

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2865236

**СПОСОБ ПРОВЕДЕНИЯ АЗОТНОГО
ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА**

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

Авторы: *Савенок Ольга Вадимовна (RU), Чуйкова Елизавета
Павловна (RU), Кусова Лизавета Геннадиевна (RU)*

Заявка № 2025129287

Приоритет изобретения **24 октября 2025 г.**

Дата государственной регистрации

в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации **01 июля 2026 г.**

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает **24 октября 2045 г.**

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Ю.С. Зубов





ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

E21B 43/2605 (2026.01); E21B 47/06 (2026.01); C09K 8/62 (2026.01)

(21)(22) Заявка: 2025129287, 24.10.2025

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
24.10.2025

Дата регистрации:
01.07.2026

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 24.10.2025

(45) Опубликовано: 01.07.2026 Бюл. № 19

Адрес для переписки:

199106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2,
ФГБОУ ВО "Санкт-Петербургский горный
университет императрицы Екатерины II",
патентно-лицензионный отдел

(72) Автор(ы):

Савенок Ольга Вадимовна (RU),
Чуйкова Елизавета Павловна (RU),
Кусова Лизавета Геннадиевна (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: CN 113309519 A, 27.08.2021. RU
2713830 C2, 07.02.2020. RU 2547191 C1,
10.04.2015. RU 2778702 C2, 23.08.2022. WO 2019/
027710 A1, 07.02.2019. CN 109707360 B,
19.11.2019.

(54) СПОСОБ ПРОВЕДЕНИЯ АЗОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

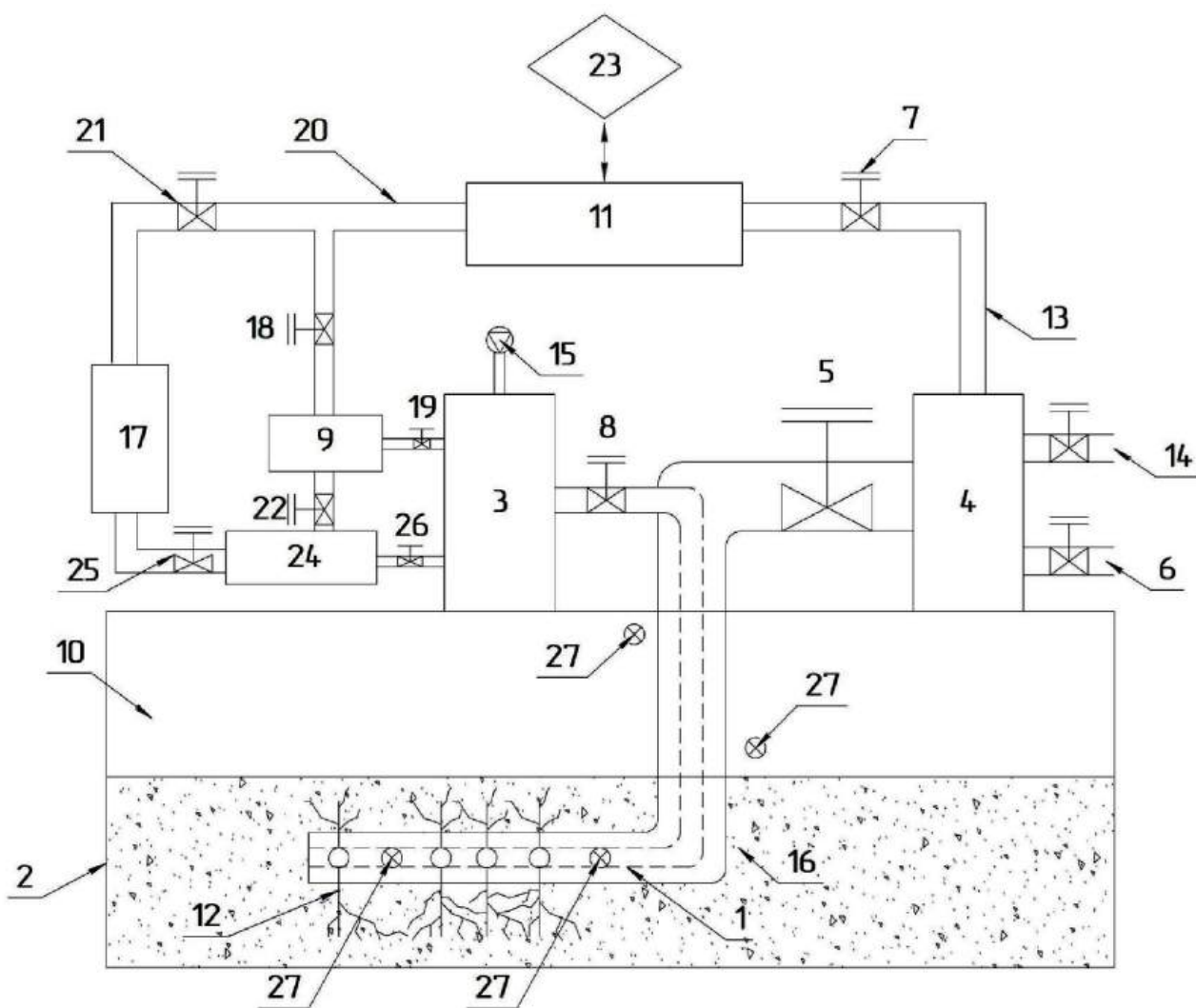
(57) Реферат:

Изобретение относится к области гидроразрыва пласта. Технический результат - повышение углеводородоотдачи низкопроницаемого и низкопористого нефтегазового пласта, экологическая чистота добычи углеводородного сырья. В способе проведения азотного гидроразрыва пласта после бурения горизонтальной скважины для добычи сланцевых углеводородов укладывают линию транспортировки смеси (1) от устья скважины до целевого участка пласта (2), устье скважины соединяют с устройством для перемешивания смеси (3), в котором осуществляют подготовку технологической смеси из жидкого азота, гуаровой камеди и проппанта при концентрации проппанта в диапазоне 4,5-5,5 кг/м³. В процессе приготовления технологической смеси выделяющийся газ направляют в устройство для утилизации газа (4), где производят его очистку от примесей и охлаждение до температуры минус

120°C. Перед подачей технологической смеси выполняют продувку линии транспортировки смеси (1) сухим азотом. После достижения концентрации жидкого азота не менее 99 % система управления (23) даёт команду на завершение продувки. Затем жидкий азот из устройства хранения жидкого азота (9) подают в ёмкость для азота высокого давления (24), где поддерживают давление P₁ в диапазоне от 0,1 до 1 МПа. Далее жидкий азот по линии транспортировки смеси (1) направляют в зону контакта с горной породой (10) на участке пласта (2), что приводит к развитию искусственной сети трещин (12). Газообразный азот, образующийся при испарении, транспортируют по трубопроводу сброса азота (13) в устройство для утилизации газа (4), а затем через клапан выпуска углеводородов (14) направляют в устройство для сжижения азота (11) для его возврата в цикл. Технологическую смесь закачивают в

горизонтальный участок скважины (16) устройством для создания высокого давления (17). Подачу азота регулируют через клапан подачи газа (21). При достижении в пласте давления P_2 до 50 МПа и стабилизации

температуры в зоне обработки прекращают подачу жидкого азота. После завершения нагнетания проводят технологическую выдержку в течение от 2 до 4 ч, герметизируя скважину. 4 ил., 3 табл., 3 пр.



Фиг. 1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC

E21B 43/2605 (2026.01); *E21B 47/06* (2026.01); *C09K 8/62* (2026.01)(21)(22) Application: **2025129287, 24.10.2025**(24) Effective date for property rights:
24.10.2025Registration date:
01.07.2026

Priority:

(22) Date of filing: **24.10.2025**(45) Date of publication: **01.07.2026** Bull. № 19

Mail address:

**199106, Sankt-Peterburg, V.O., 21 liniya, 2, FGBOU
VO "Sankt-Peterburgskij gornyj universitet
imperatritsy Ekateriny II", patentno-litsenzionnyj
otdel**

(72) Inventor(s):

**Savenok Olga Vadimovna (RU),
Chuikova Elizaveta Pavlovna (RU),
Kusova Lizaveta Genadievna (RU)**

(73) Proprietor(s):

**federalnoe gosudarstvennoe biudzhethnoe
obrazovatelnoe uchrezhdenie vysshego
obrazovaniia «Sankt-Peterburgskii gornyi
universitet imperatritsy Ekateriny II» (RU)**

(54) **METHOD OF NITROGEN HYDRAULIC FRACTURING**

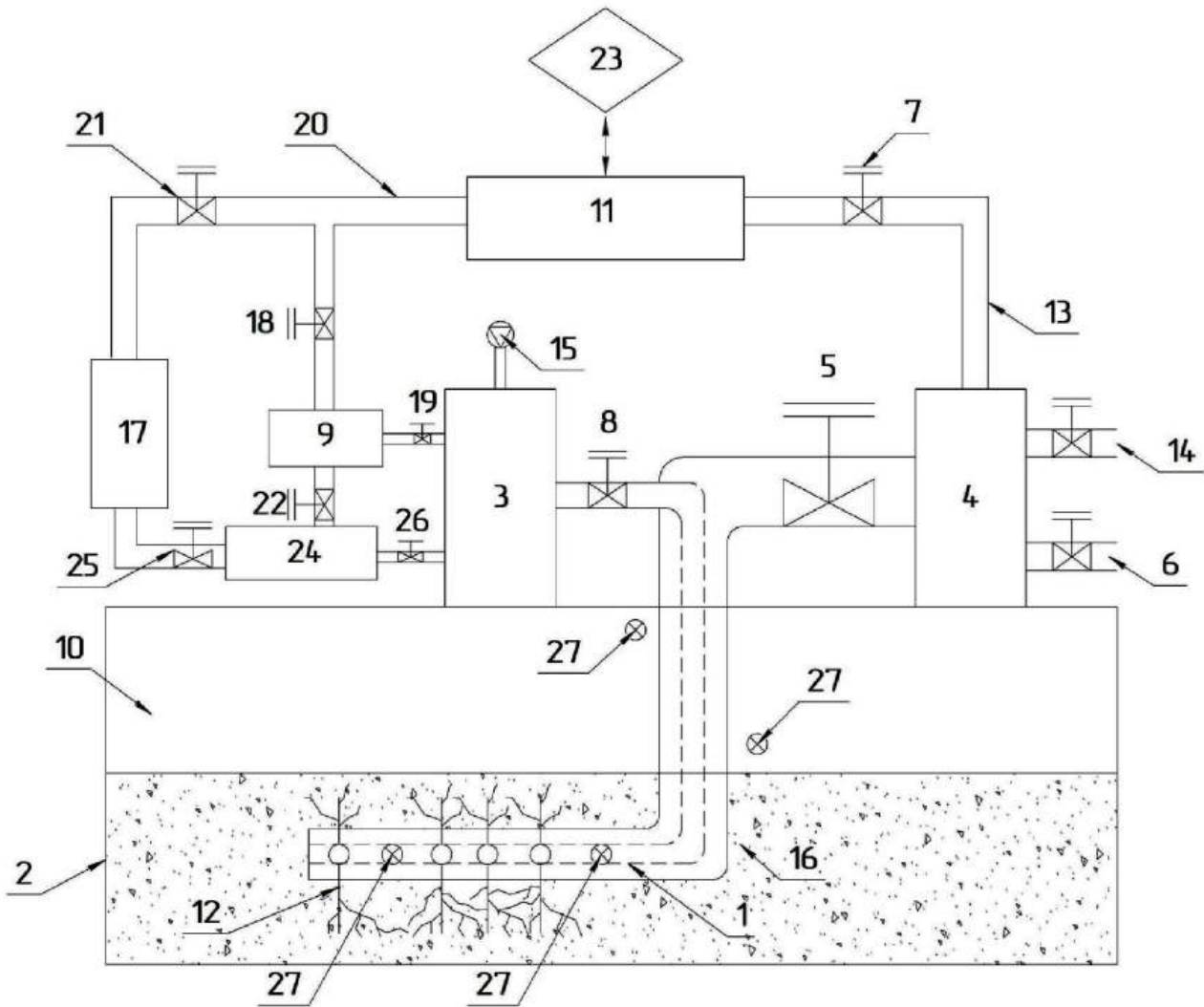
(57) Abstract:

FIELD: hydraulic fracturing.

SUBSTANCE: in the method of nitrogen hydraulic fracturing of a formation, after drilling a horizontal well for the extraction of shale hydrocarbons, a line for transporting the mixture (1) is laid from the wellhead to the target section of the formation (2), the wellhead is connected to a device for mixing the mixture (3), in which a process mixture of liquid nitrogen, guar gum and proppant is prepared at a proppant concentration in the range of 4.5-5.5 kg/m³. During the process of preparing the process mixture, the released gas is fed to a gas utilization device (4), where it is purified from impurities and cooled to a temperature of minus 120 °C. Before feeding the process mixture, the mixture transport line (1) is purged with dry nitrogen. After the liquid nitrogen concentration reaches at least 99%, the control system (23) gives a command to complete the purge. Then liquid nitrogen from the liquid nitrogen storage device (9) is fed into a high-pressure nitrogen tank (24), where the pressure P₁ is maintained in the range from 0.1 to 1 MPa. Next, liquid nitrogen is

directed through the mixture transport line (1) into the contact zone with the rock (10) in the section of the formation (2), which leads to the development of an artificial network of cracks (12). The gaseous nitrogen formed during evaporation is transported through the nitrogen discharge pipeline (13) to the gas utilization device (4), and then through the hydrocarbon release valve (14) is fed to the nitrogen liquefaction device (11) for its return to the cycle. The process mixture is pumped into the horizontal section of the well (16) using a device for creating high pressure (17). The nitrogen supply is regulated through the gas supply valve (21). When the pressure in the formation P₂ reaches 50 MPa and the temperature in the treatment zone stabilizes, the supply of liquid nitrogen is stopped. After completion of injection, the process is soaked for 2 to 4 hours, sealing the well.

EFFECT: increase in hydrocarbon recovery from a low-permeability and low-porosity oil and gas formation, and environmentally friendly production of hydrocarbon raw materials.



Фиг. 1

Изобретение относится к технической области гидроразрыва пласта сланцевых углеводородов, в частности, к методу безводного гидроразрыва пласта, пригодному для повышения углеводородоотдачи низкопроницаемого и низкопористого нефтегазового пласта путём проведения азотного гидроразрыва после предварительной

5 обработки жидким азотом.

Известен пенно-азотный ГРП (Маслаков П.С., Вакорин Е.В., Кустышев Д.А. Оценка возможности проведения пенно-азотного гидроразрыва пласта в сеноманской залежи // Геология, география и глобальная энергия. - 2010. - №3 (38). - С. 88-93), который

10 включает закачку в скважину под высоким давлением не только гель с проппантом определённой концентрации, но и инертный газ - азот. Благодаря этому достигается большая проводимость образованной трещины разрыва. Одновременно азот существенно облегчает последующее после ГРП освоение скважины, так как по истечении нескольких часов все компоненты жидкости разрыва распадаются на

15 составляющие, и тем самым призабойная зона пласта получает минимальный загрязняющий эффект.

Способ показал низкую эффективность при проведении на березовской свите, расположенной в верхней части разреза выше сеноманской залежи. Березовская свита не имеет промышленных запасов газа; запасы газа здесь относятся к категории трудноизвлекаемых; породы, слагающие пласт, характеризуются крайне низкой

20 проницаемостью и состоят из однородных аргиллитоподобных глин. Учитывая, что сеноманская залежь, имеющая в настоящее время аномально низкое пластовое давление и высокую степень обводнённости, то именно по этой причине эффект от пенно-азотного ГРП не оправдал своего ожидания. Причём скважину из-за выноса газированной жидкости освоить не удалось. Это связано с тем, в процессе ГРП в призабойной зоне

25 искусственно образовалась зона с более высокой степенью проницаемости, нежели собственно в пласте. По этой причине содержащиеся в нижележащей сеноманской залежи вода и газ устремились именно в эту зону за счёт создавшейся в непроницаемой глинистой перемычке гидродинамической связи, а не к трещине разрыва. К тому же анализ результатов пенно-азотного ГРП на березовской свите показывает, что трещина

30 разрыва получила вертикальное развитие, а не горизонтальное, как было запланировано изначально, в результате не удалось получить более высокую достоверность проектируемого профиля трещины.

Известен способ гидравлического разрыва пласта (патент RU №2507389, опубл. 20.02.2014 г.), включающий закачку в пласт смеси жидкости разрыва с расклинивающим

35 агентом, в качестве расклинивающего агента применяют газовые кристаллогидраты, закачку производят при термобарических условиях существования последних. После разрыва пласта газовые кристаллогидраты разлагаются с выделением из них газовой фазы, дополнительно расклинивающей макро- и микротрещины разрыва пласта. При этом закачку смеси жидкости разрыва с расклинивающим агентом, разрыв пласта и

40 разложение кристаллогидратов производят одно- или многократно.

Недостаток способа заключается в том, что этот метод малопроизводителен и применим только на глубинах более 700 м. При понижении давления газогидрат из хрупкой кристаллической структуры распадается на газ и воду. При низких температурах высвободившаяся вода обратно превращается в лёд (замерзает) и препятствует выходу

45 газа. Нагревание является наиболее приемлемым способом разложения газового гидрата на газ и воду. Однако энтальпия плавления газового гидрата (в сочетании с метаном) оценивается как 3,06 кДж/г, а водяной лёд плавится (для сравнения) при теплоте потребления 2,83 кДж/г. Это требует высоких энергетических затрат на процесс

разложения газового гидрата.

Известен способ гидравлического разрыва пласта сверхкритическим диоксидом углерода (Галимов Д.И., Савенок О.В. Гидравлический разрыв пласта сверхкритическим диоксидом углерода в условиях низкопроницаемого коллектора // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). - 2022. - №4. - С. 289-295), который включает замену традиционной жидкости гидравлического разрыва пласта на сверхкритический диоксид углерода с целью повышения эффективности мероприятия в условиях низкопроницаемого коллектора нефти и газа. При использовании ScCO_2 в качестве жидкости гидравлического разрыва пласта его сверхкритическое состояние в пластовых условиях не нарушается вследствие того, что критические значения давления и температуры диоксида углерода в большинстве случаев являются ниже пластовых. Гидравлический разрыв пласта сверхкритическим диоксидом углерода позволяет получить множественные трещины неправильной формы, которые с большой вероятностью вызовут вторичные трещины в породе, соединяя при этом естественные с искусственными и образуя сложную сеть.

Недостатками данного способа являются: 1) слабая изученность метода в реальных условиях, эффективность использования ScCO_2 обусловлена, главным образом, результатами лабораторных исследований; 2) дополнительные затраты, уменьшающие экономическую привлекательность проекта; 3) риск загрязнения подземных вод и нарушение экологической обстановки района проведения работ.

Известен способ разрыва пласта с использованием азота высокого давления и жидкого азота низкой температуры для увеличения добычи нефти и газа (CN109707360 High pressure nitrogen-low temperature liquid nitrogen composite fracturing method for oil and gas production increasing, опубл. 03.05.2019 г.), который заключается в том, что в процессе разрыва породы высокотемпературный высоконапорный азот и низкотемпературный жидкий азот вводятся в пласт поочерёдно и многократно. Такой подход устраняет недостаток традиционного гидроразрыва, при котором образуется, как правило, только одна основная трещина. Вместо этого в пласте формируется разветвлённая система трещин большого объёма, что существенно повышает эффективность увеличения нефте- и газоотдачи.

Недостаток данного способа состоит в том, что из-за низкой вязкости азот не может транспортировать достаточное количество проппанта. В результате трещины быстро схлопываются и добыча снижается. Это - ключевое ограничение в масштабном применении технологии. Поэтому критично повысить способность трещин оставаться открытыми после завершения закачки азота.

Известен способ безводного разрыва породы с предварительной закачкой жидкого азота и последующим разрывом азотом для добычи углеводородов из пластов с низкой проницаемостью (патент CN №113309519, опубл. 27.08.2021 г.), принятый за прототип, который создаёт трещины в породе вокруг скважины за счёт низкой температуры, а затем азот проникает глубже, создавая сложную сеть трещин. Это решает проблему развития трещин при безводном разрыве и увеличивает добычу углеводородов.

Недостаток способа заключается в ограниченной эффективности при высоких пластовых давлениях и нестабильности термодинамических условий, что может приводить к неполному испарению азота и снижению его вытесняющего эффекта. Кроме того, использование жидкого азота требует дополнительных затрат на криогенное оборудование и транспортировку, что увеличивает себестоимость операции в отдалённых и труднодоступных регионах.

Техническим результатом является повышение эффективности проведения безводного

гидроразрыва пласта и экологической чистоты добычи и полноты извлечения углеводородного сырья.

Технический результат достигается тем, что после бурения горизонтальной скважины для добычи сланцевых углеводородов укладывают линию транспортировки смеси (1) от устья скважины до целевого участка пласта (2), устье скважины соединяют с устройством для перемешивания смеси (3), в котором осуществляют подготовку технологической смеси из жидкого азота, гуаровой камеди и проппанта при концентрации проппанта в диапазоне 4,5-5,5 кг/м³, в процессе приготовления технологической смеси выделяющийся газ направляют в устройство для утилизации газа (4), где производят его очистку от примесей и охлаждение до температуры минус 120°С, перед подачей технологической смеси выполняют продувку линии транспортировки смеси (1) сухим азотом, для этого поэтапно открывают клапан сброса газа добывающей скважины (5), клапан для впуска азота (6), клапан впуска азотного газа (7) и перепускной клапан подачи жидкости гидроразрыва пласта (8), формируя циркуляционный контур, осуществляют контроль температуры и давления датчиками контроля температуры и давления в пластовых условиях (27), которые передают данные в систему управления (23), после достижения концентрации жидкого азота не менее 99 % система управления (23) даёт команду на завершение продувки, затем жидкий азот из устройства хранения жидкого азота (9) подают в ёмкость для азота высокого давления (24), где поддерживают давление P1 в диапазоне от 0,1 до 1 МПа, далее жидкий азот по линии транспортировки смеси (1) направляют в зону контакта с горной породой (10) на участке пласта (2), что приводит к развитию искусственной сети трещин (12), газообразный азот, образующийся при испарении, транспортируют по трубопроводу сброса азота (13) в устройство для утилизации газа (4), а затем через клапан выпуска углеводородов (14) направляют в устройство для сжижения азота (11) для его возврата в цикл, технологическую смесь закачивают в горизонтальный участок скважины (16) устройством для создания высокого давления (17) через перепускной клапан подачи жидкости ГРП (8), клапан подачи жидкости (18) и клапан выпуска жидкого азота (19) для регулирования подачи, подачу азота регулируют через клапан подачи газа (21), при достижении в пласте давления P2 до 50 МПа и стабилизации температуры в зоне обработки, зафиксированной датчиками контроля температуры и давления в пластовых условиях (27), прекращают подачу жидкого азота и закрывают клапаны: клапан для впуска азота (6), клапан впуска азотного газа (7), клапан подачи жидкости (18), клапан выпуска жидкого азота (19) и клапан регулирования давления газа (22), газообразный азот, оставшийся в системе, направляют в устройство для сжижения азота (11) и затем в ёмкость для азота высокого давления (24), после завершения нагнетания проводят технологическую выдержку в течение от 2 до 4 ч, герметизируя скважину, по завершении выдержки открывают клапан сброса газа добывающей скважины (5), клапан для впуска азота (6), клапан впуска азотного газа (7), клапан выпуска жидкого азота (19), клапан регулирования давления газа (22) и клапан контроля подачи газа (25), после стабилизации температурных условий и завершения изменений, фиксируемых датчиками контроля температуры и давления в пластовых условиях (27), окончательно прекращают подачу жидкого азота и закрывают клапан для впуска азота (6), клапан впуска азотного газа (7), клапан выпуска жидкого азота (19), клапан регулирования давления газа (22) и клапан контроля подачи газа (25), если при выполнении гидроразрыва пласта не достигаются требуемые параметры трещиноватости и проницаемости, повторяют технологические этапы от продувки до завершения нагнетания для получения требуемого результата, затем открывают впускной клапан азотного газа (26) и подают

газ в скважину для начала промышленной добычи сланцевых углеводородов.

Способ поясняется следующими фигурами:

фиг. 1 - общая схема способа;

фиг. 2 - график зависимости глубины зоны трещиноватости от давления;

5 фиг. 3 - график влияния концентрации проппанта на проницаемость;

фиг. 4 - график эффективности фазовых переходов азота, где:

1 - линия транспортировки смеси;

2 - участок пласта;

3 - устройство для перемешивания смеси;

10 4 - устройство для утилизации газа;

5 - клапан сброса газа, добывающей скважины;

6 - клапан для впуска азота;

7 - клапан впуска азотного газа;

8 - перепускной клапан подачи жидкости ГРП;

15 9 - устройство хранения жидкого азота;

10 - горная порода;

11 - устройство для сжижения азота;

12 - искусственная сеть трещин;

13 - трубопровод сброса азота;

20 14 - клапан выпуска углеводородов;

15 - дозатор для добавки гуаровой камеди;

16 - горизонтальный участок скважины;

17 - устройство для создания высокого давления;

18 - клапан подачи жидкости;

25 19 - клапан выпуска жидкого азота;

20 - трубопровод транспортировки газа и жидкости;

21 - клапан подачи газа;

22 - клапан регулирования давления газа;

23 - система управления;

30 24 - ёмкость для азота высокого давления;

25 - клапан контроля подачи газа;

26 - впускной клапан азотного газа;

27 - датчик контроля температуры и давления в пластовых условиях.

35 После бурения горизонтальной скважины для добычи сланцевых углеводородов трубопровод линии транспортировки смеси 1 (фиг. 1) укладывают от устья скважины до целевого участка пласта 2. Устье скважины соединяют с устройством для перемешивания смеси 3, в котором осуществляют подготовку технологической смеси. Технологическая смесь представляет собой состав из жидкого азота, гуаровой камеди и проппанта.

40 В процессе приготовления смеси выделяющийся газ направляют в устройство для утилизации газа 4, где производится его очистка от примесей и охлаждение до температуры -120°C для обеспечения безопасности процесса и защиты системы от загрязнений.

45 Перед подачей технологической смеси выполняют продувку линии транспортировки смеси 1 сухим азотом. Для этого поэтапно открывают клапан сброса газа добывающей скважины 5, клапан для впуска азота 6, клапан впуска азотного газа 7 и перепускной клапан подачи жидкости ГРП 8, формируя циркуляционный контур. Контроль температуры и давления осуществляют датчики контроля температуры и давления в

пластовых условиях 27, передающие данные в систему управления 23. После достижения концентрации жидкого азота не менее 99 % система управления 23 даёт команду на завершение продувки.

Затем жидкий азот из устройства хранения жидкого азота 9 подают в ёмкость для азота высокого давления 24, где поддерживается давление P_1 в диапазоне от 0,1 до 1 МПа. Далее жидкий азот по линии транспортировки смеси 1 направляют в зону контакта с горной породой 10 на участке пласта 2. Воздействие жидкого азота приводит к развитию искусственной сети трещин 12. Глубина зоны трещиноватости определяется по логарифмической зависимости:

$$L_{тр} = k \cdot \ln \left(\frac{P_1}{P_{пл}} \right), \quad (1)$$

где $L_{тр}$ - глубина зоны трещиноватости, м;

k - эмпирический коэффициент;

P_1 - давление закачки азота, МПа;

$P_{пл}$ - пластовое давление, МПа.

Газообразный азот, образующийся при испарении, транспортируют по трубопроводу сброса азота 13 в устройство для утилизации газа 4, а затем через клапан выпуска углеводородов 14 направляют в устройство для сжижения азота 11 для его возврата в цикл.

Эффективность фазового перехода азота при рециркуляции определяют по формуле:

$$E_{фп} = \frac{m_{сж}}{m_{газ}} \cdot 100 \%, \quad (2)$$

где $E_{фп}$ - эффективность фазового перехода;

$m_{сж}$ - масса вновь сжиженного азота;

$m_{газ}$ - масса испарённого азота.

На следующем этапе в технологическую смесь дозатором для добавки гуаровой камеди 15 вводят гуаровую камедь. Смесь закачивают в горизонтальный участок скважины 16 устройством для создания высокого давления 17 через перепускной клапан подачи жидкости ГРП 8, клапан подачи жидкости 18 и клапан выпуска жидкого азота 19 для регулирования подачи.

Проппант транспортируют азотом по трубопроводу транспортировки газа и жидкости 20 в концентрации до 5 кг/м^3 . Массовую концентрацию проппанта определяют по формуле:

$$C_{пр} = \frac{Q_{тр} \cdot \rho_{пр}}{V_{см}}, \quad (3)$$

где $C_{пр}$ - массовая концентрация проппанта, кг/м^3 ;

$Q_{тр}$ - требуемый объём проппанта, м^3 ;

$\rho_{пр}$ - плотность проппанта, кг/м^3 ;

$V_{см}$ - объём рабочей смеси, м^3 .

Подачу азота регулируют через клапан подачи газа 21 для поддержания требуемого давления и однородности смеси. При необходимости проводят дополнительную закачку

газообразного азота через клапан регулирования давления газа 22.

При достижении в пласте давления P_2 до 50 МПа и стабилизации температуры в зоне обработки, зафиксированной датчиками контроля температуры и давления в пластовых условиях 27, прекращают подачу жидкого азота и закрывают клапаны: клапан для
5 впуска азота 6, клапан впуска азотного газа 7, клапан подачи жидкости 18, клапан выпуска жидкого азота 19 и клапан регулирования давления газа 22. Газообразный азот, оставшийся в системе, направляют в устройство для сжижения азота 11 и затем в ёмкость для азота высокого давления 24.

После завершения нагнетания проводят технологическую выдержку в течение от 2
10 до 4 часов, герметизируя скважину. За это время молекулы азота диффундируют в породу, развивая вторичную трещиноватость. Давление в замкнутом объёме контролируется датчиками контроля температуры и давления в пластовых условиях 27 и системой управления 23, а полученные данные сохраняются для последующего анализа.

По завершении выдержки открывают клапан сброса газа добывающей скважины
15 5, клапан для впуска азота 6, клапан впуска азотного газа 7, клапан выпуска жидкого азота 19 и клапан регулирования давления газа 22. При необходимости проводят повторный ввод технологической смеси для дополнительного развития трещиноватости.

После стабилизации температурных условий и завершения изменений, фиксируемых
20 датчиками контроля температуры и давления в пластовых условиях 27, окончательно прекращают подачу жидкого азота и закрывают клапан для впуска азота 6, клапан впуска азотного газа 7, клапан выпуска жидкого азота 19, клапан регулирования давления газа 22 и клапан контроля подачи газа 25. Затем открывают впускной клапан азотного газа 26 и подают газ в скважину для начала промышленной добычи сланцевых
25 углеводородов.

Если при выполнении гидроразрыва пласта не достигаются требуемые параметры трещиноватости и проницаемости, осуществляют повторную настройку системы и повторяют технологические этапы от продувки до завершения нагнетания для получения
требуемого результата.

Способ объясняется следующими примерами.

Пример 1. Определение эффективного давления нагнетания жидкого азота для
создания устойчивой трещиноватости. В условиях скважины глубиной 2800 м проведено моделирование воздействия давления подачи жидкого азота на глубину и форму
микротрещин. При нагнетании азота при давлении $P = 30$ МПа в зоне контакта с горной
35 породой наблюдается формирование микротрещин на расстоянии до 7 м от стенки скважины. Когда давление увеличивалось до 50 МПа, зона воздействия расширилась на 40 %, однако прирост глубины трещиноватости замедлялся. Оптимальным значением давления нагнетания является значение в диапазоне от 30 до 40 МПа, так как оно обеспечивает формирование стабильной сети трещин при минимальных расходах
40 жидкого азота (табл. 1). По данным расчёта по формуле (1) построен график (фиг. 2), который отражает зависимость глубины трещиноватости от давления нагнетания. Анализ графика показал, что при достижении давления свыше 45 МПа увеличение зоны трещиноватости существенно снижается, что указывает на нецелесообразность дальнейшего повышения давления с точки зрения экономичности и
45 ресурсоэффективности.

Таблица 1 - Зависимость глубины зоны трещиноватости от давления жидкого азота

Давление, МПа	Глубина зоны трещиноватости, м
---------------	--------------------------------

30	7,0
35	9,0
40	9,8
50	11,2

Пример 2. Определение эффективной концентрации низкотемпературного проппанта. В ходе испытаний в программном комплексе tNavigator в горизонтальном участке скважины длиной 1000 м сравнивались результаты закачки при различных концентрациях проппанта. При концентрации 3 кг/м³ наблюдалось преждевременное оседание материала в скважине. При увеличении концентрации до 5 кг/м³ достигнуто равномерное распределение проппанта по длине горизонтального ствола, что обеспечило увеличение проницаемости пласта на 22 % (см. табл. 2). При концентрации, превышающей 6 кг/м³, отмечалось частичное закупоривание микротрещин и, как следствие, снижение дебита. Таким образом, оптимальным значением концентрации проппанта является значение в диапазоне 4,5-5,5 кг/м³.

При расчёте по формуле (2) построен график (фиг. 3), отражающий влияние концентрации проппанта на проницаемость пласта. Анализ графика подтвердил наличие оптимума в зоне 5 кг/м³, за пределами которого положительный эффект снижается из-за гидродинамического сопротивления и агрегации частиц проппанта.

Таблица 2 - Влияние концентрации проппанта на проницаемость пласта

Концентрация проппанта, кг/м ³	Увеличение проницаемости, %
3	9
4	16
5	22
6	18

Пример 3. Оценка устойчивости рециркуляционного цикла жидкого азота. Для подтверждения работоспособности рециркуляционной схемы жидкий азот после испарения улавливался специальным устройством, повторно сжижался в установке для сжижения, а затем накапливался в ёмкости высокого давления. В ходе трёх последовательных циклов повторного использования эффективность фазового перехода составляла 89-92 % (табл. 3), при этом потери не превышали 8% от первоначального объёма. При расчёте по формуле (3) построен график (фиг. 4), отражающий динамику изменения доли сжиженного азота в зависимости от количества циклов. График демонстрирует, что, начиная с третьего цикла, эффективность стабилизируется, что указывает на устойчивость процесса при многократном использовании.

Таблица 3 - Эффективность фазовых переходов азота

Цикл повторного использования	Эффективность сжижения, %
1	91
2	89
3	92

Таким образом, разработанный способ гидроразрыва пласта с применением жидкого азота (LN₂) в сочетании с гелеобразующим компонентом - гуаровой камедью - обеспечивает комплексное криогенное воздействие на породу, способствующее формированию развитой и устойчивой сети трещиноватости в сланцевых коллекторах. За счёт резкого температурного градиента и фазового перехода «вода - лёд» в насыщенных породах происходит локальное увеличение объёма, что инициирует

дополнительное раскрытие и разветвление трещин. Введение гуаровой камеди в состав рабочей жидкости повышает её вязкость, обеспечивая равномерное распределение проппанта по объёму пласта и стабильное удержание трещин в открытом состоянии. Это снижает давление разрыва, уменьшает необходимый объём рабочей жидкости и сокращает временные затраты на подготовку скважины к эксплуатации.

Повышение эффективности безводного разрыва пласта и экологичности добычи достигается за счёт применения жидкого азота в качестве основного рабочего агента, исключающего загрязнение водных ресурсов. Такой состав смеси, состоящий из жидкого азота, гуаровой камеди и проппанта, обеспечивает баланс между текучестью и способностью удерживать проппант, что способствует формированию устойчивой сети трещин. Рециркуляция и повторное сжижение азота минимизируют выбросы и затраты, а многоступенчатый контроль температуры и давления повышает точность и безопасность процесса. Всё это увеличивает полноту извлечения углеводородов и снижает экологическую нагрузку.

(57) Формула изобретения

Способ проведения азотного гидроразрыва пласта, характеризующийся тем, что после бурения горизонтальной скважины для добычи сланцевых углеводородов укладывают линию транспортировки смеси (1) от устья скважины до целевого участка пласта (2), устье скважины соединяют с устройством для перемешивания смеси (3), в котором осуществляют подготовку технологической смеси из жидкого азота, гуаровой камеди и проппанта при концентрации проппанта в диапазоне 4,5-5,5 кг/м³, в процессе приготовления технологической смеси выделяющийся газ направляют в устройство для утилизации газа (4), где производят его очистку от примесей и охлаждение до температуры минус 120°C, перед подачей технологической смеси выполняют продувку линии транспортировки смеси (1) сухим азотом, для этого поэтапно открывают клапан сброса газа добывающей скважины (5), клапан для впуска азота (6), клапан впуска азотного газа (7) и перепускной клапан подачи жидкости гидроразрыва пласта (8), формируя циркуляционный контур, осуществляют контроль температуры и давления датчиками контроля температуры и давления в пластовых условиях (27), которые передают данные в систему управления (23), после достижения концентрации жидкого азота не менее 99 % система управления (23) даёт команду на завершение продувки, затем жидкий азот из устройства хранения жидкого азота (9) подают в ёмкость для азота высокого давления (24), где поддерживают давление P_1 в диапазоне от 0,1 до 1 МПа, далее жидкий азот по линии транспортировки смеси (1) направляют в зону контакта с горной породой (10) на участке пласта (2), что приводит к развитию искусственной сети трещин (12), газообразный азот, образующийся при испарении, транспортируют по трубопроводу сброса азота (13) в устройство для утилизации газа (4), а затем через клапан выпуска углеводородов (14) направляют в устройство для сжижения азота (11) для его возврата в цикл, технологическую смесь закачивают в горизонтальный участок скважины (16) устройством для создания высокого давления (17) через перепускной клапан подачи жидкости ГРП (8), клапан подачи жидкости (18) и клапан выпуска жидкого азота (19) для регулирования подачи, подачу азота регулируют через клапан подачи газа (21), при достижении в пласте давления P_2 до 50 МПа и стабилизации температуры в зоне обработки, зафиксированной датчиками контроля температуры и давления в пластовых условиях (27), прекращают подачу жидкого азота и закрывают клапаны: клапан для впуска азота (6), клапан впуска азотного газа (7), клапан подачи жидкости (18), клапан выпуска жидкого азота (19) и

клапан регулирования давления газа (22), газообразный азот, оставшийся в системе, направляют в устройство для сжижения азота (11) и затем в ёмкость для азота высокого давления (24), после завершения нагнетания проводят технологическую выдержку в течение от 2 до 4 ч, герметизируя скважину, по завершении выдержки открывают клапан сброса газа добывающей скважины (5), клапан для впуска азота (6), клапан впуска азотного газа (7), клапан выпуска жидкого азота (19), клапан регулирования давления газа (22) и клапан контроля подачи газа (25), после стабилизации температурных условий и завершения изменений, фиксируемых датчиками контроля температуры и давления в пластовых условиях (27), окончательно прекращают подачу жидкого азота и закрывают клапан для впуска азота (6), клапан впуска азотного газа (7), клапан выпуска жидкого азота (19), клапан регулирования давления газа (22) и клапан контроля подачи газа (25), если при выполнении гидроразрыва пласта не достигаются требуемые параметры трещиноватости и проницаемости, повторяют технологические этапы от продувки до завершения нагнетания для получения требуемого результата, затем открывают впускной клапан азотного газа (26) и подают газ в скважину для начала промышленной добычи сланцевых углеводородов.

20

25

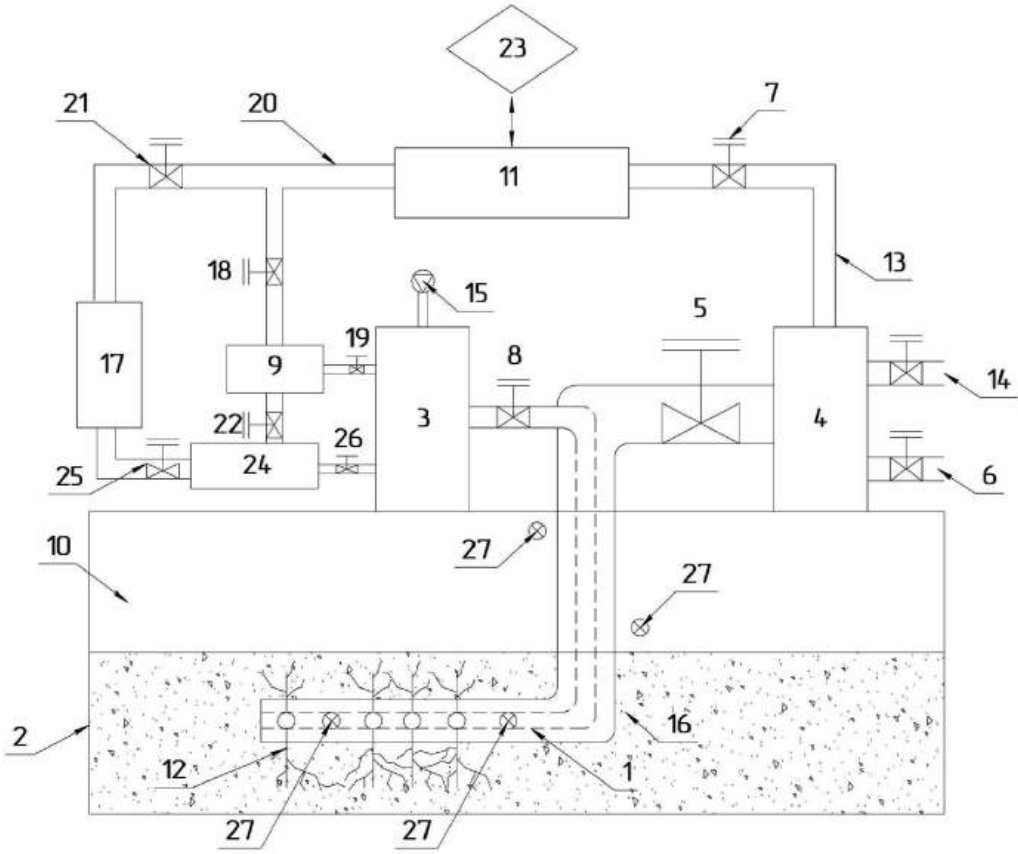
30

35

40

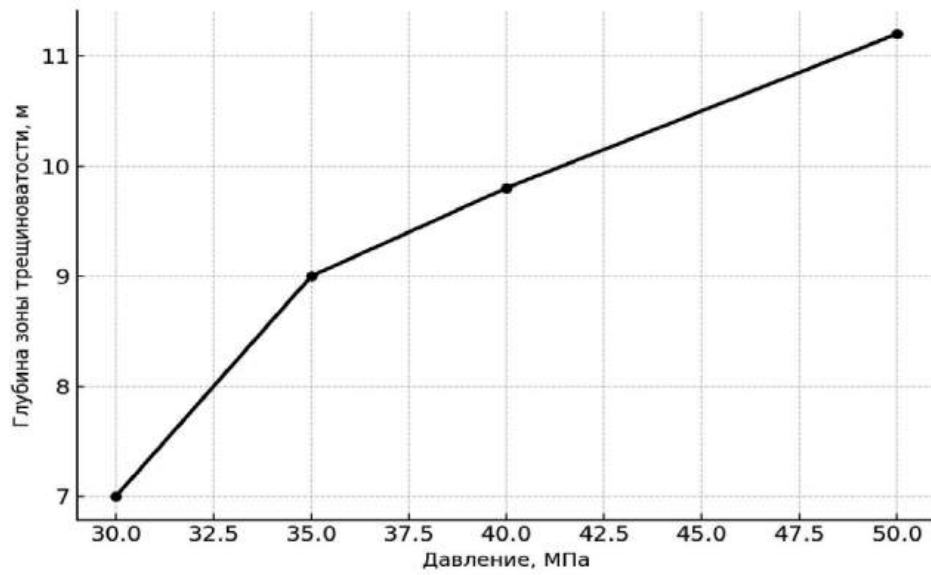
45

1

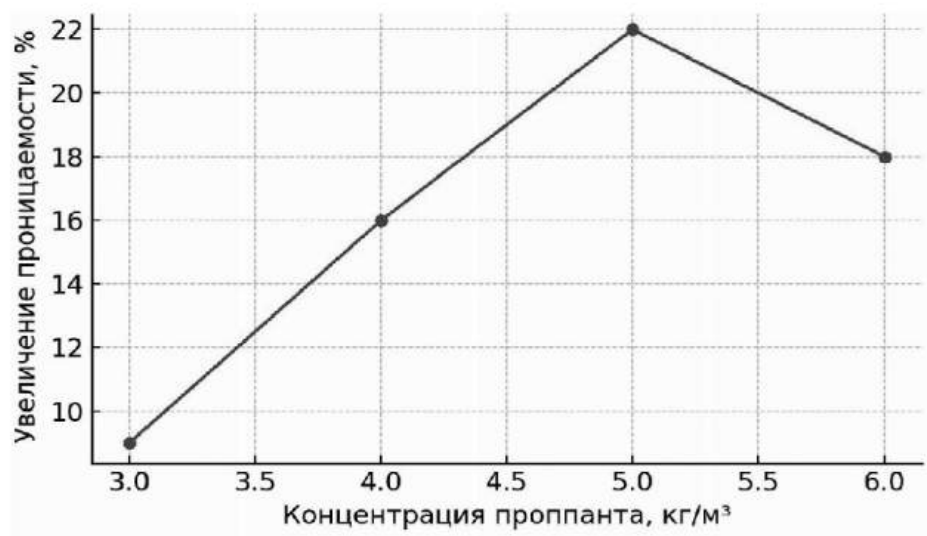


Фиг. 1

2



Фиг. 2



Фиг. 3



Фиг. 4