



(19) RU (11) 2131017 (13) C1

(51) 6 E 21 B 43/00

РОССИЙСКОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ**  
к патенту Российской Федерации

1

(21) 97111566/03

(22) 08.07.97

(46) 27.05.99 Бюл. № 15

(72) Шарифов Махир Зафар оглы, Леонов В.А., Вершинин Ю.Н., Богданов В.Л., Гулин А.В., Ермолов Б.А., Егорин О.А., Шевелев А.В., Донков П.В.

(71) (73) Шарифов Махир Зафар оглы, Леонов Василий Александрович

(56) RU 2067164 C1, 27.09.96. RU 2059796 C1, 10.05.96. RU 2052080 C1, 10.01.96. RU 2029073 C1, 20.02.95. US 5562161 A1, 08.10.96. FR 2631379 A1, 17.11.89.

Мирзаджанзаде А.Х. Технология и техника добычи нефти.-М.: Недра, 1986, с Л18, 119 и 130. Зайцев Ю.В. Справочное пособие по газлифтному способу эксплуатации скважин.-М.: Недра, 1984, с.32, 66 и 72.

(98) 626440 Нижневартовск, Тюменская обл. ул.Ленина 5А НижневартовскНИПИ-нефть, Газлифтная лаборатория, Шарифову М.З., Леонову В.А

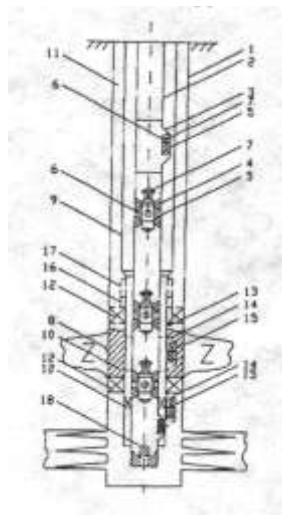
2

(54) СКВАЖИННАЯ УСТАНОВКА

(57) Изобретение предназначено для реконструкции устаревших и изношенных скважин вместо бурения новых, а также для эксплуатации скважины с дефектными эксплуатационными колоннами. Скважинная установка включает спущенные в эксплуатационную колонну труб насосно-компрессорные трубы (НКТ) со скважинными овальными камерами и/или центральными ниппелями, имеющими поперечные каналы и посадочное гнездо со съемным клапаном в виде корпуса с радиальными, осевым и гидравлически соединенными с ним поперечными каналами, уплотнениями и фиксатором, внутри корпуса установлен управляющий элемент, связанный со штоком запорного элемента. До глубины ниже негерметичного участка эксплуатационной колонны труб установлена дополнительная колонна труб, в кольцевом пространстве, образован-

**RU 2131017 C1**

**RU 2131017 C1**



Фиг. 1

3

ном между колоннами труб, установлен цементный мост и/или один или несколько герметично изолирующих их полости разобщителей, при этом НКТ установлены внутри дополнительной колонны труб, причем часть поверхности скважинной овальной камеры над посадочным гнездом съемного клапана выполнена сдавленной с двух сторон во внутреннюю полость и/или корпус съемного

4

клапана в центральном nipple выполнен с внутренними продольными неосевыми сквозными каналами, гидравлически сообщающими полости насосно-компрессорных труб над и под центральным nipple. Изобретение обеспечивает увеличение добычи нефти, повышает срок службы использования скважины и надежность в работе установки. 7 з.п.ф-лы, 5 ил.

## 5

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может быть использовано для реконструкции устаревших и изношенных скважин (например, перевод их с одного эксплуатационного объекта на другой или разукрупнение эксплуатационного объекта путем одновременной или периодической эксплуатации нескольких продуктивных пластов), вместо бурения новых скважин-дублеров, а также для эксплуатации скважины с дефектными (негерметичными) эксплуатационными колоннами или несколькими продуктивными пластами.

Известна скважинная установка (Мирзаджанзаде А.Х. Технология и техника добычи нефти. М., Недра, 1986, с. 118, 129, 130), выбранная в качестве аналога, включающая спущенные в эксплуатационные колонны труб насосно-компрессорные трубы с башмачным обратным клапаном, посадочными узлами с осевыми, неосевыми и радиальными каналами для установки и фиксации пусковых и рабочих клапанов, которые выполнены в виде полого корпуса с седлом и наружными уплотнениями, внутри корпуса установлен управляющий сильфонный элемент, жестко связанный со штоком затвора, установленного с возможностью посадки в седло корпуса.

Известна скважинная установка (Ю.В. Зайцев. Справочное пособие по газлифтному способу эксплуатации скважин. М., Недра, 1984, с. 32, 66, 72), выбранная в качестве ближайшего аналога, включающая спущенные в эксплуатационную колонну труб насосно-компрессорные трубы с башмачным обратным клапаном, с разобщающим пакером и со скважинными овальными камерами, имеющими поперечные каналы и неосевые посадочные гнезда для газлифтных клапанов, выполненных в виде полого корпуса с осевыми и поперечными каналами, уплотнениями и фиксатором, внутри корпуса установлен управляющий сильфонный элемент, связанный со штоком затвора над седлом.

Известна скважинная установка (Патент РФ N 2067164, 6 Е 21 В 43/00, 1996 г.), выбранная в качестве прототипа, включающая спущенные в эксплуатационную колонну труб насосно-компрессорные трубы с башмачным обратным клапаном, посадочным ниппелем с наклонными радиальными каналами, неосевыми сквозными каналами и осевыми проходными сечениями разных внутренних диаметров, в которых соответственно установлены съемные газлифтные

## 6

клапаны в виде полого корпуса с уплотнениями и фиксатором, внутри корпуса установлен управляющий сильфонный элемент со штоком, жестко связанный с затвором запорного элемента в виде "затвор-седло".

Известные установки не эффективны для скважин, имеющих негерметичные эксплуатационные колонны труб, или скважин, эксплуатирующиеся с двумя продуктивными "нефтяной - газовый" или "нефтяной - нефтяной" пластами. В первом случае, полость скважины гидравлически связана с внешним источником пласта, что может привести к "грифонам", изменению скважинного давления, росту обводненности или прорыву газа, в результате которого снижается продуктивность скважины. А во втором случае, установка не позволяет разделить потоков "нефть-нефть" или "нефть-газ" разных продуктивных пластов, а также возможности их эксплуатации внутрискважинным газлифтным способом.

Кроме того, скважинная овальная камера в предложенном ближайшем аналоге имеет приваренный направляющий элемент, установленный во внутренней стенке камеры над посадочным гнездом, для направления клапана, что снижает степень надежности (герметичности) установки в процессе эксплуатации. А также в приведенном прототипе сообщающие каналы внутренней полости насосно-компрессорных труб над и под клапанами выполнены в центральных посадочных ниппелях съемных клапанов, что является технологически сложным в изготовлении, а также приводит к увеличению наружных диаметров центральных ниппелей, в результате чего ограничивается их применение для малых диаметров эксплуатационной колонны труб.

Кроме того, в приведенных источниках не предусматривается использование комбинированных вариантов установки, одновременно оснащенной скважинными овальными камерами и центральными посадочными ниппелями для съемных газлифтных клапанов.

Цель изобретения - повышение эффективности эксплуатации скважины, снижение капитальных вложений на бурение новых скважин и повышение надежности работы установки при одновременном расширении ее функциональных возможностей.

Положительный эффект от применения изобретения выражается в увеличении добычи нефти и повышении срока службы использования скважины и надежности

## 7

установки. В частности, изобретение позволяет значительно сократить капитальные вложения на дополнительное бурение скважин-дублеров, так как старые изношенные скважины можно реконструировать (обновлять) применяя предлагаемую установку.

Цель достигается за счет следующих решений:

до глубины ниже негерметичного участка эксплуатационной колонны труб установлена дополнительная колонна труб постоянного или переменного сечения, в кольцевом пространстве, образованном между колоннами труб, установлен цементный мост и/или один, или несколько герметично изолирующих их полости разобщителей, при этом насосно-компрессорные трубы (НКТ) постоянного или переменного сечения со скважинными овальными камерами и/или с центральными ниппелями установлены внутри дополнительной колонны труб, причем часть поверхности скважинной овальной камеры над посадочным гнездом съемного клапана выполнена сдавленной с двух сторон во внутреннюю полость, и/или корпус съемного клапана в центральном ниппеле выполнен с внутренними продольными неосевыми сквозными каналами, гидравлически сообщающими полости НКТ над и под центральным ниппелем; эти решения позволяют изолировать негерметичные зоны эксплуатационной колонны труб, использовать скважинное оборудование для малого диаметра эксплуатационной колонны труб, эксплуатировать скважины с несколькими продуктивными пластами и/или применять комбинированные варианты скважинного оборудования;

затвор запорного элемента выполнен в виде поршня с продольными сквозными каналами и установлен над или под посадочной поверхностью седла с поперечными дросселирующими каналами, которое расположено в цилиндре таким образом, что поперечные дросселирующие каналы совпали с каналами цилиндра;

разобщители дополнительной колонны труб установлены над и/или под негерметичным участком эксплуатационной колонны труб, что позволяет герметично изолировать поврежденный или дополнительно перфорированный участок эксплуатационной колонны труб;

дополнительная колонна труб оснащена одной или несколькими скважинными овальными камерами со съемными клапанами, что позволяет регулировать давление (расход) среды дополнительного продуктивного пласта и/или закачивать раствор в подпакерную

## 8

зону при глушении скважины, а также предусматривает возможность извлечения клапана из камеры с помощью канатной техники для изменения его типоразмера и рабочих параметров;

дополнительная колонна труб и/или НКТ оснащена разъединителем колонны и/или телескопическим соединением, что позволяет разъединить колонну труб от пакера для подъема, и/или исключает дополнительное напряжение на колонне труб, возникающее при изменении скважинной температуры и давления, а также позволяет использовать комбинированные варианты пакеров;

в кольцевом пространстве между НКТ и дополнительной колонной труб установлен разобщитель их полости для исключения гидравлической связи;

нижний центральный ниппель имеет двухступенчатую наружную поверхность с дополнительными поперечными каналами, причем верхняя ступень образует с полостью НКТ кольцевое пространство, что позволяет использовать в нем традиционные клапаны, например типа 5Г-25, 3Г-25, ВК 1 и пр., и глухие пробки;

НКТ и/или дополнительная колонна труб оснащены обратным клапаном для исключения воздействия трубного давления на забой скважины, а также для посадки пакера и/или опрессовки труб и внутрискважинного оборудования;

НКТ под разобщителем дополнительно оснащены скважинной овальной камерой или центральным ниппелем со съемным клапаном для закачки раствора в подпакерную зону при глушении скважины.

На фигуре (Фиг. 1) приводится технологическая схема скважинной установки; Фиг. 2-центральный ниппель со съемным клапаном; Фиг. 3-скважинная овальная камера; Фиг. 4-двухступенчатый центральный ниппель с традиционным клапаном; Фиг. 5-центральный ниппель со съемной глухой пробкой.

Установка (Фиг. 1) включает спущенные в эксплуатационную колонну труб 1 НКТ 2 (может быть с разными диаметрами) со скважинными овальными камерами 3 или центральными ниппелями 4, или же с комбинированными скважинными овальными камерами 3 и центральными ниппелями 4, имеющими поперечные каналы 5 и посадочное гнездо 6 со съемным клапаном 7. До глубины ниже негерметичного участка 8 эксплуатационной колонны труб 1 (поврежденный или перфорированный участок в зоне дополнительного пласта) установлена дополнительная колонна труб 9 (может быть с

разными диаметрами). В кольцевом пространстве, образованном между колоннами труб 1 и 9, установлен цементный мост 10 или один, или несколько герметично изолирующих их полости 11 разобщителей 12, например в виде пакеров, или же установлен комбинированный вариант цементного моста 10 и разобщитель 12. При этом НКТ 2 со скважинными овальными камерами 3 и/или с центральными ниппелями 4 установлены внутри дополнительной колонны труб 9. Скважинная овальная камера 3 может быть оснащена традиционными газлифтными клапанами типа 5Г-25, 3Г-25, ВК-1, МЗО-25, КУ-25 и т.д. Разобщители 12 дополнительной колонны труб 9 установлены над и/или под негерметичным участком 8 эксплуатационной колонны труб 1. Разобщитель 12 может иметь обратный клапан 13 для закачки раствора в подпакерную зону при глушении пласта. Дополнительная колонна труб 9 под или над разобщителем 12 может быть оснащена одной или несколькими скважинными овальными камерами 14 со съёмными клапанами 15 для глушения пласта или регулирования давления (расхода) среды. А также, дополнительная колонна труб 9 может быть оснащена разъединителем колонны 16 для подъема колонны труб 9 из скважины без пакера 12, и/или телескопическим соединением 17 для исключения избыточного напряжения на колонну труб 9 при изменении температуры и давления. В кольцевом пространстве между НКТ 2 и дополнительной колонны труб 9 может быть установлен разобщитель 12 (например, в виде пакера) их полости. НКТ 2 могут быть дополнительно оснащены обратным клапаном 18 для исключения воздействия трубного давления на призабойную зону пласта. Также НКТ 2 под пакером 12 могут быть дополнительно оснащены скважинной овальной камерой 3 или центральным ниппелем 4 со съёмным клапаном 7 для глушения или регулирования работы скважины.

Съёмный клапан 7 (Фиг. 1 и Фиг. 2) выполнен в виде корпуса 19 с радиальными 20, осевым 21 и гидравлически соединёнными с ним поперечными 22 каналами, уплотнениями 23 и фиксатором 24. Внутри корпуса 19 установлен управляющий элемент 25 (например, в виде сильфона или подвижного поршня) с наружным цилиндром 26, имеющим радиальные каналы 27. Управляющий элемент 25 связан со штоком 28 запорного элемента в виде "затвор 29 - седло 30". При этом затвор 29 может быть выполнен в виде шара, поршня, конуса и т. д. При этом затвор 29 (Фиг. 2) в виде поршня

может быть установлен над (В. 1.1) или под (В. 1.2) посадочной поверхностью седла 30, и иметь продольные сквозные каналы 31. Внутренняя полость управляющего элемента 25 может заполняться сжатым газом через узел зарядки 32 или/и в этой полости может быть установлена спиральная регулируемая пружина 33. Корпус 19 съёмного клапана в центральном ниппеле 5 выполнен с внутренними продольными неосевыми сквозными каналами 34, гидравлически сообщающими полости НКТ над и под центральным ниппелем 4.

Для повышения герметичности установки часть поверхности 35 скважинной овальной камеры 3 (Фиг. 3) над посадочным гнездом 6 для съёмного клапана выполнена сдавленной с двух сторон во внутреннюю полость для направления съёмного клапана.

Нижний центральный ниппель 4 (Фиг. 4) может иметь двухступенчатые 36 и 37 наружные поверхности с дополнительными поперечными каналами 38, причем верхняя ступень 37 образует с полостью НКТ 2 кольцевое пространство 39 для подачи газа через каналы 38. При этом в нижнем ниппеле 4 может быть установлен съёмный традиционный клапан 7 (например, 5Г-25, 3Г-25, ВК 1) или глухая пробка 40 (Фиг. 5).

С применением пакера или пакеров 12 (Фиг. 1) дополнительной колонны труб 9 повышается надежность (герметичность, долговечность) изоляции внутренней полости И или зоны дефекта 8 эксплуатационной колонны труб 1 от призабойной зоны скважины, или появляется возможность одновременной или периодической эксплуатации нескольких продуктивных пластов. Размещение скважинной камеры 14 на дополнительной колонне труб 9, над и/или под пакером 12 позволяет установить в ее гнезде 6 (Фиг. 3) регулирующий клапан 15 для эксплуатации или установить глухую пробку 40 (Фиг. 5) с целью прекращения эксплуатации соответствующего пласта.

Скважинная установка работает следующим образом (Фиг. 1). При эксплуатации скважины газлифтным способом рабочий газ нагнетают в полость НКТ 2 или в кольцевое пространство между колоннами 9 и 2. При этом рабочий газ, проходя через клапаны 7, поступает в полость (канал) добываемой пластовой жидкости и обеспечивает ее подъем на поверхность, причем со снижением забойного давления, точка нагнетания рабочего газа переходит на нижележащий клапан 7 и в конечном итоге верхние клапаны 7 с уменьшением давления на их глубине

## 11

закрываются, таким образом, газ поступает только через нижний (рабочий) клапан 7. При закачке газа высокого давления в полость НКТ 2 его прорыв через башмак труб 2 может быть исключен путем использования обратного клапана 18 или установления в нижний центральный ниппель 4 глухой пробки 40 (Фиг. 5).

В установке (Фиг. 1) центральные ниппели 4 имеют уменьшающиеся сверху вниз внутренние посадочные диаметры, соответствующие диаметрам клапанов 7 (Фиг. 2) для возможности последовательного их извлечения и посадки в гнездо 6. Газ подается через поперечные каналы 5 центрального ниппеля 4 или через радиальные каналы 20 (Фиг. 2) корпуса 19 в полость клапана 7. При этом затвор 29 (например, в виде шара - Фиг. 2, или поршня - В. 1.1) с управляющим элементом 25 перемещается вверх, открывает проходное сечение клапана 7 для поступления газа в полость добываемой пластовой жидкости.

При использовании затвора 29 под седлом 30 его закрытие происходит с повышением давления среды (Фиг. 2- В. 1.2), а в противном случае затвор 29, перемещаясь вниз, открывает клапан 7.

Полости между колоннами труб или внутренняя полость НКТ может использо-

## 12

ваться в качестве камеры замещения для накопления пластовой жидкости в процессе эксплуатации скважин, например при периферическом газлифте.

При внутрискважинном газлифте эксплуатационная колонна труб 1 перфорируется в зоне 8 дополнительного продуктивного газового пласта (Фиг. 1), откуда в кольцевую полость между трубами 9 и 2 поступает пластовый газ через клапан 15 камеры 14. При этом регулируется (стабилизируется) давление газа после клапана 15 и/или поддерживается заданное количество газа, поступающего в полость между трубами 9 и 2. Далее, этот газ поступает в НКТ 2 через клапаны 7 и обеспечивает освоение и эксплуатацию нефтяного пласта.

В случае необходимости перевода скважины на компрессорный газлифт вместо клапана 15 устанавливается глухая пробка (Фиг. 5), что позволяет герметично изолировать перфорированную зону 8 эксплуатационной колонны 1, например, на дополнительном газовом пласте.

При эксплуатации двух пластов их продукция направляется на устье скважины отдельно через НКТ 2 и через кольцевое пространство между трубами 9 и 2, что позволяет регулировать работу и замерять дебит каждого пласта в отдельности.

## ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Скважинная установка, включающая спущенные в эксплуатационную колонну труб насосно-компрессорные трубы (НКТ) со скважинными овальными камерами и/или центральными ниппелями, имеющими поперечные каналы и посадочное гнездо со съемным клапаном в виде корпуса с радиальными, осевым и гидравлически соединенными с ним поперечными каналами, уплотнениями и фиксатором, внутри корпуса установлен цилиндр с каналом, управляющий элемент, связанный с штоком запорного элемента затвор-седло, отличающаяся тем, что до глубины ниже негерметичного участка эксплуатационной колонны труб установлена дополнительная колонна труб постоянного или переменного сечения, в кольцевом пространстве, образованном между колоннами труб, установлен цементный мост и/или один или несколько герметично изолирующих их полости разобщителей, при этом насосно-компрессорные трубы постоянного или переменного сечения со скважинными овальными камерами и/или с центральными ниппелями установлены внутри дополнительной колонны труб». причем часть поверхности

скважинной овальной камеры над посадочным гнездом съемного клапана выполнена сдавленной с двух сторон во внутреннюю полость и/или корпус съемного клапана в центральном ниппеле выполнен с внутренними продольными неосевыми сквозными каналами, гидравлически сообщающими полости насосно-компрессорных труб над и под центральным ниппелем.

2. Установка по п.1, *отличающаяся* тем, что затвор запорного элемента выполнен в виде поршня с продольными сквозными каналами и установлен над или под посадочной поверхностью седла с поперечными дросселирующими каналами, которое расположено в цилиндре так, что поперечные дросселирующие каналы совпадают с каналами цилиндра.

3. Установка по п.1, *отличающаяся* тем, что разобщители дополнительной колонны труб установлены над и/или под негерметичным участком эксплуатационной колонны труб.

4. Установка по п.1, *отличающаяся* тем, что дополнительная колонна труб и/или НКТ оснащена одной или несколькими

13

скважинными овальными камерами со съемными клапанами для регулирования давления или расхода среды.

5. Установка по п.1, *отличающаяся* тем, что дополнительная колонна труб и/или НКТ оснащена разъединителем колонны и/или телескопическим соединением.

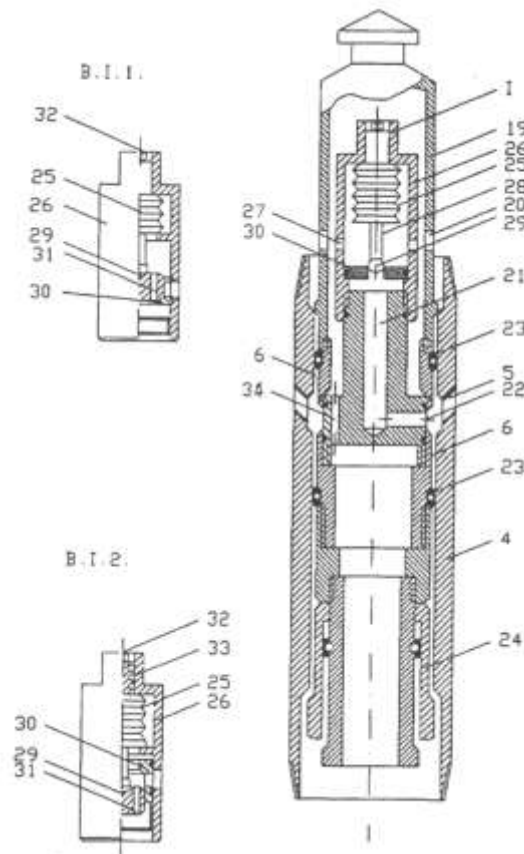
6. Установка по п.1, *отличающаяся* тем, что в кольцевом пространстве между насосно-компрессорными и дополнительной колоннами труб установлен разобщитель их полости.

7. Установка по п.1, *отличающаяся* тем, что нижний центральный ниппель имеет

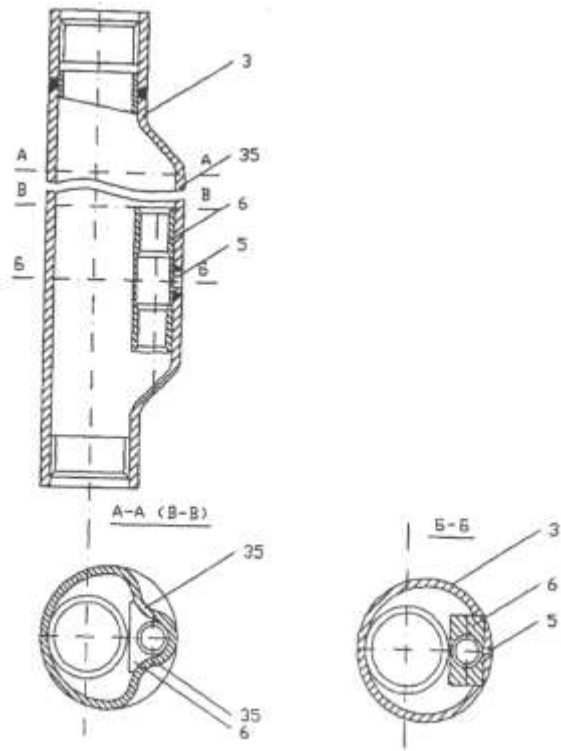
14

двухступенчатую наружную поверхность с дополнительными поперечными каналами, причем верхняя ступень образует с полостью насосно-компрессорных труб кольцевое пространство.

8. Установка по п.1, *отличающаяся* тем, что насосно-компрессорные трубы и/или дополнительная колонна труб оснащены обратным клапаном, и/или размещенной под разобщителем скважинной овальной камерой, или центральным ниппелем со съемным клапаном.

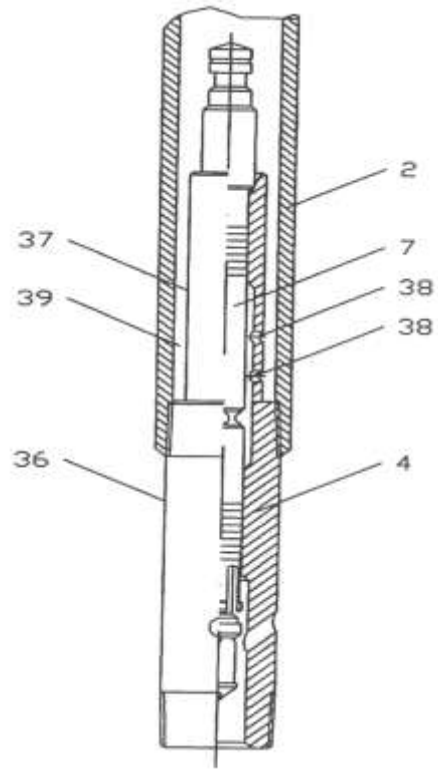


Фиг. 2

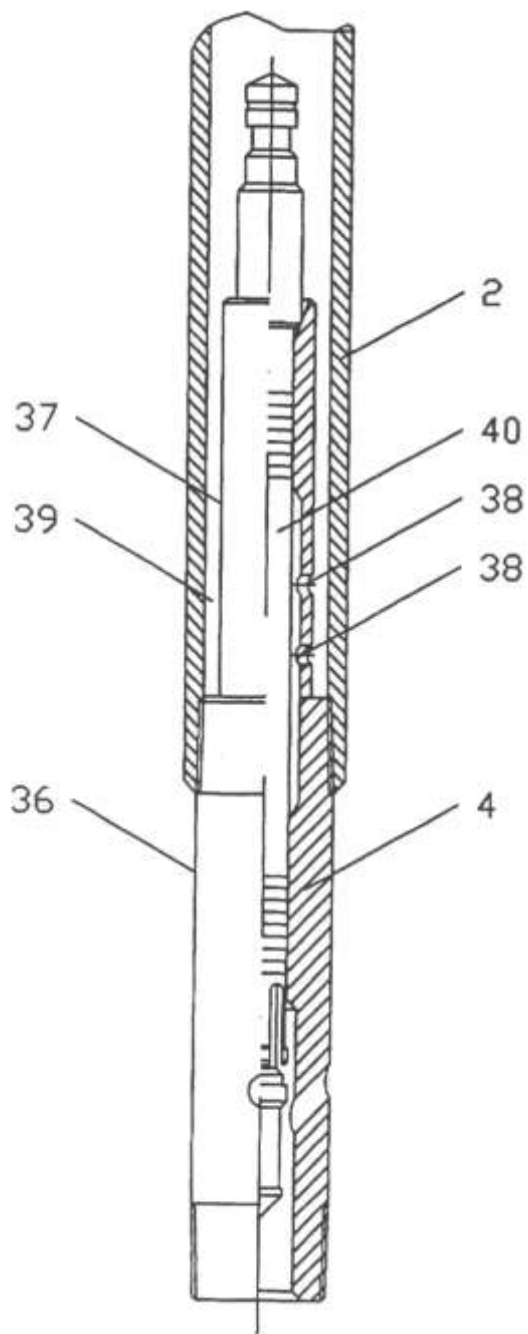


Фиг. 3





Фиг. 4



Фиг. 5

---

Заказ *152* Подписное  
ФИПС, Рег. ЛР № 040921  
121858, Москва, Бережковская наб., д.30, корп.1,  
Научно-исследовательское отделение по  
подготовке официальных изданий

Отпечатано на полиграфической базе ФИПС  
121873, Москва, Бережковская наб., 24, стр.2  
Отделение выпуска официальных изданий