(19) UA (11) 60 461 (13) C2

(51)МПК

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ УКРАИНЫ

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ДЕПАРТАМЕНТ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ УКРАИНЫ

(21), (22) Заявка: 2002097340, 10.09.2002

(24) Дата начала действия патента: 11.02.2008

(46) Дата публикации: 11.02.2008E21B 43/00
20060101CFI20070115RHUA E21B 43/01
20070101ALI20071122BHUA

(72) Изобретатель:
Смирнов Леонард Федорович, UA

(73) Патентовладелец:
Смирнов Леонард Федорович, UA

(54) СПОСОБ И ГАЗОДОБЫВАЮЩИЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ДОБЫЧИ И ПЕРЕРАБОТКИ МЕТАНА И ПРИРОДНОГО ГАЗА ИЗ МОРСКИХ ГАЗОГИДРАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

(57) Реферат:

Газодобывающий комплекс (ГДК) для добычи и переработки метана и природного газа из морских газогидратных месторождений (ГМ) теплых и холодных морей содержит платформу, буровую установку, оборудованные буровые скважины, которые погружены в пласт ГМ, насосное и подъемно-транспортное оборудование, теплосиловую газогидратную электрогенерирующую установку, устройство для подготовки носителя, который плавит газогидраты в ГМ, ожижитель метана. Платформа ГДК имеет придонный газосборный колпак, который располагают непосредственно над ГМ, выполненный в виде герметичной сверху полусферы, которая повернута открытой вогнутой стороной к дну моря, сквозь которую опущенные скважинные трубы, а в верхней части расположена газоотводная труба, верхний конец которой соединен с патрубком входа ожижителя газа. Скважины выполнены в виде нагнетательно-вытяжной системы, гидравлически связанной по газосодержащему газогидратному пласту и скомпонованной из 3-6 рядов скважин. Как устройство для подготовки носителя, который плавит газогидраты в ГМ, ГДК содержит вымораживающий или газогидратный опреснитель-разделитель морской воды, нагнетательный патрубок которого для концентрата морской воды или для солеконцентратной суспензии соединен с входом скважин и/или плавильщиком газогидратов теплосиловой газогидратной электрогенерирующей установки. Теплосиловая газогидратная электрогенерирующая установка ГДК содержит в своем составе кристаллизатор газогидратов непрерывного действия, выполненный в виде вертикального трубопровода, погруженного в холодный уровень моря на глубину 300-600 м, и плавильщик газогидратов периодического действия, выполненный секционным, каждая секция которого оборудована технологическими патрубками для входа-выхода реагентов и теплообменником, который имеет патрубок входа теплой воды поверхностного слоя моря, причем одна из секций плавильщика, которая вырабатывает газ-метан высокого давления порядка 50-200 МПа, содержит теплообменник с входом теплоносителя с температурой 30-50 °С и своим патрубком для нагнетания газа высокого давления соединена с патрубком входа скважин. Способ добычи и переработки метана и природного газа из морских газогидратных залежей теплых и холодных морей, который реализован с помощью ГДК, обеспечивает повышенную полноту извлечения метана из разных по глубине залегания газогидратных слоев при уменьшении энергозатрат.

Официальный бюлетень "Промышленная собственность". Книга 1 "Изобретения, полезные модели, топографии интегральных микросхем", 2008, N 3, 11.02.2008. Государственный департамент интеллектуальной собственности Министерства образования и науки Украины.

UA 60461 C2

UA 60461 C2

(19) UA (11) 60 461 (13) C2

(51) Int. Cl.

MINISTRY OF EDUCATION AND SCIENCE OF UKRAINE

STATE DEPARTMENT OF INTELLECTUAL PROPERTY

(12) DESCRIPTION OF PATENT OF UKRAINE FOR INVENTION

(21), (22) Application: 2002097340, 10.09.2002

(24) Effective date for property rights: 11.02.2008

(46) Publication date: 11.02.2008 E21B 43/00
20060101CFI20070115RHUA E21B 43/01
20070101ALI20071122BHUA

(72) Inventor:
Smirnov Leonard Fedorovych, UA

(73) Proprietor:
Smirnov Leonard Fedorovych, UA

(54) METHOD AND GAS-PRODUCING COMPLEX FOR EXTRACTION AND PROCESSING METHANE FROM SEA GAS-HYDRATE DEPOSITS

(57) Abstract:

Gas-producing complex (GPC) for extraction and processing methane and natural gas from sea gas-hydrate deposits (GD) of warm and cold seas includes platform, drill rig, equipped wells immersed to GD field, pump and lift-transportation equipment, heat-power gas-hydrate electric power generating unit, appliance for preparation of carrier that melts gas-hydrates in GD, methane liquefier. GD platform has bottom gas-collection cover that is placed just over GD, it is arranged as sealed from above hemisphere turned with open convex side to sea bottom, through this well pipes are lowered, and in the upper part gas discharge pipe is placed, its upper end is connected to branch pipe of gas liquefier inlet. Wells are arranged as supercharge-extraction system that is hydraulically interconnected by gas-bearing gas-hydrate layer and combined of 3-6 rows of those wells. As appliance for preparation of carrier that melts gas-hydrates in GD the GPC includes freezing or gas-hydrate desalter – separator of sea water, its supercharge branch pipe for concentrate of sea water or for salt-concentrate suspension is connected to inlet of wells and / or smelter of gas-hydrates of heat-power gas-hydrate electric power generating unit. Heat-power gas-hydrate electric power generating unit GPC includes gas-hydrate crystallizer of continuous action arranged as vertical pipeline immersed to cold sea level to depth 300-600 m and gas-hydrate smelter with periodic action arranged as sectional one, each its section is equipped with technological branch pipes for inlet-outlet of reagents and heat exchanger that has branch pipe for inlet of warm water of surface layer of sea, at that one of sections of smelter that produces high pressure gas-methane, at about 50-200 MPa, includes heat exchanger with intake of heat carrier at temperature 30-50 °C and with its branch pipe for high pressure gas injection it is connected to branch pipe of well inlet. Method for extraction and processing of methane and natural gas from sea gas-hydrate deposits of warm and cold seas that is realized by means of GPC, provides increased completeness of extraction of methane from different in depth of bedding gas-hydrate layers at decrease of power consumption.

Official bulletin "Industrial property". Book 1 "Inventions, utility models, topographies of integrated circuits", 2008, N 3, 11.02.2008. State Department of Intellectual Property of the Ministry of Education and Science of Ukraine.

UA 60461 C2

UA 60461 C2

(19) UA (11) 60 461 (13) C2

(51)МПК

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ ВЛАСНОСТІ

(12) ОПИС ВИНАХОДУ ДО ПАТЕНТУ УКРАЇНИ

(21), (22) Дані стосовно заявки:
2002097340, 10.09.2002

(24) Дата набуття чинності: 11.02.2008

(46) Публікація відомостей про видачу патенту (деклараційного патенту): 11.02.2008 E21B 43/00
20060101CFI20070115RHUA E21B 43/01
20070101ALI20071122BHUA

(72) Винахідник(и):
Смірнов Леонард Федорович, UA

(73) Власник(и):
Смірнов Леонард Федорович, UA

(54) СПОСІБ ТА ГАЗОДОБУВНИЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ДОБУВАННЯ ТА ПЕРЕРОБКИ МЕТАНУ З МОРСЬКИХ ГАЗОГІДРАТНИХ ПОКЛАДІВ

(57) Реферат:

Газодобувний комплекс (ГДК) для добування та переробки метану і природного газу з морських газогідратних покладів (ГП) теплих та холодних морів включає в себе платформу, бурову установку, облаштовані свердловини, що занурені в пласт ГП, насосне та підйомно-транспортне обладнання, теплосилову газогідратну електрогенеруючу установку, пристрій для підготовки носія, що плавить газогідрати в ГП, зріджувач метану. Платформа ГДК має придонний газозбірний ковпак, який розташовують безпосередньо над ГП, виконаний у вигляді герметичної зверху півсфери, яка повернута відкритою увігнутою стороною до дна моря, крізь яку опущені свердловинні труби, а в верхній частині розташована газовідвідна труба, верхній кінець якої з'єднаний з патрубком входу зріджувача газу. Свердловини виконані у вигляді нагнітальної-витягувальної системи, гідравлічно взаємозв'язаної по газовмісному газогідратному шару і скомпонованої з 3-6 рядів цих свердловин. Як пристрій для підготовки носія, що плавить газогідрати в ГП, ГДК містить виморожувальний або газогідратний опріснювач-розділник морської води, нагнітальний патрубок якого для концентрату морської води або для солеконцентратної суспензії з'єднаний з входом свердловин і/або плавильником газогідратів теплосилової газогідратної електрогенеруючої установки. Теплосилова газогідратна електрогенеруюча установка ГДК містить у своєму складі кристалізатор газогідратів безперервної дії, виконаний у вигляді вертикального трубопроводу, зануреного в холодний рівень моря на глибину 300-600 м, і плавильник газогідратів періодичної дії, виконаний секційним, кожна секція якого обладнана технологічними патрубками для входу-виходу реагентів і теплообмінником, що має патрубок входу теплої води поверхневого шару моря, причому одна із секцій плавильника, яка виробляє газ-метан високого тиску порядку 50-200 МПа, містить теплообмінник з входом теплоносія з температурою 30-50 °С і своїм патрубком для нагнітання газу високого тиску з'єднана з патрубком входу свердловин. Спосіб добування та переробки метану і природного газу з морських газогідратних покладів теплих та холодних морів, який реалізований за допомогою ГДК, забезпечує підвищену повноту витягнення метану з різних по глибині залягання газогідратних шарів при зменшенні енерговитрат.

UA 60461 C2

UA 60461 C2

Опис винаходу

Винахід стосується добування природного газу (основний компонентного - метан) з підводних газогідратних покладів (ГП) теплих та холодних морів в теплий і холодний сезони і його переробки (підвищення тиску для вироблення електроенергії і руйнування газогідратного шару, а також зрідження цього метану для зручності його транспортування та захоронения, а також більш високої ціни реалізації).

В Чорному морі, наприклад, ГП розташовані на глибинах 300-1000м. Глибина нижчої межі зони гідратоутворення в середньому складає 400-500м під дном моря. Густість ресурсів метану, захованих в придонних осадах потужністю 300м оцінюється в 1170-1384млн.м ^{3}/км^2. Ресурси газу в газогідратах в усьому Чорному морі оцінюються в 100-280 триліонів м ^{3} (Україні цього газу вистачить не менш як на 25 століть). В усьому світі вже знайдено біля 90 морських ГП (США, Росія, Норвегія, Японія, Канада, Мексика, Панама, Бразилія, Австралія, Індія, Новая Каледонія і інш.), кількість метану в яких дорівнює до 85% усіх світових ресурсів вуглеводнів. Це нове ще не розроблене гігантське джерело вуглеводнів. Особливо величезні ГП холодних морей (наприклад кількість газогідратного метану в Баренцовому морі – 1100 триліонів м^3, в Охотському морі – 1200 триліонів м^3). До настоящего часу в світі підводні газогідратні родовища ще не розробляються, але розробляється підводні родовища газу, що знаходиться не в газогідратному твердому стані, а в стані газу. Способі и пристрої розробки цих двох різних родовищ мають багато спільних прийомів. Є декілька пропозицій по добуванню метану з ГП:

[1]. Макогон Ю.Ф.(ВНИИГАЗ, Москва) Гидраты природных газов. Изд-во “Недра”, Москва, 1974;

[2].Makogon Y.F (Texas A&M University). Geological and technology aspects of gas hydrates in the Indian offshore. Proceedings of the 3-th International SPGeophysics Conference.New Delhi, 24 February, 2000:

[3].Требил Ф.А., Макогон Ю.Ф., Басниев К.С. Добыча природного газа. Москва.,”Недра”, 1976.

1. Розкриваючими гірничо-донними роботами - по дну моря пересувається підводний екскаватор, який знімає верхній ґрунт шар за шаром, котрий у вигляді пульпи піднімається повітряним ліфтом або відкачується насосом на поверхню моря, метан дегазується з газогідратів при знятті тиску, газ збирають на поверхні моря, стискують і транспортують.

Недоліки цього способу очевидні - необхідна розробка спеціальної підводної глибоководної техніки, висока її вартість, погана екологія (ґрунт треба переносити на інше місце), не можна розробляти глибинні газогідратні пласта., високі енерговитрати (тому, що метан треба стискувати від 0,1 до 5-12МПа).

2. Погашенням тиску в газогідратному пласту нижче рівноважного тиску існування газогідратів [1,2]. Газ при цьому треба відсмоктувати компресорами на поверхню моря.

Недоліки цього способу добре відомі спеціалістам газодобування - гідрати, плавлячись при пониженні тиску за рахунок своєї внутрішньої енергії, знижують свою температуру (згідно принципу Ле -Шателье), а також оточуючого ґрунту близько до 0°С (особливо в холодних морях), що веде до льодоутворенню в районі забою свердловини і зупиненню дебіту; дуже великі витрати електроенергії на роботу компресорів (бо тиск в газогідратному шару для визначення ефекту треба знизити значно).

3. Підвищенням температури ГП поданням, наприклад, гарячої води, нагрітої яким-небудь тепловим джерелом, або теплом атомного реактора, розміщеним безпосередньо в ГП [1,2,3].

Недоліки - у випадку подання гарячої води - високі витрати тепла (велика теплота плавлення газогідратів метана - 3785кДж/кг метану у складі газогідрата, крім того треба гріти не тільки газогідрати - їх у ґрунті біля 10% по масі - а і сам ґрунт!); у випадку атомного реактора - високі капітальні витрати і неекологічність.

4. Поданням в ГП гліколів, метанола, спиртів, розсолів ($CaCl_2$) і інших реагентів-інгібіторів гідратоутворення. Спосіб цей використовується при газодобуванні [1,2,3].

Недоліки - висока вартість реагентів, їх треба багато, а головне, для більшості з них - неекологічність. Якщо використовувати $CaCl_2$, то для газодобувного комплексу (ГДК) продуктивністю всього 1млрд.м ^{3}/рік, цієї солі треба приблизно 1потяг/добу.

Найбільш наближений к запропонованому винаходу є цей останній аналог [1,2]. В цьому аналогу є спільні з винаходом ознаки, що складаються з:

- пробурюванні штар в ГП і їх відбудуванні (цементації обсадних труб, підготовки забоя свердловини, відбудови фільтра в забої;

- попередньої деформації газовмістних шарів для підвищення їх тріщинуватості і газопроникності, наприклад прострілом кумулятивних зарядів та іншими діями:

- підготовки і поданні в ГП теплої води або іншого теплоносія;

- плавленні газогідратів теплою водою або інгібітором гідратоутворення, як плавлячим газогідрати носієм “за місцем” розташування газогідратів в ГП або шляхом зменшення тиску в газогідратному шарі, відбору продукційного газу з ГП, збору його і відводу на поверхню;

- дотисканні його до 10-20МПа та зріджуванні, причому з виконанням усіх цих операцій за рахунок електроенергії, виробленої безпосередньо і автономно в газодобувному комплексі.

До цього часу в світі ще нема газодобувних установок (ГДК), що витягують газ з підводних ГП, але є чимало ГДК, які витягують газ з підводних родовищ звичайного (тобто не газогідратного) газу. Ці останні ГДК мають наступні ознаки, спільні з ознаками запропонованого ГДК. на якому пропонується добувати газ з ГП, а саме:

- мають платформу, яка твердо або динамічно позиціонована над обраною точкою різними способами; в одному з цих способів динамічне утримання напівзанурюваної платформи в горизонтальній площині здійснюється за допомогою підрулюючих пристроїв; компенсація переміщень в обсадних трубах учиняється

UA 60461 C2

UA 60461 C2

шарнірами; вертикальні переміщення платформи при хвилюванні моря компенсуються спеціальними компенсаторами, котрі забезпечують постійне натягування обсадних труб незалежно від впливу платформи при хвилюванні моря (уся ця техніка також використовується в винаході);

- мають бурову установку,
- мають витягувальні свердловини, що занурені в пласт газовміщуючого шару;
- мають насосне та під'ємно-транспортне обладнання;
- мають теплосилову елекгрогенеруючу установку, яка не використовує термобаричну різницю морської води для зменшення електровитрат;
- мають пристрій для підготовки носія, що плавить газогідрати в ГП;
- мають зріджувач метану, який не використовує стовп морської води для зменшення електровитрат.

Завдання, на рішення якої направлена наша пропозиція:

1. Витягнення метану з підводних ГП теплих і холодних морів в будь-який час року і на будь-який глибині екологічно чистими заходами;

2. Поліпшення умов кінетики процесу виплавляння газогідратів в газогідратному пласту; підвищення повноти витягнення метану з різних по глибині газогідратних шарів; попутне витягнення підгідратного газу, а також нафти.

3. Зменшення енерговитрат газодобувного комплексу (ГДК) і в крайньому разі - приближення до уникнення необхідності спалювати частину газу безпосередньо на платформі ГДК для виробки електроенергії;

4. Підвищення (це головне) ПРибутковості ГДК.

Виконання поставлених завдань досягається тим, що в способі добування та переробки природного газу з морських газогідратних покладів ГП теплих та холодних морів, що включає пробурювання свердловин в цих ГП і їх відбудування, попередньої деформації газовміщуючих шарів для підвищення їх тріщинуватості і газопроникливості, наприклад прострілом кумулятивних зарядів та іншими діями, підготовки і подання в ГП теплої води або іншого теплоносія, плавленні газогідратів теплою водою або іншим плавлячим носієм "за місцем" їх розташування в газогідратному шару підводного ГП або шляхом зменшення тиску в газогідратному шару, відбору продукційного газу з ГП, збору його і відводу на поверхню моря, дотисканні його до 10-20МПа та зріджуванні, причому з виконанням усіх цих операцій за рахунок електроенергії, виробленої безпосередньо і автономно в газодобувному комплексі,

- витягнення газу з ГП ведуть системою гідравлічно сполучених нагніталтних і втягуючих свердловин, які експлуатуються за допомогою 3-х варіантів.
- поступеневого поглиблення на 20-50м в ГП по мірі виробки її верхніх шарів,
- поступеневого підіймання на 20-50м по мірі виробки нижчих шарів ГП,
- одночасної виробки декількох шарів ГП по всій її висоті шляхом того, що свердловини працюють у режимах нагнітання плавлячого носія і витягування газу почергово, при цьому в режимі нагнітання в свердловини подають плавлячий теплоносій, а також, чергуючи, газ високого тиску, а в режимі витягування з свердловин відбирають газ з розплавлених газогідратів, відпрацьований концентрат і воду з розплавлених газогідратів, а також продукти продування свердловин, наприклад, часточки ґрунту;
- як плавлячий носій в підводний ГП подають 10-25%-ний концентрат морської води або солеконцентратну суспензію, в якій в насиченому розчині морської води евтектичної концентрації є 3-15% кристалів солей, які концентрують, наприклад, виморожувальним або газогідратним способом, або підгідратний газ і підгідратну воду нижчележачих шарів з геотермічними температурами 30°С і більше, що мають тиск, який на 2МПа і більше перевищує тиск вищележачого ГП, в котру нагнітається самотечею цей теплоносій, або рідку або стиснуту вуглекислоту, що витягують з промислових скидних газів або атмосферного повітря;
- газ після плавлення газогідратів у газогідратному шарі накопичують безпосередньо біля дна моря під тиском гідростатичного стовпа морської води і подають на вхід останнього ступеня стиснення циклу зрідження;
- частину продукційного газу, витягнутого на поверхню, дотискують до 50-200МПа і періодично подають в ГП, попереджуючи ударами газу подання в нього плавлячого носія;
- для приводу теплосилової електрогенеруючої установки, виробки газу високого тиску, а також зрідження метану використовують термобаричну різницю морської води по висоті моря шляхом контактування метану з морською водою на глибинах 300-600м, утворення газогідратів в цьому холодному глибинному рівні моря, відкачуванню цих газогідратів у вигляді газогідратної суспензії на поверхню моря і їх плавленні при температурі 18-25°С теплом поверхневої морської води (в теплий сезон), або (в холодний сезон) контактом з 10-25%-ним концентратом морської води або солеконцентратною суспензією, в якій в насиченому розчині солей евтектичної концентрації є і кристали солей, причому сумарна концентрація солей по сухому залишку досягає до 35%, чим здійснюють термокомпресію газу до тиску 8-20МПа перед його поданням на турбіну теплосилової установки або в зріджувач метану.

Крім того виконання поставлених завдань досягається і тим, що свердловини працюють в режимі нагнітання в усіх 3-х експлуатаційних варіантах в період часу, коли вони розташовані глибше свердловин, які працюють в режимі витягування газу, на 3-20м. Причому попередньо або одночасно з розробкою ГП за допомогою системи свердловин вище і нижче цього ГП відбирають надгідратний і підгідратний газ, а також гадгідратну нафту і газовий конденсат за допомогою, наприклад, фонтанних труб. При цьому герметизацію обсадних труб .свердловин, яка розділює газогідратні шари від вищеприлеглих негідратних водоносних шарів, при наявності термодинамічних умов гідратоутворення виконують за допомогою тимчасової термооборотної цементації газогідратами шляхом подання в щілини герметизації охолодженого метану або природного газу, збагаченого тяжкими компонентами - етаном, пропаном, бутанами, причому переміщення ГДК після виробки під ним ГП на другий ще не розроблений ГП виконують після підіймання до нижчого краю газодобувної платформи усіх

UA 60461 C2

UA 60461 C2

експлуатаційних труб, а також газозбірного ковпака. Крім того в способі в теплий сезон в теплих морях в холодному рівні моря на глибинах 50-500м холодильний і одночасно гідратоутворюючий агент (фреони 22, 134а і інші, H_2S, CO_2 і інші) контактують з сумішшю морської води і її концентратом з концентрацією 3-20% солей, утворюючи газогідрати, потім газогідратну суспензію піднімають на поверхню моря, газогідрати відділяють від продуктового концентрату з концентрацією 10-25%, промивають від концентрату і плавлять з виробкою опрісненої чистої талої питної води.

При цьому процес гідратоутворення холодильного і одночасно гідратоутворюючого агенту ведуть при параметрах газогідратної евтектики, після чого газогідрат-солеконцентратну суспензію розділяють на газогідрат-концентратну суспензію і на солеконцентратну суспензію, наприклад осадженням, сіль відділяють від концентрату, наприклад, фільтрацією концентрату і наступним віджимом селевої маси, накопичують і використовують в холодний сезон для виготовлення концентрату шляхом змішування солі з морською водою. При цьому в холодних морях процес гідратоутворення холодильного і одночасно гідратоутворюючого агенту ведуть в поверхневому рівні моря, виробляючи 10-25%-ний концентрат або сіль.

При цьому частину газогідратів метану плавлять при підвищеній температурі 30-50 °С за рахунок підводу низькопотенційного тепла, яке наприклад вилучається в процесі зрідження метану, виробляючи газ високого тиску порядка 50-200МПа. При цьому при використанні термобаричної різниці морської води по глибині моря для зрідження метану плавлення газогідратів ведуть ступенево в наступній послідовності процесів, що здійснюють "складання" та "віднімання" потоків газу, які мають тиск різного значення: спочатку газогідрати осушують від міжгідратної води шляхом її дренажу і потім продування гідратної маси газом, потім газогідрати стискують зворотним газом нижчого тиску 0,6-1МПа, який відбирається з циклу зрідження метану, потім плавлять шляхом теплообміну з теплою поверхневою морською водою, потім газогідрати повторно стискують зворотним газом середнього тиску 2-6МПа, який відбирається з циклу зрідження метану, і газом. який відбирається з газогідратного покладу в якості продукта, потім відбирають з зони плавлення рідкий пропан, потім заключно газогідрати плавлять шляхом сукупності теплообміну з теплою поверхневою морською водою і поданням в зону плавлення газогідратів концентрату морської води або солеконцентратної суспензії, які відбираються з циклу опріснення-розділення морської води; В способі потрібні виграти початкового концентрату морської води або початкової солеконцентратної суспензії, які треба подати для плавлення газогідратів в газогідратний шар ГП, а також в секції плавильника для виробки електроенергії та отриманні газа високого тиску, визначають згідно рівнянню

$$G_H = \frac{G_{B,G}}{S_H - S_K}\left[S_K + \frac{A}{A-1}(1-S_G)(S_K - S_1)\right]$$

в якому

G_H - потрібні витрати початкового (вихідного) концентрату морської води або солеконцентратної суспензії морської води;

$G_{B,G}$ - кількість води в складі газогідратів, яких потрібно розплавити;

S_H - початкова концентрація (масова доля - тут і нижче) концентрату морської води або початкова концентрація солеконцентратної суспензії по сухому залишку солей;

S_K - кінцева концентрація концентрату морської води солеконцентратної суспензії після плавлення газогідратів;

S_G - концентрація газогідратів в газогідратному пласту ГП перед їх плавленням або концентрація газогідратів в газогідратної суспензії в секціях плавильника перед їх плавленням;

S_1 - концентрація солей в морській воді, яка входить в склад міжкристалічної рідини;

А - питома маса газогідрату, кг (газогідрату)/кг (газу в складі газогідрату).

Запропонований спосіб реалізується в газодобувному комплексі (ГДК) для добування та переробки метану і природного газу з морських газогідратних покладів ГП теплих та холодних морів, що включає в себе платформу, бурову установку, свердловини, що занурені в пласт ГП, насосне та під'ємно - транспортне обладнання, теплосилову газогідратну електрогенеруючу установку, пристрій для підготовки носія, що плавить газогідрати в ГП, зріджувач метану, тим, що:

- платформа ГДК має придонний газозбірний ковпак, який розташовують безпосередньо над ГП, виконаний у вигляді герметичної зверху півсфери, яка повернута відкритою увігнутою стороною до дна моря, крізь котру опущені свердловини, а в верхній частині є газовідвідна труба, верхній кінець якої з'єднаний з входом зріджувача газу;

- свердловини виконані у вигляді нагнітальної-витягуючої системи, гідравлічно взаємозв'язаної по газовмісному газогідратному шару і скомпонованої з 3-6 рядів цих свердловин;

- як пристрій для підготовки носія, що плавить газогідрати в ГП, ГДК має виморожувальний або газогідратний опріснювач-розділювач морської води, нагнітання якого по концентрату морської води або по солеконцентратної суспензії з'єднано з входом свердловин і/або плавильником газогідратів теплосилової газогідратної електрогенеруючої установки;

- теплосилова газогідратна електрогенеруюча установка ГДК має у своєму складі кристалізатор газогідратів безперервної дії, виконаний у вигляді вертикального трубопроводу, зануреного в холодний рівень моря на глибину 300-600м, і плавильник газогідратів періодичної дії, виконаний секціонним, кожна секція якого має теплообмінник, який має вхід теплої води поверхневого рівня моря, причому одна з секцій плавильника, яка виробляє газ-метан високого тиску порядку 50-200МПа, має теплообмінник з входом теплоносія з температурою 30-50°С і своїм нагнітанням по газу високого тиску з'єднана з входом свердловин. Крім того в цьому ГДК газозбірний ковпак виконаний з низькотеплопровідного тонколистового матеріалу, наприклад, пластика (тефлон і

UA 60461 C2

UA 60461 C2

подібне), переміщується вільно в вертикальному напрямі вздовж обсадних труб для піднімання на поверхню моря за допомогою герметичного периферійного кільцевого трубного понтону, прикріпленого до нижчого краю газозбірного ковпака і маючого входи-виходи води та повітря під тиском 10-20МПа; крім того ковпак має на своїй півсфері вертикальні кондуктори у вигляді труб довжиною 0,5-2м, крізь які опускаються обсадні труби свердловин, причому в верхній частині кондукторів розміщені пакери, що герметизують свердловинний простір між ними і обсадними трубами, а в нижчій частині кондукторів розміщені пакери, що герметизують перепускні вікна обсадних труб.

Крім того, в цьому ГДК трубопровід-кристалізатор газогідратів теплосилової газогідратної електрогенеруючої установки має на своїй зовнішній поверхні фільтруючі секції для скидання морської води, але задержання газогідратів, а на відкритому знизу кінці - підводний насос-нагнітальник холодної глибинної морської води; входи секцій плавильника по газогідратній суспензії, концентрату морської води або солеконцентратної суспензії, а також по виходам стисненого газу і викидання концентрату виконані паралельними, причому секції плавильника мають насос для прокачування через них теплої поверхневої морської води, а в своїй нижчій частині фільтруючі грати, під якими є накопичувальники води розплаву газогідратів.

Крім того в цьому ГДК виморожувальний або газогідратний опріснювач-розділювач морської води має в своєму складі евтектичну ступінь, вихід котрої по концентрату морської води з'єднаний з входом свердловин, які подають концентрат в ГП, а також в секції плавильника газогідратів метану газогідратної теплосилової установки, а вихід по солі, наприклад, з шнекового сепаратора солей, з'єднаний з накопичувальником цих солей і далі - з входом вищезгаданих свердловин і секцій плавильника газогідратів.

При цьому секції плавильника мають входи газу зворотних потоків зріджувача метану, а також метану з газогідратного покладу, і вихід рідкого пропану, розташований у верхній частині накопичувальників води розплаву газогідратів.

Суть винаходу ілюструється на Фіг.1-16.

Фіг.1 - типи гідратних текстур метану у ґрунті;

Фіг.2 - фазова діаграма метану, природного газу та його компонентів в прісній воді;

Фіг.3 - пониження температури гідратоутворення метану і природного газу із-за присутності солей;

Фіг.4 - типове вертикальне розподілення температури, солоності, густини утримання сірководню у Чорному морі;

Фіг.5 - схеми ГП на дні моря;

Фіг.6- рушійні сили утворення ΔT_1 і плавлення гідратів ΔT_2 в ГП на глибині 1000м;

Фіг.7 - система свердловин, пробурених на глибину ГП;

Фіг.8 - те ж, вигляд зверху;

Фіг.9 - схема зріджувача метану, який використовує гідростатичний тиск морської води для зниження електровитрат;

Фіг.10 - цикл зрідження метану на діаграмі температура-ентропія;

Фіг.11 - схема газогідратного опріснювача-розділювача морської води;

Фіг.12 - цикл газогідратного опріснювача-розділювача, який використовує термобаричну різницю морської води по глибині моря, в діаграмі температура-тиск;

Фіг.13 - схема теплосилової газогідратної установки, призначеної для виробки електроенергії;

Фіг.14 - цикл газогідратної теплосилової установки, який використовує термобаричну різницю морської води по глибині моря, в діаграмі температура-тиск.

Фіг.15 - схема зріджувана метану, який використовує гідростатичний тиск морської води та термобаричну різницю морської води по глибині моря для зниження електровитрат.

Для полегшення розуміння винаходу для експерта вважаю за потрібне навести спочатку декілька понять по газогідратам.

Згідно Фіг.1 типи гідратних текстур метану, що виділені у ході експерименту по гідратонасиченню пісків різного гранулометричного складу, є: 1 - масивна, 2 - коркова. 3 - порфировидна, 4 - лінзовидна, 4 - шарувата.

На Фіг.2 (фазової діаграми метану, природного газу та його компонентів в прісній воді) показані рівноважні гідратні криві для: метану CH_4, етану C_2H_6, пропану C_3H_3, природного газу (кількість метану - 71,6%), сірководню H_2S, кисню O_2, азоту N_2, вуглекислоти CO_2. Праворуч цих рівноважних гідратних кривих існують газ+ вода, ліворуч - газогідрат+ вода (при надлишку води) або газогідрат+ газ (при надлишку газу). Домішок до метану тяжких компонентів (це склад природного газу) - етану, пропану, бутанів,а також H_2O і CO_2 пересуває рівноважну гідратну криву праворуч, знижуючи тиск і підвищуючи температуру гідратоутворення. При пересіченні кривої для метану справа наліво утворюються, газогідрати метану з виділенням теплоти гідратоутворення; при перетині цієї ж кривої зліва направо вони плавляться з поглинанням теплоти плавлення (3785кДж/кг метану, який ввійшов до складу газогідрату).

При контакті газу з розчином солей рівноважна гідратна крива (наприклад для метану) пересувається ліворуч. На Фіг.3 показано зниження температури гідратоутворення метану і природного газу із-за присутності солей (для природного газу+ розсіл NaCl, метану+ розсіл NaCl, природного газу + розсіл $CaCl_2$). Наприклад (Фіг.3) 20%-ний розчин NaCl знижує температуру гідратоутворення метану на 10 °С, 2%-ний розчин NaCl (приблизний еквівалент донної води Чорного моря) - приблизно на 0,5°С.

В теплих морях по глибині моря є різниця температур морської води. На Фіг.4 - показано типове вертикальне розподілення температури морської води T, концентрації солей в морській воді S, густини морської води ρ, концентрації сірководню S_{H2S} у Чорному морі. Штриховими лініями показані рівноважні криві гідратоутворення

UA 60461 C2

UA 60461 C2

для метану і природного газу. Накладання даних фазової діаграми на вертикальне розподілення тиску і температур у морі визначає верхню і нижню межі зон гідратоутворення (ЗГУ). Верхня межа ЗГУ (Фіг.4) знаходиться звичайно в шарі морської води і визначається пересіченням гідратної рівноважної кривої і кривої змінення температури морської води по глибині моря. Нижня межа ЗГУ знаходиться у донному осаду і визначається пересіченням кривої геотермального градієнту осаду і гідратної рівноважної кривої. Для умов Фіг.4 верхня межа ЗГУ для метану знаходиться на глибині моря 600м, а для природного газу - 200м. Нижня межа, відповідно, буде на глибині 1750 і 1820м. Товщина газогідратного покладу в осадах для даних умов складає 150 і 220м.

На Фіг.5 показані можливі схеми ГП на морському дні. Позначено: 0 - донний ґрунт, 1 - непроникливий пласт. 2 - газовий пласт, 3 - газогідратний поклад, 4 - нафтовий поклад, 5 - донна вода, $T_в$ - температура води, $T_{гр}$ - температура ґрунта, $T_р$ - рівноважна температура гідратоутворення, H_1, H_2 - верхня і нижня глибини існування газогідратів, a-b-c-d- змінення температури води і ґрунту з глибиною (a-b - спочатку температура води до глибини 50-100м знижується до 5-7°С, потім вона постійна майже до дна моря (b-c), потім температура ґрунту (c-d) спочатку незначно, а потім швидко підвищується (тепловий градієнт Землі). Видно, що вільний газ може бути вище і нижче ГП, а під ГП можуть бути нафта і вода. Газогідрати можуть бути як в придонному шарі, так ї в глибинних пластах (одного або декількох, розділених газонепроникливими шарами ґрунту) морського дна. Плавити газогідрати може і тепла поверхнева морська вода. її витрати при її охолодженні в ГП від 21°С до 9°С на 1кг метану, який виділяється з газогідратів, складається біля 75 кг(води)/кг(метану) при глибині закачування 600м. При глибинах моря більш 600м з огляду збільшення рівноважної температури плавлення газогідратів (Фіг.2,4) помітно зменшується тепловий заряд теплої поверхневої води і її витрати суттєво зростають. В цьому випадку, а також при роботі в холодний сезон, а також і для умов холодних морів, доцільно зрушити гідратну рівноважну криву ліворуч, подаючи в ГП отеплений 10-25%-ний концентрат морської води.

На Фіг.6 показані рушійні сили утворення газогідратів $\triangle T_1$ і плавлення газогідратів $\triangle T_2$ в ГП на глибині Н=1000м. Крива 0% - рівноважна крива гідратоутворення для чистої води, крива 2% - те ж саме для 2%-ного розчину солей. Щоб процес гідратоутвореня протікав з технічно прийнятною швидкістю точка гідратоутворення А повинна бути віддвинута вліво на $\triangle T_1$ - рушійну силу гідратоутворення. Точка В тут - точка плавлення гідратів в чистій воді, а $\triangle T_2$ - рушійна сила плавлення гідратів в чистій воді. Якщо подати в ГП розеол, то рівноважна крива гідратоутворення 0% пересувається вліво і температура існування газогідратів суттєво знижується. Хай температура ГП визначається температурою точки С, а температура точки В* - нова точка плавлення з рушійною силою $\triangle T_2^*$. Тоді різниця температур $\triangle T=T_C-T_{B^*}$ характеризує тепловий потенціал, яким обладає сам ГП для розшіавлення своїх газогідратів. Якщо тиск в витягувальних свердловинах знизити, то положення точки В* переміститься до положення точки В** з результатом: $\triangle T^*$ зміниться до більшого $\triangle T^{**}$, а $\triangle T_2^*$ зміниться до більшого $\triangle T_2^{**}$, тобто поліпшаться умови кінетики (швидкості) процесу виплавляння газогідратів в газогідратному пласту.

Потрібні витрати початкового концентрата морської води або початкової солеконцентратної суспензії, які треба подати для плавлення газогідратів в газогідратний пласт ГП, а також в секції плавильника для виробки електроенергії та отриманню газа високого тиск)', визначають згідно рівнянню:

$$G_H = \frac{G_{B,G}}{S_H - S_K}\left[S_K + \frac{A}{A-1}(1-S_0)(S_K - S_1)\right]$$

в якому

G_H - потрібні витрати початкового (вихідного) концентрату морської води або солеконцентратної суспензії морської води;

$G_{B,G}$ - кількість води в складі газогідратів, яких потрібно розплавити;

S_H - початкова концентрація (масова доля - тут і нижче) концентрату морської води або початкова концентрація солеконцентратної суспензії по сухому залишку солей;

S_K - кінцева концентрація концентрата морської води солеконцентратної суспензії після плавлення газогідратів;

S_G - концентрація газогідратів в газогідратному шару ГП перед їх плавленням або концентрація газогідратів в газогідратній суспезії в секціях плавильника перед їх плавленням;

S_1 - концентрація солей в морській воді, яка входить до складу міжкристалічної рідини;

А - питома маса газогідрату, кг (газогідрату)/кг (газу в складі газогідрата). Виведення цього рівняння, а також приклади його вживання наведені в прикладі 1. Кількість кінцевого концентрату G к, який утворюється після плавлення газогідратів, визначають згідно рівняння

$$G_K = G_H + G_{B,G}\left[1 + \frac{A}{A-1}(1-S_0)\right]$$

На Фіг.7 і 8 схематично показано розташування системи свердловин 6, пробурених на глибину ГП (вигляди збоку і зверху) і вигляд газозбірного ковпака 7, що має 2 положення - нижче затоплюване (периферійний кільцевий герметичний понтон 8 заповнений водою і газозбірний ковпак перебуває на дні моря) і верхнє незатоплюване (понтон 8 заповнений газом і газозбірний ковпак піднятий і перебуває на поверхні моря або трохи нижче - в приповерхневому шарі моря під платформою 9. Для здійснення цих операцій понтон 8 має вхід-вихід газу високого тиску і вхід-вихід морської води). З платформи 9 в ґрунт опускається система свердловин 6, які пропущені крізь газозбірний ковпак через кондуктори 10. Свердловини пронизують донний ґрунт О, непроникливий пласт 1 і газогідратний пласт 3; частина свердловин (на Фіг.7 показано, що лише одна свердловина 11 опущена в породу 2, яка вміщує вільний газ).

UA 60461 C2
UA 60461 C2

Добувна платформа 9 твердо або динамічно позиціонована над вибраною точкою ГП різними способами. На Фіг.7 показаний один з цих способів. Динамічне утримання полузанурюваної платформи в горизонтальній площині здійснюється за допомогою підрулюючих пристроїв 12, розташованих на понтоні 13. Компенсація цих переміщень в обсадних трубах учиняється шарнірами 14 (показаний тільки на одній свердловині). Вертикальні переміщення платформи при хвилюванні моря компенсуються спеціальними компенсаторами (не показані), котрі забезпечують постійне натягування обсадних труб незалежно від впливу платформи при хвилюванні моря.

Для зменшення габаритів бурової установки обсадні труби системи свердловин можуть виходити з платформи під кутом по дну моря (розходячись віялом). З верху газозбірного ковпака виводиться газовідвідна труба 15, вихід котрої на платформи 9 з'єднаний з входом зріджувача метану.

Система свердловин, сполучених гідравлічно в своїй нижній частині, являє собою 5-15 нагнітальних (на Фіг.8 показали хрестиками - оперення стріл) і 5-15 витягувальних (на Фіг.8 показані точками - наконечники стріл) труб 6 з відстанню від центру до центру, яке визначається такими конкретними характеристиками газогідратного шару і покладу, а саме: пористістю, газоводопроникливостю, ступенем заповнення пор газогідратами. При відстані між входами свердловин у дно моря менш 5м здобування газу дорожчає, при відстані більш 30м - зростає депресія тиску через газогідратний шар.

По нагнітальним свердловинам в газогідратний пласт через насосно-компресорні труби 16 нагнітають газ високого тиску (до 200МПа) для газорозриву пласта, а потім теплоносій:

- теплу морську поверхневу воду (в теплий сезон-коли її температура більш 18°С);
- або її 10-25%-ний концентрат (в холодний сезон і на глибинах моря більш 600м);
- або солеконцентратну суспензію (3-15% твердих кристалів солей в насиченому концентраті морської води);
- або теплий (30°С і більш) підгідратний газ (з пласту 2, Фіг.5);
- або теплу (30°С і більш) підгідратну воду нижченаступних пластів 5 (Фіг.5), які мають пластовий тиск, який на 2МПа і більш перевищує пластовий тиск вищележачого газогідратного покладу;
- або рідку або стиснуту вуглекислоту, що витягують з промислових скидних газів і атмосферного повітря.

Верхній кінець нагнітальних свердловин в режимі нагнітання своєю насосно-компресорною трубою 16 з'єднаний за допомогою запорно-регулюючої арматури з насосом високого тиску, що подає поверхневу теплу морську воду або її концентрат і солеконцентратну суспензію - від виморожувального або газогідратного опріснювача-розділювача морської води. Крім того верхній кінець нагнітальних свердловин з'єднаний з виходом газу високого тиску з газової пушки. Нижчий кінець нагнітальних свердловин (забій) обладнаний так же, як і забої звичайних газових або газоконденсатних свердловин (Фіг.7, від А): нижчий кінець насосно-компресорних труб 16 трохи піднятий над башмаком свердловини; нижча частина обсадної труби 6 має простріляну перфорацію 17; башмак і перфорація свердловини занурювані в фільтр 18 з призабойного ґрунту.

У випадку, коли в якості теплоносія використовують теплий підгідратний газ або підгідратну воду нижчележачих пластів, то нижчий кінець нагнітальних свердловин переміщений в цей підгідратний пласт, що має підвищений тиск у порівнянні з пластовим тиском ГП (див. ліву трубу на Фіг.7).

Втягуючи свердловини призначені для відводу газу з розкладаючимися газогідратів (з зниженням тиску в газогідратному пласту) і води розплаву газогідратів, а також відпрацьованої води теплоносія і продуктів продувки свердловин. Конструкції нагнітальних і витягувальних свердловин однакові (відміна-функціональна: насосно-компресорні труби нагнітальних свердловин при зміні режиму перетворюються у фонтанні труби свердловин витягувальних).

Кожна свердловина працює як в режимі нагнітання, так і в режимі витягування почергово в залежності від термодинамичної і газодинамімної обстановки при експлуатації. Нагнітальні свердловини опускають глибше сполучених з ними витягувальних свердловин на 3-20м. Чому нагнітальні свердловини на 3-20м глибше витягувальних?

В холодний сезон з нижнього торця нагнітальних свердловин проливається концентрат морської води. Він важче морської води і, заповнюючи обсяг газогідратного покладу під нагнітальної свердловини, плавить газогідрати. До днища витягувальних свердловин підіймається повільний потік газу і поступово все менш і менш солоної води. Коли б різниця висот свердловин була б менш 5м (і в кінці =0), то концентрат би, не встигнувши повністю здійснити свою розплавляючу дію, виходив би на продування в витягуючу свердловину. Різниця висот більш 10м нераціональна, так як зростає шлях фільтрації газу і води через пористе середовище, а крім того геологічне будування ґрунту дна звичайно шарове (щільний шар чергується з шаром менш щільним). З огляду цього збільшується небезпека попадання башмаків нагнітальних і витягувальних свердловин в ґрунт, розділений газоводонепроникливим шаром.

В випадку такої гідрологічної обстновки, коли газогідратний або газовий пласт треба відділити від вищележачих водоносних пластів, то обсадні труби мають цементацію 22 по своєму колу, зробленою за допомогою термооборотних газогідратів метану або природного газу, збагачених тяжкими компонентами -етаном, пропаном. Цей прийом можливий:

1. якщо ділянки обсадних труб, що цементуються, знаходяться при термодинамічних умовах гідратоутворення (тобто параметри ґрунту в діаграмі тиск-температура повинні знаходитися ліворуч газогідратної рівноважної кривої не менш як на 3-5°С (Фіг.2 і 6);

2. якщо зона цементування достатньо віддалена від зони активного плавлення газогідратів, примусово здійснюваного при нагнітанні теплоносія.

Для витримування приблизно однакової відстані фільтрації води і газу через газогідратний шар від нагнітальних свердловин до витягувальних усі свердловини рівномірно розміщені в площині в 3-6 паралельних рядів.

UA 60461 C2

UA 60461 C2

Газозбірний ковпак 7 на Фіг.9 має труби-кондуктори 10 з діаметром, який на 80-200мм перевищує зовнішній діаметр обсадних труб 6 свердловин. Кількість кондукторів рівняється числу свердловин. На Фіг.9 як приклад показаний лише 1 кондуктор 10. Верхня частина кондуктора 10 твердо і герметично прикріплена до газозбірного ковпака 7. Кільцеві перерізи між кондуктором і обсадною трубою перекрити пакерами 19 і 20. Ці пакери центрують положення обсадної труби 6, перешкоджаючи її зіткненню з внутрішньою поверхнею кондуктора 10. Крім того, верхній пакер19 перешкоджає втечі газу по кондуктору, а нижчий пакер 20 виконує ще функцію клапана, що перекриває перепускне вікно 21, через котре з міжтрубної просторині обсадної труби 6 під газозбірний ковпак 7 поступає газ з ГП. Ущільнення в стандартному пакері забезпечує порожній резиновий циліндр-манжета. При її повздовжньому стисненню манжета збільшується в діаметрі і щільно притискується до обох труб. Кількість кондукторів на поверхні газозбірного ковпака стільки, скільки на ньому може бути розташовано обсадних труб. Якщо частину кондукторів за умовами експлуатації не потрібно задіяти, то на ці кондуктори зверху надягають герметизуючі заглушки (не показані). Газозбірний ковпак 7 виготовлений з поганотеплопровідного тонколистового матеріалу, наприклад пластика (тефлон). Він вільно переміщується в вертикальному напрямі уздовж обсадних труб. Чому газозбірний ковпак треба виготовити з поганотеплопровідного матеріалу? Температура морської води біля дна моря звичайно 5-7°С, що приблизно на 2-3°С нижче рівноважної температури гідратоутворення метану. В ГП в районі куща свердловин, а також під ковпаком 7 створюється зона підвищених температур, які на 3-4°С перевищують температуру гідратоутворення. Це перешкоджає оборотному переутворенню газу в газогідрат, що сприяє нормальній роботі газозбірного ковпака, незабиванню газовідвідної труби 15 газогідратами. Для підтримання цієї негідратоугворюючої аури необхідний поганотеплопровідний матеріал газозбірного ковпака або подання під нього теплої поверхневої морської води або концентрату по обсадний трубі і через перепускне вікно 21.

Обсадні труби 6, які опущені крізь кондуктори 10 газозбірного ковпака, перед входом в ґрунт мають шарнірне з'єднання 14 (на Фіг.7 показано тільки одне), яке забезпечує їх незруйнівність при горизонтальних переміщеннях газодобувної платформи на поверхні моря.

Розглянемо технологію експлуатації системи - газодобувного комплексу (ГДК). Після транспортування на місце газодобування платформу 9 позиціонують над ГП. Газозбірний ковпак 7 разом з обсадними трубами 6, що уводжені в кондуктори 10, занурюють на дно моря шляхом заповнення понтону 8 водою. Провадиться розбуріння спочатку першої пари, а після випробування і результатів її режимних перевірок і решти добувних свердловин.

Після випробування і перевірок першої пари свердловин установлюються режими експлуатації газогідратних шарів, уточнюється їх потужність і текстура, пористість і газоводопроникливість породи (зацементованої газогідратами і без них), ще раз уточнюються характеристики вище і нижчележачих пластів: пористість і проникливість, газонасиченість, вологість, рівень води в водонапірних пластах. Визначається температура і горний тиск усіх пластів, компонентний склад газогідратів і солоної води.

По результатам роботи першої пари свердловин уточнюються ряд експлуатаційних рішень. Головні з них наступні:

1. Яку кількість добувних свердловин розбурювати? Наприклад, ГДК може забезпечити роботу 20 свердловин, а з огляду високої пористості ґрунту можливо обійтися роботою 5 свердловин.

2. Варіант розбурювання і експлуатації газогідратних і газових шарів, а саме:

- поступеневого поглиблення на 20-50м в ГП по мірі виробки її верхніх шарів (цей варіант -"зверху-вниз"- доцільний, коли газогідрати знаходяться на верхньому горизонті в донних відкладеннях ґрунту і вище їх нема газонепроникливого шару, в цьому випадку зменшується кількість працюючих свердловин, всі вони переводяться в нагнітальний режим, увесь газ збирається під газозбірним ковпаком, нема необхідності в цементуванні обсадних труб).

Недоліки варіанту - зменшення продукційності по газу з огляду поступеневої розробки покладу, підвищена трудомісткість з огляду необхідності повторних бурильних робіт;

- поступеневого підіймання на 20-50м по мірі виробки нижчих шарів ГП (цей варіант -"знизу-вверх"- доцільний при складній геологічній будові покладу, коли є чергування газогідратних і водоносних шарів; при водонапірному режимі експлуатації шарів; при відборі підгідратного газу і нафти; при обводненні свердловин внаслідок проникнення на забій контурних або підошвених вод і сполучне з цим зменшення проникливості по газу).

Недоліки варіанту - трудомісткість з огляду повторних робіт по підйому свердловин;

- одночасної виробки декількох шарів ГП по усій її висоті (цей варіант -"по усій висоті зразу" - має найбільшу продукційність по газу, мінімум трудомістких робіт по переміщенню свердловин, але пристосовується лише в найбільш простому випадку: кількість шарів, що розроблюються - не більш 2-х або 3-х). Варіант особливо доцільний при використанні як теплоносія теплого газу або теплої води з високонапірних нижчих горизонтів.

Недоліки варіанту - підвищена кількість (2-3шт.) експлуатаційних труб усередині обсадної труби, підвищена кількість пакерів, складність регулювання одночасної роботи свердловин на усіх горизонтах.

3. Який використати теплоносій для розкладнення газогідратів? І на яких глибинах його застосовувати?

В теплий сезон - поверхневу морську воду (більш 18°С) - на глибинах не більш 600м, а також концентрат морської води. В холодний сезон і на усіх глибинах - концентрат морської води. В холодний сезон на усіх глибинах і для утворення і закріплення тріщин монолітних шарів - солеконцентратну суспензію, ввід котрої під тиском гідророзриву пласта уводить кристали солі в тріщини і тимчасово їх закріплює (після розчинення таких кристалів солі-в порах, заповнених гідратами, при плавленні гідратів виділяється газ підвищеного тиску, що закріплює і підвищує тріщинуватість).

UA 60461 C2

UA 60461 C2

В особливо сприятливих випадках наявності на нижчих високонапірних горизонтах - газу або води підвищеної температури (більш 30°С). У випадку наявності - вуглекислоту, що плавить газогідрати метану, сама перетворюючись в газогідрат вуглекислоти. Це один з важливих прийомів захоронения вуглекислоти назавжди на морському дні з метою зниження парникового ефекту. На Фіг.2 видно, що якщо наприклад на глибині 400м подавати в ГП вуглекислоту, то вона при температурах менш 10°С буде утворювати свій газогідрат, плавлячи теплом свого фазового перехода газогідрат метану, який на даній глибині буде плавитися при температурах більш 4°С. Різниця рівноважних температур гідратоутворення при тиску 4МПа для CO_2 і CH_4 дорівнює 6°С, що достатньо для різнонаправленого фазового перехода і регенерації тепла такого фазового перехода. При поданні в газогідратний поклад метану 1кг CO_2 і захованні її в твердій газогідратній фазі виплавляється 0,36кг CH_4. Тобто ГДК при витягненні 1млрд.м^3 метану може заховати 0,927млрд.м^3 вуглекислоти. Так як густина газогідратів вуглекислоти (1200КГ/М^3) суттєво перевищує густину донної морської води (1030кг/м^3) і на дні моря є незмінні термодинамічні умови існування газогідратів CO_2 (низька температура і високий тиск), то вуглекислота останеться у вигляді донних газогідратів назавжди. 4. На якому горизонті і на яку висоту робити цементування обсадних труб? Цементування необхідно для запобігання надходження води на забій свердловини по щілині, яка створюється при бурінні між ґрунтом і обсадною трубою. По цій щілині буде поступати вода як данного продуктивного горизонту з прошарок, що не розкриті перфорацією і газорозривом, так і "сторонні" води з вище і нищележачих горизонтів.

Цю щілину можливо зацементувати газогідратною щілювою пробкою 22. Трудність цього рішення в тому, що місце цементування не слід нагрівати вище температури гідратоутворення і тому воно повило бути віддвинуто від місця отеплення і плавлення ГП.

Потім з урахуванням прийнятих рішень пробурюються свердловини і розбудовуються їх забої фільтрами. Фільтри необхідні, так як призабойні зони після розплавлення в них газогідратів будуть представляти собою пухкі нестійкі структури, буде чинитися зруйнування шара і утворення пісщаних пробок на забої.

Провадиться цементування обсадних труб, установлюються необхідні пакери. Потім провадиться прострілювання призабойних зон свердловини кумулятивними зарядами, чим здійснюється попередній розтин шара на довжину 1-1,5м.

Потім через насосно-компресорні труби 16 в ГП з газової гармати (Фіг.15) подають газ високого тиску (до 200МПа), котре набагато перевищує гірничий тиск шара (15-25МПа). Утворюються нові тріщини і розширюються тріщини, які були раніше, що приводить до суттєвого збільшення проникливості пласта. Утворені тріщини також можуть бути тимчасово закріплені поданням солеконцентратної суспензії.

Потім через насосно-компресорні труби 16 в ГП подають під тиском, який перевищує шаровий тиск, теплоносій, вказаний вище в пункті 3 прийнятих експлуатаційних рішень.

Швидкість закачування теплоносія повинна бути такою, щоб вона у кожній момент часу випереджувала прийманність газогідратного шару.

Після подання теплоносія в ГП газогідрати плавляться. Газ, який відділився при плавленні гідратів, відводиться на платформу ГДК трьома шляхами:

1. в газозбірний ковпак 7, якщо газогідрати плавляться в донному ґрунті або в газогідратному шарі, вище котрого є проникливий для газу ґрунт;

2. через фонтанні труби 16 витягувальних свердловин - тут є 2 варіанти:

- якщо тиск газу на вході в фонтанні труби вище тиску газу під газозбірним ковпаком - в цьому випадку на зріджувач метану енергетично вигідно направляти газ більшого тиску; цей варіант використовується також і під час продування забою свердловин;

- якщо тиск газу на вході в фонтанні труби нижче тиску газу під газозбірним ковпаком (у разі, коли точка В** на Фіг.6 значно нижче точки В*) - в цьому випадку на зріджувач метану поступає газ зменшеного тиску і піідвищується електровитрати - але за рахунок зменшення тиску в газогідратному пласту поліпшуються умови кінетики процесу плавлення газогідратів метану;

3. через обсадні труби витягувальних свердловин, перепускне вікно 21 і пакер 20 в простір під газозбірним ковпаком (газовий пухир, підпираємий знизу водою). Газозбірний ковпак грає також і роль попереднього сепаратора, в котрому газ попередньо очищається від виносимих з свердловини твердих часточок, крапельної води і вуглеводного конденсату. Останній відводиться наверх через трубу відводу конденсату, яка знаходиться трохи нижче газовідводної труби 15.

Однак, коли відстань між забоями нагнітальних і витягаючих свердловин надмірно велика і газ не поступає в витягаючу свердловину (цей випадок може бути в початковий період подання теплоносія з нагнітальної свердловини, коли газогідрати ще повністю закупорюють і цементують пори породи), то виникає вибухова ситуація. Газогідрати плавляться, виділяючи газ високого тиску (20-30МПа). В цьому випадку газ запирає подання теплоносія і повинен бути в аварійному порядку відведений на поверхню через нагнітаючи свердловини (при тимчасовому припиненні подання теплоносія).

Якщо при витягуванні газу необхідно виконати продування забою свердловини від ґрунту, який обвалився і який утратив в значній мірі після розплавлення газогідратів свою міцність, а також удалити надмірну воду для запобігання обводнення свердловин, то ці операції в запропонованому способі виконують також, як і в звичайних газових і газо-конденсатних свердловинах.

Наприклад, якщо витягуюча свердловина достатньо далеко віддалена від нагнітальної свердловини (більш 30м) і тепловий вплив останньої значно зменшений, то в стовбурі витягуючої свердловини створюються умови гідратоутворювання. В цьому випадку запобігання гідратоутворюванню в стовбурі витягуючої свердловини здійснюють вводом концентрату морської води по затрубному просторині, при цьому по фонтанним трубам

UA 60461 C2

UA 60461 C2

виводиться продуктовий газ. Концентрат, що вводиться в затрубний простір, стікає по стінкам свердловини до башмака фонтанних (насосно-компресорних) труб, відкіля захвачується газовим потоком і виноситься на поверхню, запобігаючи гідратоутворенню.

Після вичерпання в ГП запасів газу до низу платформи ГДК (Фіг.7) піднімають газозбірний ковпак і насосно-компресорні і обсадні труби (попередньо розплавивши на зовнішній поверхні останніх термооборотний газогідратний цемент). Таке розплавлення учиняють шляхом подання в місця цементування теплосоленосія - теплої поверхневої морської води або її концентрату. Після цих "підйомних операцій" ГДК транспортують на нову точку ГП.

Роботу свердловин ГДК, пристроїв вводу в ГП концентрату - виводу з ГП газу і підготовку добутого метану для транспортування на материк забезпечує взаємозв'язана теплоенергетична система, яка складається з функціонально взаємозв'язаних виморожувального (або газогідратного) опріснювача-розділювача морської води, що працює при параметрах сольової евтектики, теплосилової газогідратної установки, зріджувача метану.

Зріджувач метану ГДК (Фіг.9 - перша версія) складається з 3-х ступеневого компресора (перша ступінь - 24, друга - 25, третя - 26), холодильників 27, 28 і 29, водовідділювача 30, низькотемпературних теплообмінників 31, 32, 33 і 34, детандера 36, холодильної машини 35, адсорберів 39 і місткості 38 - накопичувальника зрідженого метану.

В зріджувачі метану для зменшення електровиграт ефективно використовується гідростатичний стовп морської води, якщо метан подається на зрідження з-під газозбірного ковпака, розташованого на морському дні, або безпосередньо з витягувальних свердловин. Вихідний метан, стиснений гідростатичним стовпом морської води (наприклад до 6МПа - при глибині моря 600м), надходить в кількості Х на всмоктування останньої 3-ьої ступені компресора 26, стискується в ньому до 12МПа і охолоджується в кінцевому холодильнику 29 до 10 °С. Потім метан відділяється від вологи в водовідділювачі 30, охолоджується до мінус 17 °С в теплообміннику 31 за рахунок холоду зворотного і детандерного потоків, відділяється від вуглекислоти в одному з двох паралельних періодично діючих адсорберів 39.

Потім метан охолоджується в теплообміннику 32 до мінус 40°С холодильною машиною 35, після котрого він розділюється на дві частини. Перша частина (прямий поток - в кількості М кг) охолоджується спочатку в теплообміннику 33 до мінус 100°С, потім в теплообміннику 34 до мінус 106°С, після чого дроселюється (дросельний вентиль 37) до тиску 0,6МПа і температури мінус 134°С. При цих параметрах метан попадає в область вологого пару (див. Фіг.10) і частина його зріджується, рідкий метан накопичується і потім відводиться з нижчої частини місткості 38 (в кількості Х кг), а пар, який залишається (в кількості /М-Х/кг) виводиться з верхньої частини місткості 38 і направляється як зворотній потік через теплообмінники 34, 33 і 31 на всосування першої ступені компресора 24. Тут зворотний потік стискується від 0,6МПа до 2МПа, охолоджується до 10°С в проміжному холодильнику 27.

Друга частина метану після теплообмінника 32 (в кількості /1-М/кг) виконує холодильну функцію - вона розширюється в детандері 36 від 12 до 2МПа, охолоджуючись при цьому до мінус 134 °С, і у вигляді детандерного потоку проходить протитоком до прямого потоку, охолоджуючи його в теплообмінниках 33 і 31.

Після теплообмінника 31 зворотний і детандерний потоки змішуються, потім цей сумарний (в кількості /1-Х/кг) рециркуляційний поток стискується 2-ою отупінню компресора 25 від 2 до 6 МПа, охолоджується в проміжному холодильнику 28 і поступає на всмоктування 3-ьої ступені компресора 26, змішуючись тут з свіжим вихідним потоком метану з газогідратного покладу ГП.

Дана схема має 2 важливі особливості., які приводять до зменшення електровитрат на зрідження (яких нема у відомих в холодильній техніці зріджувачах метану):

1. В усіх 3-х ступенях стискується тільки рециркуляційний потік метану. Свіжий вихідний метан з огляду його попереднього наддування гідростатичним стовбом морської води до 6МПа стискується тільки в останній ступені компресору 26.

2. Для охолодження газу після ступенів стискання використовується холодна глибинна вода, що знижує температуру газу перед стисканням в ступенях компресору до 10°С.

На Фіг.10 показаний термодинамічний цикл зрідження метану на діаграмі температура-ентропія. Цикл зрідження виконується наступною сукупністю процесів:

1-12, 2-9, 10-11 - стискання газу в ступенях компресору 24, 25 і 26;

12-2, 9-10, 11-3 - охолодження газу в холодильниках 27, 28 і 29;

10 - стан вихідного метану після газозбірного ковпака ГДК і суміші цього газу з рециркуляційним потоком газу перед ступінню компресору 26;

$3-3^{11}$-охолодження прямого поток>' в теплообміннику 31;

$3^{11}-3^{1}$ - охолодження прямого потоку газу в теплообміннику 32;

3^{1}-5 - охолодження прямого потоку газу холодильною машиною в теплообміннику 33;

5-6 - охолодження прямого потоку в теплообміннику 34;

6-7 - дроселювання газу в дросельному вентилі 37;

0 - стан рідкого метану - здобутого продукту;

3^{1}-4 - політропічне розширення газу в детандері 36;

8-13 - нагрів зворотного потоку в теплообміннику 34;

$4-2^{11}$ і $13-1^{11}$ - нагрів детандерного і зворотного потоків в теплообмінниках 33 і 34+33 відповідно;

$2^{11}-2$ і $1^{11}-1$- нагрів детандерного і зворотного потоків в теплообміннику 31.

В даній схемі використований цикл високого тиску з детандером, з циркуляцією детандерного потоку

UA 60461 C2

UA 60461 C2

середнього тиску і з попереднім охолодженням прямого потоку додатковою холодильною машиною. З термодинамічного аналізу циклів зрідження з детандером відомо, що найбільш оптимальний тиск прямого потоку після компресора є 12МПа.

Був виконаний тепловий розрахунок зріджувана при наступних вихідних даних:

- Температура вихідного газу перед ступенню компресора T_{10}=10°С;
- Температура глибинної холодної води 7°С;
- Температура поверхневої теплої морської води 21°С;
- Глибина моря 600м, тобто тиск води біля дна моря P_{10}=6МПа;
- Склад вихідного газу - чистий метан;

Ефективні КПД ступенів компресора і детандера =0,8

Результати розрахунку при глибині моря 600м, компресії газу до 12МПа, долі детандерного потоку 0,5 і тиску газу після детандера 2МПа, наступні:

- доля зріджуємого газу від газу, який стискується в останній ступені компресії -0,36;
- доля рециркулюємого газа від газу, який стискується в останній ступені компресії - 0,63;
- питомі витрати електроенергії - 924кДж/кг рідкого метану або 0,26кВт-ч/кг.

Примітка: аналогічний береговий цикл зрідження метану (без використання гідростатичного наддування і без холодної глибинної води) має питому витрату енергії 0,86кВт-ч/кг рідкого метану.

Виморожувальний опріснювач-розділювач морської води або газогідратний опріснювач-розділювач (ГОР), який використовує термобаричну різницю морської води по глибині моря (температур і тисків), продуцюють концентрат морської води, що плавить газогідрати метану в ГП. Нижче пропозиції винаходу, які відносяться до обох цих пристроїв, розглядаються на прикладі ГОР, як більш складного пристрою і більш перспективного.

Гідростатичний тиск холодної морської води створює сприятливі умови для утворення на глибині моря газогідратів і здійснення газогідратного опріснюючого циклу. Після підйому гідратів на поверхню моря, відділення і промивки кристалів гідратів від розсолу (тобто концентрату морської води) і плавлення гідратів можна получити прісну воду (талу, очищену від солей і інших домішок, питну) і концентрат з солеутриманням аж до евтектичного. Як холодильний і одночасно гідратоутворюючий агент пропонується в даному винаході використовувати фреони 22,134а і інші, CO_2 і інші холодильні агенти. Наприклад, для умов Чорного моря пропонується використовувати сірководень H_2S з огляду його наявності в глибинній воді.

На Фіг.11 показана схема такого газогідратного опрісгаовача-розділювача (ГОР). Він складається з 2-х ступенів - опріснюючої і концетруючої (евтектичної).

Опріснююча ступінь [а.с. СССР №355068, Опреснитель морской воды, 21.10.1970] складається з трубопровода-кристалізатора 40, зануреного в холодний рівень моря на глибину до 800м, сепараційно-промивочної колони першого ступеня 41, плавильника газогідратів 42, конденсатора 43, вбудованого в плавильник 42, теплообмінника 44, розміщеного в теплому поверхневому рівні моря, компресора 45 і іншого допоміжного обладнання.

Евтектична ступінь зблокована з опріснюючим ступенем і має спільний з нею трубопровід - кристалізатор 40, має сепараційно-промивочну колону другого ступеня 49, віддільник гідратів від солей 50 і сепаратор солей 51. Вихід евтектичної ступені по концентрату з'єднаний лінією 52 з входом свердловини 6 подання концентрату в ГП, а вихід по солі 53 з шнекового сепаратора солей 51 з'єднаний з входом накопичувальника солей (не показаний). Усі апарати опріснювача-розділювача розташовані на платформі 9 (за виключенням трубопровода-кристалізатора 40 і теплообмінника 44).

Інтервал концентрацій 10-25% обумовлюється наступним чином. Концентрація 10% знижує температуру гідратоутворення (Фіг.3) всього на 2,5-3,5 °С, тобто нижче цієї межі винахід практично нероботоспроможний. Концентрацію більш 25% практично одержати неможливо, так як у суміші "морських" солей, в якій NaCl складає більш 80%, евтектична концентрація суміші солей є як раз 25%.

ГОР працює (наприклад на H_2S) наступним чином. В нижній частині трубопровода-кристалізатора 40, зануреного на глибину 140-200м, рідкий H_2S з лінії 54 змішують з холодною глибинною водою, яка поступає через нижчий відкритий кінець трубопровода-кристалізатора 40, і її концентратом (3-20% солей), який поступає в трубопровід-кристалізатор 40 по лінії 55. При 16°С і 1,4МПа в трубопроводі-кристалізаторі 40 утворюються газогідрати (точка А на Фіг.12). Теплота, що виділяється при гідратоутворенні, відводиться:

1. вихідною морською водою, яка нагрівається в трубопроводі-кристалізаторі до 16°С;
2. холодоагентом (мається на увазі тут H2.S), який кипить при 11°С;
3. холодною морською водою, що омиває зовнішню поверхню трубопроводу-кристалізатора.

Газогідратну суспензію (10-12% гідратів +20-25%-ний концентрат морської води) насосом 57 подають в сепараційно-промивочну колону другого ступеня 49, в котрому гідрати попередньо промивають від концентрату розсолом помірної концентрації (2-7%). З бокових карманів фільтруючих ґрат колони 49 виходить 20-25%-ний концентрат, частина якого по лінії 52 прямується в газогідратний поклад ГП для розплавлення газогідратів метану, а друга частина по лініям 58, 61 і 55 направляється в трубопровід-кристалізатор 40 на рециркуляцію. При русі вверх в колоні 49 газогідрати частково відмиваються від поверхневої плівки концентрату і з верхньої частини колони 49 насосом 59 направляються для остаточної промивки в сетараідйно-промивочїгу колону першого ступеня 41. Тут вони відмиваються від розсолу помірної концентрації прісною водою. З верньої частини колони 41 відмиті газогідрати переміщують в плавильник 42 і плавлять при 15°С і 0,45МПа (точка В на Фіг.12).

Теплота плавлення газогідратів вводиться за рахунок охолодження газоподібного агенту від 60 °С до 21°С, його конденсації при температурі 21°С в конденсаторі 43, вбудованим в плавильник 42, а також в результаті

UA 60461 C2

охолодження від 19 °С до 15°С прісної води, підігрітої в теплообміннику 44, при поданні її в контакт з гідратами. Гідрати в плавильнику 42 розкладаються на газоподібний агент і воду. Агент стискують до 1,8МПа компресором 45, конденсують в конденсаторі 43, потім дроселюють і повертають по лінії 54 в трубопровід-кристалізатор 40. Прісну воду з плавильника 42 розділюють на 3 потоки:

- перший поступає в колонну 41 на промивку;
- другий - в теплообмінник 44 на підігрів в теплому поверхневому рівні моря;
- третій - по лінії 69 через дегазатор 46 виводять з опріснювача у вигляді талої прісної води. Сірководень, розчинений в прісній воді, витягують в дегазаторі 46 шляхом вакуумування вакуум-насосом 47.

Оскільки концентрація солей в концентраті, який закачується в ГП, повинна бути, наприклад, 20%, а вихідна концентрація солей в воді Чорного моря є біля 2%, то коефіцієнт витягання прісної води при концентруванні морської води складає 91,8%. Так як за один прохід морської води через трубопровід-кристалізатор 40 в склад газогідратів переходить не більш 6-10% прісної води, то необхідна 5-8-ми кратна рециркуляція концентрату через трубопровід-кристалізатор (по лінії 55) з концентрацією солей 3-20% (нижня і верхня межі визначають можливий робочий інтервал в залежності від ряду робочих параметрів ГОР).

На Фіг.12 показаний цикл ГОР, який використовує термобаричну різницю морської води по глибині моря, в діаграмі температура-тиск. На цій діаграмі СД – крива насичення H_2S, Е-ВІТ-F - рівноважна крива гідратоутворення H_2S в чистій воді, ВІТ - верхня інваріантна точка, в ній співіснують 4 фази - чиста вода, газоподібний і рідкий H_2S, газогідрат. Наприклад для H_2S параметри ВІТ такі: Т=29,75°С, Р=2,23МПа). Наявність солей переміщує криву СД ліворуч до досягнення інваріантної точки газогідратної евтектики ТГЕ, в якій співіснують 5 фаз - розеол евтектичної концентрації, газоподібний і рідкий агент, газогідрат, сіль. Наприклад, для H_2S параметри ТГЕ такі: Т=15°С, Р=1,52МПа, S=25% солей).

Параметри процесів утворення і плавлення газогідратів H_2S на діаграмі Р-Т зображені точками А і В відповідно. Процеси в ГОР такі:

А-1 - початок і кінець гідратоутворення в трубопроводі-кристалізаторі, процес протікає ізотермічно з зменшенням тиску до рівноважного;

1-2 - підйом газогідратної суспензії на поверхню моря, процес ізотермічний з огляду його короткочасності;

2-6 - стискання суспензії насосом 57, процес ізотермічний з огляду його короткочасності;

6-7 і 7-В - сепарація і промивка газогідратів од розсолу в колошах 41 і 49, процес виконується з падінням тиску і зменшенням температури з огляду адіабатичного розплавлення частини гідратів;

В - плавлення гідратів в плавильнику 42;

В-3 - стискання парів H_2S в компресорі 45;

3-4" - охолодження стиснутих парів в плавильнику 42;

4-4' - конденсація парів агенту в конденсаторі 43;

4'-5 - дроселювання рідкого агенту і транспортування його по лінії 54 в трубопровід-кристалізатор, процес протікає в районі вологого пару агенту з падінням температури і тиску;

5-5" - кипіння агенту в трубопроводі-кристалізаторі;

5"-А - підігрів агенту в трубопроводі-кристалізаторі.

Рушійною силою гідратоутворення є різниця температур ΔT_1 між рівноважною температурою гідратоутворення в концентраті (тут 20%) і температурою суспензії при тому ж самому тиску. В нашому випадку ΔT_1=1,5°С (Фіг.12).

Різниця температур при теплопередачі лиж суспензією в трубопроводі-кристалізаторі і холодною водою Δt_1=ТС.

Різниця температур при теплопередачі при кипінні агенту дорівнює 5°С.

Рушійною силою плавлення гідратів є різниця температур ΔT_2 між температурою плавлячої суспензії і рівноважною температурою гідратоутворення в чистій воді при тому ж самому тиску. В нашому випадку ΔT_2=2°С.

Різниця температур при теплопередачі між гідратами в плавильнику і теплою водою Δt_2=7°С.

Різниця температур при теплопередачі при конденсації агенту $T_{4'}$-$T_в$=6°С.

Вказані різниці температур при теплопередачі достатні для економічно припустимої теплопередаючої поверхні апаратів.

Питомі витрати електроенергії на роботу газогідратного опріснювача-розділювача (ГОР) при концентруванні 2%-ної морської води до 25%-ного концентрату складають не більш 12кВт-г/т (опрісненої води). В виморожувальному опріснювачі-розділювачі - не більш 14кВт-г/т (опрісненої води).

Згідно розрахункам для виплавлення з газогідрату 1кг метану потрібно подати в газогідратний шар 3,7кг 23,17%-ного концентрату або 2,4кг 31,7%-ної солеконцентратної суспензії. Тоді удільні витрати електроенергії на отримання метану за допомогою концентрування морської води складають: для 23,17% концентрату - 0,57кВт-г/кг (газоподібного метану), а для 31,7%-ної суспензії - 0,51кВт-г/кг (газоподібного метану).

Вище описана робота ГОР в режимі видання концентрату (10-25% солей) в теплому морі в теплий сезон. На цій же установці в теплий сезон при роботі в режимі видання солі (поряд з концентратом) накопичують сіль для її використання взимку (для приготовлення концентрату шляхом змішування солі з морською водою). В цьому випадку в ГОР включається в роботу віддільник гідратів від солей 50 (відстійник або гідроциклон) і сепаратор солей 51 (шнековий віджимний апарат). Гідратоутворення холодоагенту (для умов Чорного моря, наприклад - H2S) ведуть в трубопроводі-кристалізаторі при параметрах газогідратної евтектики (для умов морської води, в який NaCl складає біля 80% усіх солей - точка А на Фіг.12 зсувається вліво на 2-3 °С, при цьому евтектична концентрація солей (переважно NaCl) в газогідратній евтектики складає біля 25%.

UA 60461 C2

UA 60461 C2

Після утворення кристалів газогідратів і кристалів солей в насиченому концентраті суспензія (а це газогідрат+ сіль+ концентрат, в якому твердої фази є біля 10%) насосом 57 піднімається на поверхню моря і розділюється в віддільнику 50 на газогідрат-концентратну суспензію (відбір легкогустої фази зверху) і сіль-концентратну суспензію (відбір важкогустої фази знизу). Розділення суспензії здійснюється осаджуванням за різницею густини, які мають наступні значення:

- сіль $NaCl \cdot 2H_2O$ - 1600кг/м^3;
- газогідрат H_2S - 1021кг/м^3;
- 25%-ний концентрат морської води - приблизно 1200кг/м^3.

Газогідрат-концентратна суспензія з віддільнику 50 прямується в сепараційно-промивочну колону другого ступеня 49, в якій і після якої протікають процеси, що вже описані вище. Солеконцентратна суспензія з віддільнику 50 (твердої фази - солей в неї 5-8%) прямується в шнековий сепаратор солей 51, в якому концентрат спочатку відфільтровується, а потім і віджимається від солі в фільтруючої секції і потім направляється на рециркуляцію по лініям 56 і 55 в трубопровід-кристалізатор 40. Віджата від концентрату сіль (остаточний склад рідкої фази в неї не більш 30%) зразу або після обезводнювання відводиться в накопичувальник солей, від якого вона відбирається взимку для виготовлення концентрату або солеконцентратної суспензії.

В холодних морях, в яких взимку і влітку нема помітної різниці температур по глибині моря, використовують ГОР, в якому кристалізатор розташований в поверхневому рівні моря. Процес гідратоутворення таких холодоагентів як фреони 22, 134а і інші ведуть в поверхневому рівні моря, виробляючи 10-25%-нии концентрат, який прямують потім в ГП. Термодинамічна вигода такого прийому в тому, що температура оточуючого середовища знижена до 2-10°С. Це дозволяє здійснити холодильний опріснюючий цикл, корисно використовуючи холод не тільки для зменшення теплопритоків і відводу теплоти гідратоутворення, але і для скидання в нього надмірної теплоти конденсації холодильного агенту, яка не може бути сконденсована теплотою плавлення газогідратів.

ГДК на платформі повинен бути повністю енергетично автономний. Для вилучення і зрідження метану питомі електровитрати є 0,025+0,26+0,51-0,795кВт-г/кг зрідженого метану, де перша цифра-витрати на закачування теплосоленосія в газогідратний пласт, друга - витрати на зрідження метану, третя - витрати на виробництво концентрату морської води, який закачується в ГП. Щоб виробити таку кількість електроенехії традиційним способом треба згідно нашим розрахункам в типовій тепловій газотурбіній установці спалити біля 21% витягнутого метану.

Для зменшення витрат метану на спалення і підвищення енергетичної ефективності ГДК доцільно додаткове рішення - використовувати холодну глибинну воду як холодне теплове джерело прямого теплосилового циклу, а теплу поверхневу воду використовувати як гаряче теплове джерело.

Схема теплосилової газогідратної установки (ТГУ), призначеної для вироблення електроенергії без витрат палива, показана на Фіг.13. ТГУ складається з трубопровода-кристалізатора 71 безперервної дії, зануреного в холодний рівень моря на глибину 300-600м, секційного плавильника газогідратів 72 періодичної дії, який розташований або безпосередньо в теплому рівні моря або трохи піднятий над ним, турбінного блоку 73, теплообмінника-кристалізатора 74 і насосно-гідромоторного блоку 75. Тандем трубопровід-кристалізатор 71 і плавильник 72 виконують роль газогідратного термокомпресора, який стискує газ не за рахунок механічної енергії, а за рахунок дії двох теплових джерел - холодного і теплого.

Трубопровід-кристалізатор 71 має на своїй боковій поверхні корпуси фільтруючих секцій 76, що охоплюють трубопровід-кристалізатор і зверху з ним герметично з'єднані, а знизу мають вільний вихід води, і фільтруючим елементом яких є щілини 77 шириною близько 1мм. на нижчому кінці підводний насос 78. противовагу 79 і вхід трубопровода 81, а на верхньому кінці - понтон 80. Цей понтон створює непотопляємість трубопроводу-кристалізатора, а противовага 79 - вертикальність конструкції.

Секційний плавильник газогідратів 72 має однакові секції 82, крізь які проходять труби теплообмінника 83. Міжтрубна просторінь секцій - це обсяг завантаження їх газогідратами, котрі в нижній частині секцій затримуються фільтрувальними гратами 84. Під цими гратами розташовані накопичувалькики води розплаву гідратів 85, обсяг яких рівний обсягу завантаження. Над кожною секцією є накопичувальники 86 концентрату морської води або солеконцентратної суспензії. Входи секцій 82 плавильника 72 по газогідратній суспензії (лінії 107) і концентрату морської води або солеконцентратної суспензії (лінії 108). а також по виходам стиснутого газу (лінії 109) і викидання дренажної води і води розплаву (лінії 110), рециркуляційної води (лінії 111) і концентрату (лінії 112 і 112*) виконані паралельними. Одна з секцій плавильника має вхід (не показаний) теплоносія підвищеної температури 30-50°С, наприклад, після конденсатора холодильної машини, з якого цим теплоносієм вилучається низькопотенційне тепло; крім того ця ж секція, що грає роль газової гармати, має вихід (не показаний) газу високого тиску 50-200МПа, з'єднаний з входом насосно-компресорних труб 16 (саме цей газ нагнітається в шпари для газорозриву газогідратного пласту).

10% часу секції працюють в режимі наповнення їх газогідратною суспензією, зливу рециркуляційної води і осушення газогідратів, 80% - в режимі плавлення гідратів, 10% - в режимі зливу води розплаву гідратів і відводу стисненого газу. Кількість секцій - 8-10. Зверху секції в залежності від режиму роботи завантажуються газогідратною суспензією (по лінії 107), концентратом морської води або солеконцентратною суспензією (по лінії 108). Зверху ж з них здійснюється відбір газу середнього тиску 8-20МПа (в турбіну 93) і високого тиску 50-200МПа (в ГП). Знизу з секцій через накопичувальники води 85 в лінію 110 здійснюється скидання дренажної води і води розплаву гідратів (в море через гідромотор 101 - для повернення частини механічної енергії) і відвід концентрату морської води в лінію 112 через гідромотор 102 в ГП і в лінію 112* через гідромотор 102* в

UA 60461 C2

UA 60461 C2

евтектігчну ступінь опріснювача-розділювача морської води. Турбінний блок 73 складається з турбінних ступенів 93, 94 і 95, які насаджені на один вал з електрогенератором 96, теплообмінників 98 і 99, а також вологовідділювача 97.

Теплообмінник-кристалізатор 74 має труби 89 з роздільними трубними просторінями 90 (ліворуч) і 91 (праворуч). .Шва трубна простір 90 має знизу вихід на відділювач 92 рідкого пропану від газоподібного газу.

Насосно-гідромоторний блок 75 складається з двох насосно-гідромоторних агрегатів. Перший має 4 елемента, насаджених на один вал - насос 100 подання газогідратної суспензії з трубопроводу-кристалізатора 71 в плавильник газогідратів 72, гідромотор 101, через який скидається в море дренажна вода з плавильника 72, гідромотор 102, через який скидається в ГП концентрат морської води з плавильника 72, електродвигун 103. Другий агрегат також має 4 елемента, насаджених на один вал - насос 104, що прокачує теплу поверхневу морську воду через труби плавильника газогідратів 72, гідромотор 105, що скидає саме цю ж воду в море, гідромотор 102*, що скидає концентрат морської води з плавильника 72 в евтектичну ступінь опріснювача-розділювача морської води, і компенсуючий електродвигун 106.

Виробка газу високого тиску і електроенергії здійснюється в ТГУ наступним чином. Метан з домішком рідкого пропану під тиском, наприклад, 3,4МПа (на глибині 340м) змішують в нижній частині трубопроводу-кристалізатора 71 з глибинною холодною морською водою, яка подається підводним насосом 78. Газогідрати метану і пропана утворюються при 12°С (точка A_1 на Фіг.14, наявність пропану пересуває гідратну рівноважну криву праворуч, що сприяє відводу теплоти гідратоутворення). Теплоту гідратоутворення в основному відводять холодною водою, яку скидають через щілини 77 фільтруючої секції 76. Різниці температур в цьому процесі тут (Фіг.14): на гідратоутворення $\triangle T_1$=2°С, при теплопередачі $\triangle t_1$=5°С. Час перебування реагентів при їх підйомі - води і газу і продуктів - гідратів в трубопроводі-кристалізаторі - 5-7 хвилин, що достатньо для гідратоутворення.

Газогідратну суспензію (кількість твердої фази - гідратів в ній 5-15%) підіймають на поверхню моря і стискують насосом 100 до 1МПа, прямуючи її в секції 82 плавильника 72, котрі працюють почергово в режимі наповнення (Н) їх газогідратною суспензією, плавлення (П) гідратів і зливу (З) концентрату. Під час роботи будь-якої секції в режимі Н вона наповнюється газогідратною суспензією, при цьому одночасно здійснюється фільтрація дренажної морської води з суспензії через грати 84 в накопичувальник 85. Після цього кількість твердої фази в суспензії підвищується до 60%. Потім в цій ж секції газогідрати осушують шляхом продування їх зверху вниз газом малого тиску з суміжних секцій, які усі зкомутовані по газу. Після цього кількість твердої фази в суспензії підвищується до 70%. При всіх цих діях з секції режиму Н скидається дренажна морська вода через лінію 110 і гідромотор 101 в море.

Після закінчення роботи секції в режимі Н вона переводиться в режим П. Прокачується насосом 104 тепла поверхнева морська вода через труби 83. Починається плавлення газогідратів. На першому етапі плавлення (спочатку тільки за рахунок підводу тепла) тиск в секції підвищується з 1МПа до 3,4МПа (параметри точки В* на Фіг.14). В цей період з накопичувальника цієї секції скидається вода початкового розплаву газогідратів через лінію 110 і гідромотор 101 в море. Потім в цю секцію подається з опріснювача-розділювача морської води (Фіг.11 і 12) 25%-ний концентрат морської води або солеконцентратна суспензія морської води (тобто сіль + насичений евтектичний концентрат морської води, причому сумарна концентрація солей у сухому залишку досягає 35%) і плавлення газогідратів вже буде здійснюватися як за рахунок підводу тепла, так і за рахунок зниження температури гідратоутворення внаслідок збільшення концентрації солей в водній фазі. Перемішування суспезії в секції здійснюється рециркуляцією водної фази за допомогою насосу 87 по лінії 113. В цей період розплав газогідратів через лінію 110 не скидається, а 10-25%-ний концентрат морської води накопичується в накопичувальнику солей 85 цієї ж секції. В цьому другому етапі плавлення гідратів тиск в секції підвищується до 15МПа (точка B_2 на Фіг.14) і починається відвід газу високого тиску (15МПа) в турбінний блок 73.

Після того, як усі газогідрати розплавляться, секція переводиться в режим роботи З - злив. По лінії 112 з секції відводиться концентрат морської води з подальшим поданням його в газогідратний поклад ГП. Так як початковий тиск цього концентрату високий і перевищує тиск в ГП, то він спочатку скидається через гідромотор 102, щоб повернути частину механічної роботи, витраченої раніше в насосі 100. Залишок газу в секції, що має менший тиск, чим потрібен для подання в турбіни, використовується в комутаційній обв'язці плавильнику. По лінії 112* і через гідромотор 102* з секції 82 відводиться концентрат морської води з подальшим поданням його в газогідратний або виморожувальний опріснювач-розділювач морської води (в їх евтектичні ступені, в яких тиск процесу розділення морської вода нижче, ніж тиск в секції плавильника 82).

Після секцій високого тиску газ відділяється від крапельної води в вологовідділювачі 97, потім розширюється в 3-ох ступенях турбіни. Після адіабатичного розширювання газ дуже охолоджується (приблизно до -35°С). Газ перед наступною ступенню турбіни підігрівається в тегоюобміннику-кристалізаторі 74, а також в теплообмінниках 98 і 99. Газ після першої ступені турбіни 93 по лінії 119 прямується під тиском 7,14МПа в праву трубну просторінь 91, підігрівається в ній до – 4°С, потім по лінії 120 через теплообмінник 98 поступає на розширення в другу ступінь турбіни 94, після котрої газ з тиском 3,4МПа (після цього процесу газоподібний пропан, що є в газовій суміші, зріджується) по лінії 118 прямується в ліву трубну просторінь 90, підігрівається в ній до - 4°С, потім через відділювач 92 (в котрому від газу відділяється рідкий пропан, який потім прямується разом з газом - метаном в трубопровід-кристалізатор 71 на гідратоутворення) по лінії 117 через теплообмінник 99 поступає в невеликій кількості (5%) на розширення в третю ступінь турбіни 95, після котрої з тиском 1МПа по лінії 121 поступає в міжтрубну просторінь теплообмінника - кристалізатора 74. Тут механізм підігріву газа інший. Газ тут контактує з рециркуляційною морською водою, котра прямує сюди насосом 88 по лінії 114 з тих секцій плавильника газогідратів 72, котрі знаходяться в режимі роботи Н. При контакті

UA 60461 C2

UA 60461 C2

газу з водою утворюються газогідрати (точка A_2, при 1МПа і 1°С, див. Фіг.14), теплота фазового перехода котрих і є джерело підігріву газу в трубних просторінях 90 і 91. Таким чином в теплообміннику - кристалізаторі 74 корисно використовується холод газу після турбін для отримання приблизно 5% газогідратів і відводу їх теплоти гідратоутворення. Газогідрати, що утворюються тут, по лінії 116 прямують, змішуючись по дорозі з гідратами, утвореними на глибині моря, в плавильник 72.

На Фіг.14 - цикл ТГУ, яка використовує термобаричну різницю морської води по глибині моря, в діаграмі температура-тиск. Показані наступні рівноважні криві гідратоутворення, які в логарифмічних координатах мають вид прямих ліній: 1 - метан+ вода; 2 - метан+2% розчин NaCl (приблизна імітація води Чорного моря);

3 - метан+ 25% розчин NaCl;

4 - метан+ 4,8% мольних пропану+ вода;

5 - метан+ 4,8% мольних пропану+2% розчин NaCl;

6 - метан+ 4,8% мольних пропану+25% розчин NaCl;

7 - H_2S+вода;

8 - пропан+ вода.

Розрахунковий цикл для умов Чорного моря в теплий сезон (температура холодної глибинної води =7 °С, температура теплої поверхневої води =22°С) має наступну послідовність процесів:

A_1 - середня точка утворення газогідратів суміші метан + рідкий пропан (4,8% мольних) в 2%-ній морській воді в трубопроводі-кристалізаторі 71 на глибині 340м при 12°С і 3,4МПа. Різниці температур в процесі: на гідратоутворення $\triangle T_1$=2°С, при теплопередачі $\triangle t_1$=5°С.

A_1-К - підйом газогідратої суспензії на поверхню моря насосами 78 і 100 (деяке охолодження суспензії пояснюється плавленням частині гідратів при скиданні гідростатичного тиску до 0,1МПа).

К-B_1 - стиснення суспензії насосом 100 від 0,1МПа до 1МПа і подання її в плавильник 72.

B_1 - точка початку плавлення гідратів в плавильнику 72 (10 °С, 1МПа). Різниці температур: на плавлення гідратів $\triangle T_2$=7°С, при теплопередачі $\triangle t_2$=12°С.

B_1-B* - підйом тиску газовій суміші (метан+ пропан, далі - газу) в плавильнику під час першого етапу плавлення гідратів за рахунок теплопідводу від теплої поверхневої води.

B*-B_2 - підйом тиску газу в плавильнику під час другого етапу плавлення гідратів як за рахунок теплопідводу від теплої поверхневої води, так і за рахунок подання 25%-ного концентрату морської води або її солекокцентратної суспензії. Різниці температур в точки B_2: на плавлення гідратів $\triangle T_2$=1,5°С, при теплопередачі $\triangle t_2$=5°С.

B_2 (17°С, 15МПа) - точка відбору газу на турбіну.

B_2-С - розширення газу в 1-ої ступені турбіни 93 з 15МПа до 7,14МПа.

С-С* - ізобаричний підігрів газу в правому трубному просторіні теплообмінника-кристалізатора 74 від -32°С до -4°С.

С*-Н - подальший підігрів газу в теплообміннику 98 від -4°С до 17°С.

Н-Д - розширення газу в 2-го ступеня турбіни 94 з 7,14МПа до 3,4МПа.

Д-Д* - підігрів газу в лівому трубному просторіні теплообмінника-кристалізатора 74 від -35°С до -4°С.

Д* - параметри процесу сепарації рідкого пропану в відділювачі 92 і повернення його в трубопровід-кристалізатор 71.

Д*-A_1 - подальший підігрів газу в теплообміннику 99 від -4°С до 17°С.

A_1-Е - розширення газу в 3-го ступеня турбіни 95 з 3,4МПа до 1МПа.

Е-A_2 - нагрів газу при його контакті з морською водою і в процесі гідратоутворення в міжтрубному просторіні теплообмінника-кристалізатора 74.

Різниці температур в точці A_2: на гідратоутворення $\triangle T_1$=2°С, при теплопередачі $\triangle t_{1\ СЕРЕДНЯ}$=15°С.

A_2-B_1 - перекачування газогідратної суспензії з теплообмінника-кристалізатора 74 в плавильник 72 і її нагрів в цьому плавильнику.

Інтервал термокомпресії газу до тиску 8-20МПа перед його поданням на турбіну теплосилової установки або в зріджувач метану обґрунтовується наступним чином. Тиск 8МПа - це нижча межа тисків, нижче якої вироблення енергії не перекриває витрати її на власні потреби ТГУ. Тиск 20МПа - це верхня межа. Вище її тиск метану при термокомпресії не доцільно підвищувати, так як дуже знижується різниця температур на плавлення газогідратів від верхнього теплового джерела - оточуючого середовища (див. Фіг.14).

При параметрах, які показані на Фіг.14, цикл ТГУ має такі розрахункові показники (в питомих величинах - на 1 кг метану в точки B_2 - тобто перед турбінним блоком):

- витрати холодної глибинної води, яка прокачується насосом 78 через трубопровід-кристалізатор 71-168,8кг (води)/кг(метану);

- виграти газогідратної суспензії (15% газогідратів) після трубопровода-кристалізатора 71, яка прокачується насосом 100 в плавильник 72-52,6кг (суспензії)/кг (метану);

- потрібні витрати (через лінію 122 від виморожувального опріснювача-розділювача морської води) початкової солеконцентратної суспензії (з початковою загальною концентрацією солей в концентраті і в твердій фазі S_H=31,7%)-25,2кг/кг (метану);

- кількість кінцевого концентрату концентрацією S_K=23,17%, який утворюється після плавлення газогідратів - 34,7кг/кг (метану);

- теплове навантаження, що відводиться в трубопроводі-кристалізаторі 71 при гідратоутворенні - 3444кДж/кг (метану);

UA 60461 C2

UA 60461 C2

- теплове навантаження, що відводиться в теплообміннику-кристалізаторі 74 при гідратоутворенні - 190,6кДж/кг (метану);

- теплове навантаження плавильника газогідратів 72 - 4367,8кДж/кг (метана);

- виробництво електроенергії - 299,8кДж/кг (метану);

- виробництво чистої талої опрісненної питної води, яка ПОПУТНО створюється в опріснювачі-розділювачі при концентруванні концентрату після плавильника від S_K=23,17% до S_H=31,7% - 9,34кг (води)/кг (метану). Газогідратні поклади ГП звичайно мають низьку газопроникливість, про що свідчить збереження запасів газу безпосередньо під покладом - так званого підгідратного газу. Мала пористість ГП пояснюється утворенням в порах ґрунту газогідратів, які цементують собою пухкий шар. З огляду на це поданню теплої морської води або її концентрату повинно попереджувати періодичний підвід в газогідратний шар газу високого тиску (50-200МПа), удар котрого в породу зверху вниз і викидання знизу вверх деформує і руйнує верхній злежалий шар покладу, робить його більш проникливим для послідуючого плавлення газогідратів і руху по неї газу і рідини.

Інтервал тиску 50-200МПа обґрунтовується наступним чином. Тиск 50МПа - це нижча межа тисків, що дозволяє ще руйнувати газогідраатний пласт на малих глибинах 300-500м. Тиск більш 200МПа важко отримати в газогідратному термокомпресорі, так як різко знижується його продукційність (в секціях плавильника 82, діючих періодично, дуже збільшується шкідливий вплив "мертвої" просторіні).

Зріджувач метану (Фіг.15 - версія друга) використовує одночасно ж гідростатичний тиск морської води, так і термобарічну різницю морської води по глибині моря для зниження електровитрат. В такій схемі електроенергія турбінами не виробляється (тільки гідромоторами повертається частина роботи), а високий тиск газу після плавлення газогідратів використовується безпосередньо для його зрідження. Плавлення газогідратів ведуть, використовуючи ще невідомий в техниці ефект "складання" та "віднімання" потоків газу, які мають тиск різного значення. Схема Фіг.15 - це комбінація схем установок по Фіг.9 і Фіг.13. На відміну від Фіг.9 в Фіг.15 нема ступенів компресорів 24, 25 і 26, а також холодильників 27, 28 і 29. В відміну від Фіг.13 в Фіг.15 нема турбінного блоку і теплообмінника - кристалізатора 74.

Секції 82 плавильника 72 на Фіг.15 у порівнянні з цими ж секціями на Фіг.13 додатково мають:

- входи газу зворотних потоків зріджувача метану (вхід 124 - газу нижчого тиску 0,6-1МПа, вхід 125 - газу середнього тиску 2-6МПа);

- вхід 126 - метану з газогідратного покладу;

- вихід 127 - рециркуляційного метану в нижчий кінець трубопровода-кристалізатора;

- вихід 128 - рециркуляційного рідкого пропану, розташований у верхній частині накопичувальників 85 води розплаву газогідратів, в нижній кінець трубопровода-кристалізатора 71.

Зріджувач метану згідно схемі Фіг.15 працює наступним чином. З трубопровода-кристалізатора 71, який працює так же, які на Фіг.13, в секції 82 плавильника 72 прямують газогідратну суспензію.

Плавлення газогідратів ведуть в наступній послідовності процесів: спочатку газогідрати осушують від міжгідратної води шляхом її дренажу і потім продування гідратної маси газом, потім газогідрати стискують зворотним газом нижчого тиску 0,6-1МПа, який відбирається з циклу зрідження метану (після теплообмінника 31), потім газогідрати плавлять шляхом теплообміну з теплою поверхневою морською водою (що циркулює по трубам 83), потім газогідрати повторно стискують зворотним газом середнього тиску 2-6МПа, який відбирається з циклу зрідження метану (після теплообмінника 31), і газом, який відбирається з газогідратного покладу як продукту, потім відбирають з зони плавлення рециркуляційній рідкий пропан і рециркуляційний метан, які направляють в нижній кінець трубопровода-кристалізатора 71, потім остаточно газогідрати плавлять в секції 82 шляхом сукупності теплообміну від теплої поверхневої морської води і поданням в зону плавлення газогідратів концентрату морської води або солеконцентратної суспензії, які відбираються з циклу опріснення-розділення морської води (по лінії 122).

Вихід газу високого тиску 12МПа з секцій 82 плавильника 72 в зріджувач метану здійснюється по лінії 131. Далі схема зріджувача метану по Фіг.15 працює так же, як і на Фіг.9.

При параметрах точок A_1, B_1, B* і B_2, які показані на Фіг.14, цикл зріджувача метану у сукупності з апаратами 71 і 72 має розрахункові показники (в питомих величинах - на 1кг метану в точки B_2 - тобто перед зріджувачем метану) ті ж самі, що і в циклі ТГУ за винятком: виробництво електроенергії тільки гідромоторами, яка залишається після компенсації витрат роботи на спаровані з ними насоси, а також холодильну машину 35 є 27,6кДж/кг (зрідженого метану).

Використання винаходу суттєво розширює можливості відомих способів і має перед ними наступні переваги:

1. Подача в газогідратний пласт запропонованих у винаході теплосоленосіїв не приводить к забрудненню моря, є екологічно чистим і економічно прийнятним рішенням, крім того у випадку з вуглекислотою - рішенням по зниженню парникового ефекту.

2. Комбінована дія на газогідратний пласт - сольова, теплова, зниження тиску і удар газу дозволяє вибрати найбільш раціональний режим видобутку газу, збільшити швидкість плавлення газогідрату (поліпшується кінетика) і газовіддачу газогідратного пласту.

3. Використування термобаричної різниці морської води і ефекту газогідратної термокомпресії дозволяє виробляти електроенергію в теплих морях в теплий сезон і цим самим полегшити забезпечення автономності ГДК в цей час. Накопичення влітку солі дозволяє мати концентрат морської води і для роботи взимку, при чому для подвійної мети - для подання в газогідратний поклад і для подання в плавильник термокомпресора - для виробки електроенергії і газу високого тиску. Ці пропозиції, а також використовування гідростатичного стовпа морської води і холоду холодних морів приводить до суттєвого енергозбереженню при газодобуванні (на 50-60%, а в деяких найбільш сприятливих випадках - до 100%).

UA 60461 C2

UA 60461 C2

4. Взаємозв'язана система виморожувальний (або газогідратний) опріснювач-розділювач морської води, що працює при параметрах сольової евтектики, теплосилова газогідратна установка, зріджувач метану, пристрої ввода в ГП концентрату-вивода з ГП газу - комерційно дуже прибуткова. Вона дозволяє отримувати зріджений метан і ПОПУТНО опріснену чисту талу полегшену питну воду. Для ГДК, що працює, наприклад, в Чорному морі при умовах шельфу Криму (в такому ГДК 45,4кг талої води приходиться на 1кг зрідженого метану) - реалізація ТАЛОЇ високоякісної води арідному Криму по ціні усього 3коп/л (тобто 5,6дол/т) дає прибуток, що у 2 рази перевищує прибуток від реалізації зрідженого метану по найбільш високій його ціні (109дол/1000м^3 - для заправки газобалонних автомобілів - після регазифікації метану до тиску 20МПа).

Формула винаходу

1. Спосіб добування та переробки природного газу з морських газогідратних покладів (ГП) теплих та холодних морів, який включає пробурювання свердловин в цих ГП і їх відбудування, попередню деформацію газовмісних пластів для підвищення їх тріщинуватості і газопроникності, наприклад, простріл кумулятивних зарядів та іншими діями, підготовку і подання в ГП для плавлення газогідратів "за місцем" їх розташування в газогідратному пласті підводного ГП плавлячого теплоносія і відвідення продукованого газу з ГП, збирання його після плавлення газогідратів у газогідратному шарі і відведення на поверхню моря, достискання його до 10-20 МПа та зріджування, причому з виконанням усіх цих операцій за рахунок електроенергії, виробленої безпосередньо і автономно в газодобувному комплексі (ГДК), який **відрізняється** тим, що витягнення газу з ГП ведуть системою гідравлічно сполучених нагнітальних і витягувальних свердловин, які експлуатують шляхом 3-х варіантів: ступеневого поглиблення на 20-50 м в ГП у міру виробки його верхніх шарів, ступеневого підіймання на 20-50 м у міру виробки нижчих шарів ГП, одночасної виробки декількох шарів ГП по всій його висоті шляхом того, що свердловини працюють у режимі нагнітання плавлячого носія і режимі витягування газу почергово, причому в режимі нагнітання в свердловини подають плавлячий теплоносій, а також, чергуючи, газ високого тиску, а в режимі витягування з свердловин відбирають газ із розплавлених газогідратів, відпрацьований концентрат і воду з розплавлених газогідратів, а також продукти продування свердловин, наприклад часточки грунту;

герметизацію обсадних труб свердловин, яка розділяє газогідратні шари від вищележачих негідратних водоносних шарів, при наявності термодинамічних умов гідратоутворення, виконують за допомогою тимчасової термооборотної цементації газогідратами шляхом подання в герметизувальні щілини охолодженого метану або природного газу, збагаченого важкими компонентами - етаном, пропаном, бутаном, причому переміщення ГДК після виробки під ним ГП на другий ще не розроблений ГП виконують після підіймання до нижчої кромки газодобувної платформи усіх експлуатаційних труб, а також газозбірного ковпака;

як плавлячий носій в підводний ГП подають 10-25 %-ний концентрат морської води або солеконцентратну суспензію, в якій в насиченому розчині морської води евтектичної концентрації міститься 3-15 % кристалів солей, які концентрують, наприклад, виморожувальним або газогідратним способом;

потрібні витрати початкового концентрату морської води або початкової солеконцентратної суспензії, які треба подати для плавлення газогідратів в газогідратний пласт ГП, а також в секції плавильника для вироблення електроенергії та одержання газу високого тиску, визначають згідно з рівнянням

$$G_H = \frac{G_{B,G}}{S_B + S_K}\left[S_K + \frac{A}{A-1}(1-S_G)(S_K - S_1)\right],$$

де

G_H - потрібні витрати початкового (вихідного) концентрату морської води або солеконцентратної суспензії морської води;

$G_{B,G}$ - кількість води в складі газогідратів, які потрібно розплавити;

S_H - початкова концентрація (масова частка - тут і нижче) концентрату морської води або початкова концентрація солеконцентратної суспензії по сухому залишку солей;

S_K - кінцева концентрація концентрату морської води або солеконцентратної суспензії після плавлення газогідратів;

S_G - концентрація газогідратів в газогідратному пласті ГП перед їх плавленням або концентрація газогідратів в газогідратній суспезії в секціях плавильника перед їх плавленням;

S_1 - концентрація солей в морській воді, яка входить до складу міжкристалічної рідини;

А - питома маса газогідрату, кг (газогідрату)/кг (газу в складі газогідрату);

газ після плавлення газогідратів у газогідратному шарі накопичують безпосередньо біля дна моря під тиском гідростатичного стовпа морської води і подають на вхід до останнього ступеня стиснення циклу зрідження;

частину продукованого газу, витягнутого на поверхню, достискують до 50-200 МПа і періодично подають в ГП, попереджаючи ударами газу подання в нього плавлячого носія;

для приводу теплосилової електрогенеруючої установки, вироблення газу під високим тиском, а також зрідження метану використовують термобаричну різницю морської води по глибині моря шляхом контактування метану з морською водою на глибинах 300-600 м з утворенням газогідратів в цьому холодному глибинному рівні моря, відкачування цих газогідратів у вигляді газогідратної суспензії на поверхню моря і їх плавлення при температурі 18-25 °С теплом поверхневої морської води або контактуванням з 10-25 %-ним концентратом

UA 60461 C2

UA 60461 C2

морської води, або солеконцентратною суспензією, в якій в насиченому розчині солей евтектичної концентрації є кристали солей, причому сумарна концентрація солей по сухому залишку досягає 35 %, здійснюють термокомпресію газу до тиску 8-20 МПа перед його поданням на турбіну теплосилової установки або в зріджувач метану.

2. Спосіб за п. 1, який **відрізняється** тим, що при використанні термобаричної різниці морської води по глибині моря для зрідження метану плавлення газогідратів ведуть ступенево в наступній послідовності процесів, що здійснюють "складання" та "віднімання" потоків газу, які мають тиск різного значення: спочатку газогідрати осушують від міжгідратної води шляхом її дренажу, потім продувають гідратну масу газом, після чого газогідрати стискують зворотним газом нижчого тиску 0,6-1 МПа, який відбирають з циклу зрідження метану, плавлять шляхом теплообміну з теплою поверхневою морською водою, потім газогідрати повторно стискують зворотним газом середнього тиску 2-6 МПа, який відбирається з циклу зрідження метану, і газом, який відбирається з газогідратного покладу як продукт, відбирають з зони плавлення рідкий пропан, потім наприкінці газогідрати плавлять шляхом поєднання теплообміну з теплою поверхневою морською водою і подання в зону плавлення газогідратів концентрату морської води або солеконцентратної суспензії, які відбирають з циклу опріснення-розділення морської води.

3. Спосіб за п. 1 або 2, який **відрізняється** тим, що свердловини працюють в режимі нагнітання в усіх 3-х експлуатаційних варіантах в період часу, коли вони розташовані глибше від свердловин, які працюють в режимі витягування газу, на 3-20 м.

4. Спосіб за п. 1 або 2, який **відрізняється** тим, що попередньо або одночасно з розробкою ГП за допомогою системи свердловин вище і нижче цього ГП відбирають надгідратний і підгідратний газ, а також підгідратну нафту і газовий конденсат за допомогою, наприклад, фонтанних труб.

5. Спосіб за п. 1, який **відрізняється** тим, що в теплий сезон в теплих морях в холодному рівні моря на глибинах 50-500 м холодильний і одночасно гідратоутворювальний агент, такий як фреони 22, 134а і інші, H_2S, CO_2 і інші, контактують з сумішшю морської води і її концентратом з концентрацією 3-20 % солей, утворюючи газогідрати, потім газогідратну суспензію піднімають на поверхню моря, газогідрати відділяють від продуктового концентрату з концентрацією 10-25 %, промивають від концентрату і плавлять з виробленням опрісненої чистої талої питної води.

6. Спосіб за п. 5, який **відрізняється** тим, що процес гідратоутворення холодильного і одночасно гідратоутворювального агента ведуть при параметрах газогідратної евтектики, після чого газогідрат-солеконцентратну суспензію розділяють на газогідрат-концентратну суспензію і на солеконцентратну суспензію, наприклад осадженням, сіль відділяють від концентрату, наприклад фільтрацією концентрату і наступним віджиманням солевої маси, накопичують і використовують в холодний сезон для виготовлення концентрату шляхом змішування солі з морською водою.

7. Спосіб за п. 5, який **відрізняється** тим, що в холодних морях процес гідратоутворення холодильного і одночасно гідратоутворювального агента ведуть в поверхневому рівні моря, виробляючи 10-25 %-ний концентрат або сіль.

8. Спосіб за п. 1, який **відрізняється** тим, що частину газогідратів метану плавлять при підвищеній температурі 30-50 °С за рахунок підводу низькопотенційного тепла, яке викидається, наприклад, в процесі зрідження метану, виробляючи газ високого тиску порядку 50-200 МПа.

9. Газодобувний комплекс (ГДК) для добування та переробки метану і природного газу з морських газогідратних покладів (ГП) теплих та холодних морів способом за одним із пп. 1-8, що включає в себе платформу, бурову установку, облаштовані свердловини, що занурені в пласт ГП, насосне та підйомно-транспортне обладнання, теплосилову газогідратну електрогенеруючу установку, пристрій для підготовки носія, що плавить газогідрати в ГП, зріджувач метану, який **відрізняється** тим, що платформа ГДК має придонний газозбірний ковпак, який розташовують безпосередньо над ГП, виконаний у вигляді герметичної зверху півсфери, яка повернута відкритою увігнутою стороною до дна моря, крізь який опущені свердловинні труби, а в верхній частині розташована газовідвідна труба, верхній кінець якої з'єднаний з патрубком входу зріджувача газу, причому газозбірний ковпак виконаний з низькотеплопровідного тонколистового матеріалу, наприклад пластика, такого як тефлон і подібного, з можливістю вільного переміщення в вертикальному напрямку вздовж обсадних труб для піднімання на поверхню моря за допомогою герметичного периферійного кільцевого трубного понтона, який прикріплений до нижнього краю газозбірного ковпака і має входи-виходи води та повітря під тиском 10-20 МПа, крім того ковпак містить на своїй півсфері вертикальні кондуктори у вигляді труб довжиною 0,5-2 м, через які опускаються обсадні труби свердловин, при цьому в верхній частині кондукторів розміщені пакери, що герметизують простір між свердловинами і обсадними трубами, а в нижній частині кондукторів розміщені пакери, що герметизують перепускні вікна обсадних труб;

свердловини виконані у вигляді нагнітальної-витягувальної системи, гідравлічно взаємозв'язаної по газовмісному газогідратному шару і скомпонованої з 3-6 рядів цих свердловин;

теплосилова газогідратна електрогенеруюча установка ГДК містить у своєму складі кристалізатор газогідратів безперервної дії, виконаний у вигляді вертикального трубопроводу, зануреного в холодний рівень моря на глибину 300-600 м, і плавильник газогідратів періодичної дії, виконаний секційним, кожна секція якого обладнана технологічними патрубками для входу-виходу реагентів і теплообмінником, що має патрубок входу теплої води поверхневого рівня моря, причому одна з секцій плавильника, яка виробляє газ-метан високого тиску порядку 50-200 МПа, містить теплообмінник з патрубком входу теплоносія з температурою 30-50 °С і своїм патрубком для нагнітанням газу високого тиску з'єднана з патрубком входу свердловин; трубопровід-кристалізатор газогідратів містить на своїй зовнішній поверхні фільтрувальні секції для скидання

UA 60461 C2

UA 60461 C2

морської води і затримання газогідратів, а на відкритому знизу кінці - підводний насос-нагнітач холодної глибинної морської води; вхідні патрубки секцій плавильника для газогідратної суспензії, концентрату морської води або солеконцентратної суспензії, а також патрубки для виходу стисненого газу і викидання концентрату виконані паралельними, крім того, секції плавильника містять насос для прокачування через них теплої поверхневої морської води, а в своїй нижній частині - фільтрувальні грати, під якими розташовані накопичувачі води з розплаву газогідратів; секції плавильника обладнані патрубками входу газу зворотних потоків зріджувача метану, а також метану з газогідратного покладу, і патрубком виходу рідкого пропану, розташованим у верхній частині накопичувача води із розплаву газогідратів;

як пристрій для підготовки носія, що плавить газогідрати в ГП, ГДК містить виморожувальний або газогідратний опріснювач-розділник має в своєму складі евтектичний ступінь, вихід якого для концентрату морської води з'єднаний з входом свердловин, які подають концентрат в ГП, а також в секції плавильника газогідратів метану газогідратної теплосилової установки, а вихід для солі з'єднаний з накопичувачем цих солей і далі - з входом вищезгаданих свердловин і секцій плавильника газогідратів.

UA 60461 C2

UA 60461 C2

Фіг. 1

Фіг. 2

UA 60461 C2

UA 60461 C2

Фіг.1

UA 60461 C2

UA 60461 C2

Фіг.4

UA 60461 C2

Фіг. 3

Фіг. 1

UA 60461 C2

Фіг. 1

UA 60461 C2

UA 60461 C2

Фіг.3

UA 60461 C2

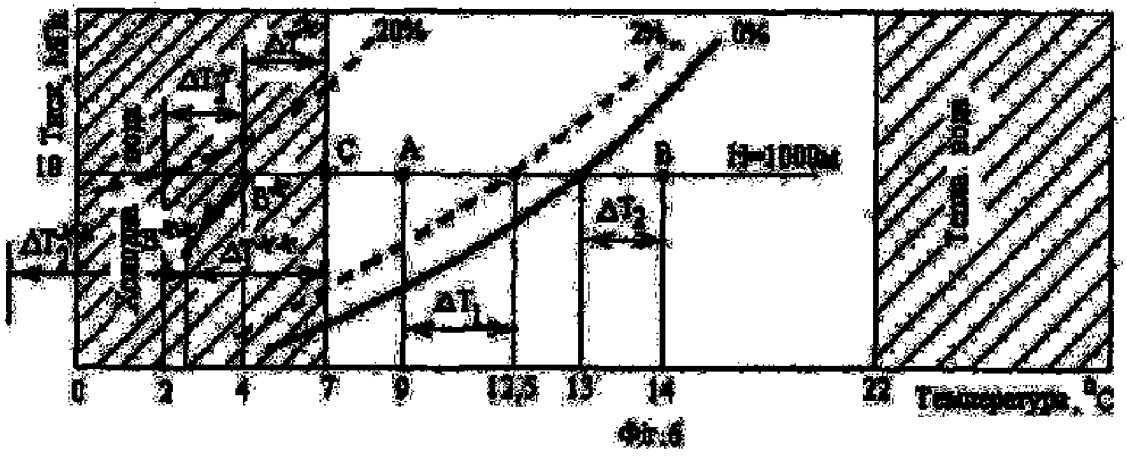
UA 60461 C2

Фіг. 4

UA 60461 C2

UA 60461 C2

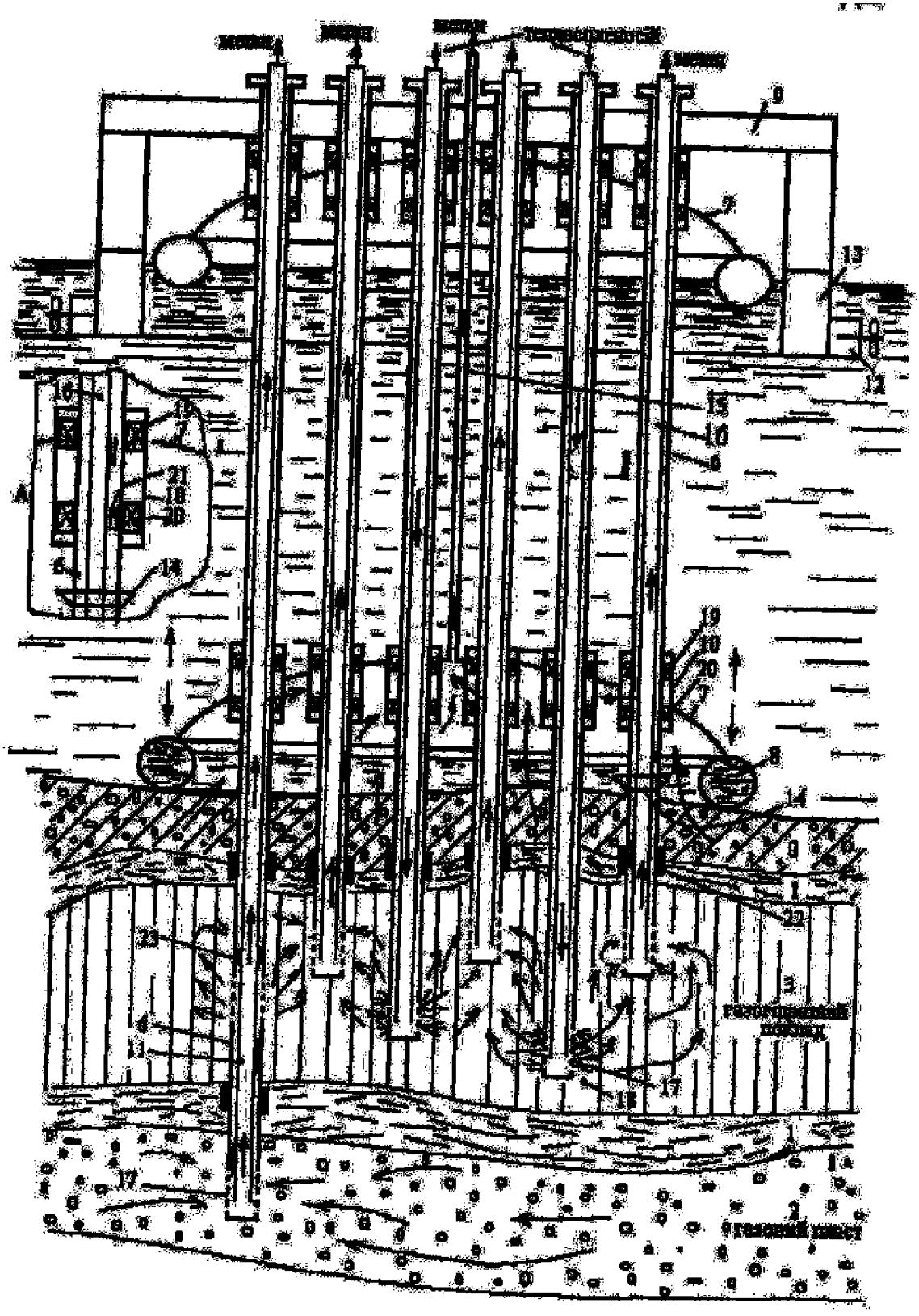
UA 60461 C2



Фіг.6

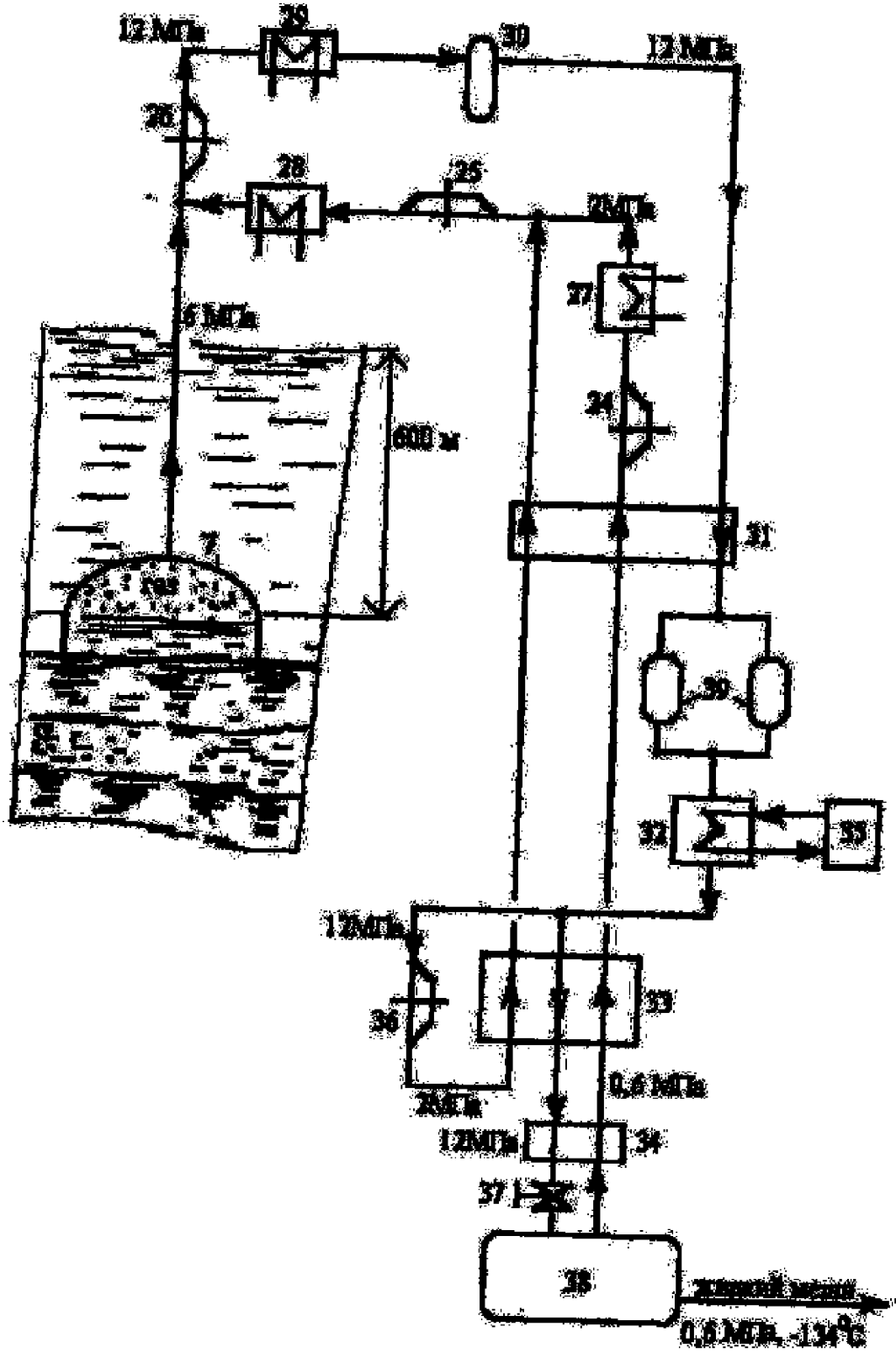
UA 60461 C2

UA 60461 C2



Фіг. 7

UA 60461 C2



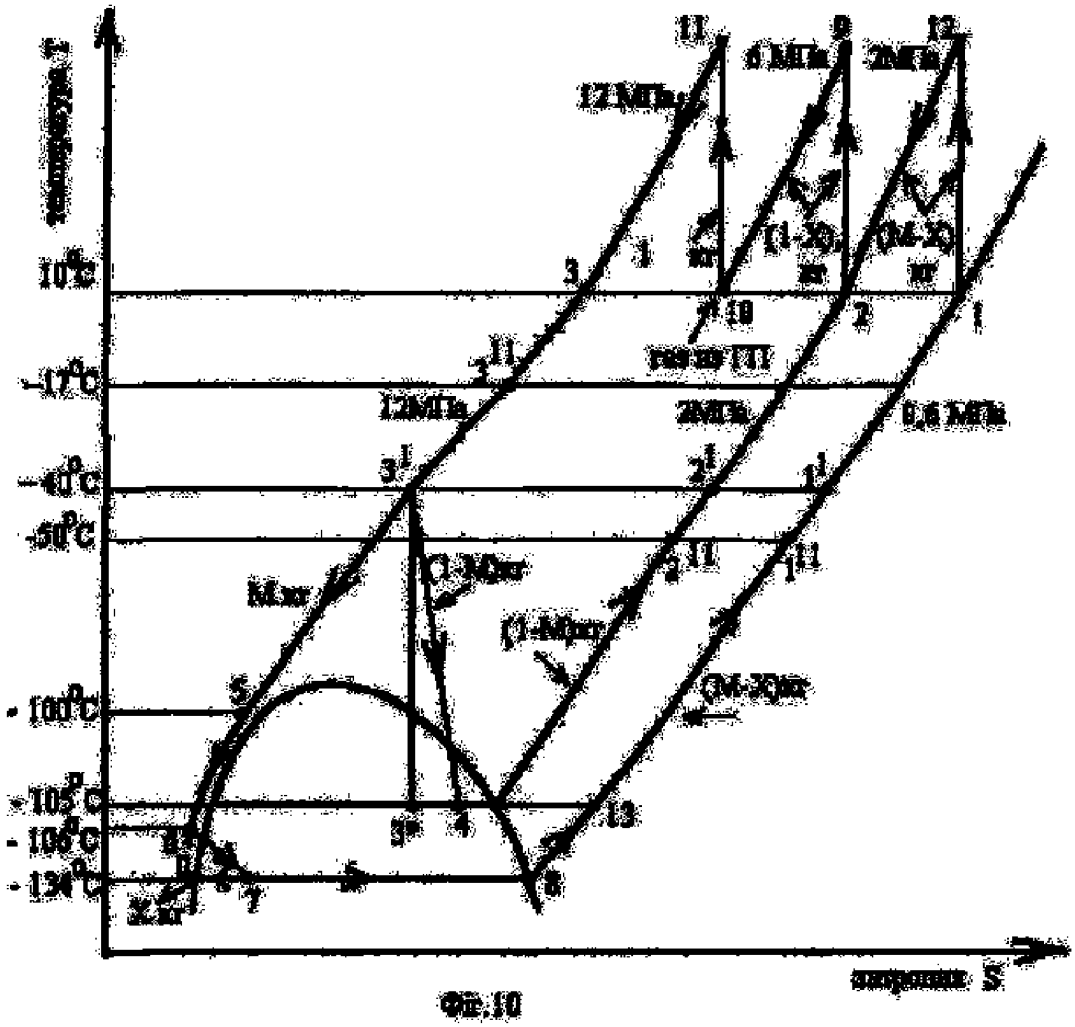
Фіг.9

UA 60461 C2

Фіг. 8

UA 60461 C2

UA 60461 C2



Фіг.10

Офіційний бюлетень "Промислова власність". Книга 1 "Винаходи, корисні моделі, топографії інтегральних мікросхем", 2008, N 3, 11.02.2008. Державний департамент інтелектуальної власності Міністерства освіти і науки України.

UA 60461 C2

UA 60461 C2