

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН ТА РОБОТИ СИСТЕМИ ЗБОРУ І ПІДГОТОВКИ СВЕРДЛОВИННОЇ ПРОДУКЦІЇ ЗІ ЗНАЧНИМ ВМІСТОМ РІДИНИ

О.Р. Кондрат, Н.М. Гедзик

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: kondrat@tvnet.if.ua, nazarii.hedzyk@gmail.com

Експлуатація газових свердловин на завершальній стадії розробки в умовах обводнення є надзвичайно актуальною в даний час. Тому розробка нової методики обрахунку оптимальних параметрів роботи свердловин та системи збору і підготовки газопромислової продукції дасть змогу швидше приймати рішення про стабілізацію їх роботи. У даній статті розглянуто питання винесення крапельної рідини з вибою на поверхню. Також розроблена нова методика підрахунку стабільності роботи свердловин. Отримані результати були підтверджені моделюванням у програмному середовищі PIPESIM компанії Schlumberger. За результатами проведених досліджень встановлено, що після впровадження всіх заходів з оптимізації роботи свердловин та системи збору і підготовки газу можна забезпечити повне винесення рідини з вибою свердловин. При цьому дебіт свердловин по родовищу збільшиться на 50% у порівнянні з попереднім його значенням.

Розроблена методика показала можливість свого практичного застосування на родовищах, оскільки вона також вирізняється своєю універсальністю для різних умов.

Ключові слова: природний газ, обводнення, стабілізація, винесення рідини

Експлуатація скважин в на завершающей стадии разработки в условиях обводнения является чрезвычайно актуальной в настоящее время. Поэтому разработка новой методики расчета оптимальных параметров работы скважин и системы сбора и подготовки газопромышленной продукции позволит быстрее принимать решения по стабилизации их работы. В данной статье рассмотрен вопрос выноса капельной жидкости с забоя на поверхность. Также разработана новая методика подсчета стабильности работы скважин. Полученные результаты были подтверждены моделированием в программной среде PIPESIM компании Schlumberger. По результатам проведенных исследований установлено, что после внедрения всех мероприятий по оптимизации работы скважин и системы сбора и подготовки газа, обеспечивается полный вынос жидкости из забоя скважин. При этом дебит скважин по месторождению увеличится на 50%.

Разработанная методика показала возможность своего практического применения на месторождениях, так как она отличается своей универсальностью для различных условий.

Ключевые слова: природный газ, обводнение, стабилизация, вынос жидкости

Gas wells operation in case of their watering and during final stage of their development is extremely important at this time. Therefore, developing a new method of calculating the optimal parameters of wells and gas collection and conditioning system will help engineers to make good decision. This article was considered in removal of fluid drops from the bottomhole to the surface. Also, a new method of calculating of wells parameters was developed. The results were confirmed by simulation in software PIPESIM Schlumberger company. As a result of calculations it should be noted that after introduction all of the methods wells stabilization was reached. It should be add that flow rate of the deposit increased by 50% over the previous value.

The technique has shown the possibility of its practical application in fields as it also noted their universality for different conditions.

Keywords: natural gas, watering, stabilization, deliquification

Безаварійна експлуатація газових свердловин є надзвичайно важливим питанням, яке постає перед інженерами у процесі видобування газу. Це зумовлено, зокрема, переходом більшості родовищ на завершальну стадію розробки. Тому саме вибір оптимального режиму експлуатації свердловин та системи збору і підготовки газопромислової продукції може забезпечити стабільну роботу системи "пласт-свердловина-шлейф-установка підготовки газу". Найбільш значним фактором, який ускладнює експлуатацію свердловини в таких умовах, є скупчення рідини на вибої свердловини і в понижених ділянках шлейфів [1-5]. Саме тому забезпечення винесення рідини з вибою свердловини на поверхню може значно покращити експлуатаційні характеристики свердловин на забезпечити її стабільну роботу.

Стосовно питань експлуатації свердловин в умовах скупчення рідини на вибоях свердловин розроблена ціла низка винаходів. Найбільш ефективні з них і широко впроваджені на практиці описані нижче.

Суть винаходу, викладеного в патенті №2017941 «Спосіб удалення жидкости из газовых скважин и шлейфов» [11] полягає в тому, що видобуток газу ведуть з періодичним видавленням рідини з вибою свердловини видобувним газом. На відміну від експлуатації свердловин з періодичною зупинкою та продуванням, рідина з вибою свердловини видаляється шляхом продування шлейфів через газовий ежектор; кожну свердловину періодично підключають до камери змішування ежектора. На вхід ежектора подають високонапірний газ з дотискувальної компресорної станції (ДКС), а

змішаний потік направляють на вхід ДКС. Період продування кожної свердловини визначають за стабілізацією її температури.

Автори патенту №2110673 «Способ эксплуатации кустовых газовых скважин и эжектирующее устройство для его осуществления» Чугунов Л.С., Березняков А.И. та Шадрин В.И. у своїй роботі описують відомий спосіб експлуатації кушових свердловин, який здійснюється за режимом регулювання тиску газу на гирлі свердловин при їх номінальних витратах за допомогою кутових штуцерів [12]. Неefективність цього способу полягає в тому, що при одночасній роботі двох і більше свердловин на один загальний шлейф внаслідок відмінності їх технічних характеристик при коливанні тиску в системі відбувається перерозподіл витрат свердловин із зменшенням для малодобітних свердловин, що, відповідно, веде до скорочення швидкості потоку газу в ліфті свердловини до критичних значень, коли швидкості потоку не вистачає для винесення краплинної вологи, яка починає накопичуватися на вибої.

Відомий також спосіб для інтенсифікації припливу газу до вибою свердловини з використанням ефекту ежекції низьконапірного газу високонапірним і газовий ежектор, що містить оребрену зовні камеру зсуву та вогневий підігрівач [13]. Недоліками цього способу і пристрою є те, що в основу роботи газового ежектора покладено співвідношення тисків, якому відповідають висока швидкість витікання газу через сопло ежектора і, відповідно, низький коефіцієнт корисної дії. Крім того, недоліком є різке зниження температури газу за ежектором, наслідком чого є гідратуутворення, що вимагає додаткових витрат на ліквідацію цього недоліку.

Використання даного способу і пристрою дозволяє підвищити обсяги видобутого газу, не збільшуючи кількості свердловин, а також скоротити втрати газу від продування свердловин, що призводить до зниження собівартості видобутого газу, а також знижує кількість свердловинної продукції, яка потрапляє в атмосферу в процесі експлуатації.

Технічним результатом винаходу, описаного у патенті №2305769 «Система автоматического регулирования дебита газовой скважины, вскрывшей пласт с подошвенной водой» (автори Коновалов Илья Леонидович, Корженко Михаил Александрович, Липко Александр Николаевич, Пась Галина Борисовна, Тараненко Борис Федорович), є автоматична підтримка граничного безводного дебіту газової свердловини (ГС), що розкрила пласт з подошовної водою, в умовах неоднорідності пласта та невизначеності його проникності. Для цього система містить у внутрішньому контурі регулювання давач дебіту, встановлений на лінії виходу газу з ліфтової труби ГС, автоматичний регулятор дебіту ГС і регулюючий штуцер, встановлений на лінії виходу газу з ліфтової труби ГС. При цьому до першого входу автоматичного регулятора дебіту ГС підключений давач дебіту свердловини. Вихід автоматичного регулятора дебіту ГС підключений до регулюючого шту-

цера. Додатково система містить у зовнішньому контурі регулювання давач рівня вершини конуса подошовної води, автоматичний регулятор рівня і задавач рівня. При цьому до першого входу автоматичного регулятора рівня підключений давач рівня вершини конуса подошовної води, до другого – задавач рівня. Вихід автоматичного регулятора рівня підключений до другого автоматичного регулятора дебіту ГС. Пропонована система підтримує заданий гранично допустимий рівень конуса подошовної води шляхом зміни дебіту ГС.

Деякі інші погляди стосовно даного питання викладені авторами Тер-Саркисов Р.М., Илатовский Ю.В., Бузинов С.Н. (ВНИИГАЗ), Медко В.В. (Надымгазпром), Харитонов А.Н., Нифантов В.И., Казарян В.П., Серегина Н.В. (ВНИИГАЗ) у статті 14.

У міру переходу родовищ в період спадного видобутку зменшуються енергетичні можливості продуктивного пласта та дебіти свердловин, а також загострюються проблеми, пов'язані з обводненням покладів. Уведення додаткових потужностей дотискуючих компресорних станцій (ДКС) потребує значних капіталовкладень. Видобуток природного газу із свердловин з низьким пластовим тиском супроводжується наступними негативними наслідками:

- накопиченням рідини в стовбурі свердловин при дебіті газу, меншому від мінімально необхідного для винесення рідини, що є причиною довготривалих неконтрольованих періодів експлуатації свердловин з пониженими робочими дебітами газу;

- руйнуванням привибійної зони продуктивного пласта (ПЗП), накопиченням піску на вибоях свердловин, утворенням піщаних пробок, скупченням піску в технологічних трубопроводах і апаратах, що викликає абразивне зношування внутрішньосвердловинного обладнання, гирлової арматури, вузлів установок збору і підготовки газу, зупинку свердловин та інші аварійні ситуації;

- необхідністю частих капітальних ремонтів свердловин (КРС), зниженням ефективності їх проведення в умовах аномально низьких пластових тисків (АНПТ).

Для вирішення даних проблем потрібно провести відповідні фундаментальні дослідження, оскільки до кінця не зрозумілий фізичний зміст багатьох технологічних процесів експлуатації свердловин.

Як свідчить досвід, однією із найбільш вивчених областей, де можна за відносно короткі строки отримати наукові результати і застосувати їх для вирішення конкретних промислових завдань, є динаміка двофазних потоків у вертикальних трубах (свердловинах). Це пояснюється значним науковим доробком, який був створений ще в 30-40-х роках минулого століття радянськими вченими І.І.Муравйовим, А.П.Криловим, В.Т.Багдасаровим та іншими. Фундаментальні роботи проводились у ВНДІ-ГАЗ (В.А.Мамаєв, О.В.Клапчук, Г.Э.Одیشарія та ін.). Можна з впевненістю сказати, що була створена наукова школа в цьому напрямку

досліджень, розробки якої необхідно продовжити.

Відомо, що деякі західні фірми також займаються проблемами експлуатації низьконапірних свердловин. Розробляються технології експлуатації з використанням гирлових і вибійних компресорних установок, з допомогою яких здійснюється зниження тиску та гирлі свердловин або на вибоях для збільшення їх дебіту. Розрахунки, проведені цими фірмами, свідчать про ефективність даного процесу.

Перспективним також є розроблений у ВНДГаз спосіб експлуатації свердловин за концентричного дворядного ліфта (труба в трубі). Якщо експлуатація свердловини тільки по ліфтових трубах стає неможливою через її самоглушіння рідиною, пропонується опускати в ліфтові труби додатково труби меншого діаметру, в тому числі з використанням колтубінгових технологій без глушіння свердловини. У випадку накопичення рідини в стовбурі свердловини кільцевий простір між трубою меншого діаметру та основним ліфтом тимчасово перекривають, забезпечуючи збільшення швидкості руху газу центральною трубою до значення, достатнього для винесення рідини. Потім свердловину переключають в режим роботи по цій ліфтовій колоні. Діаметр центральної трубки вибирається таким чином, щоб видалення рідини відбувалося достатньо швидко і довший час свердловина експлуатувалася по всій ліфтовій системі з високим дебітом. Для збільшення ефективності даної технології розроблені спеціальні технічні засоби, які дозволяють керувати роботою свердловини в автоматичному режимі.

Так, наприклад, згідно з патентом United States Patent #5,363,693 [15] під назвою “Gas well tubing flow rate control” (Контроль дебіту газових свердловин) автора William G. Elmer запропоновано схему автоматичного контролю дебіту свердловини в умовах поступлення рідини на вибій.

Також варто зазначити, що в процесі експлуатації газових свердловин в умовах обводнення після винесення рідини на поверхню двофазна суміш потрапляє у шлейфи свердловин, що викликає певні ускладнення в роботі системи збору газу [16]. При цьому шлейфами рухається складна, багатокомпонентна суміш, до складу якої входять пластова та конденсаційна вода, вуглеводневий конденсат, механічні домішки, солі, метанол та ін. Внаслідок цього знижується дебіт свердловин, здійснюється суттєвий негативний вплив на технологічний режим роботи свердловин, а також може відбутись зупинка свердловини.

Основними проблемами, які ускладнюють рух газу шлейфом свердловини, є накопичення рідини у понижених ділянках та гідратуотворення. Понижені ділянки внаслідок нерівностей рельєфу та проходження шлейфів свердловин через водоймища ведуть до додаткових втрат тиску по довжині шлейфу свердловин. Важливим фактором, який впливає на відкладення гідратів вздовж шлейфу, є місцеві опори (засув-

ки, відводи, переходи, трійники, зварювальні стики тощо). Це є першопричиною виникнення додаткового гідравлічного опору. Величина цього опору істотно залежить від особливостей місцевості, якою прокладений шлейф, кількості місцевих опорів та тривалості його експлуатації без очищення. Згадані ускладнення негативно впливають на технологічний режим роботи свердловин та призводять до додаткових втрат тиску.

В газопромисловій практиці найбільш поширеними критеріями оцінки стабільності роботи газової свердловини є критерії Фруда та мінімально-необхідного дебіту газу. Проте не завжди існує можливість визначити їх з необхідною швидкістю і точністю. Також залежності для мінімально-необхідного дебіту газу, необхідного для винесення рідини з вибою на поверхню, отримані вченими для умов певних родовищ, що, в свою чергу, може призвести до неточності визначення даної величини для умов іншого родовища.

Тому дуже часто виникає певна невідповідність між розрахованими і фактичними параметрами, що може стати причиною прийняття хибного рішення в процесі експлуатації свердловини.

Метою даної статті була розробка універсальної методики визначення стабільності роботи свердловини та адаптація використання даної методики для оптимізації роботи свердловин та системи збору і підготовки свердловинної продукції.

Задля стабілізації роботи свердловини необхідно забезпечити повне і своєчасне видалення рідини з її вибою на поверхню. Це може бути досягнуто збільшенням швидкості руху газу на вибої вище критичної швидкості. Для підтвердження величини критичної швидкості руху газу, необхідної для винесення крапель рідини з вибою на поверхню, розглянуто баланс сил, які діють на краплину рідини в потоці газу у стовбурі свердловини [9].

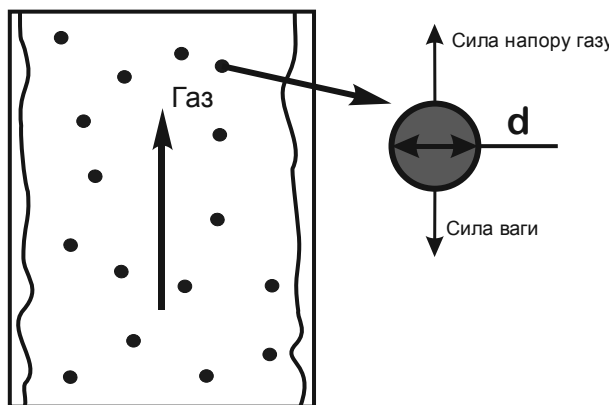


Рисунок 1 – Схема сил, які діють на краплину рідини в газовому потоці у стовбурі свердловини

Крапля перебуватиме у зрівноваженому стані, якщо сили будуть рівні між собою [9, 26].

$$F_{тяж} = F_{напору} ; \quad (1)$$

$$g(\rho_p - \rho_z) \frac{\pi d^3}{6} = \frac{1}{2} \rho_z \cdot \varphi \cdot A \cdot V_{кр}^2 \quad (2)$$

де ρ_p, ρ_z – відповідно густина рідини і газу, кг/м^3 ;
 $g=9,81$ – прискорення вільного падіння, м/с^2 ;
 φ – аеродинамічний коефіцієнт, для води $\varphi = 0,44$;

$$A = \frac{\pi d^2}{4} \text{ – площа краплі, м}^2;$$

$V_{кр}$ – критична швидкість газу, м/с .

Отже, зробивши прості перетворення, можна отримати:

$$V_{кр}^2 = \frac{4g(\rho_p - \rho_z)d}{3\varphi \cdot \rho_z} \quad (3)$$

Число Вебера (We) – критерій подібності в гідродинаміці, що визначає відношення інерції рідини до поверхневого натягу. Воно може бути визначене з виразу:

$$We = \frac{V_{кр}^2 \rho_z d}{\sigma} = 30; \quad (4)$$

де σ – поверхневий натяг для рідини, Н/м ;

$$d = 30 \frac{\sigma}{V_{кр}^2 \rho_z} \quad (5)$$

Отже,

$$V_{кр}^2 = \frac{4g(\rho_p - \rho_z)}{3\varphi \cdot \rho_z} 30 \frac{\sigma}{V_{кр}^2 \rho_z}; \quad (6)$$

$$V_{кр} = \sqrt[4]{\frac{40g\sigma(\rho_p - \rho_z)}{\varphi \cdot \rho_z^2}}; \quad (7)$$

$$V_{кр} = 2,7046 \cdot \sqrt[4]{\frac{(\rho_p - \rho_z)}{\rho_z^2}} \quad (8)$$

Густина газу у вибійних умовах можна розрахувати за формулою:

$$\rho_z = \rho_0 \frac{P_{виб} T_{ст}}{z P_{ат} T_{виб}} \quad (9)$$

Підставивши значення атмосферного тиску, густини і стандартної температури, отримаємо:

$$\rho_z = 0,72279 \frac{P_{виб} \cdot 293}{z \cdot 0,1013 \cdot 300} = 6,969 \frac{P_{виб}}{z}; \quad (10)$$

$$V_{кр} = 2,7046 \cdot \sqrt[4]{\frac{\left(\rho_p - 6,969 \frac{P_{виб}}{z}\right)}{\left(6,969 \frac{P_{виб}}{z}\right)^2}} \quad (11)$$

Прийнявши, що густина рідини рівна 1100 кг/м^3 , отримаємо рівняння для критичної швидкості:

$$V_{кр} = 2,7046 \cdot \sqrt[4]{\frac{\left(1100 - 6,969 \frac{P_{виб}}{z}\right)}{\left(6,969 \frac{P_{виб}}{z}\right)^2}} = 4,3942 \sqrt[4]{\frac{157,864 - \frac{P_{виб}}{z}}{6,968 \cdot \left(\frac{P_{виб}}{z}\right)^2}} \quad (12)$$

Подібними до залежності 12 є рівняння Тернера (13) та Коулмана (14):

$$V_{води} = 5,321 \frac{(67 - 0,0031P)^{1/4}}{(0,0031P)^{1/2}}, \text{ фунтів/с}; \quad (13)$$

$$V_{води} = 4,434 \frac{(67 - 0,0031P)^{1/4}}{(0,0031P)^{1/2}}, \text{ фунтів/с}. \quad (14)$$

Залежності (13) і (14) були отримані для умов певних родовищ та набули поширення у світовій практиці.

У ВНДГаз розроблено комп'ютерні програми для розрахунку процесу керування параметрів свердловини і пласта. Подальші розробки спрямовані на визначення коефіцієнта гідравлічного опору двофазних потоків за різних діаметрів ліфтових труб, а також використовуються для вивчення процесу підймання рідини і твердих частинок потоком газу.

Існує також низка комп'ютерних програм зарубіжних компаній, які дозволяють моделювати процес експлуатації свердловин і визначати основні параметри їх роботи, що дає змогу регулювати режим роботи свердловин і в короткі терміни приймати рішення щодо покращення умов їх експлуатації.

Однією з таких програм є програма PipeSim компанії Schlumberger. З використанням зазначеної програми проведені деякі розрахунки експлуатаційних параметрів свердловин та запроєктовано низку заходів для покращення умов експлуатації видобувних свердловин на Любешівському газовому родовищі.

З допомогою програми PipeSim компанії Schlumberger побудована експлуатаційна модель Любешівського ГР (рисунок 2), яка включає свердловини (їх продуктивну характеристику та конструкцію) та систему збору газу з входом в УКПГ (гребінки високого та низького тисків).

За результатами проведених розрахунків отримано основні експлуатаційні характеристики свердловин, які після адаптації моделі відрізняються від реальних у межах похибки. Результати розрахунків зведені до таблиці 1.

Програма також уможливує побудову графічних залежностей як для моделі загалом, так і для кожної свердловини зокрема.

Що стосується методик розрахунку, то для однофазного потоку обрана методика Moody, для багатфазного горизонтального потоку – Beggs & Brill Revised, Orkiszewski, для верти-

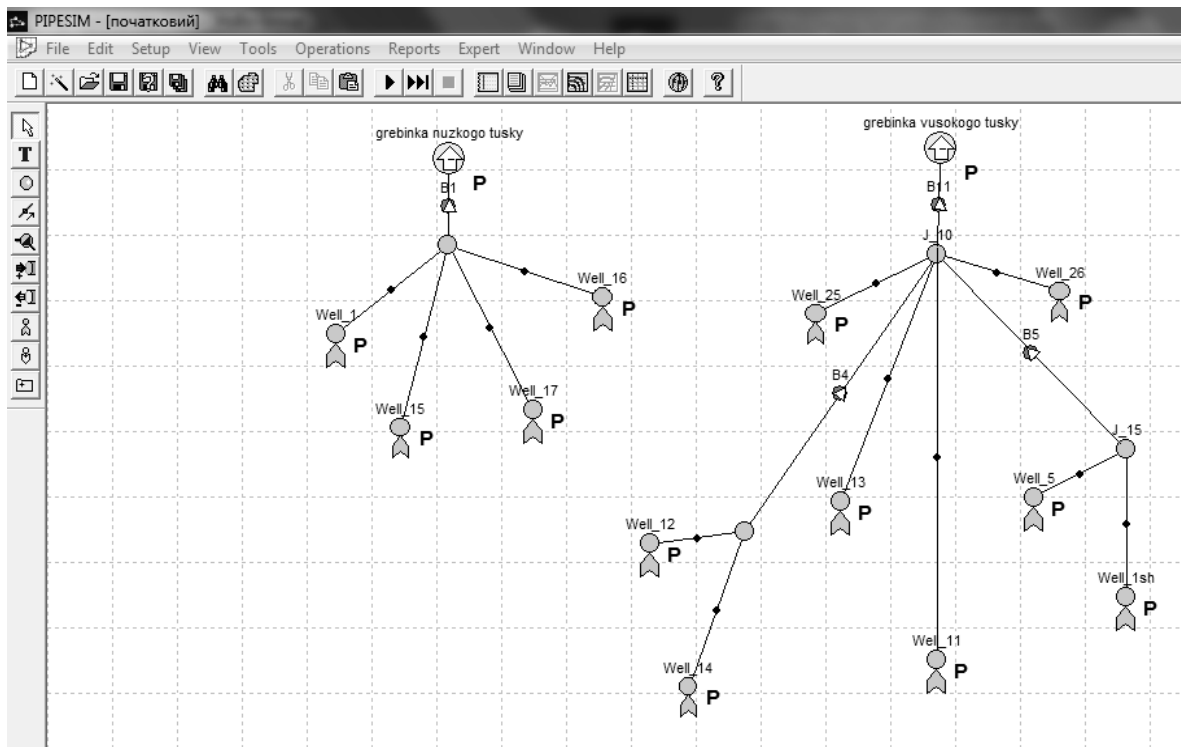


Рисунок 2 – Загальний вигляд моделі

Таблиця 1 – Результати отриманих основних експлуатаційних параметрів

	Тиск, МПа	Дебіт газу, тис.м ³ /д
Гребінка низького тиску	0,56	45,76
Гребінка високого тиску	1,5	169,58
Св.1	0,98	8,52
Св.11	2,71	53,48
Св.12	2,7	19,12
Св.13	2,67	48,73
Св.14	2,65	19,03
Св.15	1,05	19,48
Св.16	1,07	16,24
Св.17	1,25	1,53
Св.1Сх.Лб.	4,53	2,72
Св.25	4,9	23,15
Св.26	4,9	2,91
Св.5	3,52	0,44
Загальний дебіт		215,34

кального багатофазного потоку – Hagedorn & Brown. Всі методи базуються на розрахунку втрат тиску та затримки (тертя).

Найбільшу увагу було приділено основному ускладненню в процесі експлуатації Любешівського ГР – поступлення пластової води на вибій свердловин. Для контролю за скупченням рідини у свердловині програма PipeSim використовує коефіцієнт розвантаження рідини – відношення мінімальної швидкості, необхідної для підняття крапель рідини до швидкості руху газу. Якщо значення даного коефіцієнта менше одиниці, значить проблем з винесенням рідини у свердловині немає. У вітчизняній практиці

використовують поняття критична швидкість – це швидкість руху газу, при якій краплинки рідини чи піску знаходяться у зваженому стані. Винесення ж частинок на поверхню відбувається при значенні швидкості руху газу, дещо більшому за критичну швидкість. Також для контролю за стабільністю роботи свердловин використовують формули мінімально необхідного дебіту газу. Проте ці значення є взаємопов'язаними, оскільки, знаючи швидкість, необхідну для підйому крапель рідини, і конструкцію ліфта свердловини, ми можемо визначити дебіт газу, необхідний для винесення рідини з вибою на поверхню.

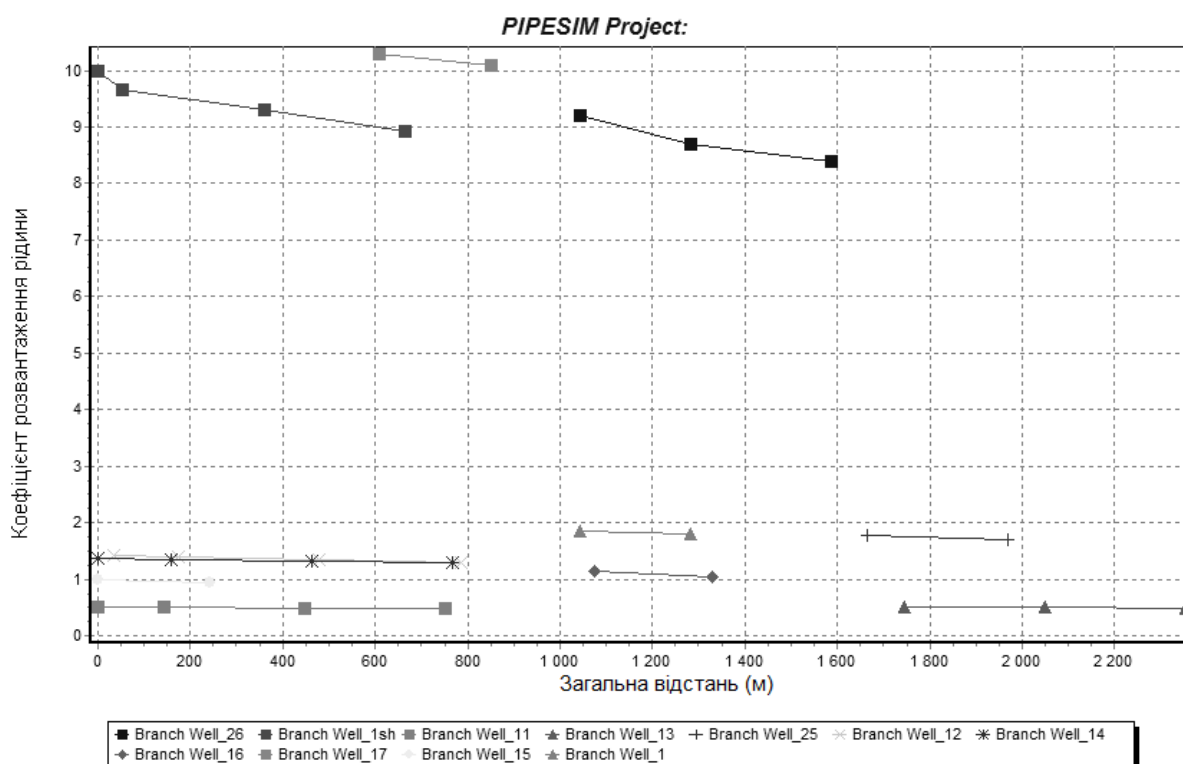


Рисунок 3 – Графічна залежність коефіцієнту розвантаження рідини для Любешівського ГР

Таблиця 2 – Результати розрахунку критичної швидкості

№ св-ни	Критична швидкість, розрахована за отриманою залежністю, м/с	Критична швидкість, розрахована у програмі PipeSim, м/с
1	11,504	9,0
5	6,134	5,49
11	6,36	5,3
12	6,757	5,23
13	6,931	5,6
14	6,664	5,3
15	9,946	7,6
16	11,27	8,3
17	10,101	9,0
1-Сх.Лб.	6,254	5,75
25	3,955	3,54
26	3,56	3,2

На рис. 3 відображено результати розрахунків стосовно коефіцієнта розвантаження рідини проведених для початкової моделі.

Як видно з наведених результатів, у більшості свердловин існують проблеми з винесенням рідини. Як відомо, накопичення рідини на вибої свердловини призводить до багатьох негативних наслідків, в тому числі і до самоглушіння свердловини. Тому слід розглянути основні методи боротьби з цим ускладненням.

Для перевірки отриманої формули проведено розрахунок критичної швидкості, тобто швидкості, необхідної для підняття крапель з вибою і винесення їх на поверхню. Для перевірки виконано розрахунок критичної швидкості

у програмному середовищі PipeSim. Результати проведених розрахунків наведено в табл. 2.

Для покращення винесення крапель рідини необхідно збільшити швидкість висхідного потоку газу, чого можна досягти шляхом зменшення внутрішнього діаметру ліфтових труб на НКТ меншого діаметру. Наведемо приклади розрахунку необхідного внутрішнього діаметру НКТ для свердловин родовища за кількома методиками і порівняємо отримані результати.

Так, наприклад, за відомим значенням критичної швидкості можна розрахувати діаметр труб, необхідний для забезпечення винесення рідини при існуючому дебіті свердловини:

Таблиця 3 – Результати розрахунку внутрішнього діаметру НКТ для свердловин Любешівського ГР

№ св-ни	Внутрішній діаметр НКТ, см					
	За виведеною залежністю	Формула Адамова	Формула ПівнКавНДІ газу	Формула ВНДІгазу	Формула ІФНТУНГ	Формула Ріттенгера
1	3,571	3,153	3,715	4,56	5,756	8,995
1-сх.лб	1,505	1,58	1,549	2,28	1,838	3,793
5	0,585	0,74	0,602	1,1	0,784	1,474
11	6,825	6,224	7	7,6	9,9	17,2
12	4,443	4,369	4,586	5,4	5,468	11,205
13	6,901	6,989	7,126	7,71	9,995	17,399
14	4,307	4,198	4,44	5,29	6,969	10,852
15	5,239	4,016	5,451	6,2	8,559	13,222
16	5,228	4,187	5,433	6,18	8,52	13,159
17	1,058	1,14	1,09	1,72	1,642	2,665
25	3,548	3,154	3,593	4,52	5,689	8,967
26	4,351	3,503	4,519	5,33	7,309	10,953

Таблиця 4 – Результати розрахунку мінімально необхідного дебіту

№ св-ни	Мінімально-необхідний дебіт газу, тис.м ³ /д				
	За виведеною залежністю	Формула ПівнКав НДІгазу	Формула ВНДІгаз	Формула ІФНТУНГ (Оренбурзьке ГКР)	Формула ІФНТУНГ
1	20,044	22,287	17,279	9,049	19,607
5	37,383	42,455	32,341	17,011	36,923
11	36,073	40,921	31,221	21,311	37,801
12	33,984	38,377	29,353	27,185	38,062
13	33,141	37,39	28,626	19,559	34,63
14	34,449	38,917	29,75	16,112	34,154
15	23,166	25,873	20,007	10,523	22,741
16	20,457	22,839	17,7	9,31	20,106
17	22,812	25,47	19,701	10,362	22,391
1-Сх.Лб.	36,677	41,642	31,748	27,713	40,658
25	57,352	67,225	49,879	22,427	55,489
26	21,94	24,475	18,946	9,965	21,528

$$v = \frac{Q}{F} \cdot \frac{z \cdot P_{ат} \cdot T_{виб}}{P_{виб} \cdot T_{ст}} = \frac{4 \cdot Q \cdot z \cdot P_{ат} \cdot T_{виб}}{\pi \cdot d^2 \cdot P_{виб} \cdot T_{ст} \cdot 86400}; \quad (15)$$

$$v = 14,74 \cdot 10^{-6} \frac{Q \cdot z \cdot P_{ат} \cdot T_{виб}}{d^2 \cdot P_{виб} \cdot T_{ст}}. \quad (16)$$

Тоді внутрішній діаметр НКТ становитиме:

$$d_{вн} = 3,5 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{\frac{q \cdot 10^3 \cdot z_{виб} \cdot P_{ат} \cdot T_{виб}}{\omega_{кр} \cdot P_{виб} \cdot T_{ст}}}. \quad (17)$$

Також для обрахунку внутрішнього діаметру НКТ використовували формули Адамова, мінімально-необхідного дебіту та формулу Ріттенгера. Результати зведені до табл. 3.

Як видно з результатів розрахунку для стабілізації роботи свердловини, для покращення винесення рідини з вибою на поверхню потрібно провести заміну НКТ у всіх свердловинах. Причому у більшості випадків необхідно зменшити діаметр фонтанних труб, що призведе до зменшення дебіту свердловин. Також, як відомо,

заміна НКТ потребує глушіння свердловини з подальшим її освоєнням, що може спричинити забруднення ПЗП і, як наслідок, погіршення фільтраційних властивостей ПЗП.

Ще одним параметром, за яким можна судити про стабільність роботи свердловини, є мінімально необхідний дебіт. Знаючи конструкцію свердловини та критичну швидкість для винесення рідини, можна також запропонувати іншу методику розрахунку мінімально необхідного дебіту газу і порівняти отримані значення з розрахунками за іншими відомими формулами. Отож, з формули 16, знаючи конструкцію колони ліфтових труб, мінімально необхідний дебіт газу буде становити:

$$q = \frac{d_{вн}^2 \cdot \omega_{кр} \cdot P_{виб} \cdot T_{ст}}{14,74 \cdot 10^{-3} \cdot z_{виб} \cdot P_{ат} \cdot T_{виб}}. \quad (18)$$

Результати розрахунків наведено в таблиці 4.

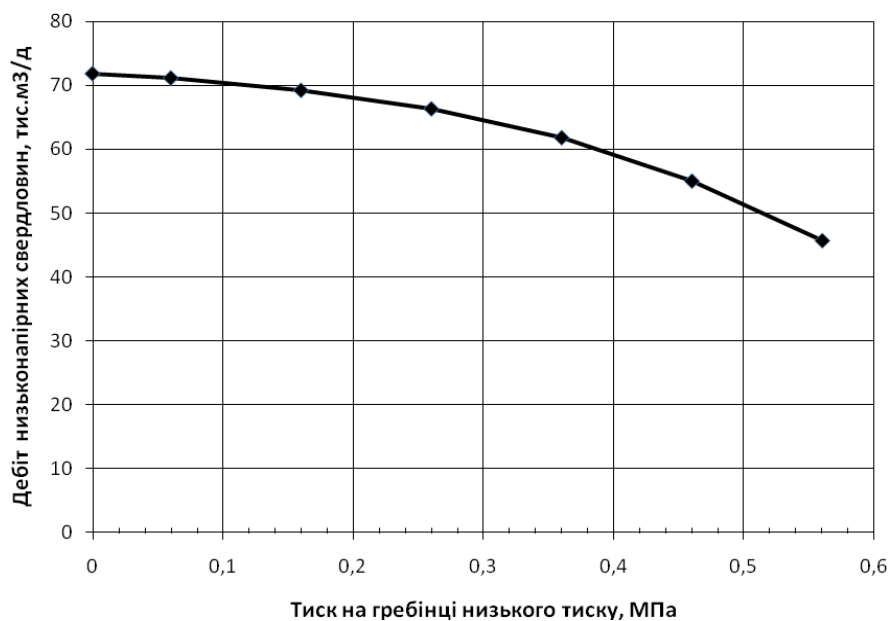


Рисунок 4 – Графічна залежність дебіту низьконапірних свердловин від тиску на гребінці низького тиску

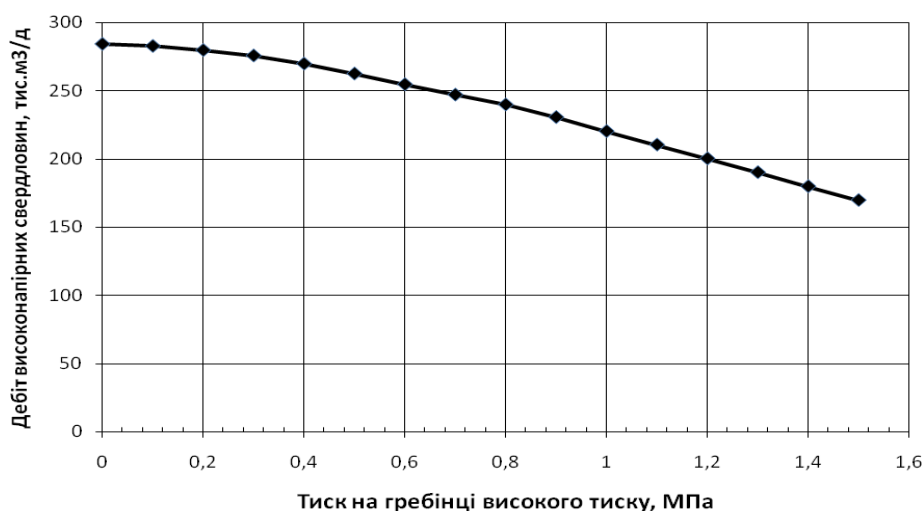


Рисунок 5 – Графічна залежність дебіту високонапірних свердловин від тиску на гребінці високого тиску

Як видно з результатів розрахунків, наведених в таблиці 4, значення мінімально необхідного дебіту газу, отримані за різними залежностями, не надто відрізняються. Розбіжність може бути пояснена тим, що окремі формули не зовсім підходять для умов Любешівського ГР.

Ще одним способом збільшення дебіту газу та збільшення швидкості його руху, необхідної для винесення рідини, є зниження тиску на гирлі свердловин. На Любешівському ГР всі свердловини відкриті, тобто не штуцеровані. Їх тиск на гирлі визначається тиском на вході в УКПГ. Як було зазначено вище, на родовищі є високонапірні та низьконапірні свердловини, а, відповідно, на вході в УКПГ є гребінки високого і низького тисків. На даний час тиск на гребінці високого тиску становить близько

1,5 МПа, а на гребінці низького тиску – 0,56 МПа. Розглянемо вплив зниження цих тисків на роботу свердловин та системи збору газу.

У процесі розрахунку знижували тиск на вході в УКПГ на кожні 0,1 МПа і отримували значення дебіту свердловин (рис. 4 та 5).

Для визначення оптимального значення зниження тиску на гребінках були побудовані графіки абсолютного збільшення дебіту на гребінках від тиску (рис. 6, 7). Дані графічні залежності мають характерний злам, координати якого відповідають оптимальному значенню тиску та відповідному йому дебіту на гребінках.

Точки на графіках можна подати у вигляді двох прямих, які перетинаються. Отож, спільно розв'язавши систему рівнянь отримаємо шукане значення оптимального зниження тиску на гребінках та їх дебіти.

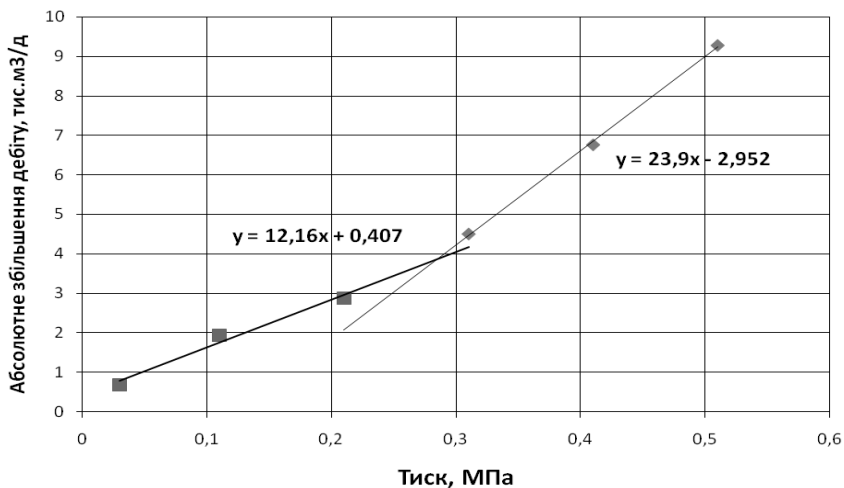


Рисунок 6 – Графічна залежність абсолютного збільшення дебіту на гребінці низького тиску від значення тиску на цій гребінці

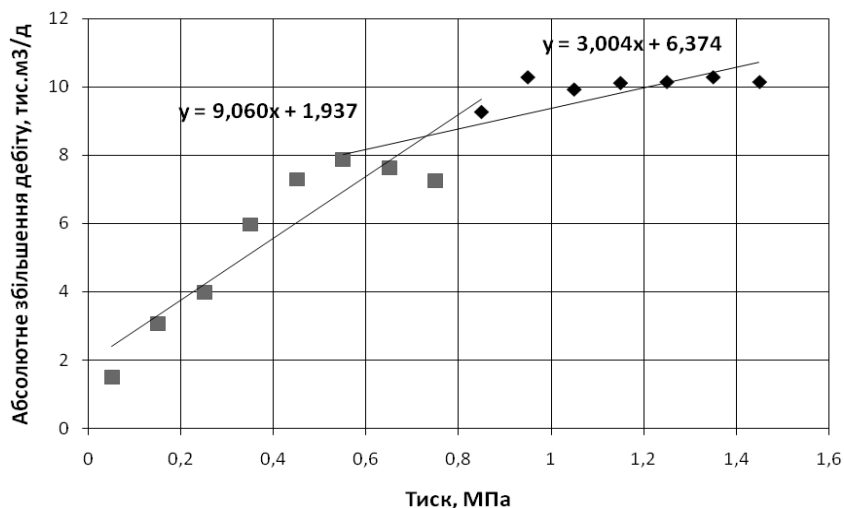


Рисунок 7 – Графічна залежність абсолютного збільшення дебіту на гребінці низького тиску від значення тиску на цій гребінці

Так, для гребінки низького тиску:

$$\begin{cases} y = 12,16x + 0,407; \\ y = 23,9x - 2,952 . \end{cases}$$

$$12,16x + 0,407 = 23,9x - 2,952;$$

$$11,74x - 3,359 = 0;$$

$$11,74x = 3,359;$$

$$x = 0,286.$$

$$y = 12,16 \cdot 0,286 + 0,407 = 3,88.$$

Отже, для гребінки низького тиску оптимальна величина тиску, до якої доцільно його знижувати, становить 0,286 МПа. При цьому дебіт свердловин збільшиться на 21,24 тис.м³/д порівняно з теперішнім значенням. Нижче цього значення знижувати тиск недоцільно, оскільки це не призведе до суттєвого збільшення дебіту.

Для гребінки високого тиску:

$$\begin{cases} y = 9,060x + 1,937; \\ y = 3,004x + 6,374 . \end{cases}$$

$$9,060x + 1,937 = 3,004x + 6,374;$$

$$6,056x = 4,437;$$

$$x = 0,7326.$$

$$y = 9,060 \cdot 0,7326 + 1,937 = 8,57.$$

Отже, для гребінки високого тиску оптимальна величина тиску, до якої доцільно його знижувати, становить 0,7326 МПа. При цьому дебіт свердловин збільшиться на 73,42 тис.м³/д порівняно з теперішнім значенням.

Підводячи підсумок, варто зауважити, що зниження тиску на гребінках дасть змогу збільшити дебіт на 106,21 тис.м³/д у порівнянні з теперішнім значенням. Зниження тиску на даному етапі розробки родовища є обґрунтованим, оскільки у 2011 році в експлуатацію повинна була увійти установка компримування газу.

Зниження тиску на вході в УКПГ також дозволить покращити умови винесення рідини з вибою на поверхню. З метою перевірки даного твердження, задавшись значеннями тиску на гребінках рівних їх оптимальному значенню, проведено розрахунки на раніше отриманій моделі в PIPESIM.

Таблиця 5 – Результати збільшення дебіту після зниження тиску

№ св-ни	Початковий дебіт, тис.м ³ /д	Дебіт газу після зниження тиску, тис.м ³ /д
1	8,52	12,04
11	53,48	77,47
12	19,12	29,93
13	48,73	71,46
14	19,03	34,22
15	19,48	28,33
16	16,24	23,06
17	1,53	1,88
1Сх.Лб.	2,72	3,1
25	23,15	24,51
26	2,91	14,91
5	0,44	0,63
Гребінка низького тиску	45,76	65,31
Гребінка високого тиску	169,58	256,24
ВСЬОГО	215,34	321,55

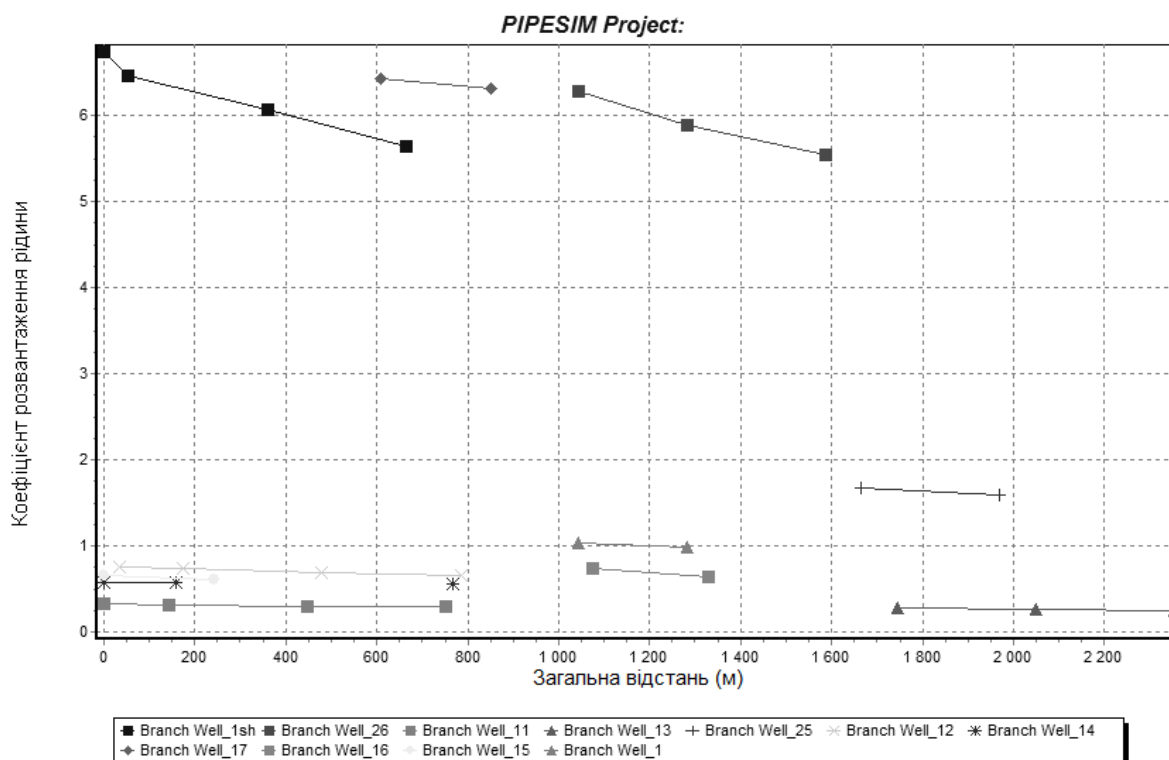


Рисунок 8 – Графічна залежність коефіцієнта розвантаження рідини для свердловин родовища

Як видно з рисунка 8, запропоновані заходи дозволяють майже вдвічі покращити умови винесення рідини з вибою свердловин. Проте для свердловин 1Сх.Лб, 17, 25 та 26 дана проблема все ще залишається актуальною.

Також буде цікаво прослідкувати, як зміняться критична швидкість, внутрішній діаметр НКТ та мінімально-необхідний дебіт газу після зниження тиску на вході в УКПГ до оптимального значення.

Отже, як видно з результатів, зміна тиску на вході в УКПГ, а, значить, і зменшення гирлового тиску до оптимального значення, не дозволяє підняти рідину з вибою всіх свердловин на поверхню.

З рисунку 8 видно, що на свердловинах 25, 26, 17 і 1-Сх.Лб. все ще накопичується рідина на вибоях. Тому для цих свердловин пропонується провести заміну НКТ на труби з меншим діаметром (значення наведено вище).

Таблиця 6 – Результати розрахунку параметрів до та після зниження тиску

№ св-ни	Критична швидкість, м/с		Внутрішній діаметр НКТ, см		Мінімально необхідний дебіт газу, тис.м ³ /д	
	до	після	до	після	до	після
1	11,504	16,743	3,571	5,282	20,044	13,788
5	6,134	10,29	1,505	0,948	37,383	22,396
11	6,36	7,199	0,585	8,805	36,073	31,921
12	6,757	8,25	6,825	5,855	33,984	27,892
13	6,931	9,013	4,443	9,453	33,141	25,547
14	6,664	9,147	6,901	6,59	34,449	25,177
15	9,946	10,184	4,307	6,324	23,166	22,627
16	11,27	11,547	5,239	6,074	20,457	19,969
17	10,101	17,288	5,228	2,121	22,812	13,354
1-Сх.Лб.	6,254	9,254	1,058	1,995	36,677	24,886
25	3,955	4,143	3,548	3,779	57,352	54,837
26	3,56	4,088	4,351	2,928	21,94	55,552

Варто також розглянути можливість встановлення двоступінчастої колони на цих свердловинах (рис. 9). З цією метою проведено відповідні розрахунки таких колон на свердловинах (табл. 7).

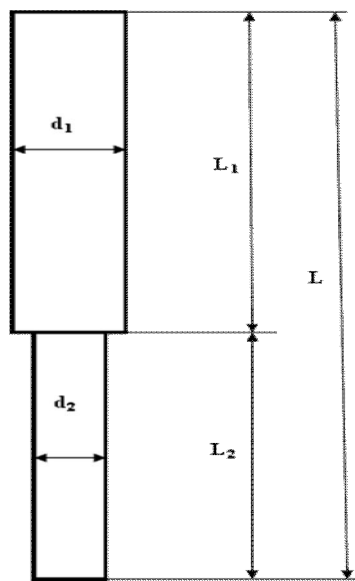


Рисунок 9 – Схема конструкції двоступінчастої колони насосно-компресорних труб

Таблиця 7 – Результати розрахунку двосекційної колони ліфтових труб

№ св-ни	L ₁ ,м	L ₂ ,м	d ₁ ,м	d ₂ ,м
1-Сх.Лб.	51,692	188,308	0,062	0,0503
25	289,445	280,505	0,0403	0,0352
26	86,842	178,508	0,0352	0,0264

В результаті зниження тиску на гирлах свердловин та встановлення двоступінчастої колони на окремих свердловинах отримано значний приріст дебіту та значно стабілізовано їх роботу, про що свідчать дані, наведені в таб-

лиці 8. Для свердловини 17 значення ефективного діаметру занадто мале для розрахунку двосекційної колони, тому пропонується використання у ній спінуючих ПАР або сильфонних трубок.

Таблиця 8 – Результати розрахунку

№ свердловини	Дебіт газу, тис.м ³ /д
1	11,77
11	77,59
12	29,87
13	71,47
14	34,15
15	28,34
16	23,06
17	1,88
1-Сх.Лб.	3,1
25	20,26
26	15,28
5	0,63
Гребінка високого тиску	65,05
Гребінка низького тиску	252,36
ВСЬОГО	317,41

Також запропоновано розглянути варіант зміни технологічного режиму експлуатації для свердловин Любешівського родовища. Зокрема, проведено перевірку умови фонтанування свердловин і можливість застосування режиму $W_{\text{виб}} = \text{const}$.

З цією метою визначено вибійний тиск, при якому робочий і мінімально-необхідний дебіти свердловин зрівнюються. Шляхом задання рядом значень вибійного тиску знаходили мінімально-необхідний дебіт газу для заданих значень вибійного тиску за формулою

Таблиця 9 – Результати розрахунку можливості застосування режиму $W_{\text{виб}}=\text{const}$

№ св-ни	Тиск на вибої, МПа	Дебіт газу, тис.м ³ /д	Тиск на усті, МПа	Швидкість газу на вибої, м/с	Параметр N_3 (МПа·д)/тис.м ³
5	3,232	38,91	2,997	4,468	0,089
11	2,31	32,447	2,127	5,309	0,075
12	2,3038	32,207	2,122	5,284	0,075
13	2,2751	31,835	2,088	5,292	0,075
14	2,2464	31,649	2,064	5,332	0,075
25	4,7249	46,915	4,447	3,588	0,111
1-Сх.Лб.	4,3421	44,681	4,084	3,743	0,106

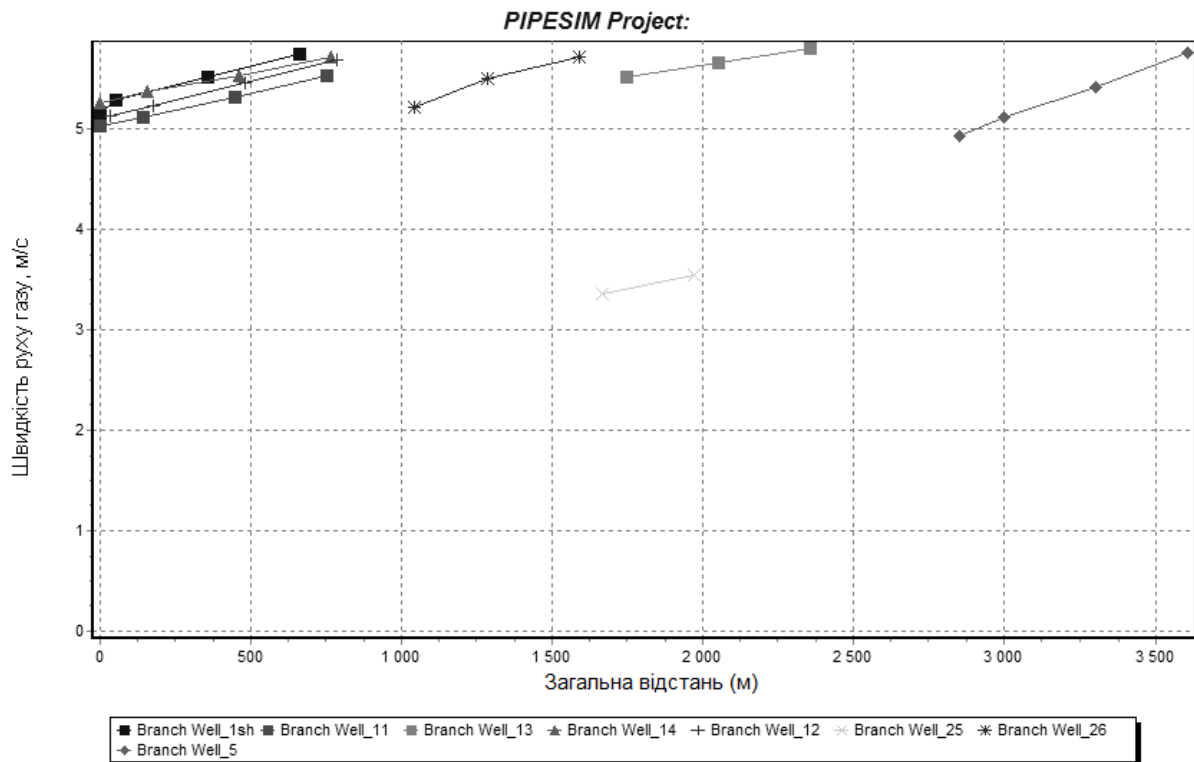


Рисунок 10 – Результати розрахунку необхідної швидкості на вибої свердловин для винесення рідини на поверхню

$$q_{\text{м.н.}} = 8480 \sqrt{\frac{P_{\text{виб}}(t) \cdot \rho_p \cdot d_{\text{вн}}^5}{\bar{\rho}_z \cdot z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}}}, \quad (19)$$

де ρ_p — густина пластової рідини, кг/м³.

Потім, для тих самих значень вибійного тиску знаходили дебіт газу, виходячи з двочленної формули припливу газу до вибою свердловини

$$q(t) = -\frac{A^*(\mu z)_{cp}}{2 \cdot [B^* \cdot z_{cp}]} + \sqrt{\left[\frac{A^*(\mu z)_{cp}}{2 \cdot [B^* \cdot z_{cp}]} \right]^2 + \frac{P_{\text{нл}}^2(t) - P_{\text{виб}}^2(t)}{B^* \cdot z_{cp}}}. \quad (20)$$

За результатами розрахунку побудовано графічну залежність дебіту газу і мінімально-необхідного дебіту газу від вибійного тиску. Точка перетину даних залежностей дає значення дебіту газу і вибійного тиску, при яких за-

безпечується винесення рідини з вибою на поверхню.

Отримані розрахункові значення наведено в таблиці 9.

Результати розрахунків свідчать, що режим $W_{\text{виб}}=\text{const}$ можна застосовувати на високонапірних свердловинах (гребінка високого тиску), оскільки для них $P_y > P_{y.\text{факт}}$, окрім свердловини 26. Для свердловин 1, 15, 16, 17, 26 даний режим не підходить, оскільки вищезазначена умова не виконується.

Отже для високонапірної частини родовища пропонується ввести режим експлуатації $W_{\text{виб}}=5,4 \text{ м/с}=\text{const}$. Це дозволить стабілізувати роботу високонапірних експлуатаційних свердловин. Отриманий результат підтверджено розрахунками в програмному середовищі PipeSim (рис. 10).

Отже, як вказують результати проведених розрахунків, найоптимальнішим шляхом стабілізації роботи свердловин Любешівського газового родовища є зменшення тиску на вході в

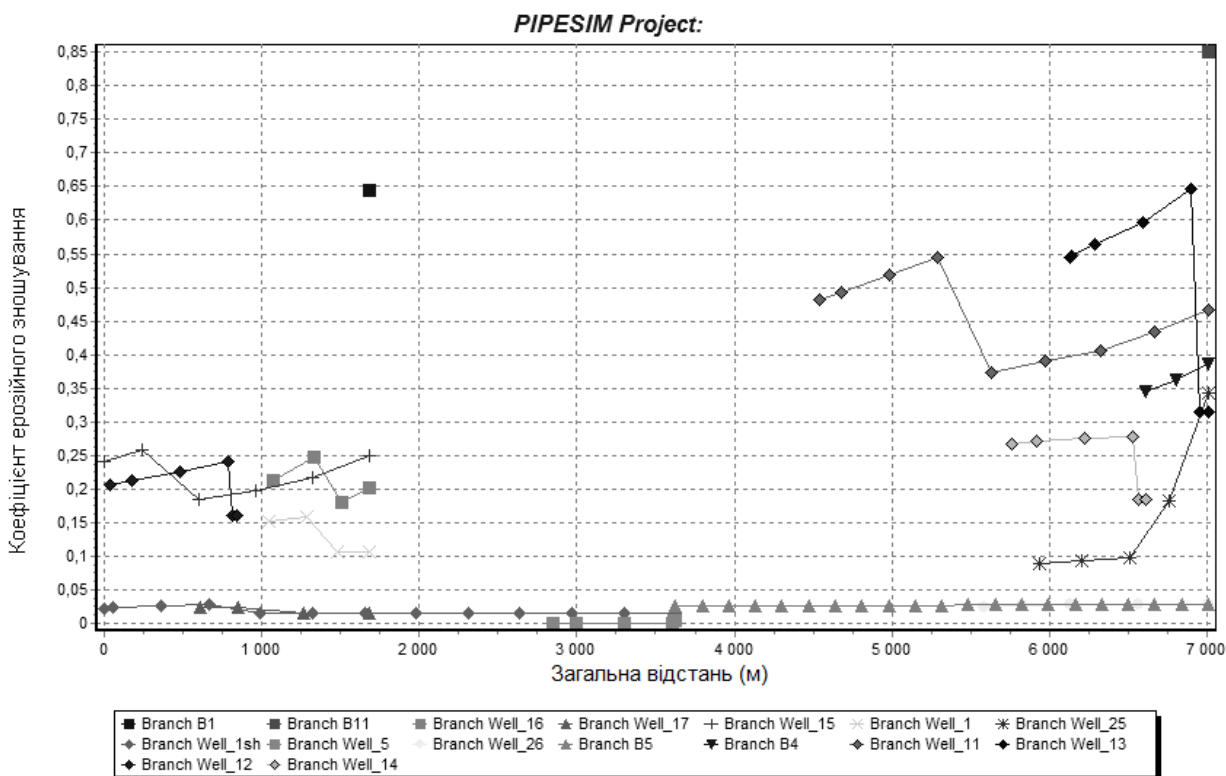


Рисунок 11 – Значення коефіцієнта ерозійного зношування для свердловин родовища

УКПГ до значень 0,7326 та 0,286 МПа відповідно на гребінках високого та низького тисків. Також, можливий варіант впровадження технологічного режиму експлуатації свердловин з постійною швидкістю на вибої $W_{\text{виб}}=5,5 \text{ м/с}=\text{const}$ на тих свердловинах родовища, газ з яких подається на гребінку високого тиску (11, 12, 13, 14, 25, 26, 1–Сх.Лб). Тоді для забезпечення винесення рідини на решті свердловин пропонується провести заміну колони насосно-компресорних труб.

Як відомо, підвищення швидкості руху газу також призводить до збільшення ерозійного зношення свердловинного та поверхневого обладнання, що може стати причиною аварій. Для контролювання цього процесу у програмі PipeSim існує коефіцієнт ерозійного зношення. Враховуючи максимально-необхідне для винесення рідини збільшення швидкості руху газорідинної суміші, коефіцієнт ерозійного зношення не перевищував 1 (рис. 11), що свідчить про відсутність небезпеки ерозійного зношення.

Враховуючи особливості покладів газу Любешівського ГР, а саме їх водоплаваючий характер, актуальним є питання забезпечення стабільної роботи свердловин та системи збору свердловинної продукції.

За результатами проведених досліджень було отримано формулу для визначення критичної швидкості руху газу, необхідної для винесення крапель рідини з вибою на поверхню адаптованої до умов розробки та експлуатації свердловин Любешівського ГР. Розроблено алгоритм визначення мінімально-необхідного дебіту газу та внутрішнього діаметру ліфтових

труб, які також будуть забезпечувати винесення рідини на поверхню, тим самим стабілізуючи роботу експлуатаційних свердловин.

Результати, отримані шляхом розрахунку, були підтверджені моделюванням процесів експлуатації свердловин та системи збору газу у програмному середовищі PipeSim компанії Schlumberger. З використанням даного програмного забезпечення визначено оптимальну величину зниження гирлового тиску свердловин, що веде до збільшення дебіту та покращення процесу винесення рідини.

На тих свердловинах, де вищезазначені заходи не дали очікуваного ефекту, було запропоновано встановити двоступінчасті колони НКТ. Проте на двох свердловинах і це не дало позитивного результату. Вода не повністю виноситься з вибоїв цих свердловин. Тому для умов даних свердловин запропоновано використовувати розчини спінюючих ПАР або інші методи боротьби з накопиченням рідини на вибоях свердловин.

Щодо системи збору газу, було встановлено, що роз'єднання шлейфів свердловин 12 та 14 і їх експлуатація по індивідуальних шлейфах дає змогу збільшити дебіт на 4 тис.м³/д. Отож пропонується залишити даний трубопровід як шлейф свердловини 14, а для 12 свердловини прокласти новий шлейф.

Саме використання комплексного підходу у боротьбі з накопиченням рідини дає найкращий результат. Так, наприклад, після впровадження усіх вищезазначених заходів дебіт газу загалом по родовищу збільшився з 215,34 тис.м³/д до 317,41 тис.м³/д (на 102,07 тис.м³/д). При цьому стабілізувалась ро-

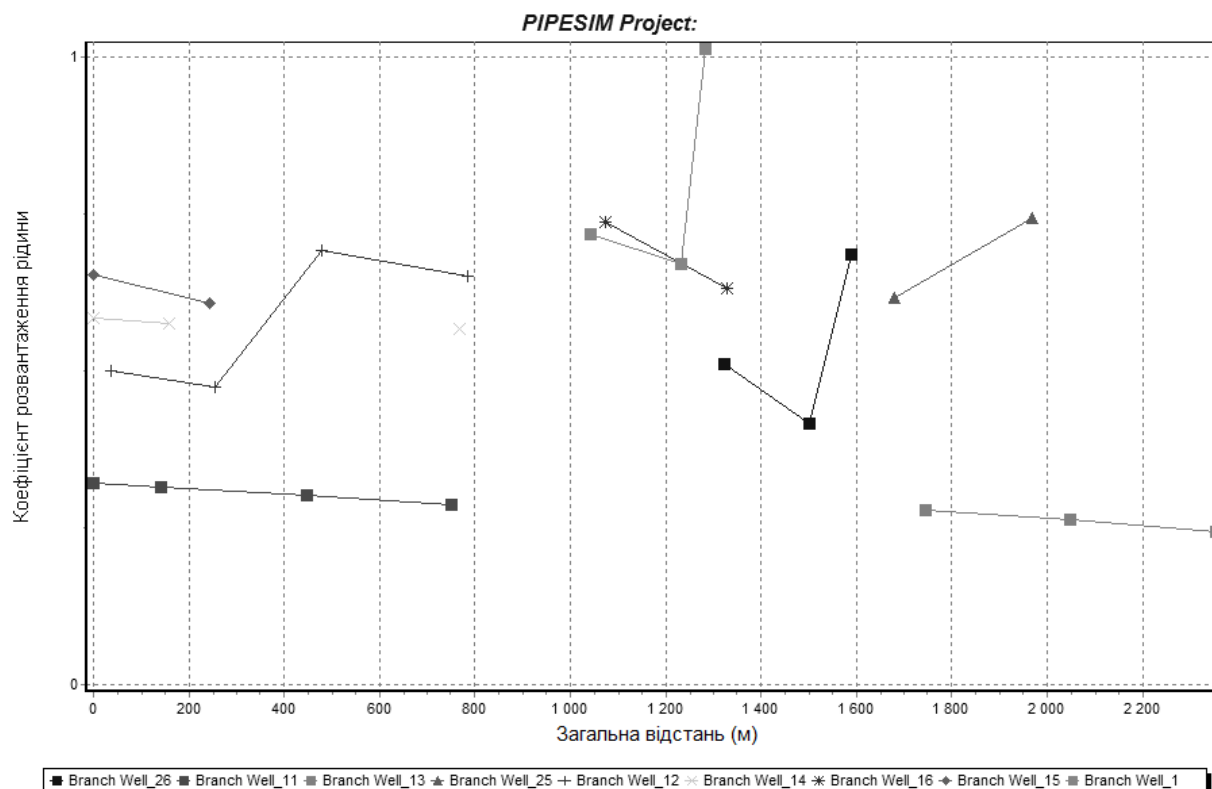


Рисунок 12 – Значення коефіцієнта розвантаження рідини для свердловин родовища

бота свердловин, зокрема було забезпечено виносення рідини з вибою на поверхню. Для попередження накопичення уже піднятої рідини в понижених ділянках трубопроводів пропонується встановити біля свердловин розширювальні камери.

Література

1 Основы технологии добычи газа / [Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С.]. – М.: ОАО "Издательство "Недра", 2003. – 880 с.: ил. – ISBN: 5-247-03885-1.

2 Технологический режим работы газовых скважин / З.С.Алиев, С.А.Андреев, А.П.Власенко, Ю.П.Коротаев. – М.: Недра, 1978. – 276с.

3 Кондрат Р. Нові технології видобування газу і конденсату [Текст] / Роман Кондрат // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 4. – С. 20-23.

4 Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов [Текст] / Р. Кондрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с. – ISBN 5-247-02154-1.

5 Косачук Г.П. Оценка характера внедрения пластовых вод в залежь АГКМ [Текст] / Г.П.Косачук, Ф.Р.Биланов, Е.В.Нифантова, С.А.Мельников // Газовая промышленность. – 2006. – № 11. – С. 29-33.

6 Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов [Текст] / И.П. Чоловский., М.М. Иванова, И.С. Гутман, С.Б. Вагин, Ю.И. Брагин. – М.: Нефть и газ, 2002.

7 Серебряков О. Анализ внедрения воды в продуктивную залежь Астраханского ГКМ [Текст] / О.И.Серебряков // Газовая промышленность. – 1997. – № 8. – С. 57-58.

8 Севастьянов О. Особенности обводнения скважин и газоконденсатной залежи ОНГКМ [Текст] / О.М. Севастьянов, Е.Е. Захарова // Газовая промышленность. – 2004. – № 10. – С. 80-82.

9 James F. Lea Gas well deliquification/ James F. Lea, Henry V. Nickens, Mike R. Wells/ Elsevier Inc., Second Edition, 2008. – ISBN: 9780080569406.

10 Two-Phase Flow in Pipes/Dr. James P. Brill, Dr. H. Dale Beggs, 6th Edition, 1991.

11 Патент РФ №2017941. Способ удаления жидкости из газовых скважин и шлейфов / Минигулов Р.М. та Шадрин В.И., клас патенту E21B43/00, номер заявки 4882642/03, дата публікації 15.08.1994, патентовласник Минигулов Рафаил Минигулович.

12 Эксплуатация нефтяных и газовых свердловин / Лаврушко П. М. та ін.. – М.: Недра, 1974. – 367 с.

13 Коротаев Ю. П. Видобуток, транспорт та підземне зберігання газу / Коротаев Ю. П. та ін. – М.: Недра, 1984. – 218 с.

14 Особенности добычи низконапорного газа / Р.М. Тер-Саркисов, Ю.В.Илатовский, С.Н. Бузинов (ВНИИГАЗ), В.В.Медко (Надымгазпром), А.Н.Харитонов, В.И.Нифантов, В.П.Казарян, Н.В.Сергина (ВНИИГАЗ) // Газовая промышленность. – 2005. – № 11.

- 15 United States Patent #5,363,693 William G. Elmer, Gas well tubing flow rate control. – 1997, June 10.
- 16 Воловецький В.Б. Попередження відкладання гідратів та збирання рідини під час продування свердловини та шлейфу / В.Б.Воловецький, О.Ю.Витязь, О.М.Щирба // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 1(34). – С. 160-164.
- 17 Капцов И.И. Сокращение потерь газа на магистральных газопроводах / И.И. Капцов. – М.: Недра, 1988. – 160 с.
- 18 Одишария Г.Э. Гидравлический расчёт рельефных трубопроводов при незначительном содержании жидкости в потоке газа / Г.Э.Одишария, А.В. Катушенко // Газовая промышленность. – 1976. – С. 42-43.
- 19 V. Goldberg, FMc Kee. Model predicts liquid accumulation severe terrain induced slugging for two-phase lines // Oil&Gas Journal. – 1985, 19 Aug.
- 20 Mahmood Moshfeghian, Arland H. Johannes, Robert N. Maddox Thermodynamic properties are important in predicting pipeline operations accurately // Oil&Gas Journal, 04 Feb, 2002. – p.58-61.
- 21 Шагапов В.Ш. Распространение малых возмущений в жидкости с пузырьками // Прикладная механика и техническая физика. – 1977. – № 1. – С. 90-101.
- 22 Нигматулин Р.И. Проявление сжимаемости несущей фазы при распространении волн в пузырьковой бреде / Р.И. Нигматулин, Н.К. Вахитова // ДАН СССР. – 1989. – Т. 304. – № 5. – С. 1077- 1081.
- 23 Пат. України №49762. Спосіб контролю утворення гідратів в газопроводах / Беккер М.В. та ін.; Заявл. 05.06.02; опубл. 16.09.02; Бюл. № 9.
- 24 Пат. України № 49764. Спосіб контролю утворення гідратів в газопроводах / Руднік А.А. та ін.; Заявл. 05.06.02; Опубл. 16.09.02, бюл. № 9.
- 25 Розробляння заходів щодо підвищення ефективності роботи шлейфів свердловин за результатами оцінювання режимів їх роботи / М.І.Братах, В.Г.Топоров, З.В.Шейна, В.Є.Блізняков, Р.Т.Ільчишин, В.М.Шикиринець // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 2(35). – С. 101-106.
- 26 Вяхирев Р.И. Теория и опыт добычи газа / Вяхирев Р.И., Кортаев Ю.П., Кабанов Н.И. – М.: ОАО "Издательство "Недра", 1998. – 479 с.; ил. – ISBN 5-247-03801-0

Стаття надійшла до редакційної колегії

30.08.12

*Рекомендована до друку професором
Кондратом Р.М.*