

НАФТОГАЗОВА СПРАВА

Розробка нафтових та газових родовищ

УДК 622.279.23/4

DOI: 10.31471/2304-7399-2024-19(73)-96-104

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТИСКУ НА ВХОДІ В УСТАНОВКУ КОМПЛЕКСНОЇ ПІДГОТОВКИ ГАЗУ НА ЗНАЧЕННЯ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ І КОЕФІЦІЄНТ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ РОДОВИЩА

Р. М. Кондрат, Н. С. Дремлюх, Л. І. Матіішин

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
тел. 0966587275, e-mail: lilya.matiishun@gmail.com*

Охарактеризовано причини видобутку залишкових вуглеводнів та основні напрями підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення родовищ за газового режиму. Наведена методика дослідження впливу тиску на вході в установку комплексної підготовки газу на значення пластового тиску і коефіцієнт газовилучення родовища. Для умов модельної свердловини з використанням математичних залежностей досліджено вплив тиску на вході в установку комплексної підготовки газу на значення пластового тиску, коефіцієнт газовилучення родовища і параметри експлуатації свердловини та роботи системи збору газу. Результати досліджень наведені у вигляді графічних залежностей коефіцієнта газовилучення від значення тиску на вході в установку комплексної підготовки газу та коефіцієнта газовилучення від ступеня зниження тиску на вході в установку комплексної підготовки газу. Згідно результатів досліджень із збільшенням тиску на вході в УКІП коефіцієнт газовилучення зменшується. Результати виконаних досліджень на прикладі модельної свердловини свідчать про високу технологічну ефективність впливу зниження тиску на вході в установку комплексної підготовки газу на ступінь вилучення газу з родовища.

Ключові слова: привибійна зона, родовище, газовилучення, гірловий тиск, установка комплексної підготовки газу.

Більшість родовищ природних газів України в тій чи іншій мірі виснажені і перебувають в періоді спадного видобутку газу і завершальної стадії розробки. Заключний період розробки родовища характеризується значною тривалістю, низькими дебітами свердловин, закономірним зменшенням в часі темпу відбору газу і рядом ускладнень у процесі експлуатації свердловин, що вимагає проведення додаткових геолого-технічних заходів для забезпечення їх стабільної роботи [1, 2].

Виходячи з геолого-промислових та технологічних позицій, до категорії виснажених слід відносити такі родовища, на яких за існуючим техніко-технологічним та економічним рівнем досягнуто максимально можливого коефіцієнта вуглеводневилучення [3].

У виснажених родовищах, як правило, ще знаходяться значні залишкові запаси вуглеводнів. За промисловими даними по закінчених розробкою газових родовищах в умовах газового режиму кінцевий коефіцієнт газовилучення змінюється в межах 70-99% і в середньому становить 85-90%. Тобто, на момент закінчення розробки в родовищах ще залишається 10-15% газу від початкових запасів [4]. В умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини в Україні залучення в розробку залишкових запасів вуглеводнів у виснажених родовищах має державне значення, що вимагає застосування новітніх технологій, у тому числі і нетрадиційних. Залишкові запаси зосереджені на розбурених родовищах, що переважно знаходяться в облаштованих районах. Як правило, у цих районах не тільки немає проблеми забезпечення галузі кваліфікованими кадрами, але, навпаки, гостро стоїть проблема працевлаштування газовиків і нафтовиків. Тому при дорозробці виснажених родовищ також вирішується проблема трудових ресурсів.

Складність видобування залишкових вуглеводнів пов'язана з особливостями завершальної стадії розробки родовищ природних газів. Вона характеризується значним зниженням пластового тиску порівняно з початковим тиском, інтенсивним обводненням продуктивних пластів, зменшенням фазової проникності для газу внаслідок випадання з газу вуглеводневого конденсату і поступленням в газонасичену частину пластових вод, більшість з яких є високомінералізованими.

На останній стадії розробки родовищ газу переважно знижується проникність привибійної зони свердловин внаслідок деформації порід під дією зростаючого перепаду тиску між гірничим і поточним пластивим, випаданням з пластової води солей, конденсації з газу важких вуглеводнів, утворення водоконденсатних емульсій. Через низькі пластові тиски привибійна зона не повністю очищається від рідин, які застосовуються для глушіння і оброблень свердловин.

В умовах низьких пластових тисків і значного об'ємного вмісту рідини (пластової води і вуглеводневого конденсату) у пластовій продукції істотно погіршуються умови експлуатації видобувних свердловин. Через низькі дебіти газу експлуатація свердловин ускладнюється накопиченням рідини на вибоях і упривибійній зоні, а також утворенням пульсуючих (висячих) рідинних корків в насосно-компресорних трубах з поступовим припиненням природного фонтанування свердловин, а наявність у свердловинній продукції високомінералізованої пластової води може викликати корозію газопромислового обладнання і солевідкладення. На газових і газоконденсатних родовищах з підшовною водою експлуатація свердловин додатково ускладнюється конусоутворенням, яке особливо інтенсивно проявляється в заключний період розробки родовищ у зв'язку із загальним підняттям газоводяного контакту. Характерне для завершальної стадії розробки родовищ обводнення свердловин супроводжується істотним зниженням дебіту газу. Приходиться проводити широкомасштабні заходи з обмеження припливу пластових вод у свердловини і застосовувати механізовані способи винесення рідини з вибою на поверхню. Внаслідок обводнення ряд свердловин з низькими дебітами газу заходять на межі рентабельності їх експлуатації. Зростає фонд недіючих свердловин і свердловин, які працюють короткочасно впродовж декількох днів на місяць або з низькими дебітами.

На окремих родовищах у свердловинах спостерігається зім'яття експлуатаційних колон, витискування пластичних порід, утворення піщаних і глинистих корків на вибоях, прихоплення колони НКТ [5].

Метою даних досліджень є визначення впливу тиску на вході в установку комплексної підготовки газу на значення пластового тиску і коефіцієнта газовилучення родовища.

Постановка задачі дослідження

До основних напрямів підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення родовищ за газового режиму належить [1]: мінімізація значень кінцевого пластового тиску у зоні дренавання окремих свердловин, забезпечення однакових (близьких) значень кінцевого пластового тиску у різних ділянках і прошарках родовища та витіснення залишкового природного газу з виснажених родовищ неуглеводневими газами (діоксид вуглецю, азот, димові гази), водою, водогазовими сумішами та іншими витіснювальними агентами, в т.ч. нешкідливими, екологічно безпечними побічними продуктами різних хімічних виробництв.

Кінцевий пластовий тиск буде тим менший, чим менші значення тиску на вході в установку комплексної підготовки газу і втрати тиску у викидних лініях, стовбурі і привибійній зоні свердловини. Мінімізувати тиск на вході в установку комплексної підготовки газу можна введенням в експлуатацію дотискної компресорної станції, застосуванням

ежекторів, подачею газу місцевим споживачам і переробкою газу на місці видобування.

Величина кінцевого пластового тиску залежить від фізико-літологічних характеристик привибійної зони пласта, технологічних параметрів експлуатації свердловин і роботи системи збору газу. Для мінімізації значення кінцевого пластового тиску необхідно забезпечити мінімальне значення тиску на вході в установку комплексної підготовки газу (УКПП) P_k або на гирлі свердловини P_y , якщо газ використовують (переробляють) на місці видобування чи подають місцевим споживачам, і мінімальні втрати тиску у викидних лініях (шлейфах) свердловин ΔP_T , стовбурі свердловин $\Delta P_{\text{нкт}}$ та у привибійній зоні пласта $\Delta P_{\text{пзп}}$.

Для дослідження впливу тиску на вході в установку комплексної підготовки газу на значення кінцевого пластового тиску, кінцевого коефіцієнта газовилучення і параметри експлуатації свердловини виконано комплекс досліджень.

Методика досліджень та вихідні дані

Кінцевий коефіцієнт газовилучення газового родовища за газового режиму розробки визначають за формулою:

$$\beta_{\text{г.кінц}} = 1 - \frac{\tilde{P}_{\text{кінц}} \cdot Z_n}{P_n \cdot Z_{\text{кінц}}}, \quad (1)$$

де P_n – початковий пластовий тиск, МПа;

$\tilde{P}_{\text{кінц}}$ – кінцевий пластовий тиск на момент припинення рентабельної розробки родовища;

Z_n – коефіцієнт стисливості газу за пластової температури і початкового пластового тиску;

$Z_{\text{кінц}}$ – коефіцієнт стисливості газу за пластової температури і кінцевого пластового тиску.

Аналіз залежності (1) свідчить, що кінцевий коефіцієнт газовилучення родовища за газового режиму залежить в основному від кінцевого і початкового пластових тисків. Для умов конкретного родовища кінцевий коефіцієнт газовилучення газового родовища за газового режиму буде тим більший, чим менший кінцевий пластовий тиск. Мінімізація значень кінцевого пластового тиску у зоні дренування видобувних свердловин відноситься до основних напрямів підвищення коефіцієнта газовилучення газових родовищ. Тому важливо оцінити вплив на кінцевий пластовий тиск і відповідно на кінцевий коефіцієнт газовилучення технологічних параметрів експлуатації свердловин і роботи системи збору газу, їх конструктивних особливостей і характеристик привибійної зони пласта.

Аналітичну залежність кінцевого пластового тиску від визначальних чинників можна отримати із спільного розв'язку двочленної фор-

мули припливу газу до вибою свердловини, формули Адамова Г. А для руху газу у вертикальних трубах свердловини і формули для пропускної здатності лінійного горизонтального газопроводу [1, 2]:

$$P_{пл}^2 - P_{виб}^2 = Aq + Bq^2, \quad (2)$$

$$P_{виб} = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2s} + \Theta \cdot q^2}, \quad (3)$$

$$q = 0,32 \cdot E \sqrt{\frac{(P_y^2 - P_k^2) \cdot d_{вн.Т}^5}{\lambda_T \cdot \bar{\rho}_z \cdot z_{ср.Т} \cdot T_{ср.Т} \cdot L_T}}, \quad (4)$$

$$P_{пл} = \sqrt{P_k^2 \cdot e^{2S} + Aq + (B + \Theta + D)q^2}, \quad (5)$$

$$S = \frac{0,03415 \cdot \bar{\rho}_z \cdot L_{НКТ}}{Z_{ср.НКТ} \cdot T_{ср.НКТ}}, \quad (6)$$

$$\Theta = 0,0133 \cdot \lambda_{НКТ} \frac{Z_{ср.НКТ}^2 \cdot T_{ср.НКТ}^2}{d_{вн.НКТ}^5} \cdot (e^{2s} - 1), \quad (7)$$

$$D = \frac{\bar{\rho}_z \cdot Z_{ср.Т} \cdot T_{ср.Т} \cdot \lambda_T \cdot L_T}{0,32^2 \cdot E^2 \cdot d_{вн.Т}^5}; \quad (8)$$

де $P_{пл}$, $P_{виб}$ – відповідно пластовий та вибійний тиски, МПа;

P_k – тиск на вході в установку комплексної підготовки газу (дотискну компресорну станцію), МПа;

q – дебіт газу за стандартних умов, тис.м³/доб;

A і B – коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта

$$A, \frac{(\text{МПа})^2 \text{ доб}}{\text{тис.м}^3}; \quad B, \left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{доб}}{\text{тис.м}^3} \right)^2;$$

S , D , Θ – комплексні параметри;

$L_{НКТ}$ – довжина насосно-компресорних труб, м;

L_T – довжина викидної лінії свердловини, м;

$d_{вн.НКТ}$ – внутрішній діаметр НКТ, см;

$d_{вн.Т}$ – внутрішній діаметр викидної лінії свердловини, м;

E – поправний коефіцієнт, що враховує вплив наявності рідини у газорідинному потоці на зниження пропускної здатності газопроводу;

$T_{ср.НКТ}$, $T_{ср.Т}$ – середня температура відповідно в НКТ і у викидній лінії, К;

$Z_{ср.НКТ}$ – коефіцієнт стисливості газу за середнього тиску $P_{ср.НКТ}$ і середньої температури $T_{ср.НКТ}$ в НКТ;

$Z_{ср.Т}$ – коефіцієнт стисливості газу за середнього тиску $P_{ср.Т}$ і середньої температури $T_{ср.Т}$ у викидній лінії свердловини;

$\lambda_{НКТ}$ – коефіцієнт гідравлічного опору НКТ;

λ_T – коефіцієнт гідравлічного опору викидної лінії свердловини.

З формули (5) отримують залежність для визначення дебіта газу:

$$q = -\frac{A}{2(B+\Theta+D)} + \sqrt{\left(\frac{A}{2(B+\Theta+D)}\right)^2 + \frac{P_{пл}^2 - P_{к}^2 e^{2S}}{B+\Theta+D}}. \quad (9)$$

Залежність (5) дозволяє оцінити вплив на пластовий тиск окремих чинників: тиску на вході в УКПГ (ДКС), робочого гирлового тиску, дебіту газу, коефіцієнтів фільтраційних опорів приви́бійної зони пласта та їхніх складників, конструкції вибою, діаметру НКТ і викидної лінії, втрат тиску у стовбурі і викидній лінії свердловини [1, 2]. Для умов конкретного родовища (свердловини) можна виявити чинники, що спричиняють найбільші втрати тиску. Це дає змогу оперативнотехнічно запроєктувати адекватні геолого-технічні заходи щодо їхнього зменшення.

Дослідження впливу тиску на вході в установку комплексної підготовки газу на значення пластового тиску, коефіцієнта газовилучення родовища і параметри експлуатації свердловини та роботи системи збору газу виконано для умов гіпотетичної (модельної) газової свердловини для таких даних: початковий пластовий тиск – 30 МПа, поточний пластовий тиск – 6,54 МПа, поточний вибійний тиск – 5,1 МПа, поточний тиск на гирлі свердловини – 3,98 МПа, поточний тиск на вході в УКПГ – 3,95 МПа, поточний дебіт газу 31,56 тис.м³/добу, температура газу на вибої свердловини – 335 К, температура газу на гирлі свердловини – 292 К, температура газу на вході в УКПГ – 282 К, відстань від гирла свердловини до середини інтервалу перфорації – 3000 м, довжина викидної лінії – 3300 м, внутрішній діаметр насосно-компресорних труб – 0,062 м, коефіцієнт гідравлічного опору насосно-компресорних труб – 0,025, внутрішній діаметр викидної лінії газової свердловини – 0,6 м, коефіцієнт гідравлічного опору трубопроводу – 0,022, відносна густина газу – 0,6, коефіцієнти фільтраційних опорів приви́бійної зони пласта

$$A = 0,25 \frac{(\text{МПа})^2 \cdot \text{доб}}{\text{тис.м}^3}, \quad B = 0,009 \left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{доб}}{\text{тис.м}^3} \right)^2.$$

Через відсутність рідини у пластовій продукції поправочний коефіцієнт Е, що враховує вплив наявності рідини у газорідинному потоці на зниження пропускну здатності газопроводу, приймався рівним 1.

Результати досліджень

Результати розрахунків зображено на рисунках 1 і 2 у вигляді залежності кінцевого коефіцієнта газовилучення від тиску на вході в установку комплексної підготовки газу (рис. 1) і ступеня зниження тиску на вході в УКПГ (рис. 2).

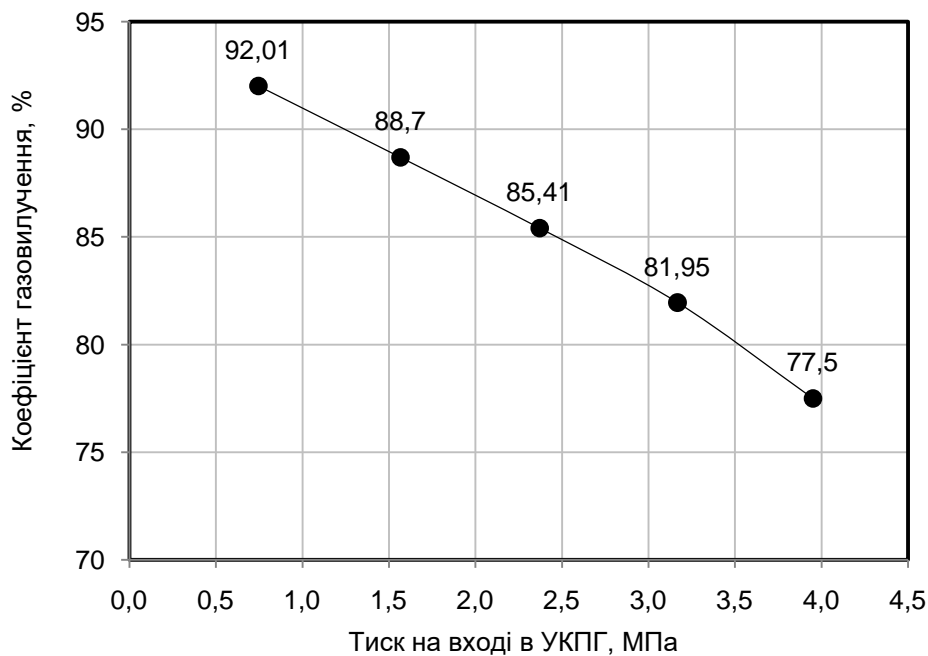


Рис. 1. Залежність коефіцієнта газовилучення від значення тиску на вході в установку комплексної підготовки газу

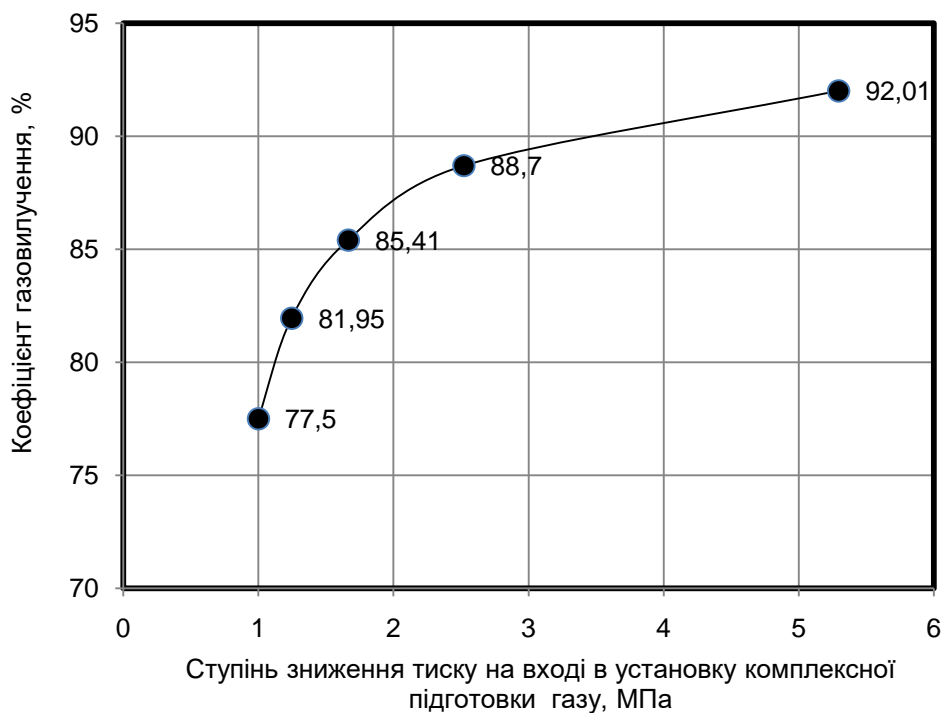


Рис. 2. Залежність коефіцієнта газовилучення від ступеня зниження тиску на вході в установку комплексної підготовки газу

У табл. 1 наведено параметри експлуатації свердловини і роботи системи збору газу за різних значень тиску на вході в УКПГ.

Таблиця 1. Параметри експлуатації свердловини і роботи системи збору газу за різних значень тиску на вході в УКПГ

Тиск на вході в УКПГ, МПа	Пластовий тиск, МПа	Вибійний тиск, МПа	Тиск на гирлі свердловини, МПа	Дебіт газу, тис.м ³ /доб	Коефіцієнт газовилучення, %
3,95	6,54	5,1	3,979	31,56	77,5
3,167	5,54	4,1	3,185	27,87	81,95
2,371	4,54	3,1	2,39	23,825	85,41
1,567	3,54	2,1	1,59	19,29	88,7
0,746	2,54	1,1	0,771	14,026	92,01

Результати досліджень свідчать про високу технологічну ефективність впливу зниження тиску на вході в УКПГ на ступінь вилучення газу з родовища. Із зниженням тиску на вході в УКПГ від 3,95 до 0,746 МПа знижується кінцевий пластовий тиск з 6,54 до 2,54 МПа і відповідно зростає коефіцієнт газовилучення з 77,5 до 92,01 %. Залежність коефіцієнта газовилучення від значення тиску на вході в УКПГ (рис. 1) і ступеня зниження тиску на вході в УКПГ (рис. 2) має експоненціальний характер. Згідно з результатами статистичної обробки розрахункових даних методом найменших квадратів для умов розглянутого прикладу найбільший темп зростання коефіцієнта газовилучення спостерігається в області зниження тиску на вході в УКПГ до 1,5 МПа (збільшення ступеня зниження тиску на вході в УКПГ до 2,64 разів), після чого темп зростання коефіцієнта газовилучення дещо сповільнюється. Зниження тиску на вході в УКПГ одночасно із зниженням пластового тиску також супроводжується зниженням вибійного і гирлового тисків (табл. 1). При цьому дебіт газу знижується з 31,56 до 14,026 тис.м³/добу і є досить високим, що свідчить про доцільність подальшого зниження тиску на вході в УКПГ (залежно від умов компримування газу чи подавання його місцевим споживачам) для збільшення повноти вилучення газу з родовища.

На завершальній стадії розробки родовища для отримання високих значень кінцевого коефіцієнта газовилучення необхідно забезпечити максимальне зниження тиску на вході в установку комплексної підготовки газу та експлуатації свердловин з мінімальним економічно рентабельним дебітом газу.

Література

1. Кондрат Р.М. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ: підручник. Івано-Франківськ: Фоліант, 2021. 456 с.

2. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Матіішин Л.І. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: підручник. Івано-Франківськ: Фоліант, 2023. 568 с.
3. Дорошенко В.М. Напрямки вирішення проблем розробки виснажених родовищ нафти і газу / В.М. Дорошенко, Д.О. Єгер, Ю.О. Зарубін, Р.М. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. №4. С. 108-110.
4. Кондрат Р.М. Дослідження процесу періодичної розробки виснаженого газового родовища з макронеоднорідними колекторами / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2016. – №1. – С. 7-12.
5. Кондрат Р.М. Проблеми видобування залишкових вуглеводнів з виснажених газових і газоконденсатних родовищ / Р.М. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2001. №1. С. 71-74.

Стаття надійшла до редакційної колегії 07.10.2024 р.

STUDY OF THE INFLUENCE OF THE PRESSURE AT THE INLET TO THE COMPLEX GAS TREATMENT UNIT ON THE RESERVOIR PRESSURE AND GAS RECOVERY FACTOR OF THE FIELD

R. M. Kondrat, N. S. Dremlukh, L. I. Matiishyn

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;

76019, Ivano-Frankivsk, st.Karpatska, 15;

тел. 0966587275, e-mail: lilya.matiishun@gmail.com

The reasons for the production of residual hydrocarbons and the main directions for increasing the final gas recovery factor of fields under gas conditions are characterized. A methodology for studying the influence of the pressure at the inlet to the complex gas treatment unit on the value of reservoir pressure and the gas recovery factor of a field is presented. For the conditions of a model well, the influence of the pressure at the inlet to the complex gas treatment unit on the reservoir pressure, the gas recovery factor of the field, and the parameters of well operation and gas collection system operation was studied using mathematical dependencies. The research results are presented in the form of graphical dependencies of the gas recovery factor on the value of the pressure at the inlet to the gas treatment unit and the gas recovery factor on the degree of pressure reduction at the inlet to the gas treatment unit. According to the research results, the gas recovery factor decreases with increasing pressure at the inlet to the CCGTU. The results of the studies performed on the example of a model well indicate a high technological efficiency of the effect of reducing the pressure at the inlet to the gas treatment unit on the degree of gas recovery from the field.

Key words: *bottomhole zone, field, gas recovery, wellhead pressure, gas treatment unit.*