

**ОЦІНКА ПОТЕНЦІЙНИХ РИЗИКІВ ГІДРАТОУТВОРЕННЯ  
НА ВИКИДНИХ ЛІНІЯХ СВЕРДЛОВИН****Л. Я. Побережний, А. В. Грицанчук***Івано-Франківський НТУ нафти і газу, м. Івано-Франківськ, Україна*

Стратегією України упродовж найближчих років має бути зменшення споживання та збільшення видобутку власного газу, що забезпечить енергетичну незалежність країни вже у 2020 р. Тому перед нафтогазовидобувними підприємствами України невідкладно постало питання пошуку резервів на родовищах, що тривалий час перебувають у розробленні. Тому на етапі транспортування від місця видобутку до станції попередньої (комплексної) підготовки газу є небезпека утворення у трубопроводі газових гідратів, що може спричинити аварійну ситуацію внаслідок утворення гідратних корків. Проаналізовано структуру Східного нафтогазового регіону за районами та родовищами із структурою їх за типами покладів вуглеводнів. За комбінацією вибраних характеристичних показників визначено райони із підвищеним ризиком утворення гідратних корків у викидних лініях свердловин.

**Ключові слова:** викидні лінії, газогідрати, Східний нафтогазоносний регіон, глибина промерзання, умови гідратування.

**Вступ.** В умовах постійного зниження видобутку нафти і газу в Україні особливе значення має проблема нарощення ресурсної бази, яка сьогодні гальмується істотною нестачею коштів на геологорозвідувальні роботи. На жаль, сучасна економічна ситуація в державі не дає підстав сподіватися на кардинальне поліпшення ситуації в нафтогазовій галузі, а разом з тим на різке збільшення розвіданих запасів вуглеводнів унаслідок відкриття нових родовищ.

Стратегією України упродовж найближчих років має бути зменшення споживання та збільшення видобутку власного газу, що забезпечить енергетичну незалежність країни вже у 2020 р. Наше завдання – втричі менше споживати газу на метр квадратний у будівлях. Це шлях у 5-10 років для України (до 2020 р. залишилося 3 роки) Але наша стратегія полягає у такому: менше споживати – більше добувати. Якщо самі будемо добувати власний газ, нам не треба буде його за іноземну валюту купувати за кордоном. Якщо будемо добувати власний газ, менше його споживати, у нас економіка буде набагато міцніша. Кабінет Міністрів України встановив ринкову ціну на газ в Україні. Завдяки цьому вітчизняні видобувні компанії "вперше за 10 років отримали можливість нового буріння, розроблення свердловин, досліджень, модернізації обладнання. До кінця поточного року видобуток українського газу зросте на 50 млн м<sup>3</sup>. Наступного року очікують, що обсяг видобутку українського газу сягне не менше 500 млн м<sup>3</sup>. До 2020 р. Україна зможе забезпечити свої потреби газом власного видобутку. Тому перед нафтогазовидобувними підприємствами України невідкладно постало питання пошуку резервів на родовищах, що тривалий час перебувають у розробленні. Газ таких родовищ часто досить вологий (вологість 750-1000 г/м<sup>3</sup>) і з домішками конденсату. Тому на етапі транспортування від місця видобутку до станції попередньої (комплексної) підготовки газу є небезпека утворення у трубопроводі газових гідратів, що може спричинити аварійну ситуацію внаслідок утворення гідратних корків.

Як інгібітори гідратування газовидобувні організації України використовують здебільшого метанол.

Поряд із високою ефективністю, його застосування має низку негативних сторін, насамперед пов'язаних із отруйністю цієї хімічної сполуки та її шкодою для довкілля. За кордоном використовують менш шкідливі інгібітори (Anderson, 2005; Kelland, 2006; Klark, Anderson, & Frostman, 2009), однак їх впровадженню на українському ринку заважає висока вартість.

**Мета роботи** – оцінити потенційні ризики гідратування у трубопроводах викидних ліній свердловин.

**Матеріали і методи дослідження.** Об'єктом досліджень обрано промислові трубопроводи Східного нафтогазоносного регіону. Газові гідрати метану утворюються за експлуатаційних тисків понад 50 атм. за температури менше 275,5 К. Отже, для оцінювання потенційного ризику гідратування потрібно мати такі вхідні дані:

- тривалість холодної пори у добах  $T$ ,
- глибину промерзання ґрунту  $H$ ,
- загальну протяжність викидних ліній трубопроводів  $L$ .

На цьому етапі використовуємо спрощений підхід, для пришвидшеного оцінення небезпеки виникнення позаштатних ситуацій у разі зменшення ефективного перерізу промислових трубопроводів внаслідок гідратування. Пришвидженням росту швидкості утворення газогідрату із збільшенням тиску в трубі внаслідок часткового перекривання гідратним корком нехтуємо. У першому наближенні для оцінення потенційної небезпеки гідратування використовувати мемо добуток зазначених параметрів.

**Результати та їх обговорення.** Найбільше родовищ – у Талалаївсько-Рибальському (46), Глинсько-Солохівському (50) та Руденківсько-Пролетарському (31) нафтогазоносному районах. В Антонівсько-Білоцерківському нафтогазоносному районі відомо два родовища, північного борту – 20. У газоносних районах: Рябухинсько-Північно-Голубівський – 15, Машівсько-Шебелинський – 18, Співаківський – 2, Кальміусь-Бахмутський – 1, Красноріцький – 7 родовищ. На Монастирищенсько-Софіївському нафтоносному районі – 14 родовищ. Структурну схему Східного нафтогазоносного регіону наведено на рисунку.

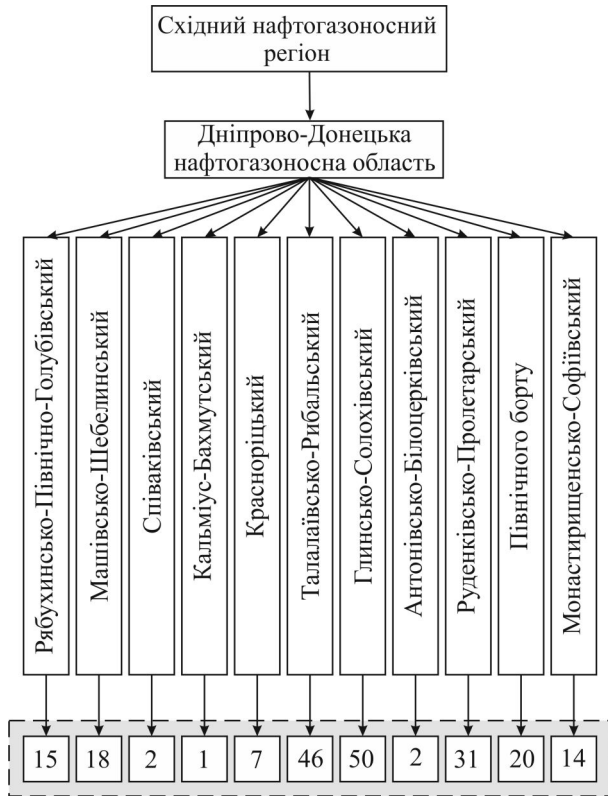


Рис. Схема Східного нафтогазоносного регіону

У Талалаївсько-Рибальському НГР є переважно нафтоносним: із 46 відкритих тут родовищ 11 нафтових, 19 нафтогазоконденсатних 14 газоконденсатних і тільки два – газові. Тривалість періоду із середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на цій території – 128 дб, промерзання ґрунту становить 0,9-1,5 м. У Глинсько-Солохівському НГР: з 50 відкритих родовищ 3 нафтових, 2 нафтогазових, 13 нафтогазоконденсатних 32 газоконденсатних і тільки одне – газове. Тривалість періоду із середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на цій території – 125 дб, промерзання ґрунту становить 0,7-1,3 м.

У Руденківсько-Пролетарському НГР: з 31 відкритих родовищ 2 нафтогазових, 9 нафтогазоконденсатних 19 газоконденсатних і тільки одне – газове. Тривалість періоду із середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на цій території – 120 дб, промерзання ґрунту – 0,8-1,1 м. Середня температура повітря у холодний період року становить  $-3,9^{\circ}\text{C}$ . В Антонівсько-Білоцерківському НГР: з 2 відкритих родовищ 1 нафтогазове, 1 нафтове. Тривалість періоду із середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на цій території – 124 доби, промерзання ґрунту – 0,7-1,3 м.

У НГР північного борту: з 20 відкритих родовищ 4 нафтогазоконденсатних, 11 газоконденсатних, 3 газових. Тривалість періоду із середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на цій території – 125 дб, промерзання ґрунту – 0,8-1,4 м. Середня температура повітря у холодний період року становить  $-5,1^{\circ}\text{C}$ . У Рябухінсько-Північно-Голубівському ГР – 15 газоконденсатних родовищ. Тривалість періоду із середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на цій території – 126 дб, промерзання ґрунту – 0,8-1,4 м.

У Машівсько-Шебелинському ГР: 16 газоконденсатних 1 – нафтогазоконденсатне, 1 – газове родовище. Тривалість періоду із середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на цій території – 125 дб, промерзання ґрунту – 0,8-1,4 м.

У Співаківському ГР: 2 газоконденсатних, 1 – газове родовище. Тривалість періоду із середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на цій території – 125 дб, промерзання ґрунту – 0,8-1,4 м. Середня температура повітря у холодний період року становить  $-5^{\circ}\text{C}$ . У Кальміусько-Бахмутському ГР: 1 – газове родовище. Тривалість періоду із середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на цій території – 122 доби, промерзання ґрунту – 0,7-1,3 м. Середня температура повітря у холодний період року становить  $-4,5^{\circ}\text{C}$ . У Красноріцькому ГР: 5 газоконденсатних, 2 – газових родовища. Тривалість періоду із середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на цій території – 117 дб, промерзання ґрунту – 0,8-1,4 м. У Монастирищенсько-Софіївському нафтоносному районі – 14 нафтових родовищ. Тривалість періоду із середньодобовою температурою  $< 0^{\circ}\text{C}$  на цій території – 126 дб, промерзання ґрунту – 0,7-1,2 м. Середня температура повітря у холодний період року становить  $-4,6^{\circ}\text{C}$ .

Проаналізувавши зведені дані для родовищ нафтогазоносних районів Східного регіону (табл.), можна зробити висновок, що визначальною для оцінювання небезпеки виникнення гідратних корків буде сумарна довжина трубопроводу та глибина промерзання, оскільки тривалість холодної пори року за областями відрізняється незначно.

Табл. Характеристики викидних ліній нафтогазоносних районів Східного регіону

Область	Район	Кі-сть холодних днів, дб	Середня температура холодного періоду, $^{\circ}\text{C}$	Сумарна довжина труб / газові родовища, км
Дніпрово-Донецька	Рябухінсько-Північно-Голубівський	126	-5,2	134,6/0
	Машівсько-Шебелинський	125	-5,1	952,5/42,0
	Глинсько-Солохівський	125	-4,8	564,9/11,8
	Талалаївсько-Рибальський	128	-4,4	336,6/21,6
	Руденківсько-Пролетарський	120	-3,9	524,6/14,7
	Красноріцький	117	-4,2	242,3/27,8
	Північного борту	125	-5,1	743,6/113,8
	Співаківський	125	-5	7,7/3,8
	Кальміусько-Бахмутський	122	-4,5	5,2/5,2
	Антонівсько-Білоцерківський	124	-4,8	2,6/0

З отриманих даних можемо зробити висновок про найвищі ризики розвитку процесів гідратуутворення на родовищах Машівсько-Шебелинського, північного борту та Глинсько-Солохівського нафтогазоносних районів. Очевидно, що найбільшою небезпека гідратуутворення буде на викидних лініях газових родовищ. Для газоконденсатних розробок така небезпека є значно меншою, оскільки гідратуутворення там можливе тільки за специфічних показників конденсату. Для нафтових родовищ гідратуутворення не характерне. Тому під час аналізу ризиків гідратуутворення по

нафтогазоносних районах потрібно враховувати насамперед газові свердловини та довжину їхніх викидних ліній. За цим показником найбільший ризик утворення газогідратів у процесі транспортування газу буде у районі північного борту.

Надалі потрібно зібрати статистичні дані температурних коливань для нафтогазоносних районів, щоб моделювати процеси охолодження ґрунту з метою визначення часових відрізків із значеннями його температури, які відповідають термобаричним умовам гідратоутворення.

#### Висновки:

- Визначено основні причини гідратоутворення у викидних лініях свердловин.

- Проаналізовано структуру Східного нафтогазоносного регіону за районами та родовищами із структурованими їх за типами покладів вуглеводнів.
- За комбінацією характеристичних показників визначено райони із підвищеним ризиком утворення гідратних корків у викидних лініях свердловин.

#### Перелік використаних джерел

- Anderson, B., Tester, J. W., Borghi, G-P., & Trout, B. L. (2005). Properties of Inhibitors of Methane Hydrate Formation via Dynamics Simulations, *Journal of the American Chemical Society*, 127(50), pp. 17852–17862.
- Kelland, M. A. (2006). History of the Development of Low Dosage Hydrate Inhibitors. *Energy, & Fuels*, 20(3), pp. 825–847.
- Klark, L., Anderson, D., & Frostman, L. (2009). Primenenie ingibitorov gidratoobrazovaniya nizkoj dozirovki na promyslovyh shelfah. *Neftegazovaya vertikal*, 3, pp. 12–13. [In Russian].

*Л. Я. Побережний, А. В. Грицанчук*

### ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РИСКОВ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА ВЫБРОСНЫХ ЛИНИЯХ СКВАЖИН

Стратегией Украины в течение ближайших лет должно быть уменьшение потребления и добычи собственного газа, что обеспечит энергетическую независимость страны уже в 2020 г. Поэтому перед нефтегазодобывающими предприятиями Украины как никогда остро встал вопрос поиска резервов на месторождениях, длительное время находящихся в разработке. Поэтому на этапе транспортировки от места добычи до станции первичной (комплексной) подготовки газа существует опасность образования в трубопроводе газовых гидратов, что может привести к аварийной ситуации вследствие образования гидратных пробок.

Проанализирована структура Восточного нефтегазоносного региона по районам и месторождениями со структурированием их по типам залежей углеводородов. По комбинации выбранных характеристических показателей определены районы с повышенным риском образования гидратных пробок в выкидных линиях скважин.

**Ключевые слова:** выкидные линии, газогидраты, Восточный нефтегазоносный регион, глубина промерзания, условия гидратообразования.

*L. Ya. Poberezhny, A. V. Hrytsanchuk*

### THE ASSESSMENT OF POTENTIAL HYDRATE FORMATION RISK IN WELL FLOW LINES

The problem of increasing the resource base, which today is hampered by significant shortage of funds for exploration under the conditions of a steady decline in oil and gas output in Ukraine is particularly important. The strategy of providing reduction of consumption and increase of production of domestic gas causes the necessity to consider the problem of reserves found in deposits that have been in long-term development, and consequently transportation of quite damp gas. Danger of forming gas hydrates inside a pipeline can cause an emergency situation due to formation of hydrate cork. Thus, our study aims at assessing the potential risks of hydrate formation in pipelines of well flow lines. We selected industrial pipelines of Eastern oil and gas region to be the object of the research. We also analyzed areas of structuring of the types of hydrocarbons. For the characteristic combination of selected indicators defined areas of increased risk of hydrate formation in well flow line corks. We can conclude the highest risk of hydrate formation processes to occur in the fields of Mashivka-Shebelynka, Glynsk-Solokha and of the northern oil-and-gas-bearing-areas. Obviously, the greatest danger is to hydrate in gas fields. For condensate fields such risk is much lower because there hydrate is possible only with the specific terms of condensate. To conclude, we have identified the main reasons for hydrate formation in well flow line and also the structure of the Eastern region for oil and gas fields and areas of structuring of the types of hydrocarbons. Finally, we have defined areas of increased risk of hydrate formation in well flow line corks according to the combination of characteristic parameters.

**Keywords:** abortion lines, hydrates, Eastern oil and gas region, the depth of freezing, hydrate formation conditions.

#### Інформація про авторів:

**Л. Я. Побережний**, д-р техн. наук, професор, Івано-Франківський НТУ нафти і газу, м. Івано-Франківськ, Україна.

**E-mail:** lubomyrpoberezhny@gmail.com

**А. В. Грицанчук**, асистент, Івано-Франківський НТУ нафти і газу, м. Івано-Франківськ, Україна.

**E-mail:** kindix@i.ua