$ ) при плотности раствора ( $1,21\text{--}1,25$ ) –  $103 \text{ кг/м}^3$ . При переходе с глинистого раствора ( $\eta = 0,03 \text{ Па}\cdot\text{с}$ ) на промывку соленой водой с содержанием  $\text{NaCl}$   $106 \text{ кг/м}^3$  при  $t_{1н} = 2 \text{ }^\circ\text{C}$  и  $\tau = 2 \text{ ч}$  прослеживаются лучшее охлаждение жидкости в процессе движения восходящего потока от забоя и более интенсивный нагрев при подходе его к дневной поверхности. Циркулирующая по скважине промывочная жидкость взаимодействует как с породой, так и со льдом, так как химические процессы не прекращаются даже при отрицательных температурах. Поэтому для стабилизации мерзлых пород, содержащих лед, не стоит применять жидкости, активные по отношению к ним. Более эффективным являются инертные ко льду и водочувствительным породам охлажденные жидкости на органической основе. Промывочные жидкости на водной основе должны быть с малым содержанием твердой фазы, иметь повышенную вязкость и содержать гидрофобизирующие добавки – поверхностно активные вещества. И хотя токсичность поверхностно активных веществ незначительна, попадание их в водоемы может вредно отразиться на биологической жизни, вызывая замедление процессов самоочищения

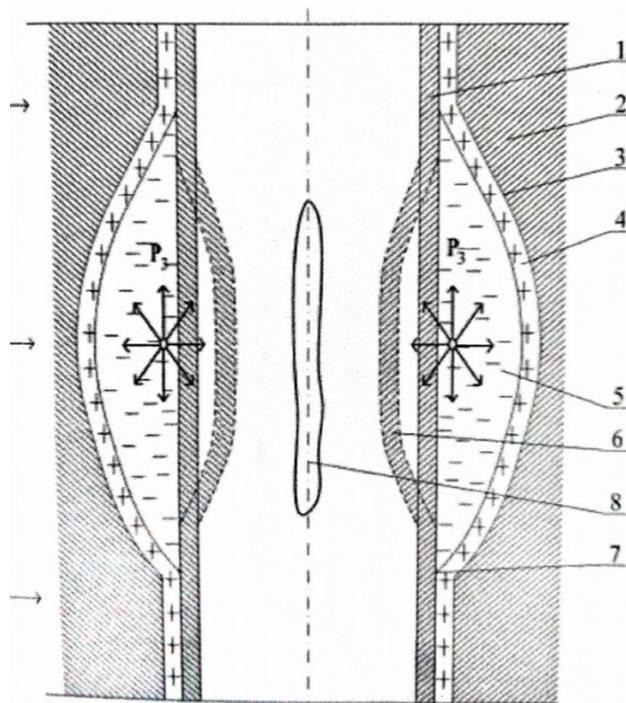


развития водных растительных и животных организмов.

Для предупреждения растепления ММП недостаточно только предварительного охлаждения циркулирующего раствора, необходимо также при проектировании режима бурения выбирать повышенные значения частоты вращения и осевой нагрузки на забой при неизменном количестве подаваемой в скважину жидкости.

*Обратное промерзание прискважинной зоны.* При остановках бурения скважины возникает процесс восстановления естественного температурного режима прискважинной зоны. Этот процесс называют обратным промерзанием. Водные суспензии затрубного и межтрубного пространства при низких температурах значительно быстрее проходят процесс обратного промерзания талых пород и переходят в лед. В результате в стволе скважины при длительных остановках образуются ледяные пробки, а если в скважине находится колонна бурильных труб, то она примерзает к стенкам ствола, то есть происходит прихват. Вместе с тем, следует учесть, что промерзание пород происходит в 3–5 раз медленнее, чем их протаивание. Превращение воды в лед сопровождается увеличением объема на 9 %, что объясняется перестройкой молекулярно-дипольной структуры воды в тригональную кристаллическую решетку льда. При этом силы молекулярного наружного давления для обсадных труб достигают на 1–3 порядка выше предела их прочности. При охлаждении льда, находящегося в замкнутом объеме, на 1 °С давление повышается на 13,43 МПа. Следовательно, чем ниже температура ММП, тем большие усилия действуют на колонну обсадных труб при обратном промерзании пород. Это может привести к смятию и поломке колонн (рис. 1). В связи с этим смятие обсадных колонн – наиболее частая, сложная и практически неизбежная авария в процессе обратного промерзания прискважинной зоны, особенно при наличии замкнутых объемов незацементированных каверн.

При полном развитии процесса смятия разрушению подвергаются все колонны, включенные в состав конструкции скважины, в том числе насокомпрессорные трубы. Это означает, что в процессе длительного простоя возможно разрушение термозащитного оборудования скважины со всеми вытекающими последствиями этой тяжелой аварии.



**Рис. 1. Механизм смятия обсадной колонны в процессе обратного замерзания [10]:**

- 1 – обсадная колонная; 2 – мерзлые породы;
  - 3 – уширение ствола скважины (каверна);
  - 4 – одна из стадий периферийного образования льда;
  - 5 – гидравлическая бомба; 6 – деформация смятия;
  - 7 – ледяная перемычка в суженном пространстве ствола;
  - 8 – трещина в теле обсадной трубы
- Fig. 1. Casing string deformation mechanism under reverse freezing [10]:**
- 1 – casing string; 2 – frozen rocks;
  - 3 – hole enlargement (cavern);
  - 4 – one of the stages of peripheral ice formation;
  - 5 – hydraulic bomb; 6 – bearing deformation;
  - 7 – ice bridge in the restricted space of the borehole;
  - 8 – crack in the casing pipe body

*Режимы бурения скважин в мерзлых породах.* К параметрам режима бурения относят осевую нагрузку на долото ( $PД$ , т), частоту его вращения ( $nД$ , об/мин), количество промывочной жидкости ( $Q$ , л/с). В мерзлых породах степень устойчивости стенок скважины в преобладающей мере зависит от температуры промывочного раствора: скорость таяния льда возрастает с повышением температуры внешней среды. Поэтому для условий бурения в мерзлых породах параметры режима бурения дополняют показателем температуры БР ( $t_{бр}$ ).

Так, осевая нагрузка на долото ( $PД$ , т) поддается гибкому регулированию. При проходке мерзлых пород криолитзоны нагрузку на долота диаметром 215–394 мм целесообразно поддерживать в пределах 80–160 кН.



Для создания частоты вращения бурового долота ( $nD$ , об/мин) целесообразно использовать роторный способ, причем бурение под шахтовое направление следует осуществлять с помощью шнека без промывки. Применение шнека позволяет получить ствол номинального диаметра, обеспечить нормальный спуск шахтового направления, цементирование, сохранив естественное состояние пород. Рекомендовано также вскрытие криолитзоны осуществлять путем бурения скважины малого диаметра, не превышающего 295 мм, а затем расширять ствол скважины до заданного размера.

Количество промывочной жидкости ( $Q$ , м<sup>3</sup>/с) определяется по известной формуле:

$$Q = 0,785 (D_g^2 - d_{от}^2) \cdot V_{ж},$$

где  $V_{ж}$  – скорость восходящего потока БР.

В большинстве случаев удовлетворительная транспортировка частиц шлама из наддольного пространства достигается при сравнительно небольшой скорости восходящего потока в кольцевом пространстве.

Особое внимание следует уделить выбору температурного режима циркуляции промывочной жидкости  $t_{бр}$ , °С. Экспериментально установлено, что скорость таяния льда заметно снижается при температуре жидкой среды ниже 8 °С. Поэтому диапазон температур (5–8 °С) следует считать оптимальным для охлаждения циркулирующего БР.

Кроме того, замечено, что в интервале температур 0–8 °С таяние льда возрастает с ростом минерализации жидкой фазы, а это означает, что БР для этих условий должен быть пресным (без добавок минеральных солей) [3].

*Тампонажные растворы для условий бурения многолетнемерзлых пород.* Температура окружающей среды определяет, в основном, выбор того или иного типа тампонажного материала, а ее химический состав (наличие кислых газов, хорошо растворимых солей и т. п.), перепад температур, пластовое давление – выбор рецептуры тампонажного раствора. При строительстве скважин в зонах распространения ММП применение обычных тампонажных материалов не обеспечивает надежного крепления обсадных колонн и разобщения пластов, так как в этих специфических условиях они характеризуются замедленным твердением, что крайне неблагоприятно отражается на технологических

свойствах цементного камня. Наибольшую скорость гидратации показывает  $CaCl_2$ , он же самый дешевый.

Правильный подбор тампонажного раствора является ключевым фактором в успешном креплении скважины. Цементирование в ММП связано с существенными осложнениями. Разработано большое количество тампонажных смесей и добавок для борьбы с негативным влиянием отрицательных температур. Но технический прогресс не стоит на месте. В настоящее время разрабатываются добавки для уменьшения теплопроводности и ускорения гидратации цементного камня, предлагается использование наноматериалов для улучшения прочностных характеристик и рассматриваются меры по удешевлению компонентов цементных смесей. Возможными экономическими последствиями от некачественного цементирования являются дополнительные работы по ликвидации перетоков, восстановление целостности колонны или забурка боковых стволов [14].

Одним из наиболее распространенных и простых методов борьбы с ММП являются ускорители схватывания и твердения, которые повышают скорость гидратации и начальную прочность цемента, понижают время схватывания цементного раствора и не дают свободной воде замерзнуть. Среди множества типов ускорителей  $CaCl_2$  на сегодняшний день является самым дешевым и эффективным [15].

Из-за наиболее активной гидратации цемент с хлоридом кальция имеет наибольшую температуру гидратации, что, с одной стороны, предотвращает замерзание раствора, а с другой – может послужить причиной растрескивания стенок скважины. Одним из существенных минусов  $CaCl_2$  является коррозионное воздействие на обсадные трубы, что может привести к необходимости раннего капитального ремонта скважины.

Глиноземистый цемент с основой из алюмината кальция имеет высокую скорость гидратации, что позволяет ему быстро схватываться даже в условиях отрицательных температур и иметь высокую раннюю прочность за образования этtringита. Главным минусом глиноземистого цемента является высокая стоимость глиноземсодержащего сырья, что приводит к нерентабельности использования данного материала в чистом виде. Решением данной проблемы может быть использование обогащенного белитом глиноземистого цемента или



тампонажный портландцемент с добавлением глинозема, который довольно экономичен по сравнению с портландцементом.

Классический состав гипсоцемента: гипс, портландцемент и пуццоланы (отходы термического производства, кремнезема). Гипс необходим для быстрого набора ранней прочности в условиях отрицательных температур. Добавление гипса значительно изменяет структуру цементного камня и уменьшает его конечную прочность. Главным минусом данного состава является снижение конечной прочности цементного камня по сравнению с глиноземистым цементом [14, 16].

Аэрация цементных растворов показывает свою эффективность в противодействии катастрофическому поглощению, цементировании обсадной колонны в условиях аномально низкого пластового давления и защите мерзлых пород от оттаивания, так как его теплопроводящая способность в 10 раз ниже, чем у обычного цементного раствора.

Использование стеклянных микросфер позволяет создать цементный камень с низкой теплопроводностью для улучшения крепления скважин как с высокими (более 100 °С), так и с низкими (меньше 0 °С) температурами раствора.

Добавка полиамидных или базальтовых волокон в количестве 1–3 % в цементный раствор способствует увеличению прочности на изгиб и уменьшению усадочных микротрещин с увеличением долговечности структуры гипсоцементно-волоконистого композита. В то же время добавление волокон ухудшает текучесть цементного раствора из-за поглощения волокнами воды. Полипропиленовые волокна и наночастицы кремнезема используют для улучшения прочностных характеристик гипсоглиноземистого цемента. Прочность на сжатие увеличиваются примерно на 22 %.

Основываясь на проведенном анализе научной литературы, можно сделать следующие выводы:

– ускоритель гидратации – дешевый, но недостаточно эффективный материал для крепления в условиях ММП при сравнении с глиноземистым или гипсовым цементом; тампонажный портландцемент с ускорителями схватывания и твердения проигрывает в скорости схватывания цементного раствора и конечной прочности цементного камня;

– глиноземистый цемент обладает быстрой гидратацией и ранним набором проч-

ности даже при отрицательных температурах (до -20 °С), но его дороговизна ограничивает его применение;

– гипсовый цемент, специально разработанный для цементации зон ММП, эффективен и относительно дешев. Для получения наилучших результатов крепления и улучшения эксплуатационных характеристик цементного раствора необходимо использование суперпластификаторов, замедлителей и пеногасителей;

– аэрация и стеклянные микросферы позволяют создать облегченный тампонажный камень с очень низкой теплопроводностью;

– добавки волокон в цементный раствор повышают прочностные характеристики, но понижают прокачиваемость и текучесть цементного раствора.

*Способы защиты конструкций скважин.* Комплекс защитных мероприятий подразделяется на два типа: механические и термические. Термические делятся на активные и пассивные. Рассмотрим только новые технологии защиты, применяемые в последнее время. В российской практике наиболее надежным способом предотвращения оттаивания при бурении и эксплуатации скважин является использование термокейсов (по технологии труба в трубе) [17, 18].

Он представляет собой колонну, изготавливаемую из труб диаметром  $\varnothing$  530 и 820 мм (возможно изготовление других размеров) по технологии: труба в трубе с заливкой пространства между трубами специальным теплоизолирующим материалом – пенополиуретаном. Направление содержит внутреннюю и наружную коаксиальные трубы 1 и 2 и размещенный между ними теплоизолирующий материал 3. Рекомендуется при неглубоких многолетних мерзлых грунтах – до 30 м. Существуют зарубежные и отечественные разработки [19]. Общая длина – 25 м, бурение под термокейс производится долотом  $\varnothing$  555 мм с расширителем 915 мм и утяжеленной буровой трубой. Обсадные колонны и кондуктор должны оснащаться центраторами. Верхняя часть термокейса опускается ниже уровня поверхности земли на 1,2 м (рис. 2).

Главные достоинства применения термокейсов:

– снижение затрат на отсыпку грунтов и уменьшение размера кустовой площадки вследствие сокращения допустимого расстояния между устьями. В частности, в одинаковых

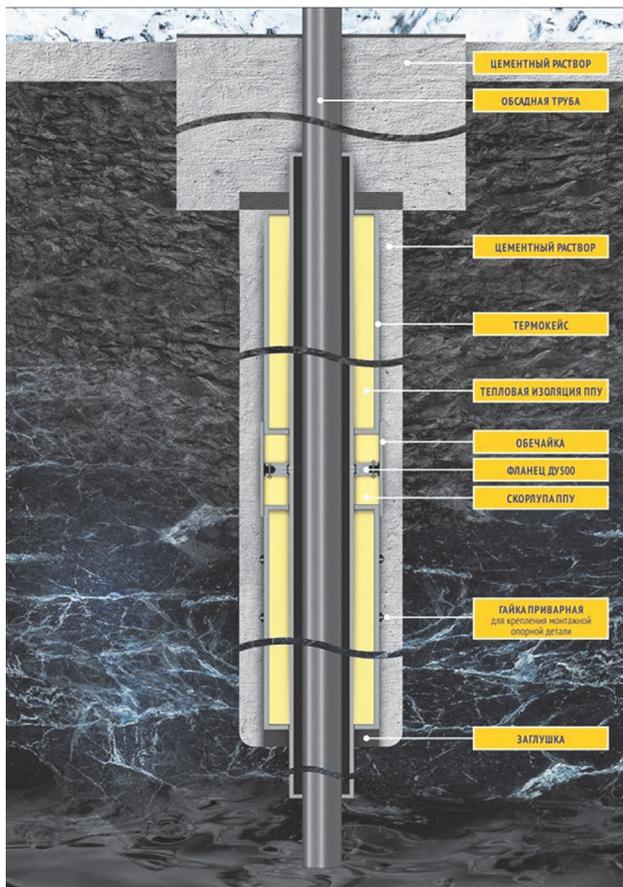


Рис. 2. Обсадная колонна для скважины [19]  
Fig. 2. Well casing string [19]

условиях термокейсы, в сравнении со стандартными нетеплоизолированными направлениями, позволяют снизить допустимое расстояние между устьями с 18 до 10 м. Согласно проектным расчетам, экономия только на отсыпке грунтов приводит к общей экономии на обустройстве кустовой площадки в 10 % (по конкретному проекту 2013 г.);

- предотвращение порчи насосного оборудования вследствие растепления многолетнемерзлых грунтов;

- уменьшение площади негативного воздействия на окружающую среду благодаря уменьшению размера кустовой площадки;

- обеспечение защиты окружающей среды в районе расположения скважин.

Эффективность применения термокейсов подтверждается данными Бованенковского газового месторождения [8]. Была проанализирована математическая модель распространения нестационарных тепловых полей в мерзлых грунтах из двух добывающих скважин месторождения [2, 18, 20, 21]. Установлено, что на радиус оттаивания одной скважины в малой степени

влияют соседние скважины. Так, для двух скважин, расположенных на расстоянии 8 м друг от друга, радиусы протаивания не стыкуются. Глубина теплоизоляции была 55 м, радиус протаивания  $R_{пр} = 7 + 10$  м. Бурение промежуточных и глубоких скважин в районах вечной мерзлоты обычно включает применение теплого БР с определенной динамикой оттаивания пласта вокруг скважины. Применяемый метод [3], основан на изменении фазы оттаивания (задача Стефана). Анализ радиуса протаивания скважин в режиме паротеплового воздействия показывает, что он составляет 7–10 м после 10 лет ее эксплуатации. В производственных условиях радиус оттаивания может контролироваться двумя методами: удельным сопротивлением и сейсмическим каротажем [21, 22].

Механические способы защиты скважин не предполагают ограничения тепловой эрозии прискважинной зоны и направлены на предотвращение деформаций металлической крепи. Способы механической защиты скважин от воздействия многолетней мерзлоты представлены на рис. 3 [23].

Предупреждение продольных изгибов колонн, связанных с потерей их устойчивости в воронках протаивания, осуществляют путем подвески колонн 3 на специальных фермах 4 (рис. 3, а), опоры которых устанавливают около устья скважины за пределами зоны протаивания 2. Гибкие тяги 5 узла подвески позволяют также компенсировать термические удлинения обсадных колонн. Более надежное техническое решение представлено на рис. 3, б. Опоры фермы крепятся к размещенной за пределами воронки протаивания конструкции из металлических выкладок 6. Подвеска обсадных колонн 3 осуществляется с помощью приварных косынок 8 и жестких тяг 5. Компенсация термических удлинений достигается с помощью телескопического узла 7.

В Западной Сибири проблему предотвращения изгибов надземной части скважинной арматуры в воронках протаивания решают при помощи установки гибких растяжек 9 (рис. 3, с). Решить проблему устойчивости грунтового основания нефтяных и газовых скважин, а также сократить расстояние между скважинами с 20 до 10–12 м, позволяет применение вертикальной естественно действующей трубчатой системы. Уникальность этой системы для термостабилизации устьев скважин обусловлена возможностью размещения вертикальных ох-



лаждающих труб в зоне скважины, а надземного конденсаторного блока – на расстоянии 10–20 м от самой скважины, не препятствуя ее обслуживанию [23]<sup>1</sup>.

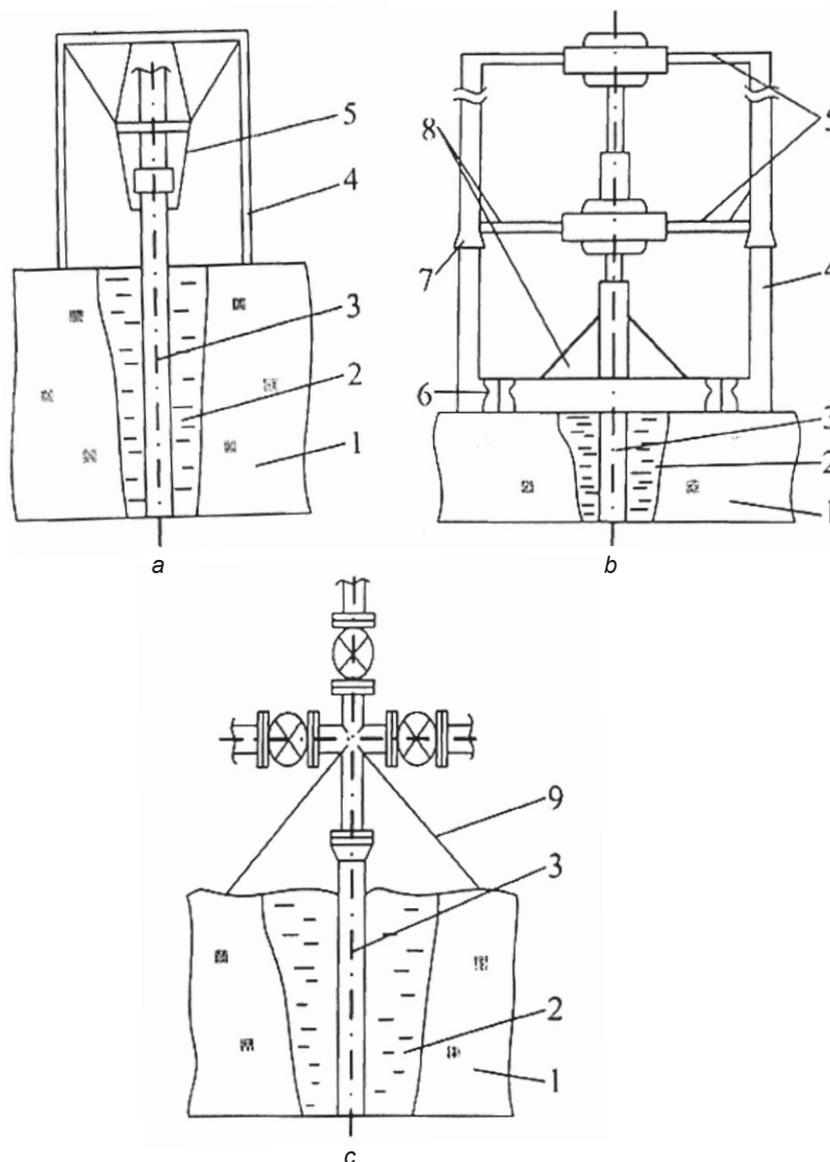
Система состоит из трех основных элементов:

1. Вертикальные охлаждающие трубы, служат для циркуляции хладагента и замораживания грунта.

2. Соединительные трубы, объединяют охлаждающие трубы и конденсаторный блок.

3. Конденсаторный блок, расположенный на поверхности грунта. В конденсаторном блоке за счет естественной конвекции и силы тяжести происходит конденсация паров хладагента и дальнейшая перекачки его по системе.

Вертикальная естественно действующая трубчатая система работает следующим образом. В охлаждающих трубах происходит перенос тепла грунта к хладагенту. Хладагент переходит из жидкой фазы в парообразную. Пар перемещается в сторону конденсаторно-



**Рис. 3. Способы механической защиты скважин от воздействия многолетней мерзлоты [23]:**

1 – мерзлые породы; 2 – воронка протаивания; 3 – обсадная колонна; 4 – ферма; 5 – тяги узла подвески;  
6 – металлические выкладки; 7 – телескопическое звено; 8 – приварные косынки; 9 – растяжки

**Fig. 3. Methods of well mechanical protection from permafrost effects [23]:**

1 – frozen rocks; 2 – thawing funnel; 3 – casing string; 4 – truss; 5 – hanger unit rods;  
6 – metal strings; 7 – telescopic link; 8 – welded gussets; 9 – guy lines

<sup>1</sup> Mauer R. Oil well blowout at Alaska's North Slope remains out of control // The Anchorage Daily News. Режим доступа: <https://www.mcclatchydc.com/news/nation-world/national/article24724426.html> (дата обращения: 09.02.2024).



го блока, где конденсируется в жидкую фазу, отдавая тепло через оребрение в атмосферу. Охлажденный и сконденсированный хладагент вновь стекает в испарительную систему и повторяет цикл движения. Остальные способы не нашли широкого применения.

### Заключение

На основе анализа отечественных и зарубежных работ можно вывести следующие заключения и рекомендации:

1. Применять шнековый способ бурения под шахтовое направление.
2. Перекрывать кондуктором интервал скважины равный зоне ММП плюс дополнительно 50 м.
3. Спускать направление глубиной не менее 20–30 м с обязательной обвязкой желобной системой с целью предотвращения размыва устья скважины при бурении под кондуктор.
4. Герметизировать кольцевое пространство между кондуктором и стенками ствола в газовых и газоконденсатных скважинах с помощью пакера.
5. Обращать внимание, что при длительных остановках в бурении возможно обратное промерзание пород и их выпучивание. Возможно появление газогидратов, деформации труб и даже их слом.
6. Осуществлять продолжительность бурения при температуре БР не выше 5 °С не более трех суток.
7. При температуре ММП до -2 °С эксплуатационные и разведочные скважины глубиной более 3 км необходимо бурить по двухколонной конструкции. Например, 324×219×146.
9. В глинистых породах для предотвращения провалов колонн устанавливать колонные башмаки.
10. Для профилактики размыва направления снижать гидравлические потери в кольцевом пространстве.
11. Расчет на прочность материала эксплуатационной колонны должен учитывать давления при обратном промерзании пород.
12. Предотвращение осложнений в скважинах, вызванных таянием ММП, достигается применением двух способов решения проблемы: надлежащей обвязкой и подвеской обсадных колонн, которые обеспечат сохранность сква-

жины при растеплении мерзлоты и оседании грунта, а также термоизоляцию обсадных колонн с целью недопущения растепления ММП.

13. В условиях ММП лучшими составами крепления скважин являются кальциево-глиноземистые цементы. В качестве ускорителей можно добавлять до 2 %  $\text{CaCl}_2$ , воду затворения необходимо подогревать. Минимальная температура цементного раствора должна быть 16 °С. Рекомендуются арктические марки цемента: Permafrost, белитоалюминатный цемент и облегченный раствор с полыми стеклянными микросферами и суперпластификаторами.

14. Бурение эксплуатационных скважин в ММП возможно с помощью БР с отрицательной температурой (дорогостоящий метод). Применение БР с положительной температурой возможно, однако требует применения специальных защитных технологий.

15. Параметры БР на водной или нефтяной основе применяемого для нерастепления пород должны быть следующими:

- температура в пределах от 0 °С до 2,5 °С;
- повышенная структурная вязкость (0,026–0,032) Па·с;
- плотность (1,21–1,25)  $10^3$  кг/м<sup>3</sup> (при переходе глинистого раствора на промывку соленой водой с  $\text{NaCl}$   $10^2$  кг/м<sup>3</sup> проследивается лучшее охлаждение жидкости в процессе ее движения; при этом допускается температура до -3 °С, а БР должен быть инертен ко льду и содержать добавки поверхностно активных веществ).

Перспективным направлением совершенствования технологии бурения является создание принципиально новых маловязких промывочных жидкостей с малым содержанием твердой фазы, обладающих структурными свойствами глинистых растворов и не замерзающих при отрицательных температурах, а также новых смазочно-охлаждающихся жидкостей и быстросхватывающихся смесей на полимерной основе, новых химических средств крепления, борьбы с обвалами водочувствительных горных пород и поглощениями.

Все это требует целенаправленных и согласованных усилий организаторов производства, исследователей, специалистов и практиков-буровиков.

### Список источников

1. Аветов Н.Р., Якушев В.С. Распространение и особенности заколонных газопроявлений на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении // Газовая промышленность. 2017. № 6. С. 26–30. EDN: YUPZHD.



2. Ваганова Н.А., Махнаева В.В., Филимонов М.Ю. Моделирование последствий воздействий на вечную мерзлоту от технических систем на северных нефтегазовых месторождениях // Математическое моделирование в естественных науках. 2017. Т. 1. С. 53–57. EDN: ZMNINN.
3. Мазыкин С.В., Ноздря В.И., Мнацаканов В.А., Полищученко В.П., Царьков А.Ю., Скотнов С.Н. Комплексное решение проблем бурения скважин Северо-Восточного месторождения // Бурение и нефть. 2014. № 3. С. 23–24. EDN: RXXCZT.
4. Литвиненко Б.С., Кудряшов Б.Б., Чистяков В.К. Бурение скважин в условиях изменения агрегатного состояния горных пород. М.: Недра, 1991. 295 с. EDN: YMBEHV.
5. Are F.E. The problem of deep gas release into the atmosphere // Permafrost response to economic development, environmental security and natural resources / eds R. Paeppe, V.P. Melnikov, E. Van Overloop, V.D. Gorokhov. Berlin: Springer, 2001. P. 497–509. [https://doi.org/10.1007/978-94-010-0684-2\\_34](https://doi.org/10.1007/978-94-010-0684-2_34).
6. Егоров Н.Г. Бурение скважин в сложных геологических условиях: монография. Тула: Гриф и К, 2006. 301 с. EDN: QMYJNF.
7. Nelson F.E., Anisimov O.A., Shiklomanov N.I. Subsidence risk from thawing permafrost // Nature. 2001. Iss. 410. P. 889–890. <https://doi.org/10.1038/35073746>.
8. Шанаенко В.В. Бурение в вечной мерзлоте – больше не проблема // Нефть. Газ. Новации. 2014. № 11. С. 25–27. EDN: TELLBN.
9. Zubrzycki S. Drilling frozen soils in Siberia // Polarforschung. 2012. Vol. 81. Iss. 2. P. 151–153.
10. Kutasov I.M., Eppelbaum L.V. Time of refreezing of surrounding the wellbore thawed formations // International Journal of Thermal Sciences. 2017. Vol 122. P. 133–140. <https://doi.org/10.1016/j.ijthermalsci.2017.07.031>.
11. Медведский Р.И. Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномерзлых породах. М.: Недра, 1987. 230 с.
12. Перейма А.А., Черкасова В.Е. Биополимерные промывочные жидкости для бурения скважин в мерзлых породах // Газовая промышленность. 2010. № 3. С. 66–69. EDN: LABUCF.
13. Перейма А.А., Кондренко О.С., Минченко Ю.С. Биополимерглинистые буровые растворы для проводки скважин в зоне многолетнемерзлых пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2011. Т. 1. С. 28–31. EDN: NCQHYN.
14. Debruijn G., Popov M., Bellabarba M. Study of cementing practices in the Arctic region // Society of Petroleum Engineers: Arctic Technology conf. (Houston, 3–5 December 2012). Houston, 2012. Vol. 1. P. 306–317. <https://doi.org/10.4043/23744-ms>. EDN: WVNQLJ.
15. Орешкин Д.В., Семенов В.С., Розовская Т.А. Облегченные тампонажные растворы с противоморозными добавками для условий многолетнемерзлых пород // Нефтегазовое хозяйство. 2014. № 4. С. 42–45. EDN: SBKKRD.
16. Korostelev A.S. Design and field practice of application of Arctic cement systems for well construction in permafrost zones. Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition (Moscow, October 2011). Moscow, 2011. Vol. 2. P. 880–894. <https://doi.org/10.2118/149928-MS>.
17. Marques C., Castanier L.M., Kovscek A.R. Super insulated wells to protect permafrost during thermal oil recovery // International Journal of Oil Gas and Coal Technology. 2011. Vol. 4. Iss. 1. P. 4–30. <https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2011.037742>.
18. Полозков К.А., Близнюков В.Ю., Полозков А.В., Гафтуняк П.И. Теплоизоляция конструкций добывающих скважин в зонах распространения многолетнемерзлых пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2009. № 11. С. 14–17. EDN: MLJGLZ.
19. Samarskii A.A., Vabischevich P.N. Computational heat transfer, volume 2: the finite difference methodology. New York: John Wiley & Sons, 1996. 432 p.
20. Vaganova N.A., Filimonov M.Yu. Simulation of freezing and thawing of soil in Arctic regions // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (Ekaterinburg, 19 May 2017). Ekaterinburg, 2017. Vol. 72. P. 12005. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/72/1/012005>.
21. Vaganova N.A., Filimonov M.Yu. Computer simulation of nonstationary thermal fields in design and operation of northern oil and gas fields // Applications of Mathematics in Engineering and Economics: 41<sup>st</sup> Intern. conf. (Sozopol, 8–13 June 2015). Sozopol, 2015. Vol. 1690. Iss. 1. P. 20016. <https://doi.org/10.1063/1.4936694>.
22. Гасумов П.А., Толпаев В.А., Кондренко О.С. Расчет изотермического фронта протаивания вечной мерзлоты по данным, полученным при бурении скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2011. № 11. С. 37–41. EDN: NQRWPB.
23. Wang Z., Wang X., Sun B., Deng X., Zhao Y., Gao Y., et al. Analysis of wellhead stability during drilling in Arctic permafrost zone // ASME 2017 36<sup>th</sup> International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering (Trondheim, 25–30 June 2017). Trondheim, 2017. Vol. 8. P. 25–32. <https://doi.org/10.1115/OMAE2017-61868>.

### References

1. Avetov N.R., Yakushev V.S. Distribution and peculiarities of annular gas flows at the Yamburgsk oil and gas condensate field. *Gas Industry Journal*. 2017;6:26-30. (In Russ.). EDN: YUPZHD.
2. Vaganova N.A., Makhnayeva V.V., Filimonov M.Yu. Modeling consequences of engineering system impacts on permafrost in northern oil and gas fields. *Mathematical Modeling in Natural Sciences*. 2017;1:53-57. (In Russ.). EDN: ZMNINN.



3. Mazykin S.V., Nozdrya V.I., Mnatsakanov V.A., Polishchuchenko V.P., Tsar'kov A.Yu., Skotnov S.N. Complex solving of well drilling problems at Northern-Yesitinskoe field. *Drilling and Oil*. 2014;3:23-24. (In Russ.). EDN: RXXCZT.
4. Litvinenko B.S., Kudryashov B.B., Chistyakov V.K. *Drilling wells under conditions of changing aggregate state of rocks*. Moscow: Nedra; 1991, 295 p. (In Russ.). EDN: YMBEHV.
5. Are F.E. The problem of deep gas release into the atmosphere. In: Paepe R., Melnikov V.P., Van Overloop E., Gorokhov V.D. (eds). *Permafrost response to economic development, environmental security and natural resources*. Berlin: Springer; 2001, p. 497-509. [https://doi.org/10.1007/978-94-010-0684-2\\_34](https://doi.org/10.1007/978-94-010-0684-2_34).
6. Egorov N.G. *Drilling wells in complex geological conditions*. Tula: Grif and K; 2006, 301 p. (In Russ.). EDN: QMYJNF.
7. Nelson F.E., Anisimov O.A., Shiklomanov N.I. Subsidence risk from thawing permafrost. *Nature*. 2001;410:889-890. <https://doi.org/10.1038/35073746>.
8. Shanaenko V.V. Drilling in permafrost conditions is not a problem anymore. *Oil. Gas. Innovations*. 2014;11:25-27. (In Russ.). EDN: TELLBN.
9. Zubrzycki S. Drilling frozen soils in Siberia. *Polarforschung*. 2012;81(2):151-153.
10. Kutasov I.M., Eppelbaum L.V. Time of refreezing of surrounding the wellbore thawed formations. *International Journal of Thermal Sciences*. 2017;122:133-140. <https://doi.org/10.1016/j.ijthermalsci.2017.07.031>.
11. Medvedsky R.I. *Construction and operation of oil and gas wells in permafrost rocks*. Moscow: Nedra; 1987. 230 p. (In Russ.).
12. Pereyma A.A., Cherkasova V.E. Biopolymer flushing fluids for well drilling in frozen rocks. *Gas Industry Journal*. 2010;3:66-69. (In Russ.). EDN: LABUCF.
13. Pereima A.A., Kondrenko O.S., Minchenko Ju.S. Biopolymer-clay drilling fluids for drilling wells in permafrost rocks. *Onshore and Offshore Oil and Gas Well Construction*. 2011;1:28-31. (In Russ.). EDN: NCQHYH.
14. Debruijn G., Popov M., Bellabarba M. Study of cementing practices in the Arctic region. In: *Society of Petroleum Engineers: Arctic Technology conf.* 3–5 December 2012, Houston. Houston; 2012, vol. 1, p. 306-317. <https://doi.org/10.4043/23744-ms>. EDN: WVNQLJ.
15. Oreshkin D.V., Semyonov V.S., Rozovskaya T.A. Light-weight backfill mortars with antifreeze additives for the permafrost conditions. *Oil and Gas Industry*. 2014;4:42-45. (In Russ.). EDN: SBKKRD.
16. Korostelev A.S. Design and field practice of application of Arctic cement systems for well construction in permafrost zones. In: *Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition*. October 2011, Moscow. Moscow; 2011, vol. 2, p. 880-894. <https://doi.org/10.2118/149928-MS>.
17. Marques C., Castanier L.M., Kovscek A.R. Super insulated wells to protect permafrost during thermal oil recovery. *International Journal of Oil Gas and Coal Technology*. 2011;4(1):4-30. <https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2011.037742>.
18. Polozkov K.A., Bliznukov V.Yu., Polozkov A.V., Gaftouniak P.I. Heat isolation of operational wells in permafrost zone. *Onshore and offshore oil and gas well construction*. 2009;11:14-17. (In Russ.). EDN: MLJGLZ.
19. Samarskii A.A., Vabischevich P.N. *Computational heat transfer, volume 2: The finite difference methodology*. New York: John Wiley & Sons; 1996, 432 p.
20. Vaganova N.A., Filimonov M.Yu. Simulation of freezing and thawing of soil in Arctic regions. In: *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 19 May 2017, Ekaterinburg. Ekaterinburg; 2017, vol. 72, p. 12005. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/72/1/012005>.
21. Vaganova N.A., Filimonov M.Yu. Computer simulation of nonstationary thermal fields in design and operation of northern oil and gas fields. In: *Applications of Mathematics in Engineering and Economics: 41<sup>st</sup> Intern. conf.* 8–13 June 2015, Sozopol. Sozopol; 2015, vol. 1690, iss. 1, p. 20016. <https://doi.org/10.1063/1.4936694>.
22. Gasumov P.A., Tolpaev V.A., Kondrenko O.S. Calculation of isothermal front of permafrost rock thawing on the basis of data got during well construction. *Onshore and offshore oil and gas well construction*. 2011;11:37-41. (In Russ.). EDN: NQRWPB.
23. Wang Z., Wang X., Sun B., Deng X., Zhao Y., Gao Y., et al. Analysis of wellhead stability during drilling in Arctic permafrost zone. In: *ASME 2017 36<sup>th</sup> International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*. 25–30 June 2017, Trondheim. Trondheim; 2017, vol. 8, p. 25-32. <https://doi.org/10.1115/OMAE2017-61868>.

#### Информация об авторах / Information about the authors



##### **Зайцев Виталий Иванович,**

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры нефтегазового дела,  
Институт недропользования,  
Иркутский национальный исследовательский технический университет,  
г. Иркутск, Россия,  
✉ [zaicshev@istu.edu](mailto:zaicshev@istu.edu)

##### **Vitaly I. Zaitsev,**

Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor,  
Associate Professor of the Department of Oil and Gas Business,  
Institute of Subsoil Use,  
Irkutsk National Research Technical University,  
Irkutsk, Russia  
✉ [zaicshev@istu.edu](mailto:zaicshev@istu.edu)



**Карпиков Александр Владимирович**,  
кандидат технических наук, доцент,  
доцент,  
Институт «Сибирская школа геонаук»,  
Иркутский национальный исследовательский технический университет,  
г. Иркутск, Россия,  
karpikov@istu.edu  
**Alexander V. Karpikov**,  
Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor,  
Associate Professor,  
Siberian School of Geosciences,  
Irkutsk National Research Technical University,  
Irkutsk, Russia,  
karpikov@istu.edu

#### **Вклад авторов / Contribution of the authors**

В.И. Зайцев – написание текста статьи, сбор и обобщение данных литературы, анализ материалов.

А.В. Карпиков – подготовка и редактирование материалов статьи, выполнение исследований, методология работы, разработка концепции статьи.

Vitaly I. Zaitsev wrote the text of the article, reviewed the literature on the research problem, analyzed the materials.

Alexander V. Karpikov prepared and edited the article materials, conducted the research, developed research methodology and article concept.

#### **Конфликт интересов / Conflict of interests**

Авторы заявляют об отсутствии конфликтов интересов.

The authors declare no conflict of interests.

*Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.*

*The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.*

#### **Информация о статье / Information about the article**

Статья поступила в редакцию 14.03.2024; одобрена после рецензирования 05.08.2024; принята к публикации 29.08.2024.

The article was submitted 14.03.2024; approved after reviewing 05.08.2024; accepted for publication 29.08.2024.