

ГАЗОГІДРАТНІ ТЕХНОЛОГІЇ



У ГІРНИЦТВІ,
НАФТОГАЗОВІЙ СПРАВІ,
ГЕОТЕХНІЦІ
ТА ЕНЕРГЕТИЦІ

ТЕЗИ ДОПОВІДЕЙ

II МІЖНАРОДНА
НАУКОВО-ТЕХНІЧНА
КОНФЕРЕНЦІЯ

ДНІПРО
09 - 11 листопада
2016 року

Міністерство
освіти і науки
України



Комітет з питань
паливно-енергетичного
комплексу, ядерної
політики та ядерної
безпеки

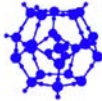


D.TEK



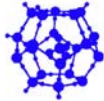
Сумское НПО
ОСНОВАНО В 1896 ГОДУ





ЗМІСТ

<i>В.В. Клименко, О.Ю. Витязь, С.О. Овецкий</i> Про метод видобування метану з донних газогідратних покладів з використанням викидів підводних вулканів	8
<i>В.І. Бондаренко</i> Раптові викиди вугілля і газу метану в шахтах мають газогідратну природу?	10
<i>Л.О. Педченко, М.Л. Зоценко, М.М. Педченко</i> Виробництво і зберігання газових гідратів	12
<i>В.П. Коболев, С.Ф. Михайлюк</i> Макет експериментального комплексу для вивчення фізичних властивостей газогідратовміщуючих осаdів	14
<i>Г.В. Жук, В.Т. Крушневич, Д.С. Федоренко</i> Дослідження впливу технологічних параметрів на процеси гідратоутворення	16
<i>С.В. Гошовський</i> Метанові сипи і газові гідрати Чорного моря – нетрадиційні вуглеводні України	18
<i>P. Koltun, V. Klymenko</i> Methane hydrates – an Australian perspective	20
<i>Б.А. Кутний, А.М. Павленко, Н.М. Абдуллах</i> Теплопередача в рідині, яка оточує осцилюючу газопарову бульбашку	22
<i>Cz. Rybicki</i> The meaning of hydrates for the energy management	24
<i>І.Д. Багрій</i> Впровадження структурно-термо-гідрогеохімічної технології на пошуки вуглеводнів у зонах розвитку субмаринних розвантажень	26



Э.А. Максимова

Процессы в поровом пространстве при вскрытии
и разработке месторождений газовых гидратов 28

А.О. Васильченко

Нова технологія одержання газогідратів 30

М.М. Педченко, В.С. Білецький

Перспективи адаптації технології свердловинного
гідровидобутку для розробки газогідратних покладів 32

П.Б. Сайк, В.Г. Лозинський

Генераторний газ як альтернатива природному газу 34

М.М. Максимко, Н.В. Шаправська, А.О. Витязь

Визначення технологічних особливостей видобування
газу з газогідратних родовищ методом заміщення 36

В.М. Бушманов, В.Е. Когут, М.Г. Хмельнюк

Моделирование процесса впрыска в эжектируемый поток 38

Л.Ф. Смирнов

Газогидратный термокомпрессор, его применения 40

В.В. Клименко, М.В. Босий, В.І. Гуцул

Підвищення ефективності автомобільних газонаповню-
вальних компресорних станцій шляхом застосування
газогідратного акумулятора 42

С.В. Гошовський, П.Т. Сиротенко

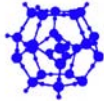
Методи виявлення просочувань метанового газу
та оцінки його концентрації у водній товщі 44

О.М. Трубенко, А.П. Мазур, А.О. Трубенко

Можливість поширення потенційно газогенеруючих
зон у олігоценно-нижньоміоценових відкладах
у межах Чорного моря 46

Я.Г. Грибик

Прогноз выявления газогидратных залежей в недрах Беларуси 48



И.А. Дедич, Ю.И. Демченко

Опыт шахтоуправления «Покровское» по добыче метана угольных пластов и перспективы использования газогидратных технологий

50

М.М. Педченко, Л.О. Педченко

Удосконалення лабораторної бази для вивчення газових гідратів

52

К.С. Сай

Особенности диссоциации покладів газових гідратів неоднорідної структури

54

С.В. Гошовський, О.О. Ліхошерстов

Деякі гіпотетичні принципи розміщення газових факелів в північно-західній частині Чорного моря

56

Л.Я. Побережний, М.П. Мазур

Втомна та корозійно-втомна поведінка сталі промислових газопроводів з урахуванням гідратуутворення

58

Е.Ю. Светкина

Механохимическая активация процесса гидратообразования

60

Н.М. Абдуллах, Б.А. Кутный, А.М. Павленко,

Образование и разложение гидратов природного газа в трубопроводах

62

С.О. Овецький, Я.М. Фем'як, В.Я. Фем'як

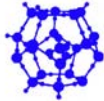
Особенности буріння і кріплення свердловин у газогідратних покладах

64

К.А. Ганушевич

Анализ изменения размера частиц газогидратов в системе «газ – вода – нефть» (по результатам экспериментальных исследований в лаборатории газогидратных технологий университета Colorado School of Mines, USA)

66



С.В. Гошовський, П.Т. Сиротенко

Повнохвильові сейсмічні дані диференційно-дипольного
ВСП – шлях до якісного визначення властивостей і
характеристик газових гідратів на родовищі

68

А.В. Грицанчук

Вплив гідратів на довговічність матеріалу
промислових трубопроводів в робочих середовищах

70

Н.П. Овчинников

Исследования соотношения воды и газа
в газогидратах при различных термобарических
параметрах их образования

72

В.М. Бушманов, В.Е. Козут, М.Г. Хмельнюк

Исследование турбулентного течения в эжекторе
с помощью физических пакетов моделирования

74

Л.Н. Ширин, Е.Е. Дудля

Оперативный контроль и предотвращение
гидратообразования в дегазационных
трубопроводах угольных шахт

76

О.В. Скрипник, В.В. Клименко, О.О. Микитюк

Газові гідрати CO₂: властивості та області застосування

78

Р.С. Лысенко

Исследование влияния химических добавок
на процессы гидратообразования углекислого газа

80

Л.Ф. Смирнов

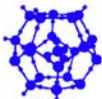
Вымораживающая-газогидратная технология производства
сахара и переработки фруктово-овощного сырья

82

Э.А. Максимова, А.С. Камулин

Создание компьютерной программы многовариантных
расчетов процесса теплопереноса по технологии
Windows Presentation Foundation на примере
разработки газогидратного месторождения

84



С.В. Гошовський, П.Т. Сиротенко

Нові технології для зберігання, транспортування
і дисоціації гранул гідратів 86

Е.С. Сай, К.Н. Прокопенко

Возможность существования газогидратов в угольных шахтах 88

М.М. Педченко, Л.О. Педченко

Розробка газових і газогідратних морських родовищ
(технологічний комплекс) 90

В.П. Коболев

Геофизические исследования скоплений газовых гидратов
на склоне северо-западного шельфа Черного моря
(палеодельта Днепра) 92

С.Ф. Власов, В.Э. Бабенко

Перспективы использования струйного
разрушения газогидратных пород при добыче
газа метана со дна Черного моря 94

Є.А. Коровяка, О.О. Дмитрук

Перспективи розширення області утилізації шахтного метану 96

В.В. Клименко, Ю.П. Денисов, Н.В. Босый

Газогидратная установка с тепловыми насосами
для производства электроэнергии и пресной воды 98

В.В. Клименко, В.В. Мартиненко, М.В. Личук

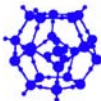
Аналіз розрахункових методів визначення
рівноважних параметрів термодинамічної системи
«біогаз – вода – газогідрат» 102

В.В. Клименко, О.О. Микитюк, В.В. Мартиненко,

Експериментальний стенд та методика визначення рівноважних
термодинамічних параметрів системи «газова суміш бродильних
виробництв + газогідрат + водний розчин» 106

Ю.П. Денисов, В.В. Клименко, М.В. Босий

Алгоритм визначення мінімальної депресії, необхідної
при видобутку метану з газогідратних покладів 109



ПРО МЕТОД ВИДОБУВАННЯ МЕТАНУ З ДОННИХ ГАЗОГІДРАТНИХ ПОКЛАДІВ З ВИКОРИСТАННЯМ ВИКИДІВ ПІДВОДНИХ ВУЛКАНІВ



Василь Васильович Клименко

доктор технічних наук, професор,
професор кафедри електротехнічних систем
та енергетичного менеджменту,
Кіровоградський національний технічний
університет, Україна



Олег Юлійович Витязь

кандидат технічних наук, доцент,
директор Інституту нафтогазової інженерії,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу, Україна



Сергій Олександрович Овецький

кандидат технічних наук, доцент,
доцент кафедри розробки та експлуатації
нафтових і газових родовищ,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу, Україна

Серед запропонованих різними авторами методів видобування газу з газогідратних покладів [1] можна виділити три основних: термічний вплив, зниження тиску і закачування інгібіторів гідратуутворення. Метод механічного руйнування донних гідратів з наступним їх підняттям визнано нерентабельним через складність процесу та високу вартість обладнання [2]. При цьому за оцінками [3] світові запаси субаквальних гідратів переважно приурочені до донних і піддонних покладів невеликої глибини залягання, оскільки вони «характерні для материкових і острівних схилів до підніж і глибин внутрішніх і крайніх морів – саме в цих областях сприятливим

чином поєднуються умови для генерації газу та міграції флюїдів в напрямку дна, в зону, де можлива стабілізація гідратів».

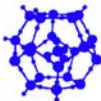
Наведені три основні методи видобування мають високий екологічний ризик, оскільки при нагріванні, зниженні тиску і закачуванні інгібіторів можливе неконтрольоване розкладання донних та придонних гідратів з руйнуванням структури і зсувами морського дна, викидами великого об'єму метану у атмосферу. Стосовно до донних і піддонних покладів невеликої глибини залягання гідратів можна застосувати метод заміщення іншими гідратуотворюючими газами [4], однак доправлення гідратоаміщуючих газів до такого покладу може бути економічно недоцільним – через велику площу і невелику товщину таких покладів необхідним буде постійне переміщення напівзануреної плавучої установки, перевстановлення водовіддільної колони, періодичне розгортання колтюбінгової установки тощо. Тому питання розроблення ефективного методу видобування газу з донних газогідратних покладів залишається актуальним.

Пошуки газогідратних родовищ нерідко закінчуються успіхом, якщо геологи користуються картою підводних гарячих або холодних джерел (метанових силів, газових факелів), які часто об'єднують єдиною назвою – підводні вулкани. Оскільки навколо знаходять донні поклади гідратів, виникла гіпотеза про те, що при певних термодинамічних умовах газу, які вільно виходять на поверхню дна утворюють гідрати, в інших умовах не утворюють гідратів, а виходять у вигляді переважно холодних, насичених метаном і аміаком джерел, які називають грязьовими вулканами [5]. Гарячі підводні джерела, які об'єднують «чорні курильники» (виносять частинки породи з великою кількістю сульфідів, свинцю, кобальту, цинку, міді та срібла) та «білі курильники» (винесена вода містить гіпс та цинк) очевидно підвищують температуру піддонних гідратів, які по тріщинах виносять на поверхню дна метан, який і утворюють вторинні гідрати на дні. Оскільки такі явища достатньо стабільні у часі, можна припустити, що підняття метану у первинних гідратах холодних підводних джерел і вторинних гідратах гарячих підводних джерел, відбувається постійно. Це положення цілком корелюється з гіпотезою про неорганічне походження метану. Але безпосередньо в самих місцях виходу викидів з гарячих і холодних підводних джерел створюються умови, при яких метан не формує донні гідрати.

Таким чином, спрямувавши викиди з гарячих і холодних підводних джерел у донні гідрати, розташовані поблизу, можемо очікувати постійний приплив газу з дебітом, на який здатний даний донний поклад гідрату. Для подальшого транспорту та обробки отриманого газу можна використати технології, розглянуті, наприклад, в роботах [1, 2].

Список літератури

1. Витязь, О.Ю., Фем'як, Я.М., Овецкий, С.О. (2014). *Класифікація способів видобування метану з газогідратних покладів дна Чорного моря*. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, 1(50), 13-23.
2. Овецкий, С.О., Витязь, О.Ю., Фем'як, Я.М., Галик, Я.П. (2012). *Визначення основних напрямків дослідження можливості видобування донних гідратів*. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, (2), 7-14.
3. Гинсбург, Г.Д. (1994). *Субмаринные газовые гидраты (образование и распространение)*: автореф. дис. на соиск. ст. докт. геол.-мин. наук.
4. Витязь, О.Ю., Овецкий, С.О., Фем'як, Я.М., Тодорчук, А.Ф., Сай К.С. (2015). *Спосіб інтенсифікації видобування метану з твердих газових гідратів піддонного залягання з закріпленням колектора за допомогою гідратів сірководню*. Патент № 97253 на корисну модель, Україна.
5. Шнюков, Е.Ф., Кобелев, В.П., Пасынков, А.А. (2013). *Газовый вулканизм Черного моря*. Киев: Логос, 383 с.



РАПТОВІ ВИКИДИ ВУГІЛЛЯ І ГАЗУ МЕТАНУ В ШАХТАХ МАЮТЬ ГАЗОГІДРАТНУ ПРИРОДУ?



Володимир Ілліч Бондаренко

доктор технічних наук, професор,
завідувач кафедри підземної розробки родовищ,
Державний ВНЗ «Національний гірничий
університет», Україна

Великою проблемою і бідою при видобутку вугілля є прояв газодинамічних явищ, таких як раптові викиди вугілля і газу метану.

Викид – це лавиноподібне самопідтримне руйнування, яке полягає у послідовному відриві тонких пластин газоносного вугілля й виносу їх по виробкам, які пройдені раніше, у псевдорідинному газовугільному потоці.

Існує багато різних теорій раптових викидів, але всі вони базуються на накопиченні потенційної енергії у міцних породах, вугільних пластах і присутності сорбованого газу метану. Однак усі теорії й практичні результати не дають пояснення чому при раптових викидах з відносно обмеженого об'єму вугілля виділяється величезна кількість метану. Так, наприклад, у 2006 році на шахті ім. О.Ф. Засядька при відході лави з монтажної камери на 6 м при викиді вугілля і газу стався вибух, що був такої сили, яка порівнюється виділенню 800 тис. м³ метану, тобто з 4 тис. м³ вугілля виділилося у 200 раз більше метану. Це навело автора на думку, що до викиду газ метан перебував у іншому стані. Автор вважає, що це можуть бути газогідрати.

Газогідрати утворюються при певних термобаричних умовах – температурах від -30°C до $+40^{\circ}\text{C}$ та тиску 20 – 25 МПа. Температура порід у шахтах на глибині 1200 – 1500 м може становити $+36\dots+38^{\circ}\text{C}$, а гірський тиск на таких глибинах при $\gamma_{\text{порід}} = 2,5 \text{ т/м}^3$ складатиме до 40 МПа. При даних термобаричних умовах, коли тиск становить 40 МПа, а температура $+38^{\circ}\text{C}$, можливе утворення газогідратів. Пов'язано це з цілою низкою особливостей як самого процесу газоутворення, так і властивостей гідратів природних газів. У 1 м³ гідрату міститься 175 – 200 м³ газу. Крім цього, для гідратонасичених порід (вугілля) характерна низька газопроникність. Ще однією особливістю гідратів є збільшення об'єму гідрату на 26 – 32% у порівнянні з поровою водою, з якої вони утворюються. У шахті, за рахунок вентиляції виробок, дифузії по-

вітря в обваленому просторі, нагнітання води у вугільні пласти, десорбції метану, адіабатичного його розширення, можливе зниження температури у просторі навколо виробок до $+10\dots+15^{\circ}\text{C}$ порівняно з $+36\dots+38^{\circ}\text{C}$.

Руйнування гідратонасичених порід залежить від термобаричних умов, у яких знаходяться породи. У випадках зниження тиску та підвищення температур відбувається поступове руйнування гідратів із виділенням вільного газу і води. При цьому має місце розшарування порід уздовж напластувань та розривних порушень, що супроводжується деструкцією гідратів. До речі, так трапляється перед раптовими викидами вугілля і газу.

При руйнуванні гідратів у зоні гідратоутворення часто спостерігається ефект П. Бріджмена – вибухоподібне їх руйнування. При зсувних деформаціях або різноспрямованих знакозмінних динамічних навантаженнях в умовах досягнення критичного тиску фазового переходу «лід – вода» починається виділення газу з гідрату у вільній фазі. Цей процес чимось нагадує процес виділення газів при кипінні рідини й протягом декількох хвилин захоплює увесь об'єм гідрату. Великий об'єм газу, що виділяється, скидається в ослаблені зони.

Таким чином, можна зробити висновки про можливість зв'язку раптових викидів із вибухоподібним руйнуванням гідратів з огляду близьких цих фізичних процесів – динамічних та енергетичних параметрів.

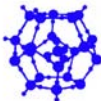
Дана гіпотеза підтверджується наступними відомими особливостями протікання викидів [1 – 3]:

- викидонебезпечність вугільних пластів збільшується зі збільшенням тиску газу;
- спостерігається віднесеність викидів до зон різкого зменшення початкової швидкості газовиділення;
- фіксація знижених значень температури на викидонебезпечних ділянках порівняно з викидобезпечними;
- перебільшення кількості газу, який виділився при викиді, у 20 – 30 разів природної газоносності;
- відмічені фактори трансформації викидонебезпечними пластами спектру частот вибухового імпульсу, характерних тільки для газогідратів.

На мій погляд, гіпотеза, яка описана у даній роботі, дає поштовх для подальших досліджень раптових викидів вугілля і газу під новим кутом зору.

Список літератури

1. Айруни, А.Т. (1987). *Прогнозирование и предотвращение газодинамических явлений в угольных шахтах*. М.: Наука, 310 с.
2. Аршава, В.Г., Осипов, С.Н., Кучеба, П.К., Кессарийский, Ю.В. (1979). *Упругие свойства горных пород и безопасность подземной разработки*. К.: Техника, 159 с.
3. Дрындин, В.А., Макогон, Ю.Ф., Москаленко, Э.М. (1982). *Прогнозирование выбросоопасных зон в угольных шахтах*. М.: МГИ, 72 с.



ВИРОБНИЦТВО І ЗБЕРІГАННЯ ГАЗОВИХ ГІДРАТІВ



Лариса Олексіївна Педченко

кандидат технічних наук,
старший викладач кафедри видобування
нафти і газу та геотехніки,
Полтавський національний технічний
університет ім. Юрія Кондратюка, Україна



Микола Леонідович Зоценко

доктор технічних наук, професор,
завідувач кафедри видобування
нафти і газу та геотехніки,
Полтавський національний технічний
університет ім. Юрія Кондратюка, Україна



Михайло Михайлович Педченко

кандидат технічних наук, доцент,
доцент кафедри видобування
нафти і газу та геотехніки,
Полтавський національний технічний
університет ім. Юрія Кондратюка, Україна

Скорочення запасів вуглеводневих паливних корисних копалин актуалізує пошук нових джерел енергії, нових технологій її передачі й акумулювання. Виходячи із цього, значний потенціал широкого промислового впровадження має технологія транспортування і зберігання природного газу у складі газових гідратів. На сьогодні така газогідратна технологія розглядається як серйозна альтернатива традиційним технологіям, оскільки є найбільш безпечною та має низку суттєвих переваг. Однак нині вона знаходиться на стадії вдосконалення і розроблення елементів технологічного ланцюга. У патенті на винахід №101882 запропоновано спосіб виробництва газогідратних блоків, законсервованих шаром льоду та охолоджених до температури, яка дозволяє здійснювати їх транспортування і зберігання без додаткового охолодження. Спосіб передбачає підготовку газу і води; утворення газогідрату; сепарацію водогазогідратної суміші; переведення

залишку води шляхом її зв'язування у газогідрат; охолодження газогідратної маси до необхідного рівня; формування із частини газогідрату (52% мас.) гранул (діаметром гранул 20 – 30 мм, мінімальної пористості) та подрібнення іншої (48% мас.); формування із суміші подрібненого і гранульованого газогідрату шляхом поступового стикування у блоків циліндричної чи призматичної (шестикутні призми) форми масою до 1500 кг та середньою пористістю 0,058 (частина подрібненого гідрату між гранулами після формування має пористість близько 0,12); примусову консервацію блоків шаром льоду переважно за рахунок акумульованого в них холоду шляхом дворазового розпилення на поверхню води з проміжним охолодженням азотом або повітрям (наприклад, з температурою 243 К).

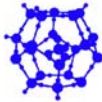
Утворені згідно запропонованого у патенті на винахід №101882 способу газогідратні блоки придатні до тривалого зберігання і транспортування за атмосферного тиску та незначної від'ємної температури. На його основі розроблено проект дослідно-промислової установки виробництва гідрату вуглеводневих газів у формі блоків потужністю по газу 20 тис. м³/добу. Згідно розрахунку на виробництво газогідрату, який не потребує його додаткового охолодження в процесі транспортування і зберігання, витрачається не більше 12% енергії у перерахунок на газ у літній період та 2,8% у зимовий. У той же час, наприклад, процес зрідження природного газу за LNG- технологією потребує витрати до 25% енергії, що міститься у зріджуваному газі (Marongiu-Porcu, M., Wang, X., Economides, M., 2008).

Враховуючи рівень розвитку будівельних технологій зберігання вироблених газогідратних блоків пропонується здійснювати у наземних газоопірних спорудах, вкритих м'якою оболонкою. Дані гідратосховища являють собою замкнуті конструкції, що «лежать» на газовій подушці, тиск якої надмірний, але перевищує атмосферний лише для подолання зусилля формоутворення (вигину) і компенсації власної ваги оболонки (в області так званого лапласового надмірного тиску – 0,01 – 1,00 МПа).

Витрати на зберігання газу у формі газогідратних блоків із внутрішнім джерелом енергії в пропонуваних гідратосховищах складе менше 1% від загальних витрат технологічного ланцюга. При необхідності подальшого транспортування газу трубопроводом процес дисоціації здійснюється в замкнутому об'ємі при тискові 5,5 – 7,5 МПа та відповідній температурі (згідно рівноважних кривої для гідрату даного складу в межах $T = 288 - 290$ К). Розміщенні гідратосховищ безпосередньо біля об'єктів споживання газу дозволяє процес дисоціації здійснювати при тискові газорозподільчих мереж (0,2 – 0,5 МПа), а отже згідно рівноважних параметрів при значно нижчій температурі (275 – 277 К).

Таким чином, формування газогідрату у блоки великого розміру із внутрішнім джерелом енергії дозволяє їх зберігання здійснювати за атмосферного тиску із мінімальними витратами енергії, а примусова консервація блоків льодяною кіркою – на 12 – 14 К підвищити максимальну температуру зберігання. Крім того, використання природного холоду і енергії сонця на утворення і дисоціацію газогідрату та газоопірних оболонкових конструкцій із додатковою термоізоляцією в якості гідратосховищ дозволяє максимально (до конкурентного рівня) скоротити капітальні і енерговитрати на технологічний ланцюг транспортування природного газу в газогідратній формі.

З метою підвищення ефективності запропонованої технології запропоновано виробництво газогідрату запропоновано здійснювати у холодну пору року (добу) (температура повітря нижче 278 – 280 К), а його дисоціацію – у теплу (температура повітря вище 280 К) за рахунок енергії сонця.



МАКЕТ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО КОМПЛЕКСУ ДЛЯ ВИВЧЕННЯ ФІЗИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ГАЗОГІДРАТОВМІЩУЮЧИХ ОСАДІВ



Володимир Павлович Коболєв
доктор геологічних наук, професор,
головний науковий співробітник,
Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна
НАН України, Україна



Станіслав Федорович Михайлюк
науковий співробітник,
Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна
НАН України, Україна

Фізичні властивості газогідратовміщуючих осадів являють собою надзвичайно важливу інформацію для розробки методів їх пошуку та розвідки. В Інституті геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України створено макет установки для утворення та вивчення фізичних властивостей газогідратовміщуючих осадів (Рис. 1).

Основним компонентом гідратного блоку є два сосуди високого тиску, виготовлені із нержавіючої сталі, які мають розміри $350 \times 12 \times 70$ мм та внутрішній об'єм 550 мл. Сосуди на двох протилежних сторонах мають відповідні з'єднання та фітінги для під'єднання газових трубопроводів та електричних виводів від датчиків температури, теплопровідності, електропровідності та акустичних датчиків. Система з двох посудів розміщується в термостаті, який у свою чергу, для відтворення температур нижче 0°C , поміщується в морозильну камеру. Термостат заповнюється сумішшю етиленгліколю і води в рівних об'ємних пропорціях. Перший посуд (камера) служить для стабілізації температури газу, який подається в другий посуд, де проходить реакція утворення газогідрату.

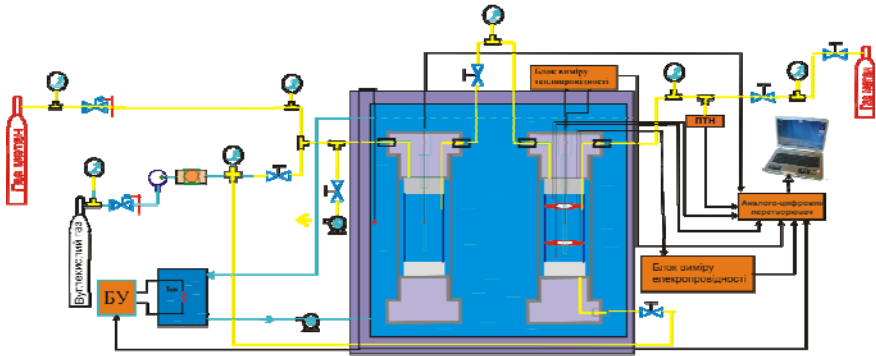


Рисунок 1. Блок-схема макету установки для вивчення фізичних властивостей газогідратовміщуючих осадів

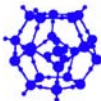
До вступу в контакт з осадам і льодом (водою), газ проходить через барботер, виготовлений із двох 50 мкм сит з нержавіючої сталі між якими затиснута скловата й розміщується всередині другого посуду, у його нижній частині.

Температура термостату вимірюється за допомогою двох платинових термоперетворювачів опору Pt100 T1 і T2, які розташовані всередині термостату – один у верхній частині та другий поблизу дна. Для вимірювання й встановлення температурного градієнту вздовж довжини робочої камери під час процесу утворення гідрату, або розкладання використовується декілька температурних датчиків T3, 4 (Pt1000). Тиск усередині посудів вимірюється за допомогою диференціальних датчиків тиску, а значення тиску як і температури безперервно записуються з використанням вимірювачів ОВЕН та відповідного програмного забезпечення.

Невід’ємною частиною повного та ефективного перетворення льоду в газогідрат без виникнення чистих кристалів льоду при замерзанні вологих і водо-насичених тонко-дисперсних осадових гірських порід в об’ємній фазі розплаву визначені наступні три експериментальні параметри:

- (1) – підтримання високого надлишкового тиску метану (25 – 33 МПа) вище рівноважної кривої утворення гідрату метану;
- (2) – рівномірний підвід тепла (~5 – 12°K/год) з подальшим доведенням температури до 288 – 290 К (за 8 – 12 годин);
- (3) – використання невеликих початкових розмірів реагуючих кристалів матеріалу (<300 мкм).

Для успішного перетворення кристалів льоду при їх гідратації потрібно враховувати специфічні способи отримання льоду, з тим, щоб звести до мінімуму дефекти, домішки, або межі кристалів, які можуть виступати в якості об’єктів для розплаву.



ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ НА ПРОЦЕСИ ГІДРАТОУТВОРЕННЯ



Геннадій Вілієрович Жук
доктор технічних наук, старший
науковий співробітник,
завідувач відділу переробки і транспорту
природного газу,
Інститут газу НАН України, Україна



Віктор Тадеушович Крушневич
науковий співробітник,
Інститут газу НАН України, Україна



Денис Станіславович Федоренко
молодший науковий співробітник,
Інститут газу НАН України, Україна

Україна вкрай зацікавлена в розвитку газогідратних технологій. Видобуток метану з природних газових гідратів дозволить замінити значну частину імпортованих поставок природного газу, а в подальшому зовсім від них відмовитися. Транспортування природного газу у вигляді гідратів також актуальне як конкурентоспроможна альтернатива його перевезення в рідкому стані.

З метою дослідження процесів утворення і дисоціації газових гідратів в Інституті газу НАН України на базі гігрометра ТОРОС-3-2 ВІЗ був створений

гідратний стенд та апробований експрес-метод визначення термодинамічних і кінетичних параметрів перетворення гідратів (Рис. 1).

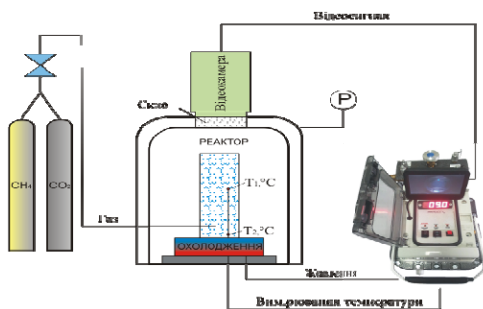


Рисунок 1. Обладнання для експрес-метода дослідження гідратів

Процес утворення газогідратів метану наведено на Рисунку 2.

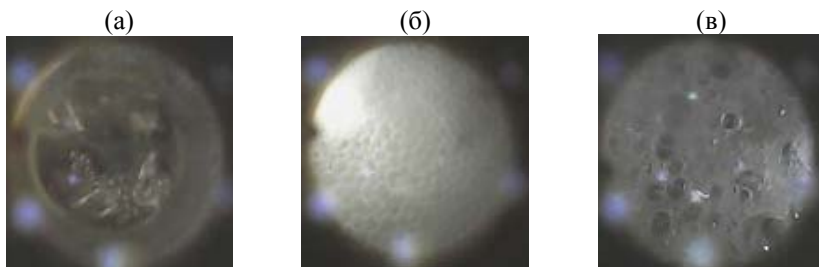
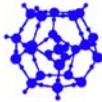


Рисунок 2. Процес утворення гідратів метану:
(а) барботування газу; (б) утворення гідратів; (в) дисоціація гідратів

Досліджено вплив мікро- та нанопорошків оксидів металів як центрів гетерогенної кристалізації на параметри процесу утворення гідратів метану. Встановлено, що використання порошків оксиду танталу дозволяє в діапазоні робочого тиску 40 – 60 атм підвищити температуру гідратуутворення на 1,4°C, що дозволить зменшити енерговитрати перспективних технологій перевезення та зберігання природного газу у вигляді гідратів.

Висновки. Проведений аналіз підтверджує перспективність робіт в області гідратних технологій в Україні. Позитивними результатами досліджень процесу заміщення в газогідратах метану вуглекислотою підтверджена можливість використання такої технології для умов розробки газогідратних покладів у Чорному морі. Можливе створення інноваційного дослідно-промислового обладнання для переводу природного газу в гідратний стан і його транспортування.



МЕТАНОВІ СИПИ І ГАЗОВІ ГІДРАТИ ЧОРНОГО МОРЯ – НЕТРАДИЦІЙНІ ВУГЛЕВОДНІ УКРАЇНИ



Сергій Володимирович Гошовський

доктор технічних наук, професор,
директор,
Український державний
геологорозвідувальний інститут, Україна

Незважаючи на активний розвиток нетрадиційних джерел енергії, традиційні види палива відіграють і будуть відігравати головну роль у світовому паливному балансі. За даними експертів Exxon Mobil, споживання енергоресурсів у найближчі 30 років зросте на половину. Продуктивність відомих родовищ вуглеводнів падає, а нових відкривається все менше. Тому виникає потреба в заміні традиційних джерел енергії на нові, потенціал яких практично необмежений. До цих джерел можна віднести водень і гідрати метану. Дослідження технології отримання водню із земних ресурсів проводяться давно, проте його промислове добування може бути освоєно тільки в майбутньому через відсутність випробуваних технологій. Також перспективним серед нових видів вуглеводневої сировини вчені вважають гідрат метану, запаси якого на Землі складають не менше 250 трлн м³, що за енергетичною цінністю перевищує всі відкриті на сьогодні запаси нафти, газу і вугілля разом. Тільки в Чорному морі його запаси оцінюються в 48 – 56 трлн м³. До цього часу, незважаючи на активне вивчення морських газових сипів, не розпочато створення технологій з видобування метану з газових сипів, що призводить до втрат енергоресурсів і нанесенню екологічної шкоди навколишньому середовищу.

Метою роботи є розроблення ефективних технологій розвідки та експлуатації морських енергетичних ресурсів у Чорноморському басейні.

На сьогодні актуальними є питання розповсюдження, генезису, прогнозування й оцінки потенціалу для розробки нетрадиційних вуглеводнів. При використанні нових, складних і дорогих процесів освоєння нетрадиційних ресурсів вуглеводнів залишаються недостатньо зрозумілими закономірності утворення і розповсюдження газових скупчень.

Для досягнення поставленої мети плануються такі етапи робіт:

1. Визначення потенціалу газових гідратів і сипів у Чорному морі за допомогою геологічних і геофізичних методів досліджень. Однокомпонентне сейсмічне дослідження газових гідратів і сипів не є найефективнішим геофі-

зичним методом, тому потрібно впроваджувати багатокомпонентні сейсмічні дослідження на Р- і S-хвилях. Це дозволить отримувати структурні побудови геологічного середовища та встановлювати його фізико-механічні характеристики. Доцільно застосувати алгоритм досліджень, згідно з яким спочатку треба визначити місце знаходження ділянок гідратів чи сипів (на дні моря), а потім провести деталізаційні дослідження сейсмікою з метою оконтурювання родовища, побудови його структури і визначення геологічних порушень, які можуть сприяти утворенню газових гідратів і сипів. Важливо на цьому етапі досліджень провести аналіз процесів утворення газових гідратів і сипів та їх технологій добування у різних геологічних умовах.

2. Оцінка обсягів запасів газів гідратів за допомогою різних видів досліджень. Для цього необхідно задіяти модифікації сейсмозв'язки, що ґрунтуються на багатокомпонентному і високочастотному збудженні та реєстрації сейсмічних хвиль. Це дозволить більш точно визначити фізичні характеристики гірських порід та виконати їх структурні побудови.

3. На основі проведених робіт першого і другого етапів доцільно створити технологію добування газів гідратів і сипів у різних умовах їх залягання, агрегатного стану та проведення оцінки ефективності різних методів добування, транспортування і збереження газів.

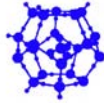
4. Екологічна експертиза впливу на довкілля процесів добування, транспортування і збереження корисних копалин, а також економічна оцінка ефективності видобування метану гідратів і сипів.

Висновки:

1. Найважливішою задачею є вивчення району палео-дельт річок Дніпро, Дністер, Дунай у північно-західній частині Чорного моря. Струминні газовиділення в палео-дельті р. Дніпро реєструвалися переважно акустичними методами в наукових експедиціях України Є.Ф. Шнюкова, В.М. Єгорова. Всього було ідентифіковано і закартовано 2650 локальних ділянок виходу струминного газу на глибинах 35 – 835 м. Незважаючи на великий обсяг виявлених газових сипів в цьому районі, необхідно встановити їх активності та параметри, провести оцінку фактичного дебіту газу кожним окремим діючим сипом з сучасними газозбірниками (патенти України UA109492, UA109790).

2. Є необхідність вивчення прибережної зони Чорного моря в районі палео-дельти р. Дніпро із сейсмоакустичним комплексом для інженерних досліджень, що ґрунтується на новому поліімпульсному методі сейсмозв'язки, захищеному УкрДГРІ патентами України. Це дозволить високоякісно вивчити зони покмаркерів в прибережній зоні Чорного моря в українському секторі.

3. В результаті проведених експедиційних досліджень Є.Ф. Шнюкова та В.М. Єгорова було встановлено, що в умовах Чорного моря на глибинах більше 750 метрів можуть знаходитися газові гідрати, тому пропозиції 2011 і 2013 років Національного інституту стратегічних досліджень про освоєння видобутку газогідратів в українському секторі Чорного моря заслуговують на підтримку в реалізації, а УкрДГРІ може активно приєднатися до цього проекту своїми напрацюваннями.



METHANE HYDRATES – AN AUSTRALIAN PERSPECTIVE



Pavel Koltun

Doctor of Sciences,
Science Manager,
Technident Pty. Ltd., Australia



Vasyl Klymenko

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Professor of the Department of Electrotechnical
Systems and Energy Management,
Kirovohrad National Technical University, Ukraine

Currently, many countries have national programs for scientific researches and production of natural gas from gas hydrate deposits. As a result, deposits of methane hydrate were discovered, confirmed by almost a hundred boreholes. Australia is uniquely positioned for supporting economic growth and increasing global demand for energy. Australia has significant gas resources. Conventional gas resources located on the northwest coast of Australia, and is gradually being developed to export liquefied natural gas (LNG) and for domestic use. Australia also has great unconventional gas resources (coal seam gas (CSG), gas low-permeability reservoirs, shale gas, methane hydrates). These large gas resources are satisfactory to maintain predicted domestic and export market growth after 2030 and are expected to grow further. Now reserves of methane hydrates are almost unexplored in offshore area of Australia.

There are certain advantages and disadvantages of the prospects for exploration and use of methane hydrate reserves in Australia. The advantage in the study of reserves of methane hydrates are: significant experience in the development of gas reserves in Australia – both conventional and unconventional; increasing the potential gas reserves as a result of the discovery of large deposits of methane hydrates on the shelf around Australia; Although gas is a resource that is not related to renewable energy, it will keep playing an important role in energy supply in the

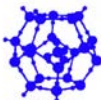
world as a less polluting fossil fuels capable of replacing coal and oil. Disadvantages that prevent investments and technology development with the exploration of methane hydrate reserves, to some extent are continuation of the above-mentioned advantages: large reserves of conventional gas, and already developed production technology of unconventional gas resources (CSG) in Australia. In addition, there is uncertainty about the impact of mining methane hydrates, especially offshore, on environment (mainly in relation to climate change).

Currently, the main researches in Australia examining the negative properties of methane hydrates formed under certain conditions during the transportation of natural gas in the pipes (Research is mainly conducted by the Commonwealth Scientific and Industrial Research (CSIRO)).

Although methane hydrates have great potential for Australian industry in the short term for their future development is necessary to solve several major problems: First, identify stocks methane hydrates in the marine environment around Australia (it would be appropriate to use, for example, Ukrainian experience of researchers, which was obtained in the exploration reserves of methane hydrates in the Black sea); secondly, to develop cheap and reliable technologies for extracting gas from methane hydrates in industrial environments; the last but not least, is to reach the size for gas fields of economically viable production in subaqueous conditions.

Methane hydrates have great potential as an energy source in Australia, but at the same time can be an important factor in climate change when they are at destabilizing global warming. To avoid unintended environmental effects due to uncontrolled decomposition of methane hydrates, we should integrate the policy of energy security and climate change. For such integration the dissociating of methane hydrates by industrial development would be advisable (“preventive operation”) and thus prevent leakage of methane into the atmosphere, while providing a highly fuel-gas.

Thereby, the new developed technologies of production of methane from gas hydrate deposits can be more simple and effective in implementation compared to other procuring gas from alternative sources in Australia. To avoid negative side effects in their implementation an integrative approach considering economic, environmental and social factors need to be applied.



ТЕПЛОПЕРЕДАЧА В РІДИНІ, ЯКА ОТОЧУЄ ОСЦИЛЮЮЧУ ГАЗОПАРОВУ БУЛЬБАШКУ



Богдан Андрійович Кутний

кандидат технічних наук, доцент,
доцент кафедри теплогазопостачання,
вентиляції та теплоенергетики,
Полтавський національний технічний
університет ім. Юрія Кондратюка, Україна



Анатолій Михайлович Павленко

доктор технічних наук, професор,
професор кафедри теплогазопостачання,
вентиляції та теплоенергетики,
Полтавський національний технічний
університет ім. Юрія Кондратюка, Україна



Нашван Махмуд Абдуллах

аспірант кафедри теплогазопостачання,
вентиляції та теплоенергетики,
Полтавський національний технічний
університет ім. Юрія Кондратюка, Україна

Вступ. Математичне моделювання дозволяє розширити межі дослідження таких фізичних явищ як кавітація, кипіння, утворення піни, розчинення і виділення газів, утворення газових гідратів. Математичні моделі надають можливість визначити найбільш впливові фактори та оптимізувати техноло-

гічні процеси. Для можливості опису різноманітних гідродинамічних, теплообмінних та масообмінних процесів, які відбуваються з бульбашкою газу в рідині, математична модель повинна адекватно враховувати тепловий режим рідини, яка оточує газопарову бульбашку.

Огляд останніх джерел досліджень і публікацій. Для урахування теплообмінних процесів на границі поділу середовищ математична модель газопарової бульбашки повинна містити рівняння, що описують перенесення теплоти в середовищі рідини. Ряд авторів приймають температуру рідини постійною. Проте, таке припущення можливе лише для дуже обмеженої групи задач. Ряд авторів приводять аналітичне вирішення цієї задачі. Проте, для отримання аналітичного рішення довелося застосувати наступні спрощуючі припущення: скінченність шару рідини в якому відбуваються теплообмінні процеси і параболічний характер розподілу температури в товщині цього шару. Внаслідок таких припущень в рішенні даної задачі отримано розв'язок у якому теплообмінний шар рідини рівний радіусу бульбашки і не залежить від теплофізичних характеристик рідини.

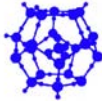
Виділення не розв'язаних раніше частин загальної проблеми. Для підвищення точності математичної моделі газопарової бульбашки необхідно врахувати процеси теплопередачі в рідині, що оточує газопарову бульбашку. Особливостями даної задачі є рух стінки бульбашки, швидкість якої, в окремі моменти часу може сягати декількох сотень метрів за секунду.

Постановка завдання. Метою даної роботи є створення цифрової математичної моделі передачі теплоти в рідині навколо парової бульбашки, яка змінює свої розміри. Рідина повинна мати змінні теплофізичні характеристики.

Основний матеріал і результати. Для визначення температури на внутрішній поверхні бульбашки необхідно розглянути процес теплопередачі в рідині. Він здійснюється шляхом теплопровідності та конвекції. Для розрахунку теплопередачі шляхом теплопровідності зазвичай застосовують рівняння теплопровідності Фур'є. Для урахування конвекції можна скористатися ефективним коефіцієнтом теплопровідності.

Для розв'язку системи диференційних рівнянь теплового балансу оболонок осцилюючої бульбашки застосовано метод кінцевих різниць – Рунге-Кутта 4-го порядку. З метою оцінки адекватності розробленої математичної моделі була написана комп'ютерна програма і виконано ряд математичних експериментів.

Висновки. Розроблено математичну модель для розрахунку теплопровідності в рідині, яка оточує осцилюючу газопарову бульбашку. Модель враховує зміну теплофізичних характеристик рідини, зміну розміру бульбашки, теплообмінні процеси на її границі. За математичною моделлю складено комп'ютерну програму і виконано ряд математичних експериментів. Дана методика розрахунку може застосовуватися для визначення теплофізичних характеристик рідини та пари у різноманітних технологічних процесах, пов'язаних з кипінням рідини, кавітацією та утворенням газових гідратів.



THE MEANING OF HYDRATES FOR THE ENERGY MANAGEMENT



Czeslaw Rybicki

Doctor of Sciences, Professor,
Professor of the Drilling, Oil and Gas Faculty,
AGH University of Science and Technology
in Krakow, Poland

In the energy balance of the world, oil participates about 34.6%, and natural gas participates about 22.1%. Therefore with the run of years, the interest grows with oil deposits and natural gas both on shore as and offshore areas.

From about 500 recognized currently and perspective oil – and gas basins at least 120 lengthens its run in the sea, in depth below 500 m. According to the today's knowledge one estimate that mineable resources of deposits submarine and suboceanic reach 36 mld tons of oil and 63 bln Nm³ of gas. It estimates that approx. 70% resources of oil, i.e. 25 mld tons and about 60% gas, i.e. 38 bln Nm³ gas appears in basin of Atlantic Ocean. On Pacific Ocean it happens about 16% of resources of oil pools and about percent of resources of gas, while on Indian Ocean about 14% of resources of oil and about 22% resources of gas. Searches of oil pools and gas on the shelf and the continental slope it leads by about 100 countries, whereof 47 from these can with the own extraction from uncovered deposits.

Over the recent years it becomes more and more obvious that the energy future of the world lies in hydrates. On many conferences and meetings fall statements that the humanity will have to deal with the exploitation of hydrates of the methane from ecological reasons. Regardless of this, whether a reason of the warming up of the climate is the civilization activity of the man or else this is the effect of objective climatic processes then not exploited hydrates being found in depths of seas and oceans they will free – as result of the general warming up – the methane to the atmosphere which is significantly more harmful than the carbon dioxide.

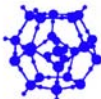
As you know natural gas hydrates are ice-like structures composed of water and natural gas molecules. Under favorable conditions of high pressure and low temperature, water molecules of forms cages which encapsulate gas molecules inside and hydrogen-bonded solid lattice.

Hydrates of the methane were discovered in 1888 together with hydrates of the ethane, the ethylene and laughing gas by the French physicist of Paul Villarda are

only in XX age E.G. Hammer Schmidt united for the first time crystalline, white material stubbornly blocking gaseous pipelines with hydrates of methane. In the sixties of XX age for the first time one found deposits of hydrates on Siberia, and in then on continental shelves. The first sample of the hydrate of the methane got out of the seabed the drilling ship “Glomar Challenger” at coasts of Guatemala. In 1996 the German survey ship FS “Sonne” extracted 50 kg of clathrates of the methane from the bottom of Pacific next door to Beaver State. One supposes that it is just breaking free from hydrates the methane which dissolving in sea-water, lowers her density, what probably influences the loss of the displacement and sudden engulfment’s of ships in the region “of Bermuda Triangle”. One supposes that in hydrates is bound the methane coming from fermentation processes of anaerobe or submarine outflows. Through last millions of years the temperature of Earth dropped, what favored the formation of hydrates. Currently it is known already that deposits of gas hydrates (mainly hydrates of the methane) appear on the entire area of the ocean floor and on areas of the permafrost. Usually deposits of gas hydrates are covered a layer of the sediment, what makes difficult their location. Under many decks of hydrates of the methane one supposes that is found the layer of the methane in the gas stage. Greatest deposits of hydrates appear at coasts of North Caroline, and also in Gulf of Mexico and the Nankai ditch at coasts of Japan and also on the bottom of Baikal Lake.

Hydrates not only have potential as a future energy resource and influence on the climate change, and they are problem in the gas transport because they cause blocking in some underwater natural gas pipelines. Simultaneously gas hydrates may be an alternative to pipeline transmission as a way to move natural gas from deep water to the terminals of existing offshore pipelines.

The author in the paper made deeply analysis of energetic meaning of gas hydrates in the World.



ВПРОВАДЖЕННЯ СТРУКТУРНО-ТЕРМО- ГІДРОГЕОХІМІЧНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ НА ПОШУКИ ВУГЛЕВОДНІВ У ЗОНАХ РОЗВИТКУ СУБМАРИННИХ РОЗВАНТАЖЕНЬ



Ігор Дмитрович Багрій

доктор геологічних наук, старший науковий співробітник,
завідувач відділу геоекології та пошукових досліджень, заступник директора,
Інститут геологічних наук НАН України, Україна

Наприкінці ХХ – початку ХХІ сторіч з огляду швидкого зростання енерговитратних виробництв та катастрофічних явищ на об'єктах підвищеного ризику (атомних станціях Чорнобиль, Фукусіма, Три-Майл-Айленд) майже всюди посилилась увага до вивчення енергетичних ресурсів, у даному разі сланцевого газу, а головне до вивчення нетрадиційних резервів газогідратів, які багатьма дослідниками прогножуються трільйонами м³.

Починаючи з 60-х років минулого сторіччя розробляється безліч проектів, міжнародних програм, утворюються асоціації з вивчення, пошуку та видобування газогідратів у морських акваторіях.

Проблема газогідратів викликає значний інтерес на державному рівні в США, Канаді, Росії та інших країнах.

Значний обсяг досліджень з цієї проблеми проведений і в Україні. Підтвердженням цьому є прийняття «Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2010 р.» (Закон України від 22.02.2006 р. №3458-IV), «Національної програми досліджень і використання Азово-Чорноморського басейну на 2009 – 2034 роки» з особливим акцентом на необхідності розробки окремої «Комплексної програми освоєння вуглеводневого потенціалу української частини континентального шельфу Чорного та Азовського морів».

Одночасні нарощування досліджень та підрахунки багатьох вчених світу свідчать про найбільш визначні потенційні ресурси, до яких належать газогідрати, але при цьому їх загальна вивченість одна з найнижчих серед нетрадиційних видів вуглеводнів.

Питання походження газогідратів залишається невирішеним протягом майже сторіччя. Одним з найважливіших критеріїв стабільного існування газогідратів є обмежений діапазон від'ємних температур та тисків на малих глибинах. За підрахунками майже 98 – 99% усіх відомих площ, де прогнозується газогідрати, розташовані на континентальних схилах, а також у районах вічної мерзлоти. Тому наявність газогідратів, приурочених до конусів виносів – дельт річок, що замикають артезіанські басейни морських акваторій у зонах з позитивними температурами, не відповідає умовам їх надходження та накопичення.

Проведені нами структурно-термо-атмо-гідролого-гідргеологічні дослідження в акваторії Чорного моря на прибережному шельфі (більше 30 структур на глибині 50 – 80 м), на континентальному схилі (структура Палласа на глибині 400 м), а також у районі Британських структур, де глибина досліджень більше 800 м, не надають можливості стверджувати про наявність газогідратів за такими показниками. Температура придонного шару води та донних відкладів над нафтогазоносними структурами складала більше +9°C, що і відповідає теоретичним і натурним дослідженням Е.Б. Чекалюка, В.Г. Осадчого, В.І. Лялька. Такі температури при малих глибинах та відповідних тисках не створюють умов для формування газогідратів.

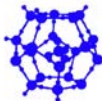
Наявність газогідратів у районах Каспійського і Чорного морів не відповідає дійсності. Буріння свердловин на наявність газогідратів на шельфі Чорного моря (Туреччина) закономірно закінчилися невдалою спробою.

Дослідження розрекламованої Месоаяхської свердловини Федеральним державним унітарним підприємством «Всеросійський нафтовий науково-дослідний геологічний інститут ФГУП «ВНІГРІ» (Санкт-Петербург, Росія, ins@vniigri.ru) не підтвердили наявності газогідратів.

Після водо-газового викиду за даними інституту ВНІ Океанологія (Гінзбург, Соловійов, 1955) виявити ознаки газогідратів теж не вдалося, не підтвердилися і розрахункові об'єми.

Проведені нами дослідження на шельфі Чорного моря, починаючи з 2000 року, (14 морських експедицій) при картуванні перспективних зон на вуглеводні з використанням спеціального обладнання дають всі підстави стверджувати, що майже всі газонасичені донні відклади на ділянках інтенсивного розвантаження газових фонтанів, сипів, грязьових вулканів, субмаринних вод зустрічаються у вигляді тонких прошарків газонасичених мулів, які, на нашу думку, багатьма дослідниками трактуються як газогідрати.

Температурний режим придонного шару морської води та осадкових відкладів майже всюди відповідає температурам підземних вод, що розвантажуються, і складає приблизно 5 – 7°C. На ділянках продуктивних структур температури зростають. Згідно відповідних закономірностей (за Е.Б. Чекалюком, В.Г. Осадчим, В.І. Ляльком) такі умови не сприяють утворенню газогідратів.



ПРОЦЕСИ В ПОРОВОМ ПРОСТРАНСТВЕ ПРИ ВСКРЫТИИ И РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ



Элла Александровна Максимова

кандидат геолого-минералогических наук,
доцент кафедры подземной разработки месторождений,
Государственное ВУЗ «Национальный горный
университет, Украина

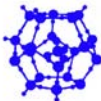
Газогидратная залежь в природном залегании представляет собой массив горных пород, сложенный двухфазной средой твердой фазы – скелета вмещающей породы и газового гидрата в виде льда, заполняющего поровое пространство. При вскрытии и дальнейшей разработке месторождения газового гидрата, и при последующем его разложении, в системе появляются еще две фазы – газовая фаза свободного газа и жидкая фаза освободившейся воды. Таким образом, в системе порового замкнутого пространства возникают взаимодействующие системы трех фаз состояния вещества. Течение жидкостей и газов через пористые среды анализировалось в ряде крупных работ М. Маскета, Л.С. Лейбензона, П.Я. Полубариновой-Кочиной, А.Э. Шейдеггера, Р. Коллинза и др. Физика нефтяного пласта в связи с рациональной разработкой нефтяных месторождений освещена в книгах Ф.А. Требина, П. Джонса, К.Г. Оркина, П.К. Кучинского, Ф.И. Котяхова, С. Пирсона, Д. Амикса, Басса и Уайтинга, А.Н. Снарского, Ш.К. Гиматудинова, М.И. Максимова и др. Применительно к разработке месторождений газовых гидратов, движение жидкостей и газов в поровом пространстве и теплофизические процессы в пласте в настоящее время освещены недостаточно широко.

Целью настоящей работы явилось исследовать взаимодействие трех фаз в совокупности и описать закономерности процессов, возникающих при такой разработке. В исследованиях большое значение уделялось движению жидкой и газовой составляющей через поровое пространство горных пород, вмещающих газовый гидрат. При таком рассмотрении весьма важным аспектом является состав и свойства вмещающих пород, которые основаны на особенностях генезиса газогидратных скоплений и геологического строения толщи.

Для описания процессов, происходящих в залежи газовых гидратов при ее вскрытии и разработке, автором принимаются за основу процессы, изученные и изложенные в литературе для пород коллекторов нефти и газа А.А. Ханиным. Однако, определенной новизной в данном случае, является расчет скорости диссоциации газового гидрата во взаимосвязи физических свойств минералогических составляющих вмещающих пород различного генезиса с показателями пористости, проницаемости и насыщенности порового пространства газовым гидратом. Проницаемость пористой среды, вмещающей газогидраты пластов по отношению к воде и газу, рассматривается в работе по общепринятым канонам гидрогеологии, как способность этой среды пропускать через себя жидкости или газы при наличии перепада давления. Но, в работе установлена зависимость скорости диссоциации и продвижения фронта тепла с физическими свойствами вмещающей газогидраты толщи.

Впервые предлагаются расчетные алгоритмы для определения скорости продвижения фронта тепла для различных месторождений газовых гидратов, с учетом теплофизических свойств и геометрии залежей. Описание процессов движения жидкости основано на законе Дарси, продвижения фронта тепла на формуле Фурье, но, для различных типов месторождений газовых гидратов получены средневзвешенные показатели теплофизических свойств газогидратной залежи: коэффициента теплопроводности, удельной теплоемкости, коэффициента температуропроводности.

Такой подход дает возможность осуществлять подбор параметров схем вскрытия и разработки месторождений газовых гидратов различного генезиса. Предложенный метод дает возможность получить управляемый процесс при промышленной добыче природного газа из газовых гидратов. Все основные преимущества предложенного метода минимизируют отрицательное влияние такой разработки на окружающую среду.



НОВА ТЕХНОЛОГІЯ ОДЕРЖАННЯ ГАЗОГІДРАТІВ



Анатолій Олександрович Васильченко

кандидат технічних наук, старший
науковий співробітник,
науковий консультант,
ПрАТ «НДКБ бурового інструменту», Україна

На першій конференції з газогідратів (ГГ) автором була представлена модель процесу гідратуутворення [1]. На підставі цієї моделі запропонована і запатентована технологія одержання ГГ (заявка на винахід №16308/ЗА/16), яка включає комплекс засобів інтенсифікації процесу.

Нагадаємо, що, згідно моделі утворення ГГ [1], кристали формують довільні потоки готових фрагментів майбутніх ГГ, а енергоємну роботу виконує тепловий хаотичний рух цих фрагментів, що перетворився у впорядкований потік, організований зовнішньою інформацією. Таким чином, якщо в реакторі для синтезу ГГ створити максимально сприятливі умови для самоорганізації речовини та енергії, то технологічний процес потребуватиме мінімальну кількість енергії ззовні. Тому у запропонованому реакторі для синтезу ГГ центральним елементом, що генерує основну масу ГГ, є не охолоджене водне середовище або дисперсія води у газовому середовищі, а спеціальна мембрана, яка забезпечує самоорганізацію розчину у кристали, а теплового руху у тиск.

Додатково інтенсифікувати процес утворення ГГ в мембрані можна за рахунок впливу фізичних полів – електричного [2], ультразвукового [3] та поля електромагнітних імпульсів [4]. Накладання цих фізичних полів впливає на структуру розчину газу у воді таким чином, що кратно посилює ентропоосмотичні потоки в мембрані, які саме і формують кристали ГГ. Зовнішня енергія витрачається лише на посилення структурних водневих зв'язків розчину газу в мембрані, тобто діє переважно як інформаційний фактор. Додатковим інтенсифікуючим фактором є вкриття внутрішніх поверхонь в реакторі шаром гідрофобізатора, що попереджує втрати часу на періодичні очищення цих поверхонь від ГГ.

Висновок. Збереження синергетичної суті моделі [1] утворення ГГ дозволяє створювати низьковитратні технології, які лише посилюють власну налаштованість системи до самоорганізації речовини та енергії. Далі звільнена енергія розчину газу зробить всю роботу сама.

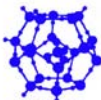
Список літератури

1. Васильченко, А.О. (2014). *Кристали газогідратів – результат самоорганізації речовини та енергії*. Науковий журнал «Геологія. Гірництво. Нафтогазова справа», 1(3), 149-160.

2. Кардашев, Г.А., Соболев, В.Д., Чураев, Н.В., Шаталов, А.Л. (1976). *Влияние колебаний на уровень жидкости в капилляре*. Коллоидный журнал, (3), 461-464.

3. Карпович, И.Н., Чураев, Н.В., Панченко, М.С., Панасюк, А.Л. (1982). *Ускорение капиллярной пропитки внешним неоднородным электрическим полем*. Коллоидный журнал, (6), 1044-1050.

4. Юткин, Л.А., Гольцова, Л.И. *Способ получения сверхвысоких давлений и устройство для его реализации*. Авторское свидетельство СССР №105011, заявл. 15.04.1950 г., заявка №2618/416808.



ПЕРСПЕКТИВИ АДАПТАЦІЇ ТЕХНОЛОГІЇ СВЕРДЛОВИННОГО ГІДРОВИДОБУТКУ ДЛЯ РОЗРОБКИ ГАЗОГІДРАТНИХ ПОКЛАДІВ



Михайло Михайлович Педченко

кандидат технічних наук, доцент,
доцент кафедри видобування
нафти і газу та геотехніки,
Полтавський національний технічний
університет ім. Юрія Кондратюка, Україна



Володимир Стефанович Білецький

доктор технічних наук, професор,
професор кафедри обладнання
нафтових і газових промислів,
Полтавський національний технічний
університет ім. Юрія Кондратюка, Україна

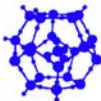
На сьогодні відомо три основні методи вилучення газу з гідратоносних пластів: пониження тиску нижче за рівноважний гідратоутворення при заданій температурі, нагрів гідратовмісних порід до температури вищої за рівноважну, а також їх механічне руйнування. У той же час існує фізико-хімічна технологія свердловинного гідровидобутку (СГВ), в якій гідравлічна енергія, що підводиться через свердловину, використовується для руйнування породи, приготування гідросуміші (пульпи) і вилучення її на поверхню [1]. Аналіз технологічних операцій СГВ і послідовності їх здійснення показав перспективність упровадження такого способу для розробки покладів газових гідратних [2]. Спосіб здійснюється за допомогою струменів води, що витікають із гідромоніторів. У свердловині монтується гідровидобувний агрегат, який являє собою поєднання свердловинного гідромонітора і підйомно-транспортного механізму вилучення пульпи на поверхню. У гідромоніторі відбувається перетворення статичного тиску води в кінетичну енергію струменя, причому у результаті зменшення перерізу насадки при постійній витраті води швидкість її збільшується (потенційна енергія води в насадці перетворюється в кінетичну, запас якої в міру

віддалення від насадки втрачається). При цьому в технології СГВ струмінь є робочим органом для руйнування і транспортування породи. Пропонується спосіб розробки морських газогідратних покладів [2], який передбачає:

- розкриття газогідратного пласта горизонтальними, а потужними – вертикальними або похило спрямованими до їх підтошви свердловинами;
- вплив на продуктивний пласт, з метою його дезінтеграції для вилучення газогідрату шляхом механічного подрібнення при мінімальному рівні дисоціації та перекристалізації газогідрату. Причому дія на пласт здійснюється затопленими струменями високого тиску суміші води й абразивного матеріалу за допомогою гідромоніторного пристрою. Для збільшення об'єму виробки штанги з насадками гідромоніторного пристрою в робочому положенні подовжуються, займають перпендикулярне положення до осі свердловини та, обертаючись навколо неї, рухаються вздовж до контакту з фронтом дезінтеграції;
- утворення водогідратомінеральної пульпи у результаті змішування подрібненої гідратовмісної породи з сумішшю морської води й абразивного матеріалу;
- гравітаційне відділення у виробці на деякій відстані за зоною руйнування від водогідратомінеральної пульпи частини «пустої» породи і, як наслідок, її збагачення на газогідрат;
- подачу водогідратомінеральної пульпи із виробки через пульпозабірник, вмонтований у колону на деякій відстані від зони руйнування породи, під тиском, вищим за рівноважний гідратоутворення до гравітаційного сепаратора, розташованого на дні моря;
- розділення у сепараторі водогідратомінеральної пульпи на породу, газогідрат і збіднену на газогідрат пульпу;
- відведення на дно моря або у відпрацьовану виробку (через іншу свердловину) відділеної породи;
- подачу відділеного газогідрату у суміші з водою у вигляді верхнього потоку сепаратора насосом на видобувну платформу;
- відділення частини потоку збідненої на газогідрат пульпи, додавання до неї морської води і подачу під тиском до гідромоніторного пристрою як робочої суміші для руйнування породи;
- скидання основної частини потоку збідненої газогідрат пульпи в море під газозбірний купол по трубі, відкритий кінець якої розташований на деякому рівні, вище верхньої межі стабільності газогідрату (ВМСГ). У результаті теплообміну гідрату з морською водою відбувається його дисоціація на газ і воду;
- осідання породи на дно, накопичення газу під куполом та його подачу трубопроводом на платформу для технологічних потреб.

Список літератури

1. Аренс, В.Ж., Бабицев, А.Д., Башкатов, А.Д., Гридин, О.М., Хрулев, А.С. (2007). *Скважинная гидродобыча полезных ископаемых*. М.: Горная книга, 295 с.
2. Педченко, Л.О., Педченко, Н.М., Педченко, М.М. (2014). *Спосіб видобування і транспортування природного газу газових і газогідратних морських родовищ*. Патент №92206 на корисну модель, Україна.



ГЕНЕРАТОРНИЙ ГАЗ ЯК АЛЬТЕРНАТИВА ПРИРОДНОМУ ГАЗУ



Павло Богданович Саїк

кандидат технічних наук,
доцент кафедри підземної розробки родовищ,
Державний ВНЗ «Національний гірничий
університет», Україна



Василь Григорович Лозинський

кандидат технічних наук,
доцент кафедри підземної розробки родовищ,
Державний ВНЗ «Національний гірничий
університет», Україна

Сьогодні в Україні склалася непроста ситуація із забезпеченням нашої держави власними енергетичними ресурсами, проте вугільна промисловість, що є складовою частиною паливно-енергетичного комплексу, володіє надзвичайно великим енергетичним потенціалом. Тому наукове товариство все частіше займається розробкою технологічних схем та технічних рішень для вирішення проблем енергозабезпечення. Враховуючи тенденції погіршення гірничо-геологічних умов залягання вугільних запасів та гірничо-технічних умов розробки родовищ, необхідно радикально удосконалювати технологію видобутку або, в крайньому випадку, змінювати сам процес видобування. Однією із таких передових технологій, що може змінити традиційне видобування енергетичної вуглецевої сировини, є свердловинна підземна газифікація вугілля.

Метою даної роботи є огляд питань, що пов'язані із заміщенням природного газу на газ, отриманий при підземній газифікації вугілля.

Основною енергетичною сировиною при підземній газифікації вугілля є генераторний газ. Широкий діапазон застосування у дуттьових сумішах різних газів у поєднанні з підвищеною наявністю в дутті кисню (O_2) забезпечує

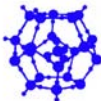
селективність отримання продуктів ПГВ і стабільність процесу газифікації вугільних пластів з урахуванням гірничо-геологічних, техногенних і технічних умов експлуатації підземних газогенераторів. Встановлено, що хімічний (η_x) та термічний (η_t) ККД процесу газифікації впливають на якісні показники генераторного газу.

При роботі підземного газогенератора встановлено, що $\eta_x = 54,2 - 72,2\%$, а $\eta_t = 55,7 - 73,3\%$. Це дозволяє отримувати технічний або енергетичний направлено-якісний продукт з подальшим синтезом хімічних речовин. При підземній газифікації вугілля отриманий газ у своєму складі може містити як горючі гази метан: (CH_4), водень (H_2) та чадний газ (CO), так і інші газоподібні вуглеводні (C_xH_x).

Чинними стандартами (ГОСТ 5542-87) встановлено, що теплота згоряння природного газу повинна бути не нижчою ніж $31,8 \text{ МДж/м}^3$, а число Воббе – основний показник для більшості країн ЄС, знаходиться у межах $41,2 - 54,4 \text{ МДж/м}^3$. За даними ПАТ «Укртрансгаз», яке здійснює транспортування газу магістральними газопроводами, середня теплота згоряння нижча природного газу, що подається споживачам, повинна складати не менше $34,3 \text{ МДж/м}^3$.

Теплота згоряння генераторного газу на повітряному дутті становить $3 - 5 \text{ МДж/м}^3$. При подачі дуттьової суміші, збагаченої киснем (біля 65%), показники теплоти згоряння ставлять $6 - 7 \text{ МДж/м}^3$, а при кисневому дутті ($\text{O}_2 = 98\%$) – $10 - 13 \text{ МДж/м}^3$ (експеримент Роккі Хілл, США).

Авторами даної роботи встановлено, що при зміні технологічних особливостей ведення вогневих робіт (реверсування дуттьовими сумішами), теплота згоряння генераторного газу, при повітряному дутті, збільшується на $54 - 61\%$, а для отримання однієї й тієї самої кількості теплоти, що відповідає спалюванню 1 м^3 природного газу, необхідно в $2,5$ рази більше спалити генераторного газу (кисневе дуття). Враховуючи вище сказане можна зробити висновок, що для якісної заміни природного газу на генераторний необхідно розробити та вдосконалити наявні технічні та технологічні рішення з підземної газифікації.



ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ ВИДОБУВАННЯ ГАЗУ З ГАЗОГІДРАТНИХ РОДОВИЩ МЕТОДОМ ЗАМІЩЕННЯ



Марія Михайлівна Максимко

студентка Інституту нафтогазової інженерії,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу, Україна



Наталія Володимирівна Шаправська

студентка Інституту нафтогазової інженерії,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу, Україна



Андрій Олегович Витязь

студент Інституту нафтогазової інженерії,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу, Україна

На даний час в Україні залишається невирішеною проблема диверсифікації джерел постачання газу. Для забезпечення енергетичної безпеки нашої країни особливу увагу слід приділити видобуванню природного газу з нетрадиційних джерел: вугільних шахт, горючих сланців та газогідратів. Вважається [1], що кількості метану в газогідратах може вистачити для всього людства на 6 тисяч років. Український сектор Чорного мор багатий газогідратними покладами, які

мають запаси 65 – 70 трлн м³ газу [2], а в районі глибоководної Кримської частини моря запаси газогідратних родовищ складають понад 20 трлн м³ газу.

Останнім часом інтерес до проблеми газових гідратів у всьому світі значно посилюється, в деяких країнах вже розпочалося їх дослідно-промислове освоєння. Враховуючи те, що газ морських газогідратів визнаний фахівцями найперспективнішим альтернативним паливом у багатьох країнах, і над їх розвідкою і освоєнням активно працюють у Франції, Німеччині, США, Канаді, Росії, Індії та Японії, *метою даної роботи* є визначення технологічних особливостей видобування газу з газогідратних родовищ, найперспективнішим на наш погляд, методом – методом заміщення.

Технологія заміщення полягає у витісненні метану з «клітин»-кларатів шляхом заповнення їх іншим газом, наприклад, вуглекислим. Проте ця технологія поки що знаходиться на стадії лабораторних досліджень і в промислових масштабах буде реалізована ще не скоро. Основне розкладання гідрату відбувається за рахунок зміни термобаричних умов; при певній температурі й тиску відбувається процес заміщення метану на вуглекислий газ або інші гідратоутворюючі гази [3]. Дана технологія має наступні особливості: вуглекислий газ, що закачується в метановий гідрат, утворює гідрат з паралельним витісненням метану, що забезпечує цілісність порового середовища; гідрат вуглекислого газу є стійкішою структурою у порівнянні з метановим гідратом.

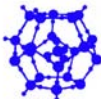
Такий підхід мінімізує негативний вплив на довкілля, оскільки відбувається закріплення морського дна за допомогою більш стабільних гідратів вуглекислого газу. Отже, для реалізації даної технології основним *завданням дослідження* є досягнення оптимальних технологічних параметрів, які обмежуються рівняннями термобаричних умов існування як метанових гідратів, так і гідратів вуглекислого газу (тиски від 1 до 14 МПа; температури від –15 до +15°C).

Дослідження виконувалися за допомогою лабораторної установки, яка дозволяє використовувати різні конструкції насадок для вихідних форсунок пристроїв, які, згідно технологічної схеми [3], запроваджують у газогідратний пласт рідину із заміщуючим гідратоутворюючим газом. В якості таких пристроїв можуть виступати форсунки, сопла, кавітаційні насадки.

У результаті досліджень визначено оптимальні форми насадок та вхідні режими на відповідних пристроях впровадження гідратозаміщуючого газу двох видів: вуглекислого газу та сірководню.

Список літератури

1. Archer, D., Buffett, B., Brovkin, V. (2009). *Ocean Methane Hydrates As a Slow Tipping Point in the Global Carbon Cycle*. Proc. Nat. Acad. Sci. USA, 106, 20596-20601.
2. Фемяк, Я.М., Витязь, О.Ю., Якимечко, Я.Я., Овечкий С.А. (2014). *Газогідрати Чорного моря, Offshore (Russia)*, 16-20.
3. Витязь, О.Ю., Овечкий, С.О., Фем'як, Я.М., Тодорчук, А.Ф., Сай К.С. (2015). *Спосіб інтенсифікації видобування метану з твердих газових гідратів піддонного залягання з закріпленням колектора за допомогою гідратів сірководню*. Патент №97253 на корисну модель, Україна.



МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВПРЫСКА В ЭЖЕКТИРУЕМЫЙ ПОТОК



Владимир Михайлович Бушманов
аспирант кафедры холодильных установок
и кондиционирования воздуха,
Одесская национальная академия пищевых
технологий, Украина



Владимир Емельянович Когут
кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры холодильных установок
и кондиционирования воздуха,
Одесская национальная академия пищевых
технологий, Украина



Михаил Георгиевич Хмельнюк
доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой холодильных установок
и кондиционирования воздуха,
Одесская национальная академия пищевых
технологий, Украина

Применение эжектора в качестве фильтра является инновационным методом. Эта область его применения пока еще не изучена должным образом. И создание актуальных моделей, описывающих его работу, есть одной из первоочередных задач изучения данного метода.

Задача этого исследования – разработать достоверную математическую модель впрыскивания рабочего вещества.

Сжигание органического природного топлива до сих пор является одним из самых популярных и распространенных методов получения тепла и использования его для производственных процессов и получения электроэнергии. Но, несмотря на проработанность этой технологии, все еще остается много проблем с этим процессом. Один из главных это загрязняющие окружающую среду вещества, одной из самых групп этих веществ являются оксиды серы. При сжигании топлива, содержащего в себе серу, образуется два оксида серы: сернистый ангидрид (SO_2) и серный ангидрид (SO_3). Окислы серы, образующиеся в контакте с атмосферной влагой, являются кислотами, имеющими вредное воздействие на здоровье людей, состояние лесов, урожайных культур. С целью сократить экономический и экологический ущерб от выбросов в 1983 году была подписана конвенция ООН о сокращении выбросов оксида серы. В связи с необходимостью разработки эффективных методов очистки дымовых газов от оксидов серы возникает идея использования эжекционного фильтра.

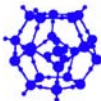
При пропускании дымовых газов через фильтр в поток будет разбрызгиваться водо-известковая суспензия. За счет турбулентного перемешивания потока должна обеспечиваться высокая степень перемешивания и большая площадь контакта веществ. Далее части извести через собственный вес и местные сопротивления на специальных участках трубопровода будут выпадать в осадок. Очищенный газ пойдет дальше на электрический фильтр.

Для улучшения понимания происходящих в устройстве процессов было принято решение о составлении математической модели работы устройства. Также возможна разработка моделей работы данного устройства в различных программах визуализации физических процессов. Для создания модели был применен метода Астахова-Голубкова и решения этого метода, основанные на решениях Погуляева, которые базируются на решении волновых уравнений гидродинамических процессов в трубопроводах с граничными условиями в виде уравнений объемных балансов. Для решения приняты допущения: давление в форсунке постоянное, давление в трубопроводе постоянное, утечек нет, основаны на теории гидроудара.

$$\alpha_{сж} V_i \frac{dp_i}{dt} = \sum_{j=1}^n \sigma_j \mu_j f_j u_j + \frac{dV_i}{dt},$$

где: $\alpha_{сж}$ – коэффициент сжатия топлива; V_i – объем i -ой камеры; p_i – давление i -ой камеры; n – число топливоподающих каналов; σ – знаковая функция; μ – коэффициент эффективного течения через отверстие соответствующего канала; f – минимальное сечения соответствующего канала; u – скорость течения топлива через отверстие канала.

Выводы. Применение описанного выше метода Астахова-Голубкова для составления модели дает высокую точность расчета давлений на разных участках форсунки и размерность пульсаций, проходящей в ней, что обеспечивает повышение прогнозируемости результатов процесса впрыска.



ГАЗОГИДРАТНЫЙ ТЕРМОКОМПРЕССОР, ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ



Леонард Федорович Смирнов

доктор технических наук, профессор,
профессор Института холода, криотехнологий
и экоэнергетики ОНАПТ,
директор,
Научно-исследовательская и внедренческая фирма
«Лед – Газогидрат», Украина

В газогидратном термокомпрессоре (ТК) газогидраты образуют при контакте газа с водой при низком давлении, плавят низкопотенциальным теплом с выделением газа высокого давления. В ТК используют разность температур двух тепловых источников (если она есть или ее можно создать за счет аккумуляирования тепла и холода или с помощью холодильной машины).

ТК позволяет уменьшить расход электроэнергии при наличии двух тепловых источников в 2 – 15 раз; упростить оборудование; получать любые высокие давления газа (до 1100 МПа) при одноступенчатом сжатии; иметь невысокую температуру газа после компрессии (25 – 40°C); аккумуляировать газ в сгущенном гидратном состоянии с финишной компрессией в необходимое время; газ вводить при всасывании и отбирать при нагнетании при различных давлениях; из природного газа выделять тяжелые фракции, например бутан-пропановую смесь; при сжатии факельного газа очищать сжатый метан от водорода высокого давления; не загрязнять сжатый газ маслом; лучше осушать его ввиду высокого давления и низкой температуры; использовать в новых системах для сжижения метана, разделения газовых смесей, транспорта в виде газогидратных капсул, производства электроэнергии, хранения газа в гидратном состоянии, разделения шахтной дегазационной смеси «метан – воздух», факельного газа, биогаза, сжатия и сжижения метана из газовых и нефтяных скважин.

Эффективно использование ТК в комбинированных энергокомплексах.

Цель работы – показать некоторые новые применения ТК, заключающиеся в следующем:

1. *Зарядка баллона легкового автомобиля* выполняется на неспециализированном предприятии и только для сельских условий, когда ТК вынесен с целью соблюдения ТБ из жилья в удаленную пристройку. Холод для зарядки домашнего ТК обеспечивает компрессор домашнего холодильника. Объемы кристал-

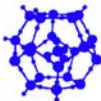
лизатора и плавителя 10,3 и 7,4 л. Достигается существенная экономия на расход жидкого топлива. За 8 ч зарядки давление в баллоне будет 20 – 40 МПа. Один баллон объемом 50 л «зарядится» 6,58 кг метана, что эквивалентно по теплотворной способности 10,85 л бензина, что достаточно для пробега легкового автомобиля в сельской местности с грунтовыми дорогами на 100 км. Перевод легкового автомобиля с бензина на газ, заправляемый из «своей» кухонной плиты, уменьшит расходы примерно в 3,24 раза. Годовая экономия при числе поездок 300 раз/год составит около 2000 дол/год.

2. *Термокомпрессор – ожижитель – разделитель (ТОР)* предназначен для извлечения метана из шахтного дегазационного воздуха (CH_4 в нем 15 – 90%). ТОР состоит из ТК – непрерывно-периодического с секционированным плавителем, разделителя шахтного дегазационного воздуха (РШДВ) (с ректификационной колонной) и ожижителя шахтного метана (ОШМ). Газогидратная ректификация разделяет газовые смеси эффективно и без дорогостоящей техники низких температур. Трио ТК + РШДВ + ОШМ из многокомпонентной смеси удаляет азот (или воздух), метан + этан, очищает от воздуха, CO_2 и др. газов, а также влаги, сжимает метан до 20 – 40 МПа и выдает сжатым или сжиженным для заправки баллонов, пропан-бутановую фракцию сжижает и выдает отдельно от метана, избыточное давление сбросного азота позволяет использовать для уменьшения электрозатрат, а холод детандирования азота – для опреснения соленой воды и выдачи чистой талой питьевой воды высокого качества. Извлечение и конденсирование метана из «богатой» смеси осуществляет тандем ТК + ОШМ, а из «средней» и «бедной» – трио ТК+ РШДВ + ОШМ.

3. *ТК в теплосиловой установке малой мощности* использует суточную разность температур воздуха (8 – 10°C). В простом солнечном коллекторе эта разность увеличивается до 20 – 30°C. Ночью «накапливают холод», а днем «тепло», затем за счет холода превращают газ в сгущенное гидратное состояние при низком давлении, а днем газ выплавляют при высоком давлении за счет накопленного тепла (в ТК), а затем газ расширяют в турбине с выработкой электроэнергии. При мощности 5 кВт объем всех газогидратных аккумуляторов 40,72 м³, а себестоимость выработки электроэнергии 0,26 дол/кВт-ч.

4. *Газогидратная электростанция ЭС* использует сезонную разность температур с применением ТК на суше (до 5 МВт) для небольших поселений и на море (до 10 МВт) – для газодобывающих комплексов, приморских поселков.

5. *ТК для автогазозаправочной компрессорной станции (АЗС)* имеет варианты: (1) ТК с двумя тепловыми источниками – холодной водой (0 – 5°C) и теплой водой 30 – 40°C; (2) тоже, что и в варианте (1), но для создания этих двух тепловых источников используют суточную и сезонную разность температур воздуха и солнечную энергию, а потом холодную и горячую воду сохраняют в аккумуляторах холода и тепла, например, в грунте подземных скважин; (3) ТК с холодильной машиной.



ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ АВТОМОБІЛЬНИХ ГАЗОНАПОВНЮВАЛЬНИХ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ ШЛЯХОМ ЗАСТОСУВАННЯ ГАЗОГІДРАТНОГО АКУМУЛЯТОРА



Василь Васильович Клименко

доктор технічних наук, професор,
професор кафедри електротехнічних систем
та енергетичного менеджменту,
Кіровоградський національний технічний
університет, Україна



Микола Вікторович Босій

викладач кафедри матеріалознавства
та ливарного виробництва,
Кіровоградський національний технічний
університет, Україна



Василь Іванович Гуцул

кандидат технічних наук, доцент,
доцент кафедри вищої математики та фізики,
Кіровоградський національний технічний
університет, Україна

В сучасних автомобільних газонаповнювальних компресорних станціях (АГНКС) для заправки природним газом застосовують багатоступеневі компресори. Технологічна схема роботи АГНКС передбачає можливість подачі газу на заправку після кожної ступені стискування та буферне накопичення газу після кожної ступені стискування [1].

В реальних умовах роботи завантаження АГНКС за добу різне. В денний період доби, зокрема піковий, здійснюється більше заправок автомобільного транспорту, а в нічний період доби менше, крім того тариф на електричну

енергію в нічний період доби значно нижчий, ніж в денний. В цьому випадку доцільно додатково накопичувати стиснутий газ в нічний період доби для використання його в денний період. Але конструкція існуючих АГНКС не передбачає додаткове накопичення природного газу в нічний період доби для використання його в денний період при неоднаковому споживанні газу для заправки автомобільного транспорту в денний і нічний період доби.

Разом з тим відомо застосування газогідратної технології для здійснення процесів стиснення та акумулювання (накопичення) газу [2]. Згідно цієї технології газ низького тиску контактує з водою або водним розчином в замкненому об'ємі при відповідній температурі з утворенням газогідратів, які зберігають та плавлять в цьому ж об'ємі з виділенням газу та води при більш високій температурі та відповідно більш високому тиску, ніж вони були утворені.

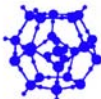
Для підвищення ефективності АГНКС доцільно при зменшеному споживанні стиснутого газу для заправки здійснювати його додаткове накопичення у вигляді газогідратів, які утворюють шляхом контакту газу після першої або другої ступені стискування і води або водного розчину в замкнутому об'ємі, а в денний період при більш високому тиску, ніж при якому вони були утворені. Виділений газ направляють або на заправку балонів, або на компримування до кінцевого тиску, достатньому для повної заправки автомобільного транспорту. Виділену при плавленні воду використовують повторно для наступного гідратоутворення.

Таким чином в замкнутому об'ємі газогідратного акумулятора циклічно здійснюються процеси утворення, накопичення та плавлення газогідратів.

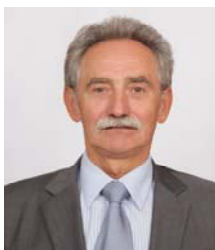
Отже застосування газогідратного акумулятора в АГНКС дозволяє збільшити її продуктивність в піковий період та одночасно зменшити споживання електроенергії в цей період.

Список літератури

1. Ігітов, О.С., Рідченко, О.В., Рідченко, В.В., Грінь, М.П., Тележко, Б.Г. (2003). *Компресорна установка для газозабезпечення транспортних засобів*. Патент №61141 на винахід, Україна.
2. Клименко, В.В., Босий, М.В., Смірнов, А.В., Прилипка, С.О. (2014). *Аналіз енергоспоживання в газогідратному дотискувачі паливного газу для газотурбінного приводу*. Науковий журнал «Геологія, гірництво, нафтогазова справа, енергетика», 1(3), 241-251.

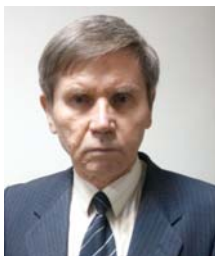


МЕТОДИ ВИЯВЛЕННЯ ПРОСОЧУВАНЬ МЕТАНОВОГО ГАЗУ ТА ОЦІНКИ ЙОГО КОНЦЕНТРАЦІЇ У ВОДНІЙ ТОВЩІ



Сергій Володимирович Гошовський

доктор технічних наук, професор,
директор,
Український державний
геологорозвідувальний інститут, Україна



Петро Тимофійович Сиротенко

кандидат технічних наук,
старший науковий співробітник
відділу інноваційних технологій,
Український державний
геологорозвідувальний інститут, Україна

Просочування (сипи) існували з періоду формування земної кори. Проте до останнього часу їх тільки фіксували та використовували як пошукову ознаку того, що під ними або поряд знаходиться родовище вуглеводнів. Цю думку підтверджує ряд виявлених великих покладів нафти чи газу. Просочування свідчать про існування руху вуглеводнів у басейні. Комплексування інформації про сипи з геологічними і геофізичними даними забезпечує можливість більш чітко спроектувати розміщення пошукових і розвідувальних свердловин. Накопичена інформація дає можливість зробити черговий крок у вивченні та освоєнні нетрадиційних джерел вуглеводневої сировини. Отримані УкрДГРІ патенти України UA109492 і UA109790 спрямовані на технологічну реалізацію видобування газу з сипів у морі та загальний розвиток нафтогазових технологій і техніки для робіт на морі, які створюють можливості для освоєння вуглеводневого потенціалу як Чорного моря, так і світового океану в цілому.

Метою роботи є освоєння технологій вилучення газів з метанових сипів та проведення оцінки обсягів вільного газу, який виділяється окремими сипами або сипами на заданій площі морського дна.

В даний час для виявлення морських сипів можливе застосування як візуальних, так і гідроакустичних засобів. З використанням візуальних засобів спостережень, наприклад підводної керованої телекамери, проводять локалізацію сипів, визначення спектрів та швидкостей спливання газових бульбашок, а також періодичність їх появи. Поряд з цим слід зазначити, що відомі методи дослідження розподілу бульбашок за допомогою фотореєстрації не використовуються для дослідження включень за розмірами менше $(3,4 - 4,0) \cdot 10^{-3}$ см і є практично локальними, оскільки можливий досліджуваний простір середовища буде невеликий. До того ж для підвищення достовірності результатів візуальних спостережень необхідно проводити довготривалі дослідження в кожній точці спостереження, що пов'язано з великими технічними, фінансовими і людськими ресурсами. Наведене вище підтверджує, що сьогодні доцільно віддати перевагу гідроакустичним спостереженням струменів газовиділень.

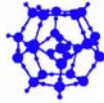
На початковому етапі досліджень газових сипів дослідники використовували стандартне гідроакустичне обладнання науково-дослідних морських суден, а саме: ехолоти, батиметри, супутникові навігаційні системи, комп'ютерні комплекси для керування судном. Під час оброблення отриманої гідроакустичної інформації не була досягнута роздільна здатність в процесі виділення як великих, так і малих газових бульбашок при їх одночасному спливанні, що викликано малою каналністю гідроакустичного комплексу (38 і 120 кГц). Також не було технічних можливостей забезпечити якісну обробку гідроакустичної інформації, отриманої при реєстрації газових сипів. Внаслідок цього виникла необхідність у створенні спеціалізованих гідроакустичних комплексів. Принцип роботи одного з них наведено в патенті УкрДГРІ за заявкою № u201605513 на «Спосіб виявлення просочування морського газу та оцінки його концентрації у водній товщі». Запропонований гідроакустичний комплекс здатний не тільки виділити газові сипи, а також визначити їх параметри і характеристики.

Висновки:

1. Виражена кореляція між просочуванням вільних газів з продуктивними областями вуглеводнів пояснюється тим, що Земля зазнала набагато більше тектонічних навантажень, чим уже було досліджено, що призвело до додаткових розтріскувань і розломів, які ще потрібно буде вивчити.

2. Сьогодні доцільно надати перевагу нелінійним методам акустичних досліджень концентрації вільного метану в товщі води, які можуть забезпечити більш точну оцінку концентрації вільного метану в товщі морської води.

3. Точність результатів оцінки концентрації вільного газу в морському середовищі підвищується при врахуванні його фізичних властивостей шляхом використання сучасних приладів типу CTD, які дозволяють «на місці» визначати і враховувати провідність, температуру і глибину (тиск) води згідно з патентом України за заявкою № u201605513.



**МОЖЛИВІСТЬ ПОШИРЕННЯ ПОТЕНЦІЙНО
ГАЗОГЕНЕРУЮЧИХ ЗОН У ОЛІГОЦЕНОВО-
НИЖНЬОМІОЦЕНОВИХ ВІДКЛАДАХ
У МЕЖАХ ЧОРНОГО МОРЯ**



Олександр Миколайович Трубенко

кандидат геологічних наук, доцент,
доцент кафедри геології та розвідки
нафтових і газових родовищ,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу, Україна



Анна Павлівна Мазур

кандидат геологічних наук, доцент,
доцент кафедри економічної геології родовищ,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу, Україна



Анастасія Олександрівна Трубенко

студентка Інституту геології та геофізики,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу, Україна

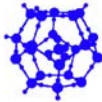
У зв'язку із виснаженням вуглеводневих ресурсів у світі ведуться інтенсивні дослідження і пошук альтернативних джерел енергії. Серед відомих нетрадиційних джерел газу найбільший інтерес визивають природні газогідрати, які являють собою клатратні сполуки молекул газу і води. У результаті комплексного дослідження керового та промислово-геофізичного матеріалів по свердловинах, які розкрили даний розріз, у межах акваторії Чорного моря, виділено нижньо-, середньо- і

верхньоеоценові, нижньо-, середньо- і верхньомайкопські, середньо-, верхньоміоценові, нижньо-, середньо- і верхньопліоценові та антропогенні відклади. Одним з найперспективніших є олігоценно-нижньоміоценовий (майкопський) комплекс, складений аргілітами, пісковиками, алевролітами. Тому вивчення літології, ступеня їх перетворення та особливостей розповсюдження відкладів майкопської серії шельфу Чорного моря має значні перспективи оскільки з цими осадовими утвореннями, на нашу думку, пов'язані перспективи відкриття газогідратних покладів.

Олігоценно-нижньоміоценові відклади кайнозою є найпоширенішими і достатньо вивченими щодо їх газогенераційного потенціалу. Ці відклади мають значну товщину, оскільки вони сформувалися у межах прогинів, які переважно перебували у процесі занурення, хоча і нерівномірного. У межах Чорноморської мегазападини товщина відкладів змінюється від 0 – 1500 м до 4000 – 5000 м. У прогинах Сорокіна, Керченсько-Таманського, Туапсинського товщина майкопської серії більше 4000 м, при глибині її залягання понад 6000 м (В.А. Михайлов, І.М. Куровець, Ю.М. Сеньковський та ін., 2014). Умови осадонакопичення у ранньомайкопський час були, переважно, морські, відновні і слабівідновні. На діаграмах стандартного електричного каротажу майкопські відклади характеризуються низькими значеннями позірної питомої опору – 1 – 2 Ом·м, досить високою природною радіоактивністю – 8 – 10 γ і низькими показниками НГК – біля 1,0 – 1,2 у.о. Стовбури свердловин в окремих інтервалах розрізу не стійкі. Незважаючи на широке площове поширення відкладів еоцену і майкопу, нафтогазоматеринська характеристика цих відкладів висвітлена тільки в окремих працях (Л.П. Пономарева, Г.Г. Ткаченко, Ю.І. Деркач, 1979). Особливо це стосується порід верхнього еоцену і нижнього майкопу з центральних, найбільш занурених і складних для визначення нафтогазогенераційного потенціалу прогинів.

За різними даними, зона термогазогенерації у прогинах Чорноморського регіону має широкий стратиграфічний діапазон від еоцену до верхнього міоцену і товщина цієї зони становить декілька кілометрів. Найсприятливіші характеристики газогенерації виявлені у глинах еоцену і нижнього майкопу. Значення водневого індексу і показника термічної зрілості органічної речовини вказаних взірців свідчать, що кероген відноситься до II і III типів. Накопичення органічної речовини відбувалося в морських і прибережних морських умовах. Термічна зрілість органічної речовини невисока (від 410° до 434°) (М.К. Іванов, 1999). За даними О.К. Баженової, майкопські відклади характеризуються градаціями катагенезу МК₁₋₃, вмістом S_{org} до 0,7%, бітумоїдний коефіцієнт сягає 7,7, що свідчить про інтенсивні процеси утворення бітумів і вуглеводнів, хоч ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини і, як слідство нафтоматеринський потенціал товщі, значно змінюються за її простяганням залежно від палеогеографічних умов осадоконагромадження, швидкості прогинання, геотермічного режиму, літології тощо.

На базі виконаного аналізу глибин залягання і товщин стратиграфічних підрозділів еоценових і майкопських відкладів, із використанням даних літологічних та геохімічних параметрів, нами попередньо встановлені райони поширення потенційно газоматеринських порід. Залягання основних газопродуруючих верхньоеоценових і нижньомайкопських глин, які збагачені органічним вуглецем, прогнозується в Західночорноморській, Центральночорноморській та Східночорноморській западинах та у прогині Сорокіна.



ПРОГНОЗ ВЫЯВЛЕНИЯ ГАЗОГИДРАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В НЕДРАХ БЕЛАРУСИ



Ярослав Гаврилович Грибик

кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник,
Институт природопользования НАН Беларуси,
Беларусь

В свете расширения энергетической составляющей за счет нетрадиционных источников углеводородного сырья актуальным представляется изучение, оценка и освоение газогидратных залежей. В Беларуси отсутствуют морские бассейны с донными гидратоскоплениями. Это является стимулирующим фактором изучения оценки и возможного их выявления в недрах в свете того, что есть определяющие положительные признаки их установления.

Особую сложность выявления гидратообразования в недрах представляет то, что при традиционном вскрытии разреза с промывкой и подъемом керна на поверхность визуально газогидраты не выявляются. Процесс промывки приводит к фазовому переходу гидратов из твердого состояния в жидкое. Жидкая водная и газовая фаза, смешиваясь с буровым раствором, на устье не фиксируются. С этой целью необходима разработка комплекса поисковых критериев газогидратных проявлений.

В Беларуси при проведении поисково-разведочных работ на нефть по некоторым методам установлены признаки, которые могут характеризовать газогидратные скопления.

К ним относятся:

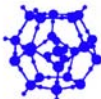
- газовый каротаж в процессе бурения скважины, характеризующийся смещением газовой составляющей в сторону тяжелых углеводородов;
- оценка характера насыщения по данным промыслово-геофизических исследований по электрокаротажу – КС, БКЗ, БК, АК, КВ;
- характер притока по результатам испытания пластов в процессе бурения – приток бурового раствора с пластовой водой, содержащей азотно-углеводородную газовую составляющую;
- оценка характера углеводородного проявления внутренней части керна, не затронутой промывочной жидкостью;

– технологические условия проводки скважин, приводящие к поглощению промывочной жидкости вскрываемых с проектными параметрами, осложнение ствола скважины.

В последующем при оценке характера насыщения выявленных интервалов и испытания в эксплуатационной колонне традиционно получают притоки пластовых вод с повышенной газовой составляющей. Это свидетельствует о фазовом распаде газогидратного проявления и ошибочной оценке объекта как водонасыщенный.

В процессе проведения поисково-разведочных работ указанные факты не находили достойной оценки и соответствующего обоснования.

Представляется реальным выявление газогидратных залежей в Припятском прогибе в надсолевом комплексе, его окраинных частях всего осадочного чехла, на Североприятском плече, а также в Оршанской и Подляско-Брестской впадинах в интервалах глубин залегания 400 – 1500 м.



ОПЫТ ШАХТОУПРАВЛЕНИЯ «ПОКРОВСКОЕ» ПО ДОБЫЧЕ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗОГИДРАТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ



Иван Александрович Дедич
кандидат технических наук,
специалист проектного и научно-
исследовательского центра,
ПрАО «Донецксталь», Украина



Юрий Иванович Демченко
кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры подземной разработки
месторождений, Государственное
ВУЗ «Национальный горный
университет», Украина

Проекты по утилизации и полезному использованию метана угольных пластов в шахтоуправлении «Покровское» реализуются с 2007 года, когда были переоборудованы угольные котлы для использования метановоздушной сети подземной дегазации, а также установлена факельная установка для снижения выбросов метана в атмосферу. В 2011 году завершено строительство когенерационной станции для генерации электрической и тепловой энергии.

Метан угольных пластов извлекается системами подземной дегазации, а также скважинами, пробуренными с поверхности. Транспортирование смеси осуществляется по стальным газопроводам в подземных выработках, на поверхности по полиэтиленовым трубам. Общая протяженность сети полиэтиленовых газопроводов в 2016 году превысила 30 км. За весь период реализации программ дегазации и когенерации утилизировано около 60 млн м³ метана (в пересчете на 100% концентрацию), выработано 85 тыс. Гкал тепла, произведено 200 млн кВт·ч электрической энергии. Обеспеченность собственной электроэнергией шахты и обогатительной фабрики составляет 15 – 20%.

Доля направляемой для утилизации метановоздушной смеси составляет от 20 до 50%. Потенциал увеличения этих показателей ограничен темпами прокладки трубопроводов на поверхности. Сооружение газопровода экономически обосновано только в случае его продолжительной работы и стабильной загрузки. Неравномерный режим работы вертикальных дегазационных скважин, пробуренных с поверхности, актуализирует необходимость пересмотра системы сбора и транспортирования газа: 70% от общего выделения метана происходит в первый месяц работы скважины; максимальные значения дебита составляют 5 – 8 м³/мин; средний дебит в первый месяц работы – 3 м³/мин; после прохождения пика, дебит скважины резко снижается до 0,2 м³/мин.

Метановоздушная смесь от скважин, пробуренных с земной поверхности, с содержанием СН₄ > 95% используется для стабилизации параметров смеси, извлекаемой подземной дегазацией. Промплощадки шахтоуправления «Покровское» удалены от магистральных или региональных газопроводов природного газа и не имеют возможности подключения к ним для создания резервного источника.

Практическая реализация проектов по созданию мобильных установок для получения газогидратов, станций по хранению и диссоциации в районе когенерационной станции позволит эксплуатировать электрогенераторы в нормальном режиме и увеличить объем производства тепловой и электрической энергии. Общая потребность действующей системы газоснабжения когенерационной станции составляет 50% от общего объема смеси, извлекаемой скважинами с поверхности. Потенциально около 5 тыс. н м³/сут. возможно использовать для газоснабжения жилого района или поселка.

Государственным ВУЗ «Национальный горный университет» при поддержке ПрАО «Донецксталь» выполнен ряд исследований, направленных на получение искусственных газовых гидратов из метановоздушной смеси дегазационных скважин. При совместной работе были достигнуты следующие результаты:

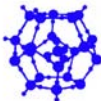
- установлены оптимальные режимы устойчивого образования гидратов и обоснованы термобарические параметры процесса гидратообразования в диапазоне давлений и температур ($P = 1 - 7$ МПа; $T = -10...+10^{\circ}\text{C}$);

- разработана методология и технологическая схема получения газогидратов непосредственно у дегазационных скважин на поверхности;

- установлено, что наличие взвешенных частиц мелких размеров (до 5 мкм) в количестве 3 – 5% в водогазовой смеси является катализатором, ускоряющим процесс гидратообразования за счет дополнительных центров кристаллизации, увеличивая тем самым скорость процесса формирования газовых гидратов на 30%;

- доказано, что доведение водогазовой смеси до пенного состояния дает возможность в несколько раз ускорить процесс гидратообразования.

По мнению специалистов ПрАО «Донецксталь», полученные сотрудниками НГУ результаты позволяют перейти к этапу создания опытно-промышленной мобильной установки для получения газовых гидратов. Необходимо сформировать принципы и схемы привлечения финансовых средств для изготовления этой установки с участием авторов технологии, потенциальных потребителей и заводов-изготовителей.



УДОСКОНАЛЕННЯ ЛАБОРАТОРНОЇ БАЗИ ДЛЯ ВИВЧЕННЯ ГАЗОВИХ ГІДРАТІВ



Михайло Михайлович Педченко

кандидат технічних наук, доцент,
доцент кафедри видобування
нафти і газу та геотехніки,
Полтавський національний технічний
університет ім. Юрія Кондратюка, Україна



Лариса Олексіївна Педченко

кандидат технічних наук,
старший викладач кафедри видобування
нафти і газу та геотехніки,
Полтавський національний технічний
університет ім. Юрія Кондратюка, Україна

Будь-які теоретичні дослідження потребують їх підтвердження в реальних умовах або, як мінімум, у лабораторних. Особливо це актуально при вивченні таких специфічних структур як газові гідрати. Це пов'язано із надзвичайною чутливістю до зміни параметрів їх утворення і дисоціації (тиск, температура, склад газу, площа контакту фаз та ін.). На відміну від більшості об'єктів, проблемою лабораторного вивчення газових гідратів є необхідність їх проведення в умовах підвищеного тиску.

Це досить суттєво ускладнює конструкцію лабораторного обладнання та піднімає його вартість. Крім того, більшість обладнання для дослідження газових гідратів є ексклюзивним. Таким чином, в умовах існуючого рівня фінансування вітчизняної науки проблема лабораторної бази для вивчення газових гідратів є надзвичайно актуальною.

В Полтавському національному технічному університеті ім. Юрія Кондратюка ще в 2009 році прийшли до висновку, що даний науковий напрямок можливо розвивати тільки за умови створення власної лабораторної бази. У результаті було розроблено і створено модульну лабораторну газогідратну установку та комплекс допоміжного обладнання. З її допомогою було отримано низку

наукових результатів та відпрацьовано елементи кількох газогідратних технологій. Враховуючи накопичений досвід експлуатації даної установки та у зв'язку з моральним та фізичним старінням обладнання, в 2014–2016 рр. розроблено і створено удосконалену лабораторну установку (Рис. 1, 2).

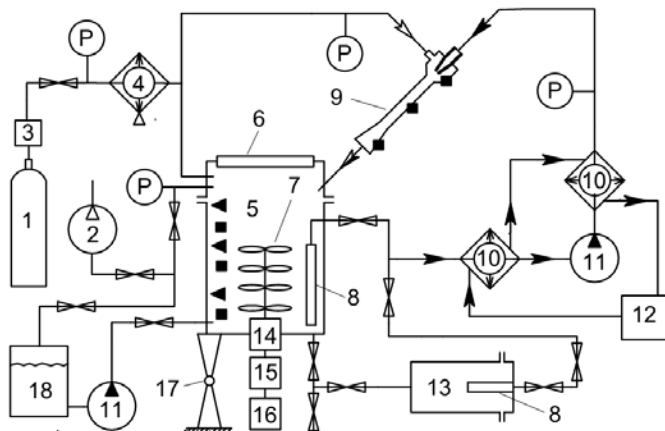


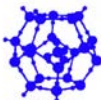
Рисунок 1. Принципова схема лабораторної газогідратної установки:
1 – джерело газу; 2 – вакуумний насос; 3 – редуктор; 4 – теплообмінник повітряний; 5 – реактор; 6 – оглядове вікно; 7 – мішалка; 8 – фільтрувальні елементи; 9 – ежектор з подовженою камерою змішування; 10 – теплообмінник кожухотрубний; 11 – насос; 12 – холодильний агрегат; 13 – провіддбірник; 14 – блок сальникового уцільнення вала мішалки; 15 – редуктор; 16 – електродвигун; 17 – шарнірна опора реактора; 18 – допоміжна ємність; ■ – датчики температури; ◄ – світлодіоди



Рисунок 2. Фото реакторного блока лабораторної установки

На даний момент здійснено випробування установки в базовій комплектації та проведено серію експериментів. Також випробовуються і удосконалюються допоміжні модулі (пристрої інтенсифікації гідратуутворення, відбору проб гідрату, сепарації і концентрування).

В перспективі передбачається модернізація системи контролю параметрів процесу.



ОСОБЛИВОСТІ ДИСОЦІАЦІЇ ПОКЛАДІВ ГАЗОВИХ ГІДРАТІВ НЕОДНОРІДНОЇ СТРУКТУРИ



Катерина Сергіївна Сай

асистент кафедри підземної розробки родовищ,
Державний ВНЗ «Національний гірничий
університет», Україна

Наявними проблемами паливно-енергетичного сектору України на сьогодні є нестача вуглеводневої сировини, зокрема природного газу, постійне зростання цін на нього, а також відсутність чітко розробленої стратегії постачання даного енергоносія із-за кордону. Тому очевидно є необхідність модернізації структури вугільного та нафтогазового комплексів держави й удосконалення механізму розвитку енергетичного сегменту країни, що є можливим шляхом впровадження та застосування новітніх технологій розробки газогідратних родовищ з отриманням додаткового енергоресурсу – газу метану, запаси якого у покладах газових гідратів у межах української частини Чорного моря сягають величини порядку 20 трлн м³.

Формування та стабільне існування покладів газових гідратів можливе за наявності наступних умов:

- правильна комбінація температури і тиску: як правило, утворення гідратів обумовлюється досить низькою температурою і досить високим тиском;
- повинен бути присутнім газ-гідратоутворювач: метан, етан, пропан, вуглекислий газ або будь-який інший газ, здатний до гідратоутворення.

Зрушення фазової стабільності газогідратних покладів відбувається при зниженні тиску або збільшенні температури, що призводить до руйнування кристалічної решітки з наступним розкладання гідрату й вивільненням метану.

Враховуючи особливості гідратонакопичення та існування покладів газових гідратів у природних умовах, а також опираючись на дані, отримані у процесі досліджень М. Летчером (2008) та Р. Дейвом (2011), встановлено, що поклади газових гідратів, як правило, залягають не лише суцільними товщами чистого газогідрату, а містять певну частку породних включень, що робить структуру покладу неоднорідною. Даний факт дає можливість розгляда-

ти процес розкладання природних газогідратів як гетерогенний, що протікає на межі розділу фаз і містить три послідовних стадії:

1) перенесення тепла до поверхні твердої фази – реакційної зони, – в якій відбувається перехід однієї структури гідратного льоду в іншу, а також його плавлення;

2) дегідратация газогідратного покладу неоднорідної структури, тобто адсорбційно-хімічний акт на поверхні розділу, що супроводжується частковим відділенням газу метану від покладу;

3) повна дисоціація покладу газового гідрату та відведення продуктів реакції (газу метану та води) з реакційної зони й виокремлення породних включень.

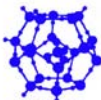
У лабораторії інноваційних технологій Державного ВНЗ «НГУ» проводяться дослідження як процесу гідратоутворення, так і дисоціації отриманих газових гідратів. Для встановлення особливостей розкладання покладів газогідратів неоднорідної структури лабораторним шляхом, насамперед, були одержані газогідрати метану з різною часткою породних включень (від 0 до 60% з кроком 15%) за допомогою лабораторної установки НПО-5 та резервуару для моделювання газогідратних покладів, що є складовою частиною даного лабораторного обладнання.

Для визначення параметрів зони дисоціації використовувалась сітка координат точок, розосереджених на площині резервуару на початок спостережень. З кроком в 1 см від поверхні резервуару визначалося просторове змінення точок контакту зони дисоціації зі штучно створеним газогідратним покладом. Отримані дані фіксувалися в журналі спостережень у вигляді координатних точок x, y, z , де x та y – довжина та ширина резервуару відповідно, а z – його висота.

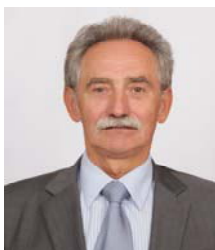
Використовуючи отримані результати спостереження над кінцевою формою зони дисоціації та програмний продукт Surfer-8.0, на основі методу інтерполяції даних, було побудовано 3-D грид-візуалізації розроблених нижньої та верхньої частин газогідратних покладів при змінній частці породних включень від 0 до 60% з кроком у 15%. Маючи значення геометричних параметрів зони дисоціації та їх координатне місце розташування, були розраховані загальні об'єми зон розкладання газогідратних покладів з різною часткою породних включень, що стало можливим завдяки меню Grid програми Surfer-8.0.

Аналізуючи отримані дані, встановлено, що максимальним був діаметр зони дисоціації чистого газогідрату, що не містить у своєму складі породних включень. Мінімальним виявився діаметр зони дисоціації при 60% породних включень, що майже удвічі менший у порівнянні з чистим газогідратним покладом, що був змодельований.

Врахування одержаних результатів дає змогу визначити параметри технології розробки газогідратних покладів неоднорідної структури та встановлювати її доцільність залежно від вмісту породних включень.



ДЕЯКІ ГІПОТЕТИЧНІ ПРИНЦИПИ РОЗМІЩЕННЯ ГАЗОВИХ ФАКЕЛІВ В ПІВНІЧНО-ЗАХІДНІЙ ЧАСТИНІ ЧОРНОГО МОРЯ



Сергій Володимирович Гошовський

доктор технічних наук, професор,
директор,
Український державний
геологорозвідувальний інститут, Україна



Олексій Олександрович Ліхошерстов

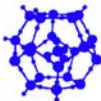
завідувач відділу методики геологічного
картування та картографування,
Український державний
геологорозвідувальний інститут, Україна

Мета роботи: узагальнити дослідження щодо особливостей геології областей газових сипів.

Сукупність властивостей феномена газових сипів Чорного моря і його масштабність викликали великий інтерес у фахівців в Україні, причорноморських, а також західноєвропейських країн.

Попередніми дослідниками зібрано велику кількість інформації, яка дозволяє встановити зв'язок газовиділень з геологічними особливостями дна Чорного моря і, як наслідок, зв'язок із глибинними активними розломами, що дає підстави пов'язати з ними походження метану. І сьогодні ще не має єдиної точки зору на цю проблему. Конкурують дві гіпотези: гіпотеза біологічного походження та гіпотеза міграційного походження метану у сипах. Масштаби газовиділень і відсутність приуроченості газових сипів до місць ймовірної акумуляції органічного матеріалу ставлять під сумнів домінування біологічної гіпотези генезису метану. Аналізи хімічного та ізотопного складу газів посилюють думку про те, що газ метан у даному регіоні, ймовірніше має переважно глибинне походження.

Наявна інформація дозволяє однозначно пов'язати газові виділення зі скупченням вуглеводнів на шельфі. Можливо відповідь на це могли б дати додаткові дослідження ізотопів вуглецю. Попередніми дослідниками встановлена пряма кореляція між кількістю газових проявів та запасами вуглеводнів в окремих продуктивних провінціях. В Україні проводяться геолого-геофізичні дослідження газових факелів Чор-



ВТОМНА ТА КОРОЗІЙНО-ВТОМНА ПОВЕДІНКА СТАЛІ ПРОМИСЛОВИХ ГАЗОПРОВОДІВ З УРАХУВАННЯМ ГІДРАТОУТВОРЕННЯ



Любомир Ярославович Побережний

доктор технічних наук, професор,
професор кафедри хімії,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу, Україна



Мирослав Павлович Мазур

кандидат фізико-математичних наук, доцент,
директор Інженерно-екологічного інституту,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу, Україна

На сьогоднішній день Україна є енергодефіцитною державою, тому проблема збільшення власного видобутку постає дуже гостро. Один із шляхів вирішення – відновлення роботи законсервованих, використання наявних та спорудження нових низькодебітних свердловин. При цьому газ, який іде від місця видобутку у промисловий трубопровід часто містить значну кількість домішок і вологи. Тому проблема дослідження впливу гідратів на матеріал трубопроводу і розроблення в подальшому нових екологічно-безпечних інгібуючих композицій є доволі актуальною.

Гідратоутворення у промислових газопроводах в осінньо-зимовий період завжди супроводжується сприятливими термодинамічними умовами середовища, високим тиском та низькою температурою транспортування. За наявності цих умов, малопарафінистий гомологічний склад природного газу ($C_1 - C_4$) та/чи наявності домішок у газі (H_2S , CO_2 тощо) змішується з водяною парою і на поверхні розділу фаз під дією слабких сил Ван-дер-Ваальса (сила міжмолекулярної взаємодії) утворюються гідрати.

Метою даної роботи було вивчити вплив газогідратів на втомні та корозійно втомні характеристики матеріалу газопроводу.

Матеріалом для досліджень обрано одну з найпоширеніших на даний час трубопровідну сталь 17ГС. Зразки для лабораторних досліджень вирізалися зі стінки труби, після чого проводився контрольний експеримент на повітрі та в корозивному середовищі, а далі за тих же умов випробовувалися зразки, які попередньо витримувалися у газогідраті 7 днів. В процесі експозиції зразків у газогідраті постійно підтримувалася температура $+2,5^{\circ}\text{C}$ та тиск 45 бар. Втомні випробовування проводилися на розробленій раніше в ІФНТУНГ комп'ютеризованій установці МВ-1К. Випробовування проводили на повітрі при навантаженні чистим згином з частотою 0,8 Hz та постійною фіксацією деформації в режимі реального часу. Для кращого аналізу стабільності процесу кінетичні криві (Рис. 1) представлено у відносних координатах.

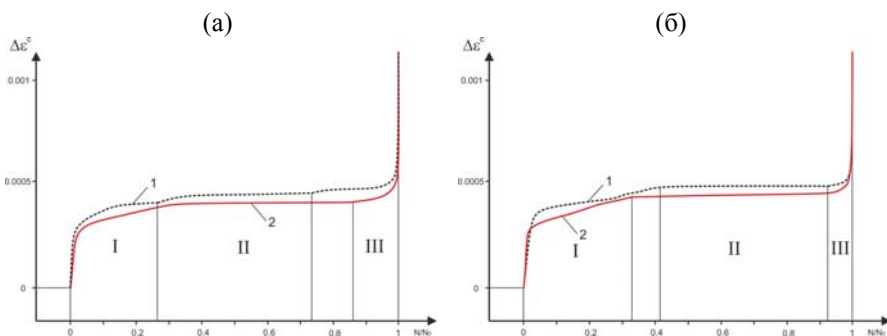
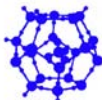


Рисунок 1. Кінетика деформації зразка після витримки в гідраті (1) та контрольного (2) (340 МПа) на повітрі (а) та в корозивному середовищі (б)

За результатами досліджень спостерігаємо тристадійну кінетику процесу деформації та руйнування. Для зразків, витриманих у газогідраті, показники приросту циклічної деформації вищі на 5 – 7%. Така деформаційна поведінка може бути пов'язана із підвищенням пошкодженості поверхні внаслідок дії газогідрату. На користь такої гіпотези свідчить збільшення тривалості третьої стадії втомі на повітрі.

Висновки:

1. Проведено лабораторне моделювання та досліджено вплив газогідратів на втомну поведінку сталі газопроводів.
2. Показано, що їх дія на метал трубопроводу призводить до підвищення дефектності поверхні та активізує розвиток втомних та корозійно-втомних пошкоджень.
3. У подальшому потрібно докладніше дослідити механізми утворення й розвитку пошкоджень поверхні трубопровідних сталей під впливом газогідратів з урахуванням трибологічного чинника.



МЕХАНОХІМІЧЕСКАЯ АКТИВАЦИЯ ПРОЦЕССА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ



Елена Юрьевна Светкина

доктор технических наук, профессор,
заведующая кафедрой химии,
Государственное ВУЗ «Национальный горный
университет», Украина

Одним из самых перспективных нетрадиционных источников углеводородного сырья и энергии являются газовые гидраты (ГГ), что стимулирует их широкомасштабное изучение во многих лабораториях и научных центрах во всем мире. Результаты исследований ГГ, с одной стороны, необходимы для моделирования процессов выделения газа из гидратных залежей, а с другой – для разработки новых технологий хранения природного и других газов, а также разделения многокомпонентных газовых смесей. Для промышленного применения технологий хранения или транспорта природного газа в виде газовых гидратов необходимо проводить фундаментальные кинетические исследования процесса гидратообразования при атмосферном давлении в присутствии химических добавок (катализаторов, поверхностно-активных веществ и т.д.). Изучение этих вопросов существенно повлияет и на технологию хранения и транспорта природного газа в форме ГГ.

Газовые гидраты относятся к классу нестехиометрических клатратных соединений включения, которые образуются в результате внедрения молекул одного сорта (молекул-гостей) в пространство, образованное молекулами другого сорта (молекулами-хозяевами) без установления химических связей.

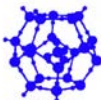
Полости в кристаллической решетке молекулы-хозяина могут быть частично незаполненными, поэтому соотношение между количеством молекул-гостей и молекул-хозяев отличается от стехиометрического, причем, как правило, соединение может существовать только при определенных концентрациях «гостевого» компонента. Отношение же числа полостей к числу молекул-хозяев, их образующих, остается постоянным, поэтому при взаимодействии молекул гостей с решеткой хозяина происходит не только измене-

ние структуры решетки хозяина, но и изменение структуры молекул-гостей, что влияет на расстояния между атомами молекулы-гостя.

Целью работы является исследование механохимической активации добавок-стабилизаторов в процессе образования гидратов.

Для достижения поставленной цели были получены газовые гидраты на установке, сконструированной и действующей в ГВНЗ «НГУ» в присутствии механоактивированных добавок гидрагиллита (ГА) в вертикальной вибрационной мельнице. При активации происходит изменение поверхностного заряда, а также образование активных центров на поверхности ГА. Методом потенциометрических измерений была построена потенциальная кривая и рассчитан суммарный адсорбционный потенциал активированного минерала.

Было показано, что скорость гидратообразования увеличивается, за счет образования на поверхности исследуемого образца адсорбционно-активных центров: ОН–группа ($\Delta\mu_a = 4,18$); координационно-связанная вода ($\Delta\mu_a = 2,5$); активный кислород ($\Delta\mu_a = 1,2$), которые влияют, с одной стороны, на структурирование воды, а с другой – на увеличение коэффициента растворимости углеводов.



ОБРАЗОВАНИЕ И РАЗЛОЖЕНИЕ ГИДРАТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ТРУБОПРОВОДАХ



Нашван Махмуд Абдуллах

аспирант кафедри теплогазоснабження,
вентиляції і теплоенергетики,
Полтавський національний технічний
університет ім. Юрія Кондратюка, Україна



Богдан Андреевич Кутный

кандидат технічних наук, доцент,
доцент кафедри теплогазоснабження,
вентиляції і теплоенергетики,
Полтавський національний технічний
університет ім. Юрія Кондратюка, Україна



Анатолий Михайлович Павленко

доктор технічних наук, професор,
професор кафедри теплогазоснабження,
вентиляції і теплоенергетики,
Полтавський національний технічний
університет ім. Юрія Кондратюка, Україна

Введение. Отлагаясь на внутренних стенках труб, гидраты резко уменьшают их пропускную способность и могут привести к аварийной остановке эксплуатации газопровода. Гидраты углеводородных газов являются неустойчивыми соединениями углеводородов с водой и представляют собой белые кристаллы,

внешне похожие на снег или лед. Они состоят из одной или нескольких молекул газа (метана, пропана, углекислого газа и др.) и воды. Основными факторами, определяющими условия образования гидратов, являются состав газа, его давление, температура, полное насыщение газа парами воды.

Обзор последних публикаций и литературных источников. Наиболее часто закупорки газопровода происходят в зимний период в связи со значительным охлаждением движущегося в трубопроводе газового потока. Образование гидратов может иметь место на всех газопроводах, за исключением транспортирующих газ с точкой росы паров воды ниже минимальной рабочей температуры.

Известны следующие способы предупреждения образования гидратов:

- поддержание температуры потока газа выше температуры гидратообразования с помощью подогревателей;
- понижение температуры точки росы газа (путем уменьшения давления);
- нейтрализация воды, выпадающей в жидком виде;
- очистка газа от паров воды – газоосушка;
- уменьшение плотности газа извлечением из него тяжелых углеводородов.

При этом увеличивается давление и снижается температура, при которых начинают образовываться гидраты.

Основной материал и результаты. Известно несколько способов борьбы с уже образовавшимися гидратными пробками:

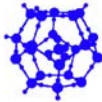
- закачка в газопроводы ингибиторов;
- снижение давления в газопроводе;
- подогрев газа и локальный подогрев мест отложения гидратов и образования гидратных пробок.

В качестве ингибиторов могут применяться метиловый спирт (метанол), раствор диэтиленгликоля (ДЭГ), триэтиленгликоля (ТЭГ) и раствор хлористого кальция. Эффективность их применения зависит от условий гидратообразования.

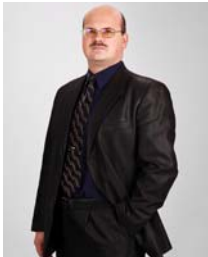
Давление снижают следующим образом: отключают участок газопровода, в котором образовалась пробка, и через продувочные свечи с обеих сторон пробки сбрасывают из него газ в атмосферу. Снижение давления дает положительный эффект при ликвидации гидратной пробки, образовавшейся при положительных температурах. При отрицательных температурах этот метод не дает результата.

Самым дешевым способом устранения газогидратных пробок является локальный прогрев участка газопровода.

Выводы. Для снижения себестоимости добычи и транспортировки газа, актуальной задачей является совершенствование существующих и разработка новых методик устранения гидратных пробок, учитывающих комплексное влияние всех процессов протекающих при эксплуатации газопроводов.



ОСОБЛИВОСТІ БУРІННЯ І КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН У ГАЗОГІДРАТНИХ ПОКЛАДАХ



Сергій Олександрович Овецький

кандидат технічних наук, доцент,
доцент кафедри розробки та експлуатації
нафтових і газових родовищ,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу, Україна



Ярослав Михайлович Фем'як

кандидат технічних наук, доцент,
доцент кафедри буріння нафтових
і газових свердловин,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу, Україна



Василь Ярославович Фем'як

студент Інституту нафтогазової інженерії,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу, Україна

Актуальність майбутнього видобування газу з морських газогідратних родовищ, як одного з найпотужніших світових джерел постачання енергетичних ресурсів, не викликає сумнівів [1]. Більшість запропонованих методів видобування газу, а саме – метод зниження тиску, термічний метод, метод хімічного та фізико-хімічного впливу на структуру гідрату, метод заміщення [2] тощо, базуються на використанні свердловинних технологій.

Однак, при цьому особливості буріння свердловин у газогідратних покладах розглянуті недостатньо. Основні проблеми, які можуть виникнути при бурінні свердловин через газогідратні структури:

1. Бурові промивальні рідини однією з основних функцій мають утримання цілісності стінок свердловини за рахунок кольматації. Формування фільтраційної кірки на стінці свердловини, яка містить гідрат потребує дослідження і визначення критичних значень технологічних параметрів різних бурових розчинів.

2. Для закінчування свердловин у різних продуктивних горизонтах застосовують різні бурові рідини, які забезпечують збереження фільтраційних властивостей даного виду продуктивних колекторів. Особливості будови гідратів потребують вибору спеціальних бурових рідин закінчення.

3. При кріпленні обсадної колони застосування цементного розчину може привести до збільшення температури при його тужавінні, що приведе до руйнування стінок свердловини, сформованої у газогідратному прошарку.

4. Одна з основних функцій бурових рідин – охолодження долота та бурильної колони в процесі буріння через їхнє тертя по вибою та стінці свердловини призводить до того, що сама бурова рідина неминуче нагрівається і може спричинити руйнування стінок свердловини, складеної гідратами.

Забезпечити необхідне зниження температури бурової промивальної рідини можна шляхом зниження коефіцієнту тертя бурильного інструменту через застосування протизношувальних мастильних домішок [3]. Слід також зазначити, що бурові розчини на мінералізованій воді застосовувати у даному випадку неможливо, оскільки це може привести до руйнування стінок свердловини, сформованої у гідраті.

Зниження коефіцієнту тертя між поверхнями бурильної колони і гідрату у бурових рідинах різного складу визначалося за методикою [4], розробленою для визначення характеристик тертя пари «лід – метал».

В результаті проведених досліджень встановлено, що введення протизношувальних мастильних домішок до складу бурових рідин різного складу зменшує момент тертя бурильної колони по гідрату від 20 до 28%, а і відповідно збільшує стійкість стінок свердловини, сформованої у гідратному пласті.

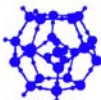
Список літератури

1. Makogon, Y., Holditch, S., Makogon, T. (2007). *Natural Gas Hydrates – A Potential Energy Source for the 21st Century*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 56(1-3), 14-31.

2. Oveckiy, S., Savchuk, V. (2016). *Develop Method to Increase Technological and Ecological Efficiency of Gas Production From Hydrates Deposits*. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, 3(81), 41-47.

3. Овечкий, С.О., Дрогомирецький, Я.М., Тимошенко, В.А. (2004). *Визначення фізико-хімічних характеристик адсорбованого з бурових розчинів на поверхнях тертя шару із застосуванням інфрачервоної спектроскопії*. Науковий вісник ІФНТУНГ, 3(9), 44-49.

4. Хотнянська, О.В., Дрогомирецький, Я.М., Овечкий, С.О. (2010). *Визначення оптимальних характеристик поверхонь тертя льодоруйнуючого пристрою морських нафтогазових споруд для Азовського моря*. Проблеми трибології (Problems of Tribology), (3), 125-129.



**АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ РАЗМЕРА ЧАСТИЦ
ГАЗОГИДРАТОВ В СИСТЕМЕ «ГАЗ – ВОДА – НЕФТЬ»
(ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ
ИССЛЕДОВАНИЙ В ЛАБОРАТОРИИ
ГАЗОГИДРАТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ УНИВЕРСИТЕТА
COLORADO SCHOOL OF MINES, USA)**



Константин Анатольевич Ганушевич
кандидат технических наук,
доцент кафедры подземной разработки месторождений,
Государственный ВУЗ «Национальный горный
университет», Украина

При добыче нефти из глубоководных залежей по всему миру возникает проблема закупоривания трубопровода газовыми гидратами, что приводит не только к ухудшению производительности скважины и ее полного закупоривания со временем, а и к разрыву трубопровода и катастрофе глобального уровня.

На кафедре химической инженерии американского университета Colorado School Of Mines ведутся продолжительные и интенсивные исследования, направленные на разработку методов по предотвращению подобных проблем при добыче нефти.

Целью исследований являлось определение оптимальной концентрации применяемого поверхностно-активного вещества (ПАВ) для предотвращения слипания газогидратных хлопьев, что впоследствии приводит к блокировке крыльчатки, установленной в автоклаве в лабораторных условиях и к закупориванию трубопровода в реальных условиях. Концентрация ПАВ оказывала разное влияние на сырую нефть и минеральную.

Для выполнения данной цели применялись разнообразные поверхностно-активные вещества, современное лабораторное оборудование и программное обеспечение.

Исследования проводились в автоклаве с давлением от 2 до 20 атм., температурой от +1 до +4°C, в которую монтируется крыльчатка с частотой вращения 300 об/мин (для создания гетерогенной среды), видеомикроскоп и устройство для измерения отражения фокусированного пучка компании Metler Toledo. Также автоклава заполняется сырой или минеральной нефтью, солью, водой, газом и поверхностно-активными веществами.

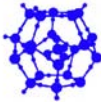
Установка по измерению отражения фокусированного пучка (FBRM) с помощью нескольких лазеров сканирует содержимое автоклавы (смесь воды, нефти, газа, соли и ПАВ) и выдает размер частиц в виде графика с информацией о количестве просканированных объектов, их размере во время нуклеации, роста гидрата и разложения.

Количество кривых может устанавливаться вручную, также как и диапазон размеров частиц, отражающийся на каждой кривой. В данных исследованиях использовалось 6 диапазонов: частицы менее 10 мкм, от 10 до 50 мкм, от 50 до 150 мкм, от 150 до 300 мкм, от 300 до 500 мкм и от 500 до 1000 мкм.

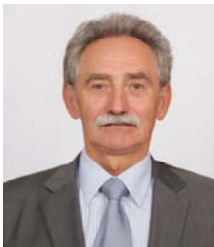
Лазерный видеомикроскоп (PVM), установленный с другой стороны автоклавы, с помощью шести лазеров фотографирует ее содержимое с предварительно установленной частотой (при минимальном значении 1 сек), включая хлопья образующихся в процессе перемешивания гидратов.

Наличие двух установок позволяет анализировать и сравнивать результаты полученные с PVM и FBRM во время проведения одного и того же этапа эксперимента с целью определения максимально правдивой информации. Размер и количество сканируемых объектов находятся в постоянном изменении в зависимости от характера происходящего процесса, например, нуклеации или разложения газового гидрата.

Результатом исследований стала разработка предположительной модели поведения частиц гидратов при различной концентрации добавляемого ПАВ, количества воды, газа и нефти в системе.



ПОВНОХВИЛЬОВІ СЕЙСМІЧНІ ДАНІ ДИФЕРЕНЦІЙНО-ДИПОЛЬНОГО ВСП – ШЛЯХ ДО ЯКІСНОГО ВИЗНАЧЕННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ І ХАРАКТЕРИСТИК ГАЗОВИХ ГІДРАТІВ НА РОДОВИЩІ



Сергій Володимирович Гошовський

доктор технічних наук, професор,
директор,
Український державний
геологорозвідувальний інститут, Україна



Петро Тимофійович Сиротенко

кандидат технічних наук,
старший науковий співробітник
відділу інноваційних технологій,
Український державний
геологорозвідувальний інститут, Україна

Як відомо, газ гідрату складається з молекул метану, що перебувають в пастках клітин молекул води. Наявність газових гідратів, як правило, підтверджується зразками керну, які отримують із свердловин з допомогою пробовідбірників з дна моря. При значному розповсюдженні газових гідратів з'являється інтерес до його потенціалу як майбутнього енергетичного джерела. Проте сучасні можливості геофізичних досліджень колекторів газових гідратів все ще обмежені і не в повній мірі забезпечують вирішення питань щодо розташування та визначення загальної кількості газових гідратів при складній побудові їх родовищ. Усунути зазначені недоліки на наш погляд можливо з допомогою вертикального сейсмічного профілювання (ВСП).

Метою даної роботи є:

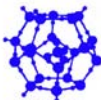
- розроблення сучасного диференційно-дипольного комплексу ВСП;
- встановлення закономірностей поширення різних видів сейсмічних хвиль у наявних неоднорідностях геологічного середовища для визначення місць розташування газових гідратів та кількісної оцінки їх накопичень в осадах;

– побудова моделей покладів газових гідратів.

Завданням досліджень даної роботи є проведення вивчення не стільки структурних побудов геологічного середовища при застосуванні однокомпонентних сейсмічних досліджень на Р-хвилях, як використання багатоконпонентних сейсмічних досліджень на базі додаткового застосування поперечних хвиль як вертикальної SV, так і горизонтальної SH поляризації для визначення геофізичних характеристик покладу та вміщуваних порід. Такий підхід дозволить отримувати моделі геологічного середовища не тільки для швидкостей і амплітуд або згасань сейсмічних Р-хвиль, які широко використовуються при виявленні покладів газових гідратів на основі установлення зон BSR (Bottom Simulating Reflector – відбиваючий горизонт, подібний морському дну). Надана пропозиція дає можливість не тільки установити місця розташування гідратних зон в морських умовах, але також визначити фізичні властивості порід в зоні залягання газових гідратів.

В геофізичній практиці для вивчення фізичних властивостей широко застосовують обмінні хвилі. Для цього генерують Р-хвилі, а на відбиваючому горизонті отримують Р- і S-хвилі. Проте при дослідженнях газових гідратів не завжди можливо отримати поперечні обмінні хвилі. Наприклад, при міжсвердловинному прозвучуванні, коли хвилі поширюються без відбиття в гідратному пласті, а також коли хвиля падає на досліджуваний геологічний об'єкт під прямим кутом – обмінні хвилі не утворюються в геологічному середовищі. На нашу думку з такого становища є вихід шляхом застосування одночасного генерування повздовжніх і поперечних хвиль в пункті збудження і трикомпонентного прийому сейсмічних хвиль в пункті приймання.

Ми переконані, що така методика досліджень дозволить в геологічному середовищі вивчити «на місці» фізичні властивості гірських порід, зокрема коефіцієнт Пуассона, тріщинуватість, крихкість, модулі пружності, відношення Р- і S-швидкостей та коефіцієнти анізотропії. В УкрДГРІ ведуться роботи зі створення диференційно-дипольного свердловинного сейсмічного комплексу, основою якого є повнохвильові збудники (патенти УкрДГРІ UA48210 і UA97547) та трикомпонентні сейсмоприймачі. В перспективі планується в комплексі замінити аналогові сейсмоприймачі на цифрові, оскільки для досліджень газових гідратів достатньо мати модифікацію свердловинного сейсмокомплексу з промисловим температурним діапазоном від -40°C до $+85^{\circ}\text{C}$. Це дозволить отримати високоточний сейсмокомплекс. На даний час з сейсокомплексом проведені лабораторні випробування. Створюваний сейсмічний комплекс дозволить зняти труднощі з визначенням місць розташування покладів газових гідратів та з установленням їх параметрів.



ВПЛИВ ГІДРАТІВ НА ДОВГОВІЧНІСТЬ МАТЕРІАЛУ ПРОМИСЛОВИХ ТРУБОПРОВОДІВ В РОБОЧИХ СЕРЕДОВИЩАХ



Андрій Валентинович Грицанчук
асистент кафедри розробки та експлуатації
нафтових і газових родовищ,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу, Україна

Сформовані в процесі транспортування газу гідрати можуть спричинити часткову або повну закупорку внутрішньої частини газопроводу, в результаті чого можуть виникнути різні економічні та екологічні проблеми та серйозні ризики для безпеки обслуговуючого персоналу та устаткування [1].

Мета роботи – вивчення впливу газогідратів на довговічність промислових газопроводів.

Об'єкт досліджень – викидні лінії свердловини на ділянці до установки комплексної (попередньої) підготовки газу.

Для вивчення впливу газогідрату на втомні та корозійно-втомні характеристики трубопровідної сталі було виготовлено партію зразків, вирізаних зі стінки труби розміром 114×12 мм, сталь 20. Труба знаходилася у експлуатації 20 років.

Випробовування проводили за схемою навантаження чистим згином. Частота навантаження складала 0,8 Гц. Дослідження проводили у три етапи: на першому витримували зразки у середовищі газогідрату у сконструйованому реакторі за температури +2,5°C та тиску 45 атм. протягом 170 годин; на другому визначали довговічність контрольних зразків матеріалу труб на повітрі та у робочих середовищах; на третьому проводили втомні випробовування зразків після експозиції у газогідраті.

Втомні випробовування на повітрі показали тристадійну кінетику деформації сталі трубопроводу, однак на кінетичній кривій зразка після витримки в газогідраті фіксуємо децю вищий рівень циклічної деформації, який може бути зумовлений корозійним пошкодженням поверхні [2].

Втомні випробовування у корозивному середовищі (0,05 моль/л NaCl + 0,05 моль/л Na₂SO₄) показали збільшення деформаційних стрибків для зразка, витриманого у газогідраті, які, швидше за все, відповідають підростанню втомної тріщини. За результатами досліджень побудовано криві втоми та ділянки кривих корозійної втоми досліджуваних зразків (Рис. 1).

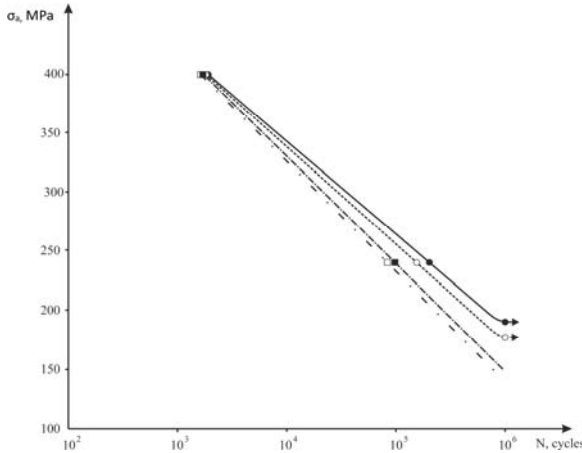


Рисунок 1. Ділянки кривих втоми та корозійної втоми трубопровідної сталі 20

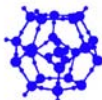
Однозначно можемо стверджувати про негативну дію експозиції у газогідратному середовищі на довговічність сталі трубопроводу як на повітрі, так і в корозивному середовищі. Зменшення довговічності для випробовувань на повітрі сягає 25%, у корозивному середовищі – 15%.

Висновки:

- змодельовано процес гідратуутворення у трубопроводі під час транспортування природного газу;
- досліджено вплив газогідратів на втомні та корозійно-втомні характеристики сталі трубопроводу.

Список літератури

1. Obanijesu, E.O., Akindeju, M.K., Pareek, V., Tade, M.O. (2011). *Modeling the Natural Gas Pipeline Internal Corrosion Rate as a Result of Hydrate Formation*. Elsevier 21st European Symposium on Computer-Aided Process Engineering, (Part B), 1160-1164.
2. Мазур, М.П., Побережний, Л.Я., Грицанчук, А.В. (2015). *Внутрішньотрубна корозія промислових газопроводів*. IV міжн. наук.-техн. конф. «Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування», 44-46.



ИССЛЕДОВАНИЯ СООТНОШЕНИЯ ВОДЫ И ГАЗА В ГАЗОГИДРАТАХ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕРМО- БАРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРАХ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ



Николай Павлович Овчинников

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры подземной разработки месторождений,
Государственное ВУЗ «Национальный горный
университет, Украина

С целью рационального использования природных ресурсов в Государственном ВУЗ «НГУ» в лаборатории инновационных технологий проводятся исследования по созданию надежных установок для получения газовых гидратов из метана дегазационных скважин угольной промышленности с дальнейшим использованием их как источников энергии. В лаборатории моделируются термобарические условия, аналогичные природным, получают образцы искусственных газовых гидратов, проводятся исследования скоростного получения метаногидрата в мягких условиях при температурах от +1 до +8°C и давлении менее 7 МПа.

При этом возникла необходимость определения количества метана в единице объема метаногидрата (C_m) не приблизительно, а точно, и как зависит C_m от давления (P) и температуры его образования (T).

Знакомясь с литературными источниками по газогидратной тематике, обнаружился факт того, что авторы приводят различные значения C_m , которые колеблются от 160 до 200 м³ в 1 м³ газогидрата метана. При этом не говорится как и где получен газогидрат, в каких термобарических условиях он образуется. Измерить объем метана, который прореагировал с водой при образовании гидрата в реакторе можно двумя способами:

– первый, когда измеряется объем входящего в реактор газа при большом давлении, что весьма затруднительно, так как счетчиков, измеряющих малое количество проходящего газа при большом давлении не существует;

– второй, когда измеряется объем газа, выходящего из реактора при разложении гидрата. В этом случае давление небольшое и можно использовать бытовые счетчики газа, которые могут работать при давлении менее 1 МПа.

Методика измерения C_m следующая:

1. После окончания процесса получения гидрата (вся вода прореагировала) снижаем температуру в климатермокамере и соответственно в реакторе

гидратообразования с +1 до $-10...15^{\circ}\text{C}$. Наблюдения за процессом образования гидрата в реакторе ведется через окно в камере и реакторе.

2. Перекрываем вентиль на баллоне с газом и на редукторе.

3. Шланг высокого давления отсоединяем от редуктора и подсоединяем к счетчику газа.

4. Открываем вентиль реактора и повышаем температуру в камере и реакторе до комнатной.

5. Метаногидрат начинает разлагаться. Выделяемый метан проходит через счетчик газа.

Зная величину выделенного газа и объем залитой в реактор воды можно определить величину C_m .

Затем давление газа в реакторе уменьшается на 1 МПа и все повторяется. Исследования C_m проводились в диапазоне давлений от 18,0 до 4,0 МПа и температуре $+1^{\circ}\text{C}$. При этом производилось качание реактора и наблюдение за процессом образования гидрата.

После открытия вентиля баллона с газом редуктором баллона регулируется давление в реакторе.

Образование гидрата начинается через 5 – 10 минут после подачи давления в реактор. Это время зависит от давления газа и температуры. Чем больше давление, тем быстрее начинается процесс, чем выше температура, тем процесс замедляется на 5 – 10% на каждый градус.

Образование гидратов начинается с ледяной пленки на поверхности воды. При покачивании реактора пленка разрушается и на том месте образуется новая, затем они накладываются друг за друга, образуя комок газогидрата. Этот процесс происходит до тех пор, пока вся вода не прореагирует с газом. Для ускорения процесса образования газогидрата в реакторе создавалось магнитное поле, в воду добавлялись поверхностно-активные вещества в количестве от 0,01 до 0,1% от объема воды и в качестве катализатора использовалась медная проволока.

Анализируя полученные данные, можно сделать следующие выводы:

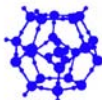
– образование гидрата метана при давлениях меньше 4,0 МПа проблематично и происходит за 100 и больше часов;

– зависимость между P и C_m на участке давлений от 4,0 до 14,0 МПа близка к прямой и описывается уравнением: $y = 6,53x + 46,8$ (с величиной аппроксимации $R^2 = 0,99$), где x – давление P , а y – объем метаногидрата C_m ;

– с ростом давления отношение газа к воде в газогидрате увеличивается в прямой пропорциональности; это объясняется тем, что при большом давлении молекулы газа загоняются в кристаллическую решетку более плотно;

– при давлении больше 14,0 МПа зависимость начинает выполаживаться, достигая максимума C_m на значении 170 и дальше не растет;

– при давлениях более 14,0 МПа происходит насыщение кристаллической решетки газом, что приводит к прекращению поглощения газа и величина C_m , равная 170, далее не увеличивается.



ИССЛЕДОВАНИЕ ТУРБУЛЕНТНОГО ТЕЧЕНИЯ В ЭЖЕКТОРЕ С ПОМОЩЬЮ ФИЗИЧЕСКИХ ПАКЕТОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ



Владимир Михайлович Бушманов
аспирант кафедры холодильных установок
и кондиционирования воздуха,
Одесская национальная академия пищевых
технологий, Украина



Владимир Емельянович Когут
кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры холодильных установок
и кондиционирования воздуха,
Одесская национальная академия пищевых
технологий, Украина



Михаил Георгиевич Хмельнюк
доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой холодильных установок
и кондиционирования воздуха,
Одесская национальная академия пищевых
технологий, Украина

Дополнительные исследования, протекающие в фильтре эжекторе с помощью современного вычислительного оборудования, необходимы, поскольку с помощью него возможно повышение понимания результатов экспериментов, а также значительное ускорение обработки полученных данных.

Цель работы и задача исследования состоит в выяснении сути протекающих в эжекторе процессов, и в том, чтобы найти им обоснование.

Использование энергии горения органических ископаемых топлив, несмотря на развитие атомной и альтернативной энергетики, все еще является одним из основных источников получения энергии. Использование этого источника сопряжено с выбросами в атмосферу дымовых газов, в состав которых входят несколько сотен различных химически соединений, возникающих в процессе окисления. Из них наиболее опасными являются такие вещества как оксиды серы, азота, а также довольно обширная группа с канцерогенным влиянием.

Одним из современных перспективных методов очистки является применение фильтра эжектора. Основной фактор очистки этого фильтра заключается в охлаждении потока дымовых газов за счет преодоления сопротивления и активного смешивания с хладагентом, а также последующим выпадением в осадок легко конденсирующихся веществ (канцерогенные смолы, а также после некоторой доработки возможно удаление из потока оксидов серы).

Для улучшения понимания процессов, проходящих в эжекторе, возможно применение различных пакетов моделирования гидродинамических процессов. На Рисунке 1 видно постепенное увеличение скорости потока при прохождении конфузора. В горловине можно наблюдать резкое скачкообразное увеличение скорости. На этом участке проводится впрыск хладагента (в этой модели не показан). В конфузоре же происходит распределение потока и постепенное уменьшение скорости. Также из данной модели видно отделение высокоскоростного факела от общего потока и «налипания» его к верхней поверхности эжектора. Такое отделение потока возможно благодаря эффекту Коанда, которое объясняет прилипание скоростных струй газов к поверхностям за счет разниц давлений у обтекаемой поверхности и в некотором отдалении от нее.

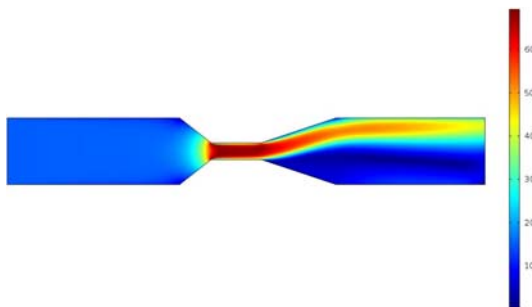
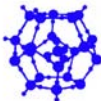


Рисунок 1. Распределение скорости потока в эжекторе

Выводы. Было установлено наличие гидродинамического эффекта налипания потока к телу благодаря расчетным пакетам. Ранее предполагалось равномерное рассеивание потока на расширяющемся участке. Предположительно эффект Коанда является одним из решающих факторов, благодаря которому возможно расслоение потоков на жидкий и газовый.



ОПЕРАТИВНЫЙ КОНТРОЛЬ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ДЕГАЗАЦИОННЫХ ТРУБОПРОВОДАХ УГОЛЬНЫХ ШАХТ



Леонид Никифорович Ширин

доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой транспортных
систем и технологий,
Государственное ВУЗ «Национальный горный
университет, Украина



Екатерина Евгеньевна Дудля

аспирантка кафедры транспортных
систем и технологий,
Государственное ВУЗ «Национальный горный
университет, Украина

При подготовке и транспортировании природного газа в линейных газопроводах, в определенных условиях эксплуатации, происходит образование гидратных пробок, наличие которых приводит к негативным техническим и технологическим последствиям. Наличие гидратных пробок сопровождается появлением перепада давления и температуры соответственно перед и после зоны образования гидратов. В результате того, что природный газ транспортируют от скважин по трубопроводам небольшого диаметра, температурные колебания существенно влияют на скорость образования гидратов. Поэтому, в практике эксплуатации газопроводов, особое внимание уделяется вопросам предотвращения и своевременного выявления процесса образования гидратных пробок, а также исключения аварийных ситуаций в связи с полным закупориванием трубопроводов механическими примесями.

Негативные явления, сопутствующие процессам транспортирования природного газа, были отмечены также при попутном извлечении шахтного метана. По результатам оценки состава метановоздушных смесей, поступающих в шахтные дегазационные системы, установлено наличие механических твердых и жидких примесей в виде песка, пыли, воды, масел, сернистых соединений и др. [1]. Известно также, что процесс гидратообразования связан с недостаточным удалением воды из газа, подаваемого в газопровод. Поэтому одной из важнейших задач, направленных на сокращение затрат на транспортирование метана, добываемого поверхностными дегазационными скважинами, является предотвращение и контроль процесса гидратообразования в газотранспортной системе.

В процессе решения данной проблемы в качестве основных показателей оценки свойств извлекаемого метана и транспортируемого потребителям по поверхностным газопроводам были приняты:

- содержание влаги в газе, которая способствует процессу коррозии газопроводов, компрессорных агрегатов и образованию кристаллогидратов;
- содержание механических примесей, вызывающих эрозию, износ газопроводов, засорение контрольно-измерительных приборов и увеличивающих вероятность аварийных ситуаций в системах подготовки и транспортирования газа.

Для глубокой очистки газа от капельной, мелкодисперсной, аэрозольной влаги и механических примесей в условиях ПАО «Шахта им. А.Ф. Засядько» возле устья скважин установлены газорегуляторные пункты (группы) подготовки газа к транспортированию, оборудованные вихревыми газожидкостными сепараторами СЦВ. Необходимо отметить, что в существующих системах дегазации с помощью местных показывающих щитовых манометров контролируется только давление газа, а централизованный его контроль и измерение параметров скважин не производится. Это не позволяет оперативно контролировать режим работы скважины, отслеживать динамику его изменения, а соответственно и принимать оперативные меры по повышению дебита метана и ликвидации возможных образований гидратов.

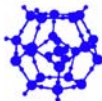
В соответствие с требованиями [2, 3], в качестве оперативного метода обнаружения начала гидратообразования, предложена установка системы беспроводного контроля параметров работы поверхностной газотранспортной системы (ПГТС), которая позволяет с диспетчерского пункта, в режиме реального времени определять давление и температуру газа непосредственно на фонтанной арматуре скважин и в узловых точках ПГТС. Для обеспечения непрерывности измерения и диспетчерского контроля параметров работы скважины и узловых точек ПГТС, а также для поверки и корректировки показаний, с учетом реального состава дегазационной смеси газов, разработан образцовый переносной расходомер, переменного перепада давления, который включается последовательно с ультразвуковым.

Разработанная схема трубопроводной обвязки скважин позволяет проводить профилактические работы и периодические проверки погрешностей измерения дебита газа без остановки скважины. На газорегуляторных пунктах предусмотрены: обратные клапаны, исключающие попадание газа из других скважин в действующую скважину, предохранительный и сбросной клапаны. Скважина с наибольшим давлением оборудуется регулирующим клапаном прямого действия для задания расчетного верхнего уровня давления в ГТС. Передача информации из группы на диспетчерский пункт обеспечивается с помощью GSM модемов.

При использовании разработанных и представленных выше технических решений основным преимуществом является технологическая эффективность и предупреждение аварийных ситуаций в газотранспортных системах угольных шахт, ведущих попутную добычу и утилизацию метана.

Список литературы

1. Бокий, Б.В., Дудля, Е.Е. (2015). *Выбор рациональных параметров для проектирования системы транспортирования метана угольных месторождений*. *Геотехническая механика*, (125), 25-33.
2. *Информационная технология. Техническое задание на создание автоматизированной системы*. ГОСТ 34.602-89.
3. *Технологичный регламент установки отбора и подготовки газа к транспортировке на Пролетарском ПХГ*. с. Пролетарское, 2008.



ГАЗОВІ ГІДРАТИ CO₂: ВЛАСТИВОСТІ ТА ОБЛАСТІ ЗАСТОСУВАННЯ



Олександр Вікторович Скрипник
кандидат технічних наук, доцент,
доцент кафедри матеріалознавства
та ливарного виробництва,
Кіровоградський національний технічний
університет, Україна



Василь Васильович Клименко
доктор технічних наук, професор,
професор кафедри електротехнічних систем
та енергетичного менеджменту,
Кіровоградський національний технічний
університет, Україна



Олександр Олександрович Микитюк
аспірант кафедри електротехнічних систем
та енергетичного менеджменту,
Кіровоградський національний технічний
університет, Україна

Широкий спектр областей використання двооксиду вуглецю викликає необхідність розвитку і впровадження сучасних технологій його виробництва, зберігання і транспортування, здатних забезпечити економію енергоресурсів, більш широко використовувати нетрадиційні, вторинні та поновлювані джерела енергії й сировини. Один з можливих напрямків рішення цієї проблеми є розробка технологій, що використовують здатність CO₂ утворювати газогідрати при певних термобаричних умовах. Перспективними в цьому напрямку є застосування гідратів CO₂ для добування метану з газогідратних покладів, в холодильній техніці, харчовій промисловості, біоінженерії, в технологіях CCS [1]. Гідрати двооксиду вуглецю (CO₂·nH₂O) представляють сполуки-включення (клатрати), у яких молекули газу перебувають у стисненому стані в решітці з молекул води, з'єднаних між собою водневими зв'язками. В стані газогідратів один об'єм води зв'язує 164 об'єму двооксиду вуглецю [2].

Аналіз технологій, які використовують газів гідрати CO₂, показав, що в них здійснюються такі основні технологічні процеси: 1) утворення гідратів; 2) плавлення

гідратів; 3) зберігання гідратів за певних умов. Для проектування відповідного газогідратного обладнання необхідні дані, наявність яких в літературі обмежена, часто вони ґрунтуються на суперечливих результатах, що обумовлює доцільність проведення додаткових досліджень. В КНТУ проведені теоретичні та експериментальні дослідження по фазовій рівновазі в системі «CO₂ – H₂O – газіві гідрати CO₂» [3], кінетиці гідратування CO₂, зокрема в системах з водним розчином етанолу [4], вивченню особливостей умов зберігання газових гідратів.

За результатами проведених досліджень отримано рівняння кривої $p - T$ для рівноважної системи «CO₂ – H₂O – газогідрати CO₂», визначені величини зміни внутрішньої енергії ΔU° , ентальпії ΔH° і ентропії ΔS° розчинення CO₂ і утворення його гідрату, рівняння для розрахунку швидкості утворення газогідратів CO₂ у воді та водному розчині етанолу [3 – 5]. Відомі пропозиції зі схемно-конструктивних рішень енергоефективних технологічних установок, в яких окрім згаданих вище газогідратних процесів передбачається здійснення процесів утворення і плавлення льодогазгідратних капсул (ЛГК) CO₂ [1].

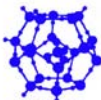
В КНТУ виконані теоретичні та експериментальні дослідження процесів утворення і плавлення ЛГК CO₂. При дослідженні процесу утворення ЛГК було встановлено, що при певних режимах руйнування ЛГК під час твердіння не відбувається, поверхня утворених капсул цілісна, гладка, без слідів поривів і тріщин, а обробка експериментальних даних дозволила отримати рівняння, яке описує кореляційно-регресивний зв'язок в безрозмірному вигляді між часом твердіння та іншими основними параметрами: масовою долею газових гідратів в капсулі, температурою холодоносія, коефіцієнтом тепловіддачі [6].

При експериментальному дослідженні процесу плавлення ЛГК візуальними спостереженнями було виявлено, що по характеру зародкоутворення бульбашок гідратууючого агента, способу їх росту та руху вони схожі на аналогічні при бульбашковому кипінні рідини у великому об'ємі. На основі результатів експериментальних даних було отримано рівняння для розрахунку часу плавлення ЛГК у водному середовищі [7].

Отже отримані результати виконаних досліджень можуть слугувати основою для розрахунку основних процесів та обладнання технологічних установок, в яких використовуються газогідрати та льодогазгідратні капсули CO₂.

Список літератури

1. Клименко, В.В. (2012). *Науково-технічні основи газогідратної технології (термодинаміка та кінетика процесів, схемні рішення)*: автореф. дис. д.т.н., 40 с.
2. Makogon, Yu. (1997). *Hydrates of Hydrocarbons*. Penn Well Books, 504 p.
3. Скрипник, О.В., Клименко, В.В. (2012). *Исследование фазовых равновесий в системах с газогидратами CO₂ и определение термодинамических характеристик образования гидратов*. Холодильна техніка і технологія, 16(135), 19-23.
4. Скрипник, О.В., Клименко, В.В. (2006). *Экспериментальная оценка кинетики образования гидратов диоксида углерода в системе «H₂O + CO₂»*. Холодильна техніка і технологія, 4(102), 50-54.
5. Клименко, В.В., Скрипник, О.В. (2011). *Определение термодинамических характеристик процесса образования газогидратов на основе теории растворов*. Холодильна техніка і технологія, 2(130), 17-19.
6. Скрипник, А.В., Клименко, В.В. (2007). *Экспериментальная оценка процессов замораживания смеси «H₂O + газовые гидраты CO₂»*. Холодильна техніка і технологія, 1(105), 87-89.
7. Скрипник, А., Клименко, В. (2010). *Экспериментальное исследование плавления льдогоазгидратных капсул*. Холодильна техніка і технологія, 5(127), 54-57.



ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ХИМИЧЕСКИХ ДОБАВОК НА ПРОЦЕССЫ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА



Роман Сергеевич Лысенко

аспирант кафедры подземной разработки
месторождений,
Государственное ВУЗ «Национальный горный
университет, Украина

Перевод углекислого газа (CO_2) в гидратное состояние является одним из перспективных вариантов его долгосрочного хранения, точно также как и других газов. Образование газовых гидратов – это стохастический и долгий процесс, требующий значительных затрат энергии и ресурсов. Поэтому до недавнего времени к исследованиям газогидратных технологий был в основном академический интерес. Но уже сегодня стало важным разработать эффективный и экономичный способ гидратообразования, с целью возможности применения его в промышленных масштабах.

Множество ученых и исследователей ищут подходящие химические добавки для ускорения процесса гидратообразования. Для достижения этой цели были проведены экспериментальные исследования с применением различных добавок, и некоторые из них признаны подходящими катализаторами процесса образования гидратов газа. Понимание механизма гидратообразования поможет нам в дальнейшем выбирать наиболее подходящие и экономически эффективные химические реагенты.

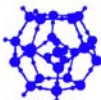
В данной работе были исследованы и добавлены в реактор гидратообразования лабораторной установки НПО-5 две группы химических веществ: солевые и гидрофобные частицы. Изначально галиды натрия применялись с целью установления их воздействия на кинетику образования гидратов из CO_2 в изохорической системе. Далее исследовалось влияние различных концентраций путем непосредственного измерения давления и перепадов температуры в реакторе, максимального поглощения CO_2 , вместимости, индукционного периода и скорости роста гидратов. Результаты показали, что галиды натрия при концентрации 50 ммоль/л увеличивают расход CO_2 при его переходе в гидратное состояние. Кроме того, йодистый натрий и бромид натрия в диапазоне концентраций от 50 до 250 ммоль/л значительно увеличивают

кинетику гидратообразования. Результаты этой части исследований дали возможность предположить механизм образования гидратов из CO_2 при использовании галидов натрия.

Второй подробно изученной группой добавок были гидрофобные наночастицы. Исследовались два типа гидрофобной коллоидной двуокиси кремния, при применении которых получены два вида частиц, стабилизирующих систему при смешивании с водой (вспененная двуокись кремния и сухая вода). Влияние гидрофобности и концентрации частиц на кинетику гидратообразования было установлено путем мониторинга потребления газа и временем индукции. Результаты показали, что ускоряющий эффект гидрофобной коллоидной двуокиси кремния зависит от гидрофобности частиц и от отношения количества диоксида кремния к воде. Кинетика образования гидрата из CO_2 эффективно усиливается сухой водой, т.е. наиболее гидрофобной частицей диоксида кремния. Для определения роли сухой воды в процессе образования газовых гидратов была изучена ее специфическая структура. Анализировались данные о статистических характеристиках сухой воды (необходимое количество, площадь поверхности и распределения объема) и коагуляции капель после воздействия низкой температуры, высокого давления и перемешивания в реакторе для обеспечения более глубокого представления об адсорбции молекул газа на водно-твердом теле и поверхностном потенциале гидрофобных частиц коллоидного диоксида кремния в водной системе.

Выводы, полученные в ходе исследований. Кинетика процесса гидратообразования растет при низких концентрациях галидов натрия (в количестве ≈ 50 ммоль/л). С добавлением гидрофобных наночастиц скорость образования гидратов CO_2 растет. Влияние гидрофобных частиц на структуру воды является основной причиной эффективности формирования слоя газа в гидрате. Особая структура сухой воды также играет важную роль в повышении скорости гидратообразования. В целом, любые химические добавки (например, соли и гидрофобные частицы), влияющие на структуру воды, могут способствовать или препятствовать образованию гидрата газа.

Концепция данных исследований и их дальнейшее обоснование служит основой для разработки нового способа перевода и длительного хранения CO_2 в виде гидратов газа.



ВЫМОРАЖИВАЮЩАЯ-ГАЗОГИДРАТНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА САХАРА И ПЕРЕРАБОТКИ ФРУКТОВО-ОВОЩНОГО СЫРЬЯ



Леонард Федорович Смирнов

доктор технических наук, профессор,
профессор Института холода, криотехнологий
и экоэнергетики ОНАПТ,
директор,
Научно-исследовательская и внедренческая фирма
«Лед – Газогидрат», Украина

Предлагаются вымораживающая и газогидратная технологии для производства высококачественных жидких пищевых концентратов и красителей-ароматизаторов, сухих растворимых и нерастворимых порошков из фруктово-овощного сырья (ФОС). Технологии основаны на переводе воды из ФОС в лед и газогидраты, отделения их от раствора и примесей, последующего расплавления льда и гидратов, отделения и сушки кристаллов (сахара и др.).

Сахар производят сегодня по неэффективной и устаревшей технологии позапрошлого века – выпарке. Главный ее недостаток – высокие энергозатраты. Эксергетический КПД выпарки водных растворов составляет $\eta_{\text{экс}} = 1 - 2\%$.

В новых технологиях концентрирования и разделения водных растворов с регенерацией теплоты фазовых переходов в 7 – 8 раз меньшими, чем теплота парообразования воды, $\eta_{\text{экс}}$ повышается примерно на порядок. При опреснении и концентрировании растворов вымораживанием $\eta_{\text{экс}} = 10 - 15\%$, при их разделении – около 20%. Концентрирование газогидратами повышает $\eta_{\text{экс}}$ до 12 – 24%.

Новая схема сахарозавода включает 4 ступени:

СТУПЕНЬ 0 – первичной обработки исходного сырья – контроль, отбраковка, мойка. Далее по новой технологии сырье и продукты его переработки «проходят» последовательно через **ПРИСТАВКУ 2**, **ВОК** и **ПРИСТАВКУ 1**.

В **ПРИСТАВКЕ 2** сырье (например, свеклу) прессуют, отводят сок, затем жом вымораживают, размораживают, прессуют вторично и отводят первый дополнительный сок, затем возможна из уже осушенных выжимок экстракция сахарозы жидким хладоном, отжатие второго дополнительного сока из расплава газогидратов хладона, образованного в остаточной влаге выжимок, и производства из этого жома сухого нерастворимого порошка.

В **ВОК(е)** – вымораживающем опреснителе-концентраторе концентрируют сахарный раствор вымораживанием от 15 – 18 до 60% сахаров.

В *ПРИСТАВКЕ 1* сгущенный сахарный раствор (60%) очищают от примесей – несахаров (адсорбцией их на газогидратах хладона), в растворе кристаллизуют кристаллы сахаров (путем образования газогидратов в точке газодиффузионной эвтектики при концентрации сахаров около 67%).

Сумма э/затрат на все устройства – *ПРИСТАВКУ 2 + ВОК + ПРИСТАВКУ 1* составляет 939 кВт-ч/т сахара. Это около 93,9 дол/т сахара. Или $\approx 0,094$ дол/кг. При курсе гривны 25 электрическая составляющая себестоимости производства сахара равна всего 2,35 грн/кг сахара.

Преимущества новой технологии перед выпаркой:

1. Меньшие энергозатраты (в денежном выражении в зависимости от цен на газ и э/энергию примерно в 3 – 10 раз).

2. Меньшие капзатраты ввиду меньшей теплоты фазового перехода (в 7 раз), что уменьшает поверхность теплообмена для передачи этого тепла; выполнением ряда аппаратов, работающих при атмосферном давлении и низких температурах, из бетона либо пищевого пластика.

3. Меньше вязкость растворов при заключительной операции – кристаллизации сахаров и газогидратов в среде маловязкого жидкого хладоагента. Это упрощает и интенсифицирует процесс. Сравним вязкость смеси эвтектики 67%-го раствора сахара и жидкого хладоагента при температуре -20°C равна $2 - 3 \cdot 10^{-3}$ Па·с, а при выпарке 90%-го раствора сахара при $+100^{\circ}\text{C}$ вязкость составляет $1400 \cdot 10^{-3}$ Па·с.

4. Удобство работы с электроэнергией, а не с теплом; не нужно котельной, не нужно каждый год ее ремонтировать.

5. Непрерывность работы во всех аппаратах, кроме *ПРИСТАВКИ 1*.

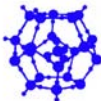
6. Высокое качество очищенной после установки талой воды, которую возвращают в процесс. Расход воды существенно уменьшается.

7. Уменьшаются потери сахара. Отсутствует такой отход как кормовая патока, содержащая до 50% сахара в своей массе, исключаются потери от термического разложения, удаление несахаров производят попутно за счет уже образовавшихся газогидратов. Дополнительный сахар извлекают в *ПРИСТАВКЕ 2* отжатием жома и загидратированных выжимок после плавления газогидратов. Сахар из исходного сырья почти полностью извлекается.

8. Нет трудностей с коррозией при низких температурах процессов. Уменьшаются требования к качеству материалов аппаратов.

9. Облегчена очистка сахара от несахаров. Исключаются сложные многоаппаратные процессы дефекации, сатурации и сульфитации, связанные с реагентами (известь, CO_2) и их регенерацией. Попутно осуществляются последовательные процессы очистки сахара путем укрупнения коллоидов несахаров при вымораживании перед их отфильтровыванием; адсорбции несахаров перед кристаллизацией сахаров уже имеющимися газогидратами.

10. Кампания сахарозавода увеличивается с 1,5 – 3 мес/год (как сегодня) до 12 мес/год ввиду многофункциональности технологии – во внесезонный период, когда нет производства сахара, сахарозавод (весь или часть) может быть очень прибыльно использован и для выпуска многих коммерческих продуктов.



**СОЗДАНИЕ КОМПЬЮТЕРНОЙ ПРОГРАММЫ
МНОГОВАРИАНТНЫХ РАСЧЕТОВ ПРОЦЕССА
ТЕПЛОПЕРЕНОСА ПО ТЕХНОЛОГИИ WINDOWS
PRESENTATION FOUNDATION НА ПРИМЕРЕ
РАЗРАБОТКИ ГАЗОГИДРАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



Элла Александровна Максимова

кандидат геолого-минералогических наук,
доцент кафедры подземной разработки месторождений,
Государственное ВУЗ «Национальный горный
университет, Украина



Андрей Сергеевич Камулин

студент Горного института,
Государственное ВУЗ «Национальный горный
университет», Украина

Одним из перспективных способов разработки месторождений газовых гидратов является тепловое воздействие на пласт, с целью нарушения его фазовой устойчивости с последующей диссоциацией залежи на газ и воду.

В лаборатории газогидратных технологий Национального горного университета ведутся исследования в этом направлении под руководством профессора В.И. Бондаренка. В лаборатории была разработана и прошла практическую апробацию компьютерная программа, предназначенная для расчета скорости продвижения фронта тепла по вмещающим породам различного вещественного состава. Для выбора оптимальных технологических параметров разработки газогидратной залежи и при огромном разнообразии состава и свойств вмещающей толщи, наличие такого программного обеспечения крайне важно и его актуальность очевидна.

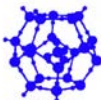
Целью создания такой программы, послужила необходимость решения задачи – по заданному значению разности температур теплоносителя и в

пласте, при различных значениях коэффициентов теплопроводности, температуропроводности и удельной теплоемкости, прогнозировать скорость, время и площадное распространение сдвига температур. Решение данной задачи вручную достаточно трудоемко, тогда как программа позволяет за короткое время выполнить расчеты множества вариантов работы теплоносителя при его стационарном введении в пласт.

Для создания программы расчета приращения температуры относительно температуры залежи и подаваемого теплоносителя мы использовали язык программирования C# с использованием технологии WPF (Windows Presentation Foundation), которая включает в себя язык разметки Extensible Application Markup Language (XAML), основанный на Extensible Markup Language (XML). Для удобства набора данных, был использован элемент управления Text Box и предусмотрена возможность их сохранения в текстовый формат файл «*.txt». Это делает программу универсальной в использовании. В процессе разработки программы нам требовалось описать все изменяемые переменные. Для этого нам потребовалось поместить их в отдельную логическую структуру – «Класс». При выводе результатов расчета, нами был выбран табличный вариант для структурирования полученной информации.

Данными для вывода результатов в программе служит следующий список: «List < Results > list = new List < Results > ();». Строка объявления выполняет три функции. Во-первых, объявляется переменная list, относящаяся к типу класса «List». Во-вторых, сама эта переменная не является объектом, а лишь переменной, которая может ссылаться на объект. Во-вторых, создается конкретная, физическая, копия объекта. Это делается с помощью оператора «new». И наконец, переменной «list» присваивается ссылка на данный объект. Таким образом, после выполнения анализируемой строки объявленная переменная «list» ссылается на объект типа «List». Выводимые данные в классе «Results» приведены к типу данных double. Такое изменение дало существенно снизить риск конфликта типов данных с существующими в другом классе переменных ввода данных для подсчета процесса теплопереноса.

В работе впервые предложен метод программирования для расчетов процесса теплопереноса по технологии Windows Presentation Foundation на примере разработки газогидратного месторождения. Программа позволит в дальнейшем осуществлять подбор технологических параметров и выбор схемы разработки месторождений газовых гидратов.



НОВІ ТЕХНОЛОГІЇ ДЛЯ ЗБЕРІГАННЯ, ТРАНСПОРТУВАННЯ І ДИСОЦІАЦІЇ ГРАНУЛ ГІДРАТІВ



Сергій Володимирович Гошовський

доктор технічних наук, професор,
директор,
Український державний
геологорозвідувальний інститут, Україна



Петро Тимофійович Сиротенко

кандидат технічних наук,
старший науковий співробітник
відділу інноваційних технологій,
Український державний
геологорозвідувальний інститут, Україна

Вуглеводні представляють собою особливі з'єднання широко поширених елементів вуглецю і водню. Людство використовує ці природні сполуки вже давно як енергетичний ресурс. За останні два століття спостерігається швидке зростання як видобування, так і споживання вуглеводневих енергоресурсів, а тому з кожним роком зростає потреба в збільшенні обсягів зберігання і транспортування вуглеводневих ресурсів. Проблема ускладнюється тим, що нам необхідно передавати отримані вуглеводні на великі відстані. Традиційні вуглеводневі ресурси зберігають в підземних сховищах газу (ПСГ), для яких застосовують: виснажені родовища нафти і газу (81,6%); водоносні горизонти (14,5%); соляні каверни (3,97%) та відпрацьовані шахти (0,02%). Для реалізації функцій зберігання і транспортування енергетичних ресурсів важливо, щоб використовувані енергоносії мали якомога менший об'єм. При перетворенні в тверду фазу газовий гідрат має менший ніж в 160 разів об'єм від природного газу, тому сьогодні вчені різних країн активно працюють над технологіями зберігання і транспортування енергоносіїв на базі газових гідратів. Багато проблем в цій технології вирішено, але не розв'язано основну проблему, а саме – освоєння запропонованих технологій в масовому масштабі.

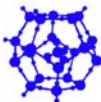
Метою даної роботи є створення концепції високоефективної технології одержання твердотілих гранул із газових гідратів з малими затратами енергії та досягнення надійного і безпечного їх зберігання і транспортування в морських умовах.

Першочерговими задачами для досягнення поставленої мети є:

- освоєння переведення метану в гідратний стан для забезпечення відділення від нього поширених в морських умовах азоту, вуглекислого газу та сірководню;
- використання процесу гідратоутворення для опріснення води і виділення з неї біологічних матеріалів, у тому числі шкідливих;
- вилучення вуглекислого газу з атмосферного повітря і його переведення в гідратний стан для зберігання і при необхідності захоронення у глибоководних зонах моря;
- зберігання газу з мінімальними затратами, в такому випадку доцільно його перевести в гідратний стан і зберігати охолодженим при атмосферному тиску;
- у випадку, коли неможливе використання трубопроводного транспорту для передачі газів, доцільно транспортувати заморожені гідрати у вигляді гранул замість газу на великі відстані, подібно скрапленому природному газу (СПЗ);
- використати напрацьовані технології УкрДГРІ для газових гідратів при видобуванні газів із сипів, а також при уловлюванні попутних газів нафтових родовищ, трансформували їх в гідратний стан;
- витік нафти при аваріях на морських свердловинах можливо змішувати з подрібненими гідратами при одночасно охолодженій нафті та транспортувати їх як пульпу трубопроводами чи танкерами;
- найбільш важливим питанням сьогодні є забезпечення можливості зберігання і транспортування природного газу у вигляді гідратів при атмосферному тиску за температури -15°C чи менше.

Висновки:

1. Актуальним питанням для України сьогодні є створення Програми з освоєння вуглеводневих ресурсів Чорного моря, яка повинна включати питання пошуків, розвідки та розробки як потужних, так і малопотужних родовищ вуглеводнів, а також перетворення, зберігання і транспортування видобутих вуглеводнів в газогідратній формі.
2. Ми переконані, що тільки при використанні науково-технічного потенціалу України можливо створити та впровадити сучасні технології для освоєння енергетичних ресурсів Чорного моря.
3. Доцільно, щоб створена Програма з освоєння вуглеводневих ресурсів Чорного моря мала невеликий термін реалізації, наприклад до 2025 року.



ВОЗМОЖНОСТЬ СУЩЕСТВОВАНИЯ ГАЗОГИДРАТОВ В УГОЛЬНЫХ ШАХТАХ



Екатерина Сергеевна Сай

ассистент кафедры подземной разработки месторождений,
Государственное ВУЗ «Национальный горный университет, Украина



Константин Николаевич Прокопенко

студент Горного института,
Государственное ВУЗ «Национальный горный университет, Украина

Образование угля невозможно без наличия органики, в основном растительного происхождения, которая в процессе метаморфизма формирует твердую угольную матрицу, содержащую в себе различные газообразные вещества. Обычно именно метан является основным газовым компонентом большинства угольных месторождений. Наряду с метаном в угле содержится сероводород, азот, этан, пропан и другие углеводороды, однако доля этих газов в общем количестве не превосходит нескольких процентов. Газ, который образуется в процессе метаморфизма угольного вещества, частично удаляется из пласта с потоками флюидов, частично остается внутри угольной матрицы. Свободный метан всегда находится в газообразном состоянии внутри открытых и закрытых пор, размеры которых больше или соизмеримы с длиной свободного пробега молекул.

Формы нахождения метана в угольных толщах и его количество являются предметом изучения достаточно длительное время. Актуальность приобрели исследования, изучающие форму связи газа с угольной матрицей, существу-

ющую в виде газовых гидратов – клатратных соединений включения, образующихся из молекул воды (естественной влажности угля) и метана. В пользу данного предположения также свидетельствует взрывной эффект Бриджмена, имеющий место при внезапных выбросах угля и газа в шахтах.

Установлено, что при высоких давлениях жидкость увеличивает свою вязкость до 100 раз, наряду с этим ее структура становится подобием кристаллогидратов. Исходя из данных фактов, можно предположить, что при наличии газообразной и жидкой фаз при тех же термобарических условиях возможно получить газогидратные соединения [1].

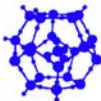
Выявлено, что при всестороннем воздействии давления кристаллогидраты стремятся вырваться в крайнюю зону, то есть основное давление сосредоточено в точках его приложения. Предполагается, что в непосредственной близости к забою выработки возможно существование газогидратов при наличии следующих условий: большие глубины разработки, наличие значительного газовыделения и достаточного водопритока. Проведем аналогию между эффектом Бриджмена и состоянием горного массива в процессе ведения горных работ. На некотором удалении от забоя выработки формируется зона максимального давления, что в свою очередь дает возможность для формирования газогидратов в сверхкатегорийных шахтах с обильным водопритоком [2].

В пользу нашего предположения свидетельствует еще и тот факт, что внезапные выбросы на шахтах сопровождаются понижением температуры среды при выбросе, а также высвобождением значительного количества газа метана и кинетической энергии. Такие же процессы наблюдаются при быстрой разгерметизации газогидратов, что в свою очередь дает право предположить об их существовании в угольных шахтах.

Подробное изучение процессов образования газогидратов и их существования, закономерностей фазовых переходов и равновесного состояния гидратов метана при различных условиях является неотъемлемой частью исследований, посвященных как рассмотрению возможности добычи метана из угольных пластов в качестве дополнительного энергоресурса, так и установлению способов предотвращения внезапных выбросов угля и газа для повышения безопасности ведения горных работ.

Список литературы

1. Моссур, А.П. (2009). *Влияние процессов гидратообразования на проявления горного давления в обрабатываемых угольных пластах*. Школа підземної розробки, 622-626.
2. Бондаренко, В.И., Моссур, А.П. (2008). *Физико-химические процессы гидратообразования в метанообильных угленосных отложениях и их выбросоопасность*. Школа підземної розробки, 98-102.



РОЗРОБКА ГАЗОВИХ І ГАЗОГІДРАТНИХ МОРСЬКИХ РОДОВИЩ (ТЕХНОЛОГІЧНИЙ КОМПЛЕКС)



Михайло Михайлович Педченко

кандидат технічних наук, доцент,
доцент кафедри видобування
нафти і газу та геотехніки,
Полтавський національний технічний
університет ім. Юрія Кондратюка, Україна



Лариса Олексіївна Педченко

кандидат технічних наук,
старший викладач кафедри видобування
нафти і газу та геотехніки,
Полтавський національний технічний
університет ім. Юрія Кондратюка, Україна

На ефективність технології видобування газу, незалежно від форми його знаходження в покладі (вільний газ чи газові гідрати), значною мірою впливає рівень досконалості технічних і технологічних рішень операцій його вилучення, підготовки, транспортування, зберігання і споживання. Особливого значення рівень використовуваних технологій набуває в періоди зниження цін на вуглеводні. Поряд з тим останніми роками активно розробляються технології розробки газогідратних покладів, транспортування газу в газогідратній формі, зберігання газових гідратів, виробництва штучного газогідрату.

Пропонується технологічний комплекс розробки газових і газогідратних морських родовищ, що поєднує ряд розробок [1 – 5] і передбачає:

- розкриття продуктивного пласта свердловиною;
- вплив на пласт з метою вилучення газу або газогідрату;
- виробництво із видобутого газу (традиційних родовищ) газогідрату;
- подачу на видобувну платформу суміші газогідрату, води і газу;
- збагачення газогідрату та підвищення його стабільності;
- формування газогідрату у блоки та консервацію шаром льоду;

– транспортування і зберігання у наземних сховищах газогідратних блоків за атмосферного тиску і температури, не вище ніж 278 К;

– дисоціацію газогідратних блоків за рахунок енергії сонця.

При цьому суміш газогідрату, води і газу при розробці морських газогідратних родовищ утворюється у результаті механічного руйнування гідратовмісної породи і змішування відібраного газогідрату з водою при запобіганні його дисоціації в пласті [1].

При розробці газового покладу суміш газогідрату, води і газу утворюється на ділянці трубопроводу, що з'єднує свердловину і видобувну платформу, з термобаричними умовами гідратоутворення у результаті контактування основної частини видобутого із продуктивного пласта газу і морської води та відведення тепла процесу через стінки тру. Процес гідратоутворення у трубопроводі пропонується інтенсифікувати шляхом використання ежектора з подовженою камерою змішування, як контактного пристрою [2].

На видобувній платформі суміш газогідрату, води і газу максимально збагачується на газогідрат. Отриману газогідратну масу пропонується формувати у газогідратні блоки великого розміру, законсервованих шаром льоду згідно технології, запропонованій у роботі [3, 4]. Вони придатні до тривалого зберігання і транспортування за атмосферного тиску та незначної від'ємної температури.

Газогідратні блоки пропонується зберігати в наземних сховища поблизу споживачів газу [5]. Дані сховища можуть представляти альтернативу підземним сховищам газу.

Запропонований технологічний комплекс дає можливість отримати технічний результат, який полягає у максимальному зниженні енерговитрат у результаті комплексного врахування теплофізичних властивостей і параметрів взаємодії складових системи.

Список літератури

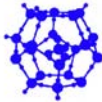
1. Педченко, Л.О., Педченко, Н.М., Педченко, М.М. (2015). *Спосіб розробки морських газогідратних покладів*. Патент №109336 на корисну модель, Україна.

2. Педченко, Л.О., Педченко, М.М. (2014). *Застосування рідинно-газового струминного апарата з подовженою камерою змішування як контактного пристрою для утворення газових гідратів*. Патент №105208 на корисну модель, Україна.

3. Педченко, Л.О., Педченко, М.М. (2012). *Обґрунтування способу утворення льодогазогідратних блоків із метою транспортування та зберігання гідратоутворюючого газу*. Науковий вісник ДГУ, 1(127), 28-34.

4. Педченко, Л.О., Педченко, М.М. (2013). *Спосіб виробництва гідратів попутного нафтового газу з метою їх транспортування і зберігання*. Патент №101882 на корисну модель, Україна.

5. Педченко, Л.О., Педченко, М.М. (2013). *Розрахунок термодинамічних параметрів зберігання газогідрату в наземних сховищах*. Сборник научных трудов SWorld, 4(17), 107-118.



ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ НА СКЛОНЕ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО ШЕЛЬФА ЧЕРНОГО МОРЯ (ПАЛЕОДЕЛЬТА ДНЕПРА)



Владимир Павлович Коболев

доктор геологических наук, профессор,
главный научный сотрудник,
Институт геофизики им. С.И. Субботина
НАН Украины, Украина

На континентальном склоне северо-западного шельфа Черного моря в 2011 – 2013 годах Институтом геофизики им. С.И. Субботина были выполнены опытно-методические комплексные геофизические исследования с борта научно-исследовательского судна «Профессор Водяницкий».

На полигоне палеодельты Днепра было отработано 11 профилей с использованием цифровой телеметрической системы XZone® Bottom Fish. Регистрация волнового поля осуществлялась 12-ти канальной косой с расстоянием между сейсмоприемниками 3 м. Для возбуждения упругих колебаний использовались пневмоисточники (пушки) объемом 10, 20 и 40 кубических дюймов. Запись проводилась с дискретностью 0.0005 с и продолжительностью 3 с. Работа сейморазведочного комплекса осуществлялась по «классической» технологии морских работ с фланговой системой наблюдений.

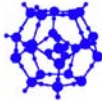
В результате обработки материалов сейсмических исследований методом отраженных волн были обнаружены более или менее непрерывные границы BSR в пространственно-ограниченной территории к западу от Днепровского каньона в интервале глубин моря 700 – 1350 метров. Примерно на глубине 600 м под дном моря к западу от Днепровского каньона четко прослеживается граница фронта газонасыщенных осадков, так называемый «газовый карман», по отсутствию четких отражающих границ выше которой можно предположить гидратсодержащие осадки. В западной части появляются признаки более или менее протяженной восточной границы BSR, которую мы отождествляем с западной окраиной возможного расположения газогидратных залежей. Следует отметить, обнаружение грязевого диапира, который прорывает целостность вышележащих слоев осадочных отложений. Над грязевым диапиром наблюдается «провисания» отражающего горизонта, а с запада

тяготеет зона локальных потоков рассеяния с высокими концентрациями газов в придонных водах. Грязевый диапир обнаруживает непосредственную связь с процессом формирования газогидратов и, как следствие, с неотектоническими нарушениями, которые служат главными факторами инициации газовых флюидов.

Подтверждением достоверности идентификации границы BSR с газогидратными залежами является отрицательная полярность отраженного от BSR сейсмического сигнала, которая интерпретируется как следствие изменения на этой границе фазового состояния газовой составляющей (выше BSR – более высокоскоростные осадки, цементированные гидратами, ниже – нецементированные низкоскоростные осадки с растворенным в поровых водах газом). Прямо над границей BSR наблюдается зона с низкими амплитудами отражения, которой мы приписываем наличие газовых гидратов.

Полученные результаты сейсмических исследований на акватории палеodelьты Днепра однозначно свидетельствуют о наличии газогидратной залежи, размеры и мощность которой требуют уточнения последующими детальными исследованиями.

Таким образом, полученный к настоящему времени фактический материал позволяет с оптимизмом судить о перспективах газогидратных скоплений Черного моря, а также наметить акваторию палеodelьты Днепра в качестве первоочередного объекта для постановки поисково-разведочных работ и опытно-экспериментального бурения.

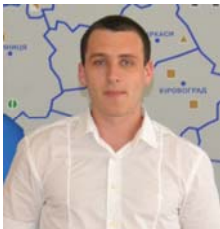


ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СТРУЙНОГО РАЗРУШЕНИЯ ГАЗОГИДРАТНЫХ ПОРОД ПРИ ДОБЫЧЕ ГАЗА МЕТАНА СО ДНА ЧЕРНОГО МОРЯ



Сергей Федорович Власов

доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры подземной разработки
месторождений,
Государственное ВУЗ «Национальный горный
университет, Украина



Владимир Эдуардович Бабенко

аспирант кафедры подземной разработки
месторождений,
Государственное ВУЗ «Национальный горный
университет, Украина

Мировое потребление углеводородного сырья стремительно возрастает. Этот фактор вызван увеличением численности населения на планете Земля и соответственно большим спросом на энергоресурсы. Мировые объемы добычи нефти на начало 2015 года составляли около 4220 млн т/год, а газа – 2797 млрд м³/год. Однако, природные запасы углеводородов не безграничны. Согласно исследованиям американского ученого Хубберта, при условии уровня мирового потребления нефти в 4 млрд т/год их запасов хватит на 30 лет. Но вопрос не только в исчерпании мировых запасов нефти, газа и твердых углеводородов, но и в снижении рентабельности добываемых углеводородных энергоресурсов. Поэтому, ученые мира активно изучают возможности для замены этих энергоресурсов альтернативными источниками энергии.

Вместе со всеми не углеводородными источниками энергии конкуренцию традиционным углеводородам может составить газ метан в гидратном состоянии. Разведанные объемы гидратного метана на планете превышают общий объем традиционных углеводородов вместе взятых. Поэтому, разработка технически эффективных и экономически рентабельных способов добычи метана из газогидратных скоплений является актуальной задачей ученого сообщества. *Целью данной работы* является обоснование возможности использования струйной технологии разрушения газогидратных пород при добыче газа метана со дна Черного моря.

На данный момент существует множество технологических схем и технологий по добыче газа метана из гидратных месторождений. В их основе лежат четыре способа, которые отличаются между собой принципом воздействия на гидратную залежь. А именно: нагревание, изменение давления, химическое разложение и механическое разрушение. Однако, в настоящее время технологии, основанные на данных способах, не получили широкого распространения в связи с низкой технологичностью и экономической рентабельностью, высокой экологической опасностью для окружающей среды.

Согласно данным, полученным из научно-разведывательных экспедиций НИС «Евпатория», «Витязь» и «Атлантис-2», было установлено, что наиболее перспективным районом для промышленной разработки метана из гидратных скоплений дна Черного моря является прогиб Сорокина. Геологический разрез газогидратного месторождения представлен следующими породами:

- глиняная брекчия, образованная темно-зеленовато-серой осколчатой карбонатной глинистой массой, с включениями дресвы и хряща уплотненных некарбонатных глин и алевроитов (глубина до 1 м под уровнем морского дна);

- терригенный ил, сложенный темными зеленовато-серыми алевроитово-пелитовыми и пелитовыми осадками кварца, полевых шпатов, кальцита, доломита (глубина ниже уровня морского дна 1 – 64 м). На глубинах 64 – 454 м включает слои черного сапропелевого ила, состоящего из арагонита и нанофлора *Braarudosphaera Bigelowi*;

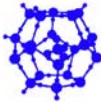
- ил, обогащенный кальцитом, предпочтительно состоит из пирита, темной и серой глины, алевроита (глубина ниже уровня морского дна 454 – 620 м).

По своим физико-механическим свойствам эти породы близки к дисперсным породам четвертичных отложений.

Поэтому для эффективной добычи газа метана из газогидратных месторождений должен быть использован универсальный способ, учитывающий геологические, физические и химические свойства пород в которых находятся гидраты. Именно способ механического разрушения газогидратных пород высоконапорными струями воды, включающий в себя понижение давления (проведение скважин), нагрев (вода подается с температурой высшей, чем в гидратной залежи), химическое воздействие (подача солевого раствора, вместо чистой воды), обладает такими свойствами.

Для обоснования технологических параметров струйного разрушения газогидратных пород необходимо провести моделирование этих процессов. Для этого необходимо определить следующие параметры: пористость и плотность газогидратных пород, потери напора воды при подаче ее к гидромонитору, глубину проникания струи воды в газогидратные породы, зависящая от скорости поднятия и вращения гидромонитора, диаметра его сопел. Ключевыми факторами при моделировании данного способа для натуральных условий будут являться термобарические и геологические условия залегания газогидратной залежи, физико-механические свойства газогидратных пород. При этом необходимо учитывать технические возможности применяемого оборудования и способ сбора освобожденного метана.

Дальнейшие исследования будут направлены на выполнение моделирования процессов разрушения газогидратных пород высоконапорными струями воды (с различными концентрациями солей) с учетом всех термобарических и геологических условий для конкретного газогидратного месторождения с целью обоснования всех необходимых технологических параметров.



ПЕРСПЕКТИВИ РОЗШИРЕННЯ ОБЛАСТІ УТИЛІЗАЦІЇ ШАХТНОГО МЕТАНУ



Євгеній Анатолійович Коровяка

кандидат технічних наук, доцент
доцент кафедри транспортних
систем і технологій
Державний ВНЗ «Національний гірничий
університет», Україна



Олена Олександрівна Дмитрук

асистент кафедри транспортних
систем і технологій
Державний ВНЗ «Національний гірничий
університет», Україна

Шахтний метан упродовж сотень років видобутку вугілля розглядався виключно як «ворог» шахтарів, джерело вибухів і раптових викидів вугілля й породи в шахтах. З метою забезпечення безпеки гірничих робіт і збільшення продуктивності праці шахтарів витрачаються значні матеріально-технічні, енергетичні і трудові ресурси.

Головною особливістю метану вугільних пластів є його чистота – відсутність агресивних домішок, що вигідно відрізняє його від газу нафтових, газоконденсаторних і газових родовищ, оскільки вугілля є природним фільтром, що очищає метан від домішок. Метан вугільних родовищ внаслідок своєї виняткової чистоти може бути початковим продуктом для отримання хлористого метилену та його похідних – аміаку, ацетилену, водню, метанолу, азотної кислоти, формаліну і так далі.

Нині шахтний метан може бути використаний в наступних процесах:

- спалювання в шахтних котельних (з концентрацією не менше 30%);
- отримання метанолу шляхом неповного окислення шахтного газу повітрям при підвищеній температурі і під тиском при концентрації метану в суміші 85 – 98%;

- отримання моторного палива шляхом підвищення тиску метану 25 МПа при концентрації метану в суміші більше 95%;
- синтез білку – CH_4 легких фракцій (за умови, що газ має бути стерильним);
- утилізація метаноповітряної суміші зі вмістом метану більше 6% у двигунах внутрішнього згорання для виробництва електроенергії;
- перехід в твердий стан (газовий гідрат) в широкому діапазоні концентрації метану у газовій суміші.

При вирішенні проблеми утилізації метану технологія його вилучення повинна відповідати стадії розробки метановугільних родовищ.

1. До початку розробки вугільного пласта повинна здійснюватися завчасно дегазація. Цей етап забезпечує вилучення приблизно 15 – 25% від загального обсягу метану. Газ екстрагується за допомогою свердловин, пробурених з поверхні. Концентрація метану близька до 100%.

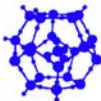
2. Попередня дегазація. Проводиться в період роботи шахти за допомогою підземних свердловин, пробурених з вентиляційного або конвеєрного штреку, а також поверхневих свердловин для вилучення газу з виробленого простору та породновугільного масиву. Це може забезпечити вилучення метану до 20% від загального обсягу запасу газу на даній площині.

3. Під час ведення гірничих робіт повинно працювати дві паралельні системи вилучення метану: система вентиляції та дегазації (технологія супутнього видобутку).

4. Постексплуатаційна дегазація. Уловлювання десорбованого метану після завершення шахтних робіт.

Метан є альтернативною сировиною для енергетики та промислової хімії. При удосконаленні існуючих способів дегазації використання метану повинно забезпечити покращення рентабельності роботи вугільних шахт. Істотний ефект дасть також використання шахтного метану в хімічній промисловості, на автозаправних станціях і в інших цілях.

Перспективи розвитку нових технологій утилізації й вдосконалення існуючих тісно взаємопов'язані між собою. При цьому в найближчій перспективі можна очікувати появлення нових технологій, спрямованих на переробку метану в нові види палива, які будуть легко транспортуватися, наприклад метанол або газогідрат. Необхідно відзначити, що утилізація шахтного метану сприяє раціональному використанню енергетичних ресурсів і зниженню техногенного навантаження на навколишнє середовище.



ГАЗОГИДРАТНАЯ УСТАНОВКА С ТЕПЛОВЫМИ НАСОСАМИ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПРЕСНОЙ ВОДЫ



Василий Васильевич Клименко

доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры электротехнических систем
и энергетического менеджмента,
Кировоградский национальный технический
университет, Украина



Юрий Павлович Денисов

кандидат технических наук,
ведущий научный сотрудник
Одесской национальной академии
пищевых технологий, Украина



Николай Викторович Босый

преподаватель кафедры материаловедения
и литейного производства,
Кировоградский национальный технический
университет, Украина

Целью работы является повышение энергетической эффективности комбинированных газогидратных установок для выработки электроэнергии и пресной воды, использующих для своей работы природный потенциал морской воды в виде термобарической разницы температур по глубине [1, 2].

Методы исследования – расчетно-теоретические, которые позволяют обосновать оптимальные схемы комбинированных газогидратных установок для производства электроэнергии и пресной воды.

Результаты расчета комбинированной газогидратной установки (Рис. 1) показывают, что повышение энергетической эффективности газогидратной

установки возможно путем повышения перепада давления природного газа в газовой турбине за счет понижения температуры гидратообразования в кристаллизаторе установки, а также повышения температуры плавления газогидратов в плавителе (Рис. 2). Это достигается использованием тепловых насосов (ТН). При этом, испаритель первого ТН₁ установлен в качестве рубашки охлаждения кристаллизатора, а конденсатор над испарителем для сброса тепла конденсации в окружающую среду. Испаритель второго ТН₂ установлен в поверхностном слое теплой воды, а конденсатор размещен в полости плавителя газогидратов.

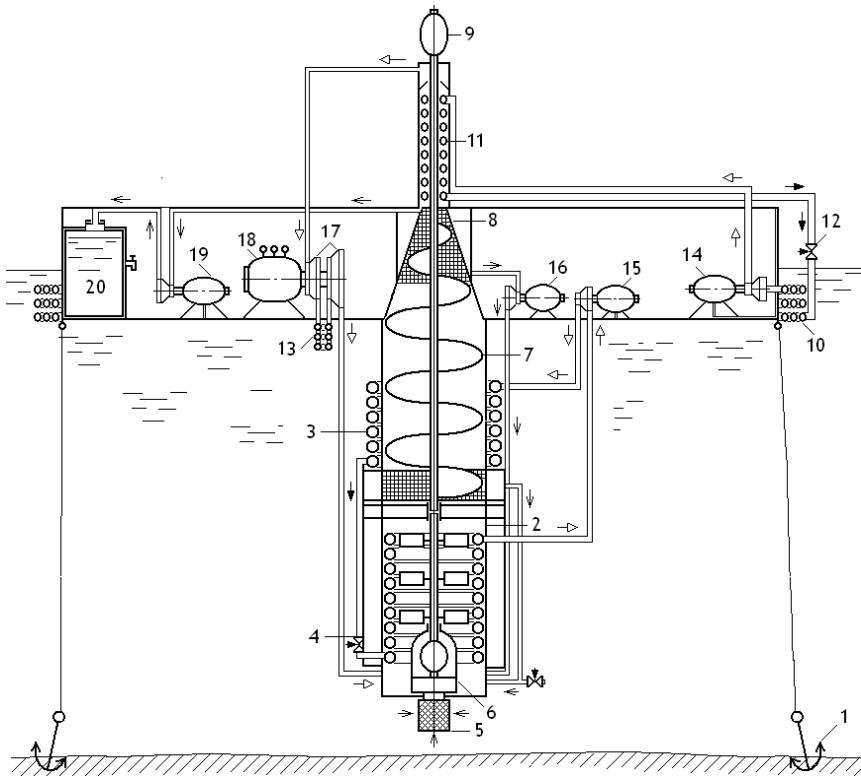


Рисунок 1. Комбинированная газогидратная установка: 1 – якорь; 2, 10 – испарители ТН₁ и ТН₂; 3, 11 – конденсаторы теплового насоса кристаллизатора и плавителя; 4, 12 – регулирующие вентили ТН₁ и ТН₂; 5 – водяной фильтр; 6, 9 – электроприводы мешалки и шнека; 7 – шнек; 8 – камера отжима газогидратов; 14, 15 – компрессора ТН₂ и ТН₁; 16, 19 – гидравлические турбины рассола и пресной воды; 17 – паровая турбина; 18 – электрогенератор; 20 – накопитель пресной воды

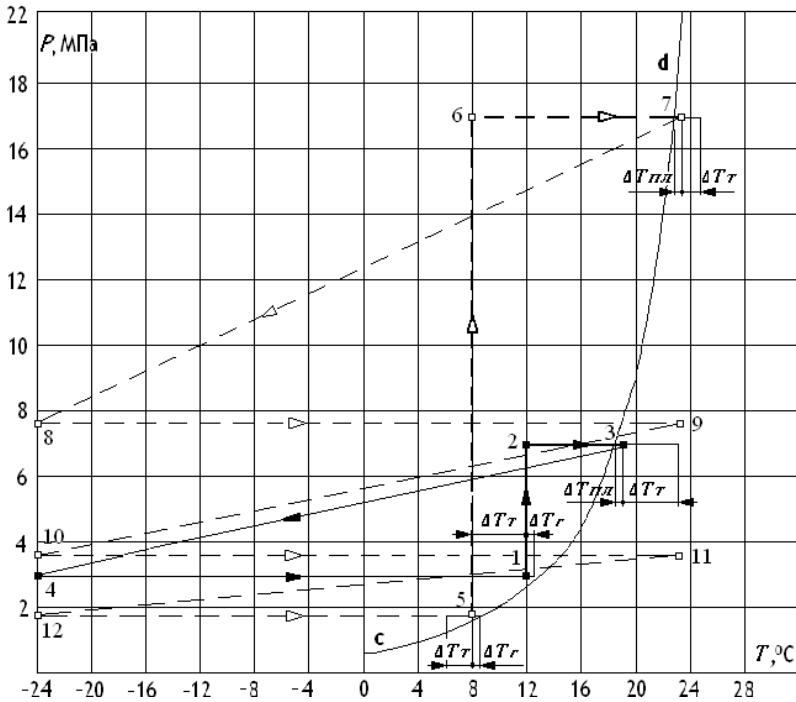


Рисунок 2. Повышение энергетической эффективности газогидратной установки: *c – d* – равновесная кривая гидратообразования; 1, 5 – точки гидратообразования в установках без ТН и с ТН; 2, 6 – газогидраты в камере отжима; 3, 7 – плавление газогидратов; $\Delta T_{Г}$, $\Delta T_{пл}$, $\Delta T_{Г}$ – температурные напоры при гидратообразовании, плавлении и теплообмене; 4, 12 – состояние газа за турбинами

Удельная работа сжатия паров аммиака компрессором ТН составляет [3]:

$$l_{ТН} = c_p \cdot T_{и} \cdot \left[1 - \frac{1}{\left(\frac{P_K}{P_{и}} \right)^{\frac{k-1}{k}}} \right] \frac{1}{\eta_K},$$

где $T_{и}$ – температура испарения аммиака в испарителе ТН; c_p – удельная теплоемкость пара аммиака в испарителе ТН [4]; $P_K, P_{и}$ – давление паров аммиака при конденсации и испарении [4]; η_K – КПД компрессора теплового насоса.

В Таблице 1 приведены результаты расчетов основных энергетических показателей газогидратной установки без тепловых насосов и с тепловыми насосами (на 1 кг природного газа).

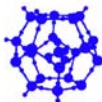
Таблица 1. Основные энергетические показатели газогидратной установки без тепловых насосов и с тепловыми насосами $TН_1$ (кристаллизатора) и $TН_2$ (плавителя)

№ п/п	Наименование параметров и энергетических показателей	Без ТН	С ТН
1.	Температура холодного/теплого источника, °С	8/23	6/25
2.	Температурный напор при теплообмене ΔT_T , °С	4	4
3.	Температурный напор при образовании и плавлении гидратов $\Delta T_G = \Delta T_{ПЛ}$, °С	0,5	0,5
4.	Температура испарения/конденсации аммиака для $TН_1$, $T_{И1}/T_{К1}$, °С	—	6/10
5.	Температура испарения/конденсации аммиака для $TН_2$, $T_{И2}/T_{К2}$, °С	—	21/25
6.	Температура образования/плавления гидратов $T_G / T_{ПЛ}$, °С	12/19	8/23
7.	Давление образования/плавления гидратов $P_G / P_{ПЛ}$, МПа	3/7	1,6/17
8.	Удельная работа расширения природного газа в газовой турбине l_T , кДж/кг	106	300
9.	Удельная работа сжатия аммиака в тепловых насосах $l_{ТН} = l_{ТН1} + l_{ТН2}$, кДж/кг	—	111
10.	Удельная полезная работа газогидратной установки $l_{ПОЛ}$, кДж/кг	70	130

Таким образом применение тепловых насосов в газогидратной установке позволяет увеличить полезную работы турбины, работающей на гидратообразующем агенте – природном газе, почти в 2 раза.

Список литературы

1. Клименко, В.В. (1974). *Об использовании природной разности температур морской воды для получения пресной воды и холода*. Холодильная техника и технология, (19), 75-79.
2. Смирнов, Л.Ф., Клименко, В.В. (1975). *Использование глубинной морской воды для получения пресной воды и холода*. Холодильная техника, (2), 34-38.
3. Павлов, К.Ф., Романков, П.Г., Носков, А.А. (1981). *Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии*. Л.: Химия, 560 с.
4. Данилова, Г.Н., Филаткин, В.Н., Щербов, М.Г., Бучко, Н.А. (1986). *Сборник задач по процессам теплообмена в пищевой и холодильной промышленности*. М.: Агропромиздат, 288 с.



АНАЛІЗ РОЗРАХУНКОВИХ МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ РІВНОВАЖНИХ ПАРАМЕТРІВ ТЕРМОДИНАМІЧНОЇ СИСТЕМИ «БІОГАЗ – ВОДА – ГАЗОГІДРАТ»



Василь Васильович Клименко

доктор технічних наук, професор,
професор кафедри електротехнічних систем
та енергетичного менеджменту,
Кіровоградський національний технічний
університет, Україна



Віктор Васильович Мартиненко

молодший науковий співробітник
кафедри електротехнічних систем
та енергетичного менеджменту,
Кіровоградський національний технічний
університет, Україна



Михайло Васильович Личук

кандидат фізико-математичних наук, доцент,
доцент кафедри вищої математики та фізики,
Кіровоградський національний технічний
університет, Україна

Основним компонентом біогазу є горючий газ метан (60 – 80%), при згорянні якого вивільняється енергія, також до складу входить вуглекислий газ (15 – 40%) та домішки сірководню (0,5 – 5%). З одного кубічного метра біогазу середнього складу можна отримати в агрегаті тепловий двигун-електрогенератор 2,5 кВт-год електроенергії [1].

Але застосування такого виду палива не завжди економічно доцільно, особливо коли постають проблеми накопичення та транспортування газу споживачам, віддаленим від місця продукування біогазу. Для вирішення цих

проблеми, а також збагачення біогазу метаном, доцільно використовувати газогідратну технологію [2].

Першочерговим завданням при розробці технологічних процесів, пов'язаних з гідратоутворенням, є визначення рівноважних термодинамічних параметрів системи, в якій здійснюється цей процес.

На цей час для визначення рівноважних параметрів термодинамічної системи «суміш газів – вода – газгидрат» найчастіше використовують такі методи розрахунків: по рівноважним кривим, побудованим для відносних густин газу (густині газу), по розрахунковим рівнянням Г.В. Пономарьова, по константам рівноваги, з використанням статистичної теорії гідратів [2, 3, 8].

У методі розрахунку за густиною газу, розробленим професором Катцом зі співавторами, використовується всього лише одна діаграма у вигляді графіка залежності $P - T$, для різних відносних густин газу:

$$\rho = \frac{M_{газу}}{M_{повітря}}.$$

Другим методом, що дозволяє виконати розрахунок рівноважних параметрів гідратоутворення сумішей газів, заснований на застосуванні визначених експериментально коефіцієнтів розподілу K окремого компонента між гідратною та газовою фазами:

$$K_i = \frac{y_i}{s_i},$$

де y_i та s_i – молярні долі i -ого компонента в газовій та гідратній фазах відповідно.

Для знаходження початкової точки утворення гідратної фази повинна виконуватися умова:

$$\sum \frac{y_i}{K_i} = 1.$$

Г.В. Пономарьов запропонував формули, отримані на основі обробки експериментальних даних за умовами гідратоутворення природних газів різного складу:

– при позитивних температурах:

$$t_P = 18,47 \lg p_P - B;$$

– при від'ємних температурах:

$$t_P = -58,5 \lg p_P + B_1,$$

де t_P – рівноважна температура гідратоутворення, °С; p_P – рівноважний тиск гідратоутворення, атм, коефіцієнти B та B_1 беруться в залежності від приведеної густини ρ_T [3].

Одними з перших, хто запропонував модель для розрахунків рівноважних параметрів гідратування сумішей газів на основі використанні статистичної теорії гідратів, були Перріш і Праусніц [4].

Згідно з основними положеннями статистичної теорії, термодинамічні умови існування гідратів в загальному вигляді виражаються рівнянням [2, 3]:

$$\ln Z = Y ,$$

де $\ln Z$ – відношення тисків парів води над водою і метастабільним «порожнім» гідратом; Y – різниця хімічних потенціалів води в метастабільному гідраті та воді.

Ліва частина рівняння – функція температури (тиск парів залежить тільки від температури), права – функція температури і тиску (від температури залежать константи Ленгмюра компонентів суміші, а від парціальних тисків компонентів – ступені заповнення гідратної решітки). Таким чином, якщо для суміші даного складу відомі залежності $\ln Z = f(T)$ та $Y = f(T, p)$, то при фіксованому тиску можна обчислити температуру гідратування і навпаки.

Спрощений алгоритм визначення рівноважних параметрів гідратування сумішей газів на основі статистичної теорії гідратів наведено в роботі [3].

Нами удосконалено цей алгоритм, шляхом заміни парціальних тисків на летючості газів, визначених за рівнянням Пенга-Робінсона та розроблена програма EMGHYD для його реалізації в середовищі MathCad.

Серед інших відомих програм, доцільних для визначення рівноважних параметрів термодинамічної системи «біогаз – вода – газогідрат», можна виділити такі, як *EQUI – PHASE Hydrate* [5], *INFOCHEM* [6] та *CSMHYD* [7].

Результати розрахункових значень рівноважного тиску системи «біогаз – вода – газогідрат» для біогазу зі складом $\text{CH}_4 = 0,820$; $\text{CO}_2 = 0,126$; $\text{H}_2\text{S} = 0,054$ при температурі 14,2°C, отриманих різними методами, представлені в Таблиці 1.

Таблиця 1. Значення рівноважного тиску P, розраховані різними методами

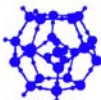
Метод	$t, ^\circ\text{C}$	$P, \text{бар}$	Похибка, %
За відносною густиною газу	14,2	40	12,3
По константам рівноваги		52,4	13
Метод Пономарьова		40,5	11,2
Програма EMGHYD		49,3	7,5
Програма CSMHYD		46,7	2,4
Експериментальне значення [8]		45,6	—

Висновок. Для приблизної оцінки рівноважних параметрів умов гідратування в термодинамічній системі «біогаз – вода – газогідрат» можна застосовувати найбільш простий метод з використанням графіків в $P - T$ діаграмі, побудованих для різних відносних густин газу. Розрахунки за програмами,

розробленими із застосуванням алгоритмів на основі статистичної теорії гідратів, показали кращу відповідність експериментальним значенням.

Список літератури

1. *Виробництво і використання біогазу в Україні.* (2012). Рада з питань біогазу, 74 с.
2. Макогон, Ю.Ф. (1974). *Гидраты природных газов.* М.: Недрa, 208 с.
3. Дегтярев, Б.В., Бухгалтер, Э.Б. (1976). *Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах.* М.: Недрa, 247 с.
4. Parrish, W.R., Prausnitz, J.M. (1972). *Dissociation Pressures of Gas Hydrates Formed by Gas Mixtures.* Ind. Eng. Chem. Process, DesDevel, (11), 26-35.
5. *EQUI – PHASE Hydrate.* Electronic resource: <http://www.slb.com/>
6. *INFOCHEM.* Electronic resource: <http://www.infochem.de/>
7. *CSMHYD.* Electronic resource: <http://hydrates.mines.edu/CHR/Software.html>
8. Carrol, J. (2009). *Natural Gas Hydrates. A Guide for Engineers.* UK: Elsevier's Science & Technology Rights Department in Oxford, 276 p.



**ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИЙ СТЕНД ТА МЕТОДИКА
ВИЗНАЧЕННЯ РІВНОВАЖНИХ ТЕРМОДИНАМІЧНИХ
ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ «ГАЗОВА СУМІШ
БРОДИЛЬНИХ ВИРОБНИЦТВ + ГАЗОГІДРАТ +
+ ВОДНИЙ РОЗЧИН»**



Василь Васильович Клименко

доктор технічних наук, професор,
професор кафедри електротехнічних систем
та енергетичного менеджменту,
Кіровоградський національний технічний
університет, Україна



Олександр Олександрович Микитюк

аспірант кафедри електротехнічних систем
та енергетичного менеджменту,
Кіровоградський національний технічний
університет, Україна



Віктор Васильович Мартиненко

молодший науковий співробітник
кафедри електротехнічних систем
та енергетичного менеджменту,
Кіровоградський національний технічний
університет, Україна

Процеси гідратуутворення можуть бути застосовані в різних технологічних напрямках, зокрема, для утилізації вуглекислого газу, який виділяється під час процесу бродіння [1]. При анаеробному зброджуванні на спирт вуглеводів в систему утилізації разом з діоксидом вуглецю потрапляють домішки супутніх продуктів бродіння, таких як спирти, ефіри, альдегіди, органічні кислоти [2].

Для експериментального дослідження рівноважних термодинамічних параметрів в системі «газова суміш бродильних виробництв (ГСБВ) + газогід-

рат + водний розчин» була спроектована та зібрана експериментальна установка, схема якої зображена на Рисунку 1.

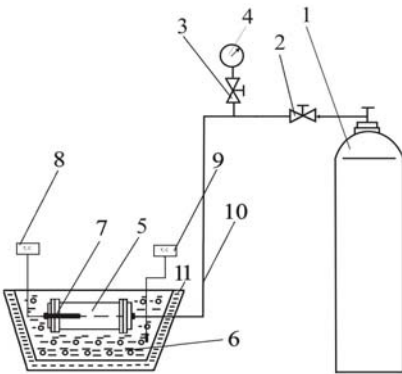


Рисунок 1. Принципова схема експериментальної установки: 1 – балон з ГСБВ; 2 – голчастий вентиль; 3 – вентиль; 4 – манометр; 5 – газогідратний кристалізатор; 6 – резервуар з охолоджуючою сумішшю; 7 – термогільза; 8, 9 – цифрові термометри; 10 – трубопровід; 11 – теплоізоляція

вимірювань 60 кгс/см^2 , ціною поділки $0,5 \text{ кгс/см}^2$ і класом точності 0,4; атмосферний тиск – барометром анероїдного типу.

Для відбору у виробничих умовах ГСБВ і подальшого його накопичення з метою використання в експериментальних дослідженнях нами розроблено спеціальний пристрій та методика його застосування. Дослідження рівноважних термодинамічних параметрів в системі «газова суміш бродильних виробництв + газогідрат + водний розчин» здійснюються наступним чином. Воду (водний розчин), охолоджену до $+1...+2^\circ\text{C}$ заправляють в кристалізатор (приблизно на $0,75 - 0,85$ його об'єму), який попередньо охолоджують в холодильній камері до температури $t = +1...+2^\circ\text{C}$. Потім проводиться на протязі декількох секунд продувка кристалізатора шляхом подачі ГСБВ, яка витискує повітря з кристалізатора через частково викручену термогільзу 7.

Після цього термогільзу вкручують повністю та додатково перевіряють систему на герметичність під тиском 7 – 9 атм. При відсутності витоків починають експериментальні дослідження: з балона 1 через вентилі 2 і 3 в кристалізатор подають ГСБВ при $P \approx 25 - 30$ атм та потім закривають вентилі. Через деякий час тиск почне різко знижуватись, що буде свідчити про утво-

Основним елементом установки є газогідратний кристалізатор у вигляді циліндричної ємності високого тиску, виготовленої з нержавіючої сталі 12Х18Н10Т. Кристалізатор має на торцях зйомні фланці, в які вгвинчуються термогільза та мідна трубка для подачі газу, об'єм капсули складає 60 см^3 . Для охолодження кристалізатора використовується охолоджуюча рідина, температура якої підтримується за допомогою льодосоляного розчину в діапазоні від -1°C до $+2^\circ\text{C}$.

Перед експериментальними дослідженнями установка піддається випробуванням на механічну міцність і щільність. При проведенні експериментів проводяться заміри: температури в кристалізаторі, температури охолоджуючої рідини, температури повітря в лабораторії – цифровими термометрами з діапазоном вимірювань від -25°C до $+50^\circ\text{C}$ і ціною поділки $0,1^\circ\text{C}$; надлишкового тиску ГСБВ в кристалізаторі – зразковим манометром МО з верхньою межею

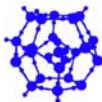
рення газогідратів, наявність яких можна фіксувати візуально. При досягненні певного значення величини тиск перестане знижуватись, що буде свідчити про досягнення рівноважного стану в системі «газова суміш бродильних виробництв + газогідрат + водний розчин». Систему в такому стані підтримують 90 – 120 хв і кожні 5 хв фіксують рівноважні термодинамічні параметри – температуру та тиск.

Отже, даний експериментальний стенд дає змогу визначити рівноважні параметри термодинамічної системи «ГСБВ + газогідрат + водний розчин» та в подальшому досліджувати кінетику процесу гідратоутворення.

Список літератури

1. Клименко, В.В., Микитюк, О.О., Гуцул, В.І. (2015). *Газогідратна технологія підвищення ефективності утилізації вуглекислого газу, що виділяється в процесі бродіння виноградного сусла*. Зб. тез доповідей Міжн. наук.-практ. конф. “Проблеми енергоефективності та автоматизації в промисловості та сільському господарстві”. – Кіровоград: КНТУ, 39-41.

2. *Новый справочник химика и технолога. Сырье и продукты промышленности органических и неорганических веществ*. СПб.: АНО НПО «Профессионал».



АЛГОРИТМ ВИЗНАЧЕННЯ МІНІМАЛЬНОЇ ДЕПРЕСІЇ, НЕОБХІДНОЇ ПРИ ВИДОБУТКУ МЕТАНУ З ГАЗОГІДРАТНИХ ПОКЛАДІВ



Юрій Павлович Денисов

кандидат технічних наук,
провідний науковий співробітник
Одеської національної академії
харчових технологій, Україна



Василь Васильович Клименко

доктор технічних наук, професор,
професор кафедри електротехнічних систем
та енергетичного менеджменту,
Кіровоградський національний технічний
університет, Україна



Микола Вікторович Босій

викладач кафедри матеріалознавства
та ливарного виробництва,
Кіровоградський національний технічний
університет, Україна

Розрахунково-теоретичні методи, які дозволяють розробити алгоритм визначення мінімальної депресії для конкретних газогідратних покладів (ГП), які в залежності від складу газу і властивостей ґрунту, що вміщує газогідрати, характеризуються різними умовами їх розробки.

Необхідно вести розробку ГП, що знаходяться на великій глибині, при невеликих витратах – порівнянних з витратами на розробку традиційних джерел енергії. Відомі три основні технології розробки ГП, що розрізняються методом впливу на пласт, що містить гідрати, який може бути тепловим, хімічним і депресивним.

Остання технологія як менш енергоємна і менш небезпечна для навколишнього середовища вважається найбільш перспективною. Вона включає буріння свердловини і розгерметизацію пласта, що містить гідрати, відкачуванням з нього води і газу з подальшою їх сепарацією [1].

Така технологія має недолік, пов'язаний з можливим вторинним гідратуванням, яке може привести до забивання свердловини. Це викликає необхідність комбінування методів впливу на пласт, наприклад, шляхом використання теплового джерела.

На практиці, таку технологію застосувала Японія, яка продовжує вдосконалювати її з метою підвищення дебіту свердловини і уловлювання піску, що надходить разом з газом, а також оцінки ризиків техногенних сейсмічних явищ в зоні розробки ГП [2].

Результати розрахунково-теоретичних досліджень технології розробки ГП депресійним впливом на пласт показують, що в такій технології необхідно враховувати як компонентний склад гідратного газу, так і солоність води і розмір пор пласту, що містить гідрати. Тоді можливо буде визначити оптимальний режим вилучення гідратного газу по температурі і тиску згідно фазової рівноважної кривої гідратування в конкретних умовах залягання гідратів.

Так, сучасна теорія газових гідратів, використовуючи статистичну термодинаміку, дозволила створити універсальний метод розрахунку рівноважних параметрів гідратування багатоконпонентних газових сумішей, в основі якого застосовується рівняння Баррера-Стюарта [3, 4]:

$$\ln(P_{H_2O}^{\text{ж}} / P_{H_2O}^o) = \nu_{(M)} \ln[1 - \sum_i \theta_{i(v)}] + \nu_{(M)} \ln[1 - \sum_i \theta_{i(v)}],$$

де $\nu_{(M)}, \nu_{(\beta)}$ – кристалграфічні константи гідрату, які характеризують кількість малих і великих порожнин, яка припадає на одну молекулу води; $P_{H_2O}^{\text{ж}}, P_{H_2O}^o$ – рівноважний тиск насичених парів води над рідкою водою (розчином) і метастабільним гідратом відповідно при даній температурі; $\sum_i \theta_{i(M)}$, $\sum_i \theta_{i(\beta)}$ – суми ступенів заповнення i -м компонентом газової суміші малих (M) і великих (β) порожнин гідрату.

Відомі методи розрахунку рівноважних параметрів гідратування – тиску і температури, є в основі графоаналітичними, які вимагають громіздких розрахунків для побудови графіків для лівої і правої частин рівняння Баррера-Стюарта. При цьому, вплив загальної солоності морської води і пористості гідратного ґрунту на криву гідратування не розглядався.

В реальних умовах крива гідратування суттєво залежить від згаданих умов. Наприклад, тиск гідратування, в залежності від солоності води і пористості ґрунту, може бути вище на декілька атмосфер розрахункового тиску, який не враховує реальні умови існування гідратного ґрунту.

Якщо ліву частину рівняння Баррера-Стюарта записати як [3]:

$$\ln(P_{H_2O}^P / P_{H_2O}^O) = \ln[(P_{H_2O}^{жс} \cdot a_{H_2O}) / P_{H_2O}^O],$$

де $P_{H_2O}^P, P_{H_2O}^{жс}, P_{H_2O}^O$ – тиски насиченої водяної пари над розчином, чистою водою і гідратами відповідно; a_{H_2O} – активність води в розчині.

Тоді можна враховувати вплив солоності морської води на криву гідратування. Аналогічно, записавши ліву частину рівняння Баррера-Стюарта у вигляді [3]:

$$\ln(P_{H_2O}^N / P_{H_2O}^O) = \ln[(P_{H_2O}^P / P_{H_2O}^O)(P_{H_2O}^N / P_{H_2O}^P)].$$

При цьому

$$P_{H_2O}^N = P_{H_2O}^{жс} - (2\sigma / r)[\rho' / (\rho' - \rho'')],$$

де $P_{H_2O}^N$ – тиск насиченої водяної пари для пористого середовища; σ – коефіцієнт поверхневого натягу; r – радіус капіляра пористого середовища; ρ', ρ'' – щільності рідини і пари для води.

Тоді можна розрахувати ліву частину рівняння Баррера-Стюарта з врахуванням загальної солоності води і пористості гідратного ґрунту.

При цьому проникність є мірою середньоквадратичного діаметра пор, що випливає зі співставлення вищенаведеного рівняння з формулою Пуазейля для циліндричних капілярів:

$$k = r^2 / 8,$$

де k – значення проникності, яке для порід нафтових і газових родовищ коливається у межах $k = 10^{-12} - 10^{-15} \text{ м}^2$ [5].

На основі використання рівняння Баррера-Стюарта, що дозволяє розраховувати рівноважні тиск і температуру гідратування газових сумішей, виконано теоретичне дослідження фазової рівноважної кривої гідратування в залежності від складу газової суміші, загальної солоності морської води і пористості гідратного ґрунту.

Список літератури

1. Денісов, Ю.П., Клименко, В.В. (2014). *Сравнительный анализ технологий добычи газогидратного метана*. Науковий журнал «Геологія, гірництво, нафтогазова справа, енергетика», 1(3), 13-22.
2. Денісов, Ю.П., Клименко, В.В. (2014). *Газогидратная технология комбинированной добычи газа и талой воды*. Тези доповідей Першої Всеукр. наук.-техн. конф. «Газогідратні технології у гірництві, нафтогазовій справі та геотехніці», Полтава: Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, 28-31.

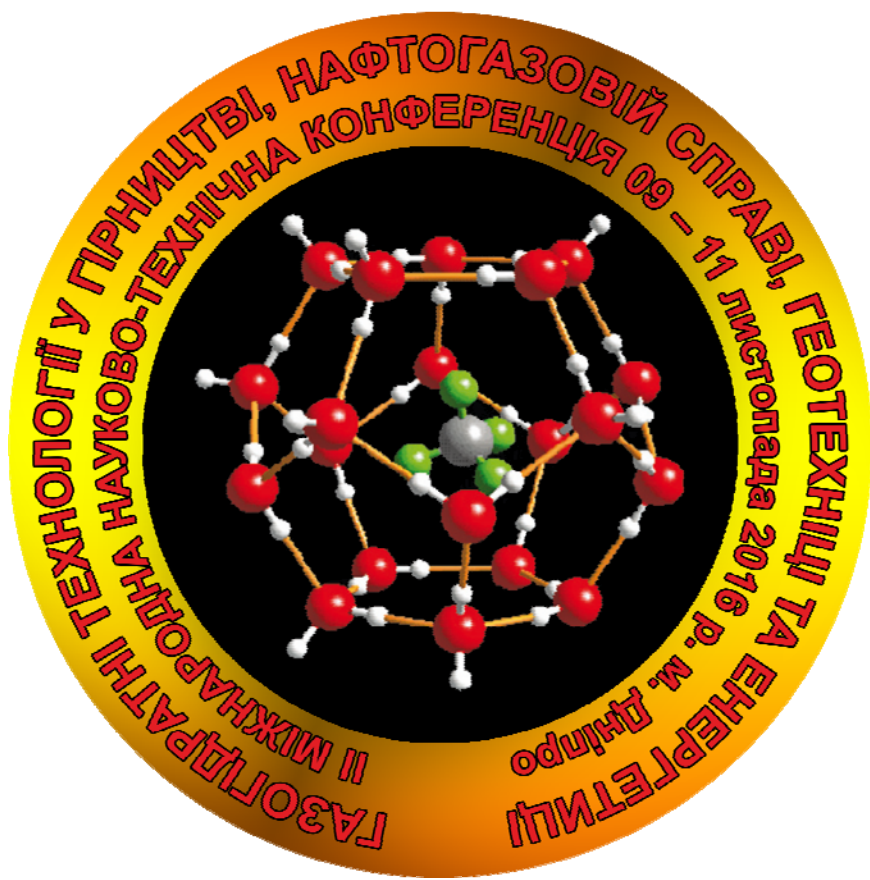
3. Денисов, Ю.П., Смирнов, Л.Ф. (2006). *Фазовая равновесная кривая гидратообразования природного газа с учетом состава газа, состава морской воды и пористости газогидратного грунта*. Холодильна техніка і технологія, (5), 94-99.

4. Бык, С.Ш., Макогон, Ю.Ф., Фомина, В.Н. (1980). *Газовые гидраты*. М.: Недра, 296 с.

5. Баренблатт, Г.И., Ентов, В.М., Рыжик, В.М. (1984). *Движение жидкостей и газов в природных пластах*. М.: Недра, 211 с.

ДЛЯ ЗАМІТОК

ДЛЯ ЗАМІТОК





пр. Д. Яворницького, 19,
м. Дніпро, 49005, Україна
e-mail: gashydrates.nmu@gmail.com