



СОЮЗ СОВЕТСКИХ
СОЦИАЛИСТИЧЕСКИХ
РЕСПУБЛИК

ОПУБЛИКОВАНО
ДЛЯ СЛУЖЕБНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ ЭКЗ. №
Б. Н. 18 96 № 9/II

000110

(19) **SU** (11) **1389348**

A

(50) **6** Е 21 В 43/00

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ СССР
ПО ДЕЛАМ ИЗОБРЕТЕНИЙ И ОТКРЫТИЙ

ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К АВТОРСКОМУ СВИДЕТЕЛЬСТВУ

(21) 4045167/22-03

(22) 28.03.86

(71) Печорский государственный науч-
но-исследовательский и проектный инс-
титут нефтяной промышленности

(72) В.Г.Сансиев

(53) 622.276.5 (088.8)

(56) Патент США № 3664425, кл. 266 -
303, опублик. 1972.

Авторское свидетельство СССР
№ 998732, кл. Е 21 В 36/00, 1983.

Патент США № 3397745, кл. 166-57,
опублик. 1968.

(54) СПОСОБ ТЕПЛОВОЙ ИЗОЛЯЦИИ КОЛОН-
НЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И УСТ-
РОЙСТВО ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

(57) Изобретение относится к нефте-
газодобывающей пром-ти. Цель изоб-
ретения - повышение эффективности
и надежности теплоизоляции при одно-
временном снижении материальных и
энергетических затрат. Откачивают
среду из кольцевого пространства, об-
разованного внутренней и наружной
коаксиально установленными колоннами
труб, посредством вакуумного насоса.
Закачивают теплоноситель в пласт или

отбирают продукцию из пласта, перио-
дически изменяют теплодинамические
или гидродинамические параметры теп-
лоносителя или отбираемой пробы. Уст-
ройство для реализации данного спосо-
ба содержит вакуумный насос, распо-
ложенный в нижней части кольцевого
пространства, образованного внутрен-
ней 1 и наружной 2 колоннами труб.
Колонна труб 1 жестко связана с дву-
мя последовательно соединенными меж-
ду собой плунжерами 4 и 6. Колонна
2 соединена с последовательно соеди-
ненными между собой цилиндрами 5 и
7 с образованием рабочей камеры 12.
Полость последней сообщается с коль-
цевым пространством и пространством
для выкида откачиваемой среды пос-
редством клапанов 9, 10. Клапан 9
расположен в плунжере 4, а клапан
10 - в канале 19 для выкида откачи-
ваемой жидкости. Вследствие того, что
откачка из системы осуществляется в
нижней части, в первую очередь отво-
дится жидкая фаза и тяжелые газооб-
разные фракции. 2 с. 1 з.п. ф-лы.
8 ил.

(19) **SU** (11) **1389348** **A**

РПФ РПФ-К

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности и может быть использовано для повышения эффективности тепловой изоляции скважин.

Целью изобретения является повышение эффективности и надежности теплоизоляции при одновременном снижении материальных и энергетических затрат.

Сущность способа тепловой изоляции колонны насосно-компрессорных труб в скважине, включающего откачку среды из кольцевого пространства, образованного внутренней и наружной коаксиально установленными колоннами труб, посредством вакуумного насоса и закачку теплоносителя в пласт или отбор из пласта продукции заключается в том, что при закачке теплоносителя в пласт или при отборе из пласта продукции периодически изменяют теплодинамические и гидродинамические параметры теплоносителя или отбираемой из пласта продукции.

На фиг. 1 показана схема, иллюстрирующая пример конкретного осуществления способа создания системы вакуумной теплоизоляции для нагнетания теплоносителя в скважину (или для отбора продукции из пласта); на фиг. 2 - 5 представлены варианты исполнения нижней части системы с изменением местоположения клапанов рабочей камеры; на фиг. 6, 7 и 8 представлены варианты исполнения нижней части устройства с последовательно установленными дифференциальными насосами.

Устройство для тепловой изоляции колонны насосно-компрессорных труб включает (см. фиг. 1) внутреннюю колонну труб 1, наружную колонну труб 2, центраторы 3, размещенные на одной из колонн и обеспечивающие их насосное (коаксиальное) расположение. Колонны 1 и 2 жестко и герметично соединены в верхней части на устье скважины, а на нижней части их установлен насос, состоящий из двух последовательно соединенных пар цилиндр-плунжер 5, 4 и 7, 6, обеспечивающих герметизацию межтрубного пространства 8 и продольное возвратно-поступательное движение колонн труб 1 и 2. Верхний плунжер 4 и ступень цилиндра 5 снабжены клапанами 9 и 10, обеспечивающими отвод газожидкостной сре-

ды из кольцевого межтрубного пространства 8.

Плунжеры насоса 4 и 6 герметично и жестко соединены между собой и с внутренней колонной труб 1 посредством ствола 11 с внутренним сквозным каналом, а наружный ряд труб жестко соединен с двумя последовательно соединенными цилиндрами 5 и 7 с образованием замкнутой кольцевой рабочей камеры 12, изменяющей свой объем при перемещении плунжеров 4 и 6 в цилиндрах 5 и 7. Отвод газожидкостной среды из межтрубного пространства 8 осуществляется через отверстия в полом верхнем плунжере 4 и через клапан 9 в рабочую камеру 12 и в зависимости от места установки клапана 10 - в затрубное 13 или внутритрубное пространство.

В представленном на фиг. 1 варианте исполнения нижней части устройства - вакуумного насоса диаметр верхней сопрягаемой пары плунжер-цилиндр 4, 5 больше диаметра нижней сопрягаемой пары плунжер-цилиндр 6, 7, но меньше внутреннего диаметра наружной колонны труб 2. Клапан 10 установлен между цилиндрами 5, 7 и обеспечивает переток среды из рабочей камеры 12 в затрубное пространство при ходе плунжеров 4, 6 вниз.

На фиг. 2 представлен вариант исполнения нижней части устройства - вакуумного насоса с установкой на стволе 11 клапана 10, сообщающего рабочую (кольцевую замкнутую) камеру 12 вакуумного насоса с внутритрубным пространством системы при ходе плунжеров 4 и 6 вниз (или при ходе цилиндров 5 и 7 вверх). Диаметр верхней сопрягаемой пары плунжер-цилиндр 4, 5 меньше внутреннего диаметра наружной колонны труб 2 и больше диаметра нижней сопрягаемой пары плунжер-цилиндр 6, 7.

На фиг. 3 представлен вариант исполнения нижней части устройства - вакуумного насоса с установкой между цилиндрами 5 и 7 клапана 10, сообщающего рабочую (кольцевую замкнутую) камеру 12 вакуумного насоса с затрубным пространством системы при ходе плунжеров 4 и 6 вверх (или при ходе цилиндров 5 и 7 вниз относительно плунжеров 4 и 6). Диаметр верхней сопрягаемой пары плунжер-цилиндр 4

и 5 меньше диаметра нижней сопрягаемой пары плунжер-цилиндр 6,7.

На фиг. 4 представлен вариант исполнения нижней части устройства - вакуумного насоса с установкой между плунжерами 4 и 6 клапана 10, сообщающего рабочую камеру 12 вакуумного насоса с внутритрубным пространством системы при ходе плунжеров 4 и 6 вверх (или при ходе цилиндров 5,7 вниз). Диаметр верхней сопрягаемой пары плунжер-цилиндр 4-5 меньше диаметра нижней сопрягаемой пары плунжер-цилиндр 6,7.

На фиг.5 представлен вариант исполнения нижней части устройства - вакуумного насоса с установкой между цилиндрами 5 и 7 клапана 9, сообщающего рабочую камеру 12 вакуумного насоса с межтрубным пространством 8 по каналу между верхним цилиндром 5 и корпусом, соединяющим цилиндр 7 с наружной колонной труб 2.

На фиг.6 представлен вариант с последовательно установленными вакуумными насосами. Внутренняя колонна труб 1 жестко и герметично посредством стволов соединена с плунжерами 4, 6, 14, а наружная колонна труб 2 жестко и герметично соединена с цилиндрами 5, 7, 15 с образованием рабочих камер 12 и 16, изменяющих свои объемы при перемещении плунжеров 4, 6, 14 в цилиндрах 5, 7, 15. Между цилиндрами 5, 7 и 7, 15 и в плунжерах 4, 14 установлены клапаны 9, 10, 17, 18. Отвод жидкости и газа из межтрубного пространства 8 осуществляется через полый плунжер 4, клапан 9, камеру 12, клапан 10, канал 19, клапан 17, рабочую камеру 16, клапан 18 в затрубное или внутритрубное пространство (в зависимости от места установки клапана 18). Внутренний диаметр сопрягаемой пары цилиндр-плунжер 5, 4 меньше внутреннего диаметра наружной колонны труб 2 и больше диаметра сопрягаемой пары цилиндр-плунжер 7,6, а диаметр пары 15,14 больше диаметра пары 7,6.

На фиг. 7 и 8 представлены варианты, аналогичные варианту 6, отличающиеся тем, что диаметр сопрягаемой пары цилиндр-плунжер 15,14 меньше диаметра пары 7,6.

Для сокращения тепловпотерь от внутренней колонны труб 1 за счет теплового излучения одна из колонн

труб (внутренняя 1 или наружная 2) или обе могут быть выполнены с отражающими покрытиями, например, фольевыми, а в межтрубном пространстве 8 может быть размещен на одной из колонн труб теплоизоляционный материал, например, из чередующихся слоев базальтового холста и алюминиевой фольги.

С целью предупреждения воздействия высоких температур и повреждения скважины, направления потока теплоносителя в разрабатываемый объект, затрубное пространство скважины между наружной колонной труб 2 и эксплуатационной колонной может перекрываться пакером (над или под насосом парами цилиндр-плунжер), а для предотвращения утечек вверх в надпакерную зону и воспламенения - заполняться инертным газом под давлением (например, азотом).

Для уменьшения тепловпотерь и трения центраторы 3 могут быть изготовлены из антифрикционного материала с низкими коэффициентами теплопроводности и теплового расширения. Это исключит наличие тепловых мостов, заеданий, которые могут возникнуть при взаимном перемещении колонн труб.

Устройство (фиг.1) монтируется в следующей последовательности. Дифференциальный цилиндр 5,7 с клапаном 10 спускается на наружной колонне труб 2, затем спускается дифференциальный плунжер 4,6 со стволом 11 и клапаном 9 на внутренней колонне труб 1 с центраторами 3.

Способ осуществляется следующим образом.

По внутренней (нагнетательной) колонне труб 1 нагнетают теплоноситель в скважину (или отбирают из пласта продукцию). Нагнетательная система, скважина и горные породы нагреваются. В результате температурной деформации колонны труб 1 и 2 удлиняются. В соответствии с законом теплообмена нагнетательной системы со скважиной и горными породами температура внутренней (нагнетательной) колонны труб 1 будет выше температуры наружной колонны труб 2, поэтому удлинение внутренней колонны труб 1 будет больше наружной колонны труб 2. Вследствие жесткого соединения колонн труб 1 и 2 в верхней части (на устье скважины) температурная де-

формация их относительно друг друга обеспечивается двумя последовательно соединенными парами цилиндр-плунжер 4, 5 и 6, 7 (дифференциальным насосом), установленными в нижней части колонн труб 1 и 2. Герметично и жестко соединенные между собой и с внутренней колонной труб 1 посредством ствола 11 плунжеры 4 и 6 перемещаются вниз относительно цилиндров 5 и 7, объем кольцевой замкнутой камеры 12 уменьшается, клапаны 9 и 10 закрыты. Газожидкостная система, находящаяся в кольцевой замкнутой камере 12, сжимается, давление ее возрастает. При превышении давления газожидкостной системы в камере 12 давления в скважине 13, клапан 10 открывается и газожидкостная система из камеры 12 срабатывается (вытесняется) в затрубное пространство 13. В конце хода плунжера 4 и 6 вниз клапан 10 закрывается.

Затем изменяют, например снижают, термодинамические или гидродинамические параметры закачиваемого теплоносителя или отбираемой продукции. В соответствии с законом теплообмена системы со скважиной и горными породами температура внутренней (нагнетательной) колонны труб 1 снижается на большую величину, чем наружной колонны труб 2, поэтому внутренняя колонна труб 1 сокращается на существенно большую величину, чем наружная колонна труб 2. Плунжеры 4 и 6 перемещаются вверх относительно цилиндров 5 и 7, клапаны 9 и 10 закрыты. Объем кольцевой замкнутой камеры 12 увеличивается, давление газожидкостной системы в ней снижается и при его снижении до давления в кольцевом межтрубном пространстве 8 клапан 9 открывается и газожидкостная система из кольцевого межтрубного пространства 8 поступает в камеру 12. В конце хода плунжеров 4 и 6 вверх клапан 9 закрывается.

Далее циклы работы повторяются.

Термодинамические параметры закачиваемого в скважины теплоносителя (например, влажного водяного пара) могут быть изменены путем регулирования (изменения) давления теплоносителя на устье скважины. Так как для влажного водяного пара температура однозначно определяется давлением, то со снижением давления снижа-

ется и температура. Регулирование давления пара может быть осуществлено запорной или регулирующей арматурой, установленной, например, на устье скважины.

Для капельного теплоносителя (например, горячей или перегретой воды) изменение температуры в скважине не может быть достигнуто путем регулирования температуры теплоносителя, вырабатываемого непосредственно промышленным источником — парогенератором или водогрейной установкой, или путем регулирования расхода закачиваемого теплоносителя запорной или регулирующей арматурой, установленной на устье скважины.

Для эксплуатационной добывающей скважины термодинамические параметры (температура) регулируются путем изменения гидродинамических параметров, т.е. путем изменения расхода отбираемой продукции запорной или регулирующей арматурой, установленной на устье скважины.

Во всех случаях термодинамического или гидродинамического (расход) изменения параметров потока достигается регулирование термодинамического параметра рабочего агента (теплоносителя или отбираемой продукции) — температуры, а значит и температуры внутренней колонны труб и, как следствие, изменение ее длины в результате температурной деформации, при этом температурной деформацией наружной колонны пренебрегают вследствие ее незначительности.

Регулирование температуры потока теплоносителя или продукции скважины позволяет осуществлять вакуумирование нагнетательной системы.

Регулирование (периодичность изменения температуры теплоносителя или отбираемой продукции) может быть установлено расчетным или опытным путем и определяется необходимой глубиной вакуумирования межтрубного пространства системы, спецификой условий применения.

Например, для условий закачки влажного пара температура теплоносителя на устье скважины может изменяться от 336,63 до 99,63°C при снижении давления от 14,0 до 0,1 МПа (периодическая отсечка подачи пара). Если для оценочных расчетов принято, что температура внутренней (нагнета-

тельной) колонны труб соответствует температуре пара, а наружной колонны $\sim 90^\circ\text{C}$ постоянно в процессе работы и не изменяется при изменении температуры закачиваемого пара, то относительное перемещение низа внутренней (нагнетательной) и наружной колонн составит $\sim 3,45$ м при их длине 1000 м.

Периодичность регулирования температуры может составлять от 10 мин до часов.

Глубина вакуумирования межтрубного пространства зависит от длины хода плунжера, величины мертвого пространства дифференциального насоса, давления в скважине и утечек в межтрубное пространство.

При величине мертвого пространства $S_m = 0,05$ м, длине хода плунжера 3,45 м, давлении скважинной среды на уровне насоса 10,0 МПа в межтрубном пространстве абсолютное давление будет 0,076 МПа (0,76 ата).

Последовательная установка дифференциальных насосов в нижней части системы позволяет увеличить глубину вакуумирования межтрубного пространства 8, а значит существенно повысить термическое сопротивление теплопередачи (снизить коэффициент теплопередачи). Для рассмотренных условий ($S_m = 0,05$, $S = 3,45$ м, $P_c = 100$ ат) давление в межтрубном пространстве в зависимости от количества насосов равно (МПа):

| | |
|---|-------------|
| 1 | 0,755 |
| 2 | 0,00037 |
| 3 | 0,00000431 |
| 4 | 0,000000032 |

Таким образом, последовательной установкой нескольких дифференциальных насосов в системе можно добиться глубокого вакуума в межтрубном пространстве.

Для условий отбора продукции температура на входе в систему в скважине может меняться от 80 до 50°C на выходе из системы на устье. После изменения режима отбора, снижения дебита скважины запорной или регулирующей арматурой на устье температура газожидкостного потока понизится до 60 и 25°C соответственно на входе и выходе из системы или примет температуру окружающих горных пород после остановки скважины. Таким образом

средняя температура внутренней колонны труб в процессе реализации способа может меняться от $\sim 65^\circ\text{C}$ при отборе продукции до 40°C при снижении дебита скважины или до 23°C при остановке скважины. Время изменения температуры (снижения) составит соответственно ~ 20 и 60 мин и более.

Средняя температура наружной колонны труб для всех случаев будет практически одинакова (23°C). При длине колонн труб системы 1000 м изменение средней температуры внутренней колонны обеспечит длину хода плунжера на 0,29 м и 0,48 м соответственно.

Периодичность регулирования температуры определяется в основном герметичностью системы, утечками в парах цилиндр-плунжер и может составлять от 30 мин и более.

Система (фиг. 1 - 8) может быть собрана на базе насосно-компрессорных труб и полых штанг 114/73; 60,3; 48; 42, 102/63,3; 48; 42, 89/48; 42; 73/48; 42 со следующими соотношениями герметизирующих пар цилиндр-плунжер (например, аналогичных базе стандартных скважинных штанговых насосов) 93/70; 57; 44; 38; 33; 29, 70/57; 44; 38; 33; 29, 57/44; 38; 33; 29, 44/38; 33; 29, 38/33; 29, 33/29.

Способ может быть реализован и при непрерывной закачке теплоносителя или при непрерывном отборе продукции. При этом вакуумирование может быть обеспечено путем изменения температуры наружной колонны труб периодической подкачкой теплоносителя или отбором продукции по затрубному пространству, так как изменение температуры наружного ряда труб вызывает изменение ее длины в результате температурной деформации, при этом температурной деформацией внутренней колонны пренебрегают вследствие ее незначительности.

Перед осуществлением способа может быть осуществлено предварительное вытеснение жидкости из межтрубного пространства газом путем его подачи в межтрубное пространство (например, инертным газом) и последующей его выпуск из межтрубного пространства.

Таким образом, за счет изменения термодинамических или гидродинамических параметров закачиваемого в сква-

жину по системе теплоносителя или отбираемой из пласта продукции и, как следствие, температурной деформации колонн труб обеспечивается возвратно-поступательное перемещение наружной и внутренней (нагнетательной) колонн труб 1 и 2 относительно друг друга и работа вакуумного насоса, а значит и откачка газожидкостной среды из кольцевого межтрубного пространства 8 насосом, установленным в нижней части системы вакуумной изоляции, и достигается необходимая глубина вакуумирования кольцевого межтрубного пространства.

Вследствие того, что откачка из системы осуществляется в нижней части, в первую очередь отводится жидкая фаза и тяжелые газообразные фракции, которые существенно увеличивают эффективный коэффициент теплопроводности среды, находящейся в межтрубном пространстве. Это обеспечивает высокую эффективность и надежность вакуумирования, а значит и теплоизоляции.

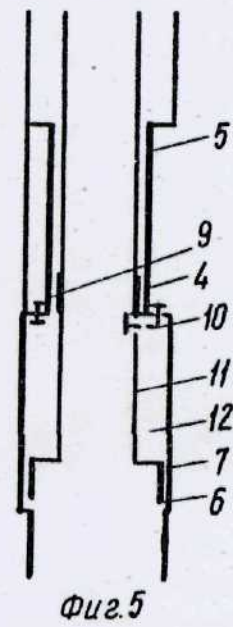
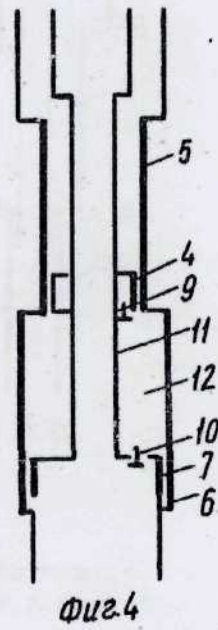
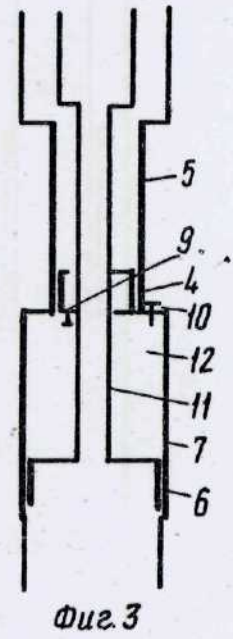
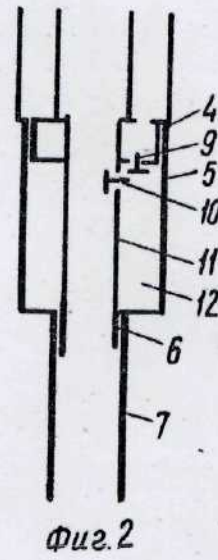
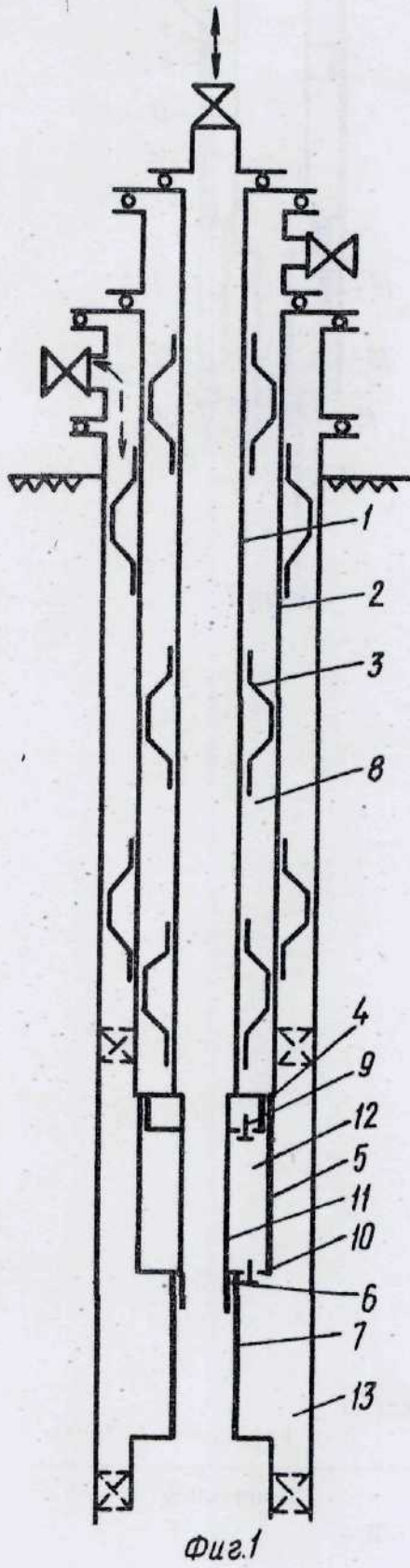
Ф о р м у л а и з о б р е т е н и я

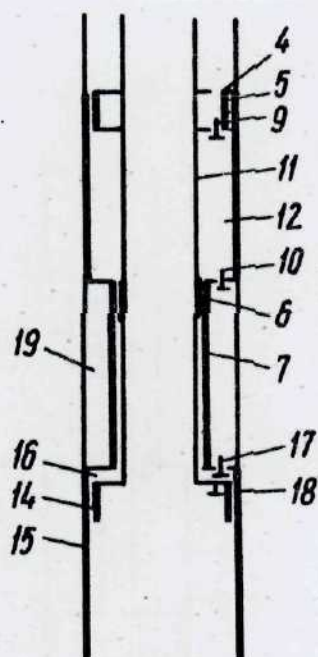
1. Способ тепловой изоляции колонны насосно-компрессорных труб в скважине, включающий откачку среды из кольцевого пространства, образованного внутренней и наружной коаксиально установленными колоннами труб посредством вакуумного насоса и закачку теплоносителя в пласт или отбор из пласта продукции, отличающийся тем, что, с целью повышения эффективности и надежности теплоизоляции при одновременном снижении материальных и энергетических затрат, при закачке теплоносителя в пласт или при отборе из пласта продукции периодически изменяют термодинамические

и гидродинамические параметры теплоносителя или отбираемой из пласта продукции.

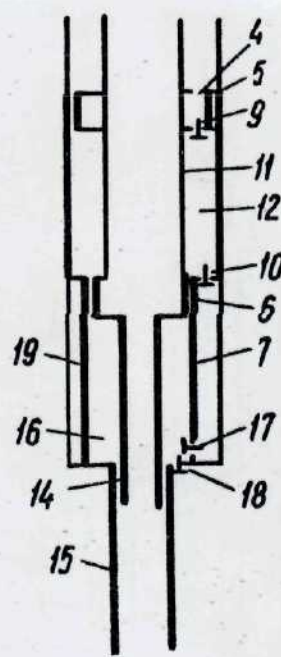
2. Устройство для тепловой изоляции колонны насосно-компрессорных труб в скважине, включающее коаксиально расположенные внутреннюю и наружную колонны труб с центраторами на одной из них, образующие кольцевое пространство, и вакуумный насос, содержащий цилиндры с плунжерами и клапанами, отличающееся тем, что, с целью повышения эффективности и надежности теплоизоляции при одновременном снижении материальных и энергетических затрат, вакуумный насос расположен в нижней части кольцевого пространства, причем внутренняя колонна труб жестко связана с двумя последовательно соединенными между собой плунжерами, а наружная колонна труб жестко связана с двумя последовательно соединенными между собой цилиндрами с образованием рабочей камеры, полость которой сообщается с кольцевым пространством и пространством для выкида откачиваемой среды посредством клапанов, один из которых расположен в верхнем плунжере, а другой — в канале для выкида откачиваемой среды.

3. Устройство по п.2, отличающееся тем, что, вакуумный насос выполнен многоступенчатым, при этом внутренняя колонна труб жестко связана с последовательно соединенными плунжерами, наружная колонна труб жестко связана с последовательно соединенными цилиндрами с образованием сообщающихся между собой посредством клапанов рабочих камер, полость последней из которых соединена посредством клапана с выкидом для откачиваемой среды.

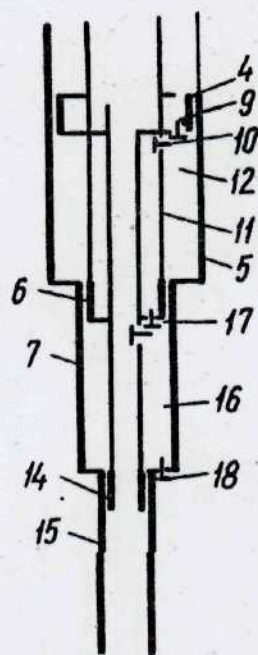




Фиг. 6



Фиг. 7



Фиг. 8

Редактор Г.Мозжечкова

Составитель В.Борискина
Техред А.Кравчук

Корректор А.Тяско

Заказ 238/ДСП

Тираж 410

Подписное

ВНИИПИ Государственного комитета СССР
по делам изобретений и открытий
113035, Москва, Ж-35, Раушская наб., д. 4/5

Производственно-полиграфическое предприятие, г. Ужгород, ул. Проектная, 4