

Література

- 1 ГОСТ 632-80. Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия. — М.: Госстандарт, 1980. — 66 с.
- 2 Мочернюк Д.Ю. Исследование и расчет резьбовых соединений труб, применяемых в нефтедобывающей промышленности. — М.: Недра, 1970. — 136 с.
- 3 Патент № 76804, Україна, МПК E21B 17/02, F16L 15/00. З'єднання теплоподавальних труб / Є.І.Крижанівський, І.І.Палійчук. - Оpubл. 15.09.06, Бюл. № 9.

УДК 622.279 (477. 54)

СТАБІЛІЗАЦІЯ ВИДОБУТКУ ГАЗУ, КОНДЕНСАТУ ТА ВИЛУЧЕННЯ ПРОПАН-БУТАНОВОЇ ФРАКЦІЇ НА ЮЛІЇВСЬКОМУ НГКР

¹В.Б.Воловецький, ¹М.В.Фрайт, ²О.Ю.Витязь, ³О.М.Щирба

¹ГПУ “Харківгазвидобування”, 61166, м. Харків, пров. Інженерний, 1-А, тел. (057) 7195830

²ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42331
e-mail: public@nuing.edu.ua

³Український науково-дослідний інститут природних газів,
1125, м. Харків, Красношкільна наб., 20, тел. (057) 7300323

В статті акцентовано увагу на проблемі забезпечення стабільної добычи углеводородов. Для розв'язання цієї проблеми пропонується введення дожимної компресорної станції, встановлення газопроводу для подачі додаткового газу та впровадження низькотемпературної абсорбції. Застосування цих методів дозволить в першу чергу підтримувати стабільний рівень вилучення углеводородного конденсату, пропан-бутану, а також забезпечити подачу газу споживачу.

The article draws the attention to the problem of providing stable extraction of hydrocarbons. To settle this problem it is recommended to introduce booster compressor unit, to lay the gas pipeline for supplying additional amounts of gas and to apply the low temperature absorption. The implementation of these techniques will, at first, enable to maintain the stable level of elimination of hydrocarbon condensate and propane-butane and will provide gas supplying to the consumer.

В процесі розробки родовища на виснаження як у газовому, так і у водонапірному режимах із часом відбувається зниження пластового тиску, що призводить до зменшення кількості видобутого газу та вуглеводневого конденсату.

Подавання некондиційного газу в газопровід хоча б із одного родовища призводить до погіршення якості всього газу, який транспортується. Недостатнє очищення газу є також причиною зниження пропускної здатності газопроводів.

Юліївське нафтогазоконденсатне родовище розробляється на виснаження у газовому режимі. Тиски в свердловинах поступово знижуються, що впливає на видобуток газу та вуглеводневого конденсату.

Вирішення питань, пов'язаних із виявленням причин неякісної підготовки газу, розробкою і впровадженням нових технологічних процесів, спрямованих на покращення техніко-економічних показників роботи установок підготовки газу до транспортування, дасть змогу підвищити надійність роботи газотранспортних систем.

Одною з важливих проблем, від правильного вирішення якої залежать оптимальні техніко-економічні показники видобутку і подальшого транспортування газу по газопроводах, є вибір методу обробки газу на установках комплексної підготовки газу (УКПГ) на весь період розробки родовища. Установки підготовки газу призначені, по-перше, для підготовки газу до подальшого транспортування і, по-друге, для максимального вилучення вуглеводневого конденсату, який є цінною сировиною.

Підготовка газу на Юліївському НГКР здійснюється згідно з вимогами ДСТУ на УКПГ-2 методом низькотемпературної сепарації. При цьому для вилучення з газу скраплених вуглеводнів проводиться охолодження товарної продукції свердловин за допомогою турбодетандера, який значно знижує температуру сепарації газу для вилучення з нього пропан-бутанової фракції.

Від якості природного газу, який поступає з промислів, залежить робота газотранспортної системи [1].

На сьогоднішній день сепараційна установка УКПГ-2 забезпечує необхідну якість підготовки газу. Але надалі у разі збільшення кількості

кості води в продукції свердловин і зниженні робочих тисків, умови для низькотемпературної сепарації будуть погіршуватися. Тому для дотримання необхідної якості газу доцільно було б вдосконалити сепараційне обладнання.

Основною вимогою до роботи установок низькотемпературної сепарації є забезпечення необхідної температури точки роси товарного газу за вологою і вуглеводнями.

Забезпечення необхідної точки роси залежить від ефективності роботи сепараторів (наявності всередині апаратів різних за конструкцією відбійних пристроїв), які мають велику поверхню для скупчення і коагуляції найменших крапель рідини. Також важливим є вирішення питання забезпечення заданого рівня вилучення вуглеводнів (зокрема пропан-бутанової фракції), для якої необхідно підтримувати низькі температури.

Щоб продовжити термін ефективної роботи НТС у 2003 році технологічну схему УКПГ-2 вдосконалено за рахунок заміни процесу дрослювання газу значно ефективнішим процесом одержання більш низьких температур мінус 54...57°C за рахунок впровадження турбодетандерного агрегату. Це дало змогу стабілізувати вилучення пропан-бутану на рівні 55-60 т/д. Однак процес зниження пластового тиску продовжується, робочі тиски свердловин на сьогодні складають 7,0-9,5 МПа, а тиск першого ступеня сепарації – 5,8 МПа, і до середини 2007 року становитиме близько 5,5 МПа. Продуктивність турбодетандерного агрегату значно знизиться. У разі зниження вхідного тиску від 5,8 до 5,0 МПа та нижче, як показав аналіз результатів розрахунків матеріального балансу діючої установки НТС, відбудеться зниження вилучення пропан-бутану до рівня 40-45 т/д.

Проведений аналіз роботи УКПГ-2 свідчить про низьку ефективність вилучення пропан-бутанової фракції з газу, який поступає на технологічну установку. Тому з метою забезпечення стабільного рівня вилучення вуглеводневого конденсату, пропан-бутану та подавання газу споживачам за поступового зниження тиску в свердловинах, пропонується виконати такий комплекс заходів:

- побудувати дотискуючу компресорну станцію (ДКС);
- прокласти газопровід від УКПГ-1 Сквири до УКПГ-2;
- впровадити на УКПГ-2 технологію низькотемпературної абсорбції.

Компресорні станції в наш час набули широкого застосування у різних галузях. За конструктивним виконанням, за схемами і компоновками найбільш розповсюдженими і багатогранними є поршневі компресори (порівняно з мембранними, ротаційно-пластинчатими, роторними, гвинтовими, відцентровими та осьовими).

Перед вибором того чи іншого компресора слід провести детальну техніко-економічну оцінку показників та його призначення.

Серед всіх видів найбільш оптимальними для наших умов є відцентровий компресор,

оскільки його роботу необхідно синхронізувати з роботою турбодетандера, а під час роботи поршневих компресорів виникають пульсації потоку газу, що може негативно вплинути на роботу автоматизованого турбодетандерного агрегату.

Для покращення низькотемпературної сепарації слід передбачити охолодження газу, який виходить з компресорної станції. Цього можна досягти шляхом встановлення на виході ДКС автоматизованого повітряного охолоджувача (АПО) [2].

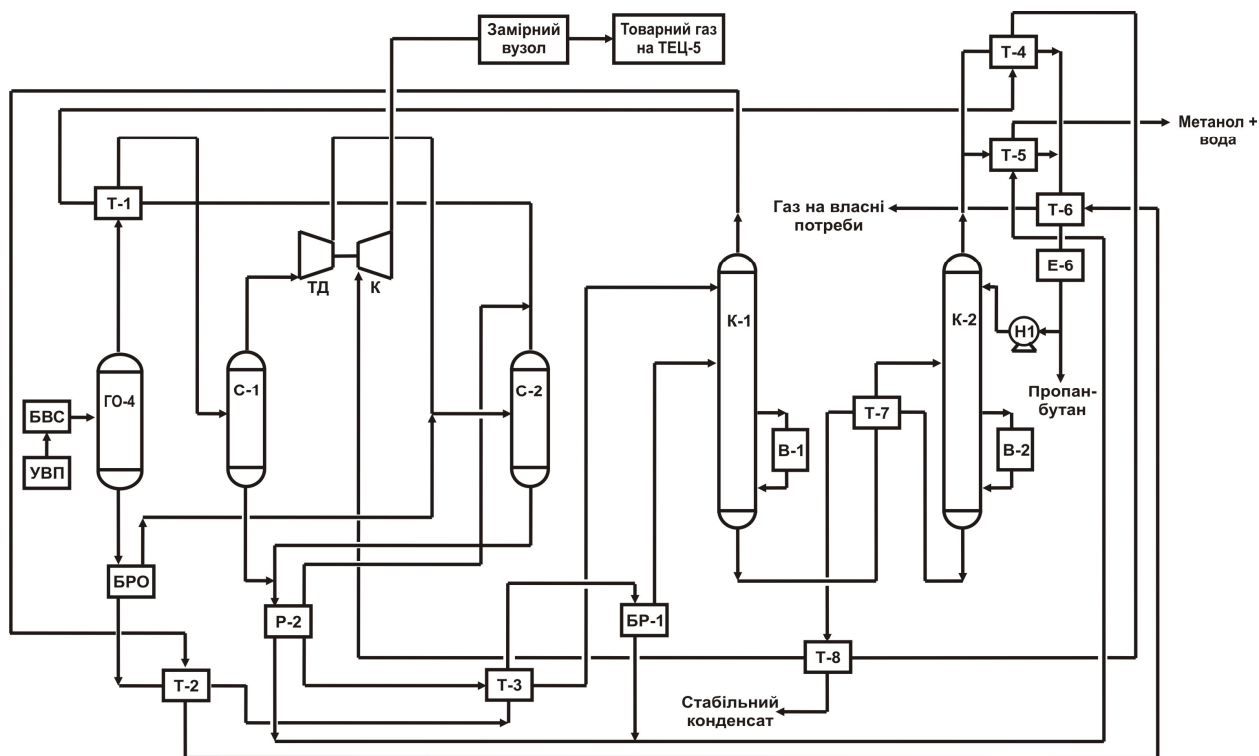
Щоб оптимізувати стабільний видобуток вуглеводнів, необхідно шукати додаткові джерела газу. Тому одним із пріоритетних напрямків, що дасть змогу стабілізувати видобуток, є введення нових або підключення існуючих свердловин інших родовищ. В теперішній час на УКПГ-1 Сквири ГРК працює шість свердловин 10, 62, 21, 29, 44, 60. Добовий видобуток газу з них становить 385 тис.м³, а конденсату – 26 т. Тому реально було б газ від свердловин Сквири ГРК подавати на УКПГ-2. Для впровадження цього заходу необхідно прокласти газопровід довжиною 13 км від УКПГ-1 Сквири ГРК до УКПГ-2. Після підключення газопроводу і подачі газу на УКПГ-2 очікується вихід скрапленого пропан-бутану близько 62 т/д. Це дасть змогу збільшити видобуток пропан-бутанової фракції в середньому на 10-12 т/д.

На УКПГ-2 Юлівського НГП (рис. 1) використовується схема низькотемпературної сепарації з одержанням холоду за рахунок ізоентропійного розширення газу в турбодетандері. При цьому температура процесу – мінус 45...50°C. Тиск в сепараторі другого ступеня коливається від 3,0 до 4,0 МПа залежно від пори року.

Технологічна схема установки комплексної підготовки природного газу та вилучення пропан-бутану працює так: сировинний потік газу тиском 5,5–6,5 МПа подається на установку первинної підготовки природного газу, де здійснюється його попередня сепарація у газосепараторах I ступеня ГО (1-4), звідки газ подається на блок рекуперативних теплообмінників Т-1.

Після охолодження в рекуперативному теплообміннику Т-1 газ температурою на рівні мінус 15...20°C і тиском 5,5–6,5 МПа поступає на дросель Д-1, дрослюється до тиску 4,5–5,0 МПа і охолоджений до температури мінус 30...40°C спрямовується до сепаратора С-1, а потім – до турбодетандера, де охолоджується до температури мінус 45–55°C. Після цього охолоджений газ з тиском 3,0–4,0 МПа подається на газосепаратор II ступеня С-2.

Рідинна фаза (вуглеводневий конденсат I-го ступеня сепарації) із сепараторів ГО 1-4 через дрослюючі вентилялі Д-2 поступає у фазовий роздільник БРО. Газ вивітрювання із роздільника БРО змішується з газовим потоком після турбодетандера і поступає в С-2. Потім відсепарований газ із С-2 змішується з газом вивітрювання із роздільника Р-2 і направляється на теплообмінники Т-1, Т-4, Т-8 для віддачі свого холоду зворотному потоку газу і поступає на



УВП – установка відключаючих пристроїв; БВС – блок вхідних сепараторів; ГО-4, С-1, С-2 – сепаратори; БРО, Р-2, БР-1 – розділювачі рідини; Т-1...Т-8 – теплообмінники; К-1, К-2 – колони; В-1, В-2 – випарники; ТД – турбодетандер; К – компресор; Н1 – насос подачі пропан-бутану

Рисунок 1 – Існуюча технологічна схема комплексної підготовки природного газу та отримання пропан-бутану на УКПГ-2 Юліївського НПГ за методом НТС з турбодетандером

компресор, де дотискується до тиску 3,5–5,0 МПа (залежно від пори року) та поступає далі на вузол виміру товарного газу з температурою до +50°C.

Газовий конденсат I-го ступеня сепарації із ємності БРО поступає в теплообмінники Т-2, Т-3 для охолодження, а потім – подається до розділювальної ємності БР-1. Рідка фаза, конденсат з сепараторів С-1 та С-2, поступає до розділювача Р-2. У розділювачу Р-2 відбувається вивітрювання газової фази, яка поступає в газовий потік на вихід з С-2. Конденсат після дроселя Д-4 і рекуперативного теплообмінника Т-3 тиском 2,5 МПа і температурою приблизно мінус 40°C, поступає на дросель Д-5, після чого поділяється на два потоки та з тиском 2,4 МПа подається до колони деетанізації К-1. Один потік поступає до колони К-1 з температурою близько мінус 35...40°C в якості зрошення верхньої колони, другий потік змішується з конденсатом I ступеня сепарації із БР-1 після дроселювання на дроселі Д-8. Суміш після змішувача спрямовується в середню частину колони деетанізації К-1 з температурою близько 0 мінус 15°C в якості живлення з тиском 2,4 МПа.

В колоні деетанізації К-1 за температури в кубовій частині близько 75°C відбувається процес виділення легких вуглеводнів (метану та етану) у газову фазу.

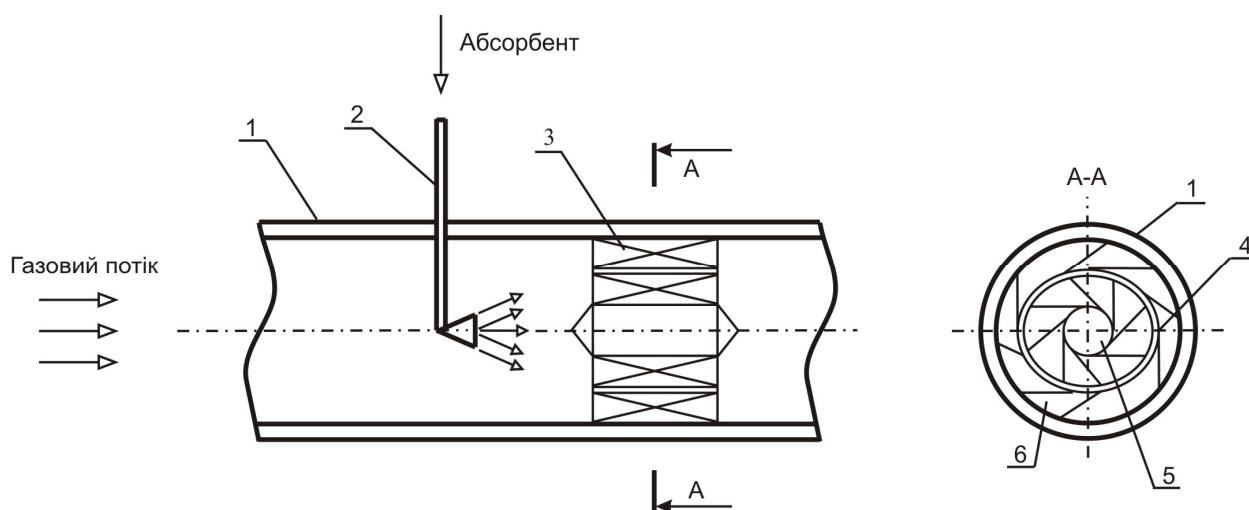
Газ низького тиску з верхньої частини колони К-1 змішується з газом вивітрювання із розділювача БР-1 і, пройшовши рекуперативні

теплообмінники Т-2, Т-6, відправляється на власні потреби.

Деетанізований конденсат із нижньої частини колони деетанізації К-1 після зниження тиску на дроселі Д-7 до 1,4 МПа спрямовується через теплообмінник Т-7 з температурою 115°C в колону отримання пропан-бутану К-2 в якості живлення. Температура в кубовій частині колони отримання пропан-бутану підтримується на рівні 180°C. В колоні К-2 відбувається процес ректифікаційного розділення: пари пропан-бутану відганяються у верхню частину колони, стабільний конденсат в нижню частину. Після охолодження у рекуперативних теплообмінниках Т-7 та Т-8 конденсат подається на склад готової продукції.

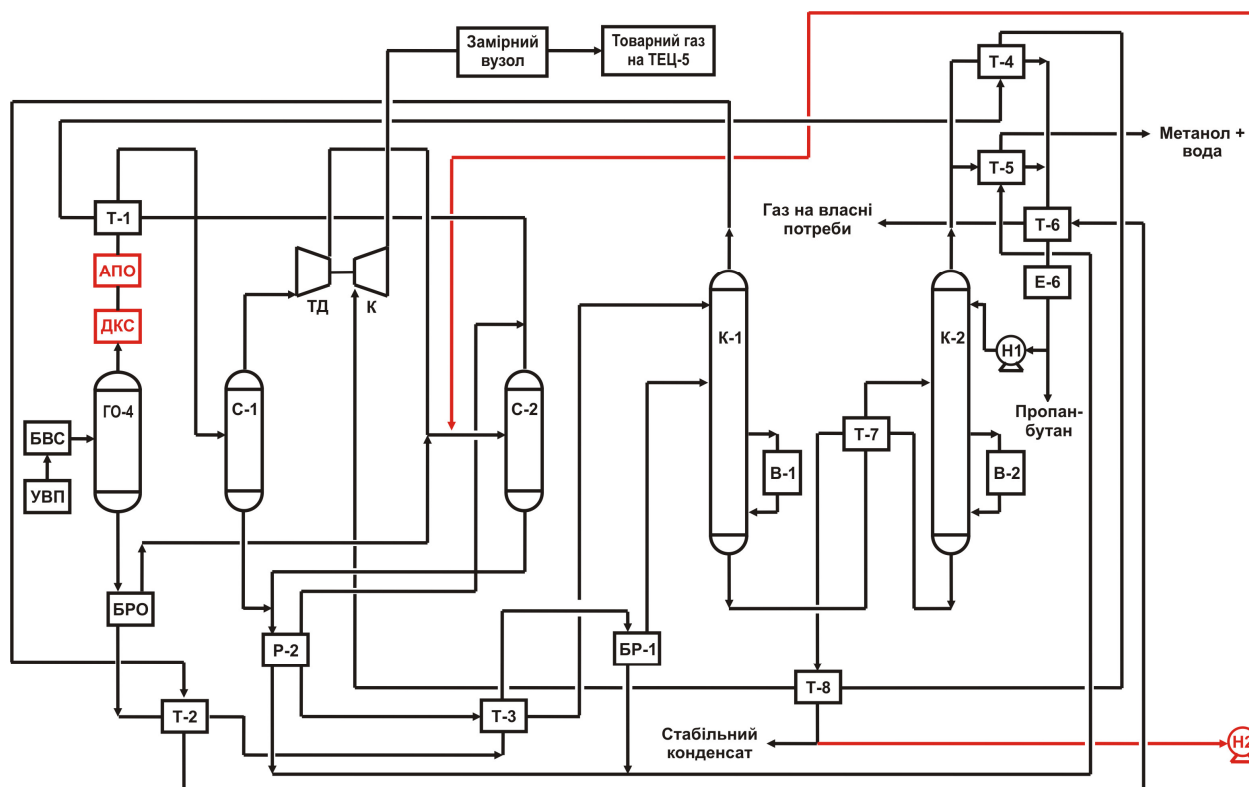
Пари пропан-бутанової фракції температурою 66...68°C охолоджуються і конденсуються в рекуперативних теплообмінниках Т-4, Т-5 і Т-6. Рідкий пропан-бутан поділяється на дві частини: одна подається як флегма на верх колони К-2 температурою 50°C, а друга частина – на склад готової продукції.

На сьогодні видобуток вуглеводнів на установці комплексної підготовки природного газу та вилучення пропан-бутану становить: фактична продуктивність установки для сировини – 1,4-2,2 млн.м³/доб, для товарного газу – 1,3-2,1 млн.м³/доб, для товарного пропан-бутану – 52-58 т/д, для стабільного конденсату – 72-96 т/д.



1 – газопровід; 2 – форсунка; 3 – змішувач; 4 – міжкільцева перегородка; 5 – обтічник; 6 – нахилені лопаті завійровача

Рисунок 2 – Контактний пристрій для впорскування абсорбенту



DKC – дотискуюча компресорна станція; АПО – автоматизоване повітряне охолодження; H2 – насос для подавання конденсату на С-2

Рисунок 3 – Запропонована технологічна схема розміщення дотискуючої компресорної станції та отримання пропан-бутану на УКПГ-2 Юліївського НГП за методом впорскування абсорбенту у газовий потік перед С-2

Детальний аналіз діючої установки НТС, свідчить, що винесення рідинної фази після сепаратора II-го ступеня становить 7 г/м³ або 14 тон за добу нестабільного конденсату. Така низька ефективність діючого сепаратора викликана двома чинниками – невдалим вибором конструкції сепаратора та відхиленням фактичних розходів природного газу в сепараторі від його проектних значень.

Тому з метою збільшення вилучення пропан-бутанової фракції необхідно модернізувати обладнання та впровадити на УКПГ-2 низькотемпературну абсорбцію шляхом модернізації сепаратора С-2 II ступеня. Існуючий сепаратор С-2 має низьку ефективність, що зумовлено недосконалою конструкцією та відхиленням фактичних розходів природного газу від його проектних значень. Для впровадження абсорб-

ційного методу необхідно на вході сепаратора С-2 після турбодетандерного агрегату встановити контактний пристрій (рис. 2), через який буде проходити газ та вприскуватися через насадку абсорбент. Як абсорбенту пропонується використовувати стабільний конденсат. Вприскування абсорбенту дасть змогу покращити виділення крапель рідини з газового потоку. Впровадження цього заходу забезпечить додаткове вилучення пропан-бутанової фракції в середньому на 5-6 т/д.

На рис. 3 зображено запропоновану схему розміщення ДКС та отримання пропан-бутану з вприскуванням абсорбенту в сепаратор С-2.

На сьогоднішній день все більш актуальними постають питання енергозбереження. Тому з метою раціонального використання, низьконапірний газ від технологічних установок, який спалюється на факелі, можна використати як паливний для ДКС.

Введення дотискуючої компресорної станції, подавання газу від свердловин Скворцівського ГКР на УКПГ-2 та вдосконалення тех-

нологічного обладнання дасть змогу, в першу чергу, утримувати стабільний рівень вилучення вуглеводневого конденсату і пропан-бутану, а також забезпечити стабільну подачу газу споживачеві із свердловин, в яких поступово знижується тиск. Використання низьконапірного газу від технологічних установок як палива для ДКС буде хорошим початком у впровадженні енергозберігаючих технологій на Юліївському НГКР.

Література

1 Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата: Справочное руководство: В 2 томах. Том I / Под ред. Ю.П.Корогаева, Р.Д.Маргулова. – М.: Недра, 1984. – Т.І. – 360 с.

2 Грищенко А.И. Научные основы промышленной обработки углеводородного сырья. – М.: Недра, 1977. – 238 с.

3 Гуревич Г.Р., Карлинский Е.Д. Сепарация природного газа на газоконденсатных месторождениях. – М.: Недра, 1982. – 198 с.

УДК 553.981

АНАЛІЗ СПОСОБІВ ВИДОБУТКУ МЕТАНУ З ГАЗОВІСНИХ ПІДЗЕМНИХ ВОД

Л.Б.Чабанович

ВАТ “Укргазпроект”, 04050, Київ-50, вул. Артема, 77,
тел +380 (044) 244-72-50, e-mail: ukrpro@i.kiev.ua

Приведены геологические параметры, влияния которых следует учитывать при выборе участка для добычи водорастворенного метана. Проведен анализ существующих способов добычи растворенного метана из подземных вод. Предложены новый перспективный способ и установка для получения растворенного метана из подземных вод с использованием эффекта высаливания.

It is given the geological characteristics, an effect of which should be considered in selecting of a place for a water-dissolved methane production. It is carried out an analysis of existing means of a water-dissolved methane production from groundwater. It is suggested a new promising method and a unit for production of a water-dissolved methane from groundwater using a salting-out effect.

Відомо, що більш ніж половина вуглецю на Землі перебуває у вигляді сполук (переважно твердих газових гідратів і насичених газом підземних вод), зокрема - у вигляді гідрату метану. Величезні запаси природних газів, кількість яких прирівнюється до кількості кисню у атмосфері Землі, містяться у вигляді сполук вуглецю у придонних ділянках глибоких водойм на глибинах від кількох до 300-500 метрів від дна. У більшості це – тверді речовини, які у структурному плані є газовими гідратами – кристалічними сполуками нестехіометричного складу типу CH_4nH_2 (де $n \sim 6-8$), що утворюються у термобаричних умовах, наприклад, $P=2,17$ МПа й $T=286$ К - у системі „метан-лід”; $P=2,57$ МПа та $T=273$ К або $P=23$ МПа й $T=293$ К у системі „метан-вода” і т.п. При цьому підвищення температури приводить до підвищення тиску, за якого починається розкладання газового гідрату, і навпаки. Окрім метану, такі

газові гідрати утворюють етан, пропан, CO_2 , H_2S , благородні гази тощо., але основним компонентом є саме метан. Такі гідрати у випадку контактування з підземними водами виділяють гази, що розчиняються у воді.

Ресурси метану, розчиненого у підземних водах, є нетрадиційними джерелами енергії. Існує світовий досвід їх експериментального й дослідницько-промислового освоєння у таких країнах як Японія, Непал, Італія, США, держави колишнього СРСР. На даний час проведено оцінку запасів ресурсів метану по всіх нафтогазоносних провінціях, виявлено закономірність розміщення підземних вод з підвищеною концентрацією газу, що залягають на різних глибинах. Виявлено також приуроченість вод з високим газовим фактором до тектонічних елементів, а також установлено факт приуроченості вод з високими газовими факторами до зон молоді складчастості [1].