

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2813414

СПОСОБ ГЛУШЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II" (RU)*

Авторы: *Минаев Яков Денисович (RU), Двойников Михаил Владимирович (RU)*

Заявка № 2023116506

Приоритет изобретения 23 июня 2023 г.

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации 12 февраля 2024 г.

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает 23 июня 2043 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов





ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
E21B 43/12 (2024.01)

(21)(22) Заявка: 2023116506, 23.06.2023

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
23.06.2023

Дата регистрации:
12.02.2024

Приоритет(ы):
(22) Дата подачи заявки: 23.06.2023

(45) Опубликовано: 12.02.2024 Бюл. № 5

Адрес для переписки:
190106, Санкт-Петербург, 21 линия, В.О., 2,
ФГБОУ ВО "Санкт-Петербургский горный
университет", Патентно-лицензионный отдел

(72) Автор(ы):

**Минаев Яков Денисович (RU),
Двойников Михаил Владимирович (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

**федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования "Санкт-Петербургский горный
университет императрицы Екатерины II"
(RU)**

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2439296 C2, 10.01.2012. RU
2322573 C1, 20.04.2008. RU 2487909 C1,
20.07.2013. RU 2365744 C1, 27.08.2009. CN
10833212 A, 14.09.2018. CN 103952130 A,
30.07.2014. МИРСАЕТОВ О.М. и др.
**Повышение эффективности
водоизоляционных работ в открытом
горизонтальном стволе нефтяных скважин с
применением жидкого пакера.
Международный (см. прод.)**

(54) СПОСОБ ГЛУШЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

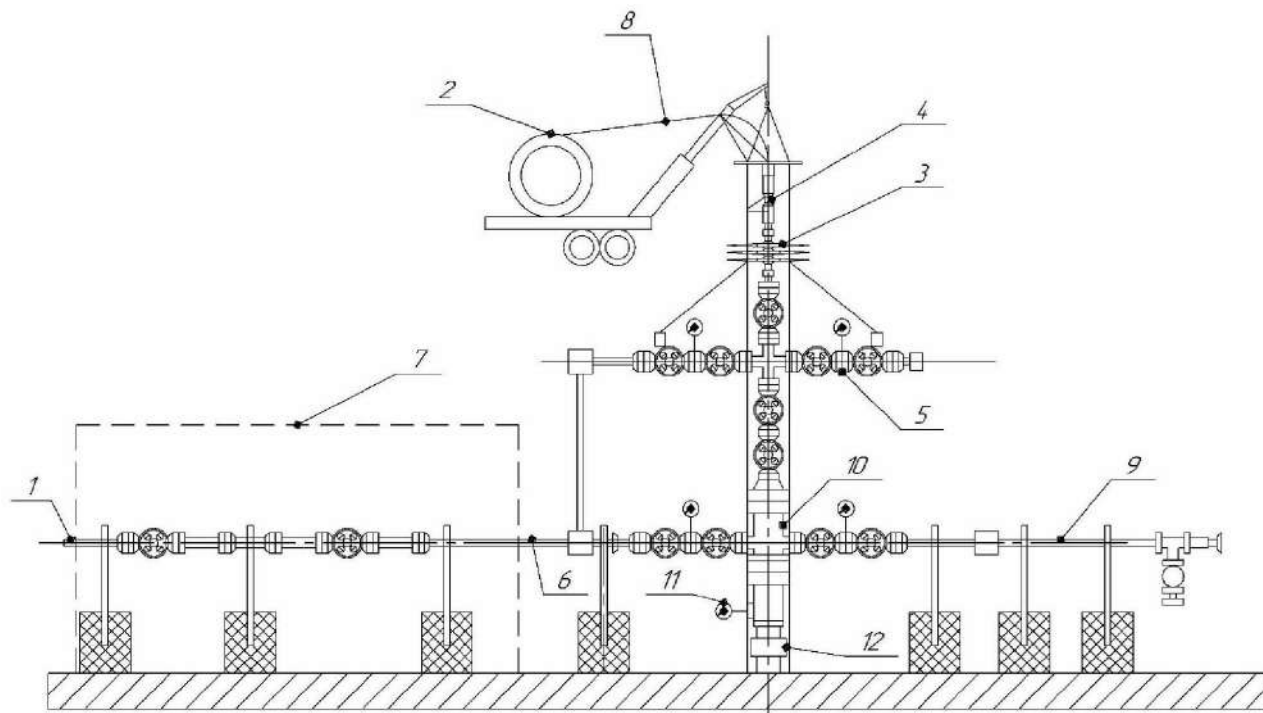
(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтяной и газовой промышленности, а именно к технологии глушения газовых скважин с горизонтальным окончанием после гидроразрыва пласта, за счет обеспечения гидродинамического равновесия в системе скважина-пласт с помощью оборудования для проведения работ на регулируемом давлении. Способ включает закачку на забой скважины по колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) жидкости глушения, блокировку интервала перфорации путем подачи в горизонтальный ствол скважины блокирующего состава в объеме, необходимом для перекрытия зоны интервала перфорации. Затем осуществляют подачу жидкости глушения, удельная плотность которой ниже удельной плотности блокирующего состава. При этом объемы закачиваемых порций жидкости

глушения рассчитывают таким образом, чтобы высота столба порции жидкости глушения относительно поверхности блокирующего состава, находящейся в колонне НКТ, равнялась высоте столба жидкости глушения относительно поверхности блокирующего состава, находящейся в межтрубном пространстве. Закачку жидкости глушения ведут через гибкие НКТ в интервал подвески хвостовика с контролем расхода и постепенным поджатием дросселя. При этом закачку продолжают до остановки притока и установления равновесия в системе скважина - пласт. Производят спуск гибких НКТ в горизонтальный участок ствола до забоя скважины с контролем давления и управлением дросселем. После этого закачивают расчётный объем блокирующего состава с одновременным

подъемом гибких НКТ до уровня подвески хвостовика. Затем устанавливают жидкий пакер. Техническим результатом является повышение

эффективности глушения газовых скважин с нормальными и аномально-высокими пластовыми давлениями. 11 ил.



Фиг. 1

(56) (продолжение):
научно-исследовательский журнал. N10 (52). Часть 2. Октябрь.

RU 2813414 C1

RU 2813414 C1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC
E21B 43/12 (2024.01)

(21)(22) Application: **2023116506, 23.06.2023**

(24) Effective date for property rights:
23.06.2023

Registration date:
12.02.2024

Priority:

(22) Date of filing: **23.06.2023**

(45) Date of publication: **12.02.2024** Bull. № 5

Mail address:

**190106, Sankt-Peterburg, 21 liniya, V.O., 2, FGBOU
VO "Sankt-Peterburgskij gornyj universitet",
Patentno-litsenziornyj otdel**

(72) Inventor(s):

**Minaev Yakov Denisovich (RU),
Dvojnikov Mikhail Vladimirovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**federalnoe gosudarstvennoe byudzhethoe
obrazovatelnoe uchrezhdenie vysshego
obrazovaniya "Sankt-Peterburgskij gornyj
universitet imperatritsy Ekateriny II" (RU)**

(54) **METHOD FOR KILLING HORIZONTAL GAS WELLS**

(57) Abstract:

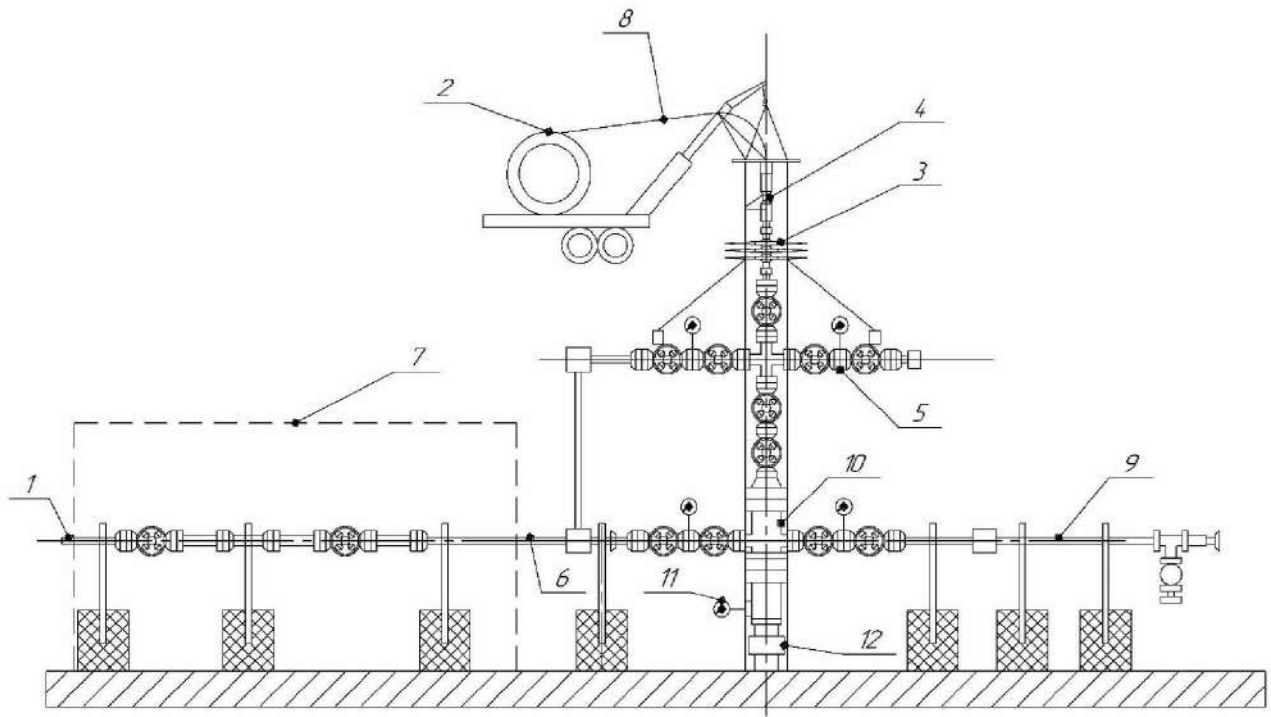
FIELD: oil, gas and coke-chemical industry.

SUBSTANCE: invention relates to oil and gas industry, namely to technology of killing gas wells with horizontal end after hydraulic fracturing, due to provision of hydrodynamic equilibrium in the well-formation system using equipment for performance of works at controlled pressure. Method includes pumping of killing fluid to borehole bottom via tubing string, blocking of perforation interval by supply of blocking compound to horizontal borehole in volume required for overlapping of perforation interval zone. Then killing fluid is supplied, specific density of which is lower than specific density of blocking composition. At that, volumes of pumped killing fluid portions are calculated so that the height of the column of the killing fluid portion relative to the surface of the blocking composition in the tubing string is equal to the height

of the column of killing fluid relative to the surface of the blocking composition located in the annular space. Pumping of killing fluid is carried out through coiled tubing string to the interval of the liner hanger with control of flow rate and gradual compression of the throttle. At the same time pumping is continued until the inflow is stopped and equilibrium is established in the well-formation system. Coiled tubing string is lowered into the horizontal section of the borehole to the borehole bottom with pressure control and throttle control. After that, the design volume of the blocking composition is pumped with simultaneous lifting of the coiled tubing string to the level of the liner hanger. Then liquid packer is installed.

EFFECT: increased efficiency of killing of gas wells with normal and abnormally high formation pressures.

1 cl, 11 dwg



Фиг. 1

RU 2813414 C1

RU 2813414 C1

Изобретение относится к нефтяной и газовой промышленности, а именно к технологии глушения газовых скважин с горизонтальным окончанием после гидроразрыва пласта, за счет обеспечения гидродинамического равновесия в системе скважина-пласт с помощью оборудования для проведения работ на регулируемом давлении.

Известен способ блокирования продуктивных пластов при проведении капитальных и подземных ремонтов, а также при вводе скважин в эксплуатацию после бурения (патент РФ №22174 С1, опубликован 27.11.2003), состоящий из последовательной закачки на забой скважины буфера, блокирующей жидкости – инвертной эмульсии, содержащей углеводородную фазу, водный раствор хлорида натрия или кальция, эмультал или мел, и жидкости глушения плотностью, меньшей плотности блокирующей жидкости.

Недостатком данной технологии является снижение продуктивности скважины после освоения ввиду продавливания в продуктивный пласт жидкости глушения.

Известен способ глушения газовых скважин с аномально низкими пластовыми давлениями при проведении подземных и капитальных ремонтов (патент РФ №2188308 С1, опубликован 27.08.2002), включающий оттеснение скважинной жидкости в пласт закачкой газа по насосно-компрессорным трубам (НКТ), последующей подачей блокирующего состава – тампонажного материала с компонентом в составе, обеспечивающим химическое разрушение, прокачиваемого газом по НКТ, и задавливание скважины порциями технологической жидкости. Задавочная жидкость закачивается после затвердения тампонажного материала.

Недостатком данного способа является его неприменимость для скважин с нормальным и аномально высоким пластовым давлением, а также снижение продуктивности скважин ввиду применения тампонажного материала.

Известен способ щадящего глушения скважин с аномально-низкими пластовыми давлениями (патент РФ №2322573 С1, опубликован 20.04.2008), имеющих в составе циркуляционный клапан, может применяться способ заключающийся в закачке жидкости глушения через гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ) в интервал перфорации блокирующего раствора, подъем труб над интервалом перфорации и прокачку жидкости глушения с одновременным стравливаем газа из затрубного пространства на факел.

Недостатком данного способа является невозможность его использования на скважинах с нормальным и аномально-высоким пластовым давлением, характерным для заканчивания скважин на вводимых в эксплуатацию газовых месторождениях.

Известен способ установки нескольких блокирующих пачек, одна из которых играет роль «жидкого» пакера (патент РФ №2487909 С1, опубликован 20.07.2013). Повышение эффективности вскрытия и временного блокирования продуктивного пласта производится за счет использования образующейся из предлагаемого состава газожидкостной смеси с повышенной стабильностью, высокими ингибирующими свойствами и низкими значениями фильтрации и плотности.

Недостатком технологии является невозможность использования пен для скважин с нормальными и аномально-высокими пластовыми давлениями ввиду недостаточного гидростатического давления столба пены.

Известен способ глушения скважин с аномально низким пластовым давлением (патент РФ № 2439296, опубликован 10.01.2012), принятый за прототип. В данном способе интервал перфорации блокируется путем закачки блокирующего состава и порции задавочной жидкости для создания противодействия на пласт. При этом перед подачей блокирующего состава на забой скважины по колонне НКТ закачивают

дополнительную порцию задавочной жидкости в объеме, обеспечивающем равенство столбов задавочной жидкости над блокирующим раствором в НКТ и в межтрубном пространстве скважины.

Недостатками данного способа является отсутствие в технологии оборудования для регулирования давления в системе скважина пласт, что делает технологию сложно реализуемой, применимость исключительно к скважинам с аномально-низким пластовым давлением, а также невозможность использования в случае горизонтального ствола в интервале продуктивного горизонта.

Техническим результатом является глушение газовых скважин с нормальными и аномально-высокими пластовыми давлениями.

Технический результат достигается тем, что закачку жидкости глушения ведут через гибкие насосно-компрессорные трубы в интервал подвески хвостовика с контролем расхода и постепенным поджатием дросселя, при этом закачку продолжают до остановки притока и установления равновесия в системе скважина-пласт, производят спуск гибких насосно-компрессорных труб в горизонтальный участок ствола до забоя скважины с контролем давления и управлением дросселем, после этого закачивают расчётный объем блокирующего состава с одновременным подъемом гибких насосно-компрессорных труб до уровня подвески хвостовика, а затем устанавливают жидкий пакер.

Способ поясняется следующими фигурами:

фиг. 1 – схема обвязки фонтанной арматуры с колтюбинговой установкой и оборудованием для регулирования давления;

фиг. 2 – схема блока дросселирования;

фиг. 3 – спуск гибких насосно-компрессорных труб до интервала подвески хвостовика и закачка жидкости глушения;

фиг. 4 – закачка блокирующего раствора с одновременным подъемом гибких насосно-компрессорных труб;

фиг. 5 – создание противодействия на забой;

фиг. 6 – начальное распределение давления в скважине;

фиг. 7 – начальное распределение температуры в скважине;

фиг. 8 – распределение давления по стволу скважины при достижении расчётного устьевого давления;

фиг. 9 – распределение давления после спуска инструмента;

фиг. 10 – распределение давления в заглушенной скважине;

фиг. 11 – давление на дросселе в процессе глушения, где:

1 – факельный отвод;

2 – колтюбинговая установка;

3 – противовыбросовое оборудование;

4 – лубрикатор колтюбинга;

5 – фонтанная арматура;

6 – выходная линия;

7 – блок дросселирования;

8 – гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ);

9 – линия контроля затрубного пространства;

10 – трубная головка;

11 – манометр высокого давления;

12 – колонная головка;

13 – регулируемый дроссель;

- 14 – кориолисовый расходомер;
 15 – обратный клапан;
 16 - выход на сепаратор;
 17 – технологические насосно-компрессорные трубы;
 5 18 – трубодержатель;
 19 – трубная головка;
 20 – подвеска хвостовика;
 21 – горизонтальный участок ствола;
 22 – блокирующий раствор;
 10 23 – продуктивный пласт;
 24 – жидкий пакер;
 24 – жидкость глушения.

Способ осуществляется следующим образом. Производят монтаж оборудования (фиг.1). Скважина работает на факельный отвод 1. Производят монтаж колтюбинговой
 15 установки 2, установку превенторов 3 и лубрикатора колтюбинга 4 на фонтанную арматуру 5, обвязку выходной линии 6 с блоком дросселирования 7. На конце ГНКТ 8 устанавливают забойный манометр. Контроль забойного давления при глушении производят непрерывно. Информацию о давлении с забоя передают через ГНКТ 8 через кабельный канал связи на станцию управления. Затрубное пространство
 20 управляется через линию контроля затрубного пространства 9, обвязанную с трубной головкой 10. Контроль затрубного давления производят через манометр высокого давления 11, установленный на колонной головке 12 и непрерывно передающий данные на станцию управления.

На блок дросселирования (фиг.2) устанавливают регулируемый дроссель 13,
 25 управляемый автоматически со станции управления, манометр высокого давления 11 и кориолисов расходомер 14, информация с которых передается на станцию управления, обратный клапан со срабатывающим устройством 15 и выходом на сепаратор 16.

Производят спуск ГНКТ 8 (фиг.3) в технологические НКТ 17, закрепленные на
 30 трубодержателе 18 трубной головки 19 с промывкой до интервала подвески хвостовика 20. Замеряют устьевое и забойное давления. На основе полученных данных производят расчет следующих технологических параметров:

Противодавление на дросселе, соответствующее давлению объёма жидкости
 глушения, необходимой для прокачки блок-состава, после её попадания в затруб:

$$35 \quad P_{\text{дроссель}} = \frac{4V_{\text{ГНКТ}}\rho g}{\pi d_{\text{ОК}}^2} \quad (1)$$

где $V_{\text{ГНКТ}}$ – объём трубного пространства в ГНКТ, м^3 , ρ – плотность жидкости
 40 глушения, $\text{кг}/\text{м}^3$, $d_{\text{ОК}}$ – внутренний диаметр обсадной колонны, м.

Давление в системе скважина-пласт во время проведения технологических операций:

$$P = P_{\text{гс}} + \Delta P_{\text{НКТ}} + P_{\text{порш}} \quad (2)$$

45 где $P_{\text{гс}}$ – гидростатическое давление столба технологической жидкости, МПа; $\Delta P_{\text{затр}}$

– потери давления, возникающие при циркуляции в НКТ, МПа; $P_{\text{порш}}$ – поршневой

эффект, возникающий при спуске ГНКТ, МПа.

Поршневой эффект:

$$P_{\text{порш}} = \left(\frac{12 \cdot 10^3 v}{d_{\text{ОК}} - d_{\text{Н}}} \cdot \frac{2n+1}{3n} \right)^n \cdot \left(\frac{2 \cdot 10^{-3} KL}{d_{\text{ОК}} - d_{\text{Н}}} \right) \quad (3)$$

где v – максимальная скорость спуска оборудования, м/с; $d_{\text{Н}}$ – наружный диаметр спускаемого оборудования, м; n и K – безразмерные параметры; L – длина спускаемого оборудования, м.

После уточнения параметров глушения производят закачку жидкости глушения через ГНКТ 8 в интервал подвески хвостовика с контролем расхода и постепенным поджатием дросселя. Закачку продолжают до остановки притока и установления равновесия в системе скважина-пласт, после постепенным открытием дросселя снижают устьевое давление до значения рассчитанного противодействия на дросселе с учётом динамической компоненты, возникающей при спуске инструмента.

Производят спуск ГНКТ 8 в горизонтальный участок ствола 21 до забоя скважины с контролем давления и управлением дросселем с целью недопущения поглощения. Одновременно с этим начинают подачу блокирующего раствора. Темп закачки и скорость спуска должны обеспечить начало продавки блокирующего раствора 22 в продуктивный пласт 23 одновременно с достижением забоя инструментом. Далее закачивают расчётный объем блокирующего состава с одновременным подъемом ГНКТ до уровня подвески хвостовика (фиг.4). После этого устанавливают жидкий пакер 24 для разделения блокирующего раствора и жидкости глушения 25 (фиг.5), после чего заканчивают дополнительный продавочный объем жидкости глушения для создания противодействия в соответствии с нормативными значениями, установленными правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

После закачки блок-состава производится технический отстой на 12 часов, по окончании которого производится замер уровня в трубном пространстве.

Итогом проведённого способа является заглушенная и готовая к проведению дальнейших работ скважина. Сохранение продуктивных характеристик пласта-коллектора обеспечивают установленной в интервале горизонтального ствола блокирующей пачкой.

Пример 1. Расчёт параметров и процесса глушения.

Для моделирования используется язык программирования Python и библиотеки для моделирования физических процессов Scipy и Numpy. Для расчёта многофазного течения используется механистическая модель Хасана и Кабира. Моделируется операция глушения газоконденсатной скважины на одном из месторождений Восточной Сибири после отработки в течение нескольких суток. Для расчёта используются следующие исходные данные (таблица 1):

Таблица 1 - Исходные данные для расчета

№	Параметр	Значение
	Пластовое давление, МПа	11
	Забойное давление при отработке, МПа	10
	Плотность жидкости глушения, кг/м ³	1020
	Дебит газа, тыс.м ³ /сут	151
	Внутренний диаметр НКТ, мм	104
	Диаметр ГНКТ, мм	44

	Расход жидкости глушения, л/с	15
	Вязкость газа в нормальных условиях, мПа*с	0,016

Смоделируем начальное распределение давления (фиг.6) и температуры (фиг.7) в газовой скважине на отработке.

5 Рассчитаем запас противодействия на дросселе для продавки блок-пачки по ГНКТ и компенсации поршневого эффекта при спуске инструмента по зависимостям 1-3. Определим величину давления гидростатического столба жидкости, создаваемую объемом жидкости глушения в ГНКТ:

$$10 P_{\text{доп.гс}} = \frac{2000 \cdot 0,038^2 \cdot 1020 \cdot 9,81}{0,104} = 277\,864,47 \text{ (Па)}$$

Далее определим давление, возникающее за счёт поршневого эффекта при спуске ГНКТ:

$$15 P_{\text{порш}} = \left(\frac{12 \cdot 10^3 \cdot 3}{0,104 - 0,44} \cdot \frac{2 \cdot 0,8 + 1}{3 \cdot 0,8} \right)^{0,8} \cdot \left(\frac{2 \cdot 10^{-3} \cdot 0,5 \cdot 2000}{0,104 - 0,44} \right) = 2,3558 \text{ (МПа)}$$

Определим потери давления на трение при прокачке жидкости глушения из ГНКТ. Для определения производится моделирование однофазного потока в разработанном программном обеспечении:

$$20 \Delta P_{\text{ГНКТ}} = 1,28 \text{ (МПа)}$$

После этого определим суммарное дополнительное давление на спуск ГНКТ с промывкой:

$$25 P = 277\,864,47 + 2\,355\,800 + 1\,280\,000 = 3,913 \text{ (МПа)}$$

Соответственно, закачка жидкости глушения должна производиться до достижения данного давления на устье. Смоделируем закачку жидкости глушения в скважину до достижения данного устьевого давления. Время закачки составило 138 с. Распределение давления по стволу скважины в этот момент времени представлено на графике (фиг.8).

30 Далее производится спуск ГНКТ до забоя с промывкой. В процессе спуска давление на дросселе сбрасывается, достигая атмосферного в конце спуска. Результат моделирования спуска инструмента представлен на графике (фиг.9).

35 Далее производится продавка блок-пачки с подъемом компоновки при закрытом затрубе. В процессе данной операции забойное давление не контролируется, так как целью является продавка блок пачки в ПЗП.

После установки блок пачки производится дозадавка скважины до нормативных значений забойного давления. Для скважины данной глубины забойное давление должно составлять 1,05 пластового. Давление в скважине после проведения операции по глушению представлено на графике (фиг.10). Программа изменения давления на дросселе в процессе работ представлена на графике (фиг. 11).

40 Применение заявленного способа позволяет произвести заканчивание и освоение газовой или газоконденсатной скважины после проведения многостадийного гидроразрыва пласта без снижения продуктивных характеристик коллектора.

45 (57) Формула изобретения

Способ глушения горизонтальных газовых скважин, включающий закачку на забой скважины по колонне насосно-компрессорных труб жидкости глушения, блокировку интервала перфорации путем подачи в горизонтальный ствол скважины блокирующего

состава в объеме, необходимом для перекрытия зоны интервала перфорации, затем подачу жидкости глушения, удельная плотность которой ниже удельной плотности блокирующего состава, при этом объемы закачиваемых порций жидкости глушения рассчитывают таким образом, чтобы высота столба порции жидкости глушения относительно поверхности блокирующего состава, находящейся в колонне насосно-компрессорных труб, равнялась высоте столба жидкости глушения относительно поверхности блокирующего состава, находящейся в межтрубном пространстве, отличающийся тем, что закачку жидкости глушения ведут через гибкие насосно-компрессорные трубы в интервал подвески хвостовика с контролем расхода и постепенным поджатием дросселя, при этом закачку продолжают до остановки притока и установления равновесия в системе скважина - пласт, производят спуск гибких насосно-компрессорных труб в горизонтальный участок ствола до забоя скважины с контролем давления и управлением дросселем, после этого закачивают расчётный объем блокирующего состава с одновременным подъемом гибких насосно-компрессорных труб до уровня подвески хвостовика, а затем устанавливают жидкий пакер.

20

25

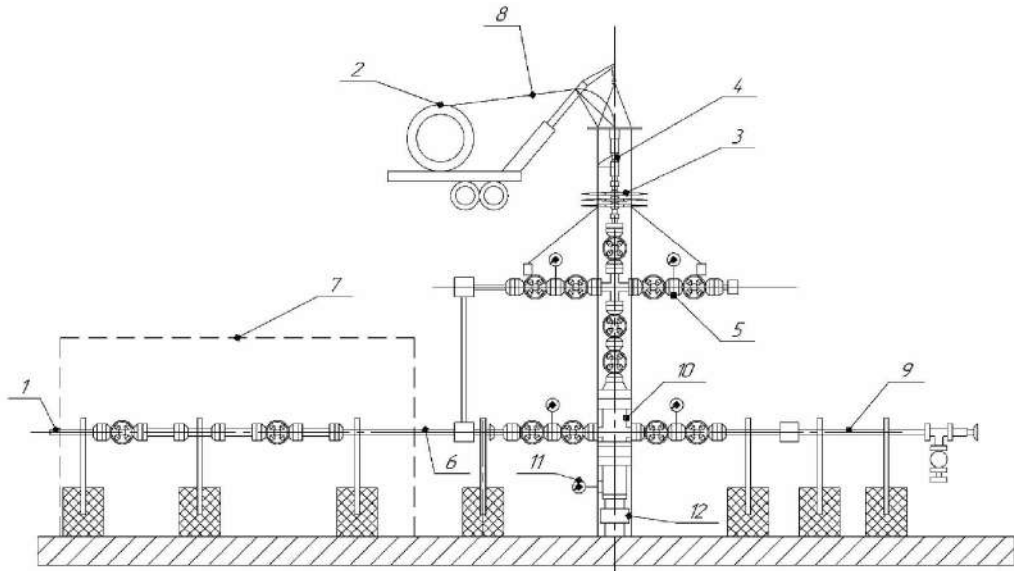
30

35

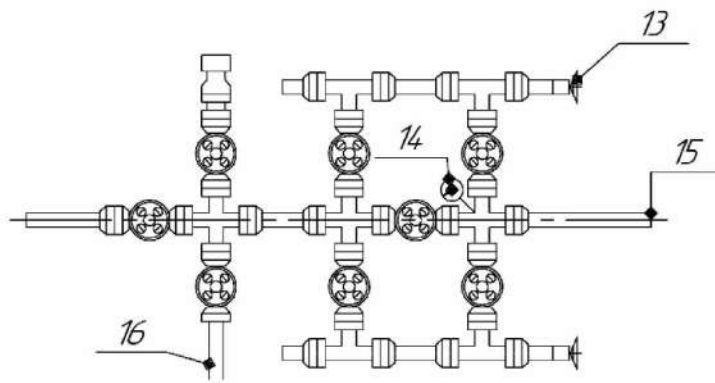
40

45

1

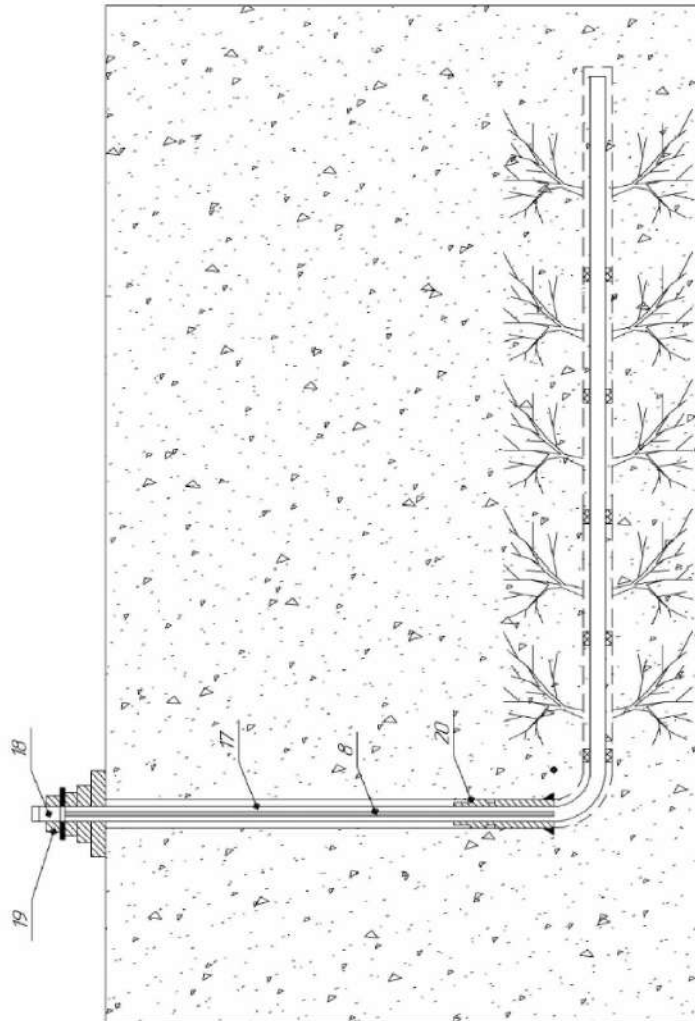


Фиг. 1

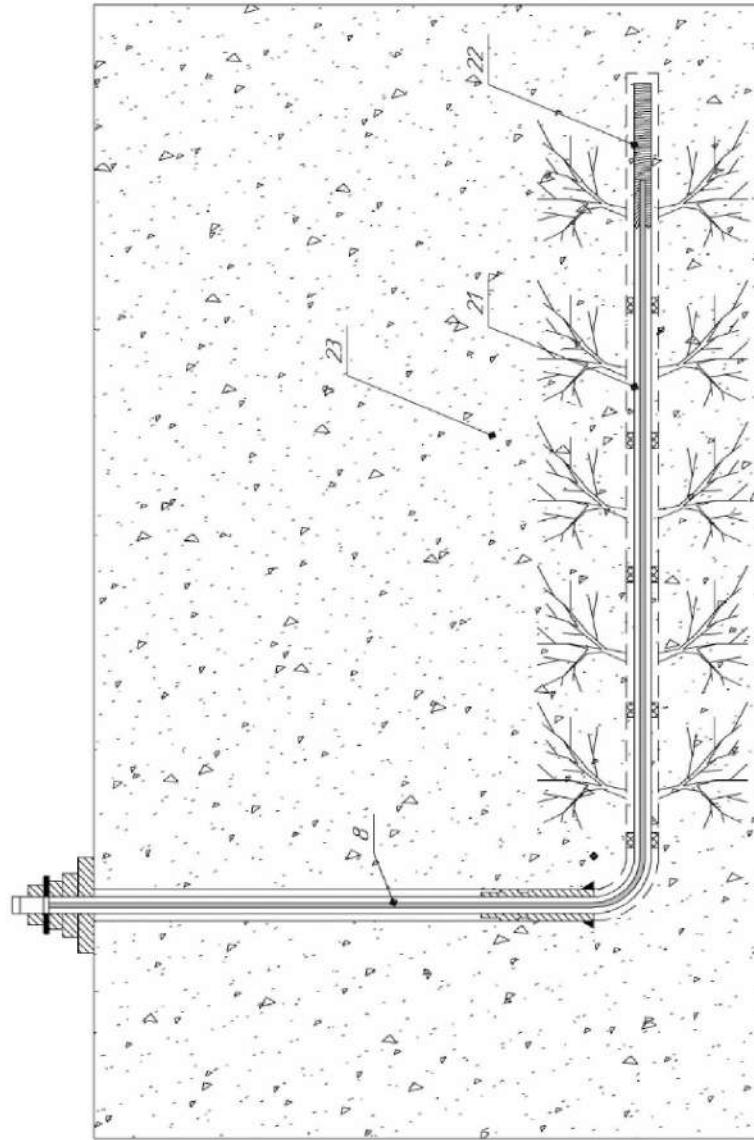


Фиг. 2

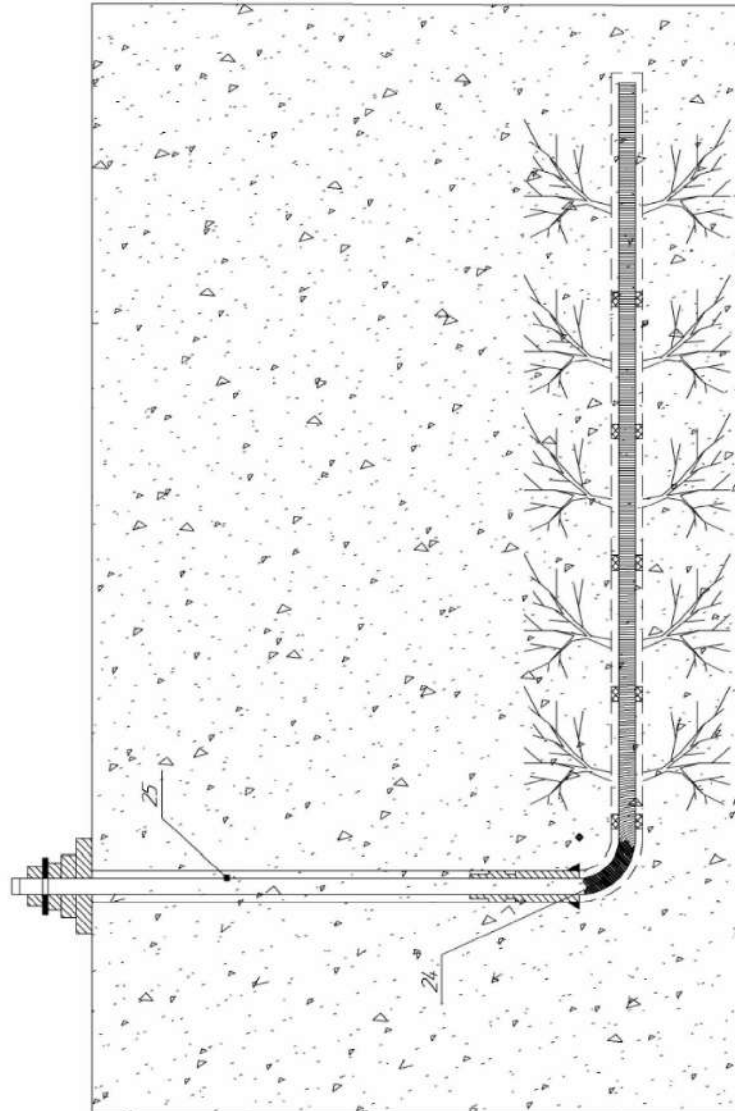
2



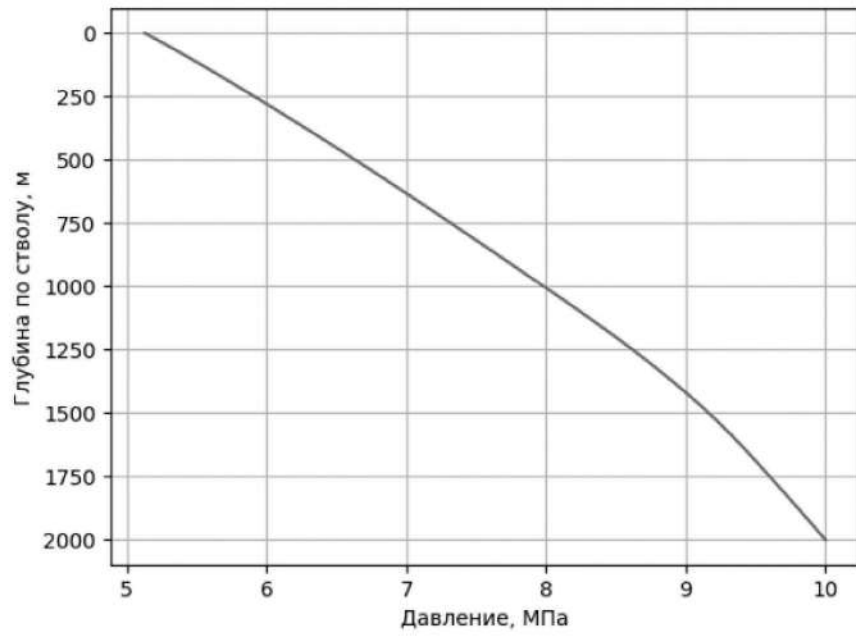
Фиг. 3



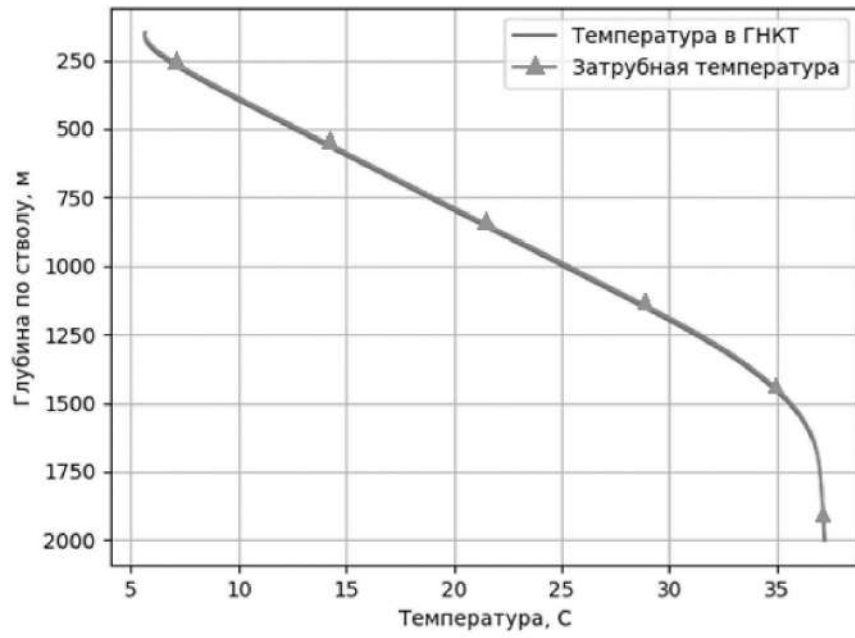
Фиг. 4



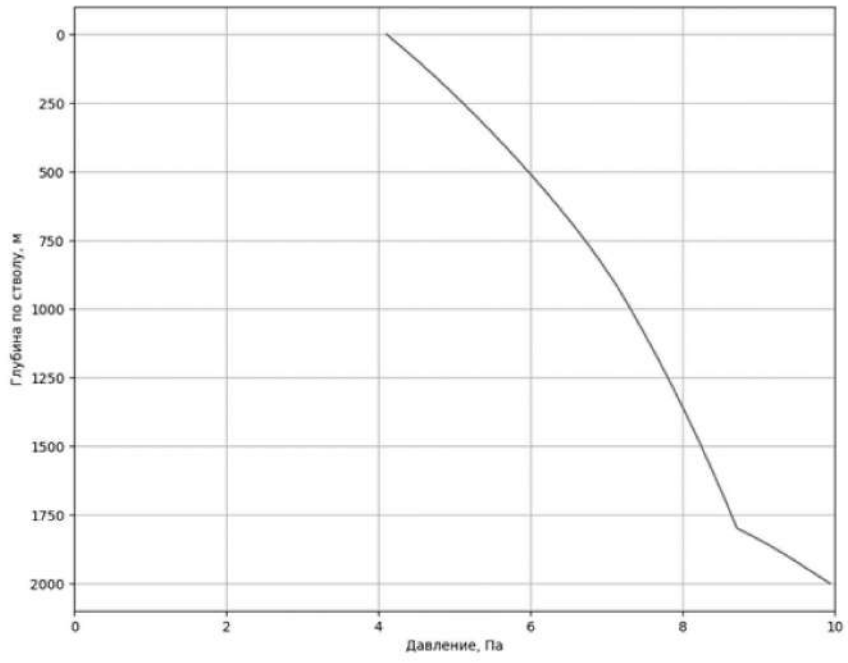
Фиг. 5



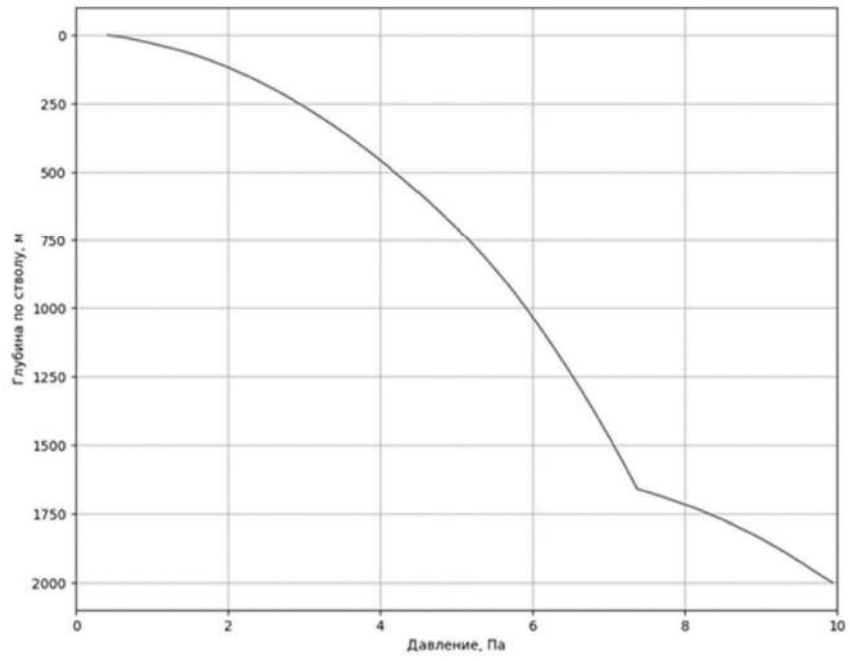
Фиг. 6



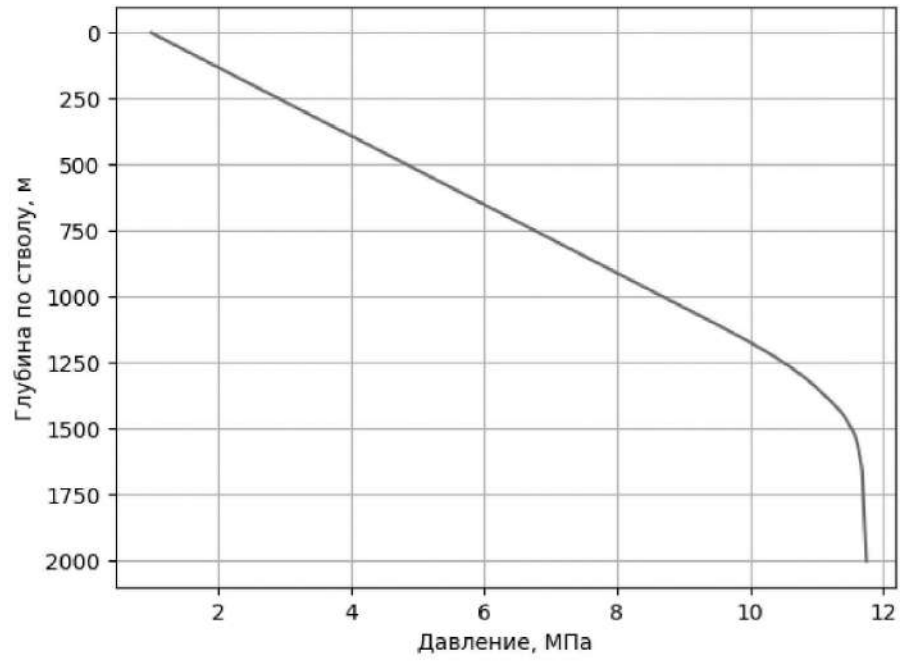
Фиг. 7



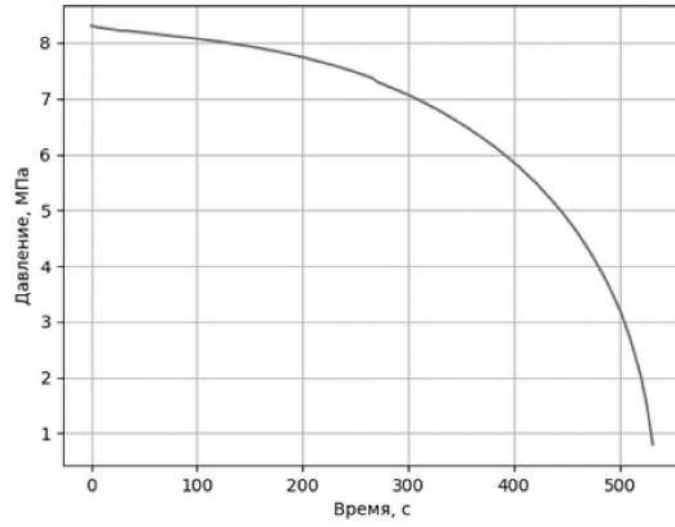
Фиг. 8



Фиг. 9



Фиг. 10



Фиг. 11