

## **ПІДВИЩЕННЯ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ З ВИСНАЖЕНОГО ПОКЛАДУ ГОРИЗОНТУ ВД-13 ЗАЛУЖАНСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА**

**Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Л.І. Хайдарова, Р.С. Кликоцька**

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,  
e-mail: re ngr @ n u n g . e d u . u a , l i l y a . m a t i i s h u n @ g m a i l . c o m

Більшість газових і газоконденсатних покладів на родовищах Передкарпаття перебувають на завершальній стадії видобування вуглеводнів. Дорозробка їх ускладнюється виснаженням пластової енергії, низькодебітністю та обводненням свердловин, погіршенням стану привибійної зони пласта і значними тисками на устьях свердловин. Наведено можливі напрямки підвищення коефіцієнта кінцевого газовилучення виснажених газових покладів. На прикладі виснаженого покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденсатного родовища досліджена можливість підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення за рахунок зниження тиску на устьях свердловин, оброблення привибійних зон пласта з метою зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В і забезпечення стабільної експлуатації низькодебітних обводнених свердловин. За результатами аналізу процесу розробки покладу уточнено початкові запаси газу і прогнозне значення кінцевого коефіцієнта газовилучення різними методами. За результатами теоретичних досліджень оцінено вплив на кінцевий коефіцієнт газовилучення ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В, тиску на устьях свердловин і мінімально рентабельного дебіту газу. Встановлено оптимальні значення досліджуваних визначальних параметрів для умов покладу горизонту ВД-13. Результати виконаних досліджень свідчать, що за рахунок зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В і тиску на устьях свердловин і забезпечення стабільної роботи низькодебітних обводнених свердловин можна підвищити кінцевий коефіцієнт газовилучення покладу горизонту ВД-13 з прогнозного значення 72,215 % за існуючої системи розробки до значення близько 90 %.

Ключові слова: поклад, свердловина, газ, розробка, експлуатація, коефіцієнт газовилучення, тиск, дебіт.

Большинство газовых и газоконденсатных залежей на месторождениях Предкарпатья находятся на завершающей стадии добычи углеводородов. Доразработка их осложняется истощением пластовой энергии, низькодебитностью и обводнением скважин, ухудшением состояния призабойной зоны пласта и высоким давлением на устьях скважин. Приведены возможные направления повышения конечного коэффициента газоотдачи истощенных газовых залежей. На примере истощенной залежи горизонта ВД-13 Залужанского газоконденсатного месторождения исследована возможность повышения конечного коэффициента газоотдачи за счет снижения давления на устьях скважин, обработки призабойной зоны пласта с целью уменьшения коэффициентов фильтрационных сопротивлений А и В и обеспечения стабильной эксплуатации низькодебитных обводненных скважин. По результатам анализа процесса разработки залежи уточнены начальные запасы газа и оценено прогнозное значение конечного коэффициента газоотдачи по различным методам. По результатам теоретических исследований оценено влияние на конечный коэффициент газоотдачи степени снижения коэффициентов фильтрационных сопротивлений призабойной зоны пласта А и В, давления на устьях скважин и минимально рентабельного дебита газа. Встановлены оптимальные значения исследованных определяющих параметров для условий залежи горизонта ВД-13. Результаты выполненных исследований показывают, что за счет снижения коэффициентов фильтрационных сопротивлений А и В и давления на устьях скважин и обеспечения стабильной работы низькодебитных обводненных скважин можно увеличить конечный коэффициент газоотдачи залежи горизонта ВД-13 с прогнозного значения 72,215% при существующей системе разработки залежи до значения около 90 %.

Ключевые слова: залежь, скважина, газ, разработка, эксплуатация, коэффициент газоотдачи, давление, дебит.

Most gas and gas condensate reservoirs in the fields of Precarpathians are at the final stage of hydrocarbon production. Their development is complicated by the depletion of reservoir energy, low flow rate and water flooding wells, deterioration of the formation of the bottomhole formation zone of the reservoir and significant pressures on the well-heads. The possible directions of enhancement of final gas recovery factor of depleted gas reservoirs are given. On the example of the depleted reservoir of the horizon VD-13 Zaluzhansky gas condensate field, the possibility of increasing the final gas recovery factor of gas withdrawal through the reduction of pressure on the well-head of the wells, the processing of hollow sections of the reservoir to reduce the coefficients of filtration resistance A and B and to ensure the stable operation of low-quality watered wells is explored. According to the results of the analysis of the redevelopment, the initial gas reserves and the forecast value of the final gas recovery factor are specified by different methods. According to the results of theoretical studies, the influence on the final coefficient of gas removal on the degree of reduction of the coefficients of filtration resistance of the hollow section of the formation A and B, pressure on the wells and the least costly gas flow rate is estimated. The optimal values of the investigated defining parameters for the conditions of the deposit of the horizon VD-13 are established. The results of the performed studies indicate that due to lower coefficients of filtration resistance A and B and pressure on the wells well and to ensure the stable operation of low-level watered wells, it is possible to increase the final gas recovery of gas withdrawal of the deposit of the horizon VD-13 from the forecast value of 72.215% under the existing development system to a value of about 90 %.

Key words: reservoir, well, gas, development, exploitation, gas recovery factor, pressure, flow rate.

**Постановка проблеми дослідження.**

Більшість газових і газоконденсатних покладів на родовищах Передкарпаття розробляються із середини минулого століття і значною мірою виснажені. Нові родовища, які могли би компенсувати природне зниження видобутку газу із виснажених родовищ, практично не уводяться в розробку в останні роки або характеризуються незначними запасами газу. Тому стабілізація і нарощування видобутку газу в Західному регіоні України можливі за рахунок впровадження ефективних геолого-технічних заходів з інтенсифікації видобутку газу з виснажених родовищ, які ще містять значні залишкові запаси газу. До них відносяться оптимізація режимів роботи і підвищення продуктивності видобувних свердловин в ускладнених умовах експлуатації (виснаження пластової енергії, низькодебітність, обводнення, корозія обладнання, солевідкладення, гідратуутворення), інтенсифікація припливу газу до вибою свердловин шляхом проведення гідравлічного розриву пласта, кислотних оброблень та інших методів, зниження устьових тисків, забурювання у видобувних свердловинах бокових стовбурів з горизонтальним закінченням і проведенням у них поінтервальних гідравлічних розривів пласта, буріння додаткових свердловин на слабкодреновані ділянки родовища, витіснення залишкового природного газу неуглеводневими газами, неуглеводневими рідинами та їх сумішами [1]. У статті для умов виснаженого покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденсатного родовища оцінено технологічну ефективність впливу зниження устьового тиску і оброблення привибійної зони свердловин на додатковий видобуток газу і кінцевий коефіцієнт газовилучення.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.**

Дослідженням впливу тиску на усті видобувних свердловин і коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В на кінцевий коефіцієнт газовилучення присвячено теоретичні роботи [2, 3]. В цих роботах наведено основні розрахункові формули і залежності, методику розрахунків і результати досліджень для умов виснаженого газового покладу горизонту НД-4 Опарського газового родовища. Проте в цих роботах не було уточнено за промисловими даними про розробку покладу початкові запаси газу і прогнозний кінцевий коефіцієнт газовилучення за існуючої системи розробки, які необхідні для оцінки додаткового видобутку газу. Поклади горизонтів ВД-13 Залужанського родовища і НД-4 Опарського родовища мають різну геолого-фізичну характеристику, свої специфічні особливості розробки і різні параметри експлуатації свердловин. Тому доцільно оцінити ступінь впливу досліджуваних параметрів на кінцевий коефіцієнт газовилучення покладів з різною геолого-фізичною характеристикою і різними параметрами експлуатації свердловин, що обґрунтовує проведення додаткових досліджень.

**Формулювання цілей статті.** За результатами аналізу промислових матеріалів про розробку покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденсатного родовища і теоретичних досліджень оцінити можливі значення кінцевого коефіцієнта газовилучення при зниженні робочого тиску на устях свердловин і покращенні фільтраційних характеристик привибійної зони пласта.

**Характеристика об'єкту дослідження.** У тектонічному відношенні Залужанське родовище розташоване в південно-східній частині найбільш зануреної Крукеницької підзони Більче-Волицької (Зовнішньої) зони Передкарпатського прогину. В адміністративному відношенні родовище розташоване на території Самбірського району Львівської області.

В геологічній будові родовища приймають участь здебільшого сарматські відклади. Скупчення газу в горизонті ВД-13 утворюють поклад пластового склепінного типу із частковим прошарковим газонасиченням. З південного боку родовища поклад тектонічно екранований. Площа покладу становить 11,09 км<sup>2</sup>, довжина – 5700 м, ширина – 3200 м, висота – 50,1 м. Горизонт ВД-13 складений пісковиками та алевролітами з глинисто-карбонатним цементом. За лабораторними дослідженнями пористість пісковиків змінюється від 7 до 24,7 %, проникність – від 0,07·10<sup>-3</sup> до 779·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, карбонатність – від 9 до 20,2 %. Середнє значення коефіцієнта відкритої пористості колекторів за результатами геофізичних досліджень становить 21 %, коефіцієнта газонасиченості – 74 %, газонасиченої товщини – 14,16 м. Природний газ містить 97-99 % об. углеводневих компонентів, з них вміст метану – 97,43-99,254 %, вміст пентанів і вищих углеводнів – 0,001-0,012 %. Із углеводневих компонентів в газі присутні діоксид вуглецю (0,151-1,242 %), азот (0,373-1,464%). Відносна густина газу змінюється в межах 0,559-0,573, середнє значення – 0,564. Глибина залягання покладу – 1070-1140 м. Початковий пластовий тиск – 10,70 МПа, пластова температура – 307 К.

Розробка покладу горизонту ВД-13 розпочата у 1975 р. трьома пошуково-розвідувальними свердловинами 5-3л, 7-3л, 12-3л, які експлуатуються до сьогодні. Початковий дебіт газу був досить високим (свердловина 5 – 150 тис.м<sup>3</sup>/д, свердловина 7 – 120 тис.м<sup>3</sup>/д, свердловина 12 – 220 тис.м<sup>3</sup>/д) та у процесі розробки покладу дебіт свердловин поступово зменшувався. У подальшому в продукції свердловин з'явилась пластова вода, що призвело до різкого зниження дебіту газу. Через обводнення поточний дебіт свердловин становить 0,1-0,3 тис.м<sup>3</sup>/д. Вода надходить у свердловини окремими прошарками у продуктивному розрізі.

На 01.01.2016 р. з покладу видобуто 1411,91 млн.м<sup>3</sup> газу і 1180,27 м<sup>3</sup> води. За промисловими даними поточний пластовий тиск становить 2,13 МПа, тиски на устях свердловин – 0,87-1,47 МПа.

Видобувні свердловини мають таку фактичну глибину (штучний вибій): 5-3л – 1228 м, 7-3л – 1145 м, 12-3л – 1124 м. Діаметр експлуатаційної колони дорівнює 140×146 мм, 140×168 мм і 146×168 мм. Свердловини експлуатуються безштуцерним способом, при якому робочий дебіт газу визначається протитиском в газозбірному колекторі.

Інтервал перфорації становить: 5-3л – 1080-1115 м, 7-3л – 1110-1130 м, 12-3л – 1117-1124 м. У свердловинах 5-3л і 12-3л опущені насосно-компресорні труби (НКТ) діаметром 73 мм на глибину відповідно 1096 і 1115 м, а в свердловині 7-3л – діаметром 60 мм на глибину 1126 м. Дебіт газу окремих свердловин дорівнює: 5-3л – 0,1 тис.м<sup>3</sup>/д за робочого тиску 1,35 МПа, 7-3л – 0,3 тис.м<sup>3</sup>/д за робочого тиску 0,87 МПа, 12-3л – 0,1 тис.м<sup>3</sup>/д за робочого тиску 1,47 МПа. Коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони окремих свердловин дорівнюють: 5-3л –  $A=0,549$  (МПа<sup>2</sup>·д/тис.м<sup>3</sup>),  $B=0,001$  (МПа·д/тис.м<sup>3</sup>)<sup>2</sup>; 7-3л –  $A=0,0853$  (МПа<sup>2</sup>·д/тис.м<sup>3</sup>),  $B=0,0008$  (МПа·д/тис.м<sup>3</sup>)<sup>2</sup>; 12-3л –  $A=0,32$  (МПа<sup>2</sup>·д/тис.м<sup>3</sup>),  $B=0,0014$  (МПа·д/тис.м<sup>3</sup>)<sup>2</sup>.

Основні фактичні показники розробки покладу наведено в таблиці 1.

За значеннями поточного середнього пластового тиску  $\bar{P}_{пл}(t)$ , пластової температури  $T_{пл}$  і відносної густини газу  $\bar{\rho}_g$  визначено коефіцієнт стисливості газу  $Z(\bar{P}_{пл})$ , зведений середній пластовий тиск  $\bar{P}_{пл}(t)/Z(\bar{P}_{пл})$  і побудовано залежність зведеного середнього пластового тиску  $\bar{P}_{пл}(t)/Z(\bar{P}_{пл})$  від накопиченого видобутку газу  $Q_{вид}(t)$ , яку зображено на рисунку 1.

Для більшої частини періоду видобування газу залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу має прямолінійний характер, що свідчить про газовий режим розробки покладу в цей період. Відхилення від прямої лінії кінцевої криволінійної ділянки залежності пояснюється неточним визначенням («заниженням») пластового тиску в обводнених свердловинах, який знаходили за барометричною формулою за значенням статичного тиску на усті зупиненої свердловини за наявності стовпа води на вибої. При цьому не враховували, що стовп води створює більший тиск на вибій, ніж стовп газу такої самої висоти. З використанням промислових даних, які відповідають тільки прямолінійній ділянці залежності, і методики, викладеної в роботі [4], визначено зведений газонасичений поровий об'єм  $\Omega^*$  і початкові дренавані запаси газу  $Q_{зап.поч}$ . Вони дорівнюють:  $\Omega^* = 155,877 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>/МПа,  $Q_{зап.поч} = 1959,844$  млн.м<sup>3</sup>. Отримане значення початкових запасів газу незначно відрізняється від запасів газу, затверджених ДКЗ в обсязі 2039 млн.м<sup>3</sup>. Тому для подальших досліджень приймасмо запаси газу, затверджені в ДКЗ (2039 млн.м<sup>3</sup>). При значенні накопиченого видобутку газу  $Q_{вид}(t) = 1411,91$  млн.м<sup>3</sup>, залишкові запаси газу дорівнюють 627,09 млн.м<sup>3</sup>.

Таблиця 1 – Фактичні показники розробки покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденстаного родовища

Рік розробки	Накопичений видобуток газу $Q_{вид}(t)$ , млн.м <sup>3</sup>	Пластовий тиск $P_{пл}(t)$ , МПа
1974	0	10,70
1975	43,41	10,44
1976	202,15	9,61
1977	369,37	11
1978	530,92	8,60
1979	693,79	7,99
1980	819,99	7,37
1981	916,19	6,84
1982	978,86	6,28
1983	1032,38	5,64
1984	1077,49	5,24
1985	1124,83	4,87
1986	1166,98	4,38
1987	1191,78	3,99
1988	1216,84	3,58
1989	1236,35	3,57
1990	1246,70	3,34
1991	1258,12	3,20
1992	1267,54	3,14
1993	1282,55	2,92
1994	1291,40	2,59
1995	1304,52	2,53
1996	1318,14	2,46
1997	1333,32	2,42
1998	1344,38	2,38
1999	1351,68	2,22
2000	1357,05	2,20
2001	1362,98	2,14
2002	1368,91	2,03
2003	1374,44	2,04
2004	1379,95	2,02
2005	1384,76	2,11
2006	1389,16	2,03
2007	1393,67	2,02
2008	1398,25	2,06
2009	1402,74	2,34
2010	1407,11	2,32
2011	1410,16	2,30
2012	1410,78	1,63
2013	1411,39	1,84
2014	1411,62	1,89
2015	1411,73	1,84
2016	1411,91	2,13

Поточний коефіцієнт газовилучення дорівнює:

$$\beta(t) = \frac{Q_{вид}(t)}{Q_{зап.поч}} = \frac{1411,91}{2039} = 0,6925 \text{ або } \beta(t) = 69,25\%$$

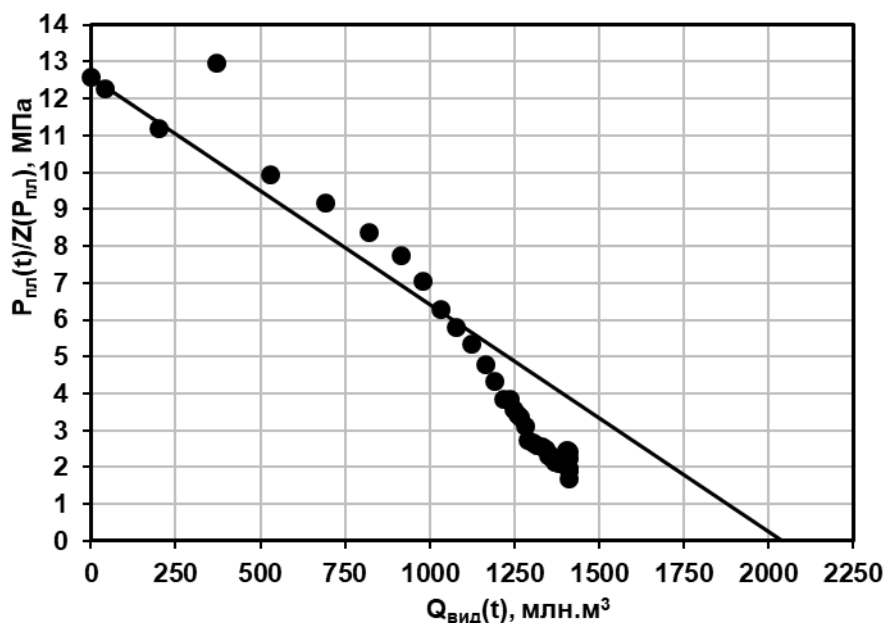


Рисунок 1 – Залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу для покладу горизонту ВД-13 Залужанського родовища

За значеннями початкових запасів газу (2039 млн.м<sup>3</sup>) і початкового пластового тиску (10,70 МПа) уточнено зведений газонасичений поровий об'єм (162,17·10<sup>6</sup> м<sup>3</sup>/МПа), а з використанням рівняння матеріального балансу для газового родовища в умовах газового режиму [4] знайдено поточний пластовий тиск (3,59 МПа).

Для оцінки за промисловими даними прогнозного значення кінцевого коефіцієнта газовилучення побудовано залежність між річним  $Q(t)$  і накопиченим видобутком газу  $Q_{\text{вид}}(t)$ , вираженими у відсотках від початкових запасів газу  $Q_{\text{зап.поч}}$  (крива «середньої продуктивності») і залежність зміни в часі річного видобутку газу у напівлогарифмічній системі координат (метод «прямої лінії»), які зображено відповідно на рисунках 2 і 3. Методики побудови та аналізу цих залежностей наведено в роботі [4]. Горизонтальна пряма лінія на рисунку 3 характеризує гранично рентабельний річний видобуток газу з покладу  $Q_{\text{гран}}$ , прийнятий рівним 0,05 % від початкових запасів газу ( $\ln Q_{\text{гран}} = 13,835$ ). Похила пряма лінія на рисунку 3 апроксимує фактичні промислові дані про зміну в часі річного видобутку газу з покладу в координатах  $\ln Q(t) = f(t)$ . Точка перетину цих ліній відповідає часу припинення рентабельної розробки покладу горизонту ВД-13.

Різке коливання річного видобутку газу з покладу на рисунку 3 в останні роки пов'язане з низькодебітністю і обводненням видобувних свердловин, в результаті чого свердловини працюють нестабільно, з періодичними зупинками.

Прогнозний кінцевий коефіцієнт газовилучення покладу горизонту ВД-13 Залужанського родовища дорівнює: за кривою «середньої про-

дуктивності» - 73,58 %, за методом «прямої лінії» - 70,85 %. Середнє значення кінцевого коефіцієнта газовилучення становить 72,215 %, що значно менше за середній коефіцієнт газовилучення за газового режиму (85-90 %) [4]. Тому необхідно застосовувати додаткові геолого-технічні заходи щодо збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення. У першу чергу необхідно забезпечити стабільну роботу видобувних свердловин з підвищеними дебітами газу, що можна, зокрема, досягти обмеженням припливу води у свердловини, попередженням скупчення води на вибоях, підвищенням проникності газовіддаючих прошарків і зниженням устьових тисків.

**Результати дослідження.** У роботі розглянуто можливість інтенсифікації видобутку газу з покладу горизонту ВД-13 і підвищення кінцевого газовилучення шляхом зменшення тиску на устях свердловин і коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В. Дослідження проводили для таких даних: початкові запаси газу – 2039,0 млн.м<sup>3</sup>; накопичений видобуток газу – 1411,91 млн.м<sup>3</sup>; початковий пластовий тиск – 10,70 МПа; поточний пластовий тиск – 3,59 МПа; пластова температура – 308 К; відносна густина газу – 0,564; поточні параметри роботи «середньої свердловини»: дебіт газу – 0,167 тис.м<sup>3</sup>/д, устьовий тиск – 1,1 МПа, вибійний тиск – 1,185 МПа, депресія на пласт – 2,095 МПа, коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта:  $A=68,77$  (МПа<sup>2</sup>·д/тис.м<sup>3</sup>),  $B=0,0006$  (МПа·д/тис.м<sup>3</sup>)<sup>2</sup>.

Дослідження виконано для різних значень устьового тиску  $P_y$  (1,1; 1,0; 0,9; 0,8; 0,7; 0,6; 0,5; 0,4; 0,3; 0,2; 0,15; 0,1; 0,05 МПа), дебіту газу  $q_2$  (0,75; 0,5; 0,25; 0,167; 0,15; 0,125; 0,1; 0,05 тис.м<sup>3</sup>/д) і ступеня зменшення коефіцієнтів

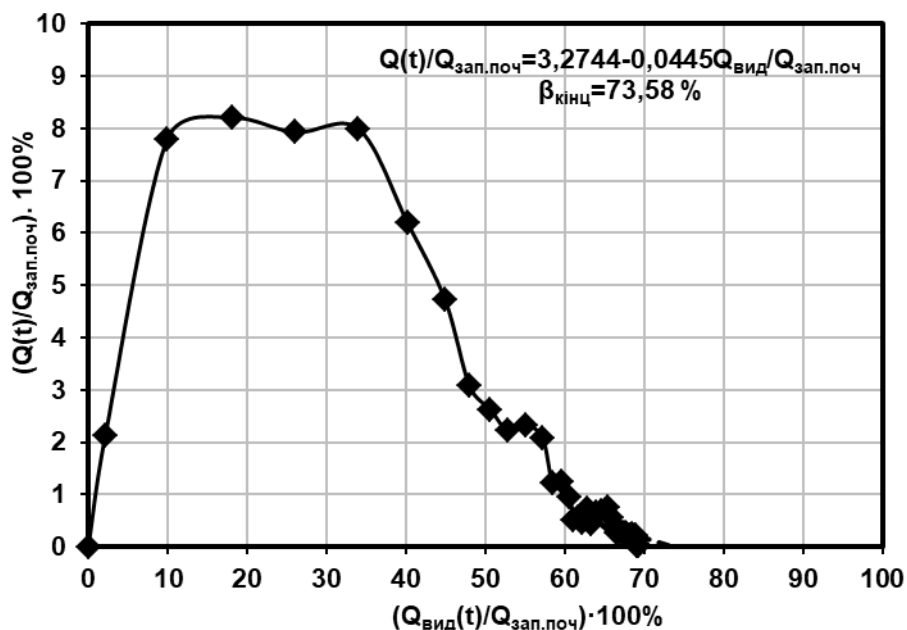


Рисунок 2 – Залежність  $\frac{Q(t)}{Q_{зап.поч.}} = f\left(\frac{Q_{вид}(t)}{Q_{зап.поч.}}\right)$  для покладу горизонту ВД-13 Залужанського родовища

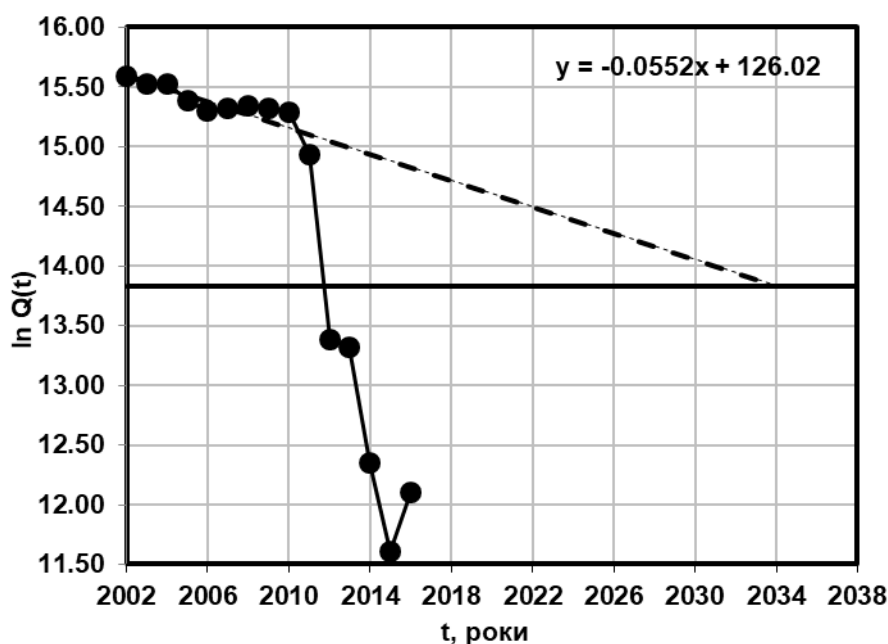


Рисунок 3 – Залежність  $\ln Q(t) = f(t)$  для покладу горизонту ВД-13 Залужанського родовища

фільтраційних опорів А і В (у 2, 4, 6, 8, 10 разів). У розрахунках для заданих значень дебіту газу  $q_2$  і устьового тиску  $P_y$  визначали за формулою Г.А. Адамова вибійний тиск  $P_{виб}$ . За знайденим значенням вибійного тиску  $P_{виб}$  і заданими значеннями дебіту газу  $q_2$  і коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В знаходили поточний пластовий тиск  $P_{пл}$ , використовуючи двочленну формулу припливу газу до вибою свердловини. За значенням початкового і пото-

чного (кінцевого) пластових тисків обчислювали кінцевий коефіцієнт газовилучення.

Результати досліджень обробляли у вигляді залежностей кінцевого коефіцієнта газовилучення від ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В для різних значень устьового тиску і дебіту газу. На рисунку 4 для прикладу зображено відповідну залежність для дебіту газу 0,167 тис.м<sup>3</sup>/д, а на рисунку 5 – для дебіту газу 0,05 тис.м<sup>3</sup>/д. На рисунку 6 зображено залежність кінцевого коефіцієнта газовилучення від тиску на усті свердловин при зниженні коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В у 4 рази.

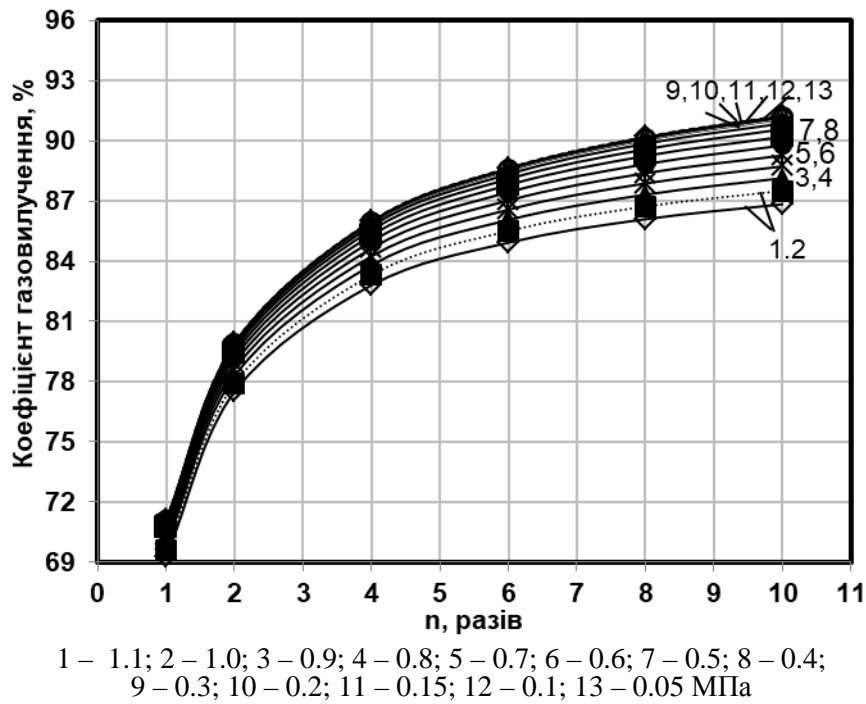


Рисунок 4 – Залежність кінцевого коефіцієнта газовилучення від ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В для дебіту газу 0,167 тис.м<sup>3</sup>/д за різних значень устьового тиску

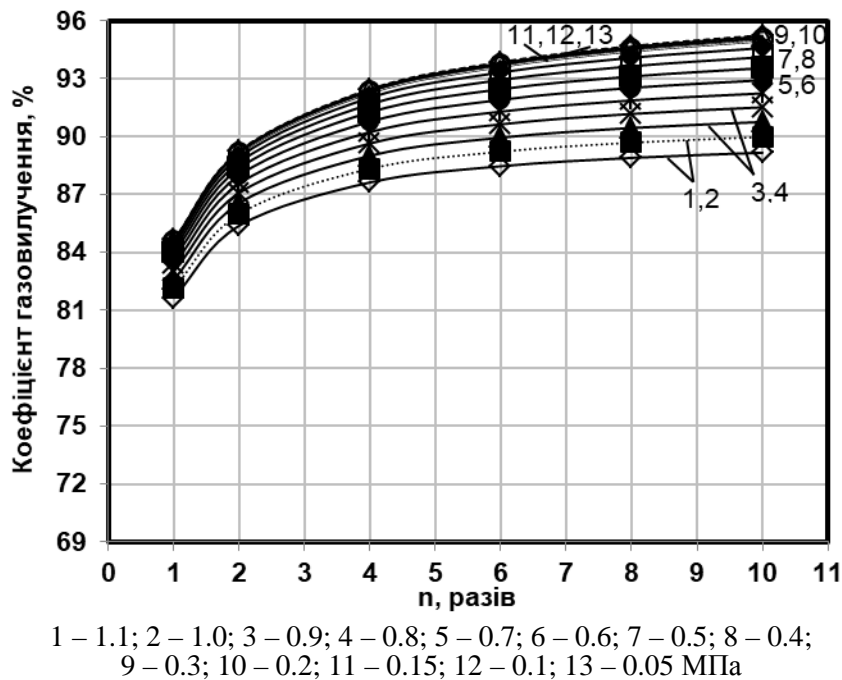
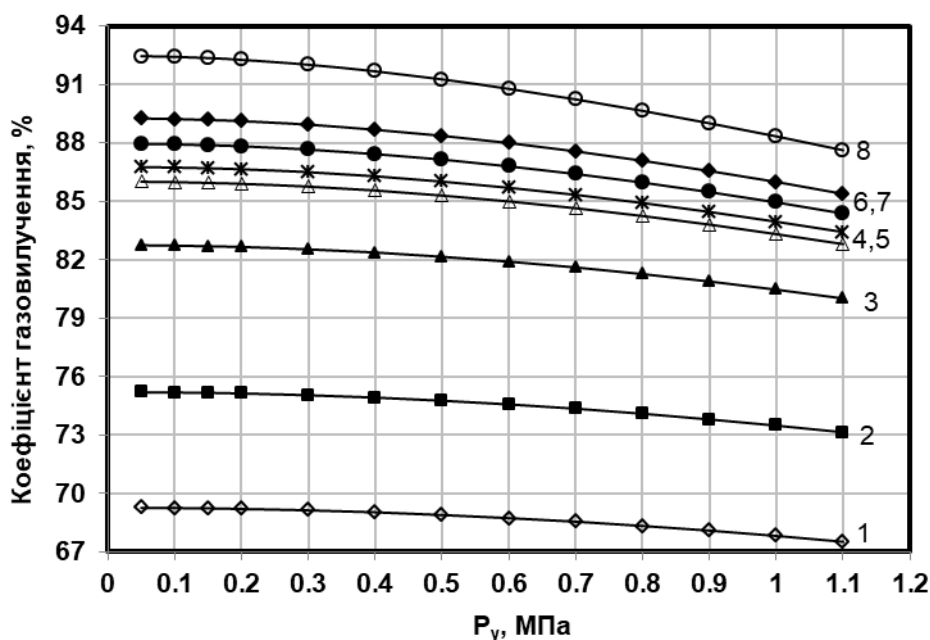


Рисунок 5 – Залежність кінцевого коефіцієнта газовилучення від ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В для дебіту газу 0,05 тис.м<sup>3</sup>/д за різних значень устьового тиску

Згідно з результатами розрахунків кінцевий коефіцієнт газовилучення зростає із збільшенням ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В і зменшенням тиску на устях свердловин та економічно рентабельного дебіту газу. Із збільшенням ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В наведені на рисунках 4 і 5 графічні залежності поступово виполоджуються. За результатами ста-

тистичної обробки розрахункових даних з використанням методу «найменших квадратів» оптимальне значення ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В, вище якого кінцевий коефіцієнт газовилучення змінюється мало, для умов покладу горизонту ВД-13 Залужанського родовища становить 4,13-4,15 (для всіх дебітів газу).



1-0,75; 2-0,5; 3-0,125; 4- 0,167; 5- 0,15; 6- 0,125; 7-0,1; 8- 0,05 тис.м<sup>3</sup>/д

**Рисунок 6 – Залежність кінцевого коефіцієнта газовилучення від тиску на усті свердловин за різних дебітів газу при зменшенні коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В у 4 рази**

Приріст коефіцієнта газовилучення із зменшенням устьового тиску тим більший, чим менший дебіт газу (рисунки 4-6). Так, за ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В в 4 рази із зменшенням устьового тиску з 1,1 до 0,05 МПа коефіцієнт газовилучення зростає в таких межах: за дебіту газу 0,75 тис.м<sup>3</sup>/д – з 67,53 % до 69,27 % (на 1,74 %), за дебіту газу 0,167 тис.м<sup>3</sup>/д – з 82,81 % до 86,01 % (на 3,2 %), за дебіту газу 0,05 тис.м<sup>3</sup>/д – з 87,63 % до 92,46 % (на 4,83 %). Тому для збільшення кінцевого коефіцієнта газовилучення виснажених родовищ необхідно максимально низити устьовий тиск і забезпечити стабільну експлуатацію свердловин з мінімально можливим дебітом газу, чого можна досягнути уведенням в експлуатацію дотискної компресорної станції, подачею газу місцевим споживачам і використанням (переробкою) газу на місці видобування.

Аналіз графіків на рисунку 6 свідчить, що у міру зниження устьового тиску залежності кінцевого коефіцієнта газовилучення від устьового тиску поступово виположуються. За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено оптимальне значення устьового тиску, нижче якого кінцевий коефіцієнт газовилучення мало змінюється. Для ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В у 4 рази оптимальне значення устьового тиску для різних значень дебіту газу становить: 0,05 тис.м<sup>3</sup>/д – 0,449 МПа, 0,1 тис.м<sup>3</sup>/д – 0,486 МПа, 0,125 тис.м<sup>3</sup>/д – 0,496 МПа, 0,15 тис.м<sup>3</sup>/д – 0,502 МПа, 0,167 тис.м<sup>3</sup>/д – 0,507 МПа, 0,25 тис.м<sup>3</sup>/д – 0,518 МПа, 0,5 тис.м<sup>3</sup>/д – 0,532 МПа, 0,75 тис.м<sup>3</sup>/д – 0,537 МПа. Проте це не значить, що не можна зменшувати устьовий тиск нижче оптимального

значення. Для отримання максимального коефіцієнта газовилучення необхідно низити устьовий тиск до мінімально можливого значення, виходячи з технічних можливостей підприємства і техніко-економічних показників видобування газу. Одним із шляхів зниження устьового тиску може бути використання занурених свердловинних вакуумних компресорів.

Вплив ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В на кінцевий коефіцієнт газовилучення тим істотніший, чим більший дебіт газу. Так, за значення ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В у 4 рази і тиску на усті свердловин 1,00 МПа коефіцієнт газовилучення зростає з 69,59 % (без оброблення привибійної зони пласта) до 83,32 % (на 13,73 %) за дебіту газу 0,167 тис.м<sup>3</sup>/д, з 73,50 % до 84,95 % (на 11,45 %) за дебіту газу 0,125 тис.м<sup>3</sup>/д, з 82,14 % до 88,34 % (на 6,2 %) за дебіту газу 0,05 тис.м<sup>3</sup>/д. Наведені дані свідчать про високу ефективність проведення оброблень привибійної зони пласта з метою підвищення кінцевого газовилучення ще на ранніх стадіях розробки покладів, в умовах високих дебітів газу. На завершальній стадії розробки покладів за низьких дебітів газу, вплив оброблень привибійних зон пласта на коефіцієнт газовилучення буде дещо меншим.

Результати виконаних досліджень свідчать про можливість значного підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення покладу горизонту ВД-13 Залужанського родовища за рахунок зниження тиску на усті свердловин і оброблень привибійних зон пласта з одночасним забезпеченням стабільної роботи свердловин за наявності води у пластовій продукції. За існуючої системи дорозробки покладу

горизонту ВД-13 прогнозний кінцевий коефіцієнт газовилучення становитиме 72,215 %. За ступеня зниження коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В у 4 рази і значенні устьового тиску 0,4 МПа і дебіті газу 0,1 тис.м<sup>3</sup>/д кінцевий коефіцієнт газовилучення дорівнює 88,68 % (збільшення на 16,465 %). При зменшенні устьового тиску до 0,2 МПа кінцевий коефіцієнт газовилучення становитиме 89,12 % (збільшення на 16,905 %).

### Висновки

Переважна більшість газових і газоконденсатних покладів на родовищах Передкарпаття перебуває на завершальній стадії видобування вуглеводнів. Дорозробка їх ускладнюється істотним зниженням пластового тиску, низькодебітністю та обводненням свердловин, погіршенням стану привибійної зони пласта і високими тисками на устях свердловин. В цих умовах очікуються порівняно невисокі кінцеві коефіцієнти газовилучення покладів.

У роботі на прикладі виснаженого покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденсатного родовища показана можливість істотного підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення з 72,215 % за існуючої системи розробки до близько 90 % за рахунок зниження робочих тисків на устях свердловин і оброблення привибійних зон пласта. При цьому значно зростає поточний дебіт газу, що сприятиме інтенсифікації процесу дорозробки покладу. Одночасно необхідно провести роботи з ізоляції шляхів надходження води у свердловини і впровадити ефективні методи винесення води з вибою на поверхню, наприклад, за допомогою спінуючих поверхнево-активних речовин. Рекомендується розглянути можливість впровадження запропонованих геолого-технічних заходів не тільки на свердловинах покладу горизонту ВД-13 Залужанського родовища, але і на інших виснажених покладах родовищ Передкарпаття, що дозволить стабілізувати і можливо навіть підвищити поточний видобуток газу в цьому регіоні і збільшити кінцевий коефіцієнт газовилучення.

### Література

- 1 Кондрат Р. М. Підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ природних газів / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат // Нафтогазова галузь України. – 2017. – № 3. – С. 15-20.
- 2 Кондрат Р. М. Математична модель процесу мінімізації значень кінцевого пластового тиску в газових покладах з газовим режимом розробки / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Л.І. Матіішин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – №3(48). – С. 70-76.
- 3 Kondrat O. R. The enhancement of hydrocarbon recovery from depleted gas and gas-condensate fields / O. R. Kondrat // MINING OF MINERAL DEPOSITS, Taylor & Francis Group, London, Uk. – 2013. – P. 143-148.
- 4 Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: навчальний посібник / [Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Дремлюх Н.С.]. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2015. – 288 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*  
20.10.17

*Рекомендована до друку професором Чудиком І.І. (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) д-ром техн. наук Акульшиним О.О. (ПАТ «Український нафтогазовий інститут», м. Київ)*