



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: 2008118920/03, 13.05.2008

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
13.05.2008

(45) Опубликовано: 27.03.2010 Бюл. № 9

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: RU 2313659 C1, 27.12.2007. RU 2186210 C2,
27.07.2002. RU 2323336 C2, 27.04.2008. US
6119780 A, 19.19.2000. US 3719239 A,
06.03.1975. US 6253848 B1, 03.07.2001.

Адрес для переписки:

628616, Тюменская обл., г. Нижневартовск,
ОПС 16, а/я 1178, ООО НИИ "СибГеоТех"

(72) Автор(ы):

Леонов Василий Александрович (RU),
Шарифов Махир Зафар оглы (RU),
Сагаловский Владимир Иосифович (RU),
Говберг Артем Савельевич (RU),
Сагаловский Андрей Владимирович (RU),
Мишо Солеша (RS),
Сальманов Рашит Гилемович (RU),
Леонов Илья Васильевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

ООО Научно-исследовательский институт
"СибГеоТех" (RU),
ООО "Производственная компания
"БОРЕЦ" (RU)(54) СПОСОБ ДОБЫЧИ ФЛЮИДА ИЗ ПЛАСТОВ ОДНОЙ СКВАЖИНЫ
ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫМ НАСОСОМ С ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ КЛАПАНОМ И УСТАНОВКА
ДЛЯ ЕГО РЕАЛИЗАЦИИ (ВАРИАНТЫ)

(57) Реферат:

Изобретение относится к технике и технологии добычи углеводородов на многопластовых месторождениях и предназначено для добычи углеводородов скважинами с электропогружным насосом. Обеспечивает повышение эффективности технологии добычи пластового флюида с возможностью учета и регулирования дебита каждого из эксплуатируемых объектов. Сущность изобретения: способ включает спуск в скважину компоновки, состоящей из колонны труб, оснащенной, по крайней мере, одним пакером для разобщения объектов с разъединителем-соединителем или без него, электроприводного насоса без или с кожухом, снабженного входным модулем, силового кабеля, погружного электродвигателя без или с блоком погружной телеметрии, хвостовика и, по меньшей мере, одного управляемого электрического клапана с запорным элементом. Открытием его регулируют поток флюида, по крайней мере, из одного объекта, проходящего через клапан к

вышерасположенному входному модулю электроприводного насоса. Согласно изобретению электрический клапан электромагнитного или электромеханического действия электрически соединяют или с погружным электродвигателем, или с блоком погружной телеметрии, или же с кабелем. Кроме того, его соединяют механически, жестко или не жестко, либо с погружным электродвигателем, либо с блоком погружной телеметрии, либо с кожухом, либо же с хвостовиком. Причем электрический клапан располагают над пакером. При этом выполняют электрический клапан либо с одним входом, гидравлически связанным с пространством под пакером или над пакером, либо с двумя изолированными входами, один из которых гидравлически связан с пространством под пакером, а другой - с пространством над пакером, либо компоновку оснащают двумя электрическими клапанами, один из которых гидравлически связан с пространством под пакером, а другой - с пространством над пакером, обеспечивая при

этом возможность управляемого как отсекания, так и пропуска через себя потока флюида для нижнего или для верхнего объекта или одновременно для нижнего и верхнего

объектов без или с измерением параметров потока. Для реализации способа предусмотрены варианты устройства. 5 н. и 27 з.п. ф-лы, 30 ил.

RU 2385409 C2

RU 2385409 C2



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,
PATENTS AND TRADEMARKS

(51) Int. Cl.
E21B 43/00 (2006.01)
E21B 47/12 (2006.01)

(12) ABSTRACT OF INVENTION

(21), (22) Application: **2008118920/03, 13.05.2008**
(24) Effective date for property rights:
13.05.2008
(45) Date of publication: **27.03.2010 Bull. 9**
Mail address:
**628616, Tjumenskaja obl., g. Nizhnevartovsk, OPS
16, a/ja 1178, OOO NII "SibGeoTekh"**

(72) Inventor(s):
**Leonov Vasilij Aleksandrovich (RU),
Sharifov Makhir Zafar ogly (RU),
Sagalovskij Vladimir Iosifovich (RU),
Govberg Artem Savel'evich (RU),
Sagalovskij Andrej Vladimirovich (RU),
Misho Solesha (RS),
Sal'manov Rashit Gilemovich (RU),
Leonov Il'ja Vasil'evich (RU)**
(73) Proprietor(s):
**OOO Nauchno-issledovatel'skij institut
"SibGeoTekh" (RU),
OOO "Proizvodstvennaja kompanija "BORETs"
(RU)**

(54) METHOD OF EXTRACTING FLUID FROM RESERVOIR OF ONE WELL WITH ELECTRIC DRIVE PUMP EQUIPPED WITH ELECTRIC VALVE AND INSTALLATION FOR IMPLEMENTATION OF THIS METHOD

(57) Abstract:
FIELD: oil and gas industry.
SUBSTANCE: method consists in lowering assembly containing flow string equipped with at least one packer for uncoupling objects with disconnecter- connector or without packer, electro-driven pump without or with case furnished with inlet module, power cable, submersible electric motor with or without block of submersible telemetry, shank end and at least one controlled electric valve with gate. Valve opening regulates fluid flow at least from one object passing through the valve to the above positioned inlet module of electric driven pump. According to the invention the electric valve of electro-magnetic or electro-mechanical operation is electrically connected either with immersed electric motor or with the block of immersed telemetry or with the cable. Additionally, it is connected mechanically rigidly or not rigidly either with immersed electric motor, or with the block of submersible telemetry, or with the

case, or with the shank end. Also electric valve is positioned above the packer. Notably, the electric valve is made either with one inlet hydraulically connected with space under the packer or above the packer, or with two isolated inlets, one of which is hydraulically tied with space under the packer, while another is tied with space above the packer; or the assembly can be equipped with two electric valves, one of which is hydraulically connected with space under the packer, while another is connected with space above the packer thus facilitating both controlled shutting off and passing flow of fluid through it for an upper or lower object, or simultaneously for lower and upper objects without or with measurement of flow parametres. There are versions of facility for implementation of this method.

EFFECT: increased efficiency of process for extracting reservoir fluid ensuring stock taking and regulation of yield of each operated object.

32 cl, 30 dwg

RU 2 3 8 5 4 0 9 C 2

RU 2 3 8 5 4 0 9 C 2

Изобретение относится к технике и технологии добычи углеводородов (нефть, газоконденсат и пр.) на многопластовых месторождениях и предназначено для реализации технологии ОРРНЭО (одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов) скважинами с электроприводным (электропогружным) насосом с помощью управляемого электрического клапана, в частности при одновременно-раздельной добыче (ОРД) нефти из двух пластов (регулирование, учет, исследование и отсекаание притока флюида) одной скважиной.

Известен способ одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов (технология ОРРНЭО) и скважинная установка для его реализации (Патент РФ №2211311, E21B 43/14, бюллетень №24 от 27.08.03 г.), включающий разведку, бурение, исследование и перфорацию эксплуатационных объектов, спуск на колонне труб скважинной установки, состоящей из нескольких секций, разделенных пакером, освоение и раздельную эксплуатацию объектов.

Известна скважинная установка для одновременно-раздельной и поочередной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной (Патент РФ №2262586, E21B 43/12, 34/06, бюллетень №29 от 20.10.05 г.), включающая спущенные и установленные в скважину одну или несколько колонн труб, при этом, по крайней мере, одна колонна труб оснащена, по меньшей мере, двумя устройствами - пакером и разъединителем, причем установка имеет возможность после спуска в скважину и герметичной посадки в ней, по меньшей мере, одного пакера, разъединения от него колонны труб и извлечения из скважины, затем спуска и установки в скважину колонны труб большего, или меньшего, или равного диаметра, без или с одним, или несколькими из устройств - пакером, разъединителем, состоящим из съемной и несъемной двух частей и насосом, причем колонна труб спущена в скважину и не соединена или соединена герметично, но не жестко через разъединитель с соответствующим посаженным пакером, при этом башмак колонны труб ниже пакера, установленного над нижним пластом, гидравлически разобщен или соединен с забоем скважины.

Известные способы и установки не позволяют управлять с поверхности скважины различными состояниями (в частности, состояниями "открытия", "закрытия" регулирующих устройств, измерять, определять и регулировать с устья дебитом флюида для каждого из пластов одной скважины. То есть они не позволяют оптимизировать добычу с помощью дистанционно-управляемых скважинных клапанов для регулирования потоков (притоков, расходов) флюида из отдельных объектов (гидродинамических зон).

Известна установка (аналог) для одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых скважин (US 6119780 A (CAMCO INT), 19.19.2000), разделяющая пласты пакерами и обеспечивающая регулируемый отбор флюидов из каждого пласта с помощью управляемого электрического клапана, соответствующего данному пласту и установленного на колонне труб под насосом и под пакером, расположенным над этим пластом. Данное решение, во-первых, не позволяет менять электроприводной насос и электрический клапан без подъема пакера, имеющего в 2-3 раза больший срок службы, а во-вторых, снижает надежность работы электроприводного насоса из-за передачи на него осевой нагрузки при посадке механического пакера.

Известен способ (прототип) одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых скважин (Патент РФ №2313659, E21B 43/14, бюллетень №36 от 27.12.07 г.), включающий спуск в скважину, по крайней мере, одной колонны труб,

оснащенной между пластами пакером и регулирующим устройством для управления дебитом флюида при добыче, при этом в насосной скважине на уровне ее пласта оснащают колонну труб или регулирующее устройство измерительным преобразователем для передачи информации по замерам на поверхность скважины и определения технологических параметров флюида при добыче, для чего спускают в скважину снаружи или внутри колонны труб кабель и связывают с измерительным преобразователем или регулирующим устройством или как с измерительным преобразователем, так и с регулирующим устройством, причем после монтажа устья скважины добывают флюид, направляя его через регулирующее устройство и измерительный преобразователь, получают на устье информацию по замеру от измерительного преобразователя и определяют технологические параметры флюида для пластов, а при их отличии от проектного значения изменяют пропускное сечение, регулирующего устройства до достижения проектного значения технологических параметров для каждого из пластов. При этом один из вариантов регулирующего устройства выполняют в виде электрического или электромагнитного клапана с запорным элементом, а степенью его открытия управляют с поверхности скважины путем подачи сигнала через кабель. Для реализации этого способа с помощью насоса предложена схема с кожухом, во внутреннюю полость которого через регулирующее устройство направляется поток флюида, по меньшей мере, из одного пласта.

Данная компоновка ограничивает область применения способа из-за отсутствия кожухов с внешним диаметром, достаточным для спуска в эксплуатационные колонны малого диаметра, и с внутренним диаметром, достаточным для применения погружных электродвигателей требуемой мощности.

Задачей, решаемой изобретением, является повышение эффективности добычи нефти из двух (нескольких) пластов одной скважиной на многопластовом месторождении с обеспечением надежной работы электроприводного насоса за счет использования электрического (электроприводного) клапана в виде электромагнитного или электромеханического клапана.

Технологический и технический результаты при использовании способа для эксплуатации двух (нескольких) добывающих пластов одной скважиной на многопластовом месторождении может достигаться за счет возможности: управления с поверхности скважины различными состояниями (в частности, состояниями "открыто", "закрыто") электромагнитного клапана или степенью открытия проходного сечения электромеханическим клапаном; учета путем измерения и определения (на устье) без дорогостоящих исследований дебита флюида для каждого пласта скважины; отдельного освоения добывающих пластов или закачки рабочего агента в пласты; отдельного исследования каждого из пластов; дифференциального воздействия на пласты путем создания депрессии на них; отдельного глушения или разобщения (изоляции) пластов; регулирования или поддержания оптимального диапазона или значения забойного давления для пласта в работе скважины; регулирования проектного дебита флюида по пластам скважины.

Экономический эффект от использования изобретения для добывающей скважины может достигаться за счет: повышения нефтедачи пластов при разукрупнении эксплуатационных объектов, сокращения капитальных затрат на бурение дополнительных скважин; повышения добычи углеводородов; снижения затрат на электроэнергию, сокращения времени на проведение исследования и замера параметров пластов; увеличения межремонтного периода скважины, увеличения наработки на отказ и срока службы насосной установки.

Целью изобретения является повышение эффективности технологии добычи пластового флюида, по меньшей мере, из одного объекта (пласта) одной скважины, оснащенной, электропогружным насосом с пакером и электрическим клапаном с

5
возможностью учета и регулирования дебита каждого из эксплуатируемых объектов.
При добыче флюида из (двух) пластов одной скважины электроприводным насосом спускают в скважину компоновку (одно- или двухсекционную), состоящую из колонны труб (герметично, жестко или не жестко соединенной с пакером),
оснащенной, по крайней мере, одним пакером для разобщения объектов (нижнего и
10
верхнего) с разъединителем-соединителем или без него, электроприводного насоса (ЭН) без или с кожухом, снабженного входным (приемным) модулем, силового кабеля, погружного электродвигателя (ПЭД) без или с блоком погружной телеметрии (БПТ), хвостовиком и, по меньшей мере, одного управляемого (с поверхности скважины путем подачи сигнала через силовой или дополнительный кабель)
15
электрического (электромагнитного, электромеханического, электроприводного) клапана (ЭК) (с входным и выходным каналами) с запорным элементом (степенью открытия которого управляют), открытием которого регулируют поток флюида, по крайней мере, из одного объекта, проходящего через клапан к вышерасположенному
20
входному модулю электроприводного насоса

Цель изобретения достигается тем, что электрический клапан (ЭК) электромагнитного или электромеханического действия электрически соединяют (с одним или несколькими элементами -) или с погружным электродвигателем (ПЭД),
или с блоком погружной телеметрии (БПТ), или же с кабелем, а также его соединяют
25
механически жестко или не жестко либо с погружным электродвигателем (ПЭД), либо с блоком погружной телеметрии (БПТ), либо с кожухом, либо же с хвостовиком, причем электрический клапан располагают над пакером, при этом электрический клапан выполняют либо с одним входом, гидравлически связанным с пространством
30
под пакером или над пакером, либо (один клапан выполняют) с двумя изолированными входами, один из которых гидравлически связан с пространством под пакером, а другой - с пространством над пакером, либо компоновку оснащают двумя электрическими клапанами, один из которых гидравлически связан с пространством под пакером, а другой - с пространством над пакером, обеспечивая
35
при этом возможность управляемого как отсекания, так и пропуска через себя потока флюида (соответственно) для нижнего или для верхнего объекта, или одновременно для нижнего и верхнего объектов, без или с измерением (определением) параметров потока.

40
Для достижения цели могут быть использованы следующие частные решения.

ЭК механически соединяют (с один или несколькими элементами) либо с ПЭД в торце, либо с БПТ в торце или сбоку, либо с кожухом внутри или в виде его элемента (нижней секции), либо с хвостовиком внутри, или снаружи, или в виде его элемента (секции), либо с колонной труб внутри, или снаружи, или в виде ее элемента (секции),
45
причем электрический клапан соединяют либо жестко через одно или несколько соединений - фланцевое, резьбовое, сварное, раструбное, клеевое, пайкой, чеканкой, клепкой, либо не жестко, с фиксацией или без, через одно или несколько соединений - телескопическое, хомутами, патрубками, проволокой, гибкими элементами, посадка в карман ниппеля или скважинной камеры.

50
Управляют степенью открытия затвора электрического клапана с поверхности скважины путем подачи через силовой или дополнительный кабель постоянного или переменного электрического тока, при этом затвором как разделяют, так и

гидравлически сообщают между собой входной и выходной каналы клапана, соответственно для перекрытия или открытия потока флюида от объекта к входному модулю электроприводного насоса, при этом изменяют дебит данного объекта открытием (степенью открытия) затвора электромагнитного клапана по заданной программе (в заданные промежутки времени), причем электрический клапан выполняют либо в виде электромагнитного клапана (отсекателя) с исполнительным механизмом, либо в виде электромеханического клапана (регулятора) с приводом, а в качестве электроприводного насоса используют либо электроцентробежный, либо винтовой, либо диафрагменный, причем его располагают либо над верхним объектом, либо на его уровне, либо под ним, в двух последних случаях при потоке пластового флюида через электрический клапан, недостаточном для охлаждения погружного электродвигателя, электроприводной насос дополнительно оснащают кожухом.

Закрывают или открывают затвор электрического клапана, соответственно отсекая или пропуская через него (ЭК) поток флюида, по меньшей мере, из одного объекта, путем подачи управляющего сигнала (команды) на ЭК с поверхности скважины через канал связи, в качестве которого используют либо силовую кабель, либо дополнительный (индивидуальный) кабель, либо колонну труб, причем управление осуществляют на основе информации об измеряемых величинах, передаваемых по тому же или по дополнительному каналу связи, при этом управляющий сигнал подают по электрической цепи без или с использованием гидропривода, а в последнем случае либо управляющий сигнал передают через командную среду от системы автоматического регулирования (к позиционеру или другому виду реле), либо создают силовое воздействие через управляющую среду на привод или исполнительный механизм для перемещения затвора в требуемое положение.

Разделяют объекты с помощью пакера (пакерной секции, состоящей из колонны труб, нижнего приемного устройства - ниппеля или скважинной камеры и разъединителя-соединителя над пакером или без него), на нижний и верхний эксплуатационные объекты, при этом с помощью ЭК управляют потоком (дебитом) пластового флюида либо из нижнего эксплуатационного объекта, либо из верхнего эксплуатационного объекта, либо одновременно из нижнего и верхнего эксплуатационных объектов. При этом либо осуществляют одновременно-раздельную добычу пластовых флюидов из эксплуатационных объектов, регулируя их дебиты, либо обеспечивают эксплуатацию электроприводного насоса на режиме с максимальным коэффициентом полезного действия, либо ограничивают дебит объекта с флюидами, имеющими высокое значение обводненности, или газосодержания, или температуры, или давления, или концентрации осложняющих (отрицательно влияющих на надежность работы насоса) компонентов - песок, соли, АСПО, коррозионно-агрессивные компоненты, причем изменяют дебит без или с использованием дополнительных систем регулирования - дросселирование потока на устье скважины, периодическое включение и отключение электродвигателя, регулирование числа оборотов ротора (частоты вращения, продолжительность работы) погружного электродвигателя либо за счет изменения частоты тока при использовании трехфазного электродвигателя, либо преобразованием сигналов ЭДС при применении управляемого вентильного электродвигателя.

Разделяют объекты пакером (пакерной секцией) на основной эксплуатационный объект и (по меньшей мере, один) вспомогательный объект, а компоновку выполняют с возможностью как разобщения, так и сообщения через электрический клапан вспомогательного объекта с входным модулем электроприводного насоса, при этом

подключают в эксплуатацию вспомогательный объект, открывая затвор электрического клапана либо в процессе освоения основного эксплуатационного объекта (одновременно или после запуска ЭН) без или с последующим его закрытием (затвора клапана) после полного освоения и вывода на заданный технологический режим основного эксплуатационного объекта, либо в процессе исследования основного эксплуатационного объекта на технологическом режиме с дебитом, меньшем нижней допустимой границы производительности электроприводного насоса, либо при снижении забойного давления на основном эксплуатационном объекте ниже допустимого уровня, либо при добыче высоковязкой нефти из основного объекта с гидротранспортом менее вязкими флюидами (водой) вспомогательного объекта, либо при превышении в пластовом флюиде основного эксплуатационного объекта допустимой концентрации одного или нескольких осложняющих (вредных) компонент - песок, соль, водонефтяная эмульсия, АСПО, газ, коррозионно-активные компоненты, смешивая их с пластовым флюидом вспомогательного объекта с меньшей концентрацией этих (осложняющих) компонентов (например, вода), либо при добыче нефти из низкопродуктивного основного эксплуатационного объекта на технологическом режиме меньшем, чем производительность электроприводного насоса минимального типоразмера, предупреждая тем самым периодический режим работы насоса или срыв его подачи, или кавитацию газа (при низком напоре), или перегрев погружного электродвигателя, либо при эксплуатации электроприводного насоса за пределами его регулировочной характеристики, либо для предупреждения недопустимого понижения давления на уровне электроприводного насоса, либо для предупреждения недопустимого превышения температуры погружного электродвигателя, при этом используют либо управление электрическим защитным клапаном по обратной связи (автоматизированное управление) на основе измеряемых параметров (с помощью погружной телеметрии или измерительного преобразователя), либо программное управление открытием затвора электрического клапана, либо с автоматически открываемым затвором предохранительного клапана для (сброса избытка давления) перепуска дополнительного флюида из вспомогательного объекта к входному модулю электроприводного насоса при достижении граничных (пороговых) значений давления или температуры, причем в качестве основного эксплуатационного объекта используется один или несколько элементов разработки, насыщенных углеводородами, - горизонт, пласт, залежь, отдельный участок или мощность пласта, вскрываемых скважиной боковым стволом или интервалом перфорации в пласте либо в наиболее рентабельном из совместно эксплуатируемых пластов, либо нефтенасыщенном, либо перспективном, либо неохваченном воздействием, либо низкопроницаемом, либо требующем максимального воздействия депрессией, либо невыработанным, либо в пласте с низким пластовым давлением, либо в нефтяной оторочке, а в качестве вспомогательного объекта с помощью электрического клапана непрерывно или периодически подключают одно или несколько мест притока флюидов в скважину - негерметичность эксплуатационной колонны, интервал перфорации пласта либо наименее рентабельного из совместно эксплуатируемых пластов, либо выработанный, либо обводненный, либо загазованный, либо нерентабельного с трудноизвлекаемыми или непромышленными запасами, либо недонасыщенного углеводородами, либо водонасыщенного, либо водяного, либо объекта, попадающего под другую налоговую ставку относительно основного эксплуатационного объекта, либо объекта, принадлежащего другому

недропользователю.

Измеряют (регистрируют) один или несколько параметров потока флюида - расход, давление, температура, обводненность, газосодержание с помощью измерительного преобразователя установленного либо в ЭК, либо снаружи от него (под ним) - в гидравлическом канале с потоком флюида, проходящим через него из объекта, при этом измерительный преобразователь связывают с БПТ для дальнейшей передачи на поверхность по силовому кабелю вместе с информацией, замеряемой в БПТ - давление и температура, преобразовывая их в электрический сигнал или в частоту электрических импульсов (используя при этом интегрирующие аналого-цифровые или времяимпульсные и поразрядного кодирования аналого-цифровые преобразователи), причем их связывают либо электропроводом, либо с помощью электромагнитных беспроводных телеметрических устройств (беспроводные приемопередатчики - радиочастотные, индуктивные, инфракрасные, акустические, с передачей данных посредством импульсов давления), затем в зависимости от этих параметров и измеряемых параметров замерных систем, расположенных на поверхности скважины - дебит жидкости, обводненность, буферное давление, затрубное давление, устьевая температура извлекаемых флюидов, динамический уровень, сила, напряжение и частота тока, изменяют дебит, по меньшей мере, одного объекта, управляя электрическим клапаном,

Без измерения параметров потока флюида, проходящего из объекта (нижнего или верхнего, или вспомогательного) через ЭК, - дебит, обводненность, газосодержание флюида, их определяют по регистрируемым изменениям одной или нескольких физических величин (физико-химических свойств) добываемого флюида - плотность, вязкость, концентрация микроэлементов, давление или температура на уровне блока погружной телеметрии, перепад (по градиенту) давления или температуры на клапане (по времени протекания потока флюидов и перепаду давления на клапане, измеряемому с помощью измерительного преобразователя), или динамический уровень (по его изменению - динамике), при этом либо открывают затвор электрического клапана, обеспечивая непрерывное движение потока, либо закрывают его затвор, либо открывают и закрывают электрический клапан во времени (по заданной программе).

Разделяют компоновку (скважинную установку, колонну труб) на две секции (части, блока) - нижнюю и верхнюю, спускают на технологических трубах нижнюю секцию (часть) компоновки (колонны труб) с пакером (по меньшей мере, с одной пакерной секцией) и разъединителем-соединителем над пакером, устанавливая пакер под верхним объектом, отсоединяют технологические трубы от разъединителя-соединителя, расположенного на верхнем конце нижней секции (части) компоновки, извлекают технологические трубы на поверхность, затем спускают верхнюю секцию (часть) компоновки (колонны труб) с герметизирующим узлом, расположенным в нижнем ее конце (на хвостовике), который герметично, но не жестко соединяют с разъединителем-соединителем нижней секции (части) компоновки, причем верхнюю секцию (часть) компоновки оснащают снизу вверх герметизирующим узлом, хвостовиком (трубопроводом), электрическим клапаном с измерительным преобразователем или без него, БПТ, ПЭД с силовым кабелем, электроприводным насосом с входным модулем и с кожухом или без него, насосно-компрессорными трубами.

Спускают всю компоновку за один раз (спускают колонну труб с электроприводным насосом, ПЭД и электрическим клапаном одновременно с, по

меньшей мере, с одной пакерной секцией), затем устанавливают пакер под верхним объектом и добывают пластовые флюиды, по меньшей мере, из одного объекта, а приток пластовых флюидов из другого объекта открывают или перекрывают с помощью управляемого электрического клапана, причем при наличии кожуха его присоединяют сверху к колонне труб над электроприводным насосом, а снизу либо к пакеру (пакерной секции), при этом электрический клапан располагают внутри кожуха либо к электрическому клапану, при этом электрический клапан электрически соединяют с БПТ или с ПЭД электропроводом, проходящим внутри кожуха, а механически он соединен сверху с кожухом, а снизу с пакерной секцией, а при отсутствии кожуха электрический клапан присоединяют сверху к блоку погружной телеметрии или к ПЭД, а снизу его присоединяют через хвостовик к пакеру (пакерной секции), при этом пакер выполняют механическим или электромеханическим, причем в последнем случае электромеханический пакер либо разделен, либо совмещен с электрическим клапаном, а устанавливают (салят) его путем подачи электрического сигнала с поверхности.

Обеспечивают возможность для двух объектов как отсекаания, так и пропуска потока флюида с заданным расходом при одновременном измерении или определении его параметров, по крайней мере, для одного объекта, при этом либо один электрический клапан выполняют с двумя входами (входными каналами), каждый из которых гидравлически связан с соответствующим объектом, либо установку оснащают двумя электрическими клапанами, каждый из которых своим входом гидравлически связан с соответствующим объектом, причем электрический клапан либо размещают на кожухе, либо совмещают с электромеханическим пакером, выполненным двуствольным для эксцентрических (параллельных) колонн труб, а одну из колонн с нижним герметизирующим узлом соединяют при спуске с разъединителем-соединителем, расположенным над пакером, установленным над нижним объектом.

Используют дополнительную кабель либо для управления электрическим клапаном, либо для питания и передачи информации от измерительных преобразователей, установленных внутри или снаружи электрического клапана, либо для управления электромеханическим пакером, либо для питания и передачи информации от измерительных преобразователей блока погружной телеметрии.

Для реализации способа может быть использован один из вариантов скважинной установки.

Вариант 1. Скважинная установка для реализации способа, содержащая колонну труб, оснащенную пакером (пакерной системой), для разобщения между собой нижнего и верхнего объектов с (размещенным сверху) разъединителем-соединителем или без него, электроприводной насос без или с кожухом, снабженный входным модулем, погружной электродвигатель с блоком погружной телеметрии или без него, хвостовик, кабель (силовой и/или дополнительный) и электрический клапан.

Задача изобретения достигается за счет следующего технического решения.

Электрический клапан электромагнитного или электромеханического действия соединен электрически либо с ПЭД, либо с блоком погружной телеметрии, либо же с кабелем (силовым или дополнительным), а также он соединен механически или с погружным электродвигателем, или с блоком погружной телеметрии, или же с хвостовиком, причем электрический клапан расположен над пакером, его выход гидравлически связан (через затрубное надпакерное пространство) с входным модулем электроприводного насоса, а его вход (изолированный от выхода затвором)

гидравлически связан (через хвостовик) с (затрубным) пространством под пакером, при этом электрический клапан выполнен с возможностью управляемого как отсекания, так и пропуска через себя потока флюида (из) нижнего объекта.

Для повышения надежности и эффективности установки также могут быть дополнительно выполнены следующие технические решения.

ЭК (выполнен в виде электромагнитного клапана) соединен сверху и механически (и одновременно электрически) либо с ПЭД или с блоком погружной телеметрии, а снизу электрический клапан механически соединен герметично жестко или не жестко с хвостовиком (трубопроводом, патрубком, колонной труб под ПЭД и под и/или над ЭК), гидравлически связанным с подпакерным пространством нижнего объекта, причем при отсекании потока его флюида вход электрического клапана изолирован от его выхода, либо (он соединен) с хвостовиком, при этом он расположен либо внутри хвостовика и установлен без или с фиксацией в осевой карман ниппеля или эксцентричный карман скважинной камеры, или в кольцевом зазоре муфты, либо снаружи хвостовика и установлен в эксцентрический карман муфты или прикреплен к хвостовику хомутами, либо он выполнен как составной элемент хвостовика в виде его секции.

ЭК механически соединен сверху либо с ПЭД или с блоком погружной телеметрии непосредственно через фланцевое или резьбовое соединение, либо с хвостовиком в виде трубопровода, или полой штанги, или штанги, или грузонесущего элемента, при этом электрический клапан электрически соединен с ПЭД или блоком погружной телеметрии через электропровод, выполненный либо небронированным, в этом случае он проходит внутри хвостовика, либо в виде бронированного кабеля, в этом случае он крепится или хомутами или клямсами к трубопроводу или к штанге, либо в виде неприкрепленного кабеля, причем электрический клапан расположен либо внутри хвостовика и установлен без или с фиксацией в осевой карман ниппеля или эксцентричный карман скважинной камеры, или в кольцевом зазоре муфты, либо снаружи хвостовика и установлен в эксцентрический карман муфты или прикреплен к хвостовику хомутами, либо он выполнен как составной элемент хвостовика в виде его секции (модуля), а снизу электрический клапан механически соединен герметично жестко или не жестко с хвостовиком (трубопроводом), гидравлически связанным с подпакерным пространством нижнего объекта.

Скважинная установка выполнена либо из двух секций (частей) - нижней и верхней, причем нижняя секция (часть) спущена предварительно и оснащена пакером, посаженным ниже верхнего объекта, и разъединителем-соединителем на верхнем конце нижней секции, а верхняя секция (часть) установки спущена после (позднее) и оснащена электроприводным насосом (с его входным модулем без или с кожухом), силовым кабелем, ПЭД, электрическим клапаном, хвостовиком (трубопроводом, патрубком) и герметизирующим узлом, расположенным в нижнем конце верхней секции (части) и герметично установленным (жестко или не жестко) в разъединителе-соединителе нижней части, образуя при этом гидравлический канал от нижнего объекта через канал электрического клапана в пространство над пакером к входному модулю электроприводного насоса, причем этот канал открыт или перекрыт (закрыт) затвором электрического клапана, либо она (скважинная установка) выполнена из одной секции (односекционная компоновка) колонны труб, герметично, жестко или не жестко соединенной с пакером (пакерной секцией) без или с разъединителем - соединителем колонны труб, одновременно спущенной вместе с электроприводным насосом (с кожухом или без него), электрическим клапаном и

пакером, установленным под верхним объектом.

ЭК оснащен измерительным преобразователем, установленным либо внутри, либо снаружи клапана для измерения параметров потока пластового флюида, проходящего от объекта к входному модулю электроприводного насоса через его вход (или через его дополнительный вход или одновременно через каждый из входов), гидравлически связанный с соответствующим объектом, либо он (измерительный преобразователь) совмещен с БПТ, который либо встроен (совмещен) в головку погружного электродвигателя, либо выполнен автономно и расположен непосредственно под ПЭД или над электрическим клапаном, или под ним, либо он встроен в электрический клапан без или с дополнительным источником питания для измерительного преобразователя (датчика давления) в момент прекращения подачи электрического тока (например, для замера КВД), способного заряжаться после его подачи.

На односекционной колонне труб, герметично, жестко или не жестко соединенной с пакерной секцией без или с разъединителем-соединителем колонны труб, одновременно (за один раз) спущены электроприводной насос с кожухом или без него, электрический клапан и пакерная секция с пакером, установленным под верхним объектом.

Вход ЭК выполнен в виде осевого канала, расположенного в нижней части клапана под затвором, и гидравлически связан с объектом, а выход электрического клапана выполнен в виде радиального бокового или углового, или осевого (прямопроходного), по меньшей мере, одного канала, расположенного над затвором и гидравлически связанного с входным модулем электроприводного насоса через затрубное пространство.

ЭК выполнен с затвором (запирающий элемент, запорный отсекающий) для полного открытия и перекрытия (с определенной герметичностью) потока флюида нижнего объекта, при этом затвор либо перемещается параллельно оси потока флюида, либо поворачивается вокруг собственной оси и имеет форму тела вращения или его части, либо поворачивается вокруг оси, перпендикулярной или расположенной под углом к направлению потока флюида и имеет форму диска

ЭК выполнен с затвором, имеющим форму либо полусферы или шара, связанного или не связанного со штоком электропривода и расположенного над или под седлом, либо усеченного конуса с уплотнительной поверхностью, соответствующей конической поверхности седла, либо цилиндра с уплотнительной цилиндрической поверхностью

ЭК выполнен либо нормально-закрытым, либо нормально-открытым с исполнительным механизмом, который при отсутствии или прекращении подачи энергии, автоматически обеспечивает (создает усилие перестановки) переключение затвора в положение соответственно либо "Закрыто", либо "Открыто".

ЭК выполнен с дистанционно расположенным исполнительным механизмом или приводом, не установленным непосредственно в нем, при этом, для герметизации подвижного штока от пластовых флюидов, клапан оснащен либо сальниковым уплотнением, либо сильфоном, либо мембраной, либо (резиновой) диафрагмой.

Скважинная установка дополнительно оснащена одним или несколькими устройствами - устройством для воздействия рабочим агентом или для глушения нижнего объекта при закрытом электрическом клапане, расположенным под ним и над пакером на колонне труб или на хвостовике, причем это устройство выполнено в виде перепускного клапана или обратного клапана в скважинной камере открывающегося при превышении давления в затрубном пространстве над пакером

по сравнению с давлением в пространстве трубном и затрубном под пакером, переходником от электрического клапана к хвостовику, на котором установлен пакер, приемным устройством для поступления в колонну труб флюида из нижнего объекта, расположенным под пакером на колонне труб, причем это устройство выполнено в виде ниппеля или муфты радиального течения, или муфты перекрестного течения, или клапана в скважинной камере, дополнительным нижним пакером, установленным над дополнительным нижним (нижерасположенным) объектом, приемным устройством для поступления в колонну труб флюида из объекта, расположенного между пакерами на колонне труб, причем это устройство выполнено в виде муфты перекрестного течения или клапана в скважинной камере, центратором, расположенным под разъединителем-соединителем на нижней части компоновки и/или над герметизирующим узлом на верхней части компоновки, телескопическим соединением, расположенным под или над электрическим клапаном, фазоразделительной арматурой (сепаратором).

Вариант 2. Скважинная установка для реализации способа, содержащая колонну труб, оснащенную пакером, для разобщения между собой нижнего и верхнего объектов с разъединителем-соединителем или без него, электроприводной насос, снабженный входным модулем, кожухом (без или с) хвостовиком, погружной электродвигатель с блоком погружной телеметрии или без него, кабель (силовой и/или дополнительный) и электрический клапан без или с присоединительным патрубком.

Задача изобретения достигается за счет следующего технического решения.

Электрический клапан электромагнитного или электромеханического действия соединен электрически либо с погружным электродвигателем, либо с блоком погружной телеметрии, либо же с кабелем, а также он соединен механически (жестко или не жестко) или с погружным электродвигателем, или с блоком погружной телеметрии, или с кожухом, или же с присоединительным патрубком, причем электрический клапан расположен над пакером, его выход гидравлически связан с входным модулем электроприводного насоса, а его вход гидравлически связан с (затрубным) пространством над пакером, при этом электрический клапан выполнен с возможностью управляемого как отсекания, так и пропуска через себя потока флюида верхнего объекта.

Для повышения надежности и эффективности установки также могут быть дополнительно выполнены следующие технические решения.

Скважинная установка дополнительно оснащена муфтой перекрестного течения, расположенной под электрическим клапаном и соединенной жестко или не жестко с кожухом сверху, а снизу она соединена механически с хвостовиком или с пакером, причем муфта перекрестного течения выполнена, по меньшей мере, с одним радиальным каналом, гидравлически связанным с его несквозным осевым или эксцентричным каналом, связанным со входом электрического клапана через присоединительный патрубок для регулируемого пропуска пластового флюида верхнего объекта и, по меньшей мере, с одним продольным сквозным эксцентрическим каналом, гидравлически связанным с входным модулем электроприводного насоса для постоянного пропуска пластового флюида нижнего объекта, при этом вход электрического клапана соединен с муфтой перекрестного течения непосредственно или через присоединительный патрубок (промежуточный трубопровод) либо резьбовым, либо фланцевым, либо телескопическим герметизирующим соединением.

Кожух сверху жестко соединен с колонной труб над электроприводным насосом, а

снизу он соединен жестко или не жестко с пакером.

Скважинная установка дополнительно оснащена одним или несколькими устройствами - устройством для воздействия рабочим агентом или для глушения нижнего объекта при закрытом электрическом клапане, расположенным под ним и над пакером на колонне труб или на хвостовике, или на кожухе, причем это устройство выполнено в виде перепускного клапана или обратного клапана в скважинной камере, центратором, размещенным внутри кожуха над или под электрическим клапаном, муфтой для крепления кожуха к насосно-компрессорным трубам над электроприводным насосом, кабельным вводом в кожухе для прохода силового и/или дополнительного кабеля, переходником от кожуха к хвостовику, на котором установлен пакер, приемным устройством для поступления в колонну труб флюида из нижнего объекта, расположенным под пакером на колонне труб, причем это устройство выполнено в виде ниппеля или клапана в скважинной камере, распределительно-смесительной арматурой.

Вариант 3. Скважинная установка для реализации способа, содержащая колонну труб, оснащенную пакером для разобщения между собой нижнего и верхнего объектов с разъединителем-соединителем или без него, электроприводной насос с кожухом, снабженный входным модулем, погружной электродвигатель с блоком погружной телеметрии или без него, силовой кабель и, по крайней мере, один электрический клапан

Задача изобретения достигается за счет следующего технического решения.

Электрический клапан электромагнитного или электромеханического действия соединен электрически либо с погружным электродвигателем, либо с блоком погружной телеметрии, либо же с кабелем (силовым или дополнительным), а также он соединен механически или с погружным электродвигателем, или с блоком погружной телеметрии, или же с кожухом, при этом выход электрического клапана гидравлически связан с входным модулем электроприводного насоса, причем либо электрический клапан выполнен (по меньшей мере) с двумя изолированными входами, один из которых гидравлически связан с пространством под пакером, а другой - с пространством над пакером, либо компоновка оснащена (по меньшей мере) двумя электрическими клапанами, один из которых гидравлически связан с пространством под пакером, а другой - с пространством над пакером, обеспечивая при этом возможность управляемого как отсекания, так и пропуска через себя потока флюида соответственно для нижнего или для верхнего объекта или одновременно для нижнего и верхнего объектов (с заданными дебитами).

Для повышения надежности и эффективности установки также могут быть дополнительно выполнены следующие технические решения.

Скважинная установка дополнительно оснащена муфтой перекрестного течения, расположенной под электрическим клапаном и соединенной жестко или не жестко с кожухом сверху, а снизу она соединена механически с хвостовиком или с пакером, причем муфта перекрестного течения выполнена, по меньшей мере, с одним радиальным каналом, гидравлически связанным с его несквозным осевым или эксцентричным каналом, связанным (в свою очередь) со входом электрического клапана для регулируемого пропуска пластового флюида первого объекта и, по меньшей мере, с одним продольным сквозным эксцентричным каналом (изолированный от ее радиального канала), гидравлически связанным либо с дополнительным входом в электрический клапан либо с дополнительным электрическим клапаном для регулируемого пропуска пластового флюида второго

объекта, при этом вход или дополнительный вход электрического клапана соединен с муфтой перекрестного течения непосредственно или через промежуточный патрубок (трубопровод) либо резьбовым, либо фланцевым, либо телескопически герметизирующим соединением.

5 Выход электрического клапана гидравлически сообщен при одном положении затвора с подпакерным пространством, при другом положении затвора с надпакерным пространством, при третьем положении затвора одновременно как с подпакерным, так и с надпакерным пространствами, причем изменение позиции
10 затвора выполнено вдоль оси клапана или путем его вращения шаговым электроприводом.

Скважинная установка дополнительно оснащена одним или несколькими устройствами - устройством для воздействия рабочим агентом или для глушения
15 нижнего объекта при закрытом электрическом клапане, расположенным под ним и над пакером на колонне труб или на хвостовике, или на кожухе, причем это устройство выполнено в виде перепускного клапана или обратного клапана в скважинной камере, центратором, размещенным внутри кожуха над или под
20 электрическим клапаном, муфтой для крепления кожуха к насосно-компрессорным трубам над электроприводным насосом, кабельным вводом в кожухе для прохода силового и/или дополнительного кабеля переходником от кожуха к хвостовику, на котором установлен пакер, приемным устройством для поступления в колонну труб флюида из нижнего объекта, расположенным под пакером на колонне труб, причем
25 это устройство выполнено в виде ниппеля или клапана в скважинной камере, распределительно-смесительной арматурой (смесителем).

Вариант 4. Скважинная установка для реализации способа, содержащая, по крайней мере, одну колонну труб, оснащенную двумя пакерами (нижним и верхним), для
30 разобщения объектов между собой, с разъединителем-соединителем или без него, электроприводной насос без или с кожухом, снабженный входным модулем, погружной электродвигатель с блоком погружной телеметрии или без него, кабель (силовой и/или дополнительный) и, по меньшей мере, один электрический клапан.

Задача изобретения достигается за счет следующего технического решения

35 Электрический клапан электромагнитного или электромеханического действия соединен электрически и механически с одной стороны либо с погружным электродвигателем, либо с блоком погружной телеметрии, а с другой стороны с верхним пакером, выполненным с двумя стволами для (двух) нижерасположенных эксцентрических колонн труб, при этом выход электрического клапана гидравлически
40 связан с входным модулем электроприводного насоса, причем либо электрический клапан выполнен, (по меньшей мере) с двумя изолированными входами, один из которых гидравлически связан с пространством под верхним пакером, а другой - с пространством под нижним пакером, либо компоновка оснащена (по меньшей мере) двумя электрическими клапанами, один из которых гидравлически связан с
45 пространством под верхним пакером, а другой - с пространством под нижним пакером, обеспечивая при этом возможность управляемого как отсекания, так и пропуска через себя потока флюида соответственно для объекта, расположенного под верхним или под нижним пакером, или одновременно для этих объектов

50 Для повышения надежности и эффективности установки также могут быть дополнительно выполнены следующие технические решения.

Электромеханический пакер установлен под дополнительным верхним объектом, а компоновка в зависимости от условий эксплуатации скважины дополнительно

оснащена одним или несколькими из элементов – дополнительной измерительной системой, герметизирующим элементом, перепускной системой для стравливания свободного газа, скважинной камерой со съёмным клапаном или глухой пробкой, или стабилизатором уровня жидкости, или регулятором давления газа, или автономным измерительным прибором для замера физических параметров потока пластового флюида, дополнительным разъединителем колонны над электромеханическим пакером дополнительным силовым кабелем для управления электрическим клапаном и/или электромеханическим пакером, причем этот кабель либо соединен с силовым кабелем через электрораспределительное устройство, либо выходит на дневную поверхность к станции управления.

Скважинная установка оснащена дополнительным силовым кабелем для управления электрическим клапаном и/или электромеханическим пакером, причем этот кабель либо соединен с силовым кабелем через электрораспределительное устройство, либо выходит на дневную поверхность к станции управления.

На фиг. 1-30 приводятся различные исполнения установок для реализации способа с ЭК, открывающим или перекрывающим поток пластовых флюидов, по меньшей мере, из одного объекта, в частности:

Установка по 1 варианту (фиг. [1-19](#)) для непрерывной добычи пластового флюида из верхнего объекта П1 с непрерывной или периодической добычей пластового флюида из нижнего объекта П2 через электрический (электромагнитный) клапан (ЭК).

на фиг.1 – общий вид установки с электроприводным насосом (ЭН);

на фиг. 2 – ЭК соединен через фланцы с блоком погружной телеметрии (БПТ);

на фиг.3 – ЭК соединен через фланцы с погружным электродвигателем (ПЭД);

на фиг.4 – соединение ЭК с ПЭД или с БПТ через трубу или колонну труб с внутренним расположением электропровода;

на фиг.5 – соединение ЭК с ПЭД или с БПТ через полую штангу или (их) колонну;

на фиг.6 – соединение ЭК с ПЭД или с БПТ через трубу или колонну труб;

на фиг.7 – соединение ЭК с ПЭД или с БПТ через колонну штанг (штангу) или с помощью кабель-троса;

на фиг.8 – ЭК расположен концентрично или эксцентрично внутри хвостовика;

на фиг.9 – ЭК расположен эксцентрично снаружи хвостовика;

на фиг.10 – ЭК, выполненный в виде угловой арматуры - с нижним осевым и верхним боковым (радиальным) расположением каналов с затвором в виде шара, расположенным над седлом;

на фиг.11 – ЭК расположен в ниппеле внутри хвостовика;

на фиг.12 – ЭК расположен в муфте снаружи хвостовика;

на фиг. 13 – ЭК расположен в кармане скважинной камеры;

на фиг.14 – ЭК, выполнен аналогично фиг. 10 с затвором в виде шара, расположенным под седлом:

на фиг.15 – ЭК с конусообразным затвором;

на фиг.16 – ЭК с цилиндрическим затвором;

на фиг.17 – ЭК с измерительными преобразователями для замера параметров потока пластовых флюидов нижнего объекта;

на фиг.18 – установка с ЭК, совмещенным с электромеханическим одноствольным пакером без или с хвостовиком.

на фиг.19 – установка с дополнительным нижерасположенным пакером

Установка по 2 варианту (фиг. [20-25](#)) для непрерывной добычи пластового флюида нижнего объекта П2 с регулируемой непрерывной или периодической добычей

пластового флюида из верхнего объекта Π_1 .

на фиг.20 – установка с ЭК с муфтой перекрестного течения (МПТ).

на фиг.21 – телескопическое герметичное соединение МПТ с патрубком;

на фиг.22 – резьбовое соединение МПТ с присоединительным патрубком (трубой);

на фиг.23 – фланцевое соединение МПТ с присоединительным патрубком;;

на фиг.24 – ЭК с каналами механически соединенный с кожухом без МПТ;

на фиг.25 – ЭК с радиальным каналом и соединенный с кожухом;

Установка по 3 варианту (фиг. [26-27](#)) с ЭК, с регулируемой непрерывной или периодической добычей пластового флюида как верхнего Π_1 , так и нижнего Π_2 объектов.

на фиг.26 – установка с трехпозиционным ЭК вариант с двумя входами и осевым перемещением затвора.

на фиг.27 – установка с двумя ЭК.

Установка по 4 варианту (фиг. [28-30](#)) верхним двуствольным пакером для нижерасположенных эксцентричных (параллельных) колонн труб с регулируемой непрерывной или периодической добычей пластового флюида как объекта Π_1 , так и объекта Π_2 без или с дополнительным вышерасположенным объектом Π_3 .

на фиг.28 – с одним ЭК с двумя входами, совещенным с верхним (например, электромеханическим) пакером и с (дополнительным) нижним пакером:

на фиг.29 – с двумя ЭК с верхним пакером и нижним пакерами.

на фиг.30 – с двумя ЭК с верхним пакером и нижним пакерами и с кожухом.

Вариант 1. Установка (фиг. [1-19](#)) для эксплуатации одного - верхнего (Π_1) или двух (верхнего и нижнего) эксплуатационных объектов (Π_1 и Π_2) скважины включает в себя спущенные в эксплуатационную колонну 1 колонну труб 2 или колонну труб состоящую из нижней секции колонны труб 2 и верхней секции колонны труб 3. Колонна труб 2 оснащена пакером 4, устанавливаемым под верхним объектом Π_1 (между объектами Π_1 и Π_2) без или с разъединителем колонны (или телескопическим соединением) 19.

Колонна труб 2 или верхняя секция колонны труб 3 оснащена электроприводным насосом 5 с входным модулем 6, ПЭД (с гидрозашитой) 7 с силовым кабелем 8, БПТ 10 (термоманометрическая система - ТМС, система погружной телеметрии, например, СПТ-1) и регулирующим устройством в виде электрического клапана (ЭК) 9, выполненного в частном случае в виде электромагнитного клапана (ЭК) 9 с исполнительным механизмом 11 (например, в виде соленоида) и без или с измерительным преобразователем 12 (контрольно-измерительный прибор), совмещенным с ЭК 9 или расположенным рядом с ЭК 9. Исполнительный механизм (привод) 11 может быть совмещенный с ЭК 9 (как на фиг. 1-14) или разделенный от него (на фиг. не показано). Оболочка ЭК 9, а точнее ИМ 11 должна иметь степень защиты IP68 (степень защиты от воздействия окружающей среды по ГОСТ 14254-80). Кроме этого ЭК 9 имеет входной канал 13 (например, нижний продольный, осевой) и выходной канал 14 (например, верхний боковой, радиальный), а также затвор 15 с посадочным гнездом 16. Затвор 15, разделяющий или сообщающий между собой входной 13 и выходной 14 каналы с помощью исполнительного механизма – электропривода 11. ЭК 9 соединен сверху с ПЭД 7 или БПТ 10. По исполнению механического соединения ЭК 9 может быть соединен сверху с ПЭД 7 или БПТ 10 (например, через фланцы). По гидравлическом у соединению вход 13 ЭК снизу гидравлически соединен с нижним эксплуатационным объектом Π_2 , расположенным

под пакером 4, а выход 14 соединен с входным модулем 6 ЭН 5. Причем он может быть соединен с объектом Π_2 либо через хвостовик 17 (колонна труб, колонна полых штанг) с герметизирующим узлом 18, установленным герметично, но не жестко в

разъединитель-соединитель 19 (выполненный, например, в виде воронки) далее через колонну труб 2 с ее приемной системой 20, как на фиг.2, либо через колонну труб 2, оснащенную пакером 4, как на фиг.3. Приемная система 20 может быть выполнена в виде воронки, ниппеля или в виде нескольких или одной скважинной камеры 20. Непосредственно под разъединителем-соединителем 19 или над герметизирующим узлом 18 может быть установлен центратор 21. ЭК 9 управляется исполнительным механизмом 11 с поверхности через силовую кабель 8, или дополнительный кабель 22 (бронированный, одножильный или многожильный, грузонесущий). Кабель 8 или 22 или 8 и 22, крепятся к колонне труб клямсами 23. На хвостовике 17 или в колонне труб над пакером может быть установлено устройство 24 для глушения нижнего объекта Π_2 , в случае отказа ЭК 9 или для подачи рабочего агента в пласт Π_2 или ингибитора для предупреждения отложения в ЭК. Устройство 24 выполнено, в виде перепускного клапана или обратного клапана, установленного в скважинной камере.

ЭК 9 с исполнительным механизмом 11 сверху может крепиться через его 11 корпус непосредственно к БПТ 10 (см. фиг.2) или ПЭД 7 (см. фиг.3) с помощью фланцевого БПТ (Ф) соединения 25, а с низу он присоединяется либо к хвостовику 17, например, через резьбовое или фланцевое соединение 25, либо к колонне труб 2, например, через переходник (патрубок) 26, имеющий сверху фланцевое соединение 25, а снизу - резьбовое соединение к муфте колонны труб 2 или хвостовика 17 (см. фиг.2 и фиг.3). При установке ЭК 9 на ПЭД 7 ЭК конструктивно выполнен, так же как БПТ, в виде герметичного цилиндрического контейнера подвешенного типа. В верхней части его корпуса располагается гермоввод для подключения к выводу от нулевой точки статорной обмотки ПЭД, на фиг.2 - установка из двух частей - нижней, оснащенной пакером, и верхней, оснащенной ЭК, БПТ и ЭН, ЭК соединен непосредственно (через фланцы) с БПТ; на фиг.3 - установка из одной компоновки, оснащенной пакером, ЭК и ЭН, ЭК соединен непосредственно (через фланцы) с погружным электродвигателем (ПЭД); ЭК 9 может (см. фиг.4-7) располагаться на удаленном расстоянии от ПЭД 7, в этом случае он присоединяется к нему 7 или к БПТ 10 с помощью либо дополнительной трубы или колонны труб в виде хвостовика 17, либо дополнительной полый штанги или колонны полых штанг 27. По меньшей мере один электропровод 28 для питания БПТ и ЭК (например, осуществляется напряжением 220 В, частотой 50 Гц) и для передачи управляющего сигнала (команды) к ЭК может быть небронированным и располагаться во внутренней полости трубы или полый штанги, а при расположении его снаружи он выполнен в виде бронированного кабеля 22, в случае использования длинной колонны прикрепляемого к ней клямсами (хомутом) 23 для труб 17 или штанг 27. ЭК 9 может также присоединяться к ПЭД 7 или к БПТ 10 с помощью либо дополнительной штанги или колонне штанг 29. В этом случае бронированный кабель 22 для передачи управляющего сигнала (команды) к ЭК 9 прикрепляется снаружи к штанге клямсами (хомутом) 23 для штанг 29. ЭК 9 также может быть связан с ПЭД 7 или с БПТ 10 с помощью кабель-троса (каната) 30.

ЭК 9 может (см. фиг.8) располагаться (концентрично или эксцентрично) внутри (колонны труб) хвостовика 17, образуя с помощью дополнительных нескольких или одного жесткого или гибкого присоединительного (прикрепляющего, направляющего, фиксирующего, ограничительного) патрубка (трубопровода) 31 через себя гидравлический канал от нижнего эксплуатационного объекта Π_1 к

входному модулю 6 ЭН 5.

ЭК 9 может (см. фиг.9) располагаться (концентрично или эксцентрично) снаружи (колонны труб) хвостовика 17, образуя с помощью дополнительного жесткого или гибкого патрубка (переводника) 31 через себя гидравлический канал от нижнего эксплуатационного объекта P_1 к входному модулю 6 ЭН 5. При этом ЭК 9 может быть дополнительно прикреплен к хвостовику 17 хомутом 23, специальным или аналогичным клямсам для крепления силового кабеля к НКТ 3.

ЭК может быть выполнен (см. фиг.10) в виде угловой арматуры - с нижним осевым каналом 13 и верхним боковым (радиальным) каналом 14, который открывается (верхнее положение - сплошная линия) или закрывается (нижнее положение - пунктирная линия) затвором 15. Затвор 15, например, в виде шара, прижимается к седлу 16 путем перемещения штока 32 электропривода 11, жестко или не жестко связанного с затвором 15. Положение штока 32 (а значит, и затвора 15) регулируется через исполнительный механизм 11 по электропроводу 28, проходящему через верхний фланец 25. Этот верхний фланец 25 предназначен для присоединения к соответствующему фланцу либо погружного электродвигателя, либо блока погружной телеметрии (на фиг.10 не показан). Корпус исполнительного механизма 11 может быть совмещен с корпусом ЭК 9 или он может присоединяться к корпусу ЭК 9 либо сваркой, либо резьбовым соединением, либо с помощью фланцевого соединения (на фиг.10 не показан). В нижней части корпуса ЭК 9 также может быть фланец 25 с отверстиями под крепеж или резьбой (на фиг.8 не показан) для присоединения к муфте хвостовика 17 или колонны труб 2. При этом конфигурацию элементов, образующих гидравлический канал для пропуска пластовых флюидов нижнего объекта, выполняют таким образом, чтобы максимизировать пропускную способность клапана при заданном перепаде и габаритах, ограниченных диаметром эксплуатационной колонны 1. Например, угол конфузора входного канала 13 равен 40° , а угол диффузора (на фиг.10 отсутствует) равен 10° .

Для накопления мощности, достаточной для привода затвора малый электрический ток (используемый для БПТ) может в течение требуемого (достаточного) времени заряжать конденсатор, расположенный в корпусе ПЭД 7, или в БПТ 10, или ИМ 11, или ЭК 9.

В общем случае ЭК 9 может быть выполнен не только в виде клапана, а также и в виде задвижки (затвор перемежается перпендикулярно потоку) или крана (запирающий или регулирующий элемент, имеющий форму тела вращения или его части - шар, конус, цилиндр), или затвора (запирающий или регулирующий элемент имеет форму диска), или шланговой задвижки (перекрытие или регулирование потока осуществляется пережатием эластичного шланга).

ЭК 9 с ИМ 11 и измерительным преобразователем 12 может быть установлен в осевом центральном кармане ниппеля 33 (фиг.11) внутри хвостовика 17 или в эксцентрическом кармане муфты 34 (фиг.12) снаружи хвостовика 17, или эксцентрическом кармане цилиндрической или овальной скважинной камеры 36 (фиг.13) или муфты с эксцентричным внутренним карманом, расположенных под ПЭД 7. При этом они (ниппель 33, муфта 34, скважинная камера 36) являются элементами (составными частями, модулями) хвостовика 17 и присоединяются к колонне труб резьбовым соединением 35. Причем при расположении электропровода 28 внутри хвостовика 17 он может быть небронированным, а при его расположении снаружи (см. фиг.12), кабель 22 выполнен бронированным.

Затвор 15 может располагаться как над седлом 16 (см. на фиг.10), так и под

седлом 16 (см. на фиг.14). В этом исполнении он также может быть соединен или и не соединен со штоком 32. В последнем случае если затвор 15 связан со штоком 32 не жестко, то под затвором 15 установлена ограничительная решетка 37 с отверстиями для пропуска флюида, площадь которых больше, чем площадь канала в седле 16, а та
 5 в свою очередь больше, чем площадь дросселирования, образующаяся между затвором 15 и седлом 16. То есть клапан в этом случае выполнен сбалансированным - затвор находится под действием гидродинамических сил.

ЭК может быть выполнен (см. фиг.15) с конусообразным затвором 15 (нижнее
 10 положение - сплошная линия) в закрытом, положении прижатом к седлу 16 штоком 32. При открытом положении затвора 15 (верхнее положение пунктирная линия) входной канал 13 гидравлически сообщается с выходным каналом 14. Здесь (см. фиг.15) корпус исполнительного механизма 11 может присоединяться к корпусу клапана 9 резьбовым соединением 35, а в нижней части корпуса ЭК 9 расположен
 15 фланец 25 с отверстиями под крепеж для присоединения к переходнику 26 (на фиг.15 не показан).

ЭК может быть выполнен (см. фиг.16) с цилиндрическим затвором 15 (нижнее и
 20 верхнее положение - пунктирная линия), перемещая который изменяют проходное сечения седла 16, выполненное либо в виде щели (щелей) вдоль оси клапана, либо из нескольких отверстий (как на фиг.16), распределенных по длине цилиндрической уплотнительной поверхности, расположенных под наклоном для предупреждения отрицательного воздействия струи пластового флюида на эксплуатационную колонну или кожух. Здесь (см. фиг.16) корпус исполнительного механизма 11 может
 25 присоединяться к корпусу ЭК 9 фланцевым соединением 25, а в нижней части корпуса ЭК 9 расположен фланец 25 для присоединения либо к хвостовику 17 через переходник 26, либо к герметизирующему узлу 18.

ЭК может быть оснащен (см. фиг.17) измерительными преобразователями 12, в
 30 частности датчиком давления 38 на входе P1 (в канале 13), датчиком давления 39 на выходе P2 (в канале 14), датчиком перепада давления $40 \Delta P$ (P1-P2) на седле (штуцере) 16, датчиком температуры T 41. При этом давление из под седла 16 передается к датчикам 38 и 40 через импульсную трубку 42, а измеряемые параметры в виде электрического сигнала передаются по электропроводу 28 или 22 на поверхность
 35 к станции управления (на фиг.14 не показано). Система обеспечивает измерение и передачу в контроллер станции управления значения параметров по нескольким (например, пяти) каналам измерения (после преобразования контролируемых параметров в электрический информационный частотно-манипулируемый сигнал).
 40 Передача сигналов от ИП 12 может осуществляться так же, как и от БПТ (по последовательному протоколу обмена), при этом телеметрическая информация передается по статорной обмотке ПЭД 7 через погружной кабель 8 и далее (на фиг. не показано) через вторичную обмотку трансформатор масляный повышающий (ТМПН) через блок высоковольтный БВ на вход блока сопряжения телеметрии (БСТ),
 45 По этой же цепи подается из БСТ питание в БПТ. Затем полученный сигнал обрабатывается в БСТ и передается в контроллер станции управления для вывода на дисплейную панель и передачи информации в систему управления технологическим процессом нефтедобычи.

Если ЭК 9 расположен непосредственно (без БПТ) под ПЭД, то меняется только
 50 концевая заделка в нижней части ПЭД, серийно выпускаемого заводом «Борец», где статорная обмотка ПЭД соединяется в "звезду". Для повышения точности измерения параметров потока пластового флюида нижнего объекта перед измерительным

преобразователем может быть установлена фазоразделительная арматура, например сепаратор для предварительного отвода газа из гидравлического канала, в котором измеряется расход пластового флюида.

5 Электрический клапан может быть (см. фиг.18) совмещен с электромеханическим
одноствольным пакером 4. При этом управление этим пакером осуществляется
электрическим током, подводимым от ПЭД 7 или БПТ 10 (на фигуре он совмещен с
электроприводом 11 и ЭК 9), или от дополнительного бронированного кабеля 22,
10 присоединенного к силовому кабелю, или от индивидуального силового кабеля,
идущего с поверхности от станции управления. При этом под пакером может быть
спущен дополнительный участок колонны 2 или хвостовик 17.

Компоновка (см. фиг.19) с колонной труб 2 и может быть оснащена
дополнительным пакером 44. При этом верхний пакер 4 используется для разобщения
15 верхнего P_1 и среднего P_2 объектов, а дополнительный нижний пакер 44 для
разобщения нижнего P_3 и среднего P_2 объектов. Компоновку оснащают также
разъединителем-соединителем 19, с ЭН 5, с входным модулем 6 и с кожухом 43, с
ПЭД 7, с БПТ 10, с силовым кабелем 8 и ЭК 9. Выход 14 ЭК 9 гидравлически связан с
20 входным модулем 6 ЭН 5, а его вход 13 гидравлически связан через хвостовик 17 с
пространством под пакером 4 и 44. При этом ЭК управляет (отсекает или пропускает
через себя) потоком флюида одновременно нижнего P_3 и среднего P_2 объектов. Если
ЭН 5 расположен ниже верхнего эксплуатационного объекта P_1 , а поток пластового
флюида из нижнего объекта P_2 или среднего и нижнего объектов (P_2 и P_3)
25 недостаточный для охлаждения ПЭД 7, то скважинную установку оснащают
кожухом 43. В межпакерном пространстве устанавливают приемное устройство 45 для
среднего объекта P_2 , выполненного в виде либо скважинной камеры с клапаном или
либо перепускного клапана. При этом нижнюю секцию (часть) компоновки с
30 колонной труб 2 и с разъединителем-соединителем 19 соединяют с верхней секцией
(частью) компоновки с хвостовиком 17 (с колонны труб 3) с помощью
герметизирующего узла 18, механически соединенного (через хвостовик 17) либо с
электрическим клапаном, либо с кожухом 43. В последнем случае предусматривают
35 дополнительное герметичное соединение входа 13 ЭК 9 с колонной труб 2 или с
хвостовиком 17 (дополнительным хвостовиком - трубопроводом) внутри колонны
труб 2 для гидравлической связи с объектом P_2 или P_3 или одновременно с обоими
объектами (P_2 и P_3). В последнем случае соотношение (ограничение) дебитов между

40 P_2 и P_3 можно задать штуцерами требуемого диаметра, расположенными
соответственно в приемном устройстве 45 и 20, например, в сменных клапанах,
установленных в скважинных камерах. Параметры потока пластового флюида,
проходящего через ЭК 9, могут измеряться с помощью измерительного
преобразователя 12, установленного внутри ЭК 9 или непосредственно под ЭК 9 перед
45 входным каналом 13 (как показано на фиг.19) или в любой части гидравлического
канала. Например, над каждым из объектов устанавливают измерительный
преобразователь 12, а для передачи измеряемых параметров и для питания к нему
подводят дополнительный кабель 22 вдоль хвостовика 17 (дополнительного
50 хвостовика в виде колонны труб меньшего диаметра или колонны штанг). В одном
случае вход 13 ЭК может быть гидравлически связан через хвостовик 17 со средним
объектом P_2 (через приемное устройство 46, выполненное, например, в виде муфты
перекрестного течения (см. фиг 20) с радиальным каналом 47, а через изолированные

от них эксцентричные продольные каналы 49 к входному модулю 6 ЭН 5 постоянно поступает пластовый флюид из нижнего объекта П₃ вместе с пластовым флюидом из верхнего объекта П₁). В другом случае вход 13 ЭК может быть гидравлически связан с нижним объектом П₃ (через приемное устройство 20, выполненное в виде муфты углового радиально-осевого течения с радиальным каналом 47 (также как и с муфтой перекрестного течения 46) и гидравлически связанным с ним несквозным каналом 48 осевым или эксцентричным (без через эксцентричных продольные каналов, а к входному модулю 6 ЭН 5 постоянно поступает пластовый флюид из среднего объекта П₂ вместе с пластовым флюидом из верхнего объекта П₁). В этих случаях хвостовик 17 спускается с центратором (например, в виде упругого фонаря или муфты) или без него и герметично соединяется соответственно либо с муфтой перекрестного течения, либо с муфтой углового или радиально-осевого течения телескопическим соединением 54 с уплотнительными манжетами 55.

Скважинная установка дополнительно также может быть оснащена устройством 24 для воздействия рабочим агентом или для глушения нижнего объекта при закрытом ЭК 9, расположенным под ним и над пакером 4 на хвостовике 17 или на колонне труб 2. Приемным устройством 20 для поступления в колонну труб флюида из нижнего объекта, расположенным под пакером 44 на колонне труб 2. Приемным устройством 45 или 46 для поступления в колонну труб флюида из (среднего) объекта, расположенным между пакерами 4 и 44 на колонне труб 2, кожухом 43 прикрепленный к ЭН 5 или к колонне труб 3 через специальную муфту 50, переходником 51 от кожуха к колонне труб с пакером 4, центратором 52, центрирующим ЭК 9 или хвостовик 17 внутри кожуха 43, разъединителем-соединителем 19, герметизирующим узлом 18.

Вариант 2. Установка (фиг. [20-25](#)) для эксплуатации одного – нижнего (П₂) или двух (верхнего и нижнего) эксплуатационных объектов (П₁ и П₂) скважины включает в себя спущенные в эксплуатационную колонну 1 колонну труб 2 или колонну труб состоящую из нижней секции колонны труб 2 и верхней секции колонны труб 3. Колонна труб 2 оснащена пакером 4, устанавливаемым под верхним объектом П₁ (между объектами П₁ и П₂) без или с разъединителем колонны (или телескопическим соединением) 19. Компоновка также включает ЭН 5, снабженный входным модулем 6 и кожухом 43, ПЭД 7 с БПТ 10 или без него, силовой кабель 8 и ЭК 9. ЭК 9, в виде электромагнитного (ЭК) или электромеханического (ЭК) клапана, соединен электрически либо с ПЭД 7, либо с БПТ 10, либо с силовым кабелем 8, либо с дополнительным кабелем 22 или 28, а механически ЭК 9 соединен либо с ПЭД 7, либо с БПТ 10, либо с кожухом 43, причем выход 14 ЭК гидравлически связан с входным модулем 6 ЭН 5, а его вход 13 гидравлически связан с затрубным пространством над пакером 4, при этом ЭК 9 выполнен с возможностью управляемого отсекания или пропуска через себя потока флюида верхнего объекта П₁. Компоновка дополнительно может быть оснащена муфтой перекрестного течения (МПТ) 46, расположенной под ЭК 9 и соединенной жестко или не жестко с кожухом 43 сверху. Снизу МПТ может быть механически соединена либо с хвостовиком 17 через переходник 51, образуя с колонной 3 верхнюю секцию компоновки. При этом герметизирующий узел 18, установлен герметично, но не жестко в разъединитель-соединитель 19 далее через колонну труб 2 с ее приемной системой 20. Приемная система 20 может быть выполнена в виде воронки, ниппеля или в виде нескольких или одной скважинной

камеры 20. Непосредственно под разъединителем-соединителем 19 или над герметизирующим узлом 18 может быть установлен центратор 21 (на фиг. 20 и 25 не показан). Кроме этого, над или под ЭК 9 может быть установлен центратор 52 для центровки его расположения внутри кожуха 43. В другом случае МПТ 46 соединена с колонной труб 2 жестко и связана пакером 4. МПТ 46 выполнена, по меньшей мере, с одним радиальным каналом 47, гидравлически связанным с его несквозным осевым или эксцентричным каналом 48, связанным со входом 13 ЭК 9 для регулируемого пропуска пластового флюида верхнего объекта Π_1 и, по меньшей мере, с одним продольным сквозным эксцентрическим каналом 49, гидравлически связанным с входным модулем 6 ЭН 5 для постоянного пропуска пластового флюида нижнего объекта Π_2 . (через приемное устройство 20 во внутреннюю полость колонны труб 2, затем пакера 4, разъединителя - соединителя 19, герметизирующего узла 18, хвостовика 17, переходника 51 во внутреннюю полость кожуха 43, а далее через эксцентричные продольные каналы 49 муфты перекрестного течения 46 к входному модулю 6 ЭН 5). Для глушения нижнего объекта Π_2 и для воздействия на него рабочим агентом, установка также может быть оснащена устройством 24 на хвостовике 17 или на колонне труб 2. Устройство 24 может быть выполнено, например, в виде перепускного клапана или обратного клапана, установленного в скважинной камере. Вход 13 ЭК 9 соединен с МПТ 46 непосредственно или через промежуточный трубопровод (промежуточный патрубок) 31. Это соединение может быть выполнено в виде либо (см. фиг. 21) телескопического 54 с уплотнительными герметизирующими манжетами 55, либо (см. фиг. 22) резьбового соединения 35, либо (см. фиг. 23) фланцевого соединения 25. Причем МПТ 46 (см. фиг. 21-23) может иметь износостойкий вкладыш 56. Кроме кожуха 43 ЭК 9 может быть механически дополнительно соединен, но не жестко, либо с ПЭД 7, либо с БПТ 10. Кожух 43 сверху может быть жестко соединен с колонной труб 3 с помощью специальной муфты 50 для крепления кожуха 43 к колонне НКТ 3 с кабельным вводом 53 (для пропуска силового кабеля 8). Снизу кожух 43 соединен жестко или не жестко (через колонну труб 2) с пакером 4.

В другом исполнении (см. фиг 24) ЭК 9 может быть прикреплен к кожуху 43 собственным корпусом или (см. фиг 25) с помощью дополнительных присоединительных патрубков (фиксаторов) 31, при этом существует только электрическое соединение (с верхнего торца или с боку) исполнительного механизма 11 ЭК 9 с ПЭД 7 или с БПТ 10 посредством бронированного кабеля 22 или электропровода 28. Поток флюида из верхнего объекта Π_1 может поступать на входной модуль 6 ЭН 5 через вход 13 и выход 14 ЭК 9, а может перекрываться я его помощью. При этом поток флюида из нижнего объекта Π_2 поступает к приему 6 ЭН 5 постоянно через колонну 2 и внутреннюю полость кожуха 43.

При этом ЭК 9 (см. фиг. 24) выполнен, с входом 57 в виде радиального (без или с наклоном) канала, который может перекрываться затвором 15 для регулирования притока пластового флюида из верхнего объекта. При этом пластовый флюид из нижнего объекта постоянно поступает на прием ЭН 5 через эксцентрический сквозной продольный канал 58 в ЭК 9 и через внутреннюю полость кожуха 43.

Вариант 3. Скважинная установка (см. фиг. [26-27](#)), предназначена для эксплуатации либо одного нижнего (Π_2), либо одного верхнего Π_1 , либо одновременно двух (нижнего и верхнего) эксплуатационных объектов (Π_2 и Π_1).

Установка содержит колонну труб 2, герметично, жестко или не жестко,

соединенную с пакером 4, для разобщения нижнего Π_2 и верхнего объектов Π_1 , оснащенной разъединителем-соединителем 19, ЭН 5, снабженный входным модулем 6 и кожухом 43, ПЭД 7 с БПТ 10 или без него, силовой кабель 8 и ЭК 9. ЭК 9 может быть выполнен в виде либо многопозиционного электромагнитного клапана, либо электромеханического клапана. ЭК 9 соединен электрически либо с ПЭД 7, либо с БПТ 10, либо с силовым кабелем 8, либо с дополнительным кабелем 22. Механически ЭК 9 соединен либо с ПЭД 7, либо с БПТ 10, либо с кожухом 43. Причем выход 14 ЭК 9 гидравлически связан с входным модулем 6 ЭН 5. ЭК 9 выполнен, (по меньшей мере) с двумя изолированными входами, один из которых 13 гидравлически связан с затрубным пространством под пакером 4, а другой (дополнительный вход) 57 - с надпакерным пространством. ЭК 9 обеспечивает возможность управляемого отсекания или пропуска через себя потока флюида через вход 13 нижнего объекта Π_2 , а через вход 57 - верхнего объекта Π_1 . То есть в этом случае существует возможность одновременно регулировать поток пластового флюида и с нижнего Π_2 , и с верхнего Π_1 объектов с заданными дебитами. Дополнительный вход клапана 57 может соединяться с пространством над пакером для обеспечения поступления пластового флюида из верхнего объекта к входному модулю 6 ЭН 5 через приемное устройство 46, выполненное в виде муфты перекрестного течения с радиальным каналом 47 и гидравлически связанным с ним несквозным каналом 48 осевым или эксцентричным, через которые может поступать пластовый флюид верхнего объекта. При этом флюид поступает непосредственно в ЭК 9 или через промежуточный патрубок (переходником) 31 к входному каналу 57 ЭК 9 и при открытом положении затвора 15 ЭК 9 через выходной канал 14 ЭК 9 к входному модулю 6 ЭН 5, где он смешивается с пластовым флюидом нижнего эксплуатационного объекта Π_2 .

Здесь компоновка также может быть двух и односекционной.

В первом случае установка включает в себя спущенные в эксплуатационную колонну 1 колонну труб 2 оснащена пакером 4, устанавливаемым под верхним объектом Π_1 (между объектами Π_1 и Π_2). Колонна труб 2 оснащена ЭН 5 с входным модулем 6, ПЭД 7 с силовым кабелем 8, БПТ 10 и ЭК 9, с приводом 11 и без или с измерительным преобразователем 12, совмещенным с ЭК или расположенным рядом с ЭК 9. Кроме этого, установка имеет кожух 43 механически соединенный в нижней части с ЭК 9 с радиальным входом 57 для обеспечения поступления пластового флюида из верхнего объекта Π_1 к входному модулю 6 ЭН 5 внутри кожуха 43 через ЭК 9, с помощью которого этот поток может, как закрываться, так открываться с заданным дебитом. Для питания привода 11 к нему от БПТ 10 или от ПЭД 7 подходит электричество по электропроводу 28, расположенному внутри кожуха 43. Причем кожух 43 в этом случае в верхней части крепится к колонне труб 2 для передачи осевой нагрузки на пакер 4. С нижней стороны ЭК 9 жестко крепится к пакерной секции без или с переходником 51. При этом флюиды из нижнего объекта также проходят через ЭК 9 без или с возможностью их перекрытия. Для учета добываемого пластового флюида из верхнего объекта Π_1 вперед входом 57 в ЭК 9 или в нем может быть установлен измерительный преобразователь 12.

Установка (см. фиг. 28-29) включает в себя спущенные в эксплуатационную колонну 1 колонну труб, состоящую из нижней секции с колонной труб 2 и верхней секции с колонной труб 3. Колонна труб 2 с разъединителем-соединителем 19 колонны (или телескопическим соединением 19) в верхней части соединяется с

герметизирующим узлом 18 на хвостовике 17, расположенным под ЭК 9 и под кожухом 43, который в этом случае может крепиться к ЭН 5. Через радиальный канал 57 ЭК 9 может поступать пластовый флюид верхнего объекта. Причем он поступает непосредственно в ЭК 9 через входной канал 13, а при открытом положении затвора 15 ЭК 9 через выходной канал 14 ЭК 9 к входному модулю 6 ЭН 5, где он может смешиваться с пластовым флюидом нижнего эксплуатационного объекта. Пластовый флюид также может поступать с заданным дебитом из нижнего эксплуатационного объекта через приемное устройство 20 во внутреннюю полость сначала колонны труб 2, затем пакера 4, разъединителя - соединителя 19, герметизирующего узла 18, хвостовика 17, переходника 51. Затем через эксцентрический сквозной продольный канал 58 в ЭК 9 и уже после него во внутреннюю полость кожуха 43, а далее к входному модулю 6 ЭН 5.

В этом варианте ЭК 9 (см. фиг. 26) выполнен, с входным радиальным каналом 57, который может быть закрыт или открыт с помощью затвором 15 седла 16, расположенного в верхней части, для притока пластового флюида из верхнего объекта П₁ на прием ЭН 5 через ЭК 9 и через внутреннюю полость кожуха 43. При этом пластовый флюид из нижнего объекта П₂ также может регулироваться ЭК 9 с помощью затвора 15, который может отделять входной канал 13 от выходного канала 14 перемещаясь в нижнее положение, прекращая при этом поступление пластового флюида на прием ЭН 5 через внутреннюю полость кожуха 43. В третьей средней позиции (положении) затвора 15 происходит одновременное поступление пластового флюида из верхнего П₁ и нижнего П₂ объектов

Аналогично последнему варианту может быть множество и других исполнений ЭК 9 в виде распределительно-смесительной арматуры (смесительный клапан) для регулируемого поступления пластового флюида из верхнего П₁ и нижнего П₂ объектов с заданными дебитами.

На фиг 27 приведен пример установки, когда внутри кожуха размещено (свободно, произвольно) два ЭК один из которых гидравлически связан своим входом с пространством за кожухом 43 для регулирования дебита верхнего объекта, а второй дополнительный ЭК 60 с Исполнительным механизмом 61 электрически соединенным с ПЭД 7 или с БПТ 10 параллельно ИМ 11 ЭК 9. При этом вход ЭК 60 через присоединительный патрубок 31 или хвостовик 17 гидравлически соединяется с объектом расположенным под пакером 4.

ЭК 9 может быть выполнен электромеханическим, управляемый системой шагового электропривода (электродвигателя) 11, приводящий к изменению позиции затвора 15 и, тем самым, либо полностью перекрывая поток флюидов из объектов, либо открывая приток пластового флюида только из нижнего объекта П₂ с заданным дебитом, либо открывая приток пластового флюида только из верхнего объекта П₁ с заданным дебитом, либо открывая приток пластового флюида одновременно из верхнего объекта с заданным дебитом и из нижнего объекта с заданным дебитом. Причем дебит задается либо предварительной установкой штуцеров в соответствующий канал ЭК 9, либо изменением пропускного сечения соответствующих каналов с помощью затвора клапана.

Вариант 4. Скважинная установка (фиг. 28-30) выполнена с ЭК 9 или с двумя ЭК 9 и 60, срединных двуствольным механическим пакером 64 или совмещенных с двуствольным электромеханическим пакером 64.

Скважинная установка (фиг. 28) выполнена с параллельным расположением

колонны (хвостовика) 17 и дополнительной эксцентричной (параллельной) колонной 62 без или с дополнительным приемным устройством 63 с одним многопозиционным (трехпозиционным) ЭК 9 с двумя эксцентричными входами. ЭК 9 совмещен с двуствольным пакером 64 (dual string packer - пакер под две параллельные колонны труб). При этом в одном из стволов пакера 64 колонна труб 62 может быть, а может отсутствовать, через него на первый канал входа ЭК 9 поступает пластовый флюид из объекта P_1 . По другой (эксцентричной, параллельной) колонне труб 3, гидравлически связанной через герметизирующий узел 18 с разъединителем-соединителем 19, на другой канал входа ЭК 9 поступает пластовый флюид из объекта P_2 , расположенный под пакером 4. Например, осевой канал входа 13 расположен по центру ЭК 9 и позволяет регулировать поток пластового флюида из нижнего объекта P_2 , который отделен от объекта P_1 пакером 4. Объект P_1 отделен от входного модуля 6 ЭН 5 с помощью дополнительного пакера 64. Над пакером 64 может быть расположен дополнительный объект P_3 , гидравлически связанный с входным модулем 6 ЭН 5. Пакер 64 может быть выполнен в электромеханическом исполнении. Управление электромеханическим пакером 64 и/или ЭК 9 осуществляется электрическим током, подводимым от ПЭД 7 или БПТ 10 (на чертеже он совмещен с электроприводом 11 и ЭК 9), или от дополнительного бронированного кабеля 22, присоединенного к силовому кабелю через электрораспределительное устройство 65, или кабель 22 идет с поверхности от станции управления.

Скважинная установка (фиг.29) выполнена с ЭК 9 и дополнительным ЭК 60 (с ИМ 61), каждый из которых соединен с отдельным стволом двуствольного пакера 64 для гидравлического сообщения с соответствующими эксплуатационными объектами. Снизу через один ствол пакера, к которому может быть присоединен участок колонны 62, на вход дополнительного ЭК 60 поступает пластовый флюид из объекта P_1 . Через другой ствол пакера с присоединенным хвостовиком 17, соединенным через герметизирующий узел 18 и разъединитель-соединитель с колонной 2 и гидравлически связанной объектом P_2 , расположенным под пакером 4. Над пакером 64 может быть дополнительный эксплуатационный объект P_3 , пластовый флюид которого поступает непосредственно к входному модулю 6 ЭН 5.

Скважинная установка (фиг.30) выполнена с ЭК 9 и дополнительным ЭК 60, каждый из которых электрически соединен с ПЭД 7 или БПТ 10, а механически он соединен с присоединительной муфтой 66 (или фланцем), закрепленной снизу к кожуху 43. Кожух 43 сверху может быть соединен с муфтой 50 для крепления кожуха, расположенной на колонне труб 3 и передающей осевую нагрузку с пакера 4 (при отсутствии разъединителя-соединителя 19) или пакера 64 (в случае если он механический). Муфта 50 имеет кабельный ввод для прохода кабеля силового 8 и/или дополнительного кабеля 22. Дополнительный кабель может также проходить снаружи кожуха для подвода энергии к ЭК 9 или ЭК 60 или к электромеханическому пакеру 64. Двуствольный пакер 64 позволяет через один ствол пакера пропускать пластовый флюид из объекта P_1 , а через другой ствол пакера с хвостовиком 17, присоединенным к колонне 2, пропускать пластовый флюид из объекта P_2 , расположенный под пакером 4. Над пакером 64 может быть дополнительный эксплуатационный объект P_3 , пластовый флюид которого поступает к входному модулю 6 ЭН 5 через несколько или одно отверстие 67 без или со штуцером 68 заданного диаметра (для ограничения

притока флюида из объекта P_3) в кожухе 43.

Ниже перечислены некоторые назначения предлагаемого изобретения.

А. Установка при одновременно-раздельной добыче (ОРД) нефти работает следующим образом.

Пластовый флюид (см. фиг.1) из верхнего эксплуатационного объекта P_1 поступает непрерывно к входному модулю 6 ЭН 5, а пластовый флюид из нижнего эксплуатационного объекта P_2 может поступать к входному модулю 6 ЭН 5 непрерывно или периодически с заданным дебитом благодаря управлению потоком этого объекта с помощью ЭК 9 открытия или закрытия затвора для электромагнитного клапана или открытия проходного сечения гидравлического канала с заданной степенью для электромеханического клапана.

Пластовый флюид (см. фиг.20) из нижнего эксплуатационного объекта P_2 поступает непрерывно к входному модулю 6 ЭН 5, а пластовый флюид из верхнего эксплуатационного объекта P_1 может поступать к входному модулю 6 ЭН 5 непрерывно или периодически с заданным дебитом благодаря управлению потоком этого объекта с помощью ЭК 9 открытия или закрытия затвора для электромагнитного клапана или открытия проходного сечения гидравлического канала с заданной степенью для электромеханического клапана.

Пластовый флюид (см. фиг.26) из каждого эксплуатационного объекта P_1 и P_2 регулируется с помощью ЭК 9 изменением позиции затвора электромагнитного клапана или поворотом дискового затвора электромеханического клапана, открывая с заданным дебитом или закрывая полностью вход для потока пластового флюида соответствующего пласта. Аналогичную возможность можно обеспечить, используя два ЭК 9 и 60 (см. фиг.26).

Пластовый флюид (см. фиг.28) из двух эксплуатационных объектов P_1 и P_2 регулируется с помощью ЭК 9, открывая с заданным дебитом или закрывая полностью вход для потока пластового флюида соответствующего пласта. Аналогичную возможность можно обеспечить, используя два ЭК 9 и 60 (см. фиг.29 и 30). При этом может производиться отбор пластового флюида из верхнего (третьего) эксплуатационного объекта P_3 без пропуска его флюида через ЭК или с его пропуском, например, с использованием установки одновременно по 4 и по 2 или 3 варианту.

Б. Установка при оптимизации технологического режима основного эксплуатационного объекта работает следующим образом.

В случае если производительность ЭН 5 больше, чем оптимальный дебит основного эксплуатационного объекта, подключают непрерывно или периодически с заданным дебитом вспомогательный объект, в качестве которого может быть либо нижний (см. фиг.1, фиг.26, фиг.28) под пакером, либо верхний (см. фиг.20 и фиг.26) над пакером, либо средний объект, расположенный между пакерами (см. фиг.28).

В случае если производительность ЭН 5 меньше, чем оптимальный дебит основного эксплуатационного объекта, отключают вспомогательный объект с помощью ЭК 9.

В частности, при использовании установки по первому варианту (фиг.1), если требуется поддерживать оптимальное забойное давление на нижнем объекте, ЭК 9 выполняет функцию регулятора давления «до себя», а если требуется поддерживать постоянное (оптимальное) давление на верхнем объекте, то ЭК 9 выполняет функцию регулятора давления «до себя».

В. Установка при освоении основного эксплуатационного объекта работает

следующим образом.

В случае если призабойная зона основного эксплуатационного объекта закольматирована после бурения или глушения скважины, на время его освоения подключают непрерывно или периодически с заданным дебитом вспомогательный объект, в качестве которого может быть либо нижний (см. фиг.1 или фиг.26 или фиг.28) под пакером, либо верхний (см. фиг.20 и фиг.26) над пакером, либо средний объект, расположенный между пакерами (фиг.28).

Г. Установка, исключая скопление застойной воды на нижнем объекте работает следующим образом.

В случае если дебит из нижнего объекта недостаточный для выноса воды - ниже критического для предотвращения скопления воды на уровне нижнего пласта (повышая тем самым его дебит), под пакером спускают хвостовик с диаметром (см., например, фиг.18), достаточным для достижения предельной (критической) скорости потока флюида.

Д. Установка при исследовании основного эксплуатационного объекта работает следующим образом.

В случае исследования основного эксплуатационного объекта на режиме с дебитом меньше, чем минимально возможная производительность спущенного ЭН 5 при непрерывной его эксплуатации, на время его исследования подключают непрерывно или периодически с заданным дебитом вспомогательный объект, в качестве которого может быть либо нижний (см. фиг.1 или фиг.26 или фиг.28) под пакером, либо верхний (см. фиг.20 и фиг.26) над пакером, либо средний объект, расположенный между пакерами (фиг.28).

Е. Установка при обеспечении надежной работы насосной установки работает следующим образом.

Подключают вспомогательный объект непрерывно или периодически с дебитом, достаточным для обеспечения надежной работы ЭН 5 на непрерывном режиме в следующих случаях:

- если в пластовом флюиде основного эксплуатационного объекта содержатся с высокой концентрацией (осложняющих) компоненты, отрицательно влияющие на надежность работы ЭН 5,

- если производительность ЭН 5 больше, чем дебит основного эксплуатационного объекта,

- если производительность ЭН 5 минимального типоразмера больше, чем дебит эксплуатационного объекта.

Е. Установка при обеспечении надежной работы погружного электродвигателя работает следующим образом.

Подключают вспомогательный объект непрерывно или периодически с дебитом, достаточным для обеспечения надежной работы ПЭД 7, - при повышении температуры ПЭД выше допустимого значения. То есть ЭК 9 в этом случае выполняет функцию регулятора температуры ПЭД.

Конкретные примеры по реализации данного способа приводится ниже.

Пример 1. В скважине №1111 вскрыто два пласта со следующими характеристиками: нижний - на глубине 2500 метров с пластовым давлением 19 МПа, коэффициентом продуктивности $25 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$, обводненностью 96%;

верхний - на глубине 2430 метров с пластовым давлением 16 МПа, коэффициентом продуктивности $5 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$, обводненностью 20%. Причем потенциальный коэффициент продуктивности по данным гидродинамических исследований (КВД)

был больше в два раза, но он не достигался из-за неполного освоения (работающая мощность составляла всего 30%) верхнего пласта (недостаточная депрессия) из-за активности нижнего пласта

5 Первоначально при совместной эксплуатации пластов с помощью УЭЦН 5 -200 дебит скважины составил $195 \text{ м}^3/\text{сут}$, а дебит нефти $23 \text{ м}^3/\text{сут}$.

10 Было решено использовать предлагаемый способ с установкой по 1 варианту для полного освоения верхнего пласта (декольматации его призабойной зоны), для этого с помощью электромагнитного клапана постепенно увеличивали депрессию на верхнем пласте с 4.1 МПа до 10 МПа. При этом открытие клапана осуществляли с целью предупреждения срыва подачи. В процессе освоения периоды подключения нижнего объекта уменьшались, что свидетельствовало об увеличении коэффициента продуктивности верхнего пласта. После стабилизации режима (по данным КВД) 15 коэффициент продуктивности верхнего пласта составил $1 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$, а обводненность его уменьшилась до 15%. При этом его дебит составил по жидкости $86 \text{ м}^3/\text{сут}$, а по нефти $68 \text{ м}^3/\text{сут}$. Общий дебит двух пластов составлял по жидкости $195 \text{ м}^3/\text{сут}$, а по нефти $73 \text{ м}^3/\text{сут}$. То есть при неизменном типоразмере УЭЦН и неизменной добыче жидкости удалось увеличить дебит нефти более чем в три раза.

20 Следует отметить, что эксплуатировать только верхний пласт при изоляции нижнего пласта (а это нельзя было делать из-за недостаточной выработки нижнего пласта) на непрерывном режиме не удалось бы из-за:

25 - опасности выхода из строя насоса в режиме периодической эксплуатации при освоении пласта из-за увеличения частоты воздействия ударных пусковых перегрузок;
- несоответствия продуктивных характеристик пласта (даже после его полного освоения) производительности электроцентробежного насоса, а при меньшем типоразмере насоса повышается вероятность неполного использования потенциала скважины.

30 Пример 2. В скважине №2222 вскрыто два пласта со следующими характеристиками: нижний - на глубине 2600 метров с пластовым давлением 20 МПа, коэффициентом продуктивности $4 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$, обводненностью 15%;

35 верхний - на глубине 2500 метров с пластовым давлением 19 МПа, коэффициентом продуктивности $22 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$, обводненностью 95%.

Первоначально при совместной эксплуатации пластов с помощью УЭЦН 5-200 дебит скважины составил $199 \text{ м}^3/\text{сут}$, а дебит нефти $37 \text{ м}^3/\text{сут}$.

40 После использования предлагаемого способа с установкой по 2 варианту и электромагнитным клапаном, открывающим и закрывающим приток пластового флюида из верхнего пласта за счет дифференцированного воздействия большей депрессией на нижний менее обводненный пласт при неизменном дебите жидкости, удалось увеличить добычу нефти до $45 \text{ м}^3/\text{сут}$ (более чем на 50%).

45 Пример 3. В искривленной скважине №3333 вскрыт нефтенасыщенный пласт со следующими характеристиками: глубина 2600 метров; пластовое давление 17,3 МПа; коэффициент продуктивности $1,2 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$; обводненность 15%.

50 Использование штангового насоса из-за искривленности данной скважины невозможно, а для непрерывной эксплуатации пласта при проектном забойном давлении 9 МПа с дебитом жидкости $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ не существует типоразмеров УЭЦН с требуемой производительностью. Периодическая эксплуатация УЭЦН снижает надежность установки (низкая наработка на отказ, малый межремонтный период скважины). А при увеличении депрессии увеличивается вероятность образования

водяного конуса из-за подстилающей данный пласт подошвенной воды. Поэтому производители УЭЦН не рекомендуют их эксплуатацию в периодическом режиме и не поддерживают при этом гарантийные обязательства на погружное оборудование.

5 Было решено, в качестве вспомогательного объекта вскрыть интервал в водонасыщенной части пласта для обеспечения непрерывной работы ЭЦН5-15, а также для предупреждения образования водяного конуса. Затем в скважину была спущена установка по варианту 3 предлагаемого изобретения с возможностью регулировки как верхнего, так и нижнего объектов. При стабильной работе установки 10 на заданном проектном режиме дебит скважины составил 15 м³/сут, в том числе 10 м³/сут из основного объекта, в качестве которого использовался нефтенасыщенный интервал пласта, и 5 м³/сут из вспомогательного объекта в качестве которого использовался водонасыщенный интервал пласта, отделенный от основного объекта 15 пакером. При этом дебит нефти составил 8,5 м³/сут.

После проведения его гидроразрыва пласт П₁, параметры пластового флюида стали выходить за границы условий применимости выпускаемых УЭЦН даже для износо-коррозионно-тепло-стойкого исполнения (ИКТ). В частности, как видно из 20 таблицы, это отклонение наблюдалось по следующим параметрам: температуре рабочей среды (пластового флюида), концентрации в нем твердых частиц, по его кислотности (показатель Ph) и концентрации сероводорода, а также по содержанию свободного газа на проектном режиме даже при спуске УЭЦН на забой скважины.

25 Подключение обводненного пласта П₂ и использование УЭЦНИКТ5-20/35 с компоновкой по предлагаемому изобретению позволило сместить параметры рабочей среды (смесь пластовых флюидов) в зону условий, допустимых при эксплуатации УЭЦН, что повысило надежность работы установки.

30 Параметры	Ед. изм.	Насос	Объекты		Всего
		УЭЦНИКТ	П ₁	П ₂	
Температура рабочей среды	°С	120	123	100	118
Концентрация твердых частиц в пластовой жидкости	мг/л	500	550	100	460
Показатель Ph		5	4.5	7.2	5.04
35 Концентрация сероводорода	%	0.125	0.13	0.01	0.106
Содержание газа	%	25%	30%	0.01	0.242
Обводненность	%	-	69%	99%	75%
Дебит до перевода	м ³ /сут	28	28		28
40 Дебит после перевода	м ³ /сут	35	28	7	35

40 Кроме этого изменение обводненности с 69% (при которой наблюдалась максимальная вязкость водонефтяной эмульсии) до обводненности 75%, при которой уже произошла инверсия фаз, при этом вязкость пластового флюида уменьшилась на порядок.

45 При необходимости, отключив на время пласт П₂, можно точно определить характеристики пласта П₁ (например, обводненность его пластового флюида).

Аналогичные примеры можно привести и для скважин, эксплуатируемых УЭЦН в осложненных условиях, например скважины, подверженные солеотложению, АСПО, 50 гидратным отложениям и пр.

Пример 4.

В скважине №4444 вскрыто три пласта со следующими характеристиками: верхний - на глубине 2500 метров с пластовым давлением 19 МПа, коэффициентом

продуктивности 3 м³/сут/МПа, обводненностью 30%;

средний - на глубине 2600 метров с пластовым давлением 22 МПа, коэффициентом продуктивности 19 м³/сут/МПа, обводненностью 95%;

5 нижний - на глубине 2700 метров с пластовым давлением 21,5 МПа, коэффициентом продуктивности 4 м³/сут/МПа, обводненностью 10%.

Первоначально при совместной эксплуатации пластов с помощью УЭЦН 5-200 дебит скважины составил 198 м³/сут, а дебит нефти 45 м³/сут.

10 После использования предлагаемого способа с установкой по 4 варианту и электромагнитным клапаном, регулирующим приток пластового флюида из среднего (ограничивая его) пласта и нижнего (форсируя его) за счет дифференцированного воздействия большей депрессией на нижний менее обводненный пласт при неизменном дебите жидкости, удалось увеличить добычу нефти до 64 м³/сут (на 41%).

15 Другие возможности использования предлагаемого способа и работы различных вариантов скважинных установок понятны из представленных графических материалов.

Формула изобретения

20 1. Способ добычи флюида из пластов одной скважины электроприводным насосом, включающий спуск в скважину компоновки, состоящей из колонны труб, оснащенной, по крайней мере, одним пакером для разобщения объектов с
25 разъединителем-соединителем или без него, электроприводного насоса без или с кожухом, снабженного входным модулем, силового кабеля, погружного электродвигателя без или с блоком погружной телеметрии, хвостовика и, по меньшей мере, одного управляемого электрического клапана с запорным элементом, открытием которого регулируют поток флюида, по крайней мере, из одного объекта,
30 проходящего через клапан к вышерасположенному входному модулю электроприводного насоса, отличающийся тем, что электрический клапан электромагнитного или электромеханического действия, электрически соединяют или с погружным электродвигателем или с блоком погружной телеметрии, или же с кабелем, а также его соединяют механически, жестко или не жестко, либо с
35 погружным электродвигателем, либо с блоком погружной телеметрии, либо с кожухом, либо же с хвостовиком, причем электрический клапан располагают над пакером, при этом выполняют электрический клапан либо с одним входом, гидравлически связанным с пространством под пакером или над пакером, либо с
40 двумя изолированными входами, один из которых гидравлически связан с пространством под пакером, а другой - с пространством над пакером, либо компоновку оснащают двумя электрическими клапанами, один из которых гидравлически связан с пространством под пакером, а другой - с пространством над пакером, обеспечивая при этом возможность управляемого как отсекаания, так и
45 пропуска через себя потока флюида для нижнего или для верхнего объекта, или одновременно для нижнего и верхнего объектов без или с измерением параметров потока.

50 2. Способ по п.1, отличающийся тем, что электрический клапан механически соединяют либо с погружным электродвигателем в торце, либо с блоком погружной телеметрии в торце или сбоку, либо с кожухом внутри или в виде его элемента, либо с хвостовиком внутри или снаружи, или в виде его элемента, либо с колонной труб внутри или снаружи, или в виде ее элемента, причем электрический клапан соединяют либо жестко, через одно или несколько соединений - фланцевое, резьбовое, сварное,

раструбное, клеевое, пайкой, чеканкой, клепкой, либо не жестко, с фиксацией или без, через одно или несколько соединений - телескопическое, хомутами, патрубками, проволокой, гибкими элементами, посадкой в карман ниппеля или скважинной камеры.

5 3. Способ по п.1, отличающийся тем, что управляют степенью открытия затвора электрического клапана с поверхности скважины путем подачи через силовой или
10 дополнительный кабель постоянного или переменного электрического тока, при этом затвором как разделяют, так и гидравлически сообщают между собой входной и
15 выходной каналы клапана, соответственно для перекрытия или открытия потока флюида от объекта к входному модулю электроприводного насоса, при этом изменяют дебит данного объекта, открытием затвора электромагнитного клапана по
20 заданной программе, причем электрический клапан выполняют либо в виде электромагнитного клапана с исполнительным механизмом, либо в виде
15 электромеханического клапана с приводом, а в качестве электроприводного насоса используют либо электроцентробежный, либо винтовой, либо диафрагменный, причем его располагают либо над верхним объектом, либо на его уровне, либо под ним в двух
20 последних случаях, при потоке пластового флюида через электрический клапан, недостаточном для охлаждения погружного электродвигателя, электроприводной насос дополнительно оснащают кожухом.

4. Способ по п.1, отличающийся тем, что закрывают или открывают затвор
25 электрического клапана, соответственно отсекая или пропуская через него поток флюида, по меньшей мере, из одного объекта путем подачи управляющего сигнала на электрический клапан с поверхности скважины через канал связи, в качестве которого
30 используют либо силовую кабель, либо дополнительный кабель, либо колонну труб, причем управление осуществляют на основе информации об измеряемых величинах, передаваемых по тому же или по дополнительному каналу связи, при этом
35 управляющий сигнал подают по электрической цепи без или с использованием гидропривода, а в последнем случае либо управляющий сигнал передают через командную среду от системы автоматического регулирования, либо создают силовое
40 воздействие через управляющую среду на привод или исполнительный механизм для перемещения затвора в требуемое положение.

5. Способ по п.1, отличающийся тем, что разделяют объекты с помощью пакера на
нижний и верхний эксплуатационные объекты, при этом с помощью электрического
45 клапана управляют потоком пластового флюида либо из нижнего эксплуатационного объекта, либо из верхнего эксплуатационного объекта, либо одновременно из
40 нижнего и верхнего эксплуатационных объектов, при этом либо осуществляют одновременно-раздельную добычу пластовых флюидов из эксплуатационных объектов, регулируя их дебиты, либо обеспечивают эксплуатацию электроприводного насоса на режиме с максимальным коэффициентом полезного действия, либо
45 ограничивают дебит объекта с флюидами, имеющими высокое значение обводненности, или газосодержания, или температуры, или давления, или концентрации осложняющих компонентов - песка, соли,
асфальто-смоло-парафиновых отложений, коррозионно-агрессивных компонентов, причем изменяют дебит без или с использованием дополнительных систем
50 регулирования дросселированием потока на устье скважины, периодическим включением и отключением электродвигателя, регулированием числа оборотов ротора погружного электродвигателя либо за счет изменения частоты тока при использовании трехфазного электродвигателя, либо преобразованием сигналов ЭДС

при применении управляемого вентиляционного электродвигателя.

6. Способ по п.1, отличающийся тем, что разделяют объекты пакером на основной эксплуатационный объект и вспомогательный объект, а компоновку выполняют с возможностью как разобщения, так и сообщения через электрический клапан
5 вспомогательного объекта с входным модулем электроприводного насоса, при этом подключают в эксплуатацию вспомогательный объект, открывая затвор электрического клапана, либо в процессе освоения основного эксплуатационного объекта без или с последующим его закрытием после полного освоения и вывода на
10 заданный технологический режим основного эксплуатационного объекта, либо в процессе исследования основного эксплуатационного объекта на технологическом режиме с дебитом, меньшим нижней допустимой границы производительности электроприводного насоса, либо при снижении забойного давления на основном эксплуатационном объекте ниже допустимого уровня, либо при добыче высоковязкой
15 нефти из основного объекта с гидротранспортом менее вязкими флюидами вспомогательного объекта, либо при превышении в пластовом флюиде основного эксплуатационного объекта допустимой концентрации одного или нескольких осложняющих компонентов - песка, соли, водонефтяной эмульсии,
20 асфальто-смоло-парафиновых отложений, газа, коррозионно-активных компонентов, смешивая их с пластовым флюидом вспомогательного объекта с меньшей концентрацией этих компонентов, либо при добыче нефти из низко-продуктивного основного эксплуатационного объекта на технологическом режиме, меньшем, чем производительность электроприводного насоса минимального типоразмера,
25 предупреждая тем самым периодический режим работы насоса или срыв его подачи, или кавитацию газа, или перегрев погружного электродвигателя, либо при эксплуатации электроприводного насоса за пределами его регулировочной характеристики, либо для предупреждения недопустимого понижения давления на
30 уровне электроприводного насоса, либо для предупреждения недопустимого превышения температуры погружного электродвигателя, при этом используют либо управление электрическим защитным клапаном по обратной связи на основе измеряемых параметров, либо программное управление открытием затвора электрического клапана, либо с автоматически открываемым затвором
35 предохранительного клапана.

7. Способ по п.1, отличающийся тем, что измеряют один или несколько параметров потока флюида - расход, давление, температуру, обводненность, газосодержание с помощью измерительного преобразователя, установленного либо в электрическом
40 клапане, либо снаружи от него - в гидравлическом канале с потоком флюида, проходящим через него из объекта, при этом измерительный преобразователь связывают с блоком погружной телеметрии для дальнейшей передачи на поверхность по силовому кабелю вместе с информацией, замеряемой в блоке погружной телеметрии - давлением и температурой, преобразовывая их в электрический сигнал
45 или в частоту электрических импульсов, причем их связывают либо электропроводом, либо с помощью электромагнитных беспроводных телеметрических устройств, затем в зависимости от этих параметров и измеряемых параметров замерных систем, расположенных на поверхности скважины - дебита жидкости, обводненности,
50 буферного давления, затрубного давления, устьевой температуры извлекаемых флюидов, динамического уровня, силы, напряжения и частоты тока изменяют дебит, по меньшей мере, одного объекта, управляя электрическим клапаном.

8. Способ по п.1, отличающийся тем, что без измерения параметров потока

флюида, проходящего из объекта через электрический клапан, - дебита, обводненности, газосодержания флюида, их определяют по регистрируемым изменениям одной или нескольких физических величин добываемого флюида - плотности, вязкости, концентрации микроэлементов, давления или температуры на уровне блока погружной телеметрии, перепада давления или температуры на клапане, или динамического уровня, при этом либо открывают затвор электрического клапана, обеспечивая непрерывное движение потока, либо закрывают его затвор, либо открывают и закрывают электрический клапан во времени.

9. Способ по п.1, отличающийся тем, что разделяют компоновку на две секции - нижнюю и верхнюю, спускают на технологических трубах нижнюю секцию компоновки с пакером и разъединителем-соединителем над пакером, устанавливают пакер под верхним объектом, отсоединяют технологические трубы от разъединителя-соединителя, расположенного на верхнем конце нижней секции компоновки, извлекают технологические трубы на поверхность, затем спускают верхнюю секцию компоновки с герметизирующим узлом, расположенным в нижнем ее конце, который герметично, но не жестко соединяют с разъединителем-соединителем нижней секции компоновки, причем верхнюю секцию компоновки оснащают снизу-вверх герметизирующим узлом, хвостовиком, электрическим клапаном с измерительным преобразователем или без него, блоком погружной телеметрии, погружным электродвигателем с силовым кабелем, электроприводным насосом с входным модулем и с кожухом или без него, насосно-компрессорными трубами.

10. Способ по п.1, отличающийся тем, что спускают всю компоновку за один раз, затем устанавливают пакер под верхним объектом и добывают пластовые флюиды, по меньшей мере, из одного объекта, а приток пластовых флюидов из другого объекта открывают или перекрывают с помощью управляемого электрического клапана, причем при наличии кожуха его присоединяют сверху к колонне труб над электроприводным насосом, а снизу либо - к пакеру, при этом электрический клапан располагают внутри кожуха, либо - к электрическому клапану, при этом электрический клапан электрически соединяют с блоком погружной телеметрии или с погружным электродвигателем электропроводом, проходящим внутри кожуха, а механически он соединен сверху с кожухом, а снизу - с пакером, а при отсутствии кожуха электрический клапан присоединяют сверху к блоку погружной телеметрии или к погружному электродвигателю, а снизу его присоединяют через хвостовик к пакеру, при этом пакер выполняют механическим или электромеханическим, причем в последнем случае электромеханический пакер либо разделен, либо совмещен с электрическим клапаном, а устанавливают его путем подачи электрического сигнала с поверхности.

11. Способ по п.1, отличающийся тем, что обеспечивают возможность для двух объектов, как отсекания, так и пропуска потока флюида с заданным расходом при одновременном измерении или определении его параметров, по крайней мере, для одного объекта, при этом либо один электрический клапан выполняют с двумя входами, каждый из которых гидравлически связан с соответствующим объектом, либо установку оснащают двумя электрическими клапанами, каждый из которых своим входом гидравлически связан с соответствующим объектом, причем электрический клапан либо размещают на кожухе, либо совмещают с электромеханическим пакером, выполненным двуствольным для эксцентрических колонн труб, а одну из колонн с нижним герметизирующим узлом соединяют при спуске с разъединителем-соединителем, расположенным над пакером, установленным

над нижним объектом.

12. Способ по п.1, отличающийся тем, что используют дополнительный кабель либо для управления электрическим клапаном, либо для питания и передачи информации от измерительных преобразователей, установленных внутри или снаружи электрического клапана, либо для управления электромеханическим пакером, либо для питания и передачи информации от измерительных преобразователей блока погружной телеметрии.

13. Скважинная установка, содержащая колонну труб, оснащенную пакером, для разобщения между собой нижнего и верхнего объектов с разъединителем-соединителем или без него, электроприводной насос без или с кожухом, снабженный входным модулем, погружной электродвигатель с блоком погружной телеметрии или без него, хвостовик, кабель и электрический клапан, отличающийся тем, что электрический клапан электромагнитного или электромеханического действия соединен электрически либо с погружным электродвигателем, либо с блоком погружной телеметрии, либо же с кабелем, а также он соединен механически или с погружным электродвигателем, или с блоком погружной телеметрии, или же с хвостовиком, причем электрический клапан расположен над пакером, его выход гидравлически связан с входным модулем электроприводного насоса, а его вход гидравлически связан с пространством под пакером, при этом электрический клапан выполнен с возможностью управляемого как отсекания, так и пропуска через себя потока флюида нижнего объекта.

14. Скважинная установка по п.13, отличающаяся тем, что электрический клапан механически соединен сверху либо с погружным электродвигателем, либо с блоком погружной телеметрии непосредственно через фланцевое или резьбовое соединение, либо с хвостовиком в виде трубопровода или полый штанги, или штанги, или кабеля, или грузонесущего элемента, при этом электрический клапан электрически соединен с погружным электродвигателем или блоком погружной телеметрии через электропровод, выполненный либо небронированным, в этом случае он проходит внутри хвостовика, либо в виде бронированного кабеля, в этом случае он закреплен или хомутами, или клямсами к трубопроводу или к штанге, либо - в виде неприкрепленного кабеля, причем электрический клапан расположен либо внутри хвостовика и установлен без или с фиксацией в осевом кармане ниппеля или эксцентричного кармана скважинной камеры, или в кольцевом зазоре муфты, либо снаружи хвостовика и установлен в эксцентричном кармане муфты или прикреплен к хвостовику хомутами, либо он выполнен как составной элемент хвостовика, на котором установлен пакер, приемным устройством для поступления в колонну труб флюида из нижнего объекта, расположенным под пакером на колонне труб, причем это устройство выполнено в виде ниппеля или муфты радиального течения, или муфты перекрестного течения, или клапана в скважинной камере, дополнительным нижним пакером, установленным над дополнительным нижним объектом, приемным устройством для поступления в колонну труб флюида из объекта, расположенного между пакерами на колонне труб, причем это устройство выполнено в виде муфты перекрестного течения или клапана в скважинной камере, центратором, расположенным под разъединителем-соединителем на нижней части компоновки и/или над герметизирующим узлом на верхней части компоновки, телескопическим соединением, расположенным под или над электрическим клапаном, фазоразделительной арматурой.

15. Скважинная установка по п.13, отличающаяся тем, что она выполнена либо из

двух секций - нижней и верхней, причем нижняя секция спущена предварительно и оснащена пакером, посаженным ниже верхнего объекта, и разъединителем-соединителем на верхнем конце нижней секции, а верхняя секция установки имеет возможность последующего спуска и оснащена электроприводным насосом, силовым кабелем, погружным электродвигателем, электрическим клапаном, хвостовиком и герметизирующим узлом, расположенным в нижнем конце верхней секции и герметично установленным в разъединителе-соединителе нижней части, образуя при этом гидравлический канал от нижнего объекта через канал электрического клапана в пространство над пакером к входному модулю электроприводного насоса, причем этот канал открыт или перекрыт затвором электрического клапана, либо она выполнена из одной секции колонны труб герметично, жестко или не жестко соединенной с пакером без или с разъединителем-соединителем колонны труб, имеющей возможность одновременного спуска вместе с электроприводным насосом, электрическим клапаном и пакером, установленным под верхним объектом.

16. Скважинная установка по п.13, отличающаяся тем, что электрический клапан оснащен измерительным преобразователем, установленным либо внутри, либо снаружи клапана для измерения параметров потока пластового флюида, проходящего от объекта к входному модулю электроприводного насоса через его вход, гидравлически связанный с соответствующим объектом, либо он совмещен с блоком погружной телеметрии, который либо встроен в головку погружного электродвигателя, либо выполнен автономно и расположен непосредственно под погружным электродвигателем или над электрическим клапаном, или под ним, либо он встроен в электрический клапан без или с дополнительным источником питания для измерительного преобразователя в момент прекращения подачи электрического тока, способного заряжаться после его подачи.

17. Скважинная установка по п.13, отличающаяся тем, что вход электрического клапана выполнен в виде осевого канала, расположенного в нижней части клапана под затвором и гидравлически связан с объектом, а выход электрического клапана выполнен в виде радиального бокового или углового, или осевого, по меньшей мере, одного канала, расположенного над затвором и гидравлически связанного с входным модулем электроприводного насоса через затрубное пространство.

18. Скважинная установка по п.13, отличающаяся тем, что электрический клапан выполнен с затвором для полного открытия и перекрытия потока флюида нижнего объекта, при этом затвор имеет возможность либо перемещения параллельно оси потока флюида, либо поворота вокруг собственной оси и имеет форму тела вращения или его части, либо поворота вокруг оси, перпендикулярной или расположенной под углом к направлению потока флюида, и имеет форму диска.

19. Скважинная установка по п.13, отличающаяся тем, что электрический клапан выполнен с затвором, имеющим форму либо полусферы или шара, связанного или не связанного со штоком электропривода и расположенного над или под седлом, либо усеченного конуса с уплотнительной поверхностью соответствующей конической поверхности седла, либо цилиндра с уплотнительной цилиндрической поверхностью.

20. Скважинная установка по п.13, отличающаяся тем, что электромагнитный клапан выполнен либо нормально закрытым, либо нормально открытым с исполнительным механизмом, который при отсутствии или прекращении подачи энергии, автоматически обеспечивает переключение затвора в положение соответственно либо "Закрыто", либо "Открыто".

21. Скважинная установка по п.13, отличающаяся тем, что электрический клапан выполнен с дистанционно расположенным исполнительным механизмом или приводом, не установленным непосредственно в нем, при этом, для герметизации подвижного штока от пластовых флюидов, клапан оснащен либо сальниковым уплотнением, либо сильфоном, либо мембраной, либо диафрагмой.

22. Скважинная установка по п.13, отличающаяся тем, что она дополнительно оснащена одним или несколькими устройствами - устройством для воздействия рабочим агентом или для глушения нижнего объекта при закрытом электрическом клапане, расположенным под ним и над пакером на колонне труб или на хвостовике, причем это устройство выполнено в виде перепускного клапана или обратного клапана в скважинной камере, переходником от электрического клапана к хвостовику, на котором установлен пакер, приемным устройством для поступления в колонну труб флюида из нижнего объекта, расположенным под пакером на колонне труб, причем это устройство выполнено в виде ниппеля или муфты радиального течения, или муфты перекрестного течения, или клапана в скважинной камере, дополнительным нижним пакером, установленным над дополнительным нижним объектом, приемным устройством для поступления в колонну труб флюида из объекта, расположенного между пакерами на колонне труб, причем это устройство выполнено в виде муфты перекрестного течения или клапана в скважинной камере, центратором, расположенным под разъединителем-соединителем на нижней части компоновки и/или над герметизирующим узлом на верхней части компоновки, телескопическим соединением, расположенным под или над электрическим клапаном, фазоразделительной арматурой.

23. Скважинная установка, содержащая колонну труб, оснащенную пакером для разобщения между собой нижнего и верхнего объектов с разъединителем-соединителем или без него, электроприводным насосом, снабженным входным модулем, кожухом, хвостовиком, погружным электродвигателем с блоком погружной телеметрии или без него, кабелем и электрическим клапаном без или с присоединительным патрубком, отличающийся тем, что электрический клапан электромагнитного или электромеханического действия соединен электрически либо с погружным электродвигателем, либо с блоком погружной телеметрии, либо же с кабелем, а также он соединен механически или с погружным электродвигателем, или с блоком погружной телеметрии, или с кожухом, или же с присоединительным патрубком, причем электрический клапан расположен над пакером, его выход гидравлически связан с входным модулем электроприводного насоса, а его вход гидравлически связан с пространством над пакером, при этом электрический клапан выполнен с возможностью управляемого как отсекания, так и пропуска через себя потока флюида верхнего объекта.

24. Скважинная установка по п.23, отличающаяся тем, что она дополнительно оснащена муфтой перекрестного течения, расположенной под электрическим клапаном и соединенной жестко или не жестко с кожухом сверху, а снизу она соединена механически с хвостовиком или с пакером, причем муфта перекрестного течения выполнена, по меньшей мере, с одним радиальным каналом.

25. Скважинная установка по п.23, отличающаяся тем, что кожух сверху жестко соединен с колонной труб над электроприводным насосом, а снизу он соединен жестко или не жестко с пакером.

26. Скважинная установка по п.23, отличающаяся тем, что она дополнительно оснащена одним или несколькими устройствами - устройством для воздействия

рабочим агентом или для глушения нижнего объекта при закрытом электрическом клапане, расположенным под ним и над пакером на колонне труб, или на хвостовике, или на кожухе, причем это устройство выполнено в виде перепускного клапана или обратного клапана в скважинной камере, центратором, размещенным внутри кожуха над или под электрическим клапаном, муфтой для крепления кожуха к насосно-компрессорным трубам над электроприводным насосом, кабельным вводом в кожухе для прохода силового и/или дополнительного кабеля, переходником от кожуха к хвостовику, на котором установлен пакер, приемным устройством для поступления в колонну труб флюида из нижнего объекта, расположенным под пакером на колонне труб, причем это устройство выполнено в виде ниппеля или клапана в скважинной камере, распределительно-смесительной арматурой.

27. Скважинная установка, содержащая колонну труб, оснащенную пакером для разобщения между собой нижнего и верхнего объектов с разъединителем-соединителем или без него, электроприводной насос с кожухом, снабженный входным модулем, погружной электродвигатель с блоком погружной телеметрии или без него, силовой кабель и, по крайней мере, один электрический клапан, отличающаяся тем, что электрический клапан электромагнитного или электромеханического действия соединен электрически либо с погружным электродвигателем, либо с блоком погружной телеметрии, либо же с кабелем, а также он соединен механически или с погружным электродвигателем, или с блоком погружной телеметрии, или же с кожухом, при этом выход электрического клапана гидравлически связан с входным модулем электроприводного насоса, причем либо электрический клапан выполнен с двумя изолированными входами, один из которых гидравлически связан с пространством под пакером, а другой - с пространством над пакером, либо компоновка оснащена двумя электрическими клапанами, один из которых гидравлически связан с пространством под пакером, а другой - с пространством над пакером, обеспечивая при этом возможность управляемого как отсекания, так и пропуска через себя потока флюида, соответственно для нижнего или для верхнего объекта, или одновременно для нижнего и верхнего объектов.

28. Скважинная установка по п.27, отличающаяся тем, что она дополнительно оснащена муфтой перекрестного течения, расположенной под электрическим клапаном и соединенной жестко или не жестко с кожухом сверху, а снизу она соединена механически с хвостовиком или с пакером, причем муфта перекрестного течения выполнена, по меньшей мере, с одним радиальным каналом, гидравлически связанным с его несквозным осевым или эксцентричным каналом, связанным со входом электрического клапана для регулируемого пропуска пластового флюида первого объекта и, по меньшей мере, с одним продольным сквозным эксцентричным каналом, гидравлически связанным либо с дополнительным входом в электрический клапан либо с дополнительным электрическим клапаном для регулируемого пропуска пластового флюида второго объекта, при этом вход или дополнительный вход электрического клапана соединен с муфтой перекрестного течения непосредственно или через промежуточный патрубок либо резьбовым, либо фланцевым, либо телескопически герметизирующим соединением.

29. Скважинная установка по п.27, отличающаяся тем, что выход электрического клапана гидравлически сообщен при одном положении затвора с подпакерным пространством, при другом положении затвора - с надпакерным пространством, при третьем положении затвора - одновременно как с подпакерным, так и с надпакерным пространствами, причем изменение позиции затвора выполнено вдоль оси клапана

или путем его вращения шаговым электроприводом.

30. Скважинная установка по п.27, отличающаяся тем, что она дополнительно оснащена одним или несколькими устройствами - устройством для воздействия рабочим агентом или для глушения нижнего объекта при закрытом электрическом клапане, расположенным под ним и над пакером на колонне труб, или на хвостовике, или на кожухе, причем это устройство выполнено в виде перепускного клапана или обратного клапана в скважинной камере, центратором, размещенным внутри кожуха над или под электрическим клапаном, муфтой для крепления кожуха к насосно-компрессорным трубам над электроприводным насосом, кабельным вводом в кожухе для прохода силового и/или дополнительного кабеля переходником от кожуха к хвостовику, на котором установлен пакер, приемным устройством для поступления в колонну труб флюида из нижнего объекта, расположенным под пакером на колонне труб, причем это устройство выполнено в виде ниппеля или клапана в скважинной камере, распределительно-смесительной арматурой.

31. Скважинная установка, содержащая, по крайней мере, одну колонну труб, оснащенную верхним и нижним пакерами для разобщения объектов между собой с разъединителем-соединителем или без него, электроприводной насос без или с кожухом, снабженный входным модулем, погружной электродвигатель с блоком погружной телеметрии или без него, кабель и, по меньшей мере, один электрический клапан, отличающаяся тем, что электрический клапан электромагнитного или электромеханического действия соединен электрически и механически с одной стороны либо с погружным электродвигателем, либо с блоком погружной телеметрии, а с другой стороны - с верхним пакером, выполненным с двумя стволами для нижерасположенных эксцентричных колонн труб, при этом выход электрического клапана гидравлически связан с входным модулем электроприводного насоса, причем либо электрический клапан выполнен с двумя изолированными входами, один из которых гидравлически связан с пространством под верхним пакером, а другой - с пространством под нижним пакером, либо компоновка оснащена двумя электрическими клапанами, один из которых гидравлически связан с пространством под верхним пакером, а другой - с пространством под нижним пакером, обеспечивая при этом возможность управляемого как отсекания, так и пропуска через себя потока флюида, соответственно для объекта, расположенного под верхним или под нижним пакером, или одновременно для этих объектов.

32. Скважинная установка по п.31, отличающаяся тем, что электромеханический пакер установлен под дополнительным верхним объектом, а компоновка в зависимости от условий эксплуатации скважины дополнительно оснащена одним или несколькими из элементов - дополнительной измерительной системой, герметизирующим элементом, перепускной системой для стравливания свободного газа, скважинной камерой со съемным клапаном или глухой пробкой, или стабилизатором уровня жидкости, или регулятором давления газа, или автономным измерительным прибором для замера физических параметров потока пластового флюида, дополнительным разъединителем колонны над электромеханическим пакером, дополнительным силовым кабелем для управления электрическим клапаном и/или электромеханическим пакером, причем этот кабель либо соединен с силовым кабелем через электрораспределительное устройство, либо выходит на дневную поверхность к станции управления.