

УДК 622.24

Научно-технологические аспекты и перспективы применения технологии криогенного бурения скважин

А. Б. Тулубаев*, Е. В. Паникаровский

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: tulubaevab@tyuiu.ru

Аннотация. Проведен анализ типов буровых промывочных жидкостей, используемых для бурения интервалов залегания многолетнемерзлых горных пород, отмечена важность сохранения устойчивости ствола скважины, обеспечивающая номинальный диаметр скважины и повышающая качество крепления скважин тампонажным раствором. Рассмотрены основные технологии, применяемые на севере Западной Сибири, направленные на минимизацию процессов потери устойчивости стенок скважины вследствие нарушения температурного режима в скважине. Также проведен анализ углеводородных систем, в том числе зарубежный опыт, основанный на поисковом и разведочном бурении ледовых отложений Гренландии и Антарктиды. Отмечены перспективы применения синтетических жидкостей, моноэфиров и хладонов. Выделены сложности технологии и недостатки применяемых систем. Предложена новая технология криогенного бурения скважин, заключающаяся в использовании синтетических фторсодержащих агентов в качестве промывочной жидкости при отрицательных температурах. Дано описание предложенной промывочной жидкости и оценены перспективы использования технологии для предупреждения осложнений. Отдельно рассмотрен вопрос изготовления основного химического реагента с приведением обобщенной производственной цепочки его получения из исходного материала — плавикового шпата.

Ключевые слова: буровой раствор; фторкетоны; криогенное бурение; устойчивость ствола скважины; многолетнемерзлые горные породы

Scientific and technological aspects and prospects for application of cryogenic drilling technology

Andrey B. Tulubaev*, Evgeny V. Panikarovskii

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: tulubaevab@tyuiu.ru

Abstract. In the article, we analyze types of drilling mud, which are used to drilling intervals of permafrost rocks; the importance of wellbore stability is noted. We describe the main technologies, which have been being applied in the north of Western Siberia; these technologies are aimed at minimizing the loss wellbore stability due to violation of the temperature conditions in the well. We also analyze hydrocarbon systems, taking into account foreign experience, which is based on prospecting and exploratory drilling of ice deposits in Greenland and Antarctica. The article draws your attention to using synthetic fluids, monoesters and chladones. The difficulties of the existing technology and the disadvantages of the hydrocarbon systems are highlighted. We propose to apply a new cryogenic drilling technology, which consists in the use of synthetic fluorine-containing agents as

flushing fluid at low temperatures. The text gives valuable information on composition of the proposed flushing fluid and the prospects of using the technology to prevent complications. Much attention is given to issue of manufacturing the main chemical reagent with the reduction of the generalized production chain of its production from the starting material, it is fluorspar.

Key words: drilling mud; fluoroketones; cryogenic drilling; wellbore stability; permafrost rocks

Введение

В настоящее время, при механическом вращательном способе разрушения горных пород, важнейшим фактором для предотвращения осложнений является промывочная жидкость, которая находится в постоянном контакте со стеной скважины и слагающими ее горными породами, определяя тем самым состояние устойчивости ствола скважины. Распространены такие осложнения, как обвалы и осыпи пород, проявления пластовых жидкостей, поглощение бурового раствора пористыми коллекторами и трещиноватыми породами, набухание глиносодержащих пород и др., которые нередко приводят к необходимости проведения восстановительных работ, существенно влияя на затраты при сооружении скважины. Качество крепления скважины во многом зависит от стабильности формируемого при бурении сечения ствола скважины. Все более растущие протяженности скважин повышают требования к борьбе с осложнениями и стабилизации устойчивости ствола скважины. Во многом потеря устойчивости стенок скважин определяется гидратационными процессами в прискважинной зоне вследствие перетоков пластовых жидкостей и водосодержащим характером самой промывочной жидкости. В последнее время все чаще применяются промывочные системы эмульсионного типа, дисперсионной средой которых является углеводородная жидкость, известны попытки применения в качестве буровых растворов и полностью углеводородных жидкостей на основе нефти, дизельного топлива, минерального масла.

Неводные буровые растворы в импортной терминологии имеют общепринятую аббревиатуру — NADFs. Большая часть таких жидкостей является эмульсиями, углеводородная дисперсионная среда которых представлена дизельным топливом или синтетическими углеводородами. Дисперсная фаза представлена рассолами простых солей, ацетатов, нитратов и гликолями. Химические добавки используются для регулирования фильтрационных, реологических и специальных свойств эмульсий. Наиболее привлекательными основами для эмульсионных буровых растворов по заключениям форума Международной ассоциации производителей нефти и газа (OGP) являются синтетические низкоароматические и незначительно ароматические жидкости, а также высокоочищенные минеральные масла. Такие системы могут иметь более низкий температурный интервал применения.

Кроме высокой пожароопасности данных рецептур, экологической опасности и сложности в управлении свойствами они не могут в полной мере решить проблемы устойчивости ствола скважины и качества строительства в целом. Также стоит отметить, что услуги по сопровождению бурения с применением углеводородных промывочных систем весьма существенны по стоимости и могут достигать десятков миллионов рублей на скважину. Таким образом, поиск новых решений в области промывки скважин остается весьма актуальным.

Объект и методы исследования

Предлагаемая технология криогенного бурения [1] предполагает использование специальных безводных промывочных агентов, инертных к разбурываемым горным породам, закачиваемых в ствол скважины с отрицательными температурами. Применение данной технологии, при подтверждении своей эффективности, позволит предотвратить основные виды осложнений при строительстве скважин, особенно характерные для условий севера Тюменской области. В целом же технология криогенного бурения может стать революционной, обеспечив возможность бурения скважин в осложненных условиях по сложным траекториям, и в некоторых случаях облегчить конструкцию скважин.

Отдельные перспективы применения технологии криогенного бурения связаны с проводкой скважин в интервалах залегания многолетнемерзлых пород. Основная проблема при бурении таких интервалов — растепление стенок скважины и кавернообразование [2, 3]. Стоит отметить и высокую вероятность смятия обсадных колонн в процессе обратного промерзания, которая во многом является следствием наличия каверн, не заполненных полностью цементным раствором. Например, по Уренгойской группе месторождений диаметр ствола скважины в отдельных интервалах может достигать 800 мм и более при используемом породоразрушающем инструменте диаметром 295,3 мм [4]. Такие проблемы легко решаются промывкой агентом с отрицательной температурой. При этом возможно не только сохранение естественной температуры мерзлых пород, которая находится в диапазоне от 0 до -8°C , но и еще большее понижение их температуры, что увеличивает устойчивость слабосцементированных песчаных пород [5].

Близкими технологиями являются технологии с продувкой охлажденным воздухом, газожидкостными дисперсными системами, с промывкой соевыми растворами и высоковязкими полимерглинистыми растворами с низкой интенсивностью теплообмена [6–9]. Указанные технологии предложены для сохранения устойчивости ствола скважины в интервалах залегания многолетнемерзлых пород и широкого применения не нашли ввиду своих недостатков и ограниченности в условиях применения.

Температура замерзания растворов различных солей

Концентрация, г/л	Хлорид натрия	Хлорид кальция	Хлорид калия	Хлорид аммония	Тригидрат ацетата натрия	Морская вода
10	0,12	—	—	—	—	-0,52
20	-0,8	—	-0,9	—	—	-1,08
30	-2,59	—	—	—	—	-1,63
40	-3,47	—	-1,9	—	-7,1	-2,19
50	-7,59	-2,6	—	—	-9,0	-2,75
100	-11,32	-5,4	-4,8	—	—	—
150	-14,64	-10,3	-7,6	—	-10,1	—
180	—	—	-9,6	—	—	—
200	-17,57	-19,2	—	—	—	—
230	—	—	—	-5,1	—	—
250	-20,09	-31,0	—	—	—	—
300	-22,22	-55,0	—	—	—	—
350	-23,94	—	—	—	—	—
400	-25,27	—	—	—	—	—
450	-26,19	—	—	—	—	—
500	-26,72	—	—	—	—	—
550	-26,84	—	—	—	—	—
600	—	—	—	—	—	—

Например, солевые растворы имеют пониженную температуру замерзания, которая может достигать $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$ (таблица). Несмотря на, казалось бы, приемлемые температурные свойства, имеются и негативные моменты, которые заключаются главным образом в пониженной температуре плавления льда [10], а также в повышенной коррозии металлов и др. Процесс растепления мерзлых пород в среде солевого раствора при отрицательных температурах можно объяснить гидратацией ионов в поверхностном слое, что, во-первых, сопровождается выделением тепла, во-вторых, ионизация поверхностного слоя приводит к снижению температуры кристаллизации воды. Интенсивность гидратационных процессов будет пропорциональна концентрации солей на контактирующей поверхности скважинной жидкости и горной породы.

Изучаются и разрабатываются технологии для сооружения горных выработок в мощных ледовых отложениях Гренландии и Антарктиды, где применение жидкостей с отрицательными температурами является необходимостью. Например, технология «Rapid Access Ice Drill» (RAID) предусматривает использование в качестве буровых растворов синтетического продукта, несмешивающегося с водой, ESTISOL 140 в сочетании с обратной циркуляцией. ESTISOL 140 представляет собой сложный моноэфир плотностью 870 кг/м^3 (при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$), температура замерзания составляет $-90\text{ }^{\circ}\text{C}$, что является одним из основных критериев его применения в условиях Антарктиды. Однако такой продукт является пожароопасным веществом с температурой вспышки $75\text{ }^{\circ}\text{C}$. Тем не менее RAID-технология ставит своей целью бурение скважин глубиной 3 300 м [11]. Рассматривалась возможность применения ESTISOL 165 и ESTISOL TM F2887 [12, 13]. Существует опыт применения хладонов, в частности гидрохлорфторуглерода HCFC-141b, который был запрещен в промышленности как вещество, разрушающее озоновый слой [14]. Группа по проектированию и эксплуатации ледового бурения (IDDO, Висконсинский университет в Мадисоне, США) испытала двухкомпонентную жидкость, где одним из компонентов является вещество с торговым наименованием HFE-7100, представляющую из себя смесь двух неотделимых изомерных химических веществ: метоксинонафторизобутана и метоксинонафторбутана [15]. Экспериментальные испытания М. Герасимова показали, что система теряет стабильность в определенных температурных условиях [16].

Основным инновационным решением технологии криогенного бурения является использование в качестве промывочного агента специального синтетического вещества кетонового ряда. В общем понятии кетоны представляют собой органические соединения, которые содержат карбонильную группу (атом углерода, имеющий двойную связь с атомом кислорода). Карбонильная группа является односвязной с двумя углеводородными группами (рис. 1), полученными химическими реакциями окисления, например, гидролизом вторичных спиртов. Типичные представители кетонов: ацетон, ацетоуксусная кислота, бета-гидроксипутират. Кетоны упоминаются в органической теории образования нефти.

Большой интерес вызывает группа фторированных кетонов, например перфторэтилпропилкетон. В его молекуле все атомы водорода заменены на прочно связанные с углеродной решеткой атомы фтора. Такие свойства делают вещество инертным во взаимодействии с другими молекулами и ингибитором тепловых реакций.

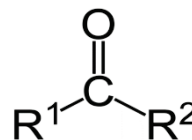
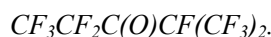


Рис. 1. Структура органического соединения кетонового ряда

Химическая формула вещества представлена в следующем виде:



В физическом понимании вещество при нормальных условиях представляет собой бесцветную прозрачную жидкость со слабовыраженным запахом, которая тяжелее воды в 1,6 раза, является эффективным диэлектриком, с электрической проницаемостью 2,3. Температура кипения этого вещества при давлении 1 атм составляет 49,2 °С, температура замерзания равна –108 °С, что позволяет его использовать при отрицательных температурах. Благодаря молекулярному строению вещество не смешивается с водой и не взаимодействует с большинством органических и неорганических соединений.

Являясь ингибитором тепловых реакций, $CF_3CF_2C(O)CF(CF_3)_2$ достаточно широко применяется в автоматических системах пожаротушения. Электрические свойства позволяют рассматривать фторкетон как перспективный хладагент системы охлаждения трансформаторов взамен перфторуглеродов и гидрофторуглеродов [17].

Однако сложный процесс получения перфторэтилизопропилкетона [18] и, соответственно, высокая его стоимость затрудняют рассмотрение этого вещества как основу промывочной жидкости, где необходимые объемы могут достигать сотен кубометров. В противовес высокой стоимости может выступать высокий коэффициент повторного использования агента, ввиду недиспергирующей способности по отношению к выбуренной породе и несмешиваемости агента с пластовыми флюидами. Большой набор технологических преимуществ в сравнении с водными растворами и применяемыми в бурении растворами на углеводородной основе все же позволяет рассматривать кетоновые вещества как перспективные. Технологический процесс получения кетонов также периодически совершенствуется, и разрабатываются новые реакции синтеза, например, в 2016 году учеными

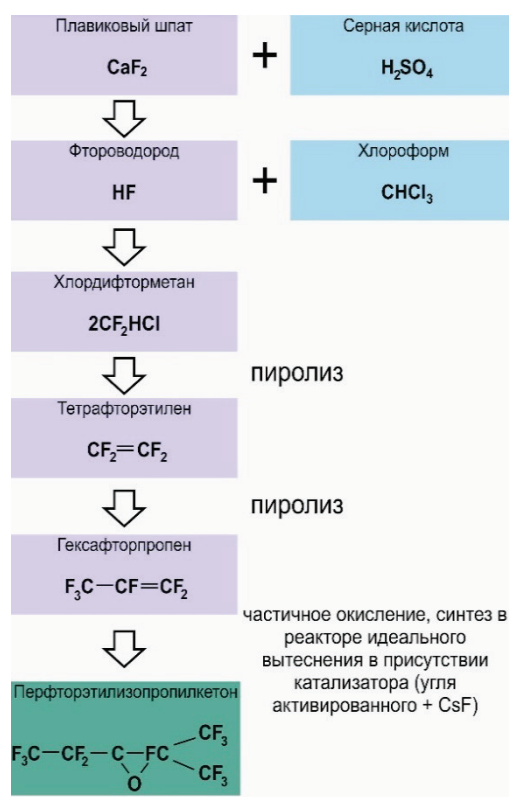


Рис. 2. Обобщенная производственная цепочка получения перфторэтилизопропилкетона

ФГУП РНЦ «Прикладная химия» разработан способ получения перфторэтилизопропилкетона из промышленно доступного гексафторпропена [19].

Полная цепочка производства перфторэтилизопропилкетона достаточно сложна и представлена из 5 последовательных химических реакций (рис. 2.). Основным исходным веществом для такого процесса является плавиковый

шпат (или природный минерал — флюорит, CaF_2), являющийся вполне доступным материалом.

Выводы

Предварительные эффекты от применения технологии криогенного бурения:

- исключение проблемы устойчивости ствола скважины в зоне распространения многолетнемерзлых пород;
- закрепление неустойчивых интервалов ствола скважины путем промерзания прискважинной части горных пород, содержащих пластовые воды, что приведет к снижению или полному прекращению осыпей и обвалов;
- предотвращение набухания глинистых пород;
- предотвращение сужения ствола скважины в интервалах залегания текучих глин;
- предотвращение затяжек и посадок за счет отсутствия на стенках скважины глинистой корки;
- вскрытие нефтегазосодержащих пластов с инертным воздействием на фильтрационно-емкостные свойства;
- использование взрыво- и пожаробезопасных материалов;
- снижение интенсивности поглощения промывочной жидкости в трещиноватые и пористые гидрофильные породы;
- повышение качества крепления скважины за счет плотного контакта тампонажного материала со стенкой скважины (отсутствие рыхлой глинистой корки, снижение кавернозности ствола скважины) и др.

При разработке технологии необходимо решение множества сопутствующих задач, связанных с использованием оборудования в условиях низких температур, технологий приготовления, хранения и очистки агентов, средствами контроля параметров процесса бурения, технологии крепления скважин и др. Кроме того, недостаточно изучены теплофизические процессы, происходящие в прискважинной зоне [10, 20], почти отсутствуют методы решения задач по одновременному моделированию температуры в скважине и в горных породах, особенно при динамическом характере взаимодействующих тел [21].

Статья подготовлена в рамках реализации государственного задания в сфере науки на выполнение научных проектов, выполняемых коллективами научных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России по проекту: «Технологии добычи низконапорного газа сеноманского продуктивного комплекса» (№ 0825-2020-0013, 2020–2022 гг.).

Библиографический список

1. Тулубаев А. Б. Технология криогенного бурения нефтяных и газовых скважин // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири: сб. мат. междунар. академической конф. – Тюмень: ТИУ, 2018. – С. 145–149.
2. Афанасьев И. В. Предупреждение растепления криолитозоны при бурении скважины // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. Материалы VIII междунар. науч.- практ. конф. обучающихся, аспирантов и ученых: в 2 т. – Тюмень: ТИУ, 2018. – С. 17–23.

3. Актуальные проблемы технологии бурения скважин на месторождениях ОАО «Газпром». Часть 1 / А. И. Гриценко [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 3. – С. 4–15.
4. Напряженно-деформированное состояние крепи скважин в криолитозоне: учеб. пособие / В. Г. Кузнецов [и др.]. – М.: Недра, 2003. – 154 с.
5. Максимов М. С., Панишев С. В., Козлов Д. С. Лабораторные исследования прочности смерзшихся горных пород на сдвиг // Успехи современного естествознания. – 2018. – № 5. – С. 114–119. DOI: 10.17513/use.36764
6. Яковлев А. А., Турицына, Е. В., Могильников М. В. Анализ и обоснование выбора очистных агентов и технология их применения при бурении скважин в условиях многолетнемерзлых пород // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 12. – С. 22–32. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.12.3
7. Shu-qing Hao. A study to optimize drilling fluids to improve borehole stability in natural gas hydrate frozen ground // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2011. – Vol. 76, Issue 3–4. – P. 109–115. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.01.014
8. Хомик М. В., Кашкаров Н. Г., Поршевич Н. Н. Сравнительная оценка промысловых жидкостей для бурения в условиях Крайнего Севера // Бурение скважин на газовых месторождениях Западной Сибири: сб. / Под ред. П. Т. Шмыгля. – Тюмень: ЗапсибНИГНИ, 1976. – С. 79–82.
9. Солевые и тампонажные композиции на основе вторичных материальных ресурсов производства соды / В. П. Овчинников [и др.]. – М.: Недра, 2000. – 214 с.
10. Шевченко А. Н. Влияние температурного режима скважины на эффективность бурения мерзлых массивов // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2011. – № 11 (58). – С. 117–120.
11. Goodge J. W., Severinghaus J. P. Rapid Access Ice Drill: a new tool for exploration of the deep Antarctic ice sheets and subglacial geology // Journal of Glaciology. – Vol. 62, Issue 236. – P. 1049–1064. DOI: 10.1017/jog.2016.97
12. Environmental considerations of low-temperature drilling fluids / P. Talalay [et al.] // Annals of Glaciology. – 2014. – Vol. 55, Issue 65. – С. 31–40. DOI: 10.3189/2014AoG65A226
13. Analysis on wellhead stability during drilling operation in arctic permafrost region / Z. Wang [et al.] // Proceedings of the International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering – OMAE 36. Том. 8. Polar and Arctic Sciences and Technology; Petroleum Technology. – Sep. ASME 2017 36th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, OMAE 2017. – 2017. – Available at: <https://doi.org/10.1115/omae2017-61868>.
14. Sheldon S. G., Popp T. J., Hansen S. B., Steffensen J. P. Promising new borehole liquids for ice-core drilling on the East Antarctic high plateau // Annals of Glaciology. – 2014. – Vol. 55, Issue 68. – P. 260–270. DOI: 10.3189/2014AoG68A043
15. Talalay P. Drilling fluids for deep coring in central Antarctica. Technical Report PRC 12-01. – Polar Research Center, Jilin University, China, 2011. – Available at: https://icedrill.org/sites/default/files/DRILLING-FLUIDS-Final_PRC-12-01.pdf.
16. Gerasimoff M. Drilling fluid observations and recommendations for U.S. Polar Program, WAIScores Drilling Project. – Madison, 2003. – Available at: http://www.ssec.wisc.edu/icds/reports/Drill_Fluid.pdf.
17. Tuma P. E. Fluoroketone $C_2F_5C(O)CF(CF_3)_2$ as a Heat Transfer Fluid for Passive and Pumped 2-Phase Applications // 24th IEEE SEMI-THERM Symposium. – 2008. DOI: 10.1109/STHERM.2008.4509386.
18. Пат. RU 2460717. Способ получения перфторэтилизопропилкетона в реакторе идеального вытеснения / Барабанов В. Г., Бабенко Ю. И., Биспен Т. А., Васильев А. С., Маталин В. А., Молдавский Д. Д., Феничев И. М.; заявл. 06.12.10; опубл. 10.09.12.
19. Получение перфторэтилизопропилкетона из гексафторпропена / Т. А. Биспен [и др.] // Известия Санкт-Петербургского государственного технологического института (технического университета). – 2016. – № 37 (63). – С. 29–31.
20. Об электропроводности многолетнемерзлых горных пород / В. Н. Захаренко [и др.] // Вестник Томского государственного университета. – 2012. – № 359. – С. 182–187.
21. Тимофеев Н. Г., Скрябин Р. М., Пинигин В. В. О температурном режиме при бурении скважин в условиях криолитозоны // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М. К. Аммосова. Серия «Наука о земле». – 2017. – № 3 (07). – С. 54–61.

References

1. Tulubaev, A. B. (2018). Tekhnologiya kriogenного бурения нефтяных и газовых скважин. Sostoyanie, tendentsii i problemy razvitiya neftegazovogo potentsiala Zapadnoy Sibiri: sbornik materialov mezhdunarodnoy akademicheskoy konferentsii. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 145-149. (In Russian).
2. Afanas'ev, I. V. (2018). Preduprezhdenie rastepleniya kriolitozony pri бурении скважины. Opyt, aktual'nye problemy i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa. Materialy VIII mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii obuchayushchikhsya, aspirantov i ucheykh: v 2 tomakh. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 17-23. (In Russian).
3. Gritsenko, A. I., Kuligin, A. V., Ivakin R. A. & Griguletsky, V. G. (2014). Urgent problems of well drilling technologies applied at fields of JSC "Gazprom". Part 1. Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea, (3), pp. 4-15. (In Russian).
4. Kuznetsov, V. G., Ovchinnikov, V. P., Frolov, A. A., Kucheryuk, V. I., Sorokin, V. F., & Ivanov, S. I. (2003). Napryazhenno-deformirovannoe sostoyanie krepki skvazhin v kriolitozone. Tyumen, Nedra Publ., 154 p. (In Russian).
5. Maksimov, M. S., Panishev, S. V. & Kozlov, D. S. (2018). Laboratory researches of the strength of adfreeze rocks on shear. Advances in current natural sciences, (5), pp. 114-119. (In Russian). DOI: 10.17513/use.36764
6. Iakovlev, A. A., Turitsyna, E. V., & Mogil'nikov, M. V. (2014). Analysis and justification of selecting cleaning agents and technology of their application in permafrost well drilling. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, (12), pp. 22-32. (In Russian). DOI: 10.15593/2224-9923/2014.12.3
7. Shu-qing, Hao. (2011). A study to optimize drilling fluids to improve borehole stability in natural gas hydrate frozen ground. Journal of Petroleum Science and Engineering, 76(3-4), pp. 109-115. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2011.01.014
8. Khomik, M. V., Kashkarov, N. G., & Porshevnikov, N. N. (1976). Sravnitel'naya otsenka promyshlennykh zhidkostey dlya бурения v usloviyakh Kraynego Severa. Бурение скважин на газовых месторождениях Западной Сибири. Tyumen, ZapsibNIGNI Publ., pp. 79-82. (In Russian).
9. Ovchinnikov, V. P., Frolov, A. A., Shatov, A. A., Vyahirev, V. I., Sorokin, V. F. & Ovchinnikov, P. V. (2000). Slevye i tamponazhnye kompozitsii na osnove vtorichnykh material'nykh resursov proizvodstva sody. Moscow, Nedra Publ., 214 p. (In Russian).
10. Shevchenko, A. N. (2011). Effect of the well temperature regime on the drilling efficiency of frozen massifs. Proceedings of Irkutsk State Technical University, (11(58)), pp. 117-120. (In Russian).
11. Goodge, J. W., & Severinghaus, J. P. (2016). Rapid Access Ice Drill: a new tool for exploration of the deep Antarctic ice sheets and subglacial geology. Journal of Glaciology, 62(236), pp. 1049-1064. (In English). DOI: 10.1017/jog.2016.97
12. Talalay, P., Hu, Zh., Xu, H., Yu, D., Han, L., Junjie, H., & Wang, L. (2014). Environmental considerations of low-temperature drilling fluids. Annals of Glaciology, 55(65), pp. 31-40. (In English). DOI: 10.3189/2014AoG65A226
13. Wang, Z., Wang, X., Sun, B., Deng, X., Zhao, Y., Gao, Y., & Li, H. (2017). Analysis on wellhead stability during drilling operation in arctic permafrost region. Proceedings of the International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering - OMAE 36. Volume. 8. Polar and Arctic Sciences and Technology; Petroleum Technology. - Ser. ASME 2017 36th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, OMAE 2017. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1115/omae2017-61868>
14. Sheldon, S. G., Popp, T. J., Hansen, S. B., & Steffensen, J. P. (2014). Promising new borehole liquids for ice-core drilling on the East Antarctic high plateau. Annals of Glaciology, 55(68), pp. 260-270. (In English). DOI: 10.3189/2014AoG68A043
15. Talalay, P. (2011). Drilling fluids for deep coring in central Antarctica. Technical Report PRC 12-01. Polar Research Center, Jilin University, China. (In English). Available at: https://icedrill.org/sites/default/files/DRILLING-FLUIDS-Final_PRC-12-01.pdf
16. Gerasimoff, M. (2003). Drilling fluid observations and recommendations for U.S. Polar Program, WAIScores Drilling Project. Madison. (In English). Available at: http://www.ssec.wisc.edu/icds/reports/Drill_Fluid.pdf

17. Tuma, P. E. (2008). Fluoroketone $C_2F_5C(O)CF(CF_3)_2$ as a Heat Transfer Fluid for Passive and Pumped 2-Phase Applications. 24th IEEE SEMI-THERM Symposium. (In English). DOI: 10.1109/STHERM.2008.4509386
18. Barabanov, V. G., Babenko, Yu. I., Bispen, T. A., Vasil'ev, A. S., Matalin, V. A., Moldavskiy, D. D., & Fenichev, I. M. Sposob polucheniya perftoretilizopropilketona v reaktore ideal'nogo vytesneniya. Pat. RU 2460717. Applied: 06.12.10. Published: 10.09.12. (In Russian).
19. Bispen, T. A., Maslennikov, I. G., Moldavsky, D. D., & Fenichev, I. M. (2016). Production of perfluoroethylisopropylketone from hexafluoropropene. Bulletin of the Saint Petersburg State Institute of Technology (Technical University), (37(63)), pp. 29-31. (In Russian).
20. Zakharenko, V. N., Krakovetskiy Yu. K., Parnachev, V. P. & Popov, L. N. (2012). On conductivity of permafrost. Tomsk State University Journal, (359), pp. 182-187. (In Russian).
21. Timofeev, N. G., Skryabin, R. M., Pinigin, V. V. (2017). About temperature during drilling in cryolithozone. Vestnik of North-Eastern Federal University. Series "Earth Sciences", (3(07)), pp. 54-61. (In Russian).

Сведения об авторах

Тулубаев Андрей Борисович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: tulubaevab@tyuiu.ru

Паникаровский Евгений Валентинович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Andrey B. Tulubaev, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: tulubaevab@tyuiu.ru

Evgeny V. Panikarovskii, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen