



СОЮЗ СОВЕТСКИХ
СОЦИАЛИСТИЧЕСКИХ
РЕСПУБЛИК

96 13

000071

для служебного пользования ЭКЗ №

SU (11) 1635631

A2

(51)6 Е 21 В 43/00

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ
ПО ИЗОБРЕТЕНИЯМ И ОТКРЫТИЯМ
ПРИ ГНТИ СССР

ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ И АВТОРСКОМУ СВИДЕТЕЛЬСТВУ

(61) 1556161
(21) 4656607/03
(22) 27.02.89

(71) Печорский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности

(72) В.Г.Сансиев

(53) 622.276 (088.8)

(56) Авторское свидетельство СССР
№ 1389348, кл. Е 21 В 43/00, 1986.

Авторское свидетельство СССР
№ 1556161, кл. Е 21 В 43/00, 1986.

(54) ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ТЕПЛОЙ ИЗОЛЯЦИИ КОЛОННЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

(57) Изобретение относится к добыче нефти. Цель - повышение эффективности теплоизоляции за счет отвода газожидкостной среды с низкой плотностью из межтрубного пространства. Для этого герметизирующая подвижная

2

пара связана с верхней частью цилиндра и плунжера верхней части колонны насосно-компрессорных труб и образует рабочую камеру устьевого насоса. Камера посредством обратных клапанов связана с межтрубным пространством и выкидной линией или атмосферой, или внутритрубным пространством. Во всех случаях термодинамического или гидродинамического изменения параметров потока достигается регулирование гидродинамического параметра рабочего агента - температуры, значит и температуры внутренней колонны труб и, как следствие, изменение ее длины в результате температурной деформации. Регулирование т-ры потока теплоносителя или продукции скважины позволяет осуществить вакуумирование нагнетательной системы. 5 з.п.ф-лы, 6 ил.

Изобретение относится к способам добычи нефти и может быть использовано для повышения эффективности тепловой изоляции при нагнетании теплоносителей и эксплуатации нефтяных скважин.

Цель изобретения - повышение эффективности теплоизоляции путем отвода газожидкостной среды с низкой плотностью из межтрубного пространства в верхней части оборудования, снижение материалоемкости и энергетических затрат.

На фиг.1 показано оборудование для тепловой изоляции колонны насосно-

компрессорных труб в исходном состоянии; на фиг.2 - то же в момент закачки теплоносителя или отбора продукции; на фиг.3 - вариант расположения клапанов устьевого насоса; на фиг. 4,5,6 представлены варианты исполнения верхней части оборудования с сальниковым уплотнением, с изменением местоположения цилиндров и клапанов рабочей камеры устьевого насоса.

Оборудование для тепловой изоляции колонны НКТ (см.фиг.1) включает внутреннюю колонну НКТ 1, наружную колонну НКТ 2, центраторы 3, разме-

09 SU (11) 1635631 A2

115,070-К1

ценные на одной из колонн и обеспечивающие их насосное (коаксиальное) расположение. В нижней части колонн НКТ установлен насос (вакуумный), состоящий из цилиндра 4 и плунжера 5, обеспечивающих разобщение (герметизацию) межтрубного пространства 6 и продольное возвратно-поступательное движение колонн НКТ 1 и 2. Плунжер 5 и цилиндр 4 имеют клапаны 7 и 8, обеспечивающие отвод газожидкостной среды из кольцевого межтрубного пространства 6. Плунжер 5 герметично и жестко соединен с внутренней колонной НКТ 1 и имеет сквозной канал 9, а цилиндр 4 жестко и герметично соединен с наружной колонной НКТ 2 с образованием замкнутой кольцевой рабочей камеры 10, изменяющей свой объем при перемещении плунжера 5 в цилиндре 4. Отвод газожидкостной среды из межтрубного пространства 6 осуществляется через канал 11 и клапан 7 в полость плунжера 5, рабочую камеру 10 и клапан 8 цилиндра в затрубное или внутритрубное пространство.

В верхней части оборудования установлен цилиндр 12, жестко связанный с арматурой 13 межтрубного пространства и образующий с наружной колонной труб 2 канал 14, и жестко связанный в верхней части с внутренней колонной труб 1 плунжер 15, установленный с возможностью осевого перемещения и взаимодействия с цилиндром 12. Цилиндр 12 и плунжер 15 в верхней части снабжены жестко связанной с ними герметизирующей подвижной парой, установленной с возможностью образования устьевого вакуумного насоса для откачки газожидкостной среды низкой плотности из кольцевого межтрубного пространства.

Герметизирующая подвижная пара может быть выполнена в виде цилиндра 16 и плунжера 17 (см. фиг. 1, 2) при этом плунжеры 15 и 17 герметично и жестко соединены между собой посредством ствола 18 и с внутренней колонной НКТ 1 с внутренним сквозным каналом 19 и образуют с цилиндрами 12, 16 замкнутую рабочую камеру 20 устьевого вакуумного насоса, изменяющую свой объем при перемещении плунжера 15, 17 в цилиндрах 12, 16. Верхний плунжер 17 и ступень цилиндров 12, 16 снабжены клапанами 21 и 22. Отвод газожидкостной среды низкой плотности из межтрубного пространства осуществля-

ется через канал 14 между наружной колонной НКТ 2 и цилиндром 12, клапан 22 цилиндров 12, 16, рабочую камеру 20, клапан 21 и канал 23 плунжера 17 и далее в выкидную линию или атмосферу 24, а также во внутритрубное пространство при применении обору-
 5
 10
 15
 20
 25
 30
 35
 40
 45
 50
 55

дования при фонтанном глубинно-штанго-
 (УСН) и электроцентробежном (УЭН) способах эксплуатации.

На фиг. 1, 2 диаметр верхней сопрягаемой пары цилиндр 16 - плунжер 17 больше диаметра нижней сопрягаемой пары цилиндр 12 - плунжер 15. Месторасположение обратных клапанов может быть различным (см. фиг. 3).

На фиг. 4 - вариант исполнения верхней части оборудования, в котором верхняя герметизирующая подвижная пара выполнена в виде сальника 25 и полированного штока 26, обратные клапаны 22, 21, связывающие межтрубное пространство 6 с выкидной линией или атмосферой 24, или внутритрубным пространством, установлены в верхней части цилиндра 12, при этом диаметр верхней герметизирующей пары 25, 26 насоса меньше диаметра нижней герметизирующей пары 12, 15.

На фиг. 5 - вариант исполнения

верхней части оборудования, в котором вакуумный насос находится внутри наружной колонны НКТ 2, устьевой арматуры 13 межтрубного пространства и арматуры 27 эксплуатационной колонны.

На фиг. 5 - вариант исполнения верхней части оборудования, в котором вакуумный насос находится внутри наружной колонны НКТ 2 и устьевой арматуры, всасывающий 22 и нагнетательный 21 клапаны насоса расположены между цилиндрами 12 и 16 устьевого вакуумного насоса, рабочая камера 20 сообщена с атмосферой (или выкидной линией или внутритрубным пространством), посредством обводного канала 28. Все варианты исполнения верхней части оборудования могут быть использованы как в нагнетательной скважине при закачке теплоносителя в пласт, так и в эксплуатационных скважинах, фонтанных и оборудованных установками с глубинно-штанговыми (СШН) и электроцентробежными (ЭШН) насосами.

Для повышения эффективности работы оборудования при закачке теплоносителя в пласт и при фонтанной экспл-

атации в исходном положении при крайнем верхнем положении плунжера нижнего насоса плунжер устьевго насоса расположен в крайнем нижнем положении.

Для повышения эффективности работы оборудования при эксплуатации скважин установками СШН и ЭШН плунжеры верхнего и нижнего насосов установлены в однозначном положении с возможностью одновременного перемещения вверх или вниз совместно с внутренней колонной.

Оборудование работает следующим образом.

По внутренней (нагнетательной) колонне НКТ 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, чем наружной колонны труб 2. Масса колонны труб 1 больше, чем наружной колонны труб 2. Масса колонны труб 1 больше силы гидростатического давления скважинной среды на плунжер 5 и колонну труб 1, поэтому температурная деформация их относительно друг друга обеспечивает вначале за счет перемещения в нижней герметизирующей паре плунжер 5, цилиндр 4 дифференциального насоса. Герметично и жестко соединенный с внутренней колонной труб 1 плунжер 5 перемещается вниз относительно цилиндра 4, объем кольцевой замкнутой камеры 10 (рабочей камеры) уменьшается, клапаны 7 и 8 закрыты. Газожидкостная система, находящаяся в рабочей камере 10, сжимается, давление ее возрастает. При превышении давления газожидкостной системы в рабочей камере 10 давления в скважине клапан 8 открывается и газожидкостная среда из камеры 10 стравливается (вытесняется) в скважину (или во внутреннюю колонну труб). При дальнейшем повышении температуры колонны труб 1 и дальнейшем температурном удлинении ее плунжер 5 перемещает-

ся вниз до упора в ступеньку цилиндра 4, при этом мертвое пространство вакуумного насоса равно нулю (или стремится к нулю), и далее температурная деформация обеспечивается перемещением в верхних парах цилиндр 12, плунжер 15 и цилиндр 16, плунжер 17.

Плунжеры 17, 15, жестко и герметично соединенные с внутренней колонной НКТ 1, упираются в ступеньку цилиндров 16, 12 и затем перемещаются вверх в цилиндрах 16, 12. Объем рабочей камеры 20 увеличивается, давление в ней снижается и при достижении давления менее давления среды в межтрубном пространстве 6 клапан 22 открывается и среда с низкой плотностью поступает в камеру 20. Длину внутренней 1 и наружной 2 колонн труб подбирают таким образом, чтобы обеспечить упор (замыкание) дифференциального плунжера 5 в ступень цилиндра 4 при минимальной разности температур колонн 1 и 2 в цикле нагнетания теплоносителя или отбора продукции. В этом случае гарантируется сведение мертвого пространства вакуумных насосов для отвода газожидкостной среды высокой плотности в нижней части системы и для отвода среды низкой плотности в верхней части системы, а значит глубокое вакуумирование замкнутого кольцевого межтрубного пространства 6.

Затем 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. Сокращение длины колонны труб 1 приводит к движению верхней части колонны труб 1 с плунжерами 15, 17 вниз, посадке плунжеров 17, 15 на ступень цилиндров 16, 12, затем к выборке продольно-винтового изгиба и сжатия и в последнюю очередь к движению плунжера 5 вверх относительно цилиндра 4.

При перемещении плунжеров 17, 15 в цилиндрах 16, 12 объем рабочей камеры 20 уменьшается, давление в ней растет и при превышении давления

атмосферного или в выкидной линии клапан 21 открывается и среда вытесняется из камеры 20. При этом клапан 22 закрыт. При перемещении плунжера 5 вверх относительно цилиндра 4 объем рабочей камеры 10 дифференциального насоса увеличивается, давление газожидкостной системы в ней снижается и при его снижении до давления в кольцевом замкнутом межтрубном пространстве 6 клапан 7 открывается, клапан 8 при этом закрыт, и газожидкостная среда из пространства 6 поступает в рабочую камеру 10. В конце хода плунжера 5 вверх клапан 7 закрывается.

Далее циклы повторяются.

На фиг. 1, 2, 5, 6 величина мертвого пространства рабочих камер верхнего и нижнего вакуумных насосов равна нулю (или стремится к нулю). На фиг. 4 величина мертвого пространства рабочей камеры нижнего насоса равна нулю, а верхнего насоса всегда больше нуля, что обеспечивается соответствующим подбором длин колонн ПКГ 1 и 2.

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 снижается 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 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 пренебрегаем 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.

Перед работой оборудования может быть осуществлено предварительное вытеснение жидкости из межтрубного пространства газом путем его подачи в межтрубное пространство через канал 14 (например, инертным газом) и последующий его выпуск из межтрубного пространства.

Высокие технико-экономические показатели системы обеспечиваются конструктивным выполнением с подвижными герметичными соединениями в нижней и верхней частях системы. Оборудование обеспечивает высокое термическое сопротивление теплопередаче межтрубного пространства, высокую надежность работы, предотвращение поломок и механических повреждений в случае аварийных ситуаций (превышения температуры теплоносителя рабочей температуры).

Ф о р м у л а и з о б р е т е н и я

1. Оборудование для тепловой изоляции колонны насосно-компрессорных труб по авт. св. № 1556161, отличающееся тем, что, с целью повышения эффективности теплоизоляции за счет отвода газожидкостной среды

с низкой плотностью из межтрубного пространства, оно снабжено герметизирующей подвижной парой, связанной с верхней частью цилиндра и плунжера верхней части колонны и образующей рабочую камеру устьевых насосов, причем последняя посредством обратных клапанов связана с межтрубным пространством и выкидной линией или атмосферой, или внутритрубным пространством.

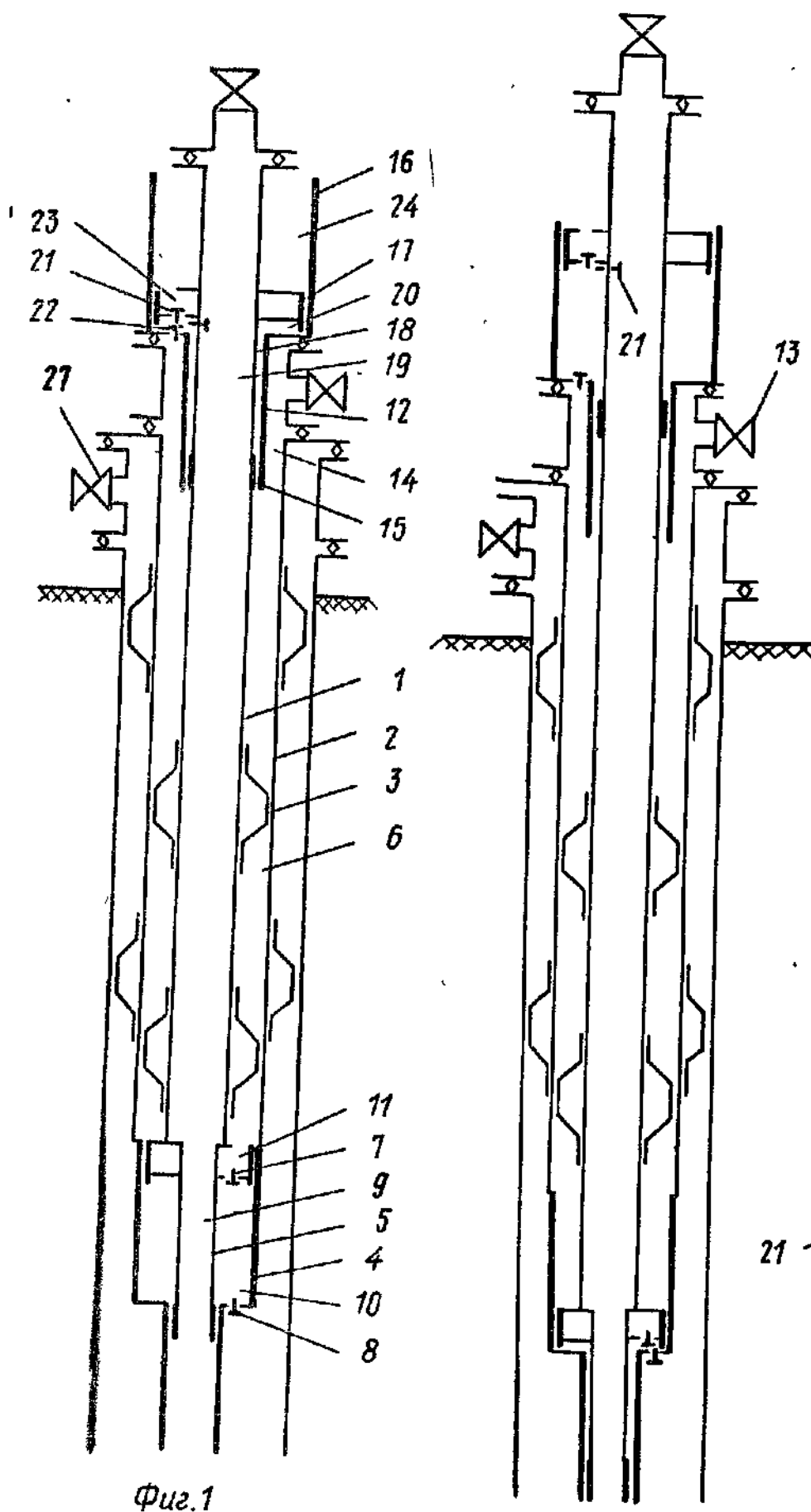
2. Оборудование по п.1, отличающееся тем, что герметизирующая подвижная пара выполнена в виде сальника и полированного штока, обратные клапаны, связывающие межтрубное пространство с выкидной линией или атмосферой, установлены в верхней части цилиндра, при этом диаметр верхней герметизирующей пары меньше диаметра нижней герметизирующей пары.

3. Оборудование по п.1, отличающееся тем, что герметизирующая подвижная пара выполнена в виде цилиндра и плунжера, при этом диаметр верхней герметизирующей пары больше диаметра нижней герметизирующей пары.

4. Оборудование по п.1, отличающееся тем, что рабочая камера устьевых насосов сообщается с выкидной линией или атмосферой через обводной канал, а обратные клапаны установлены в ступени между цилиндрами.

5. Оборудование по п.1, отличающееся тем, что, с целью повышения эффективности его работы при закачке теплоносителя в пласт или отборе продукции из фонтанирующей скважины, в исходном положении при крайнем верхнем положении плунжера нижнего насоса плунжер устьевых насосов расположен в крайнем нижнем положении.

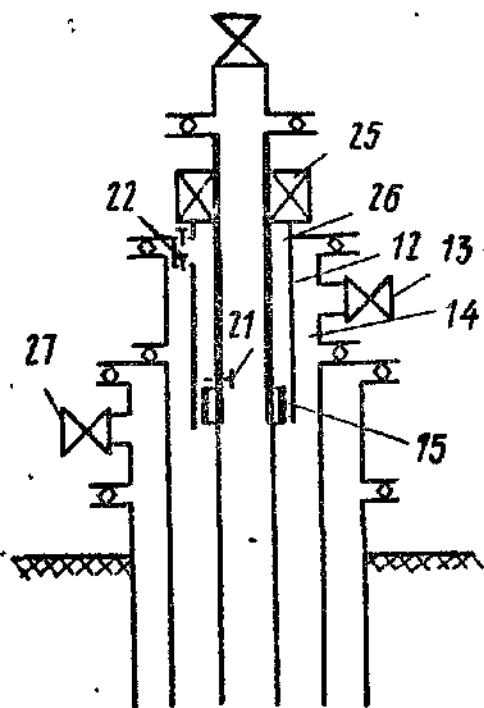
6. Оборудование по п.1, отличающееся тем, что, с целью повышения эффективности его работы при эксплуатации скважин установками СШН и ЭШН, плунжеры верхнего и нижнего насосов установлены в однозначном положении с возможностью одновременного перемещения вверх или вниз совместно с внутренней колонной.



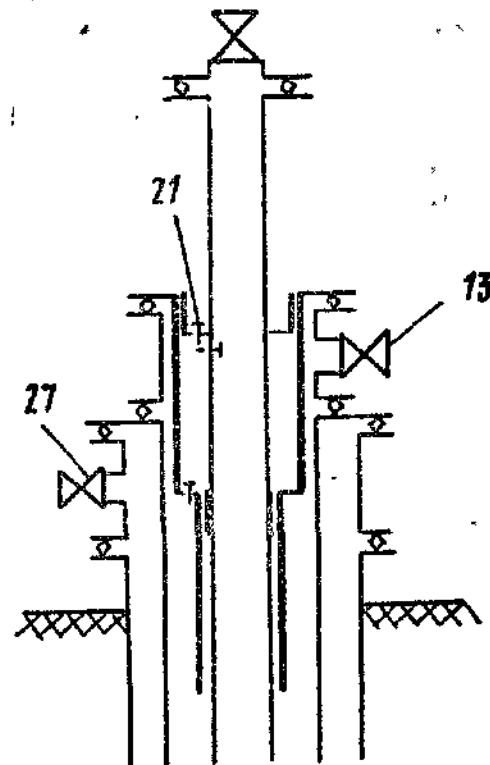
Фиг.1

Фиг.2

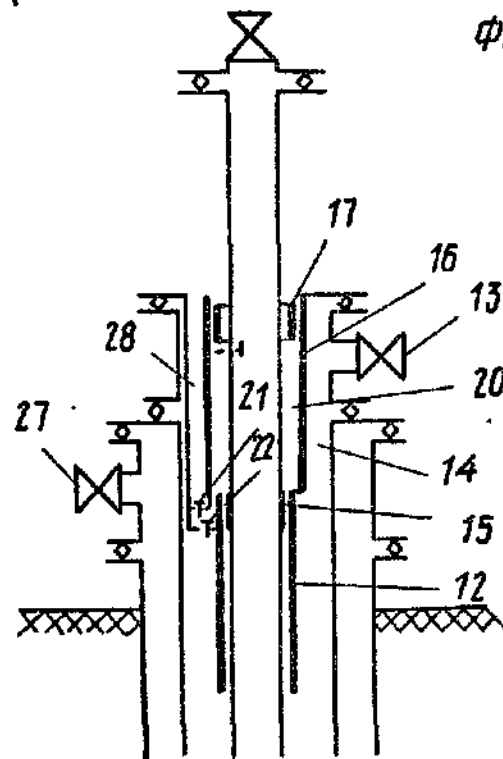
Фиг.3



Фиг. 4



Фиг. 5



Фиг. 6

Составитель Е.Родина
 Редактор Г.Мозжечкова Техред Л.Олийник Корректор А.Обручар

Заказ 1042/ДСП Тираж 210 Подписное
 ВНИИПИ Государственного комитета по изобретениям и открытиям при ГКНТ СССР
 113035, Москва, Ж-35, Раушская наб., д. 4/5

Производственно-издательский комбинат "Патент", г. Ужгород, ул. Гагарина, 101

