

НАФТОГАЗОВА СПРАВА

Розробка нафтових та газових родовищ

УДК 622.279.23/4

DOI: 10.31471/2304-7399-2022-17(64)-142-156

ОПТИМІЗАЦІЯ УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН НА ЗАВЕРШАЛЬНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ

С. В. Матківський¹, Л. І. Матіїшин²

¹Акціонерне Товариство «Укргазвидобування»;

04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28,

тел./факс (04427) 2-31-15, e-mail: matkivskij@gmail.com;

²Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;

76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;

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

Особливим періодом розробки родовищ нафти і газу є завершальна стадія, яка зазвичай супроводжується різного роду ускладненнями та значними капіталовкладеннями і потребує впровадження нових технологій та методів видобутку. Складність залишкових запасів вуглеводнів пов'язана з низькими пластовими тисками, накопиченням рідини на вибоях свердловин, утворенням піщаних пробок, обривами насосно-компресорних труб (НКТ), корозією наземного та підземного обладнання, тощо. У зв'язку з цим діючий фонд свердловин експлуатується періодично, що негативно впливає на показники видобування вуглеводнів. У даній статті проаналізовано основні методи інтенсифікації експлуатації газових і газоконденсатних свердловин, які використовуються в газовій промисловості для видалення рідини з вибою свердловин і дозволяють здійснювати видобуток вуглеводнів з мінімальними втратами. Використовуючи програмне забезпечення *Pipe Sim* компанії *Schlumberger* проведено вузловий аналіз для конкретної видобувної све-

рдловини. За результатами проведених досліджень встановлено, що експлуатація свердловини нестабільна, з постійним накопиченням рідини на вибої. Для оптимізації умов експлуатації свердловини проведено дослідження ефективності поглиблення колони НКТ. За результатами проведених розрахунків з врахуванням допуску НКТ до середини інтервалу перфорації встановлено, що рідина виноситься. Коефіцієнт винесення рідини зі свердловини $LLVR < 1$, швидкість руху газу зростає з 1,030 м/с за базового варіанту до 6,896 м/с для варіанту з поглибленням НКТ. Коефіцієнт винесення рідини зі свердловини при цьому зменшується з 1,984 до 0,303, відповідно. Таким чином, збільшивши глибину спуску колони насосно-компресорних труб, забезпечується видалення всієї рідини з вибою та досягається стабільна експлуатація видобувної свердловини протягом тривалого періоду розробки родовища. Практична реалізація систем оптимізації розробки газових та газоконденсатних родовищ в широкому розумінні проблеми дозволить суттєво інтенсифікувати процес видобутку газу та конденсату та вийти на світовий рівень вирішення поставленої проблеми.

Ключові слова: цифрове моделювання, родовище, завершальна стадія, свердловина, експлуатація, накопичення рідини, критична швидкість, оптимізація НКТ.

Вступ

Переважає більшість родовищ природних газів з яких на поточний час забезпечується основний видобуток в певній мірі виснажені, а деякі з них знаходяться на завершальній стадії розробки [1-3]. Виснажені родовища ще містять значні запаси вуглеводнів, тому в найближчій перспективі видобуток вуглеводнів в Україні буде пов'язаний не стільки із введенням у розробку нових родовищ, скільки із збільшенням темпів відборів та збільшенням кінцевих коефіцієнтів вилучення існуючих родовищ [4-6].

Складність видобутку залишкових запасів вуглеводнів на завершальній стадії розробки пов'язана з низькими значеннями пластового тиску, обводненістю, низькою продуктивністю видобувних свердловин, що обумовлює ускладнення при експлуатації через накопичення рідини на вибої, коли швидкість газорідинного потоку нижче критичної (менше 4-5 м/с) [7-9].

В процесі зниження пластового тиску в пласті мають місце процеси пов'язані з випадання рідини (вологи, вуглеводневого конденсату), яка поступово утворює безперервну плівку і при досягненні певної величини насиченості може почати рухатися в поровому просторі. У привибійній зоні свердловини створюються найбільш сприятливі умови для випадання вологи та конденсату в основному через наявність депресійної лійки. Тому за певних умов потік газу починає рухатися з

краплями рідини, які, з'єднуючись, утворюють потік рідинної фази, що рухається до вибою свердловини [10-11].

Висока швидкість газу забезпечує режим течії, в якому рідина знаходиться в дрібнодисперсному стані. Це призводить до низької об'ємної частки рідини в потоці в насосно-компресорних трубах (НКТ) і малих втрат тиску, що викликається гравітаційною складовою течії [12].

В процесі експлуатації газових і газоконденсатних свердловин швидкість руху газу знижується, а швидкість руху рідини, що виноситься газом, відповідно, зменшується ще швидше. У результаті змінюється характер течії рідини, відбувається утворення в трубах рідинних пробок і, в кінцевому результаті, на вибої скупчується рідина. Збільшення об'єму рідини в стовбурі свердловини обумовлює зниження її продуктивності та може в майбутньому призвести до припинення фонтанування.

Для свердловин з низькими дебітами газу, що працюють на межі рентабельності, від оптимізації та зменшення об'єму рідини, що не виноситься на поверхню, може залежати продовження або припинення експлуатації. Однак скупчення рідини проявляється не тільки в малодебітних свердловинах. У газових свердловинах з великим діаметром підйомних труб і високим гирловим тиском також може відбуватися скупчення рідини, навіть при високих дебітах і якщо не вживати ніяких заходів, продуктивність буде знижуватися, поки не відбудеться самоздавлювання свердловини рідиною.

Багатьма дослідниками проводились розрахунки з визначення швидкості руху газу на вході в башмак НКТ. Згідно з промисловими даними, критична швидкість руху газу в башмаку ліфтових труб для винесення води зі свердловини залежить від діаметра труб і становить 5-10 м/с. Для свердловин газоконденсатних родовищ України швидкість руху газу в башмаку ліфтових труб дорівнює від 2 до 5 м/с [13].

Для винесення газорідинної суміші з вибою газових та газоконденсатних свердловин використовують спінювальні поверхнево-активні речовини, газліфтний спосіб експлуатації, плунжерний ліфт, оптимізацію гирлових тисків, тощо [12,14-15].

Застосування піни є найбільш ефективним для малодебітних свердловин, а також у комбінації з плунжерним ліфтом. Спінювання рідини в НКТ із застосуванням спеціальних поверхнево-активних речовин дозволяє зменшити поверхневий натяг між газом і рідиною, в результаті чого знижується густина рідини. Наслідком цього стає зменшення швидкості газового потоку, необхідного для підйому рідини, майже на 66 %, що може дозволити продовжувати експлуатацію свердловини [16].

Динамічні властивості флюїдів багато в чому залежать від густини суміші флюїдів, яка, в свою чергу, залежить від температури потоку

і змінюється по всій довжині колони НКТ в результаті теплообміну з елементами свердловини і пластом. В результаті нагрівання газорідного потоку рідка фаза випаровується, отже, зменшується густина потоку і видобуток збільшується.

На сьогодні одним з найбільш перспективних теплових методів є термоліфт [17], який розроблений компанією Centrilift і заснований на використанні модифікованого кабелю ЕВН, закріпленого зовні на колонні НКТ. Однак даний метод не знайшов широкого застосування на практиці.

Одним із ефективних методів оптимізації експлуатації газоконденсатних свердловин на завершальній стадії є заміна труб ліфтової колони на труби меншого діаметру, яка проводиться для створення умов виносу води з ліфтових колон – збільшення швидкості потоку газу. Після спуску в свердловину труб меншого діаметра рідина в НКТ не скупчується в перебігу нетривалого періоду, а потім умови для видалення води знову погіршуються [16].

Для підйому рідини потік газу повинен мати достатню швидкість, щоб піднімати краплі на поверхню, долаючи силу тяжіння і опір, що створюється при взаємодії частинок газу і рідини. Газ має меншу швидкість при переміщенні через НКТ більшого діаметра. Таким чином, використання ліфтової колони меншого діаметру є одним із способів продовження видобутку газу зі свердловин з постійною чи періодичною експлуатацією [16,18-19].

Варто зауважити, що занадто малий діаметр труб може призводити до надмірних втрат тиску на тертя і сприяти підвищенню динамічного вибійного тиску. Крім того, в такі колони неможливо спускати вибійні манометри, пластовипробувачі та гнучкі колони труб.

Ще одним із ефективних методів експлуатації газових обводнених свердловин є комбінована колона насосно-компресорних труб. В результаті застосування даного методу швидкість газу стає вище критичної і рідина буде виноситися на поверхню. Однак, в нижній частині труб кожного діаметру може проявлятися найнижча швидкість потоку і там існує найбільша вірогідність скупчення рідини. Тому для інтервалів стовбура, де швидкості потоку найнижчі, необхідно аналізувати тенденції до скупчення рідини [12].

Крім використання комбінованої колони НКТ, можливо також подовження вже існуючої колони, кінець якої розташовується значно вище інтервалу перфорації і швидкість потоку в експлуатаційній колоні нижче НКТ не досягає критичних умов, створюється додатковий перепад тиску, в результаті чого відбувається скупчення рідини на вибої.

Якщо свердловина закінчена таким чином, що від перфораційних отворів до входу в НКТ потік долає значну відстань всередині експлуатаційної колони або, якщо продуктивний пласт має велику товщину, а нижній кінець колони НКТ знаходиться у його покрівлі, то в такому

випадку дієвим буде підвісити секцію НКТ меншого діаметру, що протирається до більшої глибини.

На сьогоднішній день широке застосування отримали гнучкі колони НКТ (колтюбінг), які мають ряд переваг, а саме, невисокі витрати на установку обладнання, зниження часу на спуско-підймальні операції, мала кількість обслуговуючого персоналу і наземних потужностей. Крім того, застосування гнучкої колони дозволяє продовжити термін фонтанної експлуатації і уникнути глушіння свердловини.

Однією з проблем даного способу є проблема використання гнучких труб в середовищі з присутністю діоксиду вуглецю. Проте дана проблема була вирішена компанією Conoco Phillips, яка застосовує корозійно-стійкі покриття. З 2004 року цією компанією було успішно встановлено більш, ніж 90 комплектів гнучких труб, в якості альтернативи стандартним трубам з металу [20].

Охарактеризовані методи винесення рідини з вибою видобувних свердловин незважаючи на свою ефективність мають ряд технологічних обмежень та можуть за певних умов бути недостатньо ефективними і мати короткочасний ефект. Оптимальним вважається метод, який є найбільш економічним протягом найтривалішого періоду експлуатації. Критерії вибору оптимального методу наступні: успішне застосування його на аналогічних родовищах, наявність обладнання у постачальників, надійність обладнання, необхідний для експлуатації обладнання персонал, ефективність.

Постановка проблеми

Сучасний стан сировинної бази в Україні характеризується виснаженням найбільших за запасами родовищ вуглеводнів. З кожним роком все гостріше постає питання збільшення вуглеводневилучення в умовах низьких пластових тисків, інтенсивного надходження в продуктивні поклади законтурних і підшовних пластових вод, високого обводнення продукції свердловин та значними ускладненнями в процесі їх експлуатації.

На газових і газоконденсатних родовищах для підтримки стабільної роботи видобувних свердловин використовуються різні геолого-технічні заходи, до яких відносять підбір відповідного діаметру НКТ, допуск НКТ до нижніх отворів перфорації, зниження тиску на гирлі, періодичні продувки свердловин, застосування сильфонних трубок малого діаметру, встановлення по довжині колони НКТ диспергаторів, спінуючі ПАР в поєднанні з продуваннями (або без них), заміна труб ліфтової колони на труби меншого діаметру.

Підвищення ефективності розробки залишкових запасів вуглеводнів можливе за умови інвестування у впровадження розроблених технологій та методів, що дозволить частково стабілізувати видобуток вуглеводнів в Україні, а також збільшити кінцеве вуглеводневилучення виснажених газових та газоконденсатних родовищ.

Методика проведення досліджень

Для оптимізації умов експлуатації видобувних свердловин та підвищення ефективності видобування залишкових запасів вуглеводнів на завершальній стадії проведено дослідження з використанням програмного середовища PIPESIM компанії Schlumberger на прикладі гіпотетичної свердловини.

Основні дані по конструкції видобувної свердловини наведені у таблиці 1.

Таблиця 1. Дані по конструкції видобувної свердловини

№п/п	Зовнішній діаметр труб, мм	Товщина стінки труб, мм	Інтервал спуску труб, м
Експлуатаційна колона			
1	168	12,06	0-2252
2	140	9,17	2252-3390
НКТ			
1	60	6,45	0-3288

Аналіз технологічних режимів експлуатації видобувної свердловини проведено з використанням методу вузлового аналізу. За допомогою цього методу можна провести наближену оцінку початку скупчення рідини, а також вплив надлишкового трубного тиску. Результати досліджень умов стабільної роботи гіпотетичної свердловини за методом вузлового аналізу показано на рис. 1.

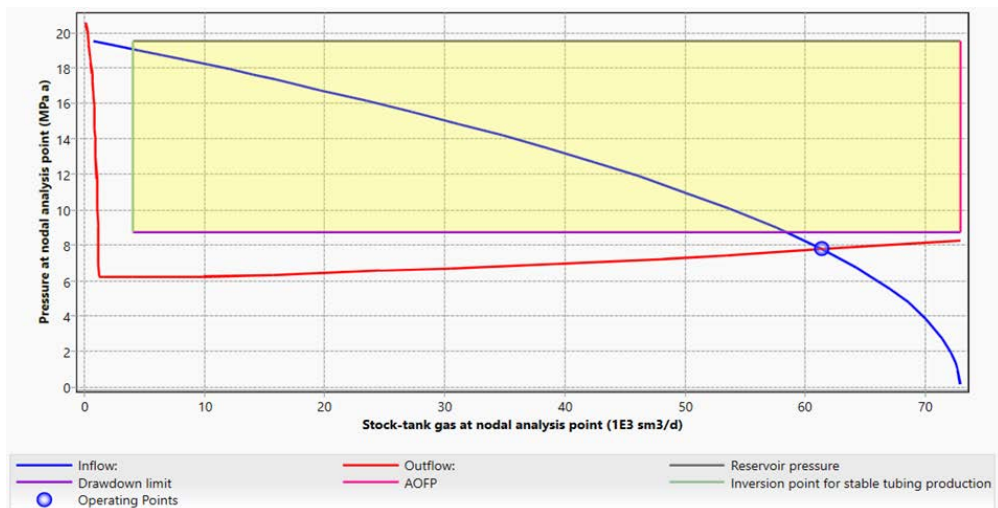


Рис. 1. Умови стабільної роботи гіпотетичної свердловини за методом вузлового аналізу

Зона стабільної роботи свердловини обмежена ліворуч лінією початку скупчення рідини на вибої, праворуч – максимально допустимою швидкістю для запобігання ерозії обладнання, вгорі – поточним значенням пластового тиску, внизу – максимальною депресією на пласт. Оскільки точка перетину кривої припливу та кривої ліфтування не потрапляє в цю зону, то робимо висновок, що на даний момент є проблеми з винесенням рідини [12,14].

Лінію початку скупчення рідини на вибої характеризує показник «Liquid loading velocity ratio», а лінію максимально допустимої швидкості для запобігання ерозії обладнання – «Erosion velocity ratio».

Liquid loading velocity ratio (LLVR) – це коефіцієнт винесення рідини, що характеризує відношення критичної швидкості руху газу до дійсної швидкості руху флюїду (суміші).

Критична швидкість руху газу – швидкість, яка необхідна для винесення рідини з свердловини. Робота свердловини є стабільною при $LLVR < 1$. Якщо при розрахунку в симуляторі виявляється, що $LLVR > 1$, тоді можна однозначно сказати, що є проблема з винесенням рідини [21].

Erosion velocity ratio (EVR) – це коефіцієнт швидкості ерозії, що характеризує відношення дійсної швидкості руху флюїду (суміші) до граничної швидкості ерозії.

Гранична швидкість ерозії – швидкість, вище якої обладнання, а зокрема НКТ, буде руйнуватись внаслідок сили тертя флюїду об поверхню самого обладнання. Якщо при розрахунку в симуляторі виявляється, що $EVR > 1$, то є великий ризик зносу і руйнування обладнання, в протилежному випадку – свердловина працює стабільно.

Виклад основного матеріалу

Для проведення досліджень з оптимізації умов експлуатації газових і газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки використано програмний комплекс Pipe Sim компанії Schlumberger. Результати розрахунків технологічних параметрів експлуатації видобувної свердловини наведені у табл. 2.

Аналізуючи результати проведених розрахунків встановлено, що коефіцієнт Liquid loading velocity ratio $LLVR > 1$ в зоні обсадної колони 2, а також в цій зоні спостерігаємо відносно низьку швидкість руху газу, яка становить 1,030 м/с. На основі проведених досліджень можна зробити висновок про недостатнє винесення рідини із свердловини [22-23].

Для покращення умов експлуатації свердловини рекомендується збільшити глибину спуску насосно-компресорних труб (НКТ). Дані по конструкції свердловини з врахуванням поглиблення НКТ для проведення уточнених розрахунків наведені у табл. 3.

Таблиця 2. Результати розрахунків технологічних параметрів експлуатації видобувної свердловини

№ п/п	Колона труб	Глибина, м	Тиск, МПа	Середня швидкість потоку (Fluid mean velocity), м/с	Коефіцієнт ерозії (Erosion velocity ratio)	Швидкість виносу рідини (Liquid velocity), м/с	Швидкість газу (Gas velocity), м/с	Критична швидкість газу (Liquid loading velocity), м/с	Коефіцієнт винесення рідини зі свердловини (Liquid loading velocity ratio, LLVR)	Режим течії газорідинної суміші (G-L-Pattern)	
1	Обсадна колона 2	-3293,5	7,792	0,994	0,061	0,131	1,030	1,961	1,984	Точковий (Slug)	
2		-3288	7,787	0,995	0,061	0,131	1,031	1,962	1,982	Точковий (Slug)	
3	Насосно-компресорні труби	-3288	7,787	6,519	0,400	0,560	6,907	1,962	0,303	Точковий (Slug)	
4		-3166,4	7,640	6,681	0,405	0,568	7,067	1,982	0,298		
5		-2861,6	7,281	7,050	0,416	0,587	7,437	2,034	0,290		
6		-2556,8	6,929	7,371	0,425	0,602	7,771	2,089	0,285		
7		-2252	6,581	7,664	0,433	0,615	8,087	2,150	0,282		
8		-2252	6,581	7,664	0,433	0,615	8,087	2,150	0,282		
9		-2133,6	6,446	7,773	0,436	0,619	8,207	2,175	0,281		
10		-1828,8	6,098	8,041	0,444	0,631	8,507	2,240	0,280		
11		-1524	5,750	8,306	0,451	0,642	8,809	2,305	0,279		
12		-1219,2	5,400	8,577	0,458	0,654	9,119	2,371	0,278		
13		-914,4	5,049	8,860	0,466	0,668	9,443	2,436	0,276		Перехідний точково-кільцевий (Transition)
14		-609,6	4,696	9,175	0,474	0,674	9,810	2,503	0,274		
15		-304,8	4,341	9,534	0,483	0,677	10,231	2,572	0,271		
16	0	3,983	9,960	0,494	0,681	10,724	2,647	0,267			

Таблиця 3. Дані по конструкції свердловини з урахуванням поглиблення НКТ

№ п/п	Секція НКТ	Нова конструкція	
		Зовнішній діаметр, мм	Глибина спуску, м
1	НКТ	60	0-3288
2	(Обсадна колона 2) → НКТ 2	(140) → 60	3288-3293,5

Конструкції досліджуваної свердловини та нової модельної свердловини зображені на рис. 2.

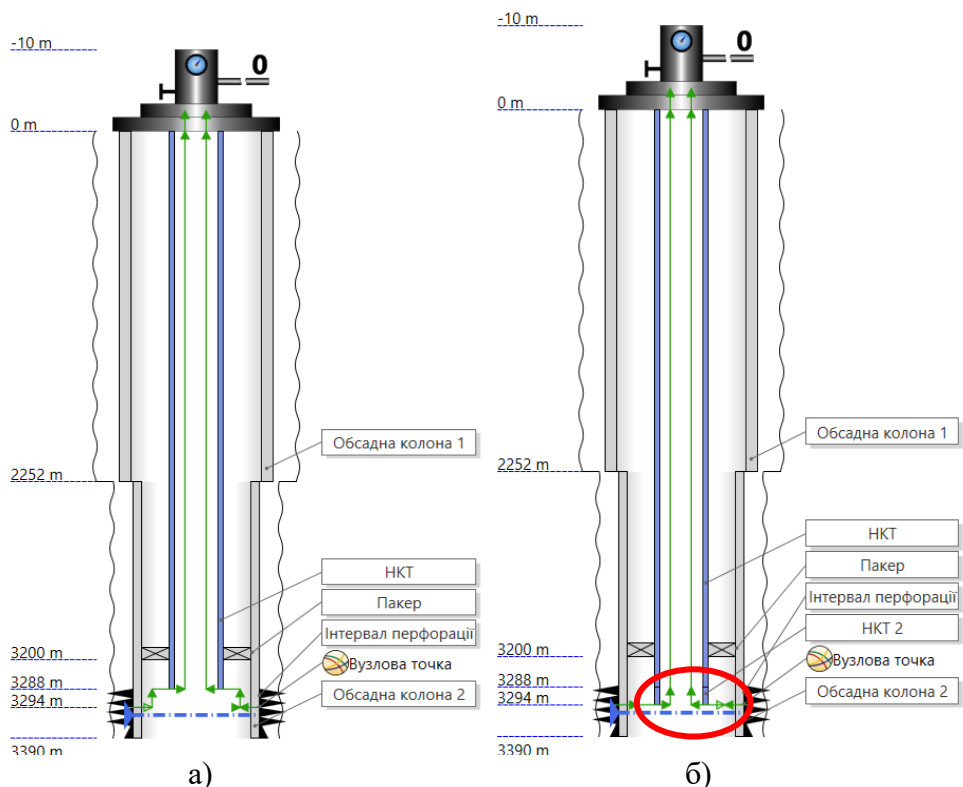


Рис. 2. Конструкції досліджуваної свердловини (а) та нової модельної свердловини (б)

Уточнені результати розрахунків технологічних параметрів експлуатації свердловини наведено в таблиці 4 та на графічних залежностях 3-6.

Аналіз результатів виконаних досліджень (таблиця 4) показує, що коефіцієнт $LLVR < 1$ в зоні обсадної колони 2, що свідчить про винесення рідини із вибою свердловини, а також коефіцієнт ерозії становить 0,399. Швидкість газового потоку зростає з 1,030 м/с за базового варіанту (з опусканням НКТ до верхніх отворів інтервалу перфорації) до 6,896 м/с за досліджуваного варіанту (з опусканням НКТ до середини інтервалу перфорації), а швидкість винесення рідини – з 0,131 м/с до 0,559 м/с за цих же умов.

Графічні залежності рисунків 3-6 дають нам наглядну оцінку по досліджуваних параметрах та зміну даних параметрів по стовбуру свердловини.

Таблиця 4. Уточнені результати розрахунків технологічних параметрів експлуатації свердловини

№ п/п	Колона труб	Глибина, м	Тиск, МПа	Середня швидкість потоку (Fluidmeanvelocity), м/с	Коефіцієнт ерозії (Erosion velocity ratio)	Швидкість виносу рідини (Liquidvelocity), м/с	Швидкість газу (Gasvelocity), м/с	Критична швидкість газу (Liquidloadingvelocity), м/с	Коефіцієнт винесення рідини зі свердловини (LLVR)	Режим течії газорідної суміші (G-LPattern)
1	НКТ 2	-3293,5	7,794	6,507	0,399	0,559	6,896	1,961	0,303	Точковий (Slug)
2		-3288,0	7,787	6,514	0,400	0,560	6,903	1,962	0,303	Точковий (Slug)
3	НКТ	-3288,0	7,787	6,515	0,400	0,560	6,903	1,962	0,303	Точковий (Slug)
4		-3166,4	7,641	6,677	0,405	0,568	7,063	1,982	0,298	
5		-2861,6	7,281	7,047	0,416	0,587	7,434	2,034	0,290	
6		-2556,8	6,929	7,368	0,425	0,602	7,769	2,089	0,285	
7		-2252,0	6,581	7,661	0,433	0,615	8,084	2,150	0,282	
8		-2252,0	6,581	7,661	0,433	0,615	8,085	2,150	0,282	
9		-2133,6	6,446	7,770	0,436	0,619	8,204	2,175	0,281	
10		-1828,8	6,098	8,039	0,444	0,631	8,505	2,240	0,280	
11		-1524,0	5,750	8,304	0,451	0,642	8,807	2,305	0,279	
12		-1219,2	5,400	8,575	0,458	0,654	9,118	2,371	0,278	
13		-914,4	5,049	8,858	0,466	0,668	9,442	2,436	0,276	Перехідний точково-кільцевий (Transition)
14		-609,6	4,696	9,173	0,474	0,674	9,809	2,503	0,274	
15		-304,8	4,341	9,532	0,483	0,677	10,229	2,572	0,271	
16	0,0	3,983	9,959	0,494	0,681	10,723	2,647	0,267		

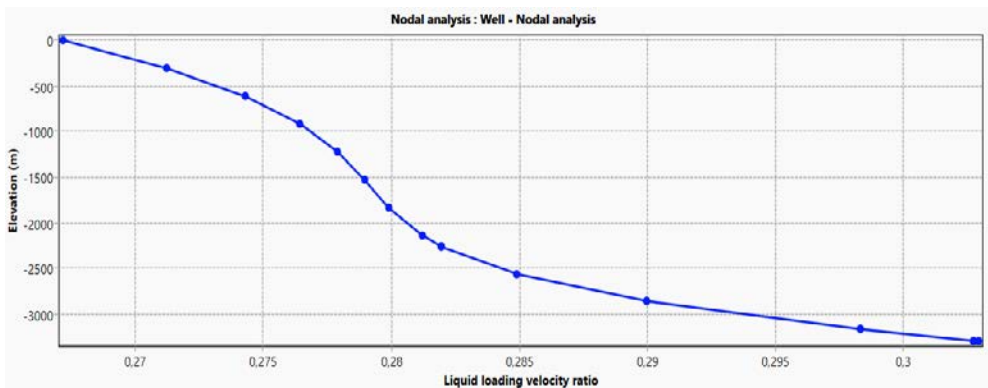


Рис. 3. Зміна коефіцієнта винесення рідини зі свердловини по стовбуру НКТ

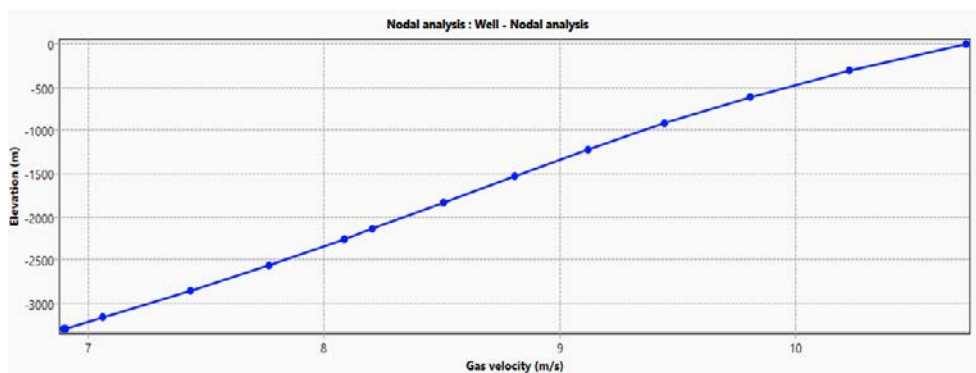


Рис. 4. Розподіл швидкості руху газу по стовбуру свердловини

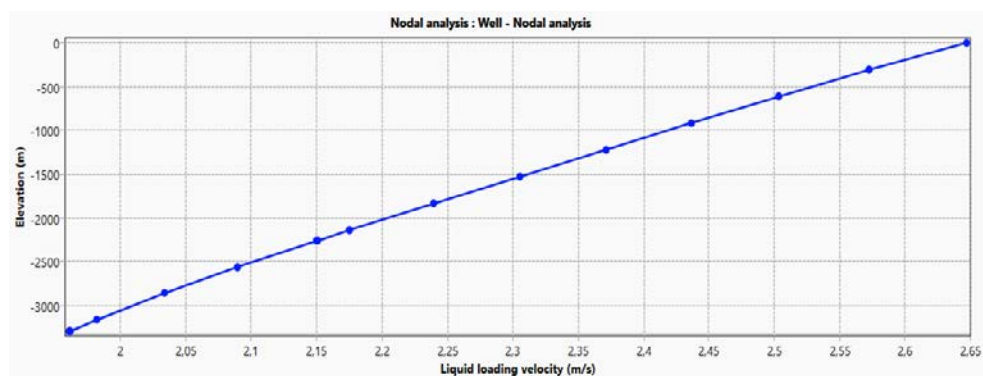


Рис. 5. Зміна критичної швидкості газу по стовбуру свердловини

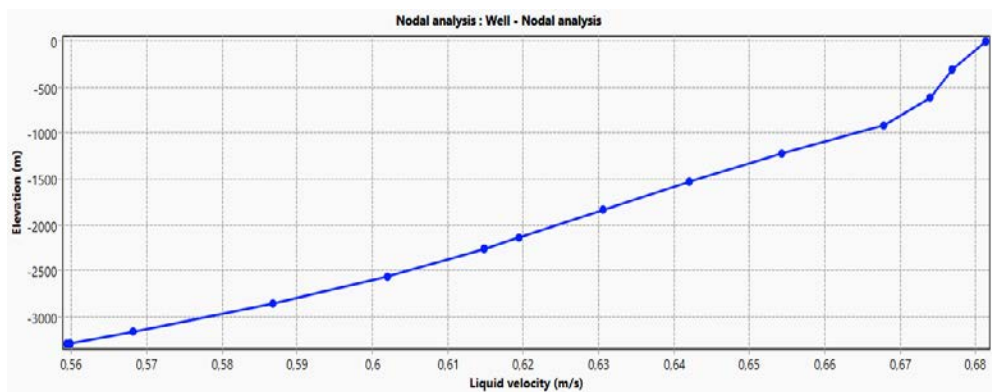


Рис. 6. Зміна швидкості виносу рідини по стовбуру свердловини

Зміна коефіцієнта винесення рідини зі свердловини по стовбуру НКТ зменшується із збільшенням глибини свердловини (рис. 3). Розподіл швидкості руху газу по стовбуру свердловини (рис. 4), зміна критичної швидкості газу по стовбуру свердловин (рис. 5) та зміна швидкості виносу рідини по стовбуру свердловини (рис. 6) із збільшенням глибини НКТ зростають.

Результати проведених досліджень свідчать про високу техноло-

гічну ефективність оптимізації ліфтової колони труб. Таким чином, збільшивши глибину спуску колони насосно-компресорних труб забезпечується видалення всієї рідини з вибою та досягається стабільна експлуатація видобувної свердловини протягом тривалого періоду розробки родовища.

Висновок

Використовуючи програмне забезпечення Pipe Sim компанії Schlumberger, виконано дослідження з оптимізації умов експлуатації газових і газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки покладів.

Результати проведених досліджень свідчать про те, що досягнути стабільних умов експлуатації газових і газоконденсатних свердловин у випадку накопичення рідини на вибої можливо шляхом збільшення глибини спуску колони насосно-компресорних труб.

Так, в результаті допуску НКТ до середини інтервалу перфорації, рідина починає виноситися, коефіцієнт $LLVR < 1$. Швидкість руху газу при цьому зростає від 1,030 м/с за базового варіанту до 6,896 м/с за досліджуваного варіанту, а коефіцієнт винесення рідини зі свердловини зменшується з 1,984 до 0,303, відповідно, за цих же умов.

Результати проведених досліджень свідчать про можливість оптимізації умов експлуатації видобувних свердловин на завершальній стадії розробки газових та газоконденсатних родовищ та, відповідно підвищення їх кінцевого вуглеводневилучення. Однак, остаточне рішення, щодо впровадження того чи іншого методу та вибір оптимальних технологічних параметрів експлуатації видобувних свердловин повинен прийматися на основі всебічного техніко-економічного аналізу.

Практична реалізація систем оптимізації розробки газових та газоконденсатних родовищ в широкому розумінні проблеми дозволить суттєво інтенсифікувати процес видобутку газу та конденсату та вийти на світовий рівень вирішення поставленої проблеми.

Література

1. Matkivskiy S., Kondrat O. 2021. Studying the influence of the carbon dioxide injection period duration on the gas recovery factor during the gas condensate fields development under water drive. Mining of Mineral Deposits. Volume 15. Issue 2. Pp. 95-101. <https://doi.org/10.33271/mining15.02.095>
2. Matkivskiy S., Kondrat O. 2021. The influence of nitrogen injection duration at the initial gas-water contact on the gas recovery factor. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. №1(6(109)), Pp. 77–84. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244>
3. Kondrat O., Matkivskiy S. 2020. Research of the influence of the pattern arrangement of injection wells on the gas recovery factor when injecting carbon dioxide into reservoir. Technology and system of power supply.

- №5/1 (55). Pp.12-17. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2020.215074>
4. Matkivskiy S., Burachok O. (2022). Impact of Reservoir Heterogeneity on the Control of Water Encroachment into Gas-Condensate Reservoirs during CO₂ Injection. *Management Systems in Production Engineering*. Vol. 30. Issue 1. Pp 62-68. <https://doi.org/10.2478/mspe-2022-0008>
 5. Matkivskiy S. (2022). Increasing hydrocarbon recovery of Hadiach field by means of CO₂ injection as a part of the decarbonization process of the energy sector in Ukraine. *Mining of Mineral Deposits*. Volume 16. Issue 1. Pp 114-120. <https://doi.org/10.33271/mining16.01.114>
 6. Матківський С.В. (2020). Узагальнення основних досліджень з підвищення вуглеводневилучення газоконденсатних родовищ при водонапірному режимі. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. №3(76). С. 7-22. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-3\(76\)-7-22](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-3(76)-7-22)
 7. Matkivskiy S. 2021. Effects of the rate of natural gas production on the recovery factor during carbon dioxide injection at the initial gaswater contact. *Technology and system of power supply*. №1/3 (57). Pp. 6-11. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2021.225603>
 8. Matkivskiy S., Kondrat O., Burachok O. 2020. Investigation of the influence of the carbon dioxide (CO₂) injection rate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development. *Global Trends, Challenges and Horizons*. November. Dnipro. Ukraine. P. 1-10. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001011>
 9. Matkivskiy S., Khaidarova L. Increasing the Productivity of Gas Wells in Conditions of High Water Factors Paper presented at the SPE Eastern Europe Subsurface Conference, November 23–24, 2021. Pp. 1 – 16.
 10. Burachok O., Kondrat O., Matkivskiy S. (2020). Investigation of the efficiency of gas condensate reservoirs waterflooding at different stages of development. *Global Trends, Challenges and Horizons*. Dnipro. Ukraine. P. 1-11. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001010>
 11. Матківський С.В. (2020). Дослідження впливу тривалості сайклінг-процесу на коефіцієнт конденсатовилучення виснажених газоконденсатних родовищ. *Мінеральні ресурси України*. 2022. №1. С.29-33. <https://doi.org/10.31996/mru.2022.1.29-33>
 12. Ли. Дж., Г. Никенс, М. Уэллс. 2008. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин: пер. с англ. М.: ООО «Премимум Инжиниринг». 384 с.
 13. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. - К.: Львів, 1996. С.620.
 14. S.V. Matkivskiy, L.I. Khaidarova. Investigation of the influence of the operation parameters of electric center pumps on the productivity of watered gas wells. *Mineral resources of Ukraine*. 2021. №4. Pp. 30–35.
 15. Зайкин К.М. 2012. Технология эксплуатации обводненных газоконденсатных скважин Оренбургского НГКМ и рекомендации по устранению последствий обводнения. *Газовая промышленность*. №4. С.

- 35-39.
16. Дж. Ф. Ли и др. Жидкостная загрузка газовых скважин, технический журнал РОГТЕХ, 46-й выпуск.
 17. SPE-77649. Pigott M.J. et al. Wellbore heating to prevent liquid loading, 2002.
 18. SPE-171768-PA. Nodal Analysis for Unconventional Reservoirs – Principles and Application. Wentao Zhou, Raj Banerjee, Eduardo Proano. *SPE J.* 21 (01): 245–255. 18 February 2016. <https://doi.org/10.2118/171768-PA>
 19. SPE-174521-MS. Nodal Analysis for SAGD Production Wells with Gas Lift. Grant J. Duncan, Scott A. Young, Phillip E. Moseley. SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, June 9–11, 2015. <https://doi.org/10.2118/174521-MS>
 20. SPE-130632. Poppengagen K.L. Deliquification of South Texas gas wells using corrosion resistant coiled tubing: a six years case history, 2010.
 21. SPE-24791-MS. Dynamic Production System Nodal Analysis Stoitsits, R.F., ARCO AlaskaInc. Conference Paper. 1992
 22. SPE-52170-MS. Gas Well Production Optimization Using Dynamic Nodal Analysis Bitsindou, A.B., The University of Tulsa Kelkar, M.G., SPE Mid-Continent Operations Symposium, March 28–31, 1999. <https://doi.org/10.2118/52170-MS>
 23. SPE-178282-MS. Determination of Pressure Drop in a Natural Flowing Gas Well using Nodal Analysis. J. A. Dala, O. O. Agbaka, O. A. Olafuyi, E. S. Adewole. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, August 4–6, 2015. <https://doi.org/10.2118/178282-MS>

Стаття надійшла до редакційної колегії 15.08.2022 р.

OPTIMIZATION OF OPERATING CONDITIONS FOR GAS AND GAS CONDENSATE WELLS AT THE FINAL STAGE OF DEVELOPMENT

S. V. Matkivskiy¹, L. I. Matiishyn²

¹*Ukrgezvydobuvannya Joint Stock Company;
04053, Kyiv, street Kudryavska, 26/28,*

tel./fax (04427) 2-31-15, e-mail: matkivskij@gmail.com;

²*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;
76019, Ivano-Frankivsk, st. Karpatska, 15;*

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

A special period in the development of oil and gas fields is the final stage, which is usually accompanied by various complications and significant capital investments and requires the introduction of new technologies and methods of production. The complexity of residual hydrocarbon reserves is associated with low reservoir pressures, accumulation of fluid at the bot-

tom of wells, the formation of sand plugs, breaks in tubing, corrosion of surface and underground equipment. In this regard, the existing well stock is operated periodically, which negatively affects the performance of hydrocarbon production. This article analyzes the main methods of intensifying the operation of gas and gas condensate wells, which are used in the gas industry to remove liquid from the bottom of wells and allow hydrocarbon production with minimal losses. Using Schlumberger's Pipe Sim software, a nodal analysis was performed for a specific production well. Based on the results of the studies, it was found that the operation of the well is unstable with a constant accumulation of fluid at the bottomhole. To optimize the operating conditions of a borehole, a study was made of the effectiveness of deepening the tubing string. According to the results of the calculations, taking into account the clearance of the tubing to the middle of the perforation interval, it was established that the liquid is removed. Liquid loading velocity ratio $LLVR < 1$, gas velocity increases from 1.030 m/s for the base case to 6.896 m/s for the case with tubing deepening. In this case, Liquid loading velocity ratio decreases from 1.984 to 0.303, respectively. Thus, by increasing the depth of the descent of the tubing string, the removal of all liquid from the bottomhole is ensured and stable operation of the production well is achieved over a long period of field development. The practical implementation of optimization systems for the development of gas and gas condensate fields in the broadest sense of the problem will significantly intensify the process of gas and condensate production and reach the level of solving the problem.

Key words: digital modeling, field, final stage, well, exploitation, fluid accumulation, critical velocity, tubing optimization.