

РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕГО УСЛОВИЯ ДЛЯ ОТБОРА КЕРНА В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ И ГИДРАТОСОДЕРЖАЩИХ ПОРОДАХ

Пишухин В.М., кандидат технических наук, Академик международной Академии наук прикладной радиоэлектроники, член-корреспондент РАЕН по секции нефти и газа

pishukhin01@bk.ru, <https://orcid.org/0009-0009-2246-8820>

Головин В.В., инженер

golovin.v.74@mail.ru, <https://orcid.org/0009-0006-5902-5802>

Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, г.Москва, Россия

Аннотация. Строительство скважин в условиях Крайнего Севера и в зоне многолетнемерзлых пород (ММП) сопряжено с риском технологических осложнений, вызванных растеплением мерзлых пород при циркуляции бурового раствора с положительной температурой. Такое растепление приводит к обвалообразованию, нарушению качества крепления и, при вскрытии гидратосодержащих пород (ГГП), к разложению газовых гидратов. Для обеспечения отбора керна ненарушенного строения в этих условиях необходимо применять охлажденный буровой раствор с отрицательной температурой, минимизирующий тепловое воздействие.

Было установлено, что использование традиционных электролитов (хлоридов натрия или калия) в качестве антифризов нецелесообразно из-за их коррозионной активности и способности активно растворять лед и гидраты. Взамен предложен специализированный буровой раствор на водной основе с добавлением ингибитора-неэлектролита – глицерина.

Разработанный состав, включающий воду, глицерин (в соотношении 1:1), бентонитовый глинопорошок, КССБ и мел, обладает удовлетворительными технологическими свойствами в широком диапазоне температур, от -15 °С до +20 °С. Экспериментальные исследования показали, что раствор не замерзает и не образует твердой фазы (льда) даже при охлаждении до -30 °С, оставаясь сильно вязкой, желеобразной массой. Численное термодинамическое моделирование подтвердило, что глицерин обеспечивает антигидратный эффект, достаточный для исключения разложения гидратов метана при температурах ниже минус 9 °С.

Ключевые слова: буровой раствор, крен, гидратосодержащий пород, бентонитовый глинопорошок.

Введение. Строительство скважин в условиях Крайнего Севера связано с рисками возникновения различных технологических осложнений в зоне ММП. Толщина ММП в условиях Уренгойского месторождения варьируется в пределах 250 – 450 м. При этом основная проблема в процессе производства буровых работ – это растепление мерзлых пород вокруг бурящейся скважины при циркуляции бурового раствора с положительной температурой. Снижение температуры традиционных буровых растворов (БР) в отрицательный интервал неприемлемо в связи с значительным ростом реологических характеристик, что создает трудности для работы буровых насосов и забойных гидравлических двигателей, а также с возможностью образования ледяных пробок или полным замерзанием БР в наземном манифольде [1-3].

К осложнениям в процессе бурения в зоне ММП относятся такие негативные явления, как: увеличение кавернозности ствола и обвалообразование, приводящие к плохому качеству крепления; гидроразрыв пород, поглощение бурового и тампонажного раствора, водогазопроявления, приводящие к увеличению непроизводительному времени, а также к снижению качества формирования цементного кольца; нарушение сцепления породы с крепью скважины, приводящее к заколонным перетокам пластовых флюидов и неконтролируемому выходу их на дневную поверхность; образование просадок, провалов горных пород на глубине и образование воронок на устье, приводящее к потере продольной

устойчивости конструкции скважин. Все отмеченные осложнения, особенно в их совокупности могут приводить к небезопасным инцидентам и аварийным ситуациям.

Материалы и методы исследования. С целью предупреждения интенсивных водо-, газопроявлений и выбросов при вскрытии пород с высокой льдистостью, криопегов и газогидратных залежей должны выполняться следующие основные требования, предъявляемые к буровому раствору (согласно положениям нормативного документа РД 39-00147001-767-2000 [4]):

- раствор должен обладать псевдопластичными свойствами, проявляющимися в сдвиговом разжижении, что обеспечивает образование защитного неподвижного пристенного слоя в процессе бурения и промывки ствола. Наиболее полно отвечают этим свойствам полимер-глинистые растворы;

- необходимо применять утяжеленный буровой раствор соответствующей плотности;
- целесообразно обеспечивать максимальную скорость углубления в сочетании с искусственным упрочнением стенок скважины и ограничением температуры бурового раствора;

- очистку бурового раствора осуществлять с применением 2-3-ступенчатой системы в зависимости от конкретных геолого-технических условий.

Кроме того, необходимо обеспечить определенный температурный режим при циркуляции раствора. Отметим, что традиционная технология применения буровых растворов в условиях Крайнего Севера и в районах распространения ММП предусматривает использование подогрева рабочей жидкости во избежание ее замерзания в элементах циркуляционной системы буровой установки. Наземный манифольд циркуляционной системы в зимний период при технологических остановках продувают перегретым паром для предупреждения ледяных пробок и замерзания технологических жидкостей и бурового раствора.

В соответствии с [5] температура закачиваемого в скважину бурового раствора должна быть в пределах $+8 - +10$ °С. Однако фактически с целью предупреждения образования ледяных пробок в наземном манифольде в зимний период буровых работ температуру циркулирующего бурового раствора обычно поддерживают в пределах $+15 - +20$ °С. Подогретая жидкость подается в скважину и контактирует с вмещающими многолетнемерзлыми породами. Для строительства поисково-оценочных скважин, направленных на изучение гидратосодержащей зоны, необходимо разработать буровой раствора и термодинамические условия его применения, чтобы обеспечить практическое отсутствие протаивания пород вокруг ствола скважины в зоне ММП, не допустить выше описанные осложнения, гарантировать полное отсутствие разложения газовых гидратов в гидратоносной зоне, а также обеспечить полный отбор керна ненарушенного строения (в зонах мерзлоты и гидратов) с целью его сохранения и последующего детального изучения.

В ММП основным структурным элементом, обеспечивающим прочность и устойчивость стенок ствола скважины, являются льдистые породы. Подача жидкости с положительной температурой приводит к таянию льда и тем самым к нарушению устойчивости стенок скважины. Для того чтобы в процессе бурения НТП, ММП и ГПП не подвергались негативному влиянию теплового потока от рабочей жидкости, необходимо в скважину подавать охлажденный буровой раствор с отрицательной температурой. Для предотвращения таяния льда и разложения гидратов температура подаваемой рабочей жидкости в скважине должна быть приблизительно равной температуре околоскважинных вмещающих горных пород. Кроме того, температура бурового раствора должна нивелировать нагрев забоя в процессе разрушения горной породы от воздействия долота.

В качестве такой жидкости, способной циркулировать и выполнять все необходимые функции бурового раствора, принципиально возможно применение глинистой суспензии на водной основе с добавками электролитов или применение углеводородных жидкостей с температурой замерзания ниже минус $20-30$ °С [6-8].

Во многих случаях в районе Крайнего Севера использование буровых растворов на углеводородной основе не рекомендовано или запрещено, поэтому целесообразно использовать буровые растворы на водной основе.

Результаты и обсуждение. С целью применения растворов при отрицательных температурах возможно использование в их составах солей металлов (электролитов). Электролиты на водной основе выполняют роль антифриза, т.е. снижают температуру замерзания бурового раствора. При атмосферном давлении вода замерзает при 0 °С. Рассол, содержащий 110 кг/м³ хлорида натрия, начинает замерзать при минус 7,8 °С. А при содержании 200 кг/м³ хлорида натрия, рассол замерзает при минус 17,8 °С. Наиболее низкая температура замерзания (точка эвтектики) – минус 21,2°С достигается при содержании хлорида натрия 224 кг/м³. Самые доступные соли в качестве электролитов-антифризов приведены ниже в таблице 1.

Таблица 1 – Электролиты для низких температур

№	Антифриз – электролит	Максимально-низкая температура замерзания, °С
1	Хлорид калия	-9,6
2	Хлорид натрия	-21,2
3	Хлорид кальция	-55,0
4	Смесь хлорида кальция и хлорида натрия	-27,5

Важно заметить, что жидкости, содержащие указанные соли или их смеси, имеют низкую температуру замерзания, но при этом сами становятся растворителями льда (антифризы). Использование таких жидкостей в качестве бурового раствора, будет приводить к описанным выше осложнениям. Кроме того, подобные буровые растворы имеют высокую коррозионную активность в отношении бурового оборудования и обсадных труб.

Далее рассмотрим условия гидратообразования метана в растворах рассматриваемых солей. Приведем расчетные данные по условиям гидратообразования в растворах солей хлоридов натрия и калия (таблицы 2 и 3 и рисунки 1 и 2). Из представленных данных видно, что раствор хлорида калия при предельных концентрациях не сможет обеспечить при 7 МПа необходимый сдвиг условий гидратообразования при приближении температуры бурового раствора к нулю градусов Цельсия и может начать замерзать при уходе температуры ниже минус 10 °С. Практически такая же ситуация с хлоридом натрия. С учетом температур замерзания и гидратообразования из рассматриваемых солей подходит только хлорид кальция с его концентрацией на уровне 20 мас.%. Однако хлорид кальция сильно коррозионно-активен и быстро растворяет лед при взаимодействии с мерзлыми породами [9-12].

Таблица 2 – Условия гидратообразования метана в растворах NaCl

№ п/п	Изменение температуры раствора NaCl, °С в зависимости от его состава, масс.%					
	0	5	10	15	20	25
1	-31,16	-31,16	-31,16	-31,16	-31,16	-31,16
2	-10,45	-10,45	-10,45	-10,75	-14,49	-19,33
3	1,01	-1,12	-3,55	-6,51	-10,29	-15,19
4	4,02	1,87	-0,58	-3,57	-7,38	-12,33
5	6,31	4,15	1,68	-1,33	-5,18	-10,17
6	8,14	5,97	3,48	0,45	-3,43	-8,46
7	9,66	7,47	4,97	1,91	-1,99	-7,06
8	10,95	8,74	6,23	3,15	-0,78	-5,89
9	12,06	9,84	7,31	4,22	0,26	-4,88
10	13,03	10,80	8,26	5,15	1,17	-4,01

Таблица 3 – Условия гидратообразования метана в растворах KCl

№ п/п	Изменение температуры раствора KCl, °C в зависимости от его состава, масс. %					
	0	5	10	15	20	25
1	-31,16	-31,16	-31,16	-31,16	-31,16	-31,16
2	-10,45	-10,45	-10,45	-10,45	-10,70	-13,41
3	1,01	-0,59	-2,28	-4,20	-6,47	-9,22
4	4,02	2,40	0,70	-1,24	-3,53	-6,31
5	6,31	4,68	2,96	1,01	-1,31	-4,10
6	8,14	6,50	4,77	2,80	0,47	-2,35
7	9,66	8,01	6,27	4,28	1,93	-0,91
8	10,95	9,28	7,53	5,53	3,17	0,31
9	12,06	10,38	8,62	6,61	4,23	1,35
10	13,03	11,34	9,57	7,55	5,16	2,26

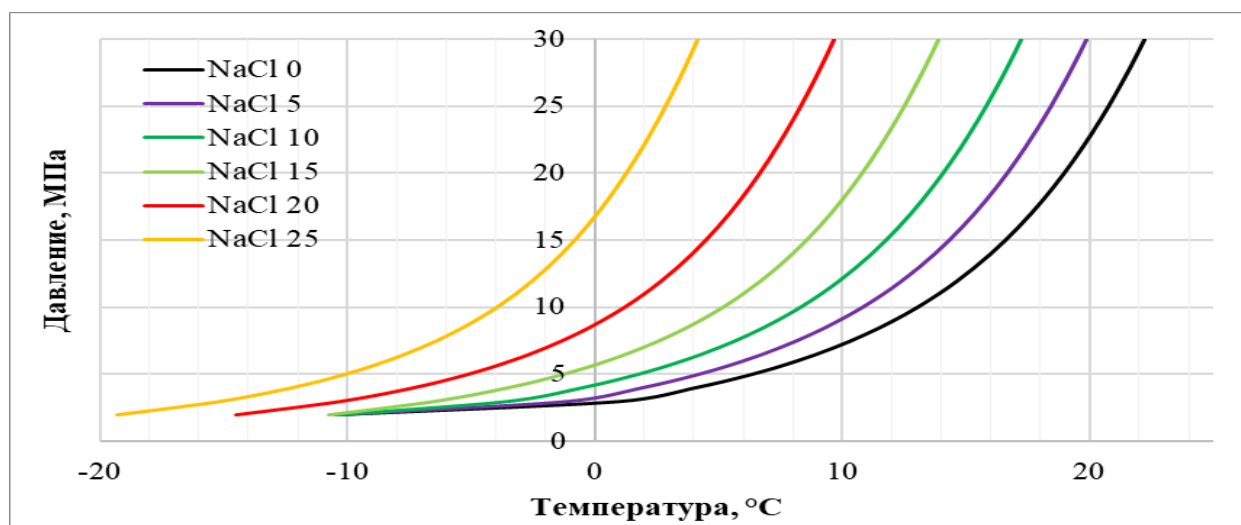


Рисунок 1 – Условия гидратообразования для растворов NaCl (конц. в масс. %)

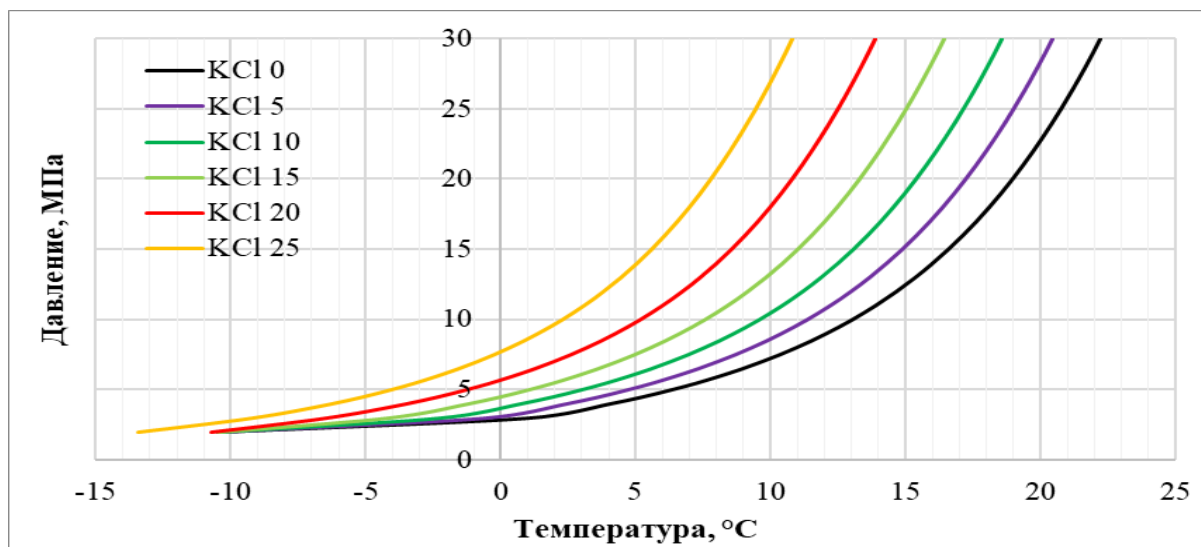


Рисунок 2 – Условия гидратообразования в растворах KCl (конц. в масс. %)

Из-за сохранения высокой способности растворять лед, применение бурового раствора с содержанием антифризов-электролитов нецелесообразно для бурения интервалов

ММП и, тем более, для отбора керна по всему разрезу. Таким образом, необходимо разработать специализированный состав бурового раствора с обеспечением его незамерзания при бурении в зоне МПП, минимизации теплового воздействия на ММП и сохранения гидратов в подмерзлотной зоне.

Для проходки интервалов в криолитозоне и ГГП с отбором керна целесообразно рассмотреть возможности введения в состав раствора ингибиторов-неэлектролитов (метанол, этиленгликоль, высшие гликоли и глицерин). Несмотря на то, что глицерин может воздействовать на лед, он обладает существенно более слабым «разрушающим эффектом» в сравнении с электролитами, а также с метанолом, этанолом или моноэтиленгликолем [13-15]. Эффект разрушающего действия на лед (по скорости таяния) дополнительно резко понижается с добавлением в буровой раствор глинопорошка.

Проведены предварительные исследования и опытным путем установлено, что в рассматриваемом случае в качестве «незамерзающей основы» удачным решением является применение водно-глицеринового бурового раствора. Наиболее приемлемое соотношение воды с глицерином составляет 1:1 в объемных единицах. Для вскрытия интервалов ММП и ГГП с отбором керна рекомендуется буровой раствор, содержащий воду, глицерин, бентонитовый глинопорошок, КССБ (конденсированные лингносульфонаты) и мелкодисперсный мел. Компонентный состав разработанного состава представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Компонентный состав бурового раствора для бурения в ММП и ГГП

№п/п	Компоненты раствора	Содержание	% по массе
1	Вода	500 л/м ³	40,82
2	Бентонитовый глинопорошок	30 кг/м ³	2,45
3	Глицерин	500 л/м ³	51,02
4	КССБ	25 кг/м ³	1,63
5	Мел	100 кг/м ³	4,08

В таблице 5 приведены сравнительные технологические свойства бурового раствора для бурения в ММП, компонентный состав которого описан выше, при различных температурах. Как видно, при отрицательной температуре (по сравнению с комнатной температурой) реология раствора выросла почти в 5 раза, но раствор остается с приемлемыми технологическими показателями. Величины динамического сопротивления сдвига и пластической вязкости в циркуляционной системе не создадут критических значений промывки. Наоборот, выносная способность позволит качественно осуществлять очистку ствола скважины от выбуренной породы, а соотношения СНС через 1 мин и 10 мин покоя показывают на то, что при технологических остановках циркуляции шлама не будет оседать на забой. Кроме того, при отрицательной температуре БР имеем относительно низкую величину фильтрации.

Таким образом, исследуемый БР обладает удовлетворительными технологическими свойствами в широком диапазоне температур – от минус 15 °С до плюс 20 °С. Раствор выдерживался в статических условиях при минус 5-15 °С – проявил себя седиментационно устойчивым. Раствор также выдерживался при комнатной температуре в течении 10-12 часов – седиментация мела в статическом состоянии не обнаружена. Не зафиксировано и отделение воды. Проведены эксперименты по исследованию замерзания бурового раствора в термостатируемой камере реактора Sonar. Объем камеры охлаждался до минус 30 °С термостатом с закрытым охлаждающим контуром Unistat 510. Получены термограммы охлаждения-нагрева, которые позволяет фиксировать тепловые эффекты фазовых переходов в виде изломов и пиков на кривых (при наличии эффектов переохлаждения).

Замораживание бурового раствора (состав см. в таблице 4) производилось в камере при атмосферном давлении в пластиковой ёмкости объемом 200 мл, которая заполнялась

исследуемым раствором на 100 мл (рисунок 3, слева). Для сравнения также замораживался тестовый образец водного раствора глицерина (50 об.%) (рисунок 3, справа).

Исследуемые образцы помещались в камеру реактора и их охлаждение производилось при помощи естественного теплообмена до минус 30 °С. Термограммы охлаждения бурового и водно-глицеринового раствора в периоды 19 и 4,5 часов, соответственно, представлены на рисунке 4.

Таблица 5 – Технологические свойства бурового раствора для зоны ММП и ГПП

Наименование параметра		Единица измерения	Значение параметров при температуре	
			20 °С	-10 ... -15 °С
Показание вискозиметра:	600	град.	49	253
	300	град.	28	159
	200	град.	20	121
	100	град.	12	77
	60	град.	8	58
	30	град.	5	40
	20	град.	4	33
	10	град.	2	24
	6	град.	2	19
	3	град.	1	15
Пластическая вязкость		мПа·с	21	94
ДНС		Па	3,4	31,7
СНС 1 мин/10 мин		Па	1/1	4/4
Показатель фильтрации		см ³ / 30 мин	3.6	2.0



Рисунок 3 – Охлаждаемые образцы бурового раствора (слева) и водный раствор глицерина 50 масс, % (справа)

Анализ термограмм показывает, что охлаждение БР происходило в течении 6 часов до температуры минус 27 °С. Далее график выполаживается и в течении ещё двух часов выходит на полку минус 30 °С. На этом интервале температур происходит переохлаждение БР.

Поскольку за 19 часов дальнейшее снижение температуры не произошло, то есть не произошло зарождение ядер кристаллов льда, следовательно, БР оставался в жидкой фазе. При визуальном осмотре установлено, что БР был в виде желеобразной массы.

Эксперименты по замораживанию БР до минус 30 °С показали, что при его замораживании в объёме 100 мл визуально не наблюдается образования твёрдой фазы (льда).

При отрицательных температурах вплоть до минус 30 °С БР обладает свойствами сильно вязкой жидкости, вязкость которой повышается при понижении температуры).

Экспериментальное замораживание модельной жидкости (водный раствор глицерина 50 об.%), представляющей собой смесь компонентов, входящих в состав бурового раствора, также показало визуальное отсутствие образования твёрдой фазы в процессе её замораживания.

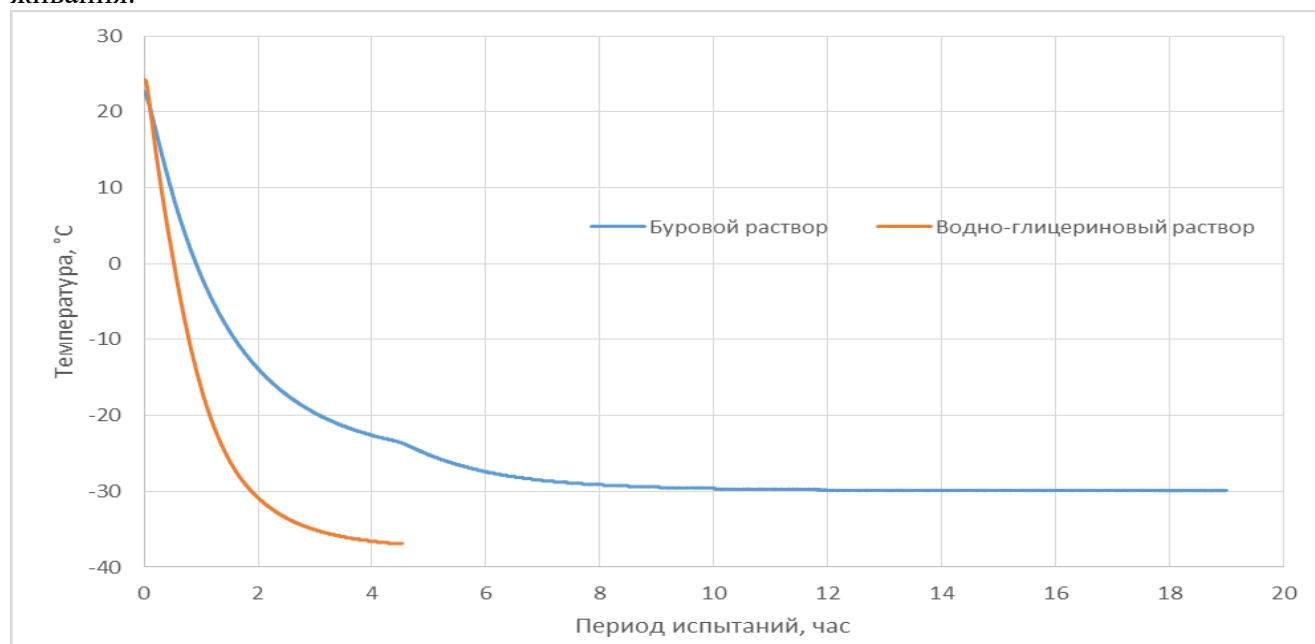


Рисунок 4 – Термограмма охлаждения бурового и водно-глицеринового раствора

Известно, что чистый глицерин и его водные растворы очень склонны к переохлаждению и далее - к стеклованию, а кристаллы льда в глицерине можно получить только специальными ухищрениями. В данном эксперименте кристаллическая фаза визуально не наблюдалась. Кроме того, проведено численное термодинамическое моделирование фильтрата бурового раствора для получения кривой гидратообразования. Для оценки условий гидратообразований фильтрата бурового раствора использовались только растворимые компоненты из таблицы 4 (вода, глицерин, КССБ). В таблице 6 представлены пробы модельного состава с различным соотношением воды и глицерина. Результаты численного термобарического эксперимента для фильтрата бурового раствора в зависимости от масс.% глицерина в составе представлены в таблице 7 и на рисунке 5.

Таблица 6 – Модельный состав проб (КССБ не участвует в гидратообразовании)

Компонент	Модельный состав пробы, масс.%		
	1	2	3
Вода	49,45	44,45	39,45
Глицерин	50,55	55,55	60,55

Таблица 7 – Условия гидратообразования метана с фильтратом бурового раствора

Давление, Мпа	Температура пробы, °C		
	1	2	3
1	2	3	4
2	-18,91	-21,99	-25,68
3	-14,61	-17,68	-21,36
4	-11,63	-14,71	-18,39

1	2	3	4
5	-9,39	-12,47	-16,17
6	-7,61	-10,70	-14,41
7	-6,15	-9,256	-12,98
8	-4,93	-8,04	-11,78
9	-3,88	-7,00	-10,76
10	-2,96	-6,10	-9,87

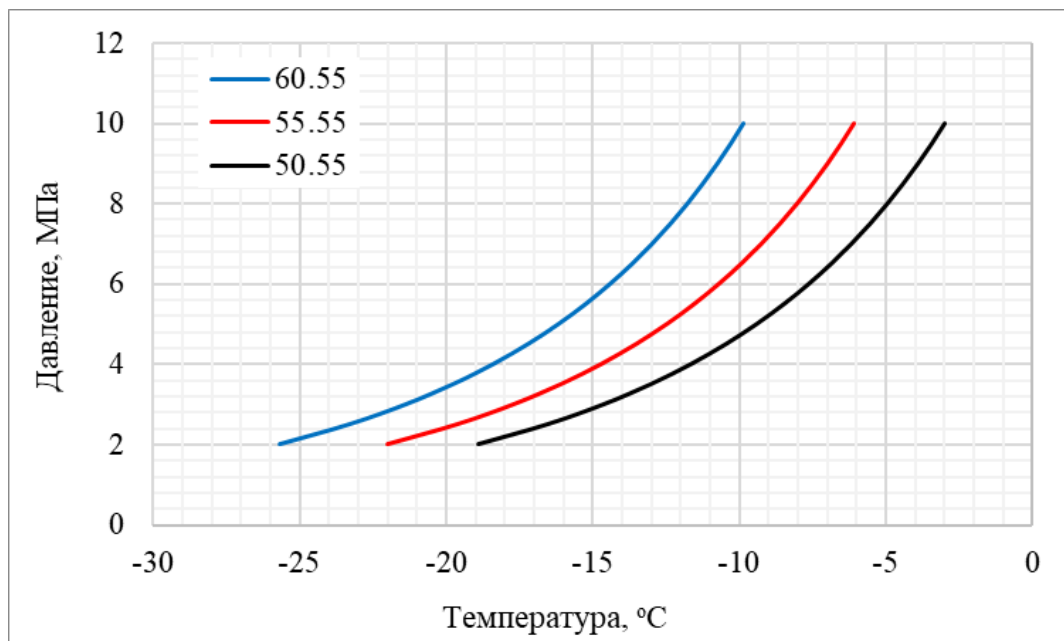


Рисунок 5 – Условия гидратообразования для фильтрата бурового раствора

Выводы. На основе данных таблицы 7 можно сделать вывод, что при температурах разработанного состава ниже минус 9 °С разложение гидратов вообще не будет происходить. Кроме того, распространяя исследования по растворению льда на разложение гидратов, можно утверждать, что и при температуре 0 °С скорость разложения будет минимальна (из-за приведенных выше свойств водоглицеринового раствора с учетом добавки в буровой раствор глинопорошка). Из вышеуказанного видно, что 50 масс. % глицерин обладает большим антигидрат-ным эффектом, достаточным для обеспечения сохранения гидратов метана при бурении зоны газогидратных пород. Тогда как растворы хлоридов калия и натрия практически в предельной концентрации (20 масс. %) еще не обеспечивают режим бурения с сохранение гидратов (температура бурового раствора минус 10 °С при давлении до 7 МПа).

При температуре циркулирующего бурового раствора на уровне мину 8 – минус 10 °С разложение гидратов вообще исключается, а растворение льда будет происходить с очень малой скоростью за счет наличия в составе бурового раствора глицерина и глинопорошка.

Литература:

- [1] Кубрак, М.Г. Сокращение бездействующего фонда скважин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012. – № 1. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Kubrak/Kubrak_4.pdf.
- [2] Горбачёва, О.А. Разработка и внедрение методов контроля и исследований скважин с межколонными давлениями на Астраханском ГКМ // канд. тех. наук: 25.00.17, 05.26.03: защищена 31.05.12: утв. 11.07.12 / Горбачева Ольга Анатольевна. Уфа, 2012. – 194 с.
- [3] Уметбаев, В.Г., Мерзляков В.Ф, Волочков Н.С. Капитальный ремонт скважин. Изоляционные работы. // РИЦ АНК «Башнефть» . – Уфа, 2000. – 424 с.

[4] Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (с изменениями на 12 января 2015 года) (редакция, действующая с 1 января 2017 года): утв. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, приказ № 101 от 12 марта 2013 г. :ввод. в действие с 01.01.2017. URL: Профессиональные справочные системы «Кодекс». URL:<http://docs.cntd.ru/document/499011004> (дата обращения 13.02.2020).

[5] Булатов, А.И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1973. – 296 с.

[6] Новое в ликвидации морских скважин [http://www.energyland.info/news-show-neft_gazneftegaz-51793].

[7] Вне закона. Правовой статус большинства ликвидированных скважин не определен. [<http://www.indpg.ru/nik/2010/04/31149.html>].

[8] <http://www.newsru.com/pict/big/22118.html>.

[9] Абдрахманов, Г.С. Крепление скважин расширяемыми трубами // Самара: Издательский дом «РОСИНГ», 2003. – 228 с.

[10] Басарыгин, Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин // Учеб.пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 670 с.

[11] Иванов, С.И., Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Любимцев В.А., Яремийчук Р.С. Анализ научных и практических решений заканчивания скважин: Книга 2. // М.:ООО «НедраБизнесцентр», 2004. –266 с.

[12] Клещенко, И.И., Григорьев А.В., Телков А.П. Изоляционные работы при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин . – М.:Издательство ОАО «Недра», 1998. – 267с.

[13] Крылов, В.В., Крецул В.В. Высокоэффективное заканчивание горизонтальных скважин с установкой забойного фильтра // Бурение и Нефть, 2005. №10.

[14] Подгорнов, В.М. Заканчивание скважин // Учебник для вузов. В двух частях. М.: МАКС Пресс, 2008.

[15] Иванов, С.И., Булатов А.И., Любимцев В.Л., Яремийчук Р.С.Анализ научных и практических решений заканчивания скважин: Книга1. – М:ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 334с.

[16] Крылов, В.И., Крецул В.В. Новый подход к методам химической очистки призабойной зоны ствола скважины при заканчивании открытым стволом //Бурение и нефть, 2005. – №10. – С.21-23.

References:

[1] Kubrak, M.G. Sokrashhenie bezdeystvujushhego fonda skvazhin // Jelektronnyjnauchnyj zhurnal «Neftegazovoe delo», 2012. №1. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Kubrak/Kubrak_4.pdf. [in russian]

[2] Gorbachjova, O.A. Razrabotka i vnedrenie metodov kontrolja i issledovanij skvazhin s mezhkolonnymi davlenijami na Astrahanskom GKM // kand. teh. nauk: 25.00.17, 05.26.03: zashhishhena 31.05.12: utv. 11.07.12 / Gorbacheva Ol'ga Anatol'evna. Ufa, 2012. – 194 s. [in russian]

[3] Umetbaev, V.G., Merzljakov, V.F, Volochkov N.S. Kapital'nyj remont skvazhin. Izoljacionnye raboty. // RIC ANK «Bashneft». Ufa, 2000. – 424 s. [in russian]

[4] Pravila bezopasnosti v neftjanoj i gazovoj promyshlennosti (s izmenenijam na 12 janvarja 2015 goda) (redakcija, deystvujushhaja s 1 janvarja 2017 goda): utv. Federal'noj sluzhboj po jekologicheskomu, tehnologicheskomu i atomnomu nadzoru, prikaz № 101 ot 12 marta 2013 g. :vvod. vdeystvie s 01.01.2017. URL: Professional'nye spravochnye sistemy «Kodeks». URL:<http://docs.cntd.ru/document/499011004> (data obrashhenija 13.02.2020).[in russian]

[5] Bulatov, A.I. Tehnologija cementirovanijaneftjanyh i gazovyh skvazhin // M.: Nedra, 1973. – 296 s. [in russian]

[6] Novoe v likvidacii morskih skvazhin [http://www.energyland.info/news-show-neft_gazneftegaz-51793]. [in russian]

[7] Vnezakona. Pra vovoj status bol'shinstva likvidirovannyh skvazhin ne opredelen. [<http://www.indpg.ru/nik/2010/04/31149.html>]. [in russian]

[8] URL:<http://www.newsru.com/pict/big/22118.html>. [in russian]

[9] Abdrahmanov, G.S. Kreplenie skvazhin jekspandiruemyimi trubami // Samara: Izdatel'skiidom «ROSIING», 2003 – 228 s. [in russian]

[10] Basarygin, Ju.M., Bulatov A.I., Proselkov Ju.M. Zakanchivanie skvazhin // Ucheb. posobie dlja vuzov. M.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 670 s. [in russian]

- [11] **Ivanov, S.I.**, Bulatov A.I., Kachmar Ju.D., Ljubimcev V.A., Jaremijchuk R.S. Analiz nauchnyh i prakticheskikh reshenij zakanchivaniya skvazhin: Kniga 2. // M.: ООО «Nedra-Biznescentr», 2004. – 266 s. [in russian]
- [12] **Kleshhenko, I.I.**, Grigor'ev A.V., Telkov A.P. Izoljacionnye raboty pri zakanchivanii i jekspluatacii neftjanyh skvazhin // M.: Izdatel'stvo OAO «Nedra», 1998. – 267s. [in russian]
- [13] **Krylov, V.V.**, Krecul V.V. Vysokoeffektivnoe zaknchivanie gorizonta'nyh skvazhin s ustanovkoj zabojnogo fil'tra // Burenie i Neft', 2005. №10. [in russian]
- [14] **Podgornov, V.M.** Zakanchivaniya skvazhin // Uchebnik dlja vuzov. V dvuh chastjah. M.: MAKSPress, 2008. [in russian]
- [15] **Ivanov, S.I.**, Bulatov A.I., Ljubimcev V.L., Jaremijchuk R.S. Analiz nauchnyh i prakticheskikh reshenij zakanchivaniya skvazhin: Kniga 1. // M.: ООО «Nedra-Biznescentr», 2004. – 334 s. [in russian]
- [16] **Krylov, V.I.**, Krecul V.V. Novyj podhod k metodam himicheskoj ochistki prizabojnoj zony stvola skvazhiny pri zakanchivanii otkrytym stvolom // Burenie i neft', 2005. №10. – S.21-23. [in russian]

КОПЖЫЛДЫҚ ТОНДЫ ЖӘНЕ ГИДРАТҚҰРАМДЫ ЖЫНЫСТАРДА КЕРН АЛУҒА ҚАЖЕТТІ ЖАҒДАЙЛАРДЫ ҚАМТАМАСЫЗ ЕТЕТІН БҰРҒЫЛАУ ЕРІТІНДІСІНІҢ РЕЦЕПТУРАСЫН ӘЗІРЛЕУ

Пишухин В.М., техника ғылымдарының кандидаты, Халықаралық қолданбалы радиоэлектроника ғылымдары академиясының академигі, Ресейлік жаратылыстану ғылымдары академиясының мұнай және газ секциясы бойынша корреспондент-мүшесі

Головин В.В., инженер

*И.М. Губкин атындағы Ресей мемлекеттік мұнай және газ ұлттық зерттеу университеті,
Мәскеу қ., Ресей*

Аңдатпа. Қиыр Солтүстік жағдайларында және көпжылдық тоң (КЖТҚ) аймағында ұңғымалар бұрғылау барысында оң температурадағы бұрғылау ерітіндісінің циркуляциясы әсерінен тоңды жыныстардың еріп кетуімен байланысты технологиялық қиындықтардың туындау қаупі бар. Мұндай еру құбылыстары опырылуларға, бекітпе сапасының нашарлауына, сондай-ақ газгидратты жыныстарды (ГГЖ) ашқан кезде газ гидраттарының ыдырауына әкеледі. Осындай жағдайларда табиғи құрылымы бұзылмаған керн алуды қамтамасыз ету үшін жылулық әсерді барынша азайтатын, теріс температурадағы салқындатылған бұрғылау ерітіндісін қолдану қажет.

Зерттеу нәтижесінде дәстүрлі электролиттерді (натрий немесе калий хлоридтері) антифриз ретінде қолдану олардың коррозиялық белсенділігіне және мұз бен гидраттарды интенсивті түрде еріту қабілетіне байланысты тиімсіз екені анықталды. Сондықтан олардың орнына электрөткізбейтін ингибитор – глицерин қосылған су негізіндегі арнайы бұрғылау ерітіндісі ұсынылды.

Дамытылған құрам су, глицерин (1:1 қатынаста), бентонит глинопорошоғы, КССБ және борды қамтиды және -15 °C-тан +20 °C-қа дейінгі кең температура диапазонында қанағаттанарлық технологиялық қасиеттер көрсетеді. Эксперименттік зерттеулер ерітіндінің -30 °C-қа дейін салқындатқанда да қатпайтынын және қатты фазада (мұз) түзбейтінін, қатты жабысқақ, желе тәрізді күйінде қалатынын көрсетті. Сандық термодинамикалық модельдеу глицериннің метан гидраттарының -9 °C-тан төмен температурада ыдырауын болдырмауға жеткілікті антигидраттық әсер беретінін растады.

Тірек сөздер: бұрғылау ерітіндісі, керн, гидратқұрамды жыныстар, бентонит глинопорошоғы.

DEVELOPMENT OF A DRILLING FLUID FORMULATION ENSURING SUITABLE CONDITIONS FOR CORE SAMPLING IN PERMAFROST AND HYDRATE-BEARING FORMATIONS

Pishukhin V.M., candidate of technical sciences, Academician of the International Academy of Sciences of Applied Radioelectronics, Corresponding Member of the Russian Academy of Natural Sciences in the oil and gas section

Golovin V.V., engineer

Gubkin University, Moscow city, Russian

Abstract. Drilling wells in the conditions of the Far North and in regions of permafrost (PMP) is associated with the risk of technological complications caused by thawing frozen rocks during the circulation of drilling fluid with a positive temperature. Such thawing leads to collapse formation, deterioration of casing quality, and, when hydrate-bearing formations (HBF) are penetrated, to the decomposition of gas hydrates. To ensure the recovery of core samples with undisturbed structure under these conditions, a cooled drilling fluid with a negative temperature must be used to minimize thermal impact.

It was determined that the use of traditional electrolytes (sodium or potassium chlorides) as antifreezes is impractical due to their corrosive activity and their strong ability to dissolve ice and hydrates. Instead, a specialized water-based drilling fluid with the addition of a non-electrolyte inhibitor—glycerol—was proposed.

The developed composition, which includes water, glycerol (in a 1:1 ratio), bentonite clay powder, KSSB, and chalk, demonstrates satisfactory technological properties over a wide temperature range from -15°C to $+20^{\circ}\text{C}$. Experimental studies showed that the fluid does not freeze and does not form a solid phase (ice) even when cooled to -30°C , remaining a highly viscous, gel-like mass. Numerical thermodynamic modeling confirmed that glycerol provides an anti-hydrate effect sufficient to prevent methane hydrate decomposition at temperatures below -9°C .

Keywords: drilling fluid, core, hydrate-bearing formation, bentonite clay powder.