УДК 622.244; 622.245

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ И КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ РАЗВЕДКЕ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ

Н.И.НИКОЛАЕВ, *д-р техн. наук*, *профессор*, *nikinik@mail.ru*
Санкт-Петербургский горный университет, *Россия*
ЛЮ ТЯНЬЛЭ, *канд. техн. наук*, *доцент*, *liutianle@mail.ru*
Китайский геологический университет, *г.Ухань*, *КНР*

Рассмотрены перспективы разведки и освоения месторождений газовых гидратов в мире, а также проблемы бурения скважин на газогидраты на северо-западе Китая. Установлено, что основными причинами возникновения осложнений на месторождении Мули являются вторичное гидратообразование на стенке скважины и на буровом снаряде, а также льдообразование в цементном камне при бурении и креплении скважин в многолетнемерзлых породах. Показано, что в зонах многолетнемерзлых пород, при вскрытии пластов, содержащих газовые гидраты, происходит изменение температуры и давления, что неизбежно ведет к диссоциации гидратов. При этом повышение давления в кольцевом пространстве, вызванное выделением газа, может привести к вторичному образованию газогидратов, прихвату бурильных труб, прекращению циркуляции промывочной жидкости, что является причиной серьезных аварий в стволе скважины. Представлены результаты исследований по разработке составов промывочных жидкостей, снижающих аварийность бурения в многолетнемерзлых горных породах. Проведены сравнительные эксперименты по оценке эффективности термодинамических и кинетических ингибиторов, препятствующих повторному гидратообразованию. Установлено, что кинетические ингибиторы имеют очевидное преимущество: даже при небольших добавках обладают хорошим ингибирующим эффектом. В лабораторных условиях проведены исследования по оценке фазового равновесия газовых гидратов при взаимодействии с водными растворами, содержащими кинетический ингибитор PVP. Разработан состав малоглинистого бурового раствора на водной основе, позволяющего поддерживать температурный режим в скважине на уровне –2 °С, и показана его эффективность для месторождений газовых гидратов на территории КНР.

Эффективность крепления неустойчивых горных пород при бурении в условиях отрицательных значений температуры в скважине во многом зависит от их физико-механических свойств, состава и технологических показателей тампонажных материалов. Предложены составы быстротвердеющих тампонажных смесей на основе высокоалюминатных вяжущих материалов. Установлено, что исследуемые составы способны существенно улучшить результаты тампонажных работ.

***Ключевые слова*:** многолетнемерзлые породы, газовые гидраты, ингибиторы, буровой раствор, тампонажные смеси, диссоциация, кинетические и динамические ингибиторы, фазовое равновесие, экзотермическая реакция, высокоалюминатный цемент, прочность цементного камня.

Газовые гидраты, залегающие в вечной мерзлоте или непосредственно под ее нижней границей, являются потенциальным источником энергии в ближайшем будущем.

Исследования, проведенные в 70-90-х годах прошлого века в России, а затем в Австрии и Норвегии, объективно доказали возможность извлечения природного газа из газогидратов, запасы углеводородов в которых оценивается от $1{,}8 \cdot 10^{14}$ до $7{,}6 \cdot 10^{18}$ м^3. В настоящее время огромными потенциальными запасами углеводородов обладают страны, в структуре литосферы которых заметное место занимает криолитозона.

Так, например, научные исследования и технические разработки, связанные с разведкой и освоением месторождений природных газогидратов, успешно проводятся на месторождении Маллик (Канада); в районах газогидратопроявлений северного склона Аляски (США); в Мексиканском заливе (США); в районе желоба Нанкай (Япония); в районе мор-

ского склона п-ова Индостан (Индия); на шельфе Южно-Китайского моря (КНР) [12]. Следует отметить, что к 2006 г. на первое место по объемам финансирования этих работ вышла Япония, правительство которой планирует организовать промышленную добычу газа из газогидратов к 2017 г. На втором месте находится Индия, которая в 2009 г. провела первые опытные работы на открытых морских месторождениях газогидратов. Далее идет КНР, а США переместились на четвертое место с объемом финансирования исследований порядка 15 млрд дол./год [6].

Исследования последних лет показали, что в районах Большого Хингана (на северо-западе Китая) и Цинхай-Тибетского нагорья существует огромный объем многолетнемерзлых пород (ММП). Благодаря горному рельефу острова вечной мерзлоты проникают далеко на юг. На территории Цинхай-Тибетского нагорья КНР имеется ряд областей, перспективных для поиска и разведки месторождений природных газовых гидратов [12]. Так, в провинции Цинхай (северо-запад Китая) путем бурения четырех поисковых скважин были обнаружены залежи метановых гидратов в интервале глубин от 130 до 400 м при температуре пород от –2 до +2,4 °С. Площадь перспективного месторождения природных газовых гидратов (район Мули) составляет около 100 тыс.км^2 [15].

Основными проблемами бурения скважин на данной площади являются гидратообразование на стенке скважины и на буровом инструменте вследствие физико-химического взаимодействия природных газов с дисперсионной средой бурового раствора, что вызывает прихваты снаряда, сальникообразование, обрывы бурильных труб, а также льдообразование в цементном камне на стадии образования кристаллизационной структуры и, как следствие, разрушение камня. Указанные проблемы делают актуальными исследования по разработке составов буровых промывочных и тампонажных растворов, предупреждающих возникновение осложнений в процессе бурения и крепления скважин.

При ведении геологоразведочных буровых работ в зонах ММП, при вскрытии пластов, содержащих газовые гидраты, происходит изменение температуры и давления, что неизбежно ведет к диссоциации газовых гидратов. Повышение давления в кольцевом пространстве, вызванного выделением газа, может привести к вторичному образованию газовых гидратов, прихвату бурильных труб, прекращению циркуляции промывочной жидкости, что является причиной серьезных осложнений и аварий в процессе бурения [9].

Для предупреждения этих осложнений в составе бурового раствора должны присутствовать ингибиторы, способные предотвратить повторное гидратообразование в системе циркуляции промывочной жидкости. В настоящее время ингибиторы газовых гидратов подразделяются на термодинамические и кинетические. Термодинамические ингибиторы газовых гидратов делятся на спиртовые и солевые [14]. Из-за низкой стоимости солей обычно используются солевые термодинамические ингибиторы, такие как NaCl, $CaCl_2$, NaBr, KCl и т.д. По мере увеличения ингибирующей эффективности их можно расположить в следующей последовательности: $NaCl \leq NaBr < CaCl_2 \leq KCl$, при этом разница между ними весьма незначительна, а концентрация соли в буровом растворе имеет существенное влияние на ингибирующую способность.

Распространенными спиртовыми термодинамическими ингибиторами являются полиэтиленгликоль (ПЭГ), пропиленгликоль (ППГ) и т.д. Несмотря на невысокую ингибирующую эффективность, наиболее широкое применение нашел ПЭГ с молекулярной массой от 800 до 3000 моль, поскольку он является недорогим и легкодоступным ингибитором [4].

Главные преимущества бурового раствора на основе ПЭГ следующие:

• низкое содержание твердой фазы и субмикронных частиц в буровом растворе;

• высокие показатели структурно-реологических свойств, которые способствуют лучшей очистке забоя скважины от шлама и охлаждению породоразрушающего инструмента, повышению транспортирующей способности потока промывочной жидкости, уменьшению гидравлических сопротивлений во всех звеньях циркуляционной системы скважины и гидродинамического давления на ее стенки и забой в процессе бурения;

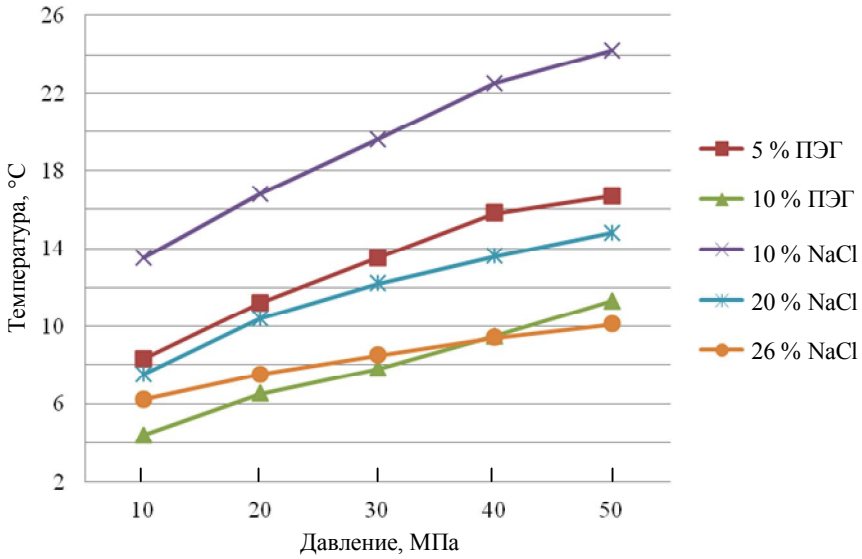


Рис.1. Изменения температуры и давления фазового равновесия газовых гидратов в воде с различным содержанием NaCl и ПЭГ

• хорошая способность сохранения устойчивости ствола скважины;

• отсутствие загрязнения окружающей среды;

• низкая стоимость бурового раствора.

Авторами исследовался малоглинистый раствор на водной основе, содержащий бентонит, хлористый натрий и ПЭГ. Анализ кривых фазового равновесия газовых гидратов с различным содержанием NaCl и полиэтиленгликоля в исходном растворе (рис.1) позволяет утверждать, что при значениях температуры и давления, находящихся над кривыми, газовые гидраты не образуются.

Из графиков следует также, что при одинаковой концентрации ингибирующая способность у ПЭГ выше, чем у NaCl, а ингибирующая способность водного раствора с содержанием 10 % ПЭГ и насыщенного рассола (содержание NaCl 26 %) почти одинакова. Однако увеличение содержания NaCl отрицательно влияет на водоотдачу, напряжение сдвига, пластическую вязкость и другие свойства буровых растворов. В этой связи ПЭГ был выбран как основной компонент бурового раствора, применяемого для бурения скважин в районах ММП, содержащих природные газовые гидраты.

Зарубежные исследования показали, что ингибирующая способность бурового раствора с добавкой реагента TPGB, являющегося, по сути, смесью ПЭГ и ППГ в различном соотношении, выше, чем только с добавкой ПЭГ [8] (см. таблицу). Из таблицы видно, что состав 6 (60 % ПЭГ + 40 % ППГ) имеет наилучшие ингибирующие свойства. Поскольку массовая концентрация TPGB в буровом растворе составляет 10 %, содержание ПЭГ и ППГ будет соответственно 6 и 4 %. Таким образом, основная рецептура бурового раствора следующая: вода + 3 % бентонита + 6 % ПЭГ + 4 % ППГ.

Свойства водных растворов с различным составом TPGB

Номер состава	Состав TPGB, %		Температура фазового равновесия газовых гидратов, °С	Пластическая вязкость, мПа·с	Динамическое напряжение сдвига, Па
	ПЭГ	ППГ			
1	10	90	5,5	5,5	1,5
2	20	80	5,2	5,8	1,8
3	30	70	5,1	6,1	2,2
4	40	60	4,9	6,4	2,7
5	50	50	4,6	6,9	3,1
6	60	40	4,4	7,5	3,5
7	70	30	4,7	7,3	3,4
8	80	20	4,9	6,8	3,2
9	90	10	5,2	6,5	2,9

По современным геологическим данным, диапазон значений температуры зоны вечной мерзлоты в провинции Цинхай составляет от –2 до +2,4 °С [10]. Изменение температуры в

скважине зависит от температуры многолетнемерзлых горных пород вокруг ствола, начальной температуры бурового раствора, теплоты, выделяющейся при разрушении горных пород на забое, объема, свойств и теплоемкости бурового раствора. В этой связи желательно использовать буровой раствор с начальной температурой –2 °С и поддерживать ее на том же уровне в процессе всего времени бурения скважины. С целью определения содержания термодинамического ингибитора NaCl в растворе для предотвращения кристаллизации проведены его сравнительные испытания при давлении 20 МПа (рис.2).

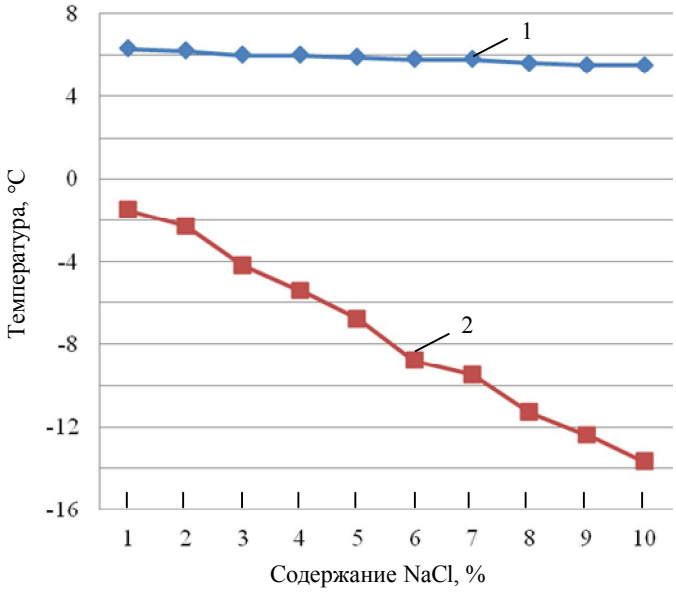


Рис.2. Изменения температуры фазового равновесия газовых гидратов (1) и точек замерзания буровых растворов (2) с различным содержанием NaCl

Из рис.2 следует, что повышение концентрации соли в растворе практически не оказывает влияния на температуру фазового равновесия, но интенсивно снижает точку замерзания раствора. Проведенными ранее исследованиями выявлено [5], что увеличение концентрации хлористого натрия приводит к повышению водоотдачи раствора и ухудшению его реологических показателей, поэтому содержание соли в растворе ограничено 3 %.

Практический опыт показывает, что, по сравнению с обычными термодинамическими ингибиторами, кинетические ингибиторы имеют очевидное преимущество: при небольших добавках обладают хорошим ингибирующим эффектом [11]. Кинетические ингибиторы являются водорастворимыми или диспергируемыми в воде полимерами. В настоящее время они широко используются в качестве веществ, препятствующих образованию зародышей кристаллов, а также играют определенную роль в задержке роста кристаллов гидратов [7]. В буровом растворе содержание кинетических ингибиторов обычно не превышает 2 % по массе. Во всем мире кинетические ингибиторы постепенно вытесняют традиционные термодинамические ингибиторы [13].

Среди существующих кинетических ингибиторов лучшей ингибирующей способностью обладают: поливинилпирролидон (PVP), поливиниловый капролактам (PVCap), сополимер PVP и PVCap (P(VP/VC)). Из них наиболее целесообразно использование PVP, обладающего достаточным ингибирующим эффектом при незначительной концентрации. В лаборатории проведены исследования по оценке фазового равновесия газовых гидратов при взаимодействии с водными растворами, содержащими 10 % ПЭГ, 26 % NaCl, добавки 0,5 % PVP(K30), 1 % PVP(K30) и 1,5 % PVP(K30) при давлении соответственно 10, 20, 30, 40 и 50 МПа (рис.3).

Из рис.3 видно, что при прочих равных условиях фазовое равновесие в растворах, содержащих кинетический ингибитор PVP (K30), наступает при температурах, существенно меньших, чем при использовании термодинамических ингибиторов. При этом следует отметить, что большая молекулярная масса PVP отрицательно сказывается на реологии растворов, в частности существенно повышая их вязкость, т.е. концентрация PVP в составе раствора должна быть 0,5-1,0 %.

Таким образом, проведенный комплекс исследований позволил определить окончательную рецептуру раствора для бурения скважин на газовые гидраты в многолетнемерзлых горных породах в районе Мули (провинция Цинхай, КНР): вода + 3 % бентонита + 6 % ПЭГ + + 4 % ППГ + 1 % PVP + 3 % NaCl.

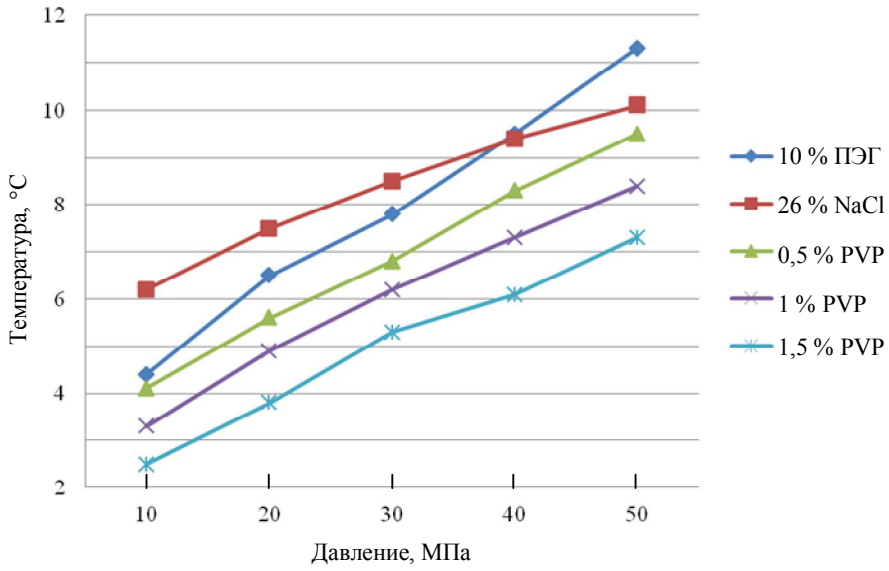


Рис.3. Фазовое равновесие газовых гидратов в водных растворах

Другой, не менее важной проблемой бурения на данной площади является льдообразование в цементе при тампонировании неустойчивых ММП, что приводит к разрушению цементного камня, обвалам и осыпям пород в ствол скважины. Это делает актуальными исследования по разработке составов тампонажных растворов, предупреждающих образование льда в процессе крепления скважин.

Цементирование осложненных интервалов при бурении в неустойчивых породах – наиболее ответственный этап строительства скважин. Особую важность и значимость тампонажные работы приобретают при бурении скважин в условиях многолетнемерзлых пород [1].

Технологией крепления неустойчивых горных пород в условиях отрицательных температур предусмотрена доставка сухой быстросхватывающей смеси (БСС) в осложненный интервал скважины в специальном герметическом контейнере. При этом БСС предварительно упаковывается в пакеты, изготовленные из поливинилспиртовой пленки, интенсивно растворяющейся при взаимодействии с водой. Суть технологической схемы тампонирования заключается в следующем. При возникновении осложнения в скважине (поглощения раствора, осыпи, обвалы и т.д.) в нее на бурильных трубах спускается контейнер с БСС, которые удерживаются в нем с помощью специальной самораскрепляющейся пробки. При достижении осложненного интервала в контейнер подается вода, которая перемещает поршень из его верхней части в нижнюю, выдавливая при этом пакеты с БСС в скважину.

При соединении пакетов с водой происходит их растворение и образование быстротвердеющего тампонажного раствора с водо-цементным отношением (В/Ц) около 0,5. Перемещением контейнера вниз проводится задавливание образовавшегося раствора в поры и трещины породы, где происходит его быстрое затвердевание.

Для успешной реализации указанной схемы тампонирования разработан состав тампонажной смеси, способной интенсивно затвердевать в условиях отрицательных значений температуры с образованием прочного цементного камня.

Из всех минеральных вяжущих веществ единственными обладающими экзотермической реакцией твердения являются высокоалюминатные цементы [3], поэтому в качестве тампонажного материала при разработке состава БСС был выбран глиноземистый цемент (ГЦ) марки 400. В качестве ускорителя схватывания в составе БСС использовался полуводной гипс (алебастр) марки Г-6.

Исследованию подвергались следующие составы БСС:

Номер смеси	0	1	2	3	4	5	6
Глиноземистый цемент, %*	100	90	80	70	60	50	40
Алебастр, %	0	10	20	30	40	50	60

* В базовом варианте использовался портландцемент (ПЦ).

Результаты исследований указанных составов при водо-цементных отношениях от 0,4 до 0,6, а именно: время схватывания цементного теста, прочностные характеристики цементного камня при сжатии, – представлены на рис.4 и 5. Из рисунков видно, что при температуре +20 °С наилучшими показателями обладают тампонажные составы 2 и 3 при водо-цементном отношении 0,5.

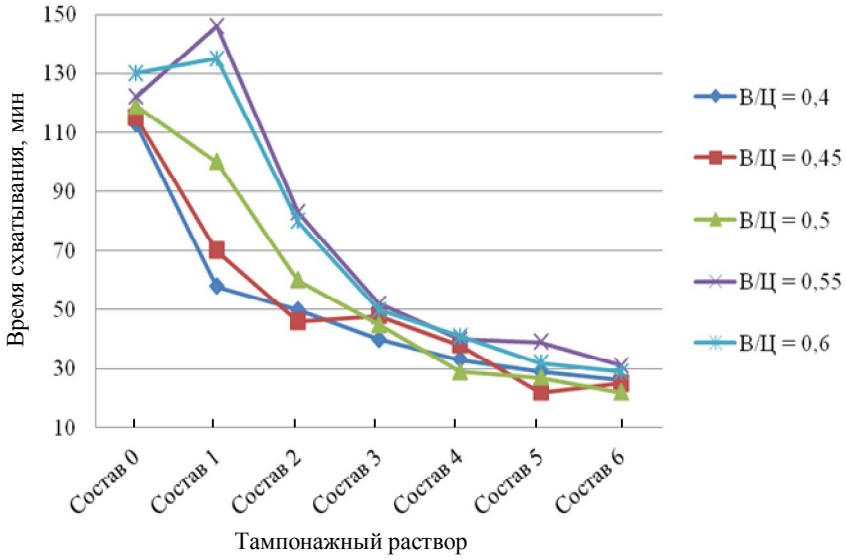


Рис.4. Зависимость окончания схватывания раствора от водо-цементного отношения

Результаты исследований указанных составов при температуре твердения от нуля до –4 °С представлены на рис.5, при этом в качестве базы сравнения использовалась БСС на основе портландцемента. Как видно из рис.6, прочность тампонажного камня на сжатие у разработанного состава БСС при –4 °С в 10-14 раз выше по сравнению с базовым, при –2 °С – в 8-10 раз, а при 0 °С – в 10-11 раз. Соответственно прочность при изгибе больше базовой при –4 °С – в 3,5-4 раза, при –2 °С – в 3,2-3,7 раза, а при 0 °С – в 3-3,3 раза.

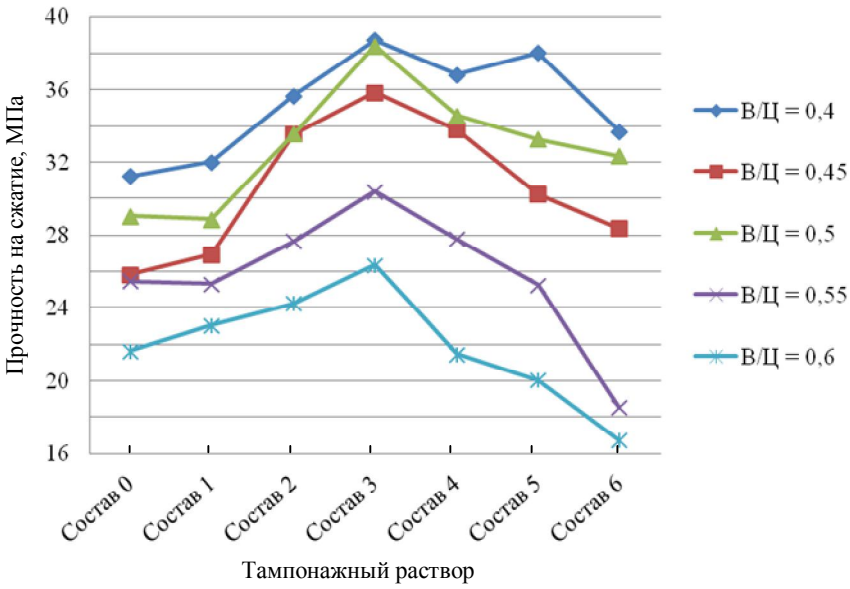


Рис.5. Зависимость прочности при сжатии тампонажного камня от водо-цементного отношения

Следует отметить, что введение в состав БСС поливинилового спирта практически не отражается на остальных технологических показателей цементного теста – камня [2].

Полученные результаты физико-механических свойств базовой БСС показывают невозможность использования тампонажных смесей на основе портландцементов в условиях отрицательных температур в связи с льдообразованием в тампонажном материале на стадии гидратации, коагуляции и твердения цементного теста, т.е. замерзания воды затворения.

Таким образом, доказано, что за счет ускоренного твердения и повышения температуры при экзотермической реакции гидратации разработанной БСС (до +40 °С) ее физико-механические свойства вполне достаточны для проведения тампонирования в условиях отрицательных значений температуры. Для оценки эффективности предложенных технико-технологических решений были проведены исследования на реальных скважинах в ус-

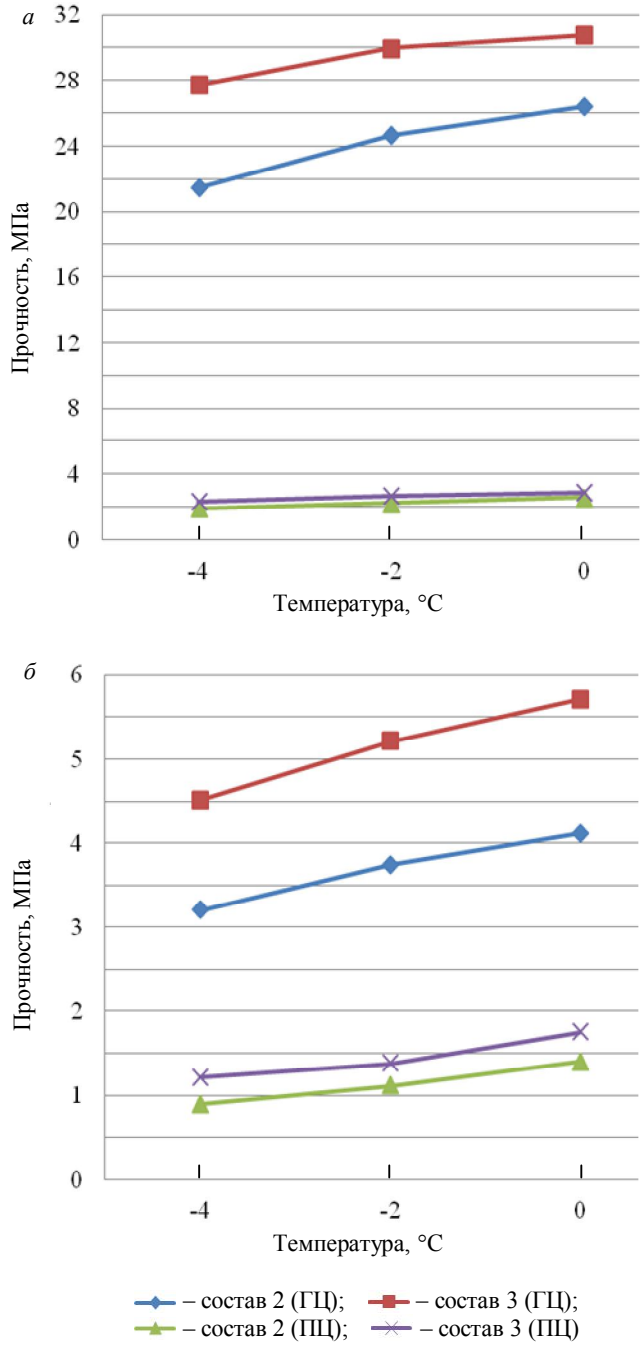


Рис.5. Зависимости прочности при сжатии (*а*) и изгибе тампонажного камня (*б*) от температуры

ловиях ММП в районе Мули в провинции Цинхай КНР при разведке природных газовых гидратов на скважине MLTJ-1302 (DK-06).

Для крепления неустойчивых пород использовалась разработанная тампонажная смесь 3 (глиноземистый цемент 70 %, алебастр 30 %). Тампонажный раствор имел короткие сроки схватывания (начало схватывания – 45-50 мин, конец схватывания – 55-65 мин) и хорошие прочностные показатели при сжатии (28-30 МПа после 48 ч) и изгибе (4,6-5,2 МПа после 48 ч) при отрицательной температуре.

Расчеты экономической эффективности от использования разработанной тампонажной смеси и технологии ее применения показали снижение себестоимости тампонажных работ с 1911 до 186,5 руб./м, т.е. более чем в 10 раз.

Результаты проведенных исследований позволяют сделать следующие выводы:

1. На основе анализа современного состояния технологии бурения разведочных скважин в многолетнемерзлых горных породах выявлены основные проблемы, связанные с гидратообразованием в стволе скважины и льдообразованием при тампонировании осложненных интервалов скважин.

2. Разработанные составы бурового раствора для бурения скважин в условиях многолетнемерзлых пород исключают возможность гидратообразования в стволе скважины, обладают ингибирующими свойствами по отношению к набуханию глинистых сланцев при сохранении основных структурно-реологических свойств раствора при отрицательных значениях температуры.

3. Разработанные быстротвердеющие тампонажные смеси для крепления неустойчивых многолетнемерзлых пород и технология их применения в скважинах обеспечивают успешное проведение тампонажных работ в условиях многолетнемерзлых пород.

4. Результаты опытно-промышленных испытаний свидетельствуют об эффективности предложенного состава бурового раствора и разработанной тампонажной смеси для бурения на природные газовые гидраты в условиях многолетнемерзлых пород в районе Мули в провинции Цинхай (КНР). Буровой раствор и тампонажную смесь можно рекомендовать для дальнейшего использования при бурении скважин в аналогичных сложных условиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Горский А.Т.* Цементирование скважин в районах крайнего севера Тюменской области нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири / А.Т.Горский, В.Д.Швецов // Тр. Зап-СибНИГНИ. Вып.6. Вопросы геологии, бурения и добычи в зоне мерзлых пород на нефтяных и газовых месторождениях Западной Сибири. Тюмень, 1968. С.122-132.

2. Исследование влияния седиментации тампонажного раствора на свойства получаемого цементного камня / Е.В.Кожевников, Н.И.Николаев, О.А.Ожгибесов, Р.В.Дворецкас // Нефтяное хозяйство. 2014. № 6. С.23-26.

3. *Литвиненко В.С.* Математическая модель цементирования обсадных колонн при строительстве и капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин / В.С.Литвиненко, Н.И.Николаев // Записки Горного института. 2012. Т.197. С.9-15.

4. *Литвиненко В.С.* Технологические жидкости для повышения эффективности строительства и эксплуатации нефтяных и газовых скважин / В.С.Литвиненко, Н.И.Николаев // Записки Горного института. 2011. Т.194. С.34-40.

5. *Николаев Н.И.* Исследование ингибирующей способности полигликолевого бурового раствора с кинетическим ингибитором при разведке газовых гидратов / Н.И.Николаев, Лю Тяньлэ, Р.М.Вафин // Инженер-нефтяник. 2011. № 3. С.28-32.

6. *Чистяков В.К.* Проблемы повышения качества отбора керновых проб при поисках и разведке месторождений природных газовых гидратов // Записки Горного института. 2009. Т.183. С.311-317.

7. Crystal lattice size and stability of Type H clathrate hydrates with. Various large-molecul guest substances / Satoshi Takeya, Akira Hori, Tsutomu Uchida, et al. // Journal of Physical Chemistry, 2006, 110(26). P.12943-12947.

8. *Dahlmannl Uwe*. Additives for inhibiting the formation of gas hydrates: Patent WO, 2003008757 / Uwe Dahlmann, Michael Feustel. 2003.

9. *Kvenvolden K.A*. Gas hydrate-geological perspective and global change // Rev.Geophys.1993. № 31. P.173-187.

10. *Ma Guodong*. Features and their constraints on exploitation of gas hydrates in Qinghai province / Ma Guodong, Zhang Li // Journal of China mining. 2011, 2. P.16-20.

11. *Moon Changmen*. Clathrate nucleation and inhibition from a molecular perspective / Changmen Moon, Paul C. Taylor, Rodger P. Mark // Canadian Journal of Physics. 2003. 81(1/2). P.451-457.

12. Natural Gas Hydrates Exploration and Development / G.S.Jiang, D.Wang, F.L.Tang, J.L.Ye. Wuhan: China University of Geoscience Press, China, 2002. 112 p.

13. Polyethylene Glycol Drilling Fluid for Drilling in Marine Gas Hydrates-Bearing Sediments: An Experimental Study / G.S.Jiang, T.L.Liu, F.L.Ning, Y.Z.Tu, L.Zhang, Y.B.Yu, L.X.Kuang // Energies. USA. 2011. Vol.4(1). P.140-150.

14. *Przybylinski L.* Composition and method for inhibition of formation of gas hydrates: Patent US, 6596911 / L.Przybylinski, G.T.Rivers. 2003.

15. *Zhu Y.H.* An overview of the Scientific Drilling Project of Gas Hydrate in Qilian Mountain Permafrost, northwestern China / Y.H.Zhu, Y.Q.Zhang, H.J.Wen // Geological Bulletin of China, 2011. 30(12). P.1816-1822.

REFERENCES

1. *Gorskij A.T.*, *Shvecov V.D.* Tsementirovanie skvazhin v raionakh krainego severa Tyumenskoi oblasti neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri (*Cementing wells in the outside north areas of Tyumen region at the oil and gas fields of west Siberia*). Tr. Zap-SibNIGNI. Vyp.6. Voprosy geologii, bureniya i dobychi v zone merzlykh porod na neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniyakh Zapadnoi Sibiri. Tyumen', 1968, p.122-132.

2. *Kozhevnikov E.V.*, *Nikolaev N.I.*, *Ozhgibesov O.A.*, *Dvoreckas R.V.* Issledovanie vliyaniya sedimentatsii tamponazhnogo rastvora na svoistva poluchaemogo tsementnogo kamnya (*Studying of sedimentation influencing on cement stone properties*). Neftyanoe khozyaistvo. 2014. N 6, p.23-26.

3. *Litvinenko V.S.*, *Nikolaev N.I.* Matematicheskaya model' tsementirovaniya obsadnykh kolonn pri stroitel'stve i kapital'nom remonte neftyanykh i gazovykh skvazhin (*Mathematic model of well cementation when constructing and operating of oil and gas wells*). Zapiski Gornogo instituta. 2012. Vol.197, p.9-15.

4. *Litvinenko V.S.*, *Nikolaev N.I.* Tekhnologicheskie zhidkosti dlya povysheniya effektivnosti stroitel'stva i ekspluatatsii neftyanykh i gazovykh skvazhin (*Technological fluids for increasing effectively of construction and exploitation oil and gas wells*). Zapiski Gornogo instituta. 2011. Vol.194, p.34-40.

5. *Nikolaev N.I.*, *Lju Tjan'lje*, *Vafin R.M.* Issledovanie ingibiruyushchei sposobnosti poliglikolevogo burovogo rastvora s kineticheskim ingibitorom pri razvedke gazovykh gidratov (*Mud kinetic inhibitors: inhibitive power research when gas hydrates prospecting*). Inzhener-neftyanik. 2011. N 3, p.28-32.

6. *Chistjakov V.K.* Problemy povysheniya kachestva otbora kernovykh prob pri poiskakh i razvedke mestorozhdenii prirodnykh gazovykh gidratov (*Problems of quality increasing of core sample selection during the exploration and production of natural gas hydrates fields*). Zapiski Gornogo instituta. 2009. Vol.183, p.311-317.

7. *Satoshi Takeya*, *Akira Hori*, *Tsutomu Uchida*, et al. Crystal lattice size and stability of Type H clathrate hydrates with. Various large-molecul guest substances. Journal of Physical Chemistry. 2006, 110(26), p.12943-12947.

8. *Dahlmannl Uwe*, *Feustel Michael*. Additives for inhibiting the formation of gas hydrates: Patent WO, 2003008757. 2003.

9. *Kvenvolden K.A*. Gas hydrate-geological perspective and global change. Rev.Geophys. 1993. N 31, p.173-187.

10. *Ma Guodong*, *Zhang Li*. Features and their constraints on exploitation of gas hydrates in Qinghai province. Journal of China mining. 2011, 2, p.16-20.

11. *Changmen Moon*, *Paul C. Taylor*, *Rodger P. Mark*. Clathrate nucleation and inhibition from a molecular perspective. Canadian Journal of Physics. 2003. 81(1/2), p.451-457.

12. *Jiang G.S.*, *Wang D.*, *Tang F.L.*, *Ye J.L.* Natural Gas Hydrates Exploration and Development. Wuhan: China University of Geoscience Press, China, 2002, p.112.

13. *Jiang G.S.*, *Liu T.L.*, *Ning F.L.*, *Tu Y.Z.*, *Zhang L.*, *Yu Y.B.*, *Kuang L.X.* Polyethylene Glycol Drilling Fluid for Drilling in Marine Gas Hydrates-Bearing Sediments: An Experimental Study. Energies. USA. 2011. Vol.4(1), p.140-150.

14. *Przybylinski L.*, *Rivers G.T.* Composition and method for inhibition of formation of gas hydrates: Patent US, 6596911. 2003.

15. *Zhu Y.H.*, *Zhang Y.Q.*, *Wen H.J.* An overview of the Scientific Drilling Project of Gas Hydrate in Qilian Mountain Permafrost, northwestern China. Geological Bulletin of China, 2011. 30(12), p.1816-1822.

THE MODERN TECHNOLOGY OF DRILLING AND CASING OF WELL DURING THE EXPLORATION OF GAS HYDRATES

N.I.NIKOLAEV, *Dr. of Engineering Sciences*, *Professor*, *nikinik@mail.ru*
Saint-Petersburg Mining University, *Russia*
LU TIANLI, *PhD in Engineering Sciences*, *Associate Professor*, *liutianle@mail.ru*
China University of Geosciences, *Wuhan*, *China*

In the paper, the perspectives of exploration and completion of gas hydrate fields and the drilling problems in the gas hydrates of the northwest china are studied. It has been established, that the main reasons of complications in the Muli field are the secondary hydrate formation on the walls of the well and drilling assembly and ice formation inside the set cement during the well drilling and completion in permafrost. It has been shown, that in the areas with permafrost during the drilling of the layers containing gas hydrates, temperature and pressure changes can lead to the dissociation of hydrates. At the same time, pressure increase in the annular space due to the gas release, can lead to the secondary formation of gas hydrates, drill string stuck, ceasing of drilling fluid circulation, which is the reason of serious trouble in the wellbore. The results of the research on the development of drilling fluids compositions, which lower the drilling troubles of permafrost, are presented. Comparative experiments have been conducted to evaluate the effectiveness of thermodynamic and kinetic inhibitors, which prevent the repeated hydrate formation. It has been established, that the kinetic inhibitors have the clear advantage: they have good inhibiting effects even with low amounts of additives. In the laboratory conditions, the researches have been conducted to evaluate the phase equilibrium of gas hydrates during their reaction with the water solutions, containing kinetic inhibitor PVP. A thin clay drilling mud has been developed on the water base, providing the holding of the temperature in the level of –2 °C and its effectiveness for the gas hydrate fields in the PRC has been shown.

Casing effectiveness of unstable rocks during the drilling in the conditions of negative temperatures inside the well largely depends on their physical-mechanical properties, composition and the technical indicators of cement materials. The authors suggest the composition of quick-setting cements based on aluminum binding materials. It has been established, that the analyzed compositions have the ability to considerably improve the results of cementing.

Key words: permafrost, gas hydrates, inhibitors, drilling fluid, cement, dissociation, kinetic and dynamic inhibitors, phase equilibrium, exothermic reaction, high-aluminum cement, strength of set cement.