

ПРОБЛЕМИ ВИДОБУВАННЯ ЗАЛИШКОВИХ ВУГЛЕВОДНІВ З ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

Р.М.Кондрат (ІФНТУНГ, Івано-Франківськ)

Дається характеристика залишкових і не залучених в розробку запасів вуглеводнів у виснажених газових, газоконденсатних і нафтогазоконденсатних родовищах і особливостей їх видобування на заключній стадії розробки родовищ. Обґрунтовується комплексний підхід до проектування дорозробки родовищ природних газів, який повинен включати активний вплив на пласт, привибійну зону і стовбур свердловин. Розглянуто можливі напрямки видобування вуглеводневого конденсату, що випав з газу у пласті у процесі розробки газоконденсатних родовищ на виснаження. За результатами лабораторних досліджень на моделях пласта запропоновано композиції робочих агентів для витіснення скопіндованих вуглеводнів із виснажених газоконденсатних покладів. Обґрунтовано технологію підвищення продуктивності газоконденсатних свердловин в умовах випадання з газу конденсату шляхом фізико-хімічних обробок привибійних зон розчинами поверхнево-активних речовин.

Нафта і газ відіграють провідну роль в паливно-енергетичному балансі України. Вони забезпечують близько 61% всієї енергії, що тепер споживається. Пріоритетним енергоресурсом є природний газ – його частка в загальному енергобалансі становить близько 43%. Проте за рахунок власного видобутку потреба в нафті за останні 5 років задовольняється лише на 10-12%, в газі – на 22-25%. Тому гострою є проблема збільшення власного видобутку вуглеводнів в Україні. Одним із шляхів її вирішення, поряд з відкриттям і введенням в розробку нових родовищ, є збільшення ступеня вилучення вуглеводнів з родовищ, що розробляються.

Теперішній стан газовидобутку характеризується виснаженням основних за запасами газових і газоконденсатних родовищ (Шебелинське, Західно-Хрестищенське, Єфремівське, Кегичівське, Битків-Бабчинське та ін.), з яких вже видобуто 80-85% початкових балансових запасів газу. Проте ці родовища ще мають значні залишкові запаси вуглеводнів і забезпечують основний видобуток газу в Україні. Нові родовища, які вводяться в розробку, є переважно малими (дрібними і невеликими)

Characteristics of remaining reserves and those hydrocarbons not involved into development in exhausted gas, gas condensate and oil and gas condensate fields and peculiarities of their production in the final stage of field development is given. The complex approach to design of further development of gas field comprising active influence upon the stratum, bottomhole zone and bore hole is substantiated. Possible trends of hydrocarbon condensate production in the process of development of exhausted gas fields have been considered. The compositions of acting agents for forcing out condensed hydrocarbons have been suggested, based on the results of laboratory investigations with stratum models. The technology for increasing productivity of gas condensate wells under conditions of condensate dropping by physical and chemical treatment of bottomhole zones by solutions of surfactants has been substantiated.

ликими) за запасами. В цих умовах забезпечення на найближчу перспективу планових рівнів видобутку газу і вуглеводневого конденсату можливе за рахунок інтенсифікації видобування залишкових вуглеводнів з виснажених родовищ.

До залишкових і не залучених в розробку запасів вуглеводнів в газових, газоконденсатних і нафтогазоконденсатних родовищах відносяться: газ і конденсат, що залишилися в газонасиченій частині родовищ і в зонах пласта, які не були охоплені розробкою або недостатньо дренивались; защемлений газ і конденсат в обводнених зонах родовищ; вуглеводневий конденсат, що випав з газу у пласті в процесі розробки газоконденсатних родовищ на режимі виснаження пластової енергії; нафта в невеликих за розмірами і запасами об'ємівках; зв'язана нафта в газоконденсатних родовищах [1].

Складність видобування залишкових вуглеводнів пов'язана з особливостями заключної стадії розробки родовищ природних газів. Вона характеризується значним зниженням пластового тиску порівняно з початковим тиском, інтенсивним обводненням продуктив-

них пластів, зменшенням фазової проникності для газу внаслідок випадання з газу вуглеводневого конденсату і поступлення в газонасичену частину пластових вод.

На останній стадії розробки родовищ газу переважно знижується проникність привибійної зони свердловин внаслідок деформації порід під дією зростаючого перепаду тиску між гірничим і поточним пластовим, випадання з пластової води солей, конденсації з газу важких вуглеводнів, випадання з нафти асфальтеносмолопарафінових речовин, утворення водоконденсатних і водонафтових емульсій. Через низькі пластові тиски привибійна зона не повністю очищується від рідин, які використовуються для глушіння і обробок свердловин.

В умовах низьких пластових тисків і значного об'ємного вмісту рідини (пластової води і вуглеводневого конденсату) у пластовій продукції істотно погіршуються умови експлуатації видобувних свердловин. Через низькі дебіти газу експлуатація свердловин ускладнюється накопиченням рідини на вибоях і в привибійній зоні, а також утворенням пульсуючих (висячих) рідинних пробок в насосно-компресорних трубах з поступовим припиненням природного фонтанування свердловин, а наявність у свердловинній продукції високомінералізованої пластової води може викликати корозію газопромислового обладнання і солевідкладення. На водоплаваючих газових і газоконденсатних родовищах експлуатація свердловин додатково ускладнюється конусоутворенням, яке особливо інтенсивно проявляється в заключний період розробки родовищ у зв'язку із загальним підйомом газоводяного контакту. На окремих родовищах у свердловинах спостерігається зм'яття експлуатаційних колон, витискування пластичних порід, утворення піщаних і глинистих пробок на вибоях, прихоплення колони насосно-компресорних труб (НКТ).

Наведене свідчить про необхідність комплексного підходу до проектування дорозробки виснажених родовищ природних газів з метою видобування залишкових вуглеводнів і підвищення коефіцієнта газонафтоконденсатовилучення, який повинен включати активний вплив на пласт, привибійну зону і стовбур свердловин. Домінуючими в цій тріаді є методи активного впливу на пласт, бо вони в кінцевому результаті визначають кількість вуглеводнів, що будуть витіснені з пористого середовища до вибоїв свердловин. Важлива роль відводиться також методам активного впливу на привибійну зону свердловин, які дають змогу підключити в розробку весь газонафтонасичений розріз продуктивних відкладів, зменшити втрати тиску у

привибійній зоні і тим самим підвищити поточні відбори вуглеводнів та скоротити тривалість періоду дорозробки родовищ. Для забезпечення видобутку залишкових вуглеводнів з виснажених газових і газоконденсатних родовищ необхідно застосовувати ефективні методи підйому рідини із свердловин і боротьби з ускладненнями в процесі їх експлуатації.

Наукові дослідження, проведені в ІФНТУНГ, дають можливість рекомендувати деякі напрямки підвищення вуглеводневилучення з частково виснажених газових і газоконденсатних родовищ.

Газоконденсатні родовища України здебільшого розробляються на режимі виснаження пластової енергії. Тільки на окремих покладах Котелевського газоконденсатного, Новотроїцького і Тимофіївського нафтогазоконденсатних родовищ здійснюється підтримання пластового тиску шляхом зворотного нагнітання сухого газу в пласт. Передбачено підтримання пластового тиску шляхом перпуску газу на Березівському газоконденсатному родовищі. Розробка газоконденсатних родовищ на виснаження супроводжується випаданням з газу вуглеводневого конденсату в межах зміни пластового тиску від початку конденсації до максимальної конденсації вуглеводневої суміші. При початковому вмісті конденсату в газі до 300-600 г/м³, характерному для більшості газоконденсатних родовищ України, конденсат, що випав з газу у пласті, не рухається і не видобувається. Запаси сконденсованих вуглеводнів на родовищах України перевищують 100 млн. тонн. Якщо взяти до уваги, що одна тонна конденсату за виходом світлих нафтопродуктів еквівалентна 2-4 тоннам сирової нафти, то цілком логічним є питання про видобуток сконденсованих вуглеводнів.

Можливим напрямком видобутку конденсату, що випав з газу у пласті, є: переведення його в газову фазу з подальшим видобутком разом з газом шляхом нагнітання в пласт сухого газу високого тиску; використання сухого газу, збагаченого пропан-бутановою фракцією і проміжними вуглеводнями, неуглеводневих газів (азот, димогарні гази, вихлопні гази двигунів внутрішнього згоряння і газотурбінних двигунів), штучних вуглеводневих газів, котрі отримують в результаті парової обробки торфу, вугілля, нафти, конденсату, побічних газоподібних продуктів одержання метанолу з природного газу шляхом неповного окислення природного газу повітрям; створення на базі виснаження газоконденсатних покладів підземних сховищ газу чи переведення газоконденсатних покладів в регулятори газопостачання з циклічним нагнітанням сухого газу; тривале прокачу-

вання через пласт незрівноваженого низько-напірного сухого газу та їх поєднання. Наведені методи вилучення конденсату з виснажених родовищ пов'язані з переважним використанням газу та інших вуглеводнів, що в умовах їх гострого дефіциту стримує широке впровадження цих методів на практиці.

Іншим напрямком підвищення коефіцієнта конденсатовиддачі виснажених газоконденсатних родовищ є витіснення сконденсованих вуглеводнів різними робочими агентами. В ІФНТУНГ виконано широкий комплекс лабораторних досліджень з витіснення сконденсованих вуглеводнів з насипних і зцементованих моделей пласта водою, почерговим закачуванням води і газу (водогазовими сумішами), водними розчинами миролу-1, савенолу SWP і полімеру РДА-1020, розчином жириноксу в конденсаті, облямівками вуглекислого газу і поверхнево-активної полімервмісної системи (ПАПС), яка містить 5% мас. миролу-1 і 0,03% мас. полімеру РДА-1020. Досліди проводились на насипних моделях пласта діаметром 0,015 м, довжиною 0,42 м, абсолютною проникністю 1 мкм^2 , пористістю 0,4 при тиску 2 МПа і температурі 110°C , а також на моделях, складених із зразків пісковиків з горизонтів В-20 і В-22 Рудівсько-Червонозаводського нафтогазоконденсатного родовища, абсолютною проникністю $40,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (пористістю 0,103-0,348), $96 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (пористістю 0,142) і $172 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (пористістю 0,159-0,367) при тиску 30 МПа і температурі 90°C [2, 3].

Узагальнені результати досліджень свідчать про низьку ефективність заводнення виснажених газоконденсатних родовищ. Так, для моделі пласта з абсолютною проникністю $40,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ і початковою конденсатонасиченістю 29,6% коефіцієнт конденсатовилучення становить лише 11,8%. Довилучити конденсат з обводнених пластів можна застосуванням водогазової репресії. Після здійснення п'яти циклів почергового закачування газу і води в об'ємі по 20% від об'єму початково конденсатонасичених пор коефіцієнт конденсатовитіснення зріс до 55,4% (в 4,69 разів).

Ефективнішим є застосування водогазової репресії для вилучення сконденсованих вуглеводнів з виснаженого газоконденсатного покладу без його попереднього заводнення. Так, в дослідях на моделі необхідного пласта з абсолютною проникністю $40,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ і початковою конденсатонасиченістю 34% коефіцієнт витіснення конденсату при здійсненні водогазової репресії становив 63,4%.

Найвищі коефіцієнти конденсатовилучення одержані в дослідях з витіснення скон-

денсованих вуглеводнів облямівкою вуглекислого газу об'ємом 20% від об'єму початково конденсатонасичених пор з переміщенням її по пласту водою і подальшим закачуванням по 5 циклів води і газу. Для моделі пласта з абсолютною проникністю $172 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ і початковою конденсатонасиченістю 23,5% коефіцієнт конденсатовилучення на момент появи води на виході моделі становив 61%, а після водогазової репресії зріс до 80,2%. Для порівняння в дослідях на цій моделі пласта коефіцієнт конденсатовитіснення після заводнення дорівнював 13,9% (при початковій конденсатонасиченості 36,7%), а при здійсненні водогазової репресії в необхідній моделі пласта становив 65,8% (при початковій конденсатонасиченості 40,2%).

Ефективним є також застосування облямівки ПАПС для вилучення сконденсованих вуглеводнів. В дослідях на моделі пласта з абсолютною проникністю $96 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ і початковою конденсатонасиченістю 24,5% послідовно закачувались облямівка ПАПС і облямівка 0,03% мас. водного розчину полімеру РДА-1020, які проштовхувались водою, а потім здійснювалась водогазова репресія. Коефіцієнт конденсатовитіснення на момент обводнення моделі становив 46,5%, а після водогазової репресії зріс до 57,2%.

За результатами проведених досліджень можуть бути рекомендовані для випробування на дослідних ділянках виснажених газоконденсатних покладів з метою витіснення сконденсованих вуглеводнів водогазові суміші, а також облямівки вуглекислого газу і ПАПС з подальшим закачуванням водогазових сумішей.

Спеціалістами ІФНТУНГ і ВАТ "Укрнафта" підібрано першочергові об'єкти (горизонт С-5 Гоголівського газоконденсатного, горизонти В-196 Анастасівського і В-19а Артюхівського нафтогазоконденсатних родовищ та ін.), на яких загалом або на окремих ділянках можуть бути випробувані наведені методи витіснення з пористого середовища сконденсованих вуглеводнів.

Розробка газоконденсатних родовищ на виснаження супроводжується накопиченням сконденсованих вуглеводнів у привибійній зоні свердловин, що призводить до зниження фазової проникності пористого середовища для газу і дебітів газу і конденсату. В ІФНТУНГ розроблена технологія підвищення продуктивності газоконденсатних свердловин в умовах випадання з газу конденсату [4]. Вона передбачає попереднє очищення пористого середовища у привибійній зоні від речовин, що його забруднюють (тверді вуглеводні, фільтрат і тверді частинки бурового розчину, сконденсовані вуглеводні, вода)

шляхом продувки свердловини в ємність – сепаратор з подальшим закачуванням у привибійну зону вуглеводневого розчинника (наприклад, широкої фракції легких вуглеводнів та ін.) і водопоглинач (наприклад, метилового чи ізопропилового спиртів та ін.). Наступним етапом реалізації запропонованої технології є закачування у привибійну зону водного чи водометанольного розчину поверхнево-активної речовини (ПАР). ПАР сприяє руйнуванню плівки конденсату на поверхні порових каналів і адсорбується на пористому середовищі, гідрофілізуючи його, а робочий розчин ПАР як гідрофільна рідина заповнює порові канали. У ряді низьконапірних свердловин вуглеводневий розчинник, водопоглинач і робочий розчин ПАР закачують у привибійну зону в аерованому вигляді. Після витримування робочого розчину ПАР у привибійній зоні протягом 4-8 годин свердловину продувають через ємність – сепаратор з подальшим переключенням в роботу на установку комплексної підготовки газу. В умовах гідрофільного пористого середовища і заповнення частини порових каналів гідрофільною рідиною зменшується нерухома частина гідрофобної фази (конденсату), тобто знижується насиченість пористого середовища конденсатом. В результаті зростають фазові проникності для газу і конденсату і збільшуються дебіти свердловин. За результатами виконаних в ІФНТУНГ досліджень підібрано типи ПАР і робочих розчинів, обґрунтовано концентрацію ПАР в робочому розчині і технологію проведення обробок привибійних зон свердловин в різних геолого-промислових умовах. Проведено успішні випробування технології на газоконденсатних свердловинах в НГВУ “Охтирканафтогаз”, НГВУ “Полтаванафтогаз” і ГПУ “Полтавагазвидобування”. За промисловими даними тривалість ефекту від обробок свердловин коливається від 3 до 6 місяців, після чого потрібно проводити повторні обробки свердловин.

Серйозною є проблема експлуатації обводнення газових і газоконденсатних свердловин. З появою рідини (води і вуглеводневого конденсату) в пластовій продукції зменшуються дебіти газу і свердловини поступово припиняють фонтанування, що потребує застосування механізованих методів їх експлуатації. В ІФНТУНГ розроблено комплекс технологій і технічних пристроїв для інтенсифікації роботи обводнення газових і газоконденсатних свердловин. Вони включають: вибір оптимальної конструкції колони насосно-компресорних труб; застосування ежек-

торних пристроїв для зниження устєвого тиску; нові типи диспергаторів та їх поєднання із введенням в газорідний потік спінуючих ПАР для зменшення втрат тиску в насосно-компресорних трубах; нові способи введення спінуючих ПАР у свердловину; нові типи плунжерів для експлуатації свердловин плунжерним ліфтом; нові типи свердловинних струминних насосів для піднімання рідини із свердловин; застосування газліфта та газоструминних насосів для експлуатації свердловин; способи і пристрої для боротьби з піноутворенням в системі підготовки газу та ін. Окремі з цих розробок впроваджені у виробництво.

Наведені дані свідчать про наявність широкого арсеналу технологій і технічних пристроїв, використання яких дає можливість інтенсифікувати процес дорозробки виснажених газоконденсатних родовищ і підвищити коефіцієнти кінцевого газоконденсатовилучення. Сьогоднішній стан з газонафтозабезпеченням вимагає якнайшвидшого впровадження їх у виробництво.

Слід зазначити, що в ІФНТУНГ є ряд наукових розробок щодо підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення обводнених та водоплаваючих газових родовищ і нафтових об'єктів на газоконденсатних родовищах, але вони будуть предметом розгляду в інших статтях.

1. Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов. - М.: Недра, 1992.-255с.

2. Кондрат О.Р. Експериментальні дослідження витіснення сконденсованих вуглеводнів з газоконденсатних родовищ розчинами ПАР // Нафт. і газ. пром-сть. – 2000. – №1. – С.34-38.

3. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Михайлюк В.Д. Вилучення сконденсованих вуглеводнів частково виснажених газоконденсатних родовищ // Зб. наук. праць: Матер. 6-ої Міжнар. наук.-практ. конф. “Нафта і газ України – 2000”, Івано-Франківськ, 30 жовтня - 3 листопада. Т. 2. – Івано-Франківськ, 2000. – С. 126-131.

4. Кондрат Р.М., Марчук Ю.В. Технология и техника эксплуатации газоконденсатных скважин в осложненных условиях // Обзор. информ. Сер.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1989. – Вып.7. – 38 с.