

УДК 622.276.5

ДОСЛІДЖЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО ЛІФТА ДЛЯ ВИДОБУВАННЯ ВИСОКОВ'ЯЗКОЇ НАФТИ ІЗ СВЕРДЛОВИНИ №96 ЯБЛУНІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

¹Р.М.Кондрат, ²Б.Б.Синюк, ³І.І.Хомин, ¹О.Р.Кондрат

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195
e-mail: kondrat@ifdtung.if.ua

²ДК „Укргазвидобування”, 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28, тел. (044) 2122870
e-mail: sinyuk@gasdob.com.ua

³ГПУ „Полтавагазвидобування”, 36008, м. Полтава, вул. Фрунзе, 173 (0532) 515602
e-mail: homin@pgpu.com.ua

По результатам лабораторных и аналитических исследований предложена, апробирована и внедрена на скважине №96 Яблоновского нефтегазоконденсатного месторождения усовершенствованная технология газлифтной эксплуатации скважин с высоковязкими нефтями. Она предусматривает ввод газлифтного газа в поток пластовой продукции по длине колонны насосно-компрессорных труб с дополнительной подачей в поток газа углеводородного конденсата и ПАВ.

There has been proposed and approved the improved technology of gas-lift well operation with high-viscosity oil on the well №96 Yablunivske oil-gas condensate field by results of laboratory and analytical investigations. It foresees lead-in gas-lift gas in production line by length of tubing string with additional feeding of hydrocarbon condensate and surface-active substance in gas flow.

Експлуатація свердловин з високов'язкими нафтами характеризується значними втратами тиску і відкладанням твердих вуглеводнів у насосно-компресорних трубах. Через вказані причини і низький газовміст нафти свердловини мають низькі початкові дебіти і недовгочасно фонтанують.

Наведене характерно для свердловини №96 Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища, яка експлуатує пластовий, тектонічно екранований поклад горизонту Б-5. Глибина свердловини – 3600 м, експлуатаційна колона діаметром 168,3x149,7мм спущена на глибину 3596 м, штучний вибій – 3570 м, інтервал перфорації – 3464-3485, 3491-3498 м. Нафта із свердловини є важкою, смолисто-асфальтеновою і містить у своєму складі 25,5% мас. силікагельових смол, 12,2% мас. асфальтенів, 1,39% мас. сірки, 9,9% мас. зв'язаної води і незначну кількість парафіну (0,53% мас.). Для горизонтів Б-5-Б-6 середній пластовий тиск становить 37 МПа, тиск насичення нафти газом – 6 МПа, пластова температура – 92°С, газовміст нафти – 13 м³/т (12,5 м³/м³). Густина нафти за пластових умов дорівнює 856 кг/м³, розгазованої нафти за стандартних умов – 956 кг/м³. Динамічний коефіцієнт в'язкості нафти за пластових умов становить 18 мПа·с, розгазованої нафти – 874 мПа·с.

Свердловина №96 прийнята з буріння у березні 1994 р. У процесі досліджень свердловини 25-26.01.1994 р. не вдалось виміряти пластовий тиск, оскільки через високу в'язкість нафти швидкість спуску приладу не перевищувала 100 м/год. Тиск, виміряний глибинним манометром на глибині 1550 м, становив

10,855 МПа, розрахунковий тиск на середині інтервалу перфорації (3481 м) – 28,86 МПа і є нижчим середнього пластового тиску для горизонтів Б-5, Б-6 (37 МПа), виміряного під час дослідження інших свердловин (№№12, 13).

Для відбору нафти у свердловину була спущена колона насосно-компресорних труб (НКТ) умовним діаметром 73 мм на глибину 3450 м. Свердловина введена в експлуатацію 12 вересня 2000 р. фонтанним способом з початковим дебітом нафти 1 т/добу і дебітом води 0,087 м³/добу. Через високу в'язкість нафти свердловина у 2000 році і в січні-червні 2001 р. працювала нестабільно. У липні 2001 р. вона фактично припинила фонтанування. За вересень 2000 р. – червень 2001 р. середній дебіт нафти становив близько 1 т/добу, дебіт води – 0,043 м³/добу, газовий фактор – 29,2 м³/т, обводненість продукції – 3,47%.

За глибинними вимірами пластового тиску в зупиненій свердловині (з 10⁰⁰ 26.10.2002 р. до 10⁰⁰ 31.10.2000 р.) в кінці зупинки тиск на буфері дорівнював 5,19 МПа, пластовий тиск, зведений до середини інтервалу перфорації, – 30,2 МПа.

У подальший період згідно з раніше розробленими ІФНТУНГ рекомендаціями видобування нафти здійснювалось шляхом періодичного закачування в затрубний простір свердловин вуглеводневого конденсату з метою розрідження нафти і витіснення її із стовбура на поверхню. За період “липень 2001 р. – липень 2002 р.” середній дебіт нафти становив 3,69 т/добу, дебіт води – 0,105 м³/добу, газовий фактор – 29,57 м³/т, обводненість продукції – 2,77%.

4.04.2002 р. виміряно розподілення тиску по стовбуру працюючої свердловини. Тиск на буфері свердловини дорівнював 1,3 МПа, вибійний тиск – 7,19 МПа. Якщо виходити із значення пластового тиску, виміряного 31.10.2000 р. (30,2 МПа), то депресія тиску на пласт становить 23,01 МПа. Таке високе значення депресії тиску на пласт може бути пов'язане як з природною низькою проникністю порід-колекторів, так і забрудненням присвердловинної зони пласта.

За результатами виконаних в ІФНТУНГ лабораторних досліджень, з пробою нафти із свердловини №96 Яблунівського родовища ефективними напрямками інтенсифікації її видобування є зменшення в'язкості шляхом підвищення температури і введення в нафту вуглеводневих розчинників та поверхнево-активних речовин. Оптимальна температура нагрівання нафти без добавок складає близько 49%. За такої температури оптимальний вміст вуглеводневого конденсату в системі “нафта-вуглеводневий конденсат” складає близько 20% об (або 25% об. з розрахунку на нафту).

У разі збільшення температури з 25 до 50°C і вмісту в системі 20% об. вуглеводневого конденсату динамічний коефіцієнт в'язкості нафти зменшується з 874,07 до 33,216 мПа·с (у 26,315 разів). Додаткового зниження динамічного коефіцієнта в'язкості нафти можна досягти застосуванням ПАР. Так, за температури 50°C і вмісту в системі 20% об. вуглеводневого конденсату додавання 0,5–1% мас. ріпоксу-6 або ніогену П-1000 призводить до додаткового зменшення динамічного коефіцієнта в'язкості нафти на 30–40%.

Аналітичні дослідження, виконані з використанням залежностей для газорідного піднімача, показують, що за існуючої геолого-технічної характеристики свердловина сама працювати не може і після пуску в роботу швидко зупиняється. Це має місце на практиці. Додавання конденсату в кількості 20% об. відносно об'єму газоконденсатної суміші призводить до незначного зростання дебіту нафти (на 6-7%) порівняно з теоретичним значенням (2,02 м³/доб) і не стабілізує роботу свердловини. Найефективнішим є застосування газліфта з додатковим введенням у потік газу конденсату. При цьому дебіт нафти збільшується до 7,55 т/добу (у 3,74 разів).

З використанням результатів лабораторних та аналітичних досліджень розроблена технологія експлуатації свердловин з високов'язкими нафтами Яблунівського родовища. У початковий період розробки родовищ, в умовах високого пластового тиску (гідростатичного напору рідини), рекомендується подавати по затрубному простору на вибій свердловини вуглеводневий розчинник (конденсат) з ПАР чи без них, що сприятиме зниженню в'язкості нафти. У міру зниження пластового тиску в процесі розробки родовища і припинення природного фонтанування свердловин рекомендується застосовувати газліфтний спосіб експлуатації з додатковим введенням у потік газліфтного газу вуг-

леводневого розчинника з ПАР. Для зменшення витрати і робочого тиску газліфтного газу, підвищення дебіту нафти і продовження періоду газліфтною експлуатації свердловин рекомендується вводити газ у пластову продукцію розосереджено по довжині колони НКТ. У завершальний період розробки родовища, в умовах низького пластового тиску і високої обводненості пластової продукції, рекомендується застосовувати насосні способи експлуатації свердловин за допомогою штангових насосів спеціальної конструкції, гвинтових і струминних насосів.

У зв'язку з тим, що свердловина №96 Яблунівського родовища припинила природне фонтанування, а періодичне закачування в затрубний простір вуглеводневого конденсату виявилось недостатньо ефективним, за рекомендаціями ІФНТУНГ свердловину перевели на газліфтну експлуатацію із розосередженим введенням газу в потік пластової продукції по довжині колони НКТ. Для цього у свердловину спустили колону НКТ умовним діаметром 73 мм на глибину 3450 м. Свердловину обладнали трьома пусковими зворотними газліфтними клапанами спеціальної конструкції. Згідно з проведеними розрахунками газліфтні клапани встановили на глибинах 1200; 1900 і 2600 м, а нижче клапанів – робочі отвори: один отвір діаметром 5 мм на глибині 2500 м; один отвір діаметром 5,5 мм на глибині 2800 м; два отвори діаметром по 4 мм на глибині 3100 м. У разі застосування зворотних газліфтних клапанів запуск свердловини в роботу здійснюється шляхом подавання газу в НКТ з подальшим його переключенням у затрубний простір. Перевагою подавання газу в НКТ є зменшення кількості пускових газліфтних клапанів, збільшення глибини продування свердловини і зменшення величини тиску газліфтного газу.

Для газліфтною експлуатації свердловини №96 використовувався газ із наявних у родовищі високонапірних газових свердловин, що експлуатують газоконденсатні поклади: спочатку газ із свердловини № 102, а потім газ із свердловини № 87. Газ із свердловини № 102 подавався через газліфтну гребінку, а із свердловини № 87 по спеціально побудованій перемичці. Для попередження гідратуотворення на газліфтній гребінці в потік газліфтного газу подавався метанол.

Планом робіт передбачалось проведення досліджень газліфтною експлуатації свердловини з різною витратою газліфтного газу і різним робочим тиском на гирлі з метою вибору оптимального технологічного режиму і додатковим введенням у потік газліфтного газу на оптимальному режимі експлуатації свердловини різної кількості вуглеводневого конденсату (10; 20; 30; 40; 50% об. від об'єму нафти) і різної кількості ПАР – неололу АФ, ріпоксу чи савенолу NWP (0,1; 0,5; 1% мас. від об'єму рідини, що видобувається (нафти, води і конденсату)).

У липні-серпні 2002 р. виконано капітальний ремонт свердловини №96 з метою переведення її на газліфтну експлуатацію.

Таблиця 1 — Результати досліджень експлуатації свердловини №96 Яблунівського НГКР неперервним газліфтом 25.09 – 02.10.2002 р.

на буфері	Тиск, МПа			Витрата газліфтного газу, тис.м ³ /добу	Дебіт нафти, т/добу
	в затрубному просторі	на виході газліфтної гребінки	на вході нафтової гребінки		
0,3	1,82	5	0,15	6,11	5,6
0,5	2,64	6	0,2	16,35	10,2
0,6	3,84	7	0,5	38,21	16,6
0,8	5,52	8	0,8	49,08	24,2

Таблиця 2 — Результати періодичної газліфтної експлуатації свердловини №96 Яблунівського НГКР 31.10.2002 р. – 2.11.2002 р.

Дата	Тиск, МПа				Дебіт			
	на вході газліфтної гребінки	на виході газліфтної гребінки	у затрубному просторі	на буфері свердловини	газу, тис.м ³ /добу	конденсату, т/добу	нафтоконденсатної суміші, т/добу	нафти, т/добу
31.10.02	7,16	6,08	4,51	0,834	30	1,8	5,2	3,4
1.11.02	6,86	5,88	4,71	0,775	28	1,8	6,4	4,6
2.11.02	7,06	6,18	4,61	0,755	30	1,8	10,2	8,4
3.11.02	7,36	6,08	4,51	0,883	29	1,8	11,4	9,6
4.11.02	7,36	6,37	4,71	0,981	31	1,8	8,1	6,3
5.11.02	7,45	6,86	4,9	0,961	28	1,8	6,8	5
6.11.02	6,96	5,88	4,71	0,824	28	1,8	9,5	7,7
7.11.02	7,06	5,88	4,71	0,834	30	1,8	8,5	6,7
8.11.02	6,86	5,88	4,41	0,843	31	1,8	5,6	3,8
9.11.02	6,96	5,88	4,22	0,824	32	0	1,3	1,3
10.11.02	6,86	5,88	4,12	0,824	31	0	0,5	0,5
11.11.02	6,86	5,88	4,32	0,804	29	0	0,7	0,7
12.11.02	6,96	5,88	4,12	0,726	29	0	0,45	0,45

25.09.2002 р. за тиску на буфері зупиненої свердловини 7,2 МПа і тиску в затрубному просторі 8,2 МПа відкрили затрубний простір у викидну лінію і подали в НКТ газ з тиском 11,7 МПа. Після трьох годин роботи свердловини по затрубному простору виміряли розподіл тиску по довжині колони НКТ глибинним манометром. При цьому тиск на буфері свердловини становив 8,34 МПа, тиск у затрубному просторі – 6,35 МПа, витрата газліфтного газу – 1,4 тис.м³/добу, вибійний тиск, визначений шляхом інтерполяції кінцевої ділянки розподілу тиску в НКТ, – 15,22 МПа. Аналіз епюри розподілу тиску в НКТ показав, що рідина в НКТ відтиснулась нижче другого пускового отвору. Потім переключили свердловину в роботу по НКТ з подаванням у затрубний простір високонапірного газу і одночасним подаванням конденсату в кількості 1,8 т/добу і провели дослідження на різних режимах експлуатації свердловини (таблиця 1). Для попередження гідратоутворення в потік газу подавався метанол перед газліфтною гребінкою і на вході в Ярвіську УКПГ.

Аналіз епюри розподілу тиску по довжині колони НКТ показав, що газліфтний газ поступає із затрубного простору в НКТ через перший робочий отвір діаметром 5 мм на глибині 2500 м і можливо частково через другий робочий отвір на глибині 2800 м. Напевно, перший робочий отвір діаметром 5 мм завеликий за розміром і його потрібно було зробити меншим.

З 9.10 по 24.10.2003 р. свердловину зупинили для спостереження за підніманням рівня рідини в затрубному просторі свердловини піднявся з 2360 м від гирла (9.10.2002р.) до 1360 м (14.10.2002р.) і 680 м (24.10.2002р.), що відповідає об'єму нафти, що припливла у свердловину 22,1 і 11,9 м³ і відповідно середньому дебіту нафти 4,42 і 1,19 м³/добу.

Враховуючи низьку продуктивність свердловини і проблему з утилізацією низьконапірного газу, було прийнято рішення про переведення свердловини на періодичну газліфтну експлуатацію.

30.10.2002 р. свердловина пушена в експлуатацію за допомогою періодичного газліфта

з подаванням газу впродовж 3-4 годин на добу і одночасним подаванням конденсату дозуючими насосами з витратою 1,8 т/добу. З метою попередження гідратуутворення в потік газу подавався метанол. Основні результати періодичної газліфтною експлуатації свердловини №96 наведено в таблиці 2.

У процесі досліджень витрата газліфтного газу становила 28–32 тис.м³/добу, тиск на вході в затрубний простір свердловини – 4,41–4,9 МПа, тиск на буфері – 0,726–0,981 МПа. Дебіт нафти змінювався в межах 3,4–9,6 т/добу, становлячи в середньому 6,17 т/добу. Припинення подавання конденсату в затрубний простір свердловини 9.11.02 р. призвело до різкого падіння дебіту нафти до 0,45 т/добу 12.11.02 р., незважаючи на продовження подавання газліфтного газу в такій самій кількості, що і раніше. Наведене свідчить про визначальну роль конденсату, як розчинника нафти, для інтенсифікації роботи свердловин з високов'язкими нафтами. За результатами вимірювань 12.11.2002 р. рівень нафти в затрубному просторі свердловин становив 2605 м, тобто знаходився на 105 м нижче першого робочого отвору.

Періодична газліфтна експлуатація свердловини з додатковим уведенням конденсату в потік газу продовжувалась з 13.11.2002 р. до 10.12.2003 р., коли свердловина була зупинена через завантаженість нафтою резервуарного парку Яблунівської УКПН, що пов'язано з пуском у роботу після виходу з буріння свердловини №500 з початковим дебітом нафти 40 т/добу. За вказаний період витрата газліфтного газу змінювалась у межах 28-32 тис.м³/добу, тиск на вході в затрубний простір свердловини – 4,12-4,9 МПа, тиск на буфері – 0,775-1,382 МПа, дебіт нафти 2,3-8,2 т/добу. Середній дебіт нафти за період подавання в затрубний простір свердловини разом з газом конденсату становив 4,88 т/добу.

11.03.2003 р. знято епюру розподілу тиску по стовбуру зупиненої свердловини. Тиск на глибині 3400 м дорівнював 32,03 МПа, а розрахунковий тиск на середині інтервалу перфорації (3481 м), визначений шляхом інтерполяції кінцевої ділянки кривої розподілу тиску, – 33,1 МПа. Звертає на себе увагу порівняно висока густина рідини на вибої свердловини (1350 кг/м³), що може бути пов'язано як з неточністю вимірювання тиску глибинним манометром, так і наявністю на вибої свердловини рідини підвищеної густини. Це можуть бути компоненти бурового розчину, які в процесі буріння свердловини поступили в пласт, а в процесі її експлуатації поступово виносяться з пласта.

З 31.03.2003 р. до 7.04.2003 р. виконано комплекс дослідницьких робіт для встановлення оптимального технологічного режиму газліфтною експлуатації свердловини після тривалої зупинки. Дослідження проводились шляхом періодичного подавання в затрубний простір свердловини від газліфтною гребінки газу з тиском 12 МПа впродовж різних інтервалів часу і вимірювання на початку і в кінці зупинки свердловини рівня рідини в затрубному просторі за

допомогою рівнеміра “Мікон”. Тиск на вході продукції свердловини в нафтову гребінку становив 0,6-0,8 МПа. Результати досліджень показали, що свердловина продувається газом до глибини 2900 м від гирла, тобто нижче другого робочого отвору. Після 2-3 годин подавання газу в затрубний простір із свердловини виходив в основному закачуваний газ з незначною кількістю нафти в продукції. У перші 18-19 годин після припинення подавання газу рівень рідини у свердловині піднімався зі швидкістю 19,1-21,89 м/год. Середнє значення коефіцієнта продуктивності свердловини, розраховане за значенням пластового тиску (33,1 МПа), положенням рівня рідини на початок і кінець роботи свердловини і значенням густини нафти (940 кг/м³), становить 0,32 м³/(добу·МПа). 4-7.04.2003 р. свердловина експлуатувалась періодично з короткочасним подаванням газу 5.04.2003 р. і 7.04.2003 р., тобто через 1 день, впродовж 2-3 годин. За цей час видобуто 18,5 м³ нафти. Середній дебіт нафти становив 4,63 м³/добу. У процесі досліджень не проводилось подавання конденсату в потік закачуваного газу, що ускладнювало процес експлуатації свердловини.

За результатами виконаних досліджень рекомендовано експлуатувати свердловину №96 періодично з подаванням кожні 2 дні впродовж 2-3 годин газу від газліфтною гребінки з тиском 10-12 МПа і витратою 20 тис.м³/добу з одночасним подаванням в потік газліфтного газу вуглеводневого конденсату з розрахунку 20% об. на об'єм суміші нафти з конденсатом і 1-2% мас. ПАР (ріпокс-6) з розрахунку на всю рідину, що добувається із свердловини (нафта, конденсат, вода).

3 квітня 2003 р. свердловина №96 знаходиться в промисловій експлуатації і експлуатується періодично газліфтним способом: подаванням кожні 2 дні впродовж 2 годин газу високого тиску від газоконденсатної свердловини №87. У квітні – грудні 2003 р. дебіт нафти змінювався в межах 1,03-6,73 т/добу, вміст води в продукції – 1,6-1,84%. За вказаний період видобуто 766 т нафти, що становить 85,1 т/місяць, середній дебіт нафти становить 2,79 т/добу.

Для підвищення дебіту нафти і попередження ускладнень у процесі експлуатації свердловини необхідно провести обробку привибійної зони з метою очищення її від забруднень і підвищення проникності і забезпечити подавання в потік газліфтного газу вуглеводневого конденсату з ПАР для зменшення в'язкості нафти і боротьби з відкладами асфальтеносмолопарафінових речовин.

Результати дослідно-промислових випробувань і подальшої експлуатації свердловини №96 свідчать про можливість практичного використання технології газліфтною експлуатації свердловин з високов'язкими нафтами шляхом розосередженого введення газліфтного газу в потік пластовою продукції по довжині колони НКТ і подавання разом з газом вуглеводневого конденсату з ПАР.