



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

E21B 33/13 (2025.01); C09K 8/473 (2025.01)

(21)(22) Заявка: 2024121251, 24.07.2024

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
24.07.2024

Дата регистрации:
02.06.2025

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 24.07.2024

(45) Опубликовано: 02.06.2025 Бюл. № 16

Адрес для переписки:

355042, Ставропольский край, г. Ставрополь,
ул. 50 лет ВЛКСМ, 71/1, кв. 115, Демченко И.В.

(72) Автор(ы):

Саморуков Дмитрий Владимирович (RU),
Ноздря Владимир Иванович (RU),
Карапетов Рустам Валерьевич (RU),
Никитин Станислав Юрьевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Саморуков Дмитрий Владимирович (RU),
Ноздря Владимир Иванович (RU),
Карапетов Рустам Валерьевич (RU),
Никитин Станислав Юрьевич (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2281382 C1, 10.08.2006. RU
2807721 C1, 21.11.2023. RU 2808074 C1,
22.11.2023. RU 2598945 C2, 10.10.2016. SU
1763059 A1, 23.09.1992. US 9228122 B2,
05.01.2016. US 10280358 B2, 07.05.2019.

(54) Способ цементирования скважин в интервалах многолетнемерзлых пород

(57) Реферат:

Изобретение относится к способу цементирования скважин в интервалах многолетнемерзлых пород. Техническим результатом является повышение эффективности строительства скважин в условиях многолетнемерзлых пород. Способ включает закачивание в трубное пространство расчетного объема тампонажного раствора и закачивание его с прямой продавкой в одну ступень. Цементаж осуществляют с использованием тампонажного состава, аналогичного применяемому при цементировании направления и/или кондуктора. Сухую тампонажную смесь подготавливают на производстве последовательным смешением компонентов в смесительном агрегате в соответствии с технологической картой

изготовителя. Жидкость затворения готовят непосредственно на буровой посредством ввода расчетного количества компонентов в техническую воду. Ввод осуществляют при непрерывном перемешивании, сначала медленным темпом, во избежание комкообразования, вводят синтетический сульфированный сополимер и перемешивают до его полного растворения, затем с интервалом 10 мин добавляют поликарбоксилатный суперпластификатор, ускоритель схватывания и противоморозную добавку. После чего полученную смесь тщательно перемешивают в течение 10 мин. Далее в приготовленную жидкость затворения вводят сухую тампонажную смесь заводской готовности. 1 з.п. ф-лы, 2 ил.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
E21B 33/13 (2006.01)
C09K 8/473 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC
E21B 33/13 (2025.01); C09K 8/473 (2025.01)

(21)(22) Application: **2024121251, 24.07.2024**

(24) Effective date for property rights:
24.07.2024

Registration date:
02.06.2025

Priority:

(22) Date of filing: **24.07.2024**

(45) Date of publication: **02.06.2025** Bull. № 16

Mail address:

**355042, Stavropolskij kraj, g. Stavropol, ul. 50 let
VLKSM, 71/1, kv. 115, Demchenko I.V.**

(72) Inventor(s):

**Samorukov Dmitrij Vladimirovich (RU),
Nozdrya Vladimir Ivanovich (RU),
Karapetov Rustam Valerevich (RU),
Nikitin Stanislav Yurevich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Samorukov Dmitrij Vladimirovich (RU),
Nozdrya Vladimir Ivanovich (RU),
Karapetov Rustam Valerevich (RU),
Nikitin Stanislav Yurevich (RU)**

(54) **METHOD OF CEMENTING WELLS IN PERMAFROST INTERVALS**

(57) Abstract:

FIELD: mining.

SUBSTANCE: invention relates to a method of cementing wells in permafrost intervals. Method includes pumping to pipe space of design volume of grouting mortar and its pumping with direct forcing in one stage. Cementing is carried out using a grouting composition similar to that used during cementing of the direction and/or surface conductor. Dry grouting mixture is prepared during production by successive mixing of components in a mixing unit in accordance with the manufacturer's process chart. Tempering fluid is prepared directly on drilling site by means of introduction of rated number of components into process

water. Introduction is carried out with continuous stirring, first at a slow rate, in order to avoid lump formation, introducing a synthetic sulphonated copolymer and stirring until its complete dissolution, then, with interval of 10 minutes, a polycarboxylate superplasticiser, a hardening agent and an antifreeze additive are added. Then the produced mixture is thoroughly stirred during 10 minutes. Then dry grouting mixture of factory readiness is added to the prepared tempering fluid.

EFFECT: higher efficiency of well construction in permafrost conditions.

2 cl, 2 dwg

RU 2 841 103 C1

RU 2 841 103 C1

Изобретение относится к нефтегазодобывающей отрасли промышленности, а именно, к способу цементирования скважин в интервалах многолетнемерзлых пород и составу для цементирования, и может быть использовано для повышения качества строительства нефтяных и газовых скважин в условиях многолетнемерзлых пород путем реализации комплексных рецептурно-технологических решений, обеспечивающих в процессе крепления обсадных колонн в верхних интервалах, создание термодинамического барьера и предотвращающих возникновение заколонных перетоков, межколонных давлений, а также растепления приустьевой зоны.

Уровень техники

Известно:

1. Применение композиции ускорителя схватывания для неорганических связующих веществ, которая содержит по меньшей мере один водорастворимый гребенчатый полимер, который включает структурные единицы (мет)акриловой кислоты, малеиновой кислоты, полиалкиленгликольвиниловых эфиров, полиалкиленгликольаллиловых эфиров и полиалкиленгликолевых эфиров (мет)акриловой кислоты и частицы гидрата силиката кальция при цементировании буровых нефтяных и газовых скважин в областях вечной мерзлоты и в шельфовой зоне, причем гребенчатый полимер представляет собой сополимер, который на основной цепи имеет боковые цепи, включающие полиэфирные функциональные группы, а также кислотные функциональные группы, а частицы гидрата силиката кальция являются менее чем 5 мкм, преимущественно менее чем 1 мкм, более предпочтительно менее чем 500 нм, особенно предпочтительно менее чем 200 нм и в особенности менее чем 100 нм.

2. Применение по п. 1, при этом композиция ускорителя схватывания применяется в виде суспензии, предпочтительно в виде водной суспензии.

3. Применение по п. 1, при этом композиция ускорителя схватывания применяется в порошковой форме.

4. Применение по любому из пп. 1-3, при этом гребенчатый полимер находится в виде сополимера, который может быть получен путем радикальной сополимеризации кислотных мономеров и полиэфирных макромономеров, причем сополимер в совокупности содержит по меньшей мере 45 мол. %, предпочтительно по меньшей мере 80 мол. %, кислотных мономерных и/или полиэфирных макромономерных структурных единиц.

5. Применение по п. 1, при этом гребенчатый полимер имеет среднюю молекулярную массу (M_w) от 5000 до 200000 г/моль, предпочтительно от 10000 до 80000 г/моль и в особенности от 20000 до 70000 г/моль, измеренную при помощи гельпроникающей хроматографии.

6. Применение по п. 1, при этом молярное отношение кальция к кремнию в гидрате силиката кальция составляет от 0,6 до 2,0, предпочтительно от 1,1 до 1,8.

7. Применение по п. 6, при этом молярное отношение кальция к воде в гидрате силиката кальция составляет от 0,6 до 6, предпочтительно от 0,6 до 2,0 и в особенности от 0,8 до 2,0.

8. Применение по п. 7, при этом частицы гидрата силиката кальция могут быть получены путем реакции водорастворимого соединения кальция с водорастворимым силикатным соединением, причем реакцию проводят в присутствии водного раствора водорастворимого гребенчатого полимера, пригодного в качестве пластификатора для гидравлических связующих веществ.

9. Применение по п. 1, при этом в качестве неорганических связующих веществ применяют портландцементы, кальцийалюминатные цементы, гипс, ангидрит, доменные

шлаки, гранулированные доменные шлаки, летучую золу, кварцевую пыль, метаксаолин, природные и синтетические пуццоланы и/или обожженные горючие сланцы, преимущественно портландцементы.

10. Применение по п. 9, при этом связующие вещества используются в виде цементного шлама, причем величина вода/цемент предпочтительно находится в пределах от 0,2 до 1,0, в особенности в пределах от 0,3 до 0,6.

11. Применение по п. 10 для ускорения схватывания цементных шламов.

12. Применение по п. 10 для сокращения времени, за которое статистическая прочность геля отверждаемых цементных шламов увеличивается от 100 фунт/100 фут² (4,88 кг/м²) до 500 фунт/100 фут² (24,4 кг/м²).

13. Применение по п. 1 вместе с другими добавками, употребляемыми при цементировании буровых скважин, в особенности пластификаторами, водоудерживающими средствами и/или модифицирующими реологию добавками (см. пат. RU №2598945, МПК С 09 К 8/467, Е 21 В 33/138, опубл. 10.10.16 г., Бюл. №15).

Недостатком указанного способа является недостаточно эффективное противодействие давлению подземных формирований и, таким образом, недостаточное предотвращение неконтролируемого появления жидкостей.

Известен способ крепления скважины направлением в разрезе многолетнемерзлых пород с высокой льдистостью, заключающийся в том, что бурят ствол скважины до устойчивых пород, бурение осуществляют без промывки скважины буровым раствором, спускают направление, состоящее из обсадных труб с теплоизолирующей оболочкой, направление оснащают центрирующими элементами, колонным башмаком и каналом для мониторинга температуры по всей длине направления, при этом при спуске направления в скважину с внешней стороны направления закрепляют трубы малого диаметра, которые образуют автономный канал для цементирования направления, по которому заколонное пространство заполняют от забоя до устья тампонажным раствором, одновременно с этим внутриколонное пространство заполняют незамерзающей жидкостью (см. пат. RU №2662830, МПК Е 21 В 33/14, Е 21 В 43/10, Е 21 В 36/00, опубл. 31.07.2018 г., Бюл. №22).

Недостатком данного способа является недостаточное повышение качества крепления скважины и обеспечение ее эксплуатационной надежности в разрезе многолетнемерзлых пород с высокой льдистостью.

Наиболее близким по технической сущности и достигаемому положительному эффекту и принятый авторами за прототип является:

1. Способ цементирования эксплуатационной колонны газовой скважины в условиях многолетнемерзлых пород, включающий закачивание в трубное пространство буферной жидкости, тампонажного раствора и продавливание продавочной жидкостью, при этом в качестве буферной жидкости используют трехфазную пену, перед тампонажным раствором осуществляют закачивание тампонажного раствора облегченного с наполнителем - газонаполненными микросферами, а перед ним подают в трубное пространство суспензию, состоящую из незамерзающей жидкости, плотность которой выше плотности жидкости затворения указанного облегченного тампонажного раствора, и газонаполненных микросфер, обработанных кислотами шерстного жира в количестве 0,1-0,4% от их массы, при этом в указанной суспензии объем незамерзающей

жидкости
$$V_{\text{ж}} = \left(1 - \frac{\rho_0}{\rho}\right) \cdot V \cdot m,$$

масса указанных микросфер, $Q_{\text{ГМ}} = (V - V_{\text{ж}}) \cdot \rho,$

где $V_{ж}$ - объем незамерзающей жидкости, m^3 ;

ρ_0 - насыпная плотность указанных микросфер, обработанных кислотами шерстного жира, $кг/м$;

5 ρ - плотность указанных микросфер, $кг/м^3$;

m - коэффициент раздвижки зерен указанных микросфер - 1,05-1,25;

V - объем кольцевого пространства от устья скважины до глубины залегания подошвы многолетнемерзлых пород, m^3 ;

10 $Q_{ГМ}$ - масса указанных микросфер, $кг$,

указанное закачивание осуществляют в объеме, необходимом для заполнения кольцевого пространства от забоя скважины до кровли продуктивного пласта, указанную суспензию закачивают в объеме, необходимом для заполнения кольцевого пространства от устья скважины до подошвы многолетнемерзлых пород, а облегченного тампонажного раствора с газонаполненными микросферами - в объеме, необходимом для заполнения кольцевого пространства от кровли продуктивного пласта до подошвы многолетнемерзлых пород.

2. Способ по п. 1, при этом в качестве газонаполненных микросфер используют алюмосиликатные, или стеклянные, или полимерные газонаполненные микросферы (см. пат. RU №2281382, МПК Е 21 В 33/13, С 09 К 8/473, опубл. 10.08.2006 г., Бюл. №22).

Недостатком данного способа является низкая эффективность цементирования эксплуатационной колонны скважины в условиях многолетнемерзлых пород (ММП).

Раскрытие изобретения Задачей предлагаемого изобретения является разработка способа цементирования скважин в интервалах многолетнемерзлых пород и состава для цементирования, т.е., разработка таких рецептурно-технологических решений, которые обеспечат нормальное отверждение тампонажного раствора в процессе 25 крепления обсадных колонн в верхних интервалах, создание термодинамического барьера и предотвращение возникновения заколонных перетоков, межколонных давлений, а также растепления приустьевой зоны в условиях многолетнемерзлых пород (ММП).

30 Технический результат, который может быть получен с помощью предлагаемого изобретения, сводится к повышению эффективности строительства скважин в условиях многолетнемерзлых пород за счет минимизации риска вследствие недостаточного отверждения тампонажного раствора, проявления нежелательных теплообменник 35 процессов, приводящих к растеплению устья скважины и снижению качества крепления обсадных колонн в интервалах криолитозоны, а также за счет предупреждения возникновения заколонных перетоков, грифонов и/или межколонных давлений благодаря применению специально разработанного состава для цементирования и усовершенствованной технологии цементирования.

40 Указанный технический результат достигается с помощью:

1. Способ цементирования скважин в интервалах многолетнемерзлых пород и состав для цементирования, включающий закачивание в трубное пространство расчетного объема тампонажного раствора и закачивание его с прямой продавкой в одну ступень, при этом цементаж осуществляют с использованием тампонажного состава, 45 аналогичного применяемому при цементировании направления и/или кондуктора, причем сухую тампонажную смесь подготавливают на производстве последовательным смешением компонентов в смесительном агрегате в соответствии с технологической картой изготовителя, а жидкость затворения готовят непосредственно на буровой посредством ввода расчетного количества компонентов в техническую воду, ввод

осуществляют при непрерывном перемешивании, сначала медленным темпом, во избежание комкообразования, вводят синтетический сульфированный сополимер и перемешивают до его полного растворения, затем с интервалом 10 минут добавляют поликарбоксилатный суперпластификатор, ускоритель схватывания и противоморозную добавку, после чего полученную смесь тщательно перемешивают в течение 10 минут, далее в приготовленную жидкость затворения вводят сухую тампонажную смесь заводской готовности, при этом тампонажный раствор имеет следующий компонентный состав, масс. %:

- Полицем Гипс - Гипс Г-18 - вяжущее гипсовое высокопрочное сепарированное специального назначения для тампонажных растворов - 38,37-45,35;
- Ультратцемент-5 - микронизированный тампонажный портландцемент - 6,98-17,44;
- ПЦТ-1-50 - стандартный портландцемент тампонажный бездобавочный для низких и нормальных температур - 1,39-10,46;
- ДР-50 - расширяющая добавка (САБВ - сульфоалюминатное белитовое вяжущее) - 4,88-6,98;

Полюе стеклянные микросферы - теплоизолирующая добавка (газонаполненный стеклянный гранулят) - 3,49-10,46;

- Полицем Пласт-1 - поликарбоксилатный суперпластификатор - 0,14-0,7;
- Полицем Газблок - сульфированный синтетический сополимер - 0,007-0,014;
- Моноэтиленгликоль - многоатомный спирт - 3,1-5,23;
- Нитрит-нитрат-хлорид кальция (ННХК) или Нитрит-нитрат кальция (ННК) или Нитрат кальция (НК) или Нитрит-нитрат кальция + Муравьинокислый кальций, не содержащий хлоридов и/или нейтрализующий их агрессивное действие ускоритель схватывания, ингибитор коррозии металла обсадных труб смешанного типа - 0,7-1,39;
- Пресная техническая (водопроводная) вода - остальное 23,72-28,25.

2. Способ цементирования скважин в интервалах многолетнемерзлых пород и состав для цементирования по п.п. 1., при этом цементаж осуществляют через бурильные трубы при креплении обсадных колонн диаметром 324 мм и более, при этом башмак цементируемой колонны оснащают специальным устройством для герметизации, причем сухую тампонажную смесь подготавливают на производстве последовательным смешением компонентов в смесительном агрегате в соответствии с технологической картой изготовителя, а жидкость затворения готовят непосредственно на буровой посредством ввода расчетного количества компонентов в техническую воду, ввод осуществляют при непрерывном перемешивании, сначала медленным темпом, во избежание комкообразования, вводят синтетический сульфированный сополимер и перемешивают до его полного растворения, затем с интервалом 10 минут добавляют поликарбоксилатный суперпластификатор, ускоритель схватывания и противоморозную добавку, после чего полученную смесь тщательно перемешивают в течение 10 минут, далее в приготовленную жидкость затворения вводят сухую тампонажную смесь заводской готовности, при этом тампонажный раствор имеет следующий компонентный состав, масс. %:

- Полицем Гипс - Гипс Г-18 - вяжущее гипсовое высокопрочное сепарированное специального назначения для тампонажных растворов - 38,37-45,35;
- Ультратцемент-5 - микронизированный тампонажный портландцемент - 6,98-17,44;
- ПЦТ-1-50 - стандартный портландцемент тампонажный бездобавочный для низких и нормальных температур - 1,39-10,46;
- ДР-50 - расширяющая добавка (САБВ - сульфоалюминатное белитовое вяжущее) - 4,88-6,98;

Полые стеклянные микросферы - теплоизолирующая добавка (газонаполненный стеклянный гранулят) - 3,49-10,46;

- Полицем Пласт-1 - поликарбоксилатный суперпластификатор - 0,14-0,7;
- Полицем Газблок - сульфированный синтетический сополимер - 0,007-0,014;

5 - Моноэтиленгликоль - многоатомный спирт - 3,1-5,23;

- Нитрит-нитрат-хлорид кальция (ННХК), или Нитрит-нитрат кальция (ННК), или Нитрат кальция (НК), или Нитрит-нитрат кальция + Муравьинокислый кальций, не содержащий хлоридов и/или нейтрализующий их агрессивное действие ускоритель схватывания, ингибитор коррозии металла обсадных труб смешанного типа - 0,7-1,39;

10 - Пресная техническая (водопроводная) вода - остальное 23,72-28,25.

Краткое описание чертежей и иных материалов

На фиг.1 дан способ цементирования скважин в интервалах многолетнемерзлых пород и состав для цементирования, состав для цементирования, таблица.

На фиг.2, то же, график лабораторного тестирования состава для цементирования.

15 Осуществление изобретения

Способ цементирования скважин в интервалах многолетнемерзлых пород и состав для цементирования обеспечивают в комплексе, во-первых, стойкость к замерзанию при температуре до -10°C , во-вторых, отсутствие эффекта подтаивания на контакте

«цементный раствор - ММП» в процессе закачки и затвердевания и в-третьих, создание

20 термодинамического барьера, предупреждающего возникновение нежелательного теплообмена вызывающего растепление приустьевой зоны при освоении и эксплуатации скважины. Коэффициент теплопроводности получаемого цементного камня может достигать $0,15 \text{ Вт/м}\cdot\text{К}$. Повышение температуры комплексной тампонажной смеси при отверждении не превышает 4 градусов. Стойкость к замерзанию тампонажного состава

25 в процессе затворения и закачки, а главное, в процессе затвердевания цемента обеспечивается введением в рецептуру противоморозной добавки. Морозостойкость тампонажного состава определяет параметры его загустевания, схватывания и набора прочности цементного камня в условиях отрицательных температур. В случае

недостаточной морозостойкости тампонажного раствора его замерзание происходит

30 до или в процессе схватывания, при этом образования и набора прочности цементного камня либо не происходит, либо он происходит частично. В такой ситуации, после запуска скважины в эксплуатацию, из-за возникающего теплообмена происходит оттаивание замерзшего тампонажного раствора и его расслоение на твердую и жидкую

фазы. В результате цементное кольцо за колонной не формируется, герметичность

35 крепи отсутствует, а в верхней части зоны расслоения растепленного тампонажного раствора под действием продольного изгиба, обсадная колонна теряет устойчивость. Минимизация температуры разогрева тампонажной смеси в процессе загустевания и затвердевания имеет ключевое значение с точки зрения предупреждения возникновения

заколонных перетоков и обеспечения герметичности крепи обсадных колонн в

40 интервалах ММП. Выделяющаяся в процессе гидратации, традиционно применяемых тампонажных растворов, теплота определяет эффект подтаивания льдистых образований криолитозоны на контакте «порода-тампонажный раствор», что даже в условиях, обеспечивающих затвердевание и образование цементного кольца с заданными

прочностными параметрами, создает предпосылки к формированию проводящих

каналов высокой проницаемости и протяженности в заколонном пространстве

цементируемых скважин в зонах ММП. Образование именно этих каналов определяет

негерметичность крепи обсадных колонн и возникновение заколонной миграции

45 пластового флюида, межколонных давлений, грифонов и т.п. Предлагаемое изобретение

обеспечивает минимизацию температурных колебаний в процессе загустевания тампонажного раствора и затвердевания цементного камня.

Механизм реализации эффекта минимизации температурных колебаний обусловлен специфическим характером взаимодействия при гидратации тампонажного состава, а именно способностью, входящего в рецептуру, многоатомного спирта изначально связывать определенный объем воды и постепенно высвободить его при гидратации тампонажного состава. При этом процесс высвобождения связанной воды происходит дискретно, вследствие чего линейная интенсивность роста температуры при гидратации имеет минимальные значения за счет замедления конвективного теплообмена с внешней средой, имеющей отрицательную температуру. Снижение скорости выделения теплоты обеспечивает ее плавное поглощение, не достигая значений температуры, вызывающей активное таяние пород криолитозоны.

Эффект был изучен в процессе комплексного лабораторного исследования загустевания и твердения разработанного тампонажного состава. Данные лабораторного тестирования разработанной тампонажной смеси по исследованию кинетики набора консистенции в условиях пониженной температуры +5°C, показывают, что колебания температуры при загустевании предварительно охлажденной тампонажной смеси не превышали предела $\pm 3^\circ\text{C}$. Создание термодинамического барьера, изолирующего нежелательное тепловое воздействие на породы криолитозоны при освоении и эксплуатации скважин обеспечивается снижением величины теплопроводности цементного камня посредством введения в состав тампонажной смеси теплоизолирующих материалов и/или аэрации тампонажного раствора непосредственно при закачке в процессе крепления. В качестве теплоизолирующей добавки используются полые стеклянные микросферы, либо другие материалы позволяющие формировать в структуре цементного камня распределенные воздушные газонаполненные полости. Кроме этого, предлагаемый способ крепления скважин в условиях ММП предусматривает физико-химическую аэрацию тампонажного раствора, реализуемую введением в рецептуру пенообразователя и использованием аэрирующих технических средств в процессе цементирования. Аэрация тампонажного раствора может применяться как в качестве основного, так и вспомогательного решения, обеспечивающего создание теплоизолирующего барьера в структуре цементного камня. Также аэрация позволяет придать тампонажному раствору гидромеханическую упругость за счет энергии сжатой газовой фазы при закачке, что позволяет значительно повысить качество цементирования за счет увеличения адгезии цементного кольца на контактах, особенно при условии проведения ОЗЦ под давлением.

Пример конкретного выполнения способа цементирования скважин в интервалах многолетнемерзлых пород и состав для цементирования.

На этапе подготовки к цементированию выполняются необходимые геофизические исследования и уточняющие расчеты по определению количества тампонажного раствора, его параметров и режима закачки. Согласно существующей практике проектирования конструкций скважин интервалы ММП приурочены к верхней части геологического разреза и перекрываются разобщением, как правило, первыми двумя обсадными колоннами направление и/или кондуктор.

Сухую тампонажную смесь подготавливают на производстве последовательным смешением компонентов п.п. 1-5 табл. в смесительном агрегате в соответствии с технологической картой предприятия-изготовителя. Расфасовывают и поставляют в мешках по 1000 кг. Жидкость затворения готовят непосредственно на буровой посредством ввода расчетного количества компонентов п.п. 6-9 табл. в техническую

воду. Ввод осуществляют при непрерывном перемешивании. В первую очередь медленным темпом, во избежание комкообразования, вводят сульфированный синтетический сополимер до его полного растворения. Затем, с интервалом 10 минут добавляют поликарбоксилатный суперпластификатор, ускоритель схватывания и противоморозную добавку, после чего полученную смесь тщательно перемешивают в течение 10 минут.

Технически предлагаемый способ реализуют следующим образом. Цементаж направления осуществляют по стандартной технологии. После спуска обсадной колонны затворяют расчетный объем тампонажного раствора и закачивают с прямой продавкой в одну ступень. Содержание теплоизолирующей добавки подбирают в заданном диапазоне из расчета обеспечения требуемой теплоизолирующей способности цементного камня, а также заданных реологических и технологических параметров тампонажного раствора в зависимости от типа используемой добавки и инженерно-геологических условий цементирования. При этом, тампонажный состав должна набирать не менее 80% от заданных прочностных параметров в течение 16 часов. Полное время ожидания затвердевания цемента не должно превышать 24 часа.

Цементаж кондуктора может осуществляться двумя способами.

Вариант 1. Цементаж осуществляют прямой продавкой в одну ступень с использованием тампонажного раствора, аналогично применяемому при цементировании направления. Этот вариант является безальтернативным, в случае, когда конструкция скважины предусматривает перекрытие интервалов криолитозоны только одной колонной.

Вариант 2. Цементаж кондуктора осуществляют через бурильные трубы и рекомендуют к применению при креплении обсадных колонн диаметром 324 мм и более. Цементаж через бурильные трубы позволяет эффективно контролировать скорость и объемы продавки, получить заданную плотность на выходе и минимизировать временные технологические потери. При цементировании через бурильные трубы башмак цементуемой колонны оснащают специальным устройством для герметизации.

При использовании аэрированного тампонажного раствора устьевую часть направления оснащают устройством, обеспечивающим герметизацию кольцевого пространства между направлением и кондуктором кессоном. После спуска кондуктора, нагнетательный манифольд оснащают эжектором для ввода газовой фазы в тампонажный раствор на потоке. Требуемую степень аэрации определяют расчетным путем на основе результатов лабораторных исследований, а фактическую подбирают соотношением расходов аэрируемого тампонажного раствора и вводимой газовой фазы с учетом технологических параметров насосного и компрессорного оборудования, а также конструктивных особенностей применяемого эжектора. Закачку начинают с прокачивания приготовленной порции буферного неаэрированного тампонажного раствора объемом $0,5 \text{ м}^3$, с последующим подключением компрессора для аэрации. По завершении закачки расчетного объема тампонажного состава, перед началом продавки кессон герметизируют и вытеснение бурового раствора осуществляют через отвод кессона. При появлении на выходе геля цемента (неаэрированного цементного раствора) затрубное пространство герметизируют, а дальнейшую продавку осуществляют с минимальной производительностью до получения момента «стоп». Последнюю порцию цемента в объеме $0,5-1 \text{ м}^3$ также закачивают без аэрации. При этом строго контролируется давление в затрубном пространстве из условия недопущения возникновения гидроразрыва пород в цементуемом интервале. При достижении давления в заколонном пространстве цементуемой колонны $0,8P_{pp}$ (80% от величины

давления гидроразрыва пород) производят стравливание через отвод кессона. Ожидание затвердевания цемента (ОЗЦ) производят под давлением. Снижение величины давления в заколонном пространстве ниже требуемой репрессии не допускается и крайне желательно обеспечить на период ОЗЦ дифференциальный перепад на уровне, близком к пределу максимально возможных значений.

Предлагаемое изобретение по сравнению с прототипом и другими известными техническими решениями имеет следующие преимущества:

- повышение качества крепления обсадных колонн в верхних интервалах криолитозоны;
- предупреждение возникновения заколонных перетоков и межколонных давлений;
- создание термодинамического барьера предотвращающего растепление приустьевой части ствола скважины.

(57) Формула изобретения

1. Способ цементирования скважин в интервалах многолетнемерзлых пород, включающий закачивание в трубное пространство расчетного объема тампонажного раствора и закачивание его с прямой продавкой в одну ступень, отличающийся тем, что цементаж осуществляют с использованием тампонажного состава, аналогичного применяемому при цементировании направления и/или кондуктора, причем сухую тампонажную смесь подготавливают на производстве последовательным смешением компонентов в смесительном агрегате в соответствии с технологической картой изготовителя, а жидкость затворения готовят непосредственно на буровой посредством ввода расчетного количества компонентов в техническую воду, ввод осуществляют при непрерывном перемешивании, сначала медленным темпом, во избежание комкообразования, вводят синтетический сульфированный сополимер и перемешивают до его полного растворения, затем с интервалом 10 мин добавляют поликарбоксилатный суперпластификатор, ускоритель схватывания и противоморозную добавку, после чего полученную смесь тщательно перемешивают в течение 10 мин, далее в приготовленную жидкость затворения вводят сухую тампонажную смесь заводской готовности, при этом тампонажный раствор имеет следующий компонентный состав, масс. %:

- Полицем Гипс - Гипс Г-18 - вяжущее гипсовое высокопрочное сепарированное для тампонажных растворов - 38,37-45,35;
- Ультратцемент-5 - микронизированный тампонажный портландцемент - 6,98-17,44;
- ПЦТ-1-50 - портландцемент тампонажный бездобавочный для низких и нормальных температур - 1,39-10,46;
- ДР-50 - расширяющая добавка - САБВ - сульфоалюминатное белитовое вяжущее - 4,88-6,98;
- полые стеклянные микросферы - теплоизолирующая добавка - газонаполненный стеклянный гранулят - 3,49-10,46;
- Полицем Пласт-1 - поликарбоксилатный суперпластификатор - 0,14-0,7;
- Полицем Газблок - сульфированный синтетический сополимер - 0,007-0,014;
- моноэтиленгликоль - многоатомный спирт - 3,1-5,23;
- нитрит-нитрат-хлорид кальция - ННХК, или нитрит-нитрат кальция - НК, или нитрат кальция - НК, или нитрит-нитрат кальция + муравьино-кислый кальций, не содержащий хлоридов и/или нейтрализующий их агрессивное действие ускоритель схватывания, ингибитор коррозии металла обсадных труб смешанного типа - 0,7-1,39;
- пресная техническая вода - водопроводная вода - остальное 23,72-28,25.

2. Способ цементирования скважин в интервалах многолетнемерзлых пород и состав

для цементирования по п. 1, отличающийся тем, что цементаж осуществляют через бурильные трубы при креплении обсадных колонн диаметром 324 мм и более, при этом башмак цементируемой колонны оснащают устройством для герметизации, причем сухую тампонажную смесь подготавливают на производстве последовательным
5 смешением компонентов в смесительном агрегате в соответствии с технологической картой изготовителя, а жидкость затворения готовят непосредственно на буровой посредством ввода расчетного количества компонентов в техническую воду, ввод осуществляют при непрерывном перемешивании, сначала медленным темпом, во избежание комкообразования, вводят синтетический сульфированный сополимер и
10 перемешивают до его полного растворения, затем с интервалом 10 мин добавляют поликарбоксилатный суперпластификатор, ускоритель схватывания и противоморозную добавку, после чего полученную смесь тщательно перемешивают в течение 10 мин, далее в приготовленную жидкость затворения вводят сухую тампонажную смесь заводской готовности, при этом тампонажный раствор имеет следующий компонентный
15 состав, масс. %:

- Полицем Гипс - Гипс Г-18 - вяжущее гипсовое высокопрочное сепарированное для тампонажных растворов - 38,37-45,35;
- Ультратцемент-5 - микронизированный тампонажный портландцемент - 6,98-17,44;
- ПЦТ-1-50 - портландцемент тампонажный бездобавочный для низких и нормальных
20 температур - 1,39-10,46;
- ДР-50 - расширяющая добавка - САБВ - сульфоалюминатное белитовое вяжущее - 4,88-6,98;
- полые стеклянные микросферы - теплоизолирующая добавка - газонаполненный стеклянный гранулят - 3,49-10,46;
- 25 - Полицем Пласт-1 - поликарбоксилатный суперпластификатор - 0,14-0,7;
- Полицем Газблок - сульфированный синтетический сополимер - 0,007-0,014;
- моноэтиленгликоль - многоатомный спирт - 3,1-5,23;
- нитрит-нитрат-хлорид кальция - ННХК, или нитрит-нитрат кальция - ННК, или нитрат кальция - НК, или нитрит-нитрат кальция + муравьино-кислый кальций, не
30 содержащий хлоридов и/или нейтрализующий их агрессивное действие ускоритель схватывания, ингибитор коррозии металла обсадных труб смешанного типа - 0,7-1,39;
- пресная техническая вода - водопроводная вода - остальное 23,72-28,25.

35

40

45

Таблица

№	Название компонента	Содержание, %		Описание, назначение
1	Гипсовое высокопрочное сепарированное вяжущее специального назначения	38,37	- 45,35	Основное вяжущее вещество, обеспечивающее ранний набор прочности тампонажного камня на сжатие в условиях низких положительных и отрицательных температур (не менее 3,5 МПа через 16 часов твердения при +5 °С), а также снижение интенсивности тепловыделения при гидратации, определяющей низкие пороговые значения повышения температуры раствора/камня (не более +4 °С)
2	Микронизированный тампонажный портландцемент	6,98	- 17,44	Высокоактивное вяжущее вещество, обеспечивающее ранний набор прочности тампонажного камня при изгибе (не менее 1,0 МПа через 16 часов твердения +5 °С), а также требуемый набор прочностных характеристик в условиях низких положительных и отрицательных температур.
3	Стандартный тампонажный бездобавочный портландцемент для низких и нормальных температур	1,39	- 10,46	Вспомогательное вяжущее вещество, обеспечивающее заданный комплекс реологических характеристик тампонажного раствора.
4	Сульфоалюминатное белитовое вяжущее (САБВ)	4,88	- 6,98	Расширяющая добавка на основе сульфоалюмината кальция, обеспечивающая повышенное адгезионное сцепление цементного камня с поверхностью обсадной колонны за счет его расширения до 0,5-1,0%.
5	Теплоизолирующая добавка	3,49	- 10,46	Теплоизоляционный облегчающий наполнитель, обеспечивающий требуемое снижение коэффициента теплопроводности цементного камня (до 0,15 Вт/м·К), а также регулировку плотности тампонажной смеси в заданном диапазоне.
6	Поликарбоксилатный суперпластификатор	0,14	- 0,7	Регулятор реологии, замедлитель сроков загустевания, схватывания и твердения тампонажного раствора /камня, обладает свойствами ингибитора гидратации вяжущих веществ.

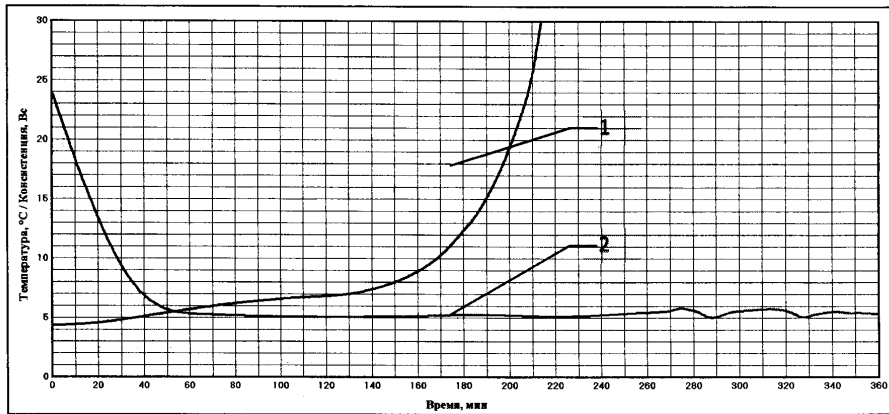
Фиг. 1

7	Гидроксиэтилцеллолоза	0,007	-	0,014	Регулятор водоотдачи, стабилизатор тампонажного раствора с газоблокирующими свойствами, предотвращает расслоение тампонажного раствора.
8	Многоатомный спирт	3,1	-	5,23	Противоморозная добавка, обеспечивающая схватывание тампонажного раствора и заданное твердение цементного камня в интервале залегания ММП при температуре до -10 °С, гарантирует незамерзание жидкости затворения, а также способствует снижению интенсивности тепловыделения при гидратации вяжущих компонентов и ингибированию коррозии.
9	Соли щелочных и щелочноземельных металлов	0,7	-	1,39	Ускоритель схватывания тампонажного раствора и твердения цементного камня.
10	Вода пресная техническая	остальное			Жидкость гидратации
		23,72	-	28,25	

Примечание: Компоненты №1÷№5 – сухая тампонажная смесь, компоненты №6÷№9 – добавки в воду

Фиг. 1 (продолжение)

График



Примечание: Кинетика набора консистенции тампонажного раствора в условиях пониженных (+5 °С) температур: 1 – кривая набора консистенции; 2 – кривая изменения температуры

Фиг. 2