

АНАЛИЗ И ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ОЧИСТНЫХ АГЕНТОВ И ТЕХНОЛОГИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

А.А. Яковлев, М.В. Турицына, Е.В. Могильников*

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»,
Санкт-Петербург, Россия

*ООО «СГК-Бурение», Нефтеюганск, Россия

Целью работы является повышение эффективности промывки скважин в условиях залегания многолетнемерзлых пород (ММП) на основе применения очистных агентов с низкой теплопроводностью.

В настоящее время происходит увеличение темпов бурения скважин в осложненных условиях, таких как аномальные пластовые давления (как низкие, так и высокие), неустойчивые породы, породы высокой твердости, ММП и др. Многолетняя мерзлота распространена в России на территории различных регионов, занимая площадь 10 млн км², т.е. более 50 % всей территории страны. Значительная территория Аляски (США) и часть территории Канады также характеризуются наличием ММП. Большая часть нефтегазовых месторождений приурочена к этим регионам, что влечет за собой повышенный интерес к разработке технологий повышения качества бурения скважин в этих условиях. При этом глубина залегания ММП может достигать до 1400 м (Мархинская скважина в северо-западной части Якутии), но в основном она не превышает 600–700 м. Температура мерзлоты может достигать –8 °С, но чаще колеблется от 0 до –2,5 °С.

В работе проведен анализ отечественного и зарубежного опыта бурения скважин с промывкой различными очистными агентами, а также технологии их охлаждения. Отечественный опыт бурения по традиционным технологиям свидетельствует о том, что оттаивание, разрушение многолетнемерзлых пород приводит к целому ряду осложнений, особенно в приустьевой зоне скважин, что в целом негативно сказывается на качестве скважин.

Рассмотрены такие очистные агенты, как охлажденный воздух, газожидкостные дисперсные системы и промывочные жидкости.

Ключевые слова: бурение скважин, многолетнемерзлые породы, промывка, охлажденный воздух, газожидкостные смеси, пены, промывочные жидкости, способы охлаждения, осложнения, растепление, хладагент, теплофизические свойства, сульфолон, хлорид натрия, теплообмен.

ANALYSIS AND JUSTIFICATION OF SELECTING CLEANING AGENTS AND TECHNOLOGY OF THEIR APPLICATION IN PERMAFROST WELL DRILLING

A.A. Iakovlev, M.V. Turitsyna, E.V. Mogil'nikov*

National Mineral Resources University (University of Mines),
Saint Petersburg, Russian Federation

*LLC “SGC Drilling”, Nefteyugansk, Russian Federation

The study is focused on improving efficiency of well cleanout in permafrost conditions using cleaning agents of low thermal conductivity.

At present drilling in hard conditions, e.g. abnormal reservoir pressures (low or high), unstable rock, rock of higher hardness, permafrosts and so on, gains momentum. Permafrost areas are common in Russia, covering 10 million km² in different regions and thus totaling more than 50 % of the whole territory of Russia. Large parts of Alaska (USA) and Canada also contain permafrost. A big number of oil and gas fields are located in these areas; that is why developing technologies of well drilling in hard conditions draws much attention. In doing so a depth of permafrost can reach 1400 m (for instance, the Markhinskaya well in the northwestern part of Yakutia) but usually it is 600–700 m. The permafrost temperature can make –8 °C though it mainly fluctuates between 0 and –2,5 °C.

The paper offers the analysis of the Russian and foreign experience related to well drilling including cleanout by different agents and technologies of their cooling. The Russian practice based on traditional technologies tells us that defrosting, destruction of permafrost leads to a number of complications, particularly in the wellhead area resulting in poor well performance.

The cleaning agents investigated include cooled air, gas-liquid disperse systems and flushing fluids.

Keywords: well drilling, permafrost, cleanout, cooled air, liquid-gas mixtures, foams, flushing liquids, cooling techniques, drilling complications, defrosting, cooling agent, thermophysical properties, sulfonol, sodium chloride, heat exchange.

Введение

В настоящее время более 60 % запасов нефти и газа России приурочено к территориям, находящимся в районах залегания многолетнемерзлых пород (ММП). Потребность российского и мирового рынков в углеводородах обуславливает интенсивный рост разработки месторождений и увеличение объемов бурения скважин в Якутии, Красноярском крае, Республике Коми, Архангельской области, Тюменской области и других регионах Крайнего Севера.

Отечественный опыт строительства скважин по традиционным технологиям свидетельствует о том, что оттаивание, разрушение многолетнемерзлых пород приводит к целому ряду осложнений, особенно в приустьевой зоне скважин. При высокой льдистости ММП значительно осложняется процесс строительства скважин: размывы устьев, грифоны, разрушение фундаментов, повышенное кавернообразование, обрывы обсадных колонн, просадки шахтовых направлений, кондукторов, привышечных сооружений и буровых установок в целом. В процессе последующей эксплуатации скважин возникают: приустьевые воронки, искривления устьевого оборудования, смятия колонн, повышенное гидрато- и парафинообразование. Всё это приводит к значительным экономическим потерям [1–4].

С 70-х гг. XX в. ведутся работы в области изучения процессов кавернообразования, растепления ММП, смятия колонн, охлаждения приустьевой зоны, а также разработки теплоизолированных бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб, оборудования и технологии охлаждения очистных жидкостей и приустьевой зоны [1–7]. Однако в последние годы недостаточно внимания уделено разработке составов очистных агентов с низкой теплопроводностью, что позволит максимально сохранить целостность зоны ММП при бурении скважин. Всё это обуславливает актуальность представленной работы.

Бурение скважин с продувкой охлажденным воздухом

Применение сжатого воздуха вместо промывочной жидкости является существенным шагом вперед в решении проблемы бурения в условиях мерзлоты. Сжатый воздух, в отличие от воды и глинистых растворов, не замерзает при температурах и давлениях в процессе бурения, поэтому полностью устраняются осложнения, связанные с замерзанием промывочной среды.

Применяемые при бурении с продувкой массовые расходы воздуха в единицу времени обычно в 15–25 раз меньше массового расхода любой промывочной жидкости, а его удельная массовая теплоемкость 1000 Дж/(кг·°С) соответственно в четыре раза меньше. Поэтому при одной и той же начальной температуре нагнетаемой в скважину промывочной среды воздух несет с собой в 60–100 раз меньше тепла, чем промывочная жидкость. Это существенно снижает опасность осложнений, связанных с протаиванием и потерей устойчивости и монолитности мерзлых пород.

В указанном отношении воздух как промывочный агент значительно эффективнее, например, солевого раствора (NaCl или CaCl₂ в воде), который хотя и не замерзает в скважине, но в силу своей способности нести большой запас тепла может нарушить естественное агрегатное состояние слагающих стенки скважины мерзлых пород, что ведет к появлению осложнений из-за их протаивания.

Однако подаваемый от компрессора непосредственно в скважину сжатый воздух, снижая опасность и остроту появления осложнений, связанных с протаиванием мерзлых пород, не устраняет этих осложнений полностью. На выходе из компрессора сжатый воздух всегда имеет повышенную температуру, достигающую 70–80 °С; при этом отмечались случаи протаивания мерзлоты с последующими осложнениями.

Существует также специфический вид осложнений, связанных с выпадением конденсата из воздуха при его охлаждении в скважине и выражающихся в слипании частиц шлама, образовании сальников, намерзании конденсата в соединениях, уменьшении проходных сечений и вследствие этого в прижогах породоразрушающего инструмента, прихватах снаряда и др. Эти осложнения также вызваны недоучетом температурного фактора при бурении [2].

Даже при незначительных глубинах до 100–200 м температура воздуха в скважине значительно изменяется, и тем больше, чем сильнее начальная температура воздуха отличается от температуры мерзлых пород в большую или меньшую сторону. Причина в том, что в силу малых, в сравнении с промысловыми жидкостями, массовых расходов и теплоемкости воздух несет с собой весьма небольшой запас холода или тепла и поэтому быстро приобретает с глубиной температуру, близкую к температуре окружающих мерзлых пород.

Наиболее неблагоприятные условия бурения по мерзлым породам складываются при высоких положительных температурах нагнетаемого в скважину воздуха, особенно при его больших расходах. В этом случае по всему стволу скважины может сохраняться положительная температура воздуха, что ведет к тяжелым осложнениям. При малых расходах воздуха, начиная с некоторой глубины скважины, его высокая начальная температура перестает играть отрицательную роль. На верхнем участке ствола, где влияние начальной температуры сохраняется, возможные осложнения могут быть предупреждены установкой обсадной колонны.

Во всех случаях бурения с продувкой воздухом его температура резко возрастает у забоя скважины за счет тепла, отбираемого от породоразрушающего инструмента. При использовании охлажденного воздуха максимум температуры

в скважине (при нетеплоизолированных бурильных трубах) устанавливается, как правило, у забоя и лишь при малой глубине и большом расходе холодного воздуха – несколько выше забоя.

Проблема устранения резкого прироста температуры воздуха в призабойной зоне в результате рационального размещения производства холода может быть решена на основе сочетания охлаждения воздуха на поверхности с использованием встраиваемого в нижнюю часть бурового снаряда погружного вихревого холодильника. Он отличается небольшими размерами, отсутствием движущихся частей и создает в холодной струе при перепаде давления 0,5 МПа температуру воздуха до минус 40–50 °С; кроме того, можно использовать пневматический забойный двигатель, например турбодетандер или обычный пневмоударник.

Необходимое в любом случае бурения по мерзлым породам охлаждение и осушение сжатого воздуха на поверхности весьма полезно и в том отношении, что позволяет простейшим образом устранить осложнения, связанные с выпадением конденсата. Охлаждение воздуха даже без специальных мер его осушения всегда сопровождается конденсацией и отводом влаги [5, 8].

Способы охлаждения сжатого воздуха

При бурении скважин с продувкой возможны следующие способы охлаждения сжатого воздуха:

а) за счет теплообмена с естественным хладоносителем (атмосферным воздухом, проточной водой, мерзлыми породами, льдом) с помощью разделительных (поверхностных), смесительных или иной конструкции холодильников;

б) в результате изменения внутреннего баланса энергии самого сжатого воздуха при его расширении или изменении формы движения (адиабатическое расширение с отдачей внешней работы, дросселирование, вихревой эффект);

в) путем теплообмена с кипящим при низкой температуре хладагентом (фреоном, аммиаком и др.) в парокомпрессионных, парожеткторных, адсорбционных холодильных машинах, а также при использовании прочих машинных способов охлаждения.

Из существующих способов охлаждения наиболее простым и дешевым является теплообмен с естественным хладоносителем. На Крайнем Севере и Северо-Востоке в зимний период имеются идеальные условия для охлаждения сжатого воздуха до отрицательных температур за счет теплообмена с низкотемпературным атмосферным воздухом в поверхностных (разделительных) теплообменниках. Возможно также применение и других естественных хладоносителей в этих специфических условиях – многолетнемерзлых пород и льда [2, 3, 9–15].

Бурение с применением газожидкостных дисперсных систем

Газожидкостные системы, используемые в качестве самостоятельных очистных агентов, делятся на аэрированные жидкости, туманы и пены. Пены представляют собой, как правило, многофазные дисперсные системы, в которых дисперсионной средой служит жидкость, а дисперсной фазой – газ. Аэрированные жидкости отличаются от пен тем, что в них концентрация газа значительно ниже, пузырьки газа не связаны между собой и имеют шарообразную форму. К пенам относятся дисперсные системы, в которых газообразная фаза составляет основную часть объема – до 99 %.

Ряд существенных технологических преимуществ газожидкостных систем обуславливается известными преимуществами входящих в них компонентов – жидкости и газа. Так, успех, достигаемый от применения газожидкостных систем, объясняется присутствием в них газовой фазы, позволяющей в широком диапазоне снижать, например, гидроста-

тическое давление столба очистного агента, обеспечивать лучшие условия удаления из скважины бурового шлама и т.д. Однако жидкая фаза, содержащая различные поверхностно-активные вещества (ПАВ), химические реагенты (КМЦ, гипан и др.), а также глино порошок, смазывающие, ингибирующие, противоморозные и другие добавки, позволяющие повысить показатели бурения, создает лучшие условия для нормального охлаждения и работы породоразрушающего инструмента по сравнению с продувкой скважины сжатым воздухом.

В настоящее время газожидкостные системы применяются при бурении скважин на твердые, жидкие (нефть, воду) и газообразные полезные ископаемые (газ, геотермы). Они используются при вращательном (с двигателем на поверхности и с погружным двигателем – турбобуром, электробуром), а также при ударно-вращательном, керновом и бескерновом бурении.

Результаты бурения скважин на севере Канады показали, что применение пресных стабильных пен в породах с отрицательными температурами нежелательно. Пена с температурой на 2–7 °С выше точки замерзания уже через 1,5 ч после прекращения циркуляции замерзала, поэтому в состав пен рекомендуется вводить противоморозные добавки. Для предотвращения замерзания пен в зимних условиях в манифольде существуют разные способы. Г. Андерсон приводит данные, что при температуре воздуха минус 44–56 °С при бурении скважин в районе Арктического Юкона в Канаде трубопроводы размещали в теплоизолированном подогреваемом паром кожухе, вода также нагревалась паром.

Многие авторы указывают, что при использовании пен резко сократились прихваты бурового инструмента в скважине и снизилась коррозионная агрессия. Отмечается снижение расхода дизельного топлива до 30 % по сравнению с продувкой скважин сжатым воздухом. Эксплуа-

тационные расходы при бурении с пеной по многолетнемерзлым породам оказались почти в два раза ниже, чем при бурении с продувкой сжатым воздухом. Применение пен также способствует уменьшению загрязнения окружающей среды.

Пена, как и всякий очистной агент, не является универсальной. Ее не следует применять при бурении несцементированных рыхлых отложений, сильно обводненных пород с притоками более 31,7 м³/ч, а также высоконапорных пластов, где давление превышает вес столба пены в скважине.

Аэрированные жидкости на водной и неводной основах получают вводом газа или воздуха в различные промывочные растворы. При этом различают бескомпрессорный и компрессорный способы.

Введением ПАВ в жидкость, аэрируемую любым из указанных способов, обеспечиваются стабилизация дисперсной системы, улучшение условий удаления частиц разбуренной породы с забоя и из скважины на поверхность в результате высоких смачивающих и флотулирующих свойств ПАВ, предотвращение агрегирования частиц разбуренной породы, снижение коррозирующего действия воздуха в дисперсных системах и т.д. [3, 5, 8, 16–19].

Теплофизические свойства пен

Стабильные пены можно представить как гетерогенные системы, в которых геометрические и физические свойства повторяются в пространстве в течение определенного времени их существования. При этом теплоемкость газового компонента значительно ниже жидкостного. Поскольку передача тепла в пене идет через пузырьки газа и жидкие пленки между ними, то с ростом плотности пены теплопроводность ее будет также повышаться. Однако теплопроводность пены мала из-за присутствия в ней газовой фазы.

При бурении с применением пены растепления многолетнемерзлых пород в стенках скважины и керна практически

не происходит, так как расход ее мал, запас теплоты пенного потока невелик и начальная температура пены низкая. Пена не требует предварительного охлаждения в отличие от всех других известных очистных агентов.

Применение пены позволяет упростить конструкцию скважин и тем самым снизить расход обсадных труб. Механическая скорость бурения с пеной по мерзлым породам в среднем составляет 5,0 м/ч, с промывкой – 1,81 м/ч и при бурении «всухую» – 0,62 м/ч.

При бурении многолетнемерзлых пород можно ограниченно применять пену без ввода в нее противоморозных добавок. В табл. 1 приведены данные о времени замерзания пены в зависимости от состава пенообразующего раствора и температуры окружающих пород.

Т а б л и ц а 1

Время замерзания пены

Состав водного раствора	Время замерзания	
	При $T_n = -5\text{ }^\circ\text{C}$	При $T_n = -10\text{ }^\circ\text{C}$
Сульфолон (0,5 %) + КМЦ (0,25 %)	1,5	1,5
Сульфолон (1 %) + КМЦ (0,5 %) + NaCl (7 %)	14	2
Сульфолон (1,5 %) + КМЦ (0,5 %) + NaCl (10 %)	25	4

Пресные пены при прекращении циркуляции замерзают, сохраняя ячеистую структуру, разрушение которой в скважине не представляет особых трудностей.

Г. Андерсон по данным опыта бурения скважин канадского Юкона установил, что при низких отрицательных температурах на поверхности пена, содержащая до 10–15 % NaCl, быстро замерзает. Отмечались трудности выведения шлама и газа из пены (последний сжигался на выкидной линии).

Пена хорошо вытесняется цементным раствором или буферной жидкостью при тампонировании затрубного простран-

ва. Г. Андерсон указывал, что в этом удаленном районе (север Юкона) стоимость 1 ч бурения при использовании пены была в 1,21 раза выше по сравнению с промывкой глинистым раствором (с учетом расходов на транспортировку оборудования и простоев по климатическим условиям) [1–3].

Бурение с применением промывочных жидкостей

Промывочные жидкости на водной основе могут быть полимерглинистые с малым содержанием твердой фазы, полимерглинистые и полимерные безглинистые. В эти жидкости могут вводиться различные реагенты-стабилизаторы, пенообразователи, а также смазывающие, противокоррозионные, противоморозные и другие добавки.

В районах Крайнего Севера и северо-востока России промывочные жидкости используются при бурении пород с отрицательными и положительными температурами. В этих условиях применение даже пресных растворов имеет свои особенности, определяемые в первую очередь климатическими (низкие температуры окружающего воздуха), организационными (дальность перевозок, длительность хранения материалов, трудность водоснабжения и др.), а также экономическими показателями (повышенная стоимость используемых материалов и др.)

Область применения глинистых растворов весьма обширна. В качестве самостоятельных промывочных жидкостей их используют во всех случаях, когда бурение скважин с промывкой технической водой невозможно. Они значительно улучшают очистку скважин от выбуренной породы и вынос песка, служат для временного крепления несцементированных пористых и трещиноватых пород, для проходки зон поглощений и т.д. [3, 20, 21].

А.В. Марамзин на основании многочисленных экспериментальных исследований показал, что для обеспечения не-

растепляемости пород температура промывочной жидкости, нагнетаемой в скважину, должна быть в пределах от 0 до $-2,5$ °С и по возможности близкой к температуре окружающих пород. При бурении нефтяных и газовых скважин роторным и турбинным способами считается, что для предупреждения осложнений в процессе бурения температура жидкости должна быть близкой к 0 °С.

В Тюменской области накоплен опыт бурения скважин в многолетнемерзлых породах, склонных к обвалообразованию, с промывкой пресными глинистыми растворами. В этих условиях параметры и подачу жидкости в скважину выбирали из расчета обеспечения структурного режима течения жидкости в затрубном пространстве для снижения интенсивности теплообмена между жидкостью и породами. При этом величина растепления стенок скважин промывочной жидкостью с температурой 3–5 °С за 25–35 ч не превышала 0,03–0,04 м.

С целью предупреждения промораживания жидкости в скважинах при бурении в зонах многолетнемерзлых пород в США предложен оригинальный метод. Он заключается в изоляции стенок скважины от раствора с помощью устанавливаемой в ней по всей мощности зоны надувной трубы. При подаче воздуха труба расширяется и прижимается к стенкам скважины. Давление воздуха в трубе поддерживается равным давлению жидкости в скважине. Данная система может быть легко извлечена из скважины. После проходки зоны многолетнемерзлых пород ствол скважины во всех случаях закрепляется обсадными трубами.

Однако бурение скважин с промывкой растворами, имеющими положительные температуры, может привести к усложнению конструкции скважины.

По данным бурения скважин на месторождении Прадхо-Бей (США) отмечалось, что даже незначительное протаивание пород в стенках скважин служило причиной кавернообразования.

Для предупреждения разрушения льда при роторном бурении колонковыми долотами температуру промывочной жидкости на выходе из скважины поддерживали равной $-3,3$ °С. При глубине скважины до 570 м инвертную эмульсию охлаждали, например, до $-6,7$ °С. При этих условиях обеспечивался подъем нерастепленного керна.

Учитывая трудность регулирования температуры жидкости в зависимости от ее вязкости, длительности циркуляции и глубины скважины, нужно выбирать такую минимальную начальную температуру, при которой гарантировалась бы нерастепляемость пород в стенках скважин. Это условие может быть обеспечено при использовании глинистого раствора с $t_{1н} = -2$ °С или соленой воды с $t_{1н} = -2,5...3$ °С, что согласуется с опытными данными, полученными ранее А.В. Марамзиным [2, 13].

Чтобы в процессе бурения предохранить многолетнемерзлые породы от растепления, частоту вращения и осевую нагрузку на забой можно изменять при одновременном изменении количества подаваемой в скважину жидкости. Только предварительным охлаждением промывочной жидкости обеспечить стабилизацию многолетнемерзлых пород невозможно. Необходимо регулировать режимные параметры, в том числе режим циркуляции жидкости, ее физико-химический состав, характеризующий в первую очередь теплофизические и смазывающие свойства.

Кроме того, при установлении рациональных реологических свойств промывочных жидкостей нельзя не учитывать возможного их изменения под действием температурного фактора.

При оценке величины вязкости глинистых растворов следует также учитывать, что с повышением глубины скважины и ростом гидростатического давления вязкость увеличивается. Известно, что при изменении давления от 0,1 до 100 МПа вязкость возрастает на 5–6 %.

Замечено, что при использовании соленой воды растепление пород меньше, чем при циркуляции по скважине глинистого раствора. Это можно объяснить тем, что при применении промывочных жидкостей с пониженной вязкостью степень охлаждения раствора в затрубном кольцевом пространстве ниже, чем вязкой среды. В среднем при рассмотренных условиях растепление льда при промывке скважины соленой водой не превышало 0,085 м, а при использовании глинистого раствора – 0,105 м.

Тепловое воздействие способствует эрозионному разрушению многолетнемерзлых пород, которое увеличивается при росте скорости и спиралевидном движении потока промывочной жидкости в затрубном пространстве, а также при большом содержании твердой фазы в растворе. При тепловом воздействии создаются условия для образования обвалов пород, формирования каверн, т.е. нарушается нормальный процесс углубления скважин [2–5].

Для охлаждения промывочной жидкости в районах Крайнего Севера и северо-востока предложены различные способы. Наиболее универсальным из них, обеспечивающим охлаждение промывочной жидкости в любое время года, является способ, предусматривающий применение специальных теплообменников и холодильных установок.

Во ВНИИКРнефти разработана система, в которой использованы теплообменники с эвтектическим льдом, намораживаемым в результате естественного зимнего холода. При этом промывочная жидкость охлаждается при циркуляции в специальных теплообменниках – накопителях холода. Теплообменник представляет собой металлическую емкость, оснащенную системой труб, пропущенных через лед, заполняющий емкость. При бурении под кондуктор в условиях Тюменской области расходовалось около 17 м³ эвтектического льда. К сожалению, данная система не может обеспечить ра-

боту в летний период; для охлаждения жидкости летом предложено использовать охлаждающие смеси.

Температуру замерзания промывочной жидкости, как правило, устанавливают на 2–3 °С ниже температуры пород в стенках скважины. Однако если учесть, что излишнее засоление воды (раствора) может вызывать повышенное разрушение льда, то, по-видимому, разница в один градус достаточна.

Для понижения температуры замерзания жидкости можно рекомендовать соли NaCl, KCl, Na₂CO₃ и др. Применение неорганических солей в качестве противоморозной добавки рационально при введении в промывочную жидкость добавок ОП-7 + АНП-2.

Известно, что для получения низкотемпературостойких промывочных жидкостей более эффективно применение таких органических добавок, как этиловый спирт, глицерин, этиленгликоль, полиэтиленгликоль, а также добавки ПАВ. Эти данные подтверждены исследованиями ВНИИКРнефти.

Международный опыт бурения показывает, что в настоящее время существует несколько способов охлаждения бурового раствора [9, 10, 22]:

1. Естественное охлаждение. В случае, когда температура раствора при возвращении из скважины выше, чем температура окружающей среды (бурение

в зимний период), при движении раствора по наземной обвязке он будет охлаждаться за счет теплообменных процессов с оборудованием и окружающей средой.

2. Охлаждение при использовании твердых хладагентов. В емкости с буровым раствором помещается твердое вещество с низкой температурой, не вступающее в химическую реакцию с жидкостью. Охлаждение также происходит за счет теплообменных процессов. Применяется в случаях, когда температура окружающей среды незначительно выше температуры раствора, выходящего из скважины.

3. Принудительное охлаждение специальным оборудованием. Применяется в случаях, когда температура окружающей среды значительно выше температуры раствора, выходящего из скважины [9, 23].

В 2010 г. при бурении разведочных скважин на месторождении газовых гидратов Мохэ провинции Хэйлунцзян (Китай), расположенном на территории криолитозоны с нижней границей залегания многолетнемерзлых пород 124 м, со средними глубинами до 60–80 м, при этом средняя глубина оттаивания составляет порядка 0,6–0,7 м, применялся полимерный буровой раствор со следующими свойствами: плотность 1,07–1,085 г/см³, точка замерзания –4 °С. Для охлаждения раствора применялась специальная система охлаждения, представленная на рисунке.

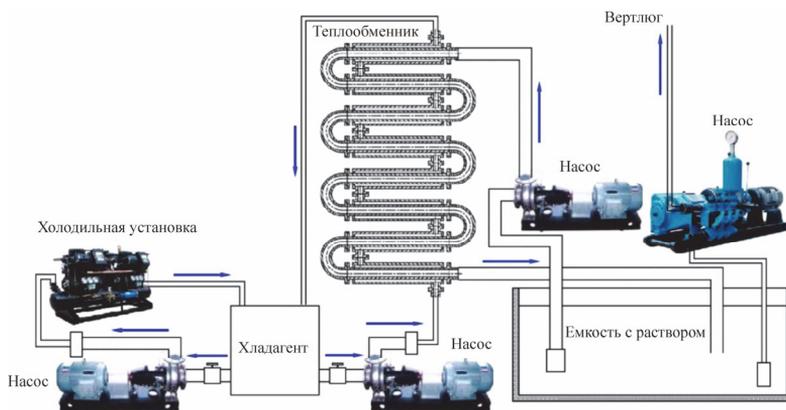


Рис. Структура системы охлаждения бурового раствора [4]

Независимая система охлаждения раствора в основном используется для исследования газовых гидратов в вечной мерзлоте. Система охлаждения раствора состоит из двух компонентов, а именно системы охлаждения хладагента и контура охлаждения раствора.

При прохождении хладагента через холодильную установку его температура может достигать $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$. Хладагент и раствор транспортируются к коаксиальному теплообменнику в одно и то же время. Между ними происходит теплообмен через обратный теплообменник. Общая мощность теплообмена может быть рассчитана по следующей формуле:

$$Q = M \cdot c \cdot (t_1 - t_2) = (\rho \cdot G) \cdot c \cdot (t_1 - t_2),$$

где M – массовый расход, кг/мин; c – удельная теплоемкость, $3,7064\text{ кДж/кг}$; $t_1 - t_2$ – разница температур, $^{\circ}\text{C}$; ρ – плотность бурового раствора, г/см^3 ; G – расход, л/мин.

Обоснование выбора очистного агента для бурения скважин в условиях ММП

Анализ научно-технической литературы [3, 8, 9, 16, 20, 21, 23–26] позволил объединить и обобщить информацию по применению различных очистных агентов для промывки скважин в условиях залегания многолетнемерзлых пород (табл. 2).

Т а б л и ц а 2

Преимущества и недостатки очистных агентов при бурении ММП

Способ очистки забоя	Преимущества	Недостатки
С продувкой охлажденным воздухом	Простота регулирования температурного режима. Низкое влияние отрицательной температуры на очистной агент. Высокая экологическая безопасность	Необходимость дополнительного оборудования. Дороговизна транспортировки и размещения оборудования для производства холода. Сезонность метода. При остановке циркуляции – осаждение шлама на забой, что вызывает необходимость повторного разбуривания породы на забое. Ухудшение условий очистки скважины от выбуренной породы
С применением газожидкостных дисперсных систем (ГЖС, пены)	Экономичность. Низкая теплопроводность. Увеличение скорости бурения скважины. Возможность выноса крупных частиц выбуренной породы – диаметром до 4–5 см. Снижение коррозионной агрессии на трубах. Сокращение прихватов бурового инструмента. Плохое проникновение в пористую среду, что позволяет осуществлять бурение в условиях аномального пластового давления. Повышение проходки на долото	Необходимость дополнительного оборудования. Увеличение времени на восстановление циркуляции при длительных остановках процесса бурения. При низких отрицательных температурах ($<-10\text{ }^{\circ}\text{C}$) пена быстро замерзает даже при наличии морозостойких добавок
С промывкой охлажденным буровым раствором	Удобство регулирования давления. Простота использования. Практически не зависит от времени года	Необходимость дополнительного оборудования. При длительной циркуляции на больших глубинах ($>300\text{ м}$) происходит растрепление горной породы. Дороговизна оборудования для охлаждения растворов. Дороговизна различных добавок. Сильное влияние температуры горной породы на очистной агент, и наоборот

Таким образом, наиболее эффективным является применение газожидкостных промывочных смесей. При этом существующие недостатки не сильно повлияют на эффективность их применения. Во-первых, дополнительное оборудование необходимо при использовании и воздуха, и раствора. Во-вторых, глубина залегания ММП небольшая (в сред-

нем – до 120–150 м), а поэтому нет необходимости надолго останавливать циркуляцию очистного агента в скважине. В-третьих, самая низкая температура в пласте $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$, что означает, что при использовании морозостойких добавок в составе газожидкостной смеси она не будет быстро замерзать и создавать помехи в процессе бурения.

Список литературы

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 632 с.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2000. – 679 с.
3. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Рябченко В.И. Технология промывки скважин. – М.: Недра, 1981. – 301 с.
4. Соловьев В.В. Развитие технологии и техники обеспечения устойчивости устьев скважин в многолетнемерзлых породах с использованием природных факторов Севера: дис. ... канд. техн. наук. – Ухта, 1999. – 201 с.
5. Гасумов Р.А., Кондренко О.С., Гасумов Э.Р. Основные доминирующие факторы теплового воздействия на мерзлые породы при бурении скважин в криолитозонах // Вестник Сев.-Кавказ. федер. ун-та. – 2010. – № 2. – С. 5–12.
6. Мильченко И.В. Буровые работы на вечномёрзлых грунтах // Экологические проблемы Арктики и северных территорий: межвуз. сб. науч. тр. Сев. (Арктич.) федер. ун-та М.В. Ломоносова; отв. ред. П.А. Феклистов. – Архангельск, 2012. – С. 102–105.
7. Полозков К.А., Басниев К.С., Гафтуяз П.И. Осложнения, возникающие при строительстве и эксплуатации скважин в зонах распространения многолетнемерзлых пород, и мероприятия по их предотвращению // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 1. – С. 6–10.
8. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в мерзлых породах. – М.: Недра, 1983. – 286 с.
9. Chen C., Chen D., Feng X. Application of Mud Cooling System for Gas Hydrate Exploration in Permafrost // Наукові праці ДонНТУ. Гірично-геологічна. – 2011. – Вип. 14(181). – С. 97–101.
10. Gao H., Liu H. Concept Design for Drilling Fluid Cooling System [J] // Oil Field Equipment. – 2007. – № 36(6). – P. 31–32.
11. Zhao J., Sun Y., Guo W. Current Situation of Drilling Mud Cooling Technology and Research on a New Type of Drilling Mud Cooling System [J] // Exploration Project. – 2010. – № 37(9). – P. 1–5.
12. Газожидкостные промывочные смеси для заканчивания скважин в условиях anomalно низких пластовых давлений / М.В. Турицына, Е.В. Чернобровин, В.А. Морозов, Г.Ю. Телеев, А.В. Ковалев, Е.П. Рябконов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 8. – С. 111–113.
13. Газожидкостные промывочные смеси для первичного вскрытия пластов в условиях anomalно низких пластовых давлений / М.В. Турицына, А.В. Ковалев, В.А. Морозов, Г.Ю. Телеев, Е.В. Чернобровин, А.А. Щербаков // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 9. – С. 58–59.
14. Яковлев А.А., Турицына М.В. Обоснование применения и исследование составов газожидкостных смесей для промывки скважин в условиях anomalно низких пластовых давлений // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 4. – С. 42–48.
15. Яковлев А.А., Турицына М.В. К вопросу о применении новых композиций поверхностно-активных веществ для создания пенообразующего реагента // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 3. – С. 54–61.
16. Турицына М.В. Гидродинамическое обоснование применения газожидкостных смесей для вскрытия пластов с anomalно низкими пластовыми давлениями: дис. ... канд. техн. наук. – СПб., 2014. – 142 с.
17. Моделирование изоляции поглощающего пласта расширяющимися тампонажными смесями / А.А. Мелехин, И.В. Доровских, Н.В. Девяткова, М.Н. Голоднов, А.В. Епихин, Е.В. Кожевников // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 8. – С. 114–117.
18. Исследование влияния седиментации тампонажного раствора на свойства получаемого цементного камня / Е.В. Кожевников, Н.И. Николаев, О.А. Ожигибсов, Р.В. Дворецкас // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 23–25.
19. Николаев Н.И., Кожевников Е.В. Повышение качества крепления скважин с горизонтальными участками // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 29–37. DOI: <http://dx.doi.org/10.15593/2224-9923/2014.11.3>.
20. Кондренко О.С. Буровые растворы для вскрытия пластов в условиях многолетнемерзлых пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 10. – С. 22–24.
21. Лю Т., Николаев Н.И. Повышение эффективности ликвидации геологических осложнений при бурении скважин на газовые гидраты в провинции Цинхай (КНР) // Инженер-нефтяник. – 2013. – № 3. – С. 17–20.
22. Zhang Y., Sun J., Jia Z. Research and Application for China Land Permafrost Gas Hydrate Drilling [J] // Exploration Project. – 2009. – № 36(S1). – P. 22–28.
23. Wu Q., Cheng G. Research Summarization on Natural Gas Hydrate in Permafrost Regions [J] // Advances In Earth Science. – 2008. – № 23(2). – P. 111–119.
24. Чернышов С.Е., Турбаков М.С., Крысин Н.И. Основные направления повышения эффективности строительства боковых стволов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 98–100.
25. Мелехин А.А., Чернышов С.Е., Турбаков М.С. Расширяющиеся тампонажные составы для ликвидации поглощений при креплении обсадных колонн добывающих скважин // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 3. – С. 50–52.
26. Чернышов С.Е., Турбаков М.С., Крысин Н.И. Расширяющийся тампонажный раствор для проведения водоизоляционных работ в скважинах // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 1. – С. 78–80.

References

1. Basarygin Iu.M., Bulatov A.I., Proselkov Iu.M. Burenie nefiannykh i gazovykh skvazhin [Drilling oil and gas wells]. Moscow: Nedra-Biznesstsentr, 2002. 632 p.
2. Basarygin Iu.M., Bulatov A.I., Proselkov Iu.M. Oslozhneniia i avarii pri burenii nefiannykh i gazovykh skvazhin [Complications and emergencies in drilling oil and gas wells]. Moscow: Nedra, 2000. 679 p. 2002
3. Bulatov A.I., Proselkov Iu.M., Riabchenko V.I. Tekhnologiya promyvki skvazhin [Well cleaning technology]. Moscow: Nedra, 1981. 301 p.
4. Sologov V.V. Razvitiie tekhnologii i tekhniki obespecheniia ustoiichivosti ust'ev skvazhin v mnogoletnemerzlykh porodakh s ispol'zovaniem prirodnykh faktorov Severa [Development of technology and methods to ensure wellhead stability in permafrosts using natural factors of the North]. Thesis of the candidate of technical sciences. Ukhta, 1999. 201 p.

5. Gasumov R.A., Kondrenko O.S., Gasumov E.R. Osnovnye dominiruyushchie faktory teplovogo vozeistviia na merzlye porody pri burenii skvazhin v kriolitozonakh [The main dominating factors of thermal effects on frozen rock in drilling wells in cryolithic zones]. *Vestnik Severo-Kavkazskogo federal'nogo universiteta*, 2010, no. 2, pp. 5–12.
6. Mil'chenko I.V. Burovye raboty na vechnomerzlykh gruntakh [Drilling operations in permanently frozen soils]. *Mezhvuzovskii sbornik nauchnykh trudov Severnogo (Arkticheskogo) federal'nogo universiteta M.V. Lomonosova "Ekologicheskie problemy Arktiki i severnykh territorii"*. Ed. by P.A. Feklistov. Arkhangel'sk, 2012, pp. 102–105.
7. Polozkov K.A., Basniev K.S., Gafuniak P.I. Oslozheniia, vznikaiushchie pri stroitel'stve i ekspluatatsii skvazhin v zonakh rasprostraneniia mnogoletnemerzlykh porod, i meropriiatiia po ikh predotvrashcheniiu [Complications in well construction and operation in permafrost zones and preventive measures]. *Stroitel'stvo neftiannykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2010, no. 1, pp. 6–10.
8. Kudriashov B.B., Iakovlev A.M. Burenie skvazhin v merzlykh porodakh [Well drilling in frozen soils]. Moscow: Nedra, 1983. 286 p.
9. Chen C., Chen D., Feng X. Application of Mud Cooling System for Gas Hydrate Exploration in Permafrost. *Haykoi nauai DouHTV. Gіrничo-геологична*, 2011, no. 14(181), pp. 97–101.
10. Gao H., Liu H. Concept Design for Drilling Fluid Cooling System [J]. *Oil Field Equipment*, 2007, no. 36(6), pp. 31–32.
11. Zhao J., Sun Y., Guo W. Current Situation of Drilling Mud Cooling Technology and Research on a New Type of Drilling Mud Cooling System [J]. *Exploration Project*, 2010, no. 37(9), pp. 1–5.
12. Turitsyna M.V., Chernobrovin E.V., Morozov V.A., Telev G.Iu., Kovalev A.V., Riabokon' E.P. Gazozhidkostnye promyvochnye smesi dlia zakachivaniia skvazhin v usloviakh anomal'no nizkikh plastovykh davlenii [Liquid-gas mixtures for well completion under abnormally low formation pressures]. *Nefiанoe khoziaistvo*, 2012, no. 8, pp. 111–113.
13. Turitsyna M.V., Kovalev A.V., Morozov V.A., Telev G.Iu., Chernobrovin E.V., Shcherbakov A.A. Gazozhidkostnye smesi dlia pervichnogo vskrytiia plastov v usloviakh anomal'no nizkikh plastovykh davlenii [Liquid-gas mixtures for initial formation exposure under abnormally low formation pressures]. *Nefiанoe khoziaistvo*, 2012, no. 9, pp. 58–59.
14. Iakovlev A.A., Turitsyna M.V. Obosnovanie primeneniia i issledovanie sostavov gazozhidkostnykh smesi dlia promyvy skvazhin v usloviakh anomal'no nizkikh plastovykh davlenii [Justification of application and study of liquid-gas mixture composition for well cleanout under abnormally low formation pressures]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologіia. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 4, pp. 42–48.
15. Iakovlev A.A., Turitsyna M.V. K voprosu o primeneniі novykh kompozitsii poverkhnostno-aktivnykh veshchestv dlia sozdaniia penobrazuiushchego reagenta [On application of new combinations of surface-active substances to produce foam-forming reagents]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologіia. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 3, pp. 54–61.
16. Turitsyna M.V. Gіdrodinamicheskoe obosnovanie primeneniia gazozhidkostnykh smesi dlia vskrytiia plastov s anomal'no nizkimi plastovymi davleniami [Hydrodynamic justification of liquid-gas mixtures application to expose formations with abnormally low pressures]. Thesis of the candidate of technical sciences. Saint Petersburg, 2014. 142 p.
17. Melekhin A.A., Dorovskikh I.V., Deviatkova N.V., Golodnov M.N., Epikhin A.V., Kozhevnikov E.V. Modelirovanie izoliatsii pogloshchaishego plastа rasshirauiushchimi tamponazhnyimi smesiami [Simulation of thief formation isolation by expanding plugging materials]. *Nefiанoe khoziaistvo*, 2012, no. 8, pp. 114–117.
18. Kozhevnikov E.V., Nikolaev N.I., Ozhgibesov O.A., Dvoret'skas R.V. Issledovanie vliianiia sedimentatsii tamponazhnogo rastvora na svoistva poluchaemogo tsementnogo kamnia [Research of effects of grouting mortar sedimentation on properties of cement stone]. *Nefiанoe khoziaistvo*, 2014, no. 6, pp. 23–25.
19. Nikolaev N.I., Kozhevnikov E.V. Povyshenie kachestva krepleniia skvazhin s gorizontальnymi uchastkami [Improving quality of cementing wells with horizontal sections]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologіia. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2014, no. 11, pp. 29–37.
20. Kondrenko O.S. Burovye rastvory dlia vskrytiia plastov v usloviakh mnogoletnemerzlykh porod [Mud fluids for formation exposure in permafrost]. *Stroitel'stvo neftiannykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2009, no. 10, pp. 22–24.
21. Liu T., Nikolaev N.I. Povyshenie effektivnosti likvidatsii geologicheskikh oslozhenii pri burenii skvazhin na gazovye gidraty v provintsii Tsinghai (KNR) [Improving effectiveness of geological complication elimination in drilling gas hydrate wells in Qinghai province (PRC)]. *Inzhenerneftianik*, 2013, no. 3, pp. 17–20.
22. Zhang Y., Sun J., Jia Z. Research and Application for China Land Permafrost Gas Hydrate Drilling [J]. *Exploration Project*, 2009, no. 36(S1), pp. 22–28.
23. Wu Q., Cheng G. Research Summarization on Natural Gas Hydrate in Permafrost Regions [J]. *Advances In Earth Science*, 2008, no. 23(2), pp. 111–119.
24. Chernyshov S.E., Turbakov M.S., Krysin N.I. Osnovnye napravleniia povysheniia effektivnosti stroitel'stva bokovykh stvolov [Main directions of improving effectiveness of side hole construction]. *Nefiанoe khoziaistvo*, 2011, no. 8, pp. 98–100.
25. Melekhin A.A., Chernyshov S.E., Turbakov M.S. Rasshirauiushchiia tamponazhnye sostavy dlia likvidatsii pogloshchenii pri krepleniі ob-sadnykh kolonn dobyvaiushchikh skvazhin [Expanding grouting mortars to eliminate adsorption during casing pipe cementing in output wells]. *Nefiанoe khoziaistvo*, 2012, no. 3, pp. 50–52.
26. Chernyshov S.E., Turbakov M.S., Krysin N.I. Rasshirauiushchiia tamponazhnyi rastvor dlia provedeniia vodozliatsionnykh rabot v skvazhinakh [Expanding grouting mortars for water shutoff treatment in wells]. *Nefiанoe khoziaistvo*, 2011, no. 1, pp. 78–80.

Об авторах

Яковлев Андрей Арианович (Санкт-Петербург, Россия) – доктор технических наук, профессор кафедры механики Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский о-в, 21-я линия, 2; e-mail: andre_a_yakovlev@mail.ru).

Турицына Мария Владимировна (Санкт-Петербург, Россия) – кандидат технических наук, ассистент кафедры бурения скважин Национального минерально-сырьевого университета «Горный» (199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский о-в, 21-я линия, 2; e-mail: turitsyna_maria@mail.ru).

Могильников Евгений Владимирович (Нефтеюганск, Россия) – инженер ООО «СГК-Бурение» (628301, Тюменская область, ХМАО-Югра, г. Нефтеюганск; e-mail: evgeniy.mogilnikov@mail.ru).

About the authors

Andrei A. Iakovlev (Saint Petersburg, Russian Federation) – Doctor of Technical Sciences, Professor, Department of Mechanics, National Mineral Resources University (University of Mines) (199106, Saint Petersburg, Vasilevsky Island, Line 21st, 2; e-mail: andre_a_yakovlev@mail.ru).

Maria V. Turitsyna (Saint Petersburg, Russian Federation) – Ph.D. in Technical Sciences, Assistant, Department of Well Drilling, National Mineral Resources University (University of Mines) (199106, Saint Petersburg, Vasilevsky Island, Line 21st, 2; e-mail: turitsyna_maria@mail.ru).

Evgenii V. Mogil'nikov (Nefteyugansk, Russian Federation) – Engineer, LLC "SGC Drilling" (628301, Nefteyugansk; e-mail: evgeniy.mogilnikov@mail.ru).

Получено 01.08.2014

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Яковлев А.А., Турицына М.В., Могильников Е.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.

Please cite this article in English as:

Iakovlev A.A., Turitsyna M.V., Mogil'nikov E.V. Analysis and justification of selecting cleaning agents and technology of their application in permafrost well drilling. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no. 12, pp. 22–32. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.12.3.