



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2013118621/03, 23.04.2013

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
23.04.2013

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 23.04.2013

(45) Опубликовано: 20.08.2014 Бюл. № 23

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 20126887 C1, 27.02.1999. RU 2157882 C2, 20.10.2000. RU 2329370 C1, 20.07.2008. RU 2292446 C1, 27.01.2007. US 4008608 A, 22.02.1977. US 4343181 A, 10.08.1982

Адрес для переписки:

115583, Москва, а/я 130, Отдел интеллектуальной собственности

(72) Автор(ы):

Полозков Александр Владимирович (RU),
Истомин Владимир Александрович (RU),
Полозков Ким Александрович (RU),
Гафтуняк Петр Иванович (RU),
Сутырин Александр Викторович (RU),
Бабичева Людмила Павловна (RU),
Подгорнова Наталья Викторовна (RU),
Головин Василий Владимирович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Общество с ограниченной ответственностью
"Научно-исследовательский институт
природных газов и газовых технологий-
Газпром ВНИИГАЗ" (RU)

(54) СПОСОБ МОНИТОРИНГА ТЕПЛООВОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СКВАЖИН С МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫМИ ПОРОДАМИ

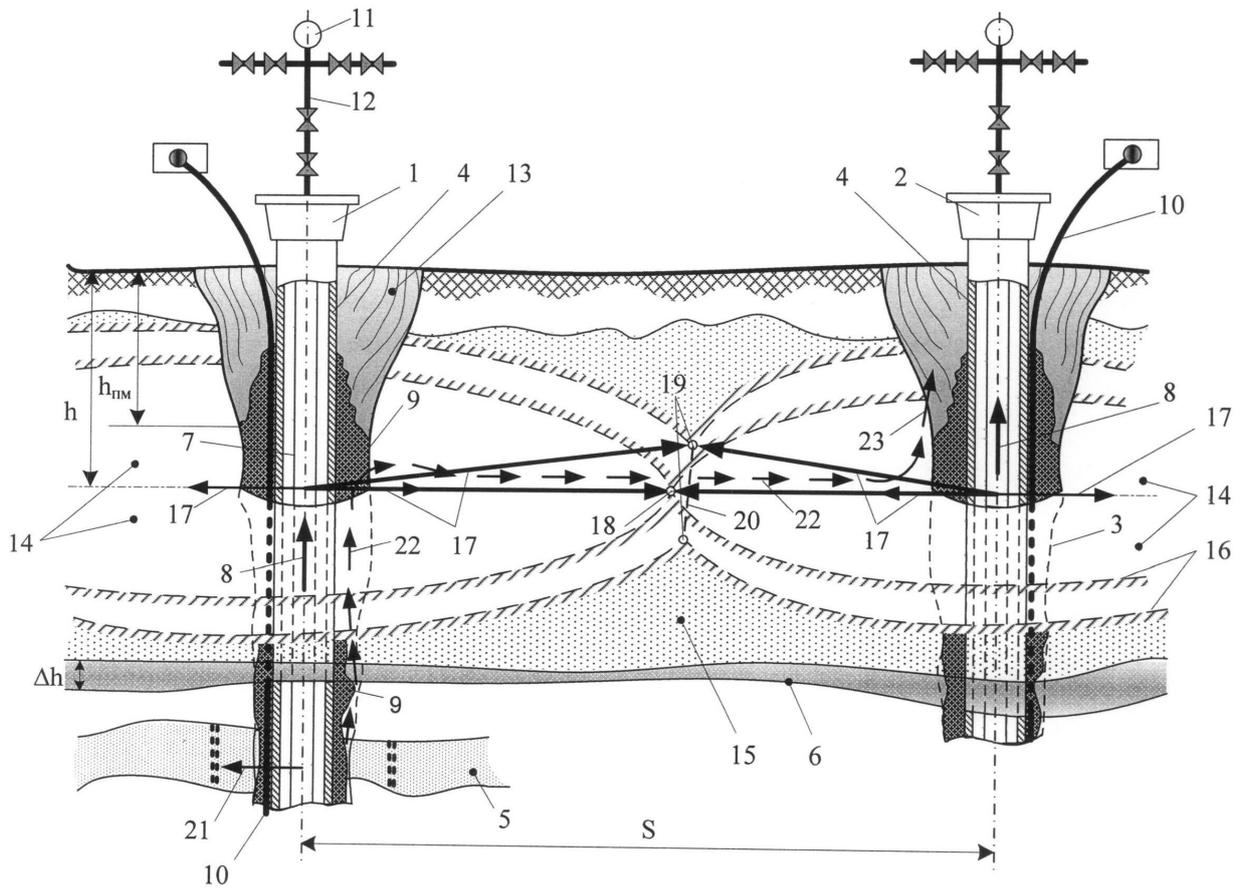
(57) Реферат:

Изобретение относится к газовой и нефтяной промышленности и может быть использовано при освоении северных месторождений, а также при контроле теплоизолирующей способности конструкций скважин, смыкания ореолов протаивания многолетнемерзлых пород (ММП) на соседних скважинах куста разрабатываемых месторождений. Определение теплофизических условий на скважинах осуществляют на двух соседних скважинах месторождения, характеризующихся наличием в разрезе просадочных ММП, приводящих к осложнениям при их протаивании. При этом в каждой скважине термометрические устройства устанавливают за наружными обсадными колоннами для измерения температуры в заколонном пространстве скважины вблизи ММП и на устье скважины для регистрации температуры флюида внутри каждой скважины в первый и второй текущие моменты

времени для каждой скважины, которые отсчитывают от начала ее эксплуатации до момента времени наступления протаивания ММП вокруг каждой из них. Полученные значения измеренных температур в указанные моменты времени, а также значение момента времени наступления протаивания ММП вводят в выражение, с помощью которого определяют эмпирический коэффициент, зависящий от температуропроводности пород. Сравнивая в процессе мониторинга изменяющиеся во времени значения радиусов зон протаивания и ширину сквозной талой щели с их реальными значениями, измеренными в процессе проникновения газа, образующегося при протаивании газогидратосодержащих пород, прогнозируют техническое состояние скважин. Техническим результатом является повышение эффективности интенсификации добычи нефти. 1 табл., 1 ил.

RU 2 526 435 C1

RU 2 526 435 C1





FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
E21B 47/07 (2012.01)
E21B 36/00 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: 2013118621/03, 23.04.2013

(24) Effective date for property rights:
23.04.2013

Priority:

(22) Date of filing: 23.04.2013

(45) Date of publication: 20.08.2014 Bull. № 23

Mail address:

115583, Moskva, a/ja 130, Otdel intellektual'noj
sobstvennosti

(72) Inventor(s):

**Polozkov Aleksandr Vladimirovich (RU),
Istomin Vladimir Aleksandrovich (RU),
Polozkov Kim Aleksandrovich (RU),
Gaftunjak Petr Ivanovich (RU),
Sutyryn Aleksandr Viktorovich (RU),
Babicheva Ljudmila Pavlovna (RU),
Podgornova Natal'ja Viktorovna (RU),
Golovin Vasilij Vladimirovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Obshchestvo s ogranichennoj otvetstvennost'ju
"Nauchno-issledovatel'skij institut prirodnykh
gazov i gazovykh tekhnologij-Gazprom
VNIIGAZ" (RU)**

(54) **MONITORING OF WELLS THERMAL INTERACTION WITH PERMAFROST STRATA**

(57) Abstract:

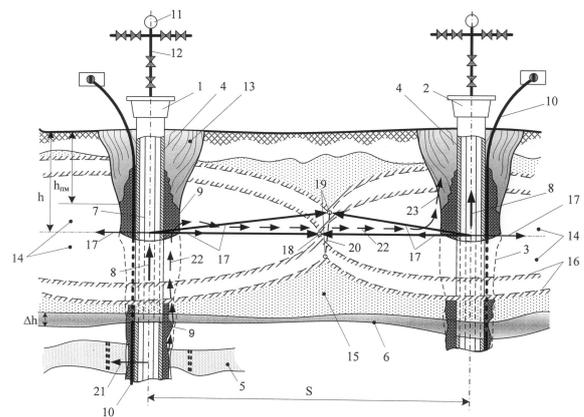
FIELD: oil-and-gas industry.

SUBSTANCE: invention can be used at exploration of northern deposits and at control over heat-isolation capacity of well structure, contact of permafrost strata thawing halos at adjacent wells of developed deposit cluster. Thermal and physical conditions at wells are determined at two adjacent walls with subsiding permafrost strata that can cause problems at their thawing. Note here that thermometer instruments are arranged in every well behind the outer case strings for temperature measurement in well string space nearby permafrost stratum and at wellhead for fluid temperature registration inside every well at first and second time moments for every well. Said time moments are counted down from the start of well operation to start of permafrost stratum thawing there around. Measures temperatures and time of thawing start are introduced into expressions used to define the empirical factor

dependent on stratum heat conductivity. Rime-variable radii of thawing zones and width of through thawed fracture are compared with their actual values measured at gas penetration to forecast the well conditions.

EFFECT: intensified oil production.

1 tbl, 1 dwg



RU 2 526 435 C1

RU 2 526 435 C1

Изобретение относится к газовой и нефтяной промышленности и может быть использовано при освоении северных месторождений, а также при контроле теплоизолирующей способности конструкций скважин, смыкания ореолов протаивания многолетнемерзлых пород (ММП) на соседних скважинах куста разрабатываемых месторождений.

Наиболее близким к предлагаемому является способ мониторинга теплового взаимодействия скважины с многолетнемерзлыми породами, в основу которого положено определение коэффициента теплоотдачи эксплуатационной скважины. Данный способ включает в себя установку за обсадной трубой скважины термометрического оборудования, фиксацию времени запуска скважины в работу, изменения дебита, давления и температуры на устье скважины и температуры за обсадной трубой, фиксацию времени изменения дебита, давления и температуры на устье и температуры за обсадной трубой и расчет коэффициентов теплоотдачи, причем время изменения этих параметров устанавливается равным времени минимального изменения температуры в предыдущем и последующем замерах и проводится расчет коэффициента теплоотдачи скважины путем многократного решения методом конечных разностей нестационарного уравнения теплопроводности в неоднородной среде при наличии в ней подвижной фазовой границы с пошаговой коррекцией граничных условий со стороны скважины методом последовательных приближений (см. патент РФ №2126887, E21B 43/00, 1997).

Известный способ не позволяет проводить оценку реального теплового взаимодействия действующих эксплуатационных скважин с ММП, при которой определяют термические сопротивления конструкций скважин, радиусы зон протаивания при смыкании ореолов протаивания ММП соседних скважин и, соответственно, переток газа между скважинами.

Таким образом, недостатком известного способа является его низкая эффективность, обусловленная тем, что он основан на расчете коэффициента теплоотдачи скважины путем многократного решения методом конечных разностей нестационарного уравнения теплопроводности в неоднородной среде скважины при наличии в ней подвижной фазовой границы. Это не позволяет создать эффективный полифункциональный мониторинг состояния многолетнемерзлых пород при тепловом взаимодействии соседних скважин куста.

Техническим результатом, на достижение которого направлен предлагаемый способ, является повышение его эффективности за счет создания эффективного полифункционального мониторинга состояния многолетнемерзлых пород.

Данный технический результат достигается за счет того, что в способе мониторинга теплового взаимодействия скважин с ММП, заключающемся в том, что теплофизические условия на скважинах месторождения, находящихся в ММП, определяют с помощью термометрических измерительных устройств (ТИУ), на основе полученных данных анализируют тепловое взаимодействие скважин с ММП, согласно данному изобретению, определение теплофизических условий осуществляют на двух соседних скважинах куста месторождения, характеризующихся наличием в разрезе ММП и их протаиванием, приводящим к осложнениям при протаивании, при этом в каждой скважине ТИУ устанавливают за наружными обсадными колоннами для измерения температуры в заколонном пространстве скважины вблизи ММП и на устье скважины для регистрации температуры флюида внутри каждой скважины в первый τ_1 и второй τ_2 текущие моменты времени для каждой скважины, которые отсчитывают от начала ее эксплуатации до момента времени τ_0 наступления протаивания ММП вокруг каждой из них, полученные

значения измеренных температур в указанные моменты времени, а также значение момента времени наступления протаивания ММП вводят в выражение (1), с помощью которого определяют эмпирический коэффициент α , зависящий от теплопроводности пород

$$\frac{\ln\left(1 + \alpha \cdot \frac{\tau_1}{r_{ц}^2}\right)}{\ln\left(1 + \alpha \cdot \frac{\tau_2}{r_{ц}^2}\right)} = \frac{(t_{ц1} - t_m) \cdot (t_{г2} - t_{ц2})}{(t_{г1} - t_{ц1}) \cdot (t_{ц2} - t_m)}, \quad \tau_1 < \tau_2 \leq \tau_0 \quad (1)$$

где τ_1 - время первого измерения температуры флюида внутри каждой скважины и температуры за наружной колонной каждой скважины, отсчитанное от начала ее эксплуатации, часы;

τ_2 - время второго измерения температуры флюида внутри каждой скважины и температуры за наружной колонной каждой скважины, отсчитанное от начала ее эксплуатации, часы;

τ_0 - время наступления протаивания ММП, отсчитанное от начала эксплуатации скважины, часы;

$t_{г1}, t_{г2}$ - измеренные значения температур флюида в каждой скважине в моменты времени τ_1 и τ_2 до наступления протаивания ММП, °С;

$t_{ц1}, t_{ц2}$ - измеренные значения температур за наружной колонной каждой скважины в моменты времени τ_1 и τ_2 до наступления протаивания ММП, °С;

α - эмпирический коэффициент, м²/час;

t_m - значение начальной температуры ММП в каждой скважине в начале мониторинга, °С;

$r_{ц}$ - значение расстояния местоположения ГИУ за наружной обсадной колонной каждой скважины относительно ее центральной оси, м,

используя значение коэффициента α , значения измеренных температур флюида внутри каждой скважины, а также значения измеренных с помощью ГИУ температур вблизи ММП в заколонном пространстве обсадной колонны в моменты времени τ_i , с помощью выражения (2) оценивают термическое сопротивление конструкции каждой скважины

$$u_c = \frac{(t_{гi} - t_{цi}) \ln\left(1 + \alpha \cdot \frac{\tau_i}{r_{ц}^2}\right)}{4\pi\lambda_m(t_{цi} - t_m)}, \quad (2)$$

где u_c - термическое сопротивление конструкции каждой скважины, м·ч·°С/ккал, λ_m - коэффициент теплопроводности ММП, ккал/м·ч·°С;

α - эмпирический коэффициент, м²/час;

τ_i - время измерения температуры флюида внутри каждой скважины и температуры за наружной колонной каждой скважины, отсчитанное от начала ее эксплуатации до наступления протаивания ММП, часы;

$t_{гi}$ - измеренное значение температуры флюида в каждой скважине в момент времени τ_i до наступления протаивания ММП, °С;

$t_{ц}$ - измеренное значение температуры за наружной колонной каждой скважины в момент времени τ_i до наступления протаивания ММП, °С;

t_m - значение начальной температуры ММП в каждой скважине в начале мониторинга, °С;

$r_{ц}$ - значение расстояния местоположения ТИУ за наружной обсадной колонной каждой скважины относительно ее центральной оси, м;

π - безразмерный коэффициент, равный 3,1416,

i - индекс, соответствующий моменту осуществления измерения на каждой из двух скважин,

после этого с момента времени τ_0 наступления протаивания ММП, которое определяют с помощью ТИУ достижением измеренного значения температуры $t_{ц}$ за наружной колонной каждой скважины в момент времени τ_0 наступления протаивания ММП значения температуры фазового перехода $t_{ф}$, соответствующей наступлению протаивания льда в ММП, оценивают с помощью выражения (3) значение радиуса зоны протаивания вокруг каждой скважины

$$\rho = r_{ц} \cdot \exp\left(2\pi \cdot u_c \cdot \lambda_m \frac{t_{ц} - t_{ф}}{t_r - t_{ц}}\right), \quad (3)$$

где ρ - значение величины радиуса зоны протаивания ММП вокруг каждой скважины, м;

λ_T - коэффициент теплопроводности талых пород, ккал/м·ч·°С;

u_c - термическое сопротивление конструкции каждой скважины, м·ч·°С/ккал;

$t_{ф}$ - значение температуры фазового перехода ММП в исследуемом разрезе скважины при протаивании в них льда и переходе при этой температуре пород из мерзлого состояния в талое, °С;

t_r - измеренное значение температуры флюида в каждой скважине в момент времени, значение которого превышает значение момента времени τ_0 наступления протаивания ММП и характеризует процесс протаивания ММП, °С;

$t_{ц}$ - измеренное значение температуры за наружной колонной каждой скважины в момент времени, значение которого превышает значение момента времени τ_0 наступления протаивания ММП и характеризует процесс протаивания ММП, °С;

$r_{ц}$ - значение расстояния местоположения ТИУ за наружной обсадной колонной каждой скважины относительно ее центральной оси, м;

π - безразмерный коэффициент, равный 3,1416,

затем анализируют тепловое взаимодействие скважин с ММП с учетом полученных оценок значений радиусов зон протаивания ММП вокруг каждой скважины в приустьевой зоне и сведений о наличии образования приустевых провалов вблизи устьев скважин с определением диаметров и глубин провалов в течении 1-3 лет с момента наступления протаивания ММП вокруг скважин, в результате этого делают заключение о степени посадочности ММП в приустевых разрезах скважин, наличии вокруг скважин незацементированных каверн, а также при регистрации газа на устьях скважин во время их эксплуатации делают заключение о разгерметизации заколонного пространства скважин при обнаружении в нем в приустьевой зоне и в межколонном пространстве газа при протаивании ММП, о наличии газогидратосодержащих пород (ГГП), залегающих в пластах ниже подошвы ММП, и их оттаивании и наличии заколонных

газопроявлений из ГГП, далее по полученным значениям радиусов зон протаивания ММП вокруг соседних скважин судят о ходе протаивания ММП в них, выявляя момент смыкания ореолов протаивания вокруг скважин, характеризующийся тем, что значение ширины сквозной талой щели H между рассматриваемыми скважинами, когда смыкание

$$\rho_{1см} + \rho_{2см} = S, \quad (4)$$

где S - расстояние между центральными осями соседних скважин, м;

$\rho_{1см}$ и $\rho_{2см}$ - значения радиусов зон протаивания ММП вокруг первой и второй скважин в момент смыкания, м,

при дальнейшем наблюдении за увеличивающимися значениями радиусов зон протаивания ММП, определяемыми согласно (3), по проводимым с помощью ТИУ измерениям температур при выполнении условия (5)

$$\rho_1 + \rho_2 > S, \quad (5)$$

где S - расстояние между центральными осями соседних скважин, м;

ρ_1 и ρ_2 - значения радиусов зон протаивания ММП вокруг первой и второй скважин,

м,

ширину сквозной талой щели H оценивают с помощью следующего выражения (6):

$$H = 2\sqrt{\rho_1^2 - \left(\frac{\rho_1^2 - \rho_2^2 + S^2}{2S}\right)^2}, \quad \text{при } H > 0, \quad (6)$$

где S - расстояние между центральными осями соседних скважин, м;

H - значение ширины сквозной талой щели, м;

ρ_1 и ρ_2 - значения радиусов зон протаивания ММП вокруг первой и второй скважин,

м,

при этом, оценивая изменяющиеся во времени значения радиусов зон протаивания ρ_1 и ρ_2 и соответствующее им значение ширины сквозной талой щели H с учетом количества проникающего при протаивании ГГП газа к устьям скважин, прогнозируют их техническое состояние.

Сущность изобретения поясняется на чертеже и в таблице 1. На чертеже показаны две соседние скважины куста на одном из северных месторождений. Эти скважины являются источниками геофизических данных, позволяющих осуществлять мониторинг теплового взаимодействия скважин с ММП и с ниже залегающими газогидратными породами. На чертеже позициями 1, 2 обозначены две соседние скважины, соответственно, скважина №1 и скважина №2. Позицией 3 обозначен ствол каждой скважины, сформированный при ее бурении. С помощью позиции 4 показана спускаемая в каждую скважину наружная колонна, например кондуктор, который перекрывает ММП. Газогидратный пласт (ГГП) на чертеже обозначен позицией 5. ГГП, как правило, залегают ниже подошвы ММП, обозначенной позицией 6. На чертеже также показано, что в конструкции скважины имеется лифтовая колонна (позиция 7), по которой отбирается обозначаемый позицией 8 добываемый флюид. В качестве флюида 8 в функционирующей скважине рассматривается нефть или газ, поступающие из продуктивного пласта. Другие колонны, которые входят в конструкцию каждой скважины 1 или 2, а именно направление, перекрывающее приустьевую зону скважин №1, №2, и эксплуатационная колонна, перекрывающая продуктивный эксплуатирующийся газовый или нефтяной пласт (на чертеже не показаны).

За наружной колонной скважины (кондуктором) в цементном кольце (которое

обозначено позицией 9 на чертеже) устанавливается термометрическое измерительное устройство (ТИУ). Оно обозначено на чертеже позицией 10. В качестве ТИУ 10 может быть использован, например, термометрический волоконно-оптический кабель (ВОК), располагающийся вглубь от устья скважины. При этом мониторинг теплового взаимодействия скважин 1,2 с ММП может осуществляться, как показано на чертеже, ниже подошвы ГПП для скважины №1 и до подошвы ММП, как показано для скважины №2. Вблизи устья каждой скважины на поверхности к выходящему на поверхность ВОК (позиция 10 на чертеже) может быть подключен регистрирующий температуры прибор, входящий в состав ТИУ.

Таким образом, ТИУ, включающее кабель (например, ВОК) и регистрирующий температуры прибор, позволяет проводить измерение температур, а также контролировать подвижки, деформации пород и движение газа в заколонном пространстве при оттаивании ММП и ГПП. Как правило, ТИУ 10 (а также его кабель) располагают за наружной (обсадной) колонной - направлением или кондуктором как в зоне залегания ММП, так и в зоне нахождения ГПП (позиция 5 на чертеже), залегающей глубже подошвы ММП (позиция 6 на чертеже).

Измерения температур в процессе мониторинга проводятся с использованием ТИУ 10 на глубинах, где расположены исследуемые пласты. Температуры флюида в скважине в лифтовой колонне могут измеряться термометром 11, установленным, например, на фонтанной арматуре 12 или термометром геофизического типа, установленным внутри скважины (на чертеже не показано), в том числе и за эксплуатационной колонной при контроле теплоизолирующей способности обсадных колонн. При этом при известных температурах флюида на устье скважины и на исследуемой глубине скважины может быть произведена оценка величины теплопередачи от скважины в окружающие породы. При известных температурах флюида на устье скважины (измеренной термометром 11) и в эксплуатируемом пласте с учетом теплового режима работы эксплуатационной скважины может быть определена температура флюида на глубине залегания исследуемых пластов ММП и ГПП с помощью расчетов при проведении исследований по данному способу.

Позицией 13 на чертеже обозначены образующиеся в скважинах приустьевые провалы, позицией 14 - талые породы, а позициями 15 и 16, соответственно, мерзлые породы и границы протаивания ММП.

На чертеже также показаны радиусы 17 зон протаивания (в случае, когда смыкание зон в талых породах не происходит) вокруг соседних скважин. Эти ореолы определяют границы зон протаивания ММП. Позицией 18 обозначена точка смыкания зон (ореолов) протаивания ММП соседних скважин, что свидетельствует об образовании сквозной талой щели, каждая из крайних точек которой обозначена позицией 19. Ширина сквозной талой щели на чертеже показана позицией 20. Позицией 21 обозначен радиус зоны оттаивания ГПП.

Стрелками, отмеченными позициями 22, 23 на чертеже, обозначены траектории и/или направления перемещения флюида (газа): от скважины №1 к скважине №2 при проникновении газа через оттаявшую зону в ММП.

Кроме того, h обозначает глубину (см. чертеж), на которой происходит протаивание ММП, подошва которых обозначена позицией 6. $h_{\text{ПМ}}$ обозначает глубину, до которой залегают верхние приустьевые просадочные ММП. На чертеже Δh обозначает толщину мерзлого пласта, где залегают мерзлые песчаные или другие высокопроницаемые при протаивании породы.

В таблице 1 приведены данные об определяемых по способу мониторинга радиусах

ρ_1 и ρ_2 зон протаивания при смыкании ореолов протаивания ММП вокруг соседних скважин на глубине h .

Способ реализуется следующим образом. Мониторинг теплового взаимодействия скважин с ММП осуществляется с помощью ТИУ 10, которые измеряют температуру за наружной колонной вблизи ММП в каждой из двух скважин №1 и №2 и температуру флюида внутри скважин до наступления протаивания ММП. По формуле (1) с использованием измеренных температурных данных определяется для каждой скважины 1, 2 эмпирический коэффициент α . Далее с учетом измеренных температур для каждой скважины и с учетом полученного значения эмпирического коэффициента α по формуле (2) определяют термическое сопротивление u_c конструкций каждой скважины.

Следует отметить, что скважины, находящиеся в ММП, могут быть теплоизолированными. К таким скважинам относятся скважины, имеющие величину термического сопротивления их конструкций $u_c \geq 0,52$ м·ч·°С/ккал. Это достигается, например, заполнением за колонного пространства скважины за лифтовой (или эксплуатационной в верхней ее части) колонной в зоне ММП пакерующим составом с пониженной теплопроводностью или при использовании в конструкции скважины теплоизолированных труб. Скважина может считаться теплоизолированной при использовании цементов с пониженной теплопроводностью (например, цементы с микросферами) или при использовании теплоизолированных лифтовой или обсадных колонн.

Практический опыт показывает, что скважина считается нетеплоизолированной, когда значение величины $u_c < 0,52$ м·ч·°С/ккал.

Мониторинг теплового взаимодействия скважин с ММП осуществляется как до наступления протаивания ММП, так и в период после наступления протаивания ММП, когда температура в месте расположения ТИУ 10 вблизи ММП достигает температуры фазового перехода и начинает повышаться. После наступления протаивания ММП производится контроль за протаиванием ММП с определением радиусов протаивания вокруг скважин, при этом оценку изменения радиусов протаивания осуществляют с использованием формулы (3), в которую входят измеряемые в процессе мониторинга температуры, характеризующие тепловое состояние скважин.

Следует отметить, что в просадочном мерзлом разрезе скважины породы имеют массовую льдистость со значением более 180 кг/м^3 , и, как правило, просадочные ММП залегают до глубины 30 м (соответствующей значению глубины $h_{\text{пм}}$ на чертеж). При этом протаивание ММП, залегающих до этой глубины, влияет на образование за колонных приустьевых провалов талых пород и приводит к формированию приустьевой воронки в виде провалов 13 (см. чертеж) на эксплуатационных скважинах. В целом этот процесс влияет на устойчивость опоры конструкции скважин в приустьевой части, влияет он и на продольную устойчивость крепи скважины, в том числе и на глубине, где встречаются незацементированные протяженные каверны.

Глубже в криолитозоне залегают непросадочные ММП (см. приведенный чертеж) со значением массовой льдистости меньше 180 кг/м^3 . При этом в скважинах на глубине h , значение которой равно 100 м (см. чертеж), происходит протаивание ММП, имеющих значение массовой льдистости, равное 100 кг/м^3 в исследуемом пласте. Этот пласт, как видно на чертеже, ограничен снизу подошвой 6 ММП. На глубине $h=100$ м залегают мерзлые песчаные или другие высокопроницаемые при протаивании породы толщиной Δh (см. чертеж). По ним после оттаивания и смыкания ореолов протаивания (позиции

18, 19, 20) соседних скважин может происходить проникновение газа, который поступает, например из оттаивающих пород (газогидратный пласт 5 на чертеже) на скважине №1 (радиус зоны оттаивания отмечен позицией 21) из нижезалегающего ГПП 5 (см. чертеж). Газогидратные породы при протаивании выделяют свободный газ. Этот газ по негерметичному заколонному пространству из газогидратного пласта или из глубже залегающих, например, газовых пластов со свободным газом по заколонному негерметичному пространству скважины №1 поступает по оттаявшим зонам (в талых породах 14) при смыкании радиусов 18 зон протаивания по направлениям 22 и 23 (указаны стрелками) в заколонное пространство скважины №2.

Следует отметить, что в случае кустовых скважин на глубине h талые породы 14, ореолы протаивания вокруг скважин имеют границы 16, местоположения которых определяются радиусами 17 зон протаивания (когда смыкание зон протаивания в талых породах не произошло) и позицией 18 (обозначающей также радиусы зон протаивания, когда произошло их смыкание в талых породах) вокруг соседних скважин куста. Эти радиусы определяют и расположение ореолов протаивания в различные моменты времени протаивания, а именно радиусы 17 зон протаивания в первые годы эксплуатации скважин и радиусы 18, когда происходит смыкание зон протаивания. Зоны протаивания, определенные радиусами 17, 18 зон протаивания, имеют границы 16 (для радиусов 17 на чертеже не показаны), за которыми располагаются неоттаившие мерзлые породы 15.

В первые 1-3 года эксплуатации скважин вокруг них в приустьевой зоне до глубины 30 м активно образуются приустьевые провалы 13 с радиусами зон протаивания (на чертеже не показаны) в верхних приустевых просадочных ММП вокруг скважин. Они залегают до глубины $h_{\text{пм}}=30$ м в толще мерзлых пород и имеют значение массовой льдистости, равное или более 250 кг/м^3 . Расчет радиусов ореолов протаивания ММП, в частности просадочных пород, которые характеризуются указанной выше льдистостью для глубины 30 м, может быть проведен по формуле (3) с учетом значений температур, полученных с помощью ТИУ 10 для скважин в моменты времени, например 0,54 года и 2,23 года, при термическом сопротивлении конструкции скважины $u_c=0,57 \text{ м}\cdot\text{ч}\cdot^\circ\text{C/ккал}$.

Согласно промысловым данным радиусы ρ_1 и ρ_2 (позиции 17) ореолов протаивания в ММП, залегающих до глубины $h_{\text{пм}}$, соответствуют размерам радиусов (диаметров) образующихся приустевых провалов 13 вокруг скважин. Размеры этих провалов в приустьевой зоне можно определить. При измерении диаметров провалов в скважинах №1 и №2 можно измерить их глубину с поверхности. Как правило, при визуальном описании формы провалов в основном, с учетом промыслового опыта, выделяют провалы цилиндрической или конусной форм с соответствующими значениями радиусов провалов.

Опыт эксплуатации таких скважин показывает, что приустьевые провалы после их образования на устье должны отсыпаться песком, что обеспечивает безопасный режим работы скважин.

В процессе определения радиусов ореолов протаивания ММП на соседних скважинах на глубине h происходит регистрация момента смыкания радиусов протаивания ММП. При этом происходит смыкание радиальных талых зон, ореолов протаивания ММП в одной точке (см. позицию 18 на чертеже). Это обусловлено выполнением условия $\rho_{1\text{см}}+\rho_{2\text{см}}=S$ (см. приведенное выше выражение 4) в момент первоначального смыкания радиусов ρ_1, ρ_2 .

В дальнейшем, как правило, при проведении мониторинга регистрируется увеличение значения ширины H сквозной талой щели (позиция 20 на чертеже) между скважинами №1 и №2. В этом случае выполняется условие $\rho_1 + \rho_2 > S$.

При этом условии после определения по формуле (3) радиусов ореолов протаивания и с учетом выполнения неравенства $\rho_1 + \rho_2 > S$ по формуле (5) можно вычислить величину ширины H (позиция 20 на чертеже) образующейся сквозной талой щели при смыкании радиусов ореолов в двух точках (позиции 19 на чертеже). В момент смыкания ореолов при наличии газогидратной залежи (позиция 5 на чертеже) на скважине №1 при оттаивании-разложении газогидрата в области с радиусом ρ оттаивания (позиция 21 на чертеже) выделяется свободный газ, перемещающийся по направлению 22. Этот газ может перетекать по заколонному негерметичному пространству скважины №1 и к ее устью и по оттаявшим породам (позиция 14 на чертеже) в заколонное пространство скважины №2 (направление показано стрелками 22, 23 на чертеже).

Следует отметить, что проникновение газа с глубины по заколонным пространствам скважин №1 и №2 по оттаявшим породам вокруг этих скважин регистрируется на их устьях.

Таким образом, предлагаемый способ мониторинга теплового взаимодействия скважин с ММП, в котором происходит наблюдение за измеряемыми температурами, а также вычисление радиусов ореолов протаивания ММП, позволяет контролировать теплоизолирующую способность конструкций скважин с определением термического сопротивления u_c конструкций скважин. Это позволяет определить техническое состояние конструкций скважин (образование провалов оттаявших пород на устье, заколонные проникновения газа к устью при оттаивании ММП, разложение газогидратных пород вокруг скважин и миграция газа через оттаявшие ММП из одной соседней скважины в другую скважину) и представляет собой удобное средство для исследования скважин.

Рассмотрим пример использования данного способа мониторинга теплового взаимодействия скважин с ММП.

Пример.

Мониторинг теплового взаимодействия скважин с ММП, в процессе которого осуществляется измерение температур флюида (газа) в скважинах и за наружными (обсадными) колоннами скважин (см. чертеж), проводится как на глубине $h=100$ м, где залегают непросадочные породы - от глубины h до подошвы ММП (значение массовой льдистости на глубине меньше 180 кг/м^3), а на глубине до $h_{\text{пм}}=30$ м, где залегают просадочные породы (значение массовой льдистости ММП которых равно и больше 180 кг/м^3).

Время τ_1 первого измерения температуры флюида внутри одной и другой соседних скважин и температуры за наружными колоннами скважин, отсчитанные от начала их эксплуатации, одинаковое и равно 58,5 часов.

Время τ_2 второго измерения температуры флюида внутри исследуемых скважин и температур за наружными колоннами скважин, отсчитанное от начала их эксплуатации, одинаковое и равно 68,5 часа.

Значение температуры $t_{\text{ф}}$ фазового перехода ММП в исследуемом разрезе скважин при наступлении протаивания в них льда и переходе при этой температуре пород из мерзлого состояния в талое равно $-0,20^\circ\text{C}$.

Время τ_0 наступления протаивания ММП, отсчитанное от начала эксплуатации

скважин, составило 80,4 часа при фиксации на них в это время температур $t_{ц1}=t_{ц2}=-0,20^{\circ}\text{C}$.

Измеренные значения температур $t_{г1}$ и $t_{г2}$ флюида (газа) в отмеченные моменты времени 58,5 часов и 68,5 часов на скважинах были равны $t_{г1}=t_{г2}=12,0^{\circ}\text{C}$.

Измеренные значения температур $t_{ц1}$, $t_{ц2}$ за наружной колонной каждой скважины в моменты времени τ_1 и τ_2 до наступления протаивания ММП различались и были равны, соответственно, $t_{ц1}=-0,50^{\circ}\text{C}$ и $t_{ц2}=-0,35^{\circ}\text{C}$.

Значение начальной температуры 1 м ММП в скважинах в начале мониторинга (при простом скважин до начала мониторинга) равно - $4,0^{\circ}\text{C}$.

Значение расстояния $r_{ц}$ местоположения ТИУ за наружной обсадной колонной каждой скважины относительно ее центральной оси равно 0,30 м.

В данном примере тепловые условия эксплуатации соседних скважин одинаковые и соответствуют условиям, приведенным выше для этих скважин.

Мониторинг теплового взаимодействия скважин с многолетнемерзлыми породами (ММП) заключается в том, что теплофизические условия на скважинах месторождения, находящихся в ММП, определяют с помощью устьевых термометров 11 для измерения температур флюида внутри скважин и с помощью ТИУ 10. Далее на основе полученных данных анализируют тепловое взаимодействие скважин с ММП. В данном конкретном случае (см. чертеж) определяют теплофизические условия на скважинах месторождения, характеризующегося наличием в разрезе на глубине h непросадочных ММП.

В каждой скважине ТИУ 10 устанавливают за наружными (обсадными) колоннами для измерения температур $t_{ц}$ в заколонном пространстве скважин вблизи ММП. Для измерения температур $t_{ц}$ флюида (например, газа) внутри каждой скважины устанавливают устьевые термометры 11. При этом с использованием ТИУ и устьевых термометров регистрируют температуры $t_{ц}$ и $t_{г}$ в первый τ_1 и второй τ_2 текущие моменты времени для каждой скважины, которые отсчитываются от начала их эксплуатации (например, при одновременном начале их эксплуатации) до моментов времени наступления протаивания ММП вокруг каждой из них. Другими словами, измеряются значения температур $t_{г1}$, $t_{г2}$ и $t_{ц1}$, $t_{ц2}$ в каждой скважине в моменты времени τ_1 и τ_2 до наступления протаивания ММП.

При одинаковых теплофизических условиях на соседних скважинах нашего примера полученные выше значения измеренных температур в указанные моменты времени, а также значение момента времени наступления протаивания ММП вводятся в выражение (1), с помощью которого определяют эмпирический коэффициент α , который в данном примере для рассматриваемых скважин равен 0,0205.

Используя значение коэффициента α , значения отмеченных выше измеренных температур флюида $t_{г1}=t_{г2}=12,0^{\circ}\text{C}$ внутри каждой скважины, а также значения измеренных с помощью ТИУ 10 температур $t_{ц}$ вблизи ММП в заколонном пространстве обсадных колонн на скважинах в моменты времени τ_1 , τ_2 , с помощью выражения (2) оценивают термическое сопротивление конструкции u_c каждой скважины. В нашем случае термическое сопротивление конструкции одной скважины равно термическому сопротивлению конструкции другой скважины и равно $u_c=0,541$ м.ч. $^{\circ}\text{C}/\text{ккал}$.

В данном примере момент времени наступления протаивания вокруг скважин оказался одинаковым для первой и второй скважин и равным 80,4 часа. Этот момент времени был определен на скважинах с помощью ТИУ 10. При этом регистрируют

измеренные значения температур $t_{ц}$ за наружной колонной каждой скважины в момент времени $\tau_0=80,4$ часа до наступления протаивания ММП и значение температуры фазового перехода $t_{ф}=-0,20^{\circ}\text{C}$, которая определяет наступление протаивания в ММП.

5 Затем в моменты времени, превышающие значение времени τ_0 наступления протаивания ММП, оценивают с помощью выражения (3) значение радиуса зоны протаивания вокруг каждой скважины в моменты времени τ_1 , τ_2 (при $\tau_1>\tau_0$ и $\tau_2>\tau_0$).
Ход процесса теплового взаимодействия при протаивании приустьевых ММП (до глубины $h_{пм}$) показывает, что изменяются радиусы зон протаивания, например, вокруг
10 первой скважины в разные моменты времени в период от 0,54 года до 2,23 года с начала эксплуатации скважины. В течение указанного времени (1-3 года) происходит наиболее быстрое развитие (изменение конфигурации) приустьевых провалов 13 (см. чертеж) и на скважине №1 и на скважине №2. В этом случае следует иметь в виду, что до глубины
15 $h_{пм}=30$ м залегают породы, в которых отмечаются каверны, которые неполностью заполнены цементом (позиция 9). Это все усложняет проведение мониторинга теплового взаимодействия скважин с ММП.

В рассматриваемом примере в отмеченные моменты времени с помощью ТИУ 10 проведены измерения температур $t_{ц}$ за наружной колонной до глубины $h_{пм}$ в каждой
20 скважине (например, для каждой скважины это можно осуществить на глубине расположения контакта цемент-порода) с учетом длительности эксплуатации скважины от 0,54 года до 2,23 года и температуры фазового перехода, например, равной $t_{ф}=0^{\circ}\text{C}$. В этот период времени отмечено изменение температуры $t_{ц}$ для каждой скважины в пределах от $t_{ц}=2,55^{\circ}\text{C}$ до $t_{ц}=3,72^{\circ}\text{C}$.

25 Таким образом, расчет радиусов зон протаивания вокруг скважин в данном примере проводится для глубины 30 м при значении массовой льдистости ММП, равном 250 $\text{кг}/\text{м}^3$, и теплопроводности талых пород $\lambda_{т}$, равной 1,10 $\text{ккал}/\text{м}\cdot\text{ч}\cdot^{\circ}\text{C}$. Значения радиусов зон протаивания ММП на момент времени $\tau_1=0,54$ года для каждой скважины в
30 приустьевой зоне одинаковы и составили:

$\rho=0,749$ м в момент времени $\tau_1=0,54$ года (время эксплуатации скважины) и с учетом проведенного с помощью ТИУ измерения температуры $t_{ц}$, равной $2,55^{\circ}\text{C}$.

35 Полученные данные позволяют проводить анализ теплового взаимодействия скважин с ММП с учетом полученных оценок значений радиусов зон протаивания ММП вокруг скважин и сведений о наличии образования приустьевых провалов вблизи устьев скважин в течение 3 лет с момента наступления протаивания ММП вокруг скважин.

Далее расчет радиусов зон протаивания ММП вокруг скважин №1 и №2 до глубины 30 м показывает следующее:

40 $\rho=1,14$ м на момент времени 1,05 года и $t_{ц}=3,16^{\circ}\text{C}$;

$\rho=1,60$ м на момент времени 2,23 года и $t_{ц}=3,72^{\circ}\text{C}$.

При наличии в приустьевом разрезе до глубины 30 м ММП со значением массовой льдистости, равным приблизительно 250 $\text{кг}/\text{м}^3$, а также при протаивании ММП в
45 приустьевой зоне с изменением ρ в пределах 0,749-1,60 м, в том числе при наличии, в ряде случаев, не полностью зацементированных каверн в приустьевой зоне образуется провал 13 (см. чертеж). Изменение во времени диаметра d данного провала можно оценить следующим образом:

а) $d=2\cdot\rho=2\cdot1,14=2,28$ м в первый год эксплуатации скважины при $\tau_0=1,05$ года и б) во

второй год эксплуатации скважины при $\tau_3=2,23$ года он увеличится до значения $d=2\cdot\rho=2\cdot1,60=3,20$ м. Процесс смыкания зон протаивания ММП до глубины $h_{\text{пм}}=30$ м не исследовался.

Момент смыкания ореолов протаивания вокруг скважин (см. чертёж) осуществляется на глубине $h=100$ м и характеризуется тем, что значение ширины сквозной талой щели H между рассматриваемыми скважинами, когда смыкание происходит в одной точке, равно нулю, при этом выполняется условие (4)

$$\rho_{1\text{см}} + \rho_{2\text{см}} = S, \quad (4)$$

где S - расстояние между центральными осями соседних скважин, м;

$\rho_{1\text{см}}$ и $\rho_{2\text{см}}$ - значения радиусов зон протаивания ММП вокруг первой и второй скважин в момент смыкания, м.

В дальнейшем ведется наблюдение за увеличивающимися значениями радиусов зон протаивания ММП с учетом определяемых значений согласно (3) и значений температур, измеренных с помощью ТИУ. При этом следует проверять выполнение условия (5)

$$\rho_1 + \rho_2 > S, \quad (5)$$

где S - расстояние между центральными осями соседних скважин, м;

ρ_1 и ρ_2 - значения радиусов зон протаивания ММП вокруг первой и второй скважин,

м.

Мониторинг в этом случае при протаивании ММП на глубине h проводится с учетом ранее сделанной оценки термического сопротивления конструкций скважин (см. чертёж). Для этого используются выражения (1) и (2). Также можно продолжать оценивать радиусы зон протаивания ρ_1 и ρ_2 вокруг соседних скважин, при этом целесообразно регистрировать время первоначального смыкания $\tau_{\text{см}}$ (согласно выражения (4) оно определяется при выполнении условия $\rho_{1\text{см}}+\rho_{2\text{см}}=S$).

При выполнении условия (4) и далее при росте значений радиусов зон протаивания, когда выполняется условие (5), на соседних скважинах начинает расти сквозная талая щель. Ее рост проявляется изменением значения ширины H (см. позицию 20 на чертёже) в зоне смыкания ореолов протаивания (позиция 19).

Шириной сквозной талой щели является расстояние между двумя точками (см. позиции 19, 20 на чертёже) на глубине h , в которых происходит смыкание ореолов протаивания, причем толщина сквозной талой щели равна толщине Δh исследуемого пласта. Здесь следует отметить, что при образовании сквозной талой щели и, соответственно, проницаемого для флюида гидравлического канала шириной H (позиция 20) между скважинами (при слиянии талых зон 14, 18, 19 на чертёже) регистрируют момент проникновения флюида (газа) из заколонного пространства одной скважины (например, скважины №1) в результате протаивания газогидратных пород 5 вокруг нее и выделения в пласте 5 свободного газа с последующим его проникновением в негерметичное заколонное пространство 23 другой скважины (например, скважины №2).

Значение ширины H сквозной талой щели при этом определяется с помощью выражения (6):

$$H = 2\sqrt{\rho_1^2 - \left(\frac{\rho_1^2 - \rho_2^2 + S^2}{2S}\right)^2}, \quad \text{при } H > 0, \quad (6)$$

где S - расстояние между центральными осями соседних скважин, м;

H - значение ширины сквозной талой щели, м;

ρ_1 и ρ_2 - значения радиусов зон протаивания ММП вокруг первой и второй скважин, м.

5 Тепловое взаимодействие скважин с ММП сопровождается следующим. По оттаявшим породам пласта, имеющего кровлю на глубине h и подошву b при слиянии зон в талых породах вокруг скважин №1 и №2, происходит переток свободного газа (его траектория показана стрелками, обозначенными позициями 22, 23 на чертеже), который проникает из скважины №1 в негерметичное пространство скважины №2 (позиция 23).

10 При негерметичном цементном кольце на скважине (позиция 9 на чертеже) газ может проникать к устью как скважины №1, так и скважины №2.

Таким образом, происходит образование и рост сквозной талой щели шириной H (позиция 20 на чертеже) между соседними скважинами в точках смыкания ореолов протаивания.

15 В результате данного анализа можно делать заключение о степени посадочности ММП в разрезах скважин, наличии вокруг скважин незацементированных каверн, а также о разгерметизации заколонного пространства вокруг скважин при протаивании ММП. Кроме того, можно делать заключение о наличии газогидратосодержащих пород (ГГП), залегающих в пластах ниже подошвы ММП, и о наличии заколонных газопроявлений из ГГП при их протаивании.

20 По полученным значениям радиусов зон протаивания ММП ρ_1 и ρ_2 вокруг соседних скважин можно судить о ходе протаивания ММП, регистрируя при этом момент смыкания ореолов протаивания вокруг скважин.

25 Данные о ходе мониторинга радиусов ρ_1 и ρ_2 зон протаивания при смыкании ореолов протаивания ММП вокруг соседних скважин приведены в Таблице 1. Она содержит данные, полученные с учетом следующей исходной информации:

$$S=20 \text{ м}, r_{ц}=0,30 \text{ м}, \lambda_{г}=1,1 \text{ ккал/м}\cdot\text{ч}\cdot\text{°C}, \lambda_{м}=1,4 \text{ ккал/м}\cdot\text{ч}\cdot\text{°C},$$

$$C_{г}=600 \text{ ккал/м}^3\cdot\text{°C}, C_{м}=500 \text{ ккал/м}^3\cdot\text{°C}, t_{м}=-4,0\text{°C}, t_{г1}=15,0\text{°C},$$

30 $t_{г2}=14,0\text{°C}, U_1=0,40 \text{ м}\cdot\text{ч}\cdot\text{°C/ккал}, U_2=0,50 \text{ м}\cdot\text{ч}\cdot\text{°C/ккал}.$

Приведенные в таблице 1 данные по соседним скважинам №1 и №2 показаны как результат мониторинга после смыкания ореолов протаивания (позиции 19, 20), при котором определяют радиусы ρ_1, ρ_2 зон протаивания в моменты времени $\tau_{см}$ смыкания.

35 При этом при проведении расчетов принимается $\rho_1 > \rho_2$.

Реализация данного способа и полученные с помощью него результаты, представленные в таблице 1, позволяют определять условия работы эксплуатирующихся соседних скважин при смыкании в определенное время их ореолов протаивания и росте сквозной талой щели, проницаемой для газа. В этом случае, используя данные таблицы 40 1, можно также определить тепловой режим работы (эксплуатации) соседних скважин при смыкании их ореолов протаивания.

45 Продолжая мониторинг теплового взаимодействия скважин с ММП далее, следует иметь в виду следующее. Сопоставление изменяющихся со временем значений радиусов ρ_1 и ρ_2 зон протаивания и значений ширины сквозной талой щели H с параметрами контролируемого процесса проникновения газа, образующегося в ГГП и перетекающего из заколонного пространства одной скважины по оттаявшим ММП через сквозную талую щель в заколонное пространство другой скважины, позволяет определить момент возможной остановки эксплуатации скважин для проведения на них контрольных и

ремонтных работ по предотвращению заколонных газопроявлений.

При оттаивании ГПП свободный выделившийся высоконапорный газ проникает (позиции 22 на чертеже) через оттаявшие верхние ММП и негерметичное заколонное пространство к устью скважины №1. В данном случае при гидратонасыщенности пород (содержание газогидратов в одном кубическом метре (м^3) равно $0,62-0,87 \text{ кг/м}^3$), прилегающих к скважине №1 (позиция 5), газопроявления при эксплуатации скважины №1 за время $0,5-2,5$ года при выходе газа на ее устье в атмосферу составят, соответственно, $3,0-2,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ (при гидратонасыщенности, равной $0,62 \text{ кг/м}^3$) и $4,2-3,9 \text{ м}^3/\text{сут}$ (при гидратонасыщенности, равной $0,87 \text{ кг/м}^3$). При этом температура добываемого флюида в скважине равна $t_f=25,0^\circ\text{C}$, а термическое сопротивление ее конструкции равно $u_c=0,35 \text{ м}\cdot\text{ч}\cdot^\circ\text{C}/\text{ккал}$ (нетеплоизолированная скважина). Радиусы зон протаивания ГПП на скважине №1 равны и находятся в интервале значений $5,7-11,9 \text{ м}$.

При теплоизоляции скважин №1 и №2 (скважины становятся теплоизолированными), в рассматриваемом примере u_c составляет $1,8-3,0 \text{ м}\cdot\text{ч}\cdot^\circ\text{C}/\text{ккал}$, а гидратонасыщенность окружающих скважины пород равна, например, $0,62 \text{ кг/м}^3$, интенсивность газопроявлений на их устьях (если газогидратный пласт прослеживается в обеих скважинах на отмеченной глубине, соответствующей позиции 5 на чертеже) при длительности их эксплуатации $0,5-2,5$ года и $t_f=25,0^\circ\text{C}$ снижается до величины $1,1-1,2 \text{ м}^3/\text{сут}$. За данный промежуток времени радиусы, определяющие зоны оттаивания ГПП (см. позицию 21 на чертеже), находятся в интервале значений: $3,54-7,67 \text{ м}$ в случае $u_c=1,8 \text{ м}\cdot\text{ч}\cdot^\circ\text{C}/\text{ккал}$.

При $u_c=3,0 \text{ м}\cdot\text{ч}\cdot^\circ\text{C}/\text{ккал}$ и значениях радиусов зон протаивания, находящихся в интервале значений $2,76-6,03 \text{ м}$, показатели газопроявлений могут быть снижены до значений $0,72-0,69 \text{ м}^3/\text{сут}$.

При своевременной отсыпке, например песком, образующихся приустьевых провалов и промораживании заколонных пространств в приустьевой зоне скважин проникновение газа в заколонное пространство скважин может быть предотвращено.

Отсыпка образовавшихся провалов проводится на скважинах в теплые периоды (например, весенне-летний и/или осенний) при освобождении площадки вокруг скважины от снега и/или до начала зимы. Это обязательно осуществляется 1-2 раза в году для предотвращения возникновения осложнений на скважинах в первые годы их эксплуатации при интенсивном образовании и росте приустьевых провалов.

В случае наблюдения за теплоизолированными скважинами данный способ мониторинга позволяет, как показано выше в примере, оценить качество теплоизоляции скважин и ее влияние на снижение темпов оттаивания ММП и ГПП вокруг скважин.

Использование данного изобретения позволяет повысить эффективность мониторинга теплового взаимодействия скважин с ММП за счет создания эффективного полифункционального мониторинга состояния многолетнемерзлых пород. Данный способ позволяет также осуществлять оценку теплового взаимодействия действующих эксплуатационных скважин с ММП, определить термические сопротивления конструкций скважин, радиусы зон протаивания при смыкании ореолов протаивания, а также регистрировать переток газа из заколонного пространства одной скважины в заколонное пространство другой соседней скважины куста.

Таблица 1

Данные о размерах радиусов ρ_1 и ρ_2 зон протаивания при смыкании ореолов протаивания ММП вокруг соседних скважин							
Расчетное расстояние между центральными осями соседних скважин S, м	Расчетная ширина сквозной талой щели Н, м	Тепловременные режимы работы соседних скважин					
		Скважина №1			Скважина №2		
		Радиус зоны протаивания ρ_1 , м	Температура на внешнем радиусе цементного кольца $t_{ц1}$, °С	Время протаивания и смыкания ореолов $\tau_{см}$, годы	Радиус зоны протаивания ρ_2 , м	Температура на внешнем радиусе цементного кольца $t_{ц2}$, °С	Время протаивания и смыкания ореолов $\tau_{см}$, годы
$\rho_1 + \rho_2 = S$							
20,00	0	10,40	8,43	23,26	9,60	7,01	23,26
$\rho_1 + \rho_2 > S$							
20,62	5,02	10,71	8,46	29,83	9,91	7,04	29,83
22,37	10,0	11,62	8,54	36,68	10,75	7,12	36,68

Формула изобретения

Способ мониторинга теплового взаимодействия скважин с многолетнемерзлыми породами (ММП), заключающийся в том, что теплофизические условия на скважинах месторождения, находящихся в ММП, определяют с помощью термометрических устройств (ТИУ), на основе полученных данных анализируют тепловое взаимодействие скважин с ММП, отличающийся тем, что определение теплофизических условий осуществляют на двух соседних скважинах куста месторождения, характеризующихся наличием в разрезе ММП и их протаиванием, приводящим к осложнениям при протаивании, при этом в каждой скважине ТИУ устанавливают за наружными обсадными колоннами для измерения температуры в заколонном пространстве скважины вблизи ММП и на устье скважины для регистрации температуры флюида внутри каждой скважины в первый τ_1 и второй τ_2 текущие моменты времени для каждой скважины, которые отсчитывают от начала ее эксплуатации до момента времени τ_0 наступления протаивания ММП вокруг каждой из них, полученные значения измеренных температур в указанные моменты времени, а также значение момента времени наступления протаивания ММП вводят в выражение (1), с помощью которого определяют эмпирический коэффициент α , зависящий от теплопроводности пород

$$\frac{\ln\left(1 + \alpha \cdot \frac{\tau_1}{r_{ц}^2}\right)}{\ln\left(1 + \alpha \cdot \frac{\tau_2}{r_{ц}^2}\right)} = \frac{(t_{ц1} - t_m) \cdot (t_{г2} - t_{ц2})}{(t_{г1} - t_{ц1}) \cdot (t_{ц2} - t_m)}, \quad \tau_1 < \tau_2 \leq \tau_0 \quad (1)$$

где τ_1 - время первого измерения температуры флюида внутри каждой скважины и температуры за наружной колонной каждой скважины, отсчитанное от начала ее эксплуатации, часы;

τ_2 - время второго измерения температуры флюида внутри каждой скважины и температуры за наружной колонной каждой скважины, отсчитанное от начала ее эксплуатации, часы;

τ_0 - время наступления протаивания ММП, отсчитанное от начала эксплуатации скважины, часы;

$t_{г1}$, $t_{г2}$ - измеренные значения температур флюида в каждой скважине в моменты времени τ_1 и τ_2 до наступления протаивания ММП, °С;

$t_{ц1}$, $t_{ц2}$ - измеренные значения температур за наружной колонной каждой скважины

в моменты времени τ_1 и τ_2 до наступления протаивания ММП, °С;

α - эмпирический коэффициент, м²/час;

t_M - значение начальной температуры ММП в каждой скважине в начале

5 мониторинга, °С;

$r_{ц}$ - значение расстояния местоположения ТИУ за наружной обсадной колонной каждой скважины относительно ее центральной оси, м,

используя значение коэффициента α , значения измеренных температур флюида внутри каждой скважины, а также значения измеренных с помощью ТИУ температур 10 вблизи ММП в заколонном пространстве обсадной колонны в моменты времени τ_i , с помощью выражения (2) оценивают термическое сопротивление конструкции каждой скважины

$$15 \quad u_c = \frac{(t_{гi} - t_{ци}) \ln \left(1 + \alpha \cdot \frac{\tau_i}{r_{ц}^2} \right)}{4\pi\lambda_M(t_{ци} - t_M)}, \quad (2)$$

где u_c - термическое сопротивление конструкции каждой скважины, м·ч·°С/ккал;

λ_M - коэффициент теплопроводности ММП, ккал/м·ч·°С;

20 α - эмпирический коэффициент, м²/час;

τ_i - время измерения температуры флюида внутри каждой скважины и температуры за наружной колонной каждой скважины, отсчитанное от начала ее эксплуатации, 25 часы;

$t_{гi}$ - измеренное значение температуры флюида в каждой скважине в момент времени τ_i до наступления протаивания ММП, °С;

$t_{ци}$ - измеренное значение температуры за наружной колонной каждой скважины в момент времени τ_1 до наступления протаивания ММП, °С;

30 t_M - значение начальной температуры ММП в каждой скважине в начале мониторинга, °С;

$r_{ц}$ - значение расстояния местоположения ТИУ за наружной обсадной колонной каждой скважины относительно ее центральной оси, м;

π - безразмерный коэффициент, равный 3,1416;

35 i - индекс, соответствующий моменту осуществления измерения на каждой из двух скважин,

после этого с момента времени τ_0 наступления протаивания ММП, которое определяют с помощью ТИУ достижением измеренного значения температуры $t_{ц}$ за 40 наружной колонной каждой скважины в момент времени τ_0 наступления протаивания ММП значения температуры фазового перехода $t_{ф}$, соответствующей наступлению протаивания льда в ММП, оценивают с помощью выражения (3) значение радиуса протаивания вокруг каждой скважины

$$45 \quad \rho = r_{ц} \cdot \exp \left(2\pi \cdot u_c \cdot \lambda_T \frac{t_{ц} - t_{ф}}{t_r - t_{ц}} \right), \quad (3)$$

где ρ - значение величины радиуса протаивания ММП вокруг каждой скважины, м;

λ_T - коэффициент теплопроводности талых пород, ккал/м·ч·°С;

u_c - термическое сопротивление конструкции каждой скважины, м·ч·°С/ккал;

t_ϕ - значение температуры фазового перехода ММП в исследуемом разрезе скважины при протаивании в них льда и переходе при этой температуре пород из мерзлого состояния в талое, °С;

t_T - измеренное значение температуры флюида в каждой скважине в момент времени, значение которого превышает значение момента времени τ_0 наступления протаивания ММП и характеризует процесс протаивания ММП, °С;

t_π - измеренное значение температуры за наружной колонной каждой скважины в момент времени, значение которого превышает значение момента времени τ_0 наступления протаивания ММП и характеризует процесс протаивания ММП, °С;

r_π - значение расстояния местоположения ТИУ за наружной обсадной колонной каждой скважины относительно ее центральной оси, м;

π - безразмерный коэффициент, равный 3,1416,

затем анализируют тепловое взаимодействие скважин с ММП с учетом полученных оценок значений радиусов протаивания ММП вокруг каждой скважины в приустьевой зоне и сведений о наличии образования приустьевых провалов вблизи устьев скважин с определением диаметров и глубин провалов в течении 1-3 лет с момента наступления протаивания ММП вокруг скважин, в результате этого делают заключение о степени посадочности ММП в приустьевых разрезах скважин, наличии вокруг скважин незацементированных каверн, а также при регистрации газа на устьях скважин во время их эксплуатации делают заключение о разгерметизации заколонного пространства скважин при обнаружении в нем в приустьевой зоне и в межколонном пространстве газа при протаивании ММП, о наличии газогидратосодержащих пород (ГГП), залегающих в пластах ниже подошвы ММП, и их оттаивании и наличии заколонных газопроявлений из ГГП, далее по полученным значениям радиусов зон протаивания ММП вокруг соседних скважин судят о ходе протаивания ММП в них, выявляя момент смыкания ореолов протаивания вокруг скважин, характеризующийся тем, что значение ширины сквозной талой щели H между рассматриваемыми скважинами, когда смыкание происходит в одной точке, равно нулю при выполнении условия (4)

$$\rho_{1cm} + \rho_{2cm} = S, \quad (4)$$

где S - расстояние между центральными осями соседних скважин, м;

ρ_{1cm} и ρ_{2cm} - значения радиусов зон протаивания ММП вокруг первой и второй скважин в момент смыкания, м,

при дальнейшем наблюдении за увеличивающимися значениями радиусов зон протаивания ММП, определяемыми согласно (3), по проводимым с помощью ТИУ измерениям температур при выполнении условия (5)

$$\rho_1 + \rho_2 > S, \quad (5)$$

где S - расстояние между центральными осями соседних скважин, м;

ρ_1 и ρ_2 - значения радиусов зон протаивания ММП вокруг первой и второй скважин, м,

ширину сквозной талой щели H оценивают с помощью следующего выражения (6):

$$H = 2\sqrt{\rho_1^2 - \left(\frac{\rho_1^2 - \rho_2^2 + S^2}{2S}\right)^2}, \quad \text{при } H > 0, \quad (6)$$

где S - расстояние между центральными осями соседних скважин, м;

H - значение ширины сквозной талой щели, м;

ρ_1 и ρ_2 - значения радиусов зон протаивания ММП вокруг первой и второй скважин,

м,

5 при этом, оценивая изменяющиеся во времени значения радиусов зон протаивания ρ_1 и ρ_2 и соответствующее им значение ширины сквозной талой щели H с учетом количества проникающего при протаивании ГГП газа к устьям скважин, прогнозируют их техническое состояние.

10

15

20

25

30

35

40

45