



(51) МПК
E21B 43/00 (2006.01)
E21B 43/24 (2006.01)
E21B 43/40 (2006.01)
E21D 8/00 (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
 ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

E21B 43/00 (2017.08); *E21B 43/24* (2017.08); *E21B 43/40* (2017.08); *E21D 8/00* (2017.08)

(21)(22) Заявка: 2017130272, 28.08.2017

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
28.08.2017

Дата регистрации:
03.05.2018

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 28.08.2017

(45) Опубликовано: 03.05.2018 Бюл. № 13

Адрес для переписки:

140002, Московская обл., Люберцы, ул. Кирова,
1, кв. 147, Ильюша А.В. ООО "
ТЕХНОПОДЗЕМЭНЕРГО"

(72) Автор(ы):

Ильюша Анатолий Васильевич (RU),
 Амбарцумян Гарник Леонович (RU),
 Панков Дмитрий Анатольевич (RU),
 Грошев Игорь Васильевич (RU),
 Грущенко Анатолий Васильевич (RU),
 Нечаев Дмитрий Иванович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Общество с ограниченной ответственностью
 "Научно-техническая и
 торгово-промышленная фирма
 "ТЕХНОПОДЗЕМЭНЕРГО" (ООО
 "Техноподземэнерго") (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
 о поиске: RU 2593614 C1, 10.08.2016. RU
 2518700 C2, 10.06.2014. RU 2547847 C1,
 10.04.2015. RU 2571120 C2, 20.12.2015. EA
 200600913 A1, 25.08.2006.

(54) ШАХТНО-СКВАЖИННЫЙ ГАЗОТУРБИННО-АТОМНЫЙ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИЙ КОМПЛЕКС (КОМБИНАТ)

(57) Реферат:

Изобретение относится к устройству освоения и эксплуатации нефтегазовых месторождений с помощью шахтно-скважинного газотурбинно-атомного комплекса. Шахтно-скважинный газотурбинно-атомный нефтегазодобывающий комплекс (комбинат) содержит шахтные стволы для вскрытия нефтегазоносной залежи, подземные горно-подготовительные выработки выемочно-добычных скважинных блоков, добычные скважины с проводимыми в продуктивном пласте горизонтальными участками, пробуренные с дневной поверхности или из подземных горно-подготовительных выработок. Система нагнетательно-стимулирующих скважин пробурена из подземных горно-подготовительных выработок. Газотурбинная электрическая станция и установка комплексной

подготовки нефти и газа установлены на дневной поверхности комплекса. Ядерная энергетическая установка размещена в околоствольном дворе шахты. Канал высокотемпературного выхлопа газовой турбины газотурбинной электрической станции через котел-утилизатор и устройство сжатия-сжижения углекислого газа ствольным трубопроводом соединен с устьями нагнетательно-стимулирующих скважин напрямую или же через один из входов установки переключения и нагнетания рабочего тела - углекислого газа или теплоносителя в нефтегазоносный пласт. Другой вход размещенной в околоствольном дворе шахты установки переключения и нагнетания рабочего тела термоизолированным трубопроводом связан с атомным реактором ядерной энергетической

установки. Установленные в нагнетательно-стимулирующих скважинах трубчатые теплообменники включены трубопроводами в циркуляционный контур выдачи тепловой энергии атомного реактора ядерной энергетической установки. Размещаемые в нагнетательно-стимулирующих скважинах электрические скважинные нагреватели или электромагнитные шлейфы индукционного нагрева запитываются с резервированием от поверхностной

газотурбинной электростанции и от турбомашинного преобразователя энергии подземной ядерной энергетической установки. Технический результат заключается в возможности интенсификации отработки нефтегазовых месторождений, увеличении полноты извлечения углеводородного сырья (увеличение КИН) и повышении степени и эффективности его использования. 5 ил.

RU 2652909 C1

RU 2652909 C1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
E21B 43/00 (2006.01)
E21B 43/24 (2006.01)
E21B 43/40 (2006.01)
E21D 8/00 (2006.01)

(12) ABSTRACT OF INVENTION

(52) CPC

E21B 43/00 (2017.08); E21B 43/24 (2017.08); E21B 43/40 (2017.08); E21D 8/00 (2017.08)(21)(22) Application: **2017130272, 28.08.2017**(24) Effective date for property rights:
28.08.2017Registration date:
03.05.2018

Priority:

(22) Date of filing: **28.08.2017**(45) Date of publication: **03.05.2018** Bull. № 13

Mail address:

**140002, Moskovskaya obl., Lyubertsy, ul. Kirova, 1,
kv. 147, Ilyusha A.V. OOO "
TEKHNOPODZEMENERGO"**

(72) Inventor(s):

**Ilyusha Anatolij Vasilevich (RU),
Ambartsumyan Garnik Levonovich (RU),
Pankov Dmitrij Anatolevich (RU),
Groshev Igor Vasilevich (RU),
Grushchenko Anatolij Vasilevich (RU),
Nechaev Dmitrij Ivanovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Obshchestvo s ogranichennoj otvetstvennostyu
"Nauchno-tehnicheskaya i
torgovo-promyshlennaya firma
"TEKHNOPODZEMENERGO" (OOO
"Tekhnopodzemenergo") (RU)****(54) WELL GAS-TURBINE-NUCLEAR OIL-AND-GAS PRODUCING COMPLEX (PLANT)**

(57) Abstract:

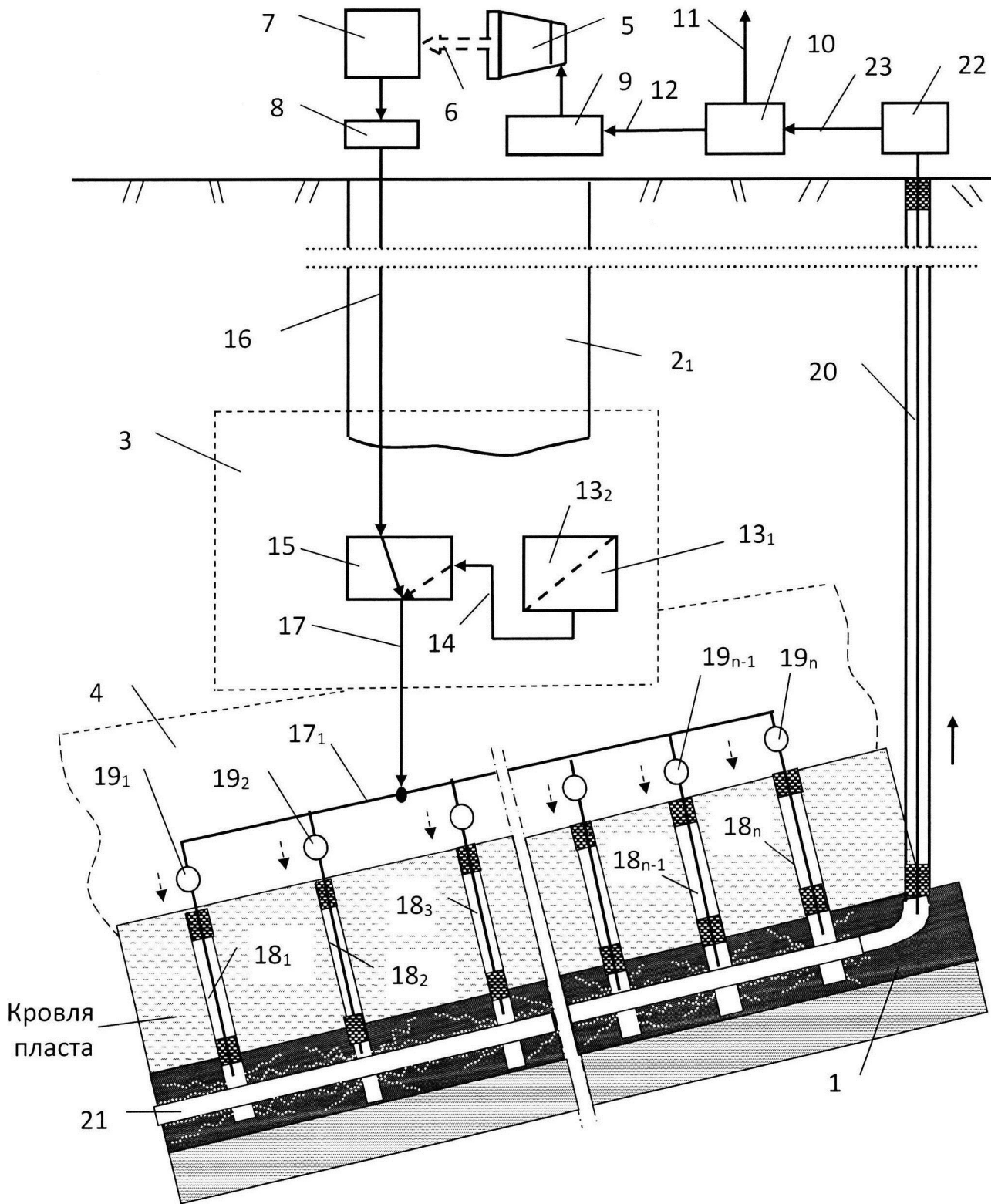
FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention relates to a device for the development and operation of oil and gas fields with the help of a mine-and-well gas-turbine-nuclear complex. Mine-and-well gas-turbine-nuclear oil and gas producing complex (plant) contains mine shafts for penetration of an oil and gas bearing deposit, underground mining development workings of excavation and production well blocks, production wells with horizontal sections conducted in the productive layer, drilled from a surface or from underground development workings. System of injection-stimulating wells is drilled from underground mining development workings. Gas turbine electric power plant and integrated oil and gas treatment unit are installed on the surface of the complex. Nuclear power plant is located in a shaft bottom of the mine. High-temperature turbine exhaust gas channel the gas turbine power plant through a waste heat boiler and a compression-liquefaction device of carbon dioxide by a stem pipeline is connected to the heads of injection-stimulating wells directly or through one of the inputs of the switching and

discharging device of a working substance – carbon dioxide or coolant into an oil and gas bearing layer. Another input of the installation located in the shaft bottom of the mine of the switching and discharging of the working substance by a thermally insulated pipeline is connected with a nuclear reactor of the nuclear power plant. Tubular heat exchangers installed in the injection-stimulating wells are included by pipelines in a circulation circuit of the thermal energy of the nuclear reactor of the nuclear power plant. Located in the injection-stimulating wells, electric well heaters or electromagnetic flowlines of induction heating are powered with redundancy from a surface gas turbine power station and from a turbomachinery power converter of an underground nuclear power plant.

EFFECT: technical result consists in the possibility of the oil and gas fields development stimulation, increasing the completeness of recovery of hydrocarbon crude (increase in ORF), and increasing the degree and efficiency of its use.

1 cl, 5 dwg



Фиг. 1

Предлагаемое изобретение относится к топливно-энергетическому комплексу и может быть использовано при освоении и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемой и нетрадиционной нефти, на поздней стадии эксплуатации нефтегазовых месторождений с традиционными коллекторами, а также для решения задач по повышению экономической эффективности, безопасности и экологической чистоты производства при добыче, переработке и использовании горючих полезных ископаемых.

Известен способ строительства атомных электрических станций [RU 2596842, 2015] с подземным размещением ядерного реактора в изолированной железобетонной вертикальной эксплуатационной шахте с предохранительной камерой. Машинное отделение располагают на поверхности земли, исключая размещение над эксплуатационной шахтой. Внутри шахты устанавливают перегрузочный кран. Ствол шахты закрывают предохранительной железобетонной плитой с выходящей газоотводной трубой с фильтром и блокирующим устройством, обеспечивающей выход скопившихся газов внутри шахты. Прокладывают коммуникационный ствол и коммуникационный изолированный коридор для подвода технологических сетей, соединяющих ядерный реактор и машинное отделение АЭС, закрывающийся предохранительной плитой.

К числу недостатков этого известного способа строительства подземных атомных станций, наряду со всеми перечисленными выше недостатками, относится также то, что размещение модулей и блоков оборудования АЭС непосредственно в вертикальных стволах шахт, как объектов подземного строительства и горного производства, строго говоря (и как показывает весь мировой опыт горного дела) является вообще недопустимым по многим эксплуатационным соображениям.

Известна небольшая атомная электрическая станция на быстрых нейтронах с длительным интервалом замены топлива, включающая бассейн с реактором на быстрых нейтронах, имеющим активную зону с топливной загрузкой из металлического или металлокерамического топлива, а также циркуляционный контур жидкого натрия, используемого в качестве теплопередающей среды [RU 2596160, 2011]. Известная атомная электрическая станция не предполагает шахтного исполнения в комбинации с комплексом поверхностных и подземных потребителей электрической и тепловой энергии и не имеет резервированных систем активного и пассивного аварийного расхолаживания.

Известна реакторная установка с реактором на быстрых нейтронах и свинцовым теплоносителем [RU 2545098, 2014], включающая шахту реактора с верхним перекрытием, размещенный в шахте реактор с активной зоной, парогенераторы, циркуляционные насосы и трубопроводы, а также системы исполнительных механизмов и устройств для обеспечения пуска, эксплуатации и остановки реакторной установки.

Недостатком известной реакторной установки бассейнового типа с интегрально-петлевой компоновкой основного оборудования являются большие габариты, что затрудняет интеграцию этого типа атомных энергетических установок в компоновку и подземное пространство шахт, как особой структуры (объекта) горного-шахтного производства.

Известна ядерная энергетическая установка [RU 2348994, 2007], включающая гелиевый реактор на быстрых нейтронах и парогенераторы, систему очистки и хранения гелия, реактор, выполненный в виде корпуса с активной зоной из тепловыделяющих сборок, внутри которых установлены направляющие трубы системы управления и защиты, а активная зона и парогенераторы включены в замкнутый контур циркуляции

гелия, образующий холодную и горячую ветви, и которая дополнительно содержит, по меньшей мере, одну емкость, заполненную водой или водным раствором борной кислоты и подсоединенную посредством водоподводящего тракта к контуру циркуляции гелия, а также технологический конденсатор с входным и выходным трубопроводами, первый из которых соединен с горячей ветвью контура циркуляции гелия, а второй снабжен конденсатным насосом и соединен с баком грязного конденсата. При этом используются два теплоносителя: гелий - в режиме работы установки на мощности и вода - при нормальном и аварийном останове установки. В аварийном режиме работы установки водный раствор борной кислоты поступает в тепловыделяющие сборки активной зоны реактора и испаряется. Вытеснение гелия и водяного пара из контура циркуляции производится в технологический конденсатор и далее в бак грязного конденсата, что позволяет обеспечить эффективное охлаждение активной зоны реактора. Недостатком известной ядерной энергетической установки является то, что в ней отсутствуют средства энергонезависимого активного и пассивного аварийного расхолаживания установки, интегрированные в структуру обслуживаемых потребителей вырабатываемой реактором энергии.

Известны способ обеспечения электрической энергией в закрываемых льдами акваториях шельфа и подводная атомная станция для его осуществления [RU 2399104, 2008]. Способ обеспечения электрической энергией потребителей заключается в доставке в район потребления энергии плавучей атомной электрической станции и соединении ее кабелем с потребителем, а подводная атомная электростанция содержит подводные атомные энергетические модули, которые состыкованы с притопленной заякоренной платформой, содержащей посадочные места для энергетических модулей, направляющие кранцы и ловильно-стыковочные устройства. Известны способ и подводная атомная электростанция имеют ограниченные функциональные возможности и, как следствие ограниченную, указанную в названии область применения.

Известна группа изобретений, относящаяся к способам и устройствам для нагрева углеводородов в подземном коллекторе [RU 2571120, 2011] и включающая способ нагревания подземной зоны путем создания с дневной поверхности в коллекторе (пласте) углеводородов полости для размещения подземного нагревательного устройства и самого нагревательного устройства в виде корпуса трубопровода сгорания и расположенных в нем трубопровода для подачи горючего топлива и трубопровода подачи кислорода. Недостатком известных способа и устройства подземного нагревания является низкая эффективность, ограниченные возможности нагревания и сложность крупномасштабного использования этих решений в особенности при глубоком залегании продуктивных пластов-коллекторов углеводородного сырья.

Известен способ разработки залежи тяжелой нефти [RU 2597039, 2015], включающий бурение добывающих и нагнетательных скважин и закачку в пласт метансодержащего газа, в котором добываемый газ после сепарации обратно закачивают в пласт, перед закачкой добываемого газа в пласт проводят его каталитическую конверсию с получением нагретого метансодержащего газа, содержащего водяной пар, диоксид углерода и водород. Недостатком этого способа является то, что технология и оборудование для получения применяемого многокомпонентного рабочего тела (вытесняющего агента) для повышения нефтеотдачи залежи тяжелой нефти не раскрыто и не интегрировано в нефтепромысловую инфраструктуру, а каталитическая конверсия добываемого вместе с нефтью многокомпонентного попутного газа сама по себе является достаточно дорогостоящей.

Известен скважинный электронагреватель, встраиваемый в колонну насосно-

компрессорных труб [RU 2603311, 2015], предназначенный для проточной тепловой обработки пластового флюида в призабойной зоне продуктивного пласта (ПЗП) с высоковязкой нефтью и в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ), с целью снижения вязкости нефти и исключения образования асфальтосмолопарафиновых пробок, и включающий НКТ, концевые участки которой выполнены с возможностью встраивания ее в колонну НКТ, кожух, концентрично установленный относительно НКТ, и нагревательные элементы, установленные между указанной трубой и кожухом, подключенные к токоподводящему кабелю. Недостатком этого скважинного электронагревателя является то, что он обеспечивает тепловую обработку пластовых флюидов только в призабойной зоне скважины и только на ограниченном участке движущегося в НКТ потока.

Известны устройство и способ для добычи на месте залегания (in-situ) битума или тяжелой фракции нефти [RU 2589011, 2011 г.], основанные на тепловой обработке - разогреве нефтяной залежи электрическим или электромагнитным (индукционным) нагреванием с помощью токопроводящих шлейфов, прокладываемых в скважинах, пробуренных в нефтяной залежи. К числу недостатков известного устройства и способа индукционного разогрева залежи относится то, что при этом имеют место значительные потери энергии на неизбежный и фактически ненужный разогрев покрывающих залежь горных пород (кровли пласта), через которые с дневной поверхности бурятся нефтяные скважины и по которым проходят проводники шлейфов электрического/ электромагнитного нагрева.

Наиболее близким решением, принятым в качестве прототипа, является способ шахтно-скважинной добычи трудноизвлекаемой нефти и технологический комплекс оборудования для его осуществления [RU 2593614, 2015 г.], включающие шахтное вскрытие нефтяной залежи и подготовку выемочно-добычных скважинных блоков (длинных столбов) горноподготовительными выработками, формирование (сооружение) системы нагнетательно-стимулирующих нефтеотдачу пласта скважин путем их бурения по пласту из подземных горно-подготовительных выработок. Добычные скважины бурят с дневной поверхности или непосредственно из горно-подготовительных выработок выемочных с обычными или разветвленными горизонтальными участками ствола скважин. Из попутного нефтяного газа при сепарации нефти выделяют метан, который используют для выработки электрической энергии на газотурбинной электростанции. Пропанобутановую составляющую попутного нефтяного газа сжижают в подземных условиях и используют в качестве вытесняющего рабочего агента, нагнетаемого в пласт по системе нагнетательно-стимулирующих скважин. Эксплуатационные работы по добыче трудноизвлекаемой нефти ведут с подачей в продуктивный пласт по системе нагнетательно-стимулирующих скважин в качестве вытесняющего рабочего тела сжиженной широкой фракции легких углеводородов. Эту фракцию получают при сепарации попутного нефтяного газа и/или с тепловым воздействием на пласт циркуляционным контуром теплоноситель текучей среды с трубчатыми теплообменниками, установленными в нагнетательно-стимулирующих скважинах. К числу недостатков известного и принятого в качестве прототипа решения является то, что в качестве вытесняющего рабочего тела при этом используется не самое эффективное рабочее тело, каковым в большинстве случаев является углекислый газ (диоксид углерода), а для тепловой обработки продуктивной залежи расходуется значительная часть весьма ценного извлекаемого углеводородного сырья.

Целью предлагаемого изобретения является повышение экономической эффективности, экологической чистоты и безопасности работ при освоении и отработке

(эксплуатации) нефтегазовых месторождений в сложных горно-геологических условиях залегания продуктивных пластов, в широком диапазоне изменения свойств пород-коллекторов по проницаемости, нефтегазонасыщенности, мощности, степени «зрелости» пластовых флюидов, региональных особенностей, состояния и истории освоения и эксплуатации месторождений. Техническим результатом предлагаемого изобретения является возможность интенсификации отработки нефтегазовых месторождений, увеличение полноты извлечения (добычи) углеводородного сырья (увеличение КИН) и повышение степени и эффективности его использования.

Поставленная цель достигается тем, что в шахтно-скважинном газотурбинно-атомном нефтегазодобывающем комплексе (комбинате), включающем шахтные стволы для вскрытия нефтегазоносной залежи, подземные горно-подготовительные выработки выемочно-добычных скважинных блоков, пробуренные с дневной поверхности или из подземных горноподготовительных выработок добычные скважины с проводимыми в продуктивном пласте горизонтальными участками, систему нагнетательно-стимулирующих скважин, пробуренных из подземных горно-подготовительных выработок, газотурбинную электрическую станцию и установку комплексной подготовки нефти и газа, установленные на дневной поверхности комплекса, ядерную энергетическую установку, размещенную в околоствольном дворе шахты, эксплуатационные работы по скважинной добыче трудноизвлекаемой нефти с комбинированным использованием смешивающегося и поршневого вытеснения углеводородных флюидов залежи углекислым газом и тепловой обработкой продуктивного пласта, канал высокотемпературного выхлопа газовой турбины газотурбинной электрической станции через котел-утилизатор и устройство сжатия-сжижения углекислого газа стволовым трубопроводом соединен с устьями нагнетательно-стимулирующих скважин напрямую или же через один из входов установки переключения и нагнетания рабочего тела - углекислого газа или теплоносителя в нефтегазоносный пласт, другой вход размещенной в околоствольном дворе шахты установки переключения и нагнетания рабочего тела термоизолированным трубопроводом связан с атомным реактором ядерной энергетической установки, причем установленные в нагнетательно-стимулирующих скважинах трубчатые теплообменники включены трубопроводами в циркуляционный контур выдачи тепловой энергии атомного реактора ядерной энергетической установки, а размещаемые в нагнетательно-стимулирующих скважинах электрические скважинные нагреватели или электромагнитные шлейфы индукционного нагрева запитываются с резервированием от поверхностной газотурбинной электростанции и от турбомашинного преобразователя энергии подземной ядерной энергетической установки.

Предлагаемое изобретение изображено и поясняется иллюстрациями, представленными на фиг. 1-5. На фиг. 1 представлен базовый - простейший вариант реализации (осуществления) шахтно-скважинных (подземных) газотурбинно-атомных нефтегазодобывающих комплексов (ПГТА-НГДК), предназначенных для реосвоения - реконструкции (реинжиниринга) отработки традиционных относительно небольших нефтегазовых месторождений, находящихся на поздних и завершающих стадиях эксплуатации. На фиг. 1 цифровыми позициями изображены (показаны): 1 - нефтегазоносный пласт (залежь); 2₁ - главный шахтный ствол (вспомогательный - вентиляционный ствол шахты на схеме условно не показан); 3 - околоствольный двор; 4 - капитальная горно-подготовительная (подземная нарезная) выработка - нарезной штрек; 5 - турбина газотурбинной электростанции (газовая турбина); 6 - канал высокотемпературного выхлопа газовой турбины; 7 - котел-утилизатор; 8 - установка

сжатия-сжижения углекислого газа; 9 - установка газоподготовки топливного газа газовой турбины; 10 - установка комплексной подготовки сырой нефти и газа; 11 - выходной трубопровод товарной нефти или газа; 12 - газопровод попутного нефтяного (сырого) газа; 13₁ - атомный реактор ядерной энергетической установки (атомной электрической станции - АЭС); 13₂ - турбомашинный блок преобразования энергии АЭС; 14 - термоизолированный трубопровод; 15 - установка переключения (коммутации) и нагнетания рабочего стимулирующе-вытесняющего агента (рабочего тела) в нефтегазоносный пласт; 16 - стволовой трубопровод для подачи сжатого или сжиженного углекислого газа (сжатого или сжиженного диоксида); 17 - коммутируемый трубопровод околоствольного двора; 17₁ - распределительный штрековый трубопровод; 18₁-18_n - подземные нагнетательно-стимулирующие скважины выемочно-добычного столба; 19₁-19_n - запорно-регулирующая арматура устьев подземных скважин; 20 - вертикальный ствол (участок) существующей нефтегазовой (добычной или нагнетательной) скважины; 21 - горизонтальная добычная скважина по нефтегазоносному пласту; 22 - поверхностная (на устье добычной скважины) штанговая насосная установка; 23 - трубопровод промыслового сборного коллектора.

На фиг. 2 представлена схема реализации предлагаемого подземного (шахтно-скважинного) нефтегазодобывающего комплекса, где позициями 1-23 взаимно однозначно и соответственно изображены те же объекты что и на фигурах 1 и 2. Дополнительно здесь показаны: 16₂ - подземный штрековый распределительный трубопровод подачи в нагнетательно-стимулирующие скважины сжатого или сжиженного углекислого газа, или же другого стимулирующе-вытесняющего рабочего тела (агента); 17₁ - штрековый распределительный трубопровод подачи теплоносителя в теплообменники нагнетательно-стимулирующих скважин; 17₂ - штрековый сборный трубопровод теплоносителя из теплообменников нагнетательно-стимулирующих скважин; 17₃ - околоствольный трубопровод обратного потока теплоносителя; 24₁-24_{n-1} - внешние трубопроводы скважинных теплообменников; 25₁-25_{n-1} - внутренние трубопроводы скважинных теплообменников.

На фиг. 3 взаимно однозначно и соответственно изображены все те же объекты, что и на фиг. 1-3. Позициями 4₁-4₂ показаны подземные горно-подготовительные выработки (штреки), оконтуривающие выемочно-добычный столб, а также позициями 26₁-26_n изображены сквозные, проходящие между штреками в нагнетательно-стимулирующих скважинах, теплообменные трубопроводы.

На фиг. 4 взаимно однозначно и соответственно изображены все те же объекты, что и на фиг. 1-5, а также следующие объекты: 27 - подземная насосная штанговая установка добычной скважины 20; 28 - штрековый трубопровод продукции добычной скважины; 29 - подземная промежуточная аккумулирующая установка с высоконапорным шахтным нефтяным насосом; 30 - стволовой трубопровод выдачи добываемой продукции; 31 - наземный трубопровод.

На фиг. 5 показана схема освоения и отработки месторождений предлагаемыми нефтегазодобывающими комплексами - комбинатами при центрально-сдвоенной схеме вскрытия, подготовки и проветривания. Условные обозначения приведены непосредственно на самой фиг. 5.

Выполнение (реализация) и работа предлагаемого шахтно-скважинного (подземного) газотурбинно-атомного нефтегазодобывающего комплекса (комбината) - ПГТА НГДК - поясняются ниже примерами 1-4.

Пример 1. Пусть имеется относительно небольшое нефтегазовое месторождение, находящееся уже на заключительной стадии отработки (эксплуатации) по добыче традиционных запасов, дальнейшая эксплуатация которого с помощью существующей на нефтепромысле инфраструктуры становится по экономическим соображениям нецелесообразной. При этом, как известно, значительная доля углеводородного сырья оказывается неизвлекаемой существующими методами и оборудованием вследствие высокой обводненности, высокой вязкости, низкой дренируемости, наличия «защемленной», сильно «связанной» и недозревшей нефти, явлений ретроградной конденсации (при эксплуатации газовых месторождений) и многих других осложняющих факторов. Предлагаемый шахтно-скважинный газотурбинно-атомный нефтегазодобывающий комплекс (ПГТА НГДК) в таком случае может быть реализован по схеме, приведенной на фиг. 1, и выполняется следующим образом. Примерно в центре площади подлежащего «повторному» освоению (реинжинирингу) и отработке участка нефтегазового промысла осуществляется как бы вторичное вскрытие продуктивной залежи 1 вертикальными шахтными стволами - главным шахтным стволом 2₁ и вспомогательным (вентиляционным стволом 2₂ - на фиг. 1 условно не показан). На глубине требуемого горизонта шахтного вскрытия (определяется рядом геотехнических и экономических факторов данного месторождения) сооружается околоствольный двор 3, а также проводится (строится) капитальная горно-подготовительная (подземная нарезная) выработка - нарезной штрек 4, проходящий над продуктивным пластом 1 и имеющий длину от нескольких сотен метров до нескольких километров. При этом нарезная выработка 4 строится в кровле продуктивной залежи (пласта) 1, т.е. проходится так называемым полевым образом и может располагаться выше продуктивной залежи 1, начиная от нескольких десятков и даже нескольких сотен или даже полутора-двух тысяч метров. Эта величина зависит от глубины залегания продуктивной залежи 1, принятой величины горизонта шахтного вскрытия, используемого оборудования для бурения скважин из подземных горных выработок и ряда других факторов. На дневной поверхности комплекса, в поверхностном комплексе сооружаемой шахты помимо всех традиционных систем и оборудования (подъем, вентиляция, водоотлив и т.д.) устанавливается газотурбинная электрическая станция с газовой турбиной 5, канал высокотемпературного выхлопа 6 которой соединяют с котлом-утилизатором 7. В поверхностном комплексе размещают также установку сжатия-сжижения углекислого газа 8, которая подключается к выходу (выхлопу) котла-утилизатора 7. Здесь же размещается установка газоподготовки топливного газа 9 для питания газовой турбины 5, связанная с установкой комплексной подготовки сырой нефти и газа 10, которая имеет выходной трубопровод товарной нефти или газа 11 и соединена газопроводом попутного нефтяного или сырого газа 12 с установкой 9. Под землей в околоствольном дворе 3 (в специально оборудованной требуемым образом камере) размещается подземная атомная электрическая станция (ядерная энергетическая установка - АЭС), включающая атомный энергетический реактор 13₁ и турбомашинный блок преобразования энергии 13₂. Энергетический реактор 13₁ термоизолированным трубопроводом 14 соединяют с одним из двух входов установленной в околоствольном дворе установки 15 для переключения (коммутации) и нагнетания рабочего стимулирующе-вытесняющего агента (рабочего тела) в нефтегазоносный пласт 1. Другой вход установки 15 стволовым трубопроводом 16 соединяется с установкой сжатия-сжижения углекислого газа 8, а к выходу установки 15 подсоединяется термоизолированный трубопровод 17. Затем из подземной

подготовительной выработки 4 поперек (по мощности) продуктивного пласта 1 бурится с интервалом в несколько десятков метров система нагнетательно-стимулирующих скважин 18₁-18_н, которые обустроиваются и, изолируются пакерами, снабжаются внутренними трубопроводами и т.д. На устьях этих подземных скважин устанавливается запорно-регулирующая арматура 19₁-19_н, через которую скважины 18₁-18_н распределительным штрековым трубопроводом 17₁ и трубопроводом связаны с выходом установки переключения (коммутации) и нагнетания рабочего стимулирующе-вытесняющего агента (рабочего тела) 15. Далее по меньшей мере в одной из существующих на нефтепромысле поверхностных (пробуренных с поверхности) скважин 20 строится (доразбуривается) по пласту 1 горизонтальный участок, ствол (горизонтальная скважина) 21, которые вместе образуют новую более эффективную добывающую скважину. На устье этой добывающей скважины устанавливают при необходимости новое более производительное насосно-компрессорное 22, включенное как и ранее в систему существующих нефтегазосборных трубопроводов 23, которые соединены с установкой комплексной подготовки сырой нефти и газа 10.

Описание работы предлагаемой ПГТА НГДК сводится к следующему. После завершения всех строительных, монтажных работ в шахтном стволе 2₁ и пуско-наладочных работ оборудования поверхностной части комплекса, подземного оборудования, установленного в околоствольном дворе 3, а также обустройства системы нагнетательно-стимулирующих и хотя бы одной добычной скважины 20-21 в выемочно-добычном столбе запускают в работу газотурбинную электрическую станцию на дневной поверхности и ядерную энергетическую установку АЭС (13₁-13₂). При этом в зависимости от особенностей разрабатываемого месторождения подачу стимулирующего-вытесняющего рабочего агента в скважины 18₁-18_н начинают от газотурбинной электростанции или же от ядерной энергетической установки (АЭС) 13₁-13₂, размещенной в специальной камере околоствольного (подземного) двора 3. В частности, если, например, повторной (вторичной) отработке подлежит сильно заводненное нефтяное месторождение, то наиболее эффективной может оказаться первоначальная попеременная подача в выемочно-добычной столб (в скважины 18₁-18_н) в той или иной последовательности сжатого или сжиженного углекислого газа (СО₂), являющегося, как известно, наиболее эффективным вытесняющим рабочим телом (агентом), повышающим нефтеотдачу нефтяного пласта. Для этого высокотемпературный выхлоп газовой турбины 5 через канал 6 подается в котел-утилизатор 7. Вырабатываемый в котле-утилизаторе 6 водяной пар используется для собственных нужд поверхностной части комплекса, а отработанные газы (углекислый газ) из котла-утилизатора 7 поступают далее в установку 8, осуществляющую требующееся в данный момент времени работы комплекса сжатие или сжижение углекислого газа СО₂. Топливный газ на газовую турбину 5 поступает от установки подготовки топливного газа 9, соединенной с существующей на промысле установкой комплексной подготовки нефти или газа 10, имеющей выходной трубопровод 11 для выдачи товарной нефти или газа в магистральные трубопроводы или другим внешним потребителям и трубопровод 12, по которому с установки 10 попутный нефтяной газ или сырой газ поступает в систему питания газовой турбины 5. Ядерная энергетическая установка 13₁-13₂ при этом работает в своем обычном режиме и генерирует главным образом электрическую энергию для собственных нужд комплекса и питания внешних потребителей, а термоизолированный трубопровод 14, соединяющий АЭС с одним из

входов установки 15 для переключения (коммутации) и нагнетания в пласт вытесняющего агента, остается перекрытым. При этом сжатый и/или сжиженный углекислый газ из установки 8 в заданной во времени последовательности по стволу трубопроводу 16 поступает в установку 15 и далее по трубопроводу 17 и распределительному штрековому трубопроводу 17₁ подается в нагнетательно-стимулирующие подземные (скважины, буримые из подземной горной выработки) скважины 18₁-18_н. С помощью запорно-регулирующей арматуры 19₁-19_н, установленной на устьях скважин 18₁-18_н осуществляется тот или иной алгоритм подачи и нагнетания углекислого газа, обеспечивающий наиболее полное и эффективное смешивающееся и поршневое вытеснение из пласта углеводородных соединений (нефти и газа) к добывающей скважине 20 (или их совокупности), имеющей горизонтальный участок (ствол) 21, пробуренный дополнительно по продуктивному пласту 1. В результате смешивающегося и поршневого вытеснения, оказываемого углекислым газом на пласт, происходит движение углеводородов к добывающей скважине и подъем (добыча) их на поверхность, например, с помощью штанговой насосной установки или какого-то другого насосно-компрессорного оборудования 22, установленного (имеющегося) на устье добычной скважины 20 и включенного трубопроводом 23 в нефтегазосборную сеть трубопроводов промысла. При повторной (вторичной) отработке нефтяного месторождения не только с сильно заводненной, но с повышенной вязкостью нефти, воздействие на продуктивный пласт 1 только углекислым газом может оказаться недостаточным для обеспечения (для достижения) требуемой величины и интенсивности извлечения нефти и газа и может потребоваться дополнительная обработка пласта другими способами воздействия и повышения нефтеотдачи. В предлагаемом комплексе это осуществляется следующим образом. После некоторой «промывки» (сепарации) пласта 1 углекислым газом, осуществленной только что описанным образом, установка 15 отключается от стволового трубопровода 16 и переключается на открывающийся при этом трубопровод 14, в результате чего горячая вода или водяной пар определенных параметров, генерируемые в ядерном энергетическом реакторе 13₁, подаются по трубопроводам 17 и 17₁ в скважины 18₁-18_н и далее поступают в нефтегазоносный пласт 1. В результате этого происходит дальнейшее повышение «текучести» (подвижности) углеводородов в пласте и их вытеснение к добывающей скважине 20. Попеременно осуществляя обработку продуктивного пласта 1 то углекислым газом от газотурбинной электростанции, установленной на дневной поверхности комплекса, то тепловую обработку пласта от ядерной энергетической установки (АЭС), размещенной в подземных условиях, достигают требуемую, например, по условиям рентабельности, полноту и интенсивность вторичной (повторной) отработки месторождения.

Пример 2. Пусть вторичной (повторной) отработке подлежит нефтегазовое месторождение со значительно большей мощностью (толщиной) продуктивного пласта, составляющей несколько десятков или даже сотен метров, и со значительной более высокой вязкостью нефти в продуктивной залежи. Предлагаемый нефтегазодобывающий комплекс осуществляется в этом случае по схеме, представленной на фиг. 2. Вскрытие и подготовка месторождения к вторичной отработке здесь осуществляется так же, как и в предыдущем примере 1. Однако вследствие значительно большей мощности продуктивного пласта 1 (на фиг. 2 представлено фронтальное сечение пласта - сечение по мощности пласта) нагнетательно-стимулирующие скважины 18₁-18_н бурятся из подземной нарезной выработки 4 не по пласту (не вдоль его простирания или падения),

а по мощности пласта. Кроме того, скважины 18_1-18_n в месте (на участке их прохождения в пласте) оборудуются - закрепляются перфорированными обсадными трубами, а также снабжаются теплообменниками типа «труба в трубе» $24_1-25_1 \dots 24_{n-1} - 25_{n-1}$.

5 Теплообменники в обсадных трубах скважин 18_1-18_n установлены с заданным зазором по диаметру и соединены на устьях в нарезной выработке 4 следующим образом. Зазоры между обсадными трубами и внешними трубами теплообменников соединены трубопроводами 16_1 со стволовым трубопроводом для подачи углекислого газа 16. Зазоры между внешними и внутренними трубопроводами теплообменников через 10 трубопроводы 17 и 17_1 подключены к выходу циркуляционного контура выдачи тепловой энергии атомного реактора 13_1 ядерной энергетической установки (АЭС), а внутренние трубы скважинных теплообменников на устьях соединены между собой трубопроводом 17_2 и связаны далее трубопроводом 17_3 со входом циркуляционного 15 контура атомного реактора 13_1 . Кроме того, горизонтальный ствол (участок) 21 добывающей скважины 20 в этом случае бурится (строится) в нижней части - ближе к почве пласта продуктивного пласта 1. После производства всех строительных и пусконаладочных работ, как и в примере 1, запускается в работу все технологическое оборудование комплекса. Однако в данном случае обработка продуктивного пласта 20 1 осуществляется одновременно с помощью сжиженного и/или сжатого углекислого газа, нагнетаемого в пласт через зазоры между обсадными трубами и внешними трубами теплообменников скважин 18_1-18_{n-1} и подводом в пласт (в скважины) тепловой энергии, генерируемой атомным реактором 13_1 , с помощью скважинных теплообменников 25 $24_1-24_{n-1} \dots 25_1-25_{n-1}$, включенных в контур циркуляции атомного реактора 13_1 трубопроводами $17-17_1-17_2-17_3$. В остальном же исполнение и работа предлагаемого энерготехнологического комплекса является такой же, как это описывалось и в примере 1.

Пример 3. Пусть шахтно-скважинному освоению и повторной отработке 30 (эксплуатации) подлежит, как и в примере 1, относительно небольшое нефтяное месторождение с неглубоко (до нескольких сотен метров) залегающим продуктивным пластом и мощностью до 10-20 метров, но требующего, как и в примере 2, одновременно углекислотной и тепловой обработки пласта вытесняющим рабочим телом и подводом - «нагнетанием» в пласт тепловой энергии от внешнего по отношению к пласту 35 источника тепловой энергии. В этом случае, с целью максимального упрощения строительства и обустройства нагнетательно-стимулирующей системы скважин и при одновременном обеспечении необходимости высокой производительности (производственной мощности), предлагаемый комплекс может реализовываться по схеме, приведенной на фиг. 3. В данном случае выемочно-добычной столб (блок) 40 нарезается (оконтуривается) двумя нарезными подземными выработками 4_1 и 4_2 , которые проводятся (проходятся) на расстоянии примерно в 500-600 метров друг от друга и на длину 1-3 км. Затем от одной выработки к другой по пласту бурятся нагнетательно-стимулирующие скважины, которые, как и в предыдущих примерах закрепляются перфорированными обсадными трубами, а также теплообменными 45 трубами 26_1-26_n , проходящими насквозь (транзитом) от одной нарезной выработки к другой и соединенными трубопроводами $17-17_1-26_1 \dots 26_n-17_2-17_3$ в циркуляционный контур, подключенный к атомному энергетическому реактору 13_1 . При этом зазоры

между обсадными трубами и теплообменными трубами $2b_1 \dots 2b_n$ всех скважин на одной из выработок, в данном случае на выработке 4_1 , соединены между собой трубопроводами $1b_2$ и связаны трубопроводом $1b_1$ со стволовым трубопроводом $1b$ для подачи в скважины сжатого или сжиженного углекислого газа. Работа предлагаемого нефтегазодобывающего комплекса в этом случае остается в целом такой же, как и в примерах 1 и 2.

Пример 4. Реализация и работа предлагаемого нефтегазодобывающего комплекса при освоении и эксплуатации нового нефтегазового месторождения при обеспечении требований максимального снижения вмешательства в окружающую среду на дневной поверхности, что может иметь в ряде обжитых и густонаселенных регионов, например, осуществляется по схеме, приведенной на фиг. 4. Как показано на этом рисунке, в данном случае дневная поверхность нефтегазодобывающего комплекса будет содержать (включать) только относительно небольшую площадь традиционного поверхностного комплекса шахты и располагающихся в нем газотурбинной электростанции и установки подготовки добываемой продукции скважин (нефти и газа) 10. При этом добывающая скважина 20 с горизонтальным стволом (участком) 21 также бурится из подземной горной выработки 4 (как и все нагнетательно-стимулирующие скважины 18_1-18_n). На устье добывающей скважины также устанавливается в выработке 4 установка для подъема (добычи) нефти, например, штанговая насосная установка 27, которая трубопроводом 28 соединена с подземной промежуточной аккумулирующей емкостью 29 с высоконапорными шахтными нефтяными насосами. Установка 29 подключена к стволу трубопроводу 30 для выдачи добываемой продукции из шахты и далее трубопроводом 31 связана с установкой подготовки нефти и газа 10 на дневной поверхности нефтегазодобывающего комплекса. Работа предлагаемого энерготехнологического комплекса в остальном остается такой же, как и описано в примере 1.

В предлагаемом нефтегазодобывающем комплексе значительно более эффективно могут быть использованы практически все известные и наработанные сегодня в традиционной скважинной нефтегазодобыче (путем бурения нефтегазовых скважин с поверхности земли) способы и устройства повышения нефтегазоотдачи вследствие того, что строительство (бурение) и обустройство нагнетательно-стимулирующих скважин 18_1-18_n дренажной системы в пласте ведется из подземных горно-подготовительных выработок максимально приближенных (по глубине) к продуктивной залежи и практически никоим образом не оказывает отрицательного вредного вмешательства и экологического воздействия на всю площадь дневной поверхности обрабатываемого месторождения. При этом в зависимости от характеристик и свойств конкретного нефтегазового месторождения с помощью предлагаемого газотурбинно-атомного нефтегазодобывающего комплекса может использоваться одновременно или в заданной временной последовательности (в любой требуемой комбинации) следующая совокупность наиболее эффективных и перспективных способов и рабочих тел для обработки продуктивных пластов и нефтегазовых залежей: нагнетанием в залежь двуокиси углерода, вырабатываемой (генерируемой) газотурбинной электростанцией на дневной поверхности комплекса, тепловой обработкой продуктивного пласта подачей (нагнетанием) в залежь теплоносителя в виде горячей воды или высокотемпературного водяного пара от подземной ядерной энергетической установки, установленной в околоствольном дворе и следовательно максимально приближенной к продуктивному пласту, что весьма важно при подводе тепловой энергии в пласт от

внешнего источника, а также путем генерирования тепловой энергии внутри самой залежи (in-situ) с помощью скважинных электрических и/или электромагнитных (индукционных) нагревателей и шлефов, которые устанавливаются в нагнетательно-стимулирующие скважины 18₁-18_n и которые питаются электрической энергией,

5 вырабатываемой газотурбинной и атомной электростанциями комплекса.

В целом важным достоинством предлагаемого шахтно-скважинного газотурбинно-атомного нефтегазодобывающего комплекса является также возможность его трансформации (реконструкции или реинжиниринга) при повторном освоении и эксплуатации достаточно крупных традиционных нефтегазовых месторождений в

10 полноценный нефтегазодобывающий и перерабатывающий комплекс (вертикально интегрированный нефтегазовый комбинат) путем реконструкции установки подготовки нефти и газа 10 в блочно-модульный нефтегазоперерабатывающий завод (НГПЗ), обеспечивающий комплексное использование добываемых углеводородов и производство (выработку) требуемой номенклатуры нефтегазовых продуктов

15 непосредственно на самом нефтегазовом месторождении (на самом промысле). Не менее важно и то, что остаточная («ликвидационная») стоимость созданных в процессе всего жизненного цикла такого комплекса (комбината) будет оставаться на достаточно высоком уровне, т.к. после полного извлечения всех запасов и углеводородных ресурсов на конкретном месторождении, предлагаемый комплекс может работать и эффективно

20 использоваться как обычная атомная подземная теплоэлектрическая станция со сроком службы значительно превосходящим длительность жизненного цикла традиционных нефтегазовых месторождений.

Одна из наиболее подходящих схем шахтно-скважинной технологии освоения и отработки (эксплуатации) крупных нефтегазовых месторождений с помощью

25 предлагаемого газотурбинно-атомного комплекса приведена на фиг. 5 и является широко известной и применяемой в практике горно-добывающей индустрии. Шахтное поле, занимающее площадь в несколько сотен квадратных километров, вскрывается центрально-сдвоенными шахтными стволами 2₁ и 2₂, а отработка шахтного поля ведется

30 длинными выемочно-добычными столбами от границ шахтного поля к центру, как это показано на фиг. 5. При повышенных требованиях к работе комплекса с позиций вентиляции (проветривания) и общему обеспечению безопасности работ могут применяться также и другие схемы вскрытия и подготовки шахтного поля и проветривания (центрально отнесенная, блоковая и т.д.), которые также нашли

35 достаточно широкое практическое применение в горном деле.

Использованные источники

1. Патент РФ №2596842 от 24.04.2015 г. Способ строительства атомных электрических станций с подземным размещением ядерного реактора. - Патентообладатель: ООО «Юридическая компания «Проминь»./ Автор: Войтюк В.В.

2. Патент РФ №2596160 от 18.02.2011 г. Небольшая атомная электрическая станция на быстрых нейтронах с длительным интервалом замены топлива. - Патентообладатель: ЭДВАНСД РИЭКТОР КОНСЕПТС ЛЛК (US)./Автор: УОЛТЕРС Леон К.

3. Патент РФ №2545098 от 31.01.2014 г. Реакторная установка с реактором на быстрых нейтронах и свинцовым теплоносителем. - Патентообладатели: Российская Федерация, от имени которой выступает Государственная корпорация «Росатом»,

45 Частное учреждение Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» «Инновационно-технологический центр проекта «Прорыв»./Авторы: Кубинцев Б.Б., Леонов В.Н., Лопаткин А.В., Чернобровкин Ю.В.

4. Патент РФ №2348994 от 21.09.2007 г. Ядерная энергетическая установка. -

Патентообладатель: Открытое Акционерное Общество «Всероссийский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт атомного машиностроения» (ОАО «ВНИИАМ»)/Авторы: Гришанин Е.И., Фонарев Б.И., Фальковский Л.Н., Андреев Л.М.

5 5. Патент РФ №2399104 от 03.12.2008 г. Способ обеспечения электрической энергией в закрываемых льдами акваториях шельфа и подводная атомная станция для его осуществления. - Патентообладатель: Общество с ограниченной ответственностью «Комплексные Инновационные Технологии»./ Авторы: Кравченко В.А., Илюшкин А.П., Лавковский С.А., Лебедев А.В., Кузнецов В.П., Лавковский А.С., Чураев С.В.

10 6. Патент РФ №2571120 от 29.10.2011 г. Подземное нагревательное устройство. - Патентообладатель: - Дженерал Электрик Компани (US)/Авторы: МОХАМЕД Шериф Хатем Абдулла; ШЕЛДОН Ричард Блэйр; ИЛКЭДИ Ахмед Мостафа; ИВУЛЕТ Андрей Тристан; ГИГЛИОТТИ МЛ., Майкл Френсис Ксавьер; Брэй Джеймс Уильям.

15 7. Патент РФ №2597039 от 10.09.2016 г. Способ разработки залежи тяжелой нефти. - Патентообладатель: - Федеральное государственное бюджетное учреждение "Национальный исследовательский центр "Курчатовский институт"/ Автор: Столяревский А.Я.

8. Патент РФ №2603311 от 17.04.2015 г. Скважинный электронагреватель, встраиваемый в колонну насосно-компрессорных труб. - Патентообладатель: ООО «Макс Инжиниринг»./Автор: Скворцов Д.Е.

20 9. Патент РФ №2589011 от 09.02.2011 г. Устройство и способ для добычи на месте залегания (in-situ) битума или тяжелой фракции нефти. - Патентообладатель: - СИМЕНС АКЦИЕНГЕЗЕЛЛЬШАФТ (DE)/Авторы: ДИЛЬ Дирк, ВАККЕР Бернд.

25 10. Патент РФ №2593614 от 14.05.2015 г. Способ шахтно-скважинной добычи трудноизвлекаемой нефти и технологический комплекс оборудования для его осуществления. - Патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Государственный университет управления" (ГУУ)/Авторы: Ильюша А.В., Афанасьев В.Я., Годин В.В., Захаров В.Н., Линник В.Ю., Амбарцумян Г.Л., Корчак А.В., Шерсткин В.В. - прототип.

30

(57) Формула изобретения

Шахтно-скважинный газотурбинно-атомный нефтегазодобывающий комплекс (комбинат), включающий шахтные стволы для вскрытия нефтегазоносной залежи, подземные горно-подготовительные выработки выемочно-добычных скважинных
35 блоков, пробуренные с дневной поверхности или из подземных горно-подготовительных выработок добычные скважины с проводимыми в продуктивном пласте горизонтальными участками, систему нагнетательно-стимулирующих скважин, пробуренных из подземных горно-подготовительных выработок, газотурбинную электрическую станцию и установку комплексной подготовки нефти и газа,
40 установленные на дневной поверхности комплекса, ядерную энергетическую установку, размещенную в околоствольном дворе шахты, эксплуатационные работы по скважинной добыче трудноизвлекаемой нефти с комбинированным использованием смешивающегося и поршневого вытеснения углеводородных флюидов залежи углекислым газом и тепловой обработкой продуктивного пласта, отличающийся тем, что канал
45 высокотемпературного выхлопа газовой турбины газотурбинной электрической станции через котел-утилизатор и устройство сжатия-сжижения углекислого газа стволовым трубопроводом соединен с устьями нагнетательно-стимулирующих скважин напрямую или же через один из входов установки переключения и нагнетания рабочего тела -

углекислого газа или теплоносителя в нефтегазоносный пласт, другой вход размещенной в околоствольном дворе шахты установки переключения и нагнетания рабочего тела термоизолированным трубопроводом связан с атомным реактором ядерной энергетической установки, причем установленные в нагнетательно-стимулирующих скважинах трубчатые теплообменники включены трубопроводами в циркуляционный контур выдачи тепловой энергии атомного реактора ядерной энергетической установки, а размещаемые в нагнетательно-стимулирующих скважинах электрические скважинные нагреватели или электромагнитные шлейфы индукционного нагрева запитываются с резервированием от поверхностной газотурбинной электростанции и от турбомашинного преобразователя энергии подземной ядерной энергетической установки.

15

20

25

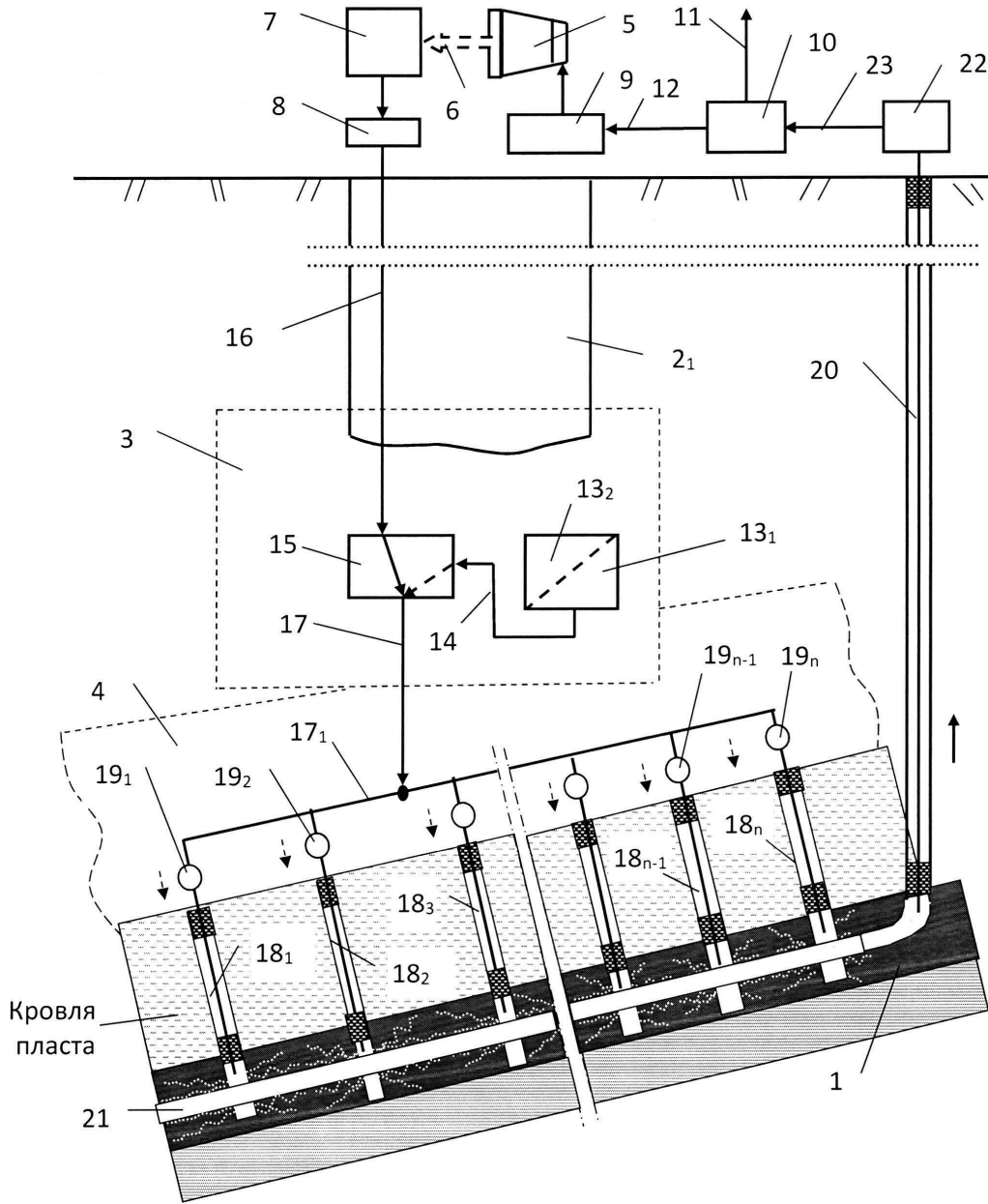
30

35

40

45

Шахтно-скважинный газотурбинно-атомный нефтегазодобывающий комплекс (комбинат)



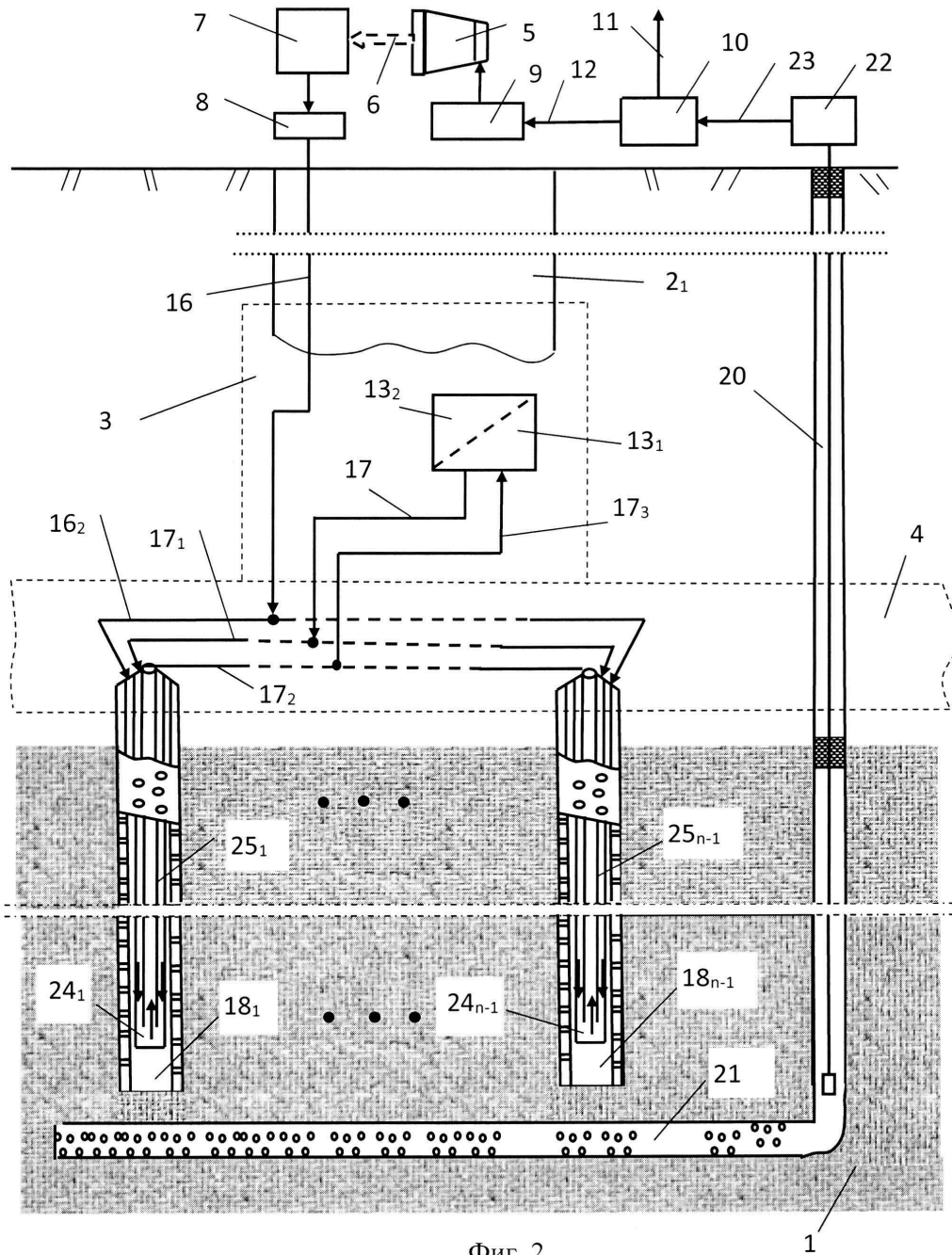
Фиг. 1

Авторы: А.В. Ильюша
И.В. Грошев

Г.Л. Амбарцумян
А.В. Грущенко

Д.А. Панков
Д.И. Нечаев

Шахтно-скважинный газотурбинно-атомный нефтегазодобывающий комплекс
(комбинат)



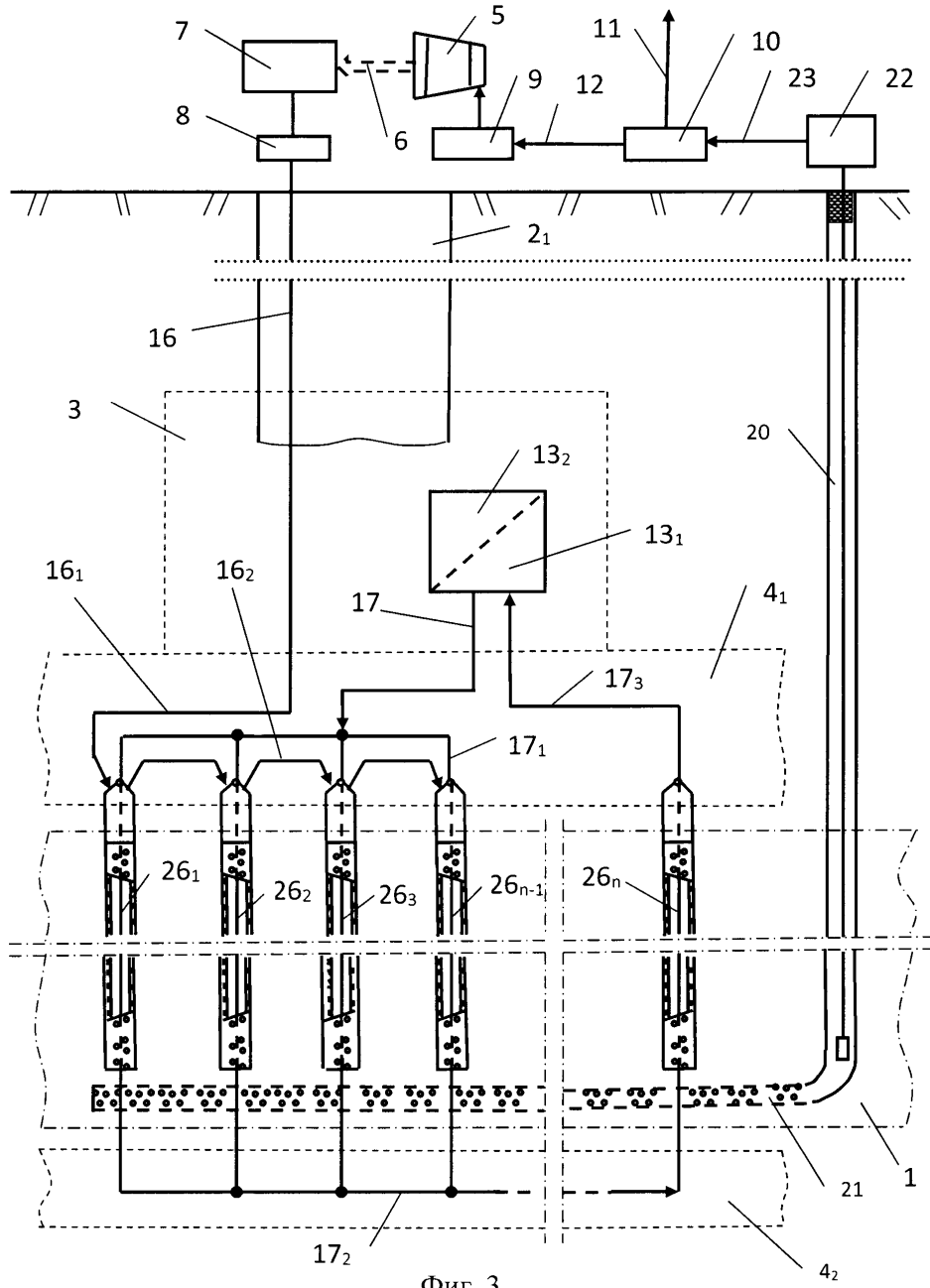
Фиг. 2

Авторы: А.В. Ильюша
И.В. Грошев

Г.Л. Амбарцумян
А.В. Грущенко

Д.А. Панков
Д.И. Нечаев

Шахтно-скважинный газотурбинно-атомный нефтегазодобывающий комплекс (комбинат)

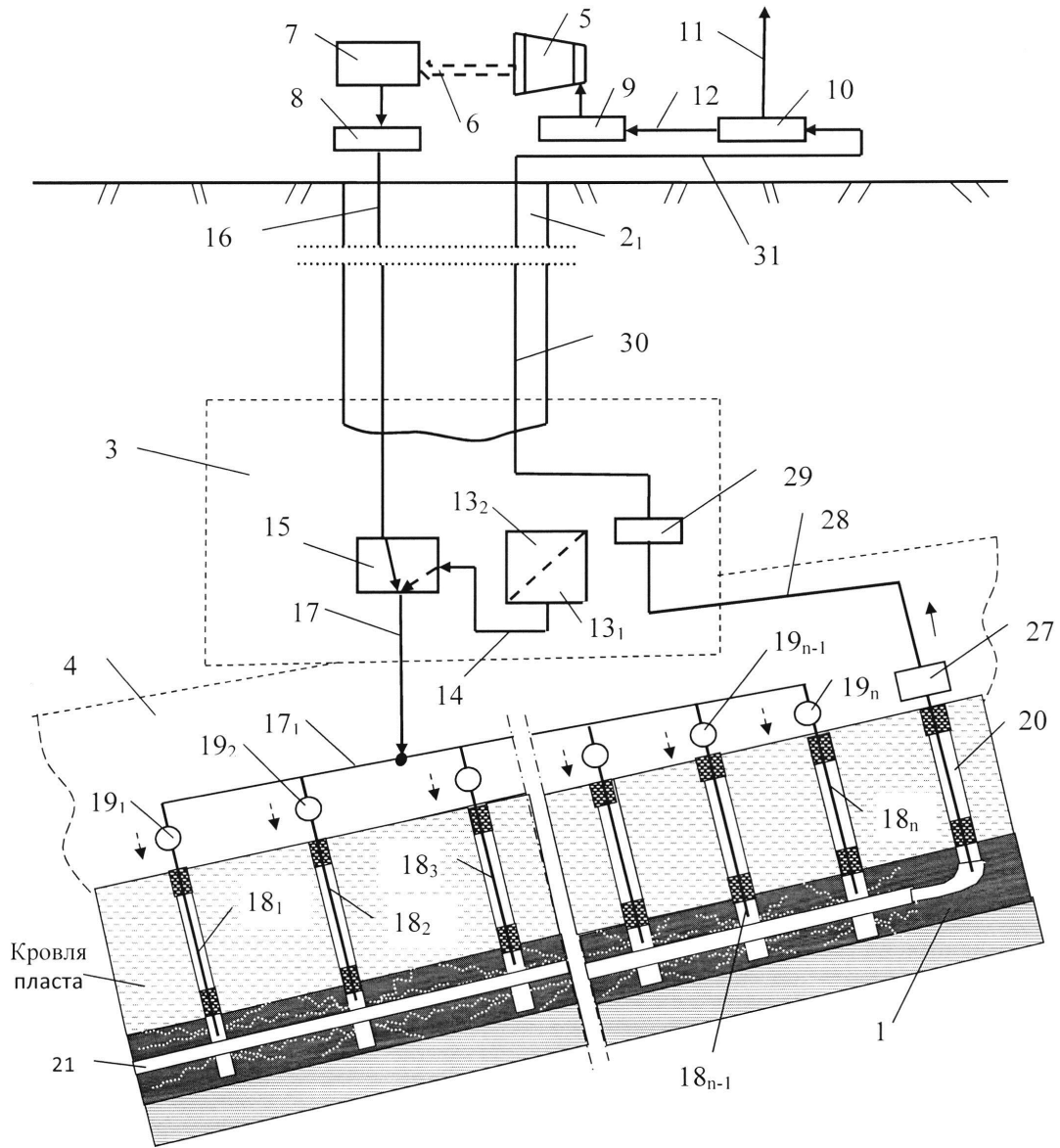


Авторы: А.В. Ильюша
И.В. Грошев

Г.Л. Амбарцумян
А.В. Грущенко

Д.А. Панков
Д.И. Нечаев

Шахтно-скважинный газотурбинно-атомный нефтегазодобывающий комплекс (комбинат)



Фиг. 4

Авторы: А.В. Ильюша
И.В. Грошев

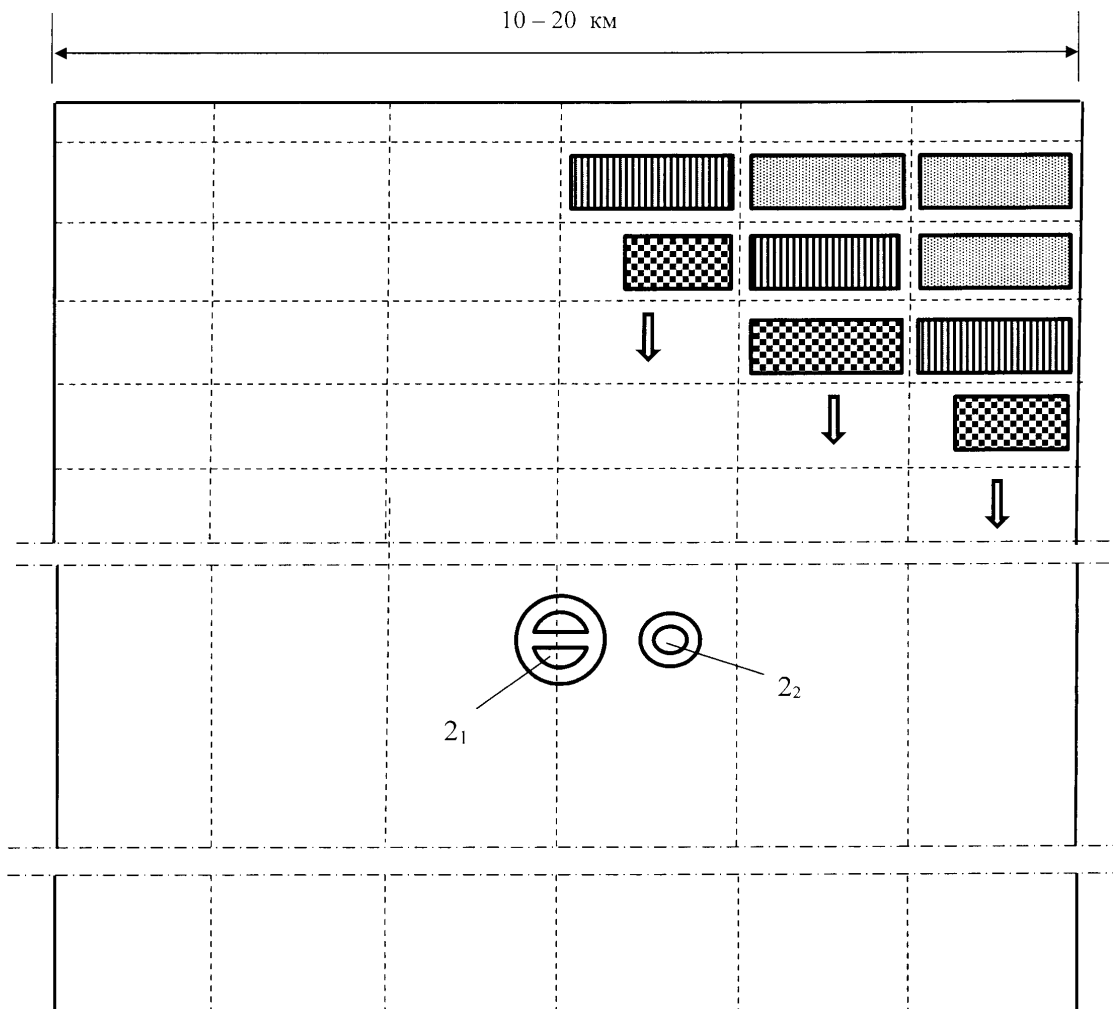
Г.Л. Амбарцумян
А.В. Грущенко

Д.А. Панков
Д.И. Нечаев

Шахтно-скважинный газотурбинно-атомный нефтегазодобывающий комплекс
(комбинат)

Условные обозначения:

- - Шахтное поле; ⊕ - Главный шахтный ствол; ⊙ - Вентиляционный ствол
- ▨ - Действующий добычный столб; ▩ - Отработанный добычный столб;
- ▤ - Подготовка добычного (выемочного) столба



Фиг. 5

Авторы: А.В. Ильюша
И.В. Грушев

Г.Л. Амбарцумян
А.В. Грущенко

Д.А. Панков
Д.И. Нечаев