

Виробничий досвід

УДК 622.279.23/4

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ РОЗРОБКИ АРХАНГЕЛЬСЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА З ВНУТРІШНЬОСВЕРДЛОВИНИМ ПЕРЕПУСКОМ ГАЗУ З МАЙКОПСЬКИХ В ТОРТОНСЬКІ ВІДКЛАДИ

¹Р.М.Кондрат, ²І.А.Франчук, ¹О.Р.Кондрат, ¹Р.С.Яремійчук, ²М.Б.Харитонов, ²П.М.Мельничук

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

²ДАТ “Чорноморнафтогаз”, АР Крим, м. Сімферополь, вул. Кірова, 52,
тел. (0652) 523400

Охарактеризовано состояние раздельной разработки майкопских и тортонских отложений и эксплуатации скважин Архангельского газового месторождения. Рассмотрены различные варианты дальнейшей разработки месторождения. Показана технологическая эффективность организации внутрискважинного перепуска газа из слабосцементированных майкопских отложений в тортонские отложения через пробуренные дополнительно перепускные скважины и отбора газа с тортонских отложений через пробуренные дополнительно скважины с горизонтальным заканчиванием ствола.

The condition of separately development of maykop and torton sediments and exploitation of wells of Arhangelsk gas field were characterized. The technological effectiveness of organize of downhole overflow from slightly cemented maykop sediments through extra drilled wells and gas extraction from maykop sediments through extra drilled horizontal wells were demonstrated

Архангельське газове родовище розташоване в північно-західній частині шельфу Чорного моря. Промислові скупчення газу приурочені до горизонту N-1t тортонських відкладів з глибиною залягання 610-630 м і горизонту M-V майкопських відкладів з глибиною залягання 850-932 м, які розробляються роздільними сітками свердловин. Незначні запаси газу приурочені до горизонту M-III майкопських відкладів, який не розробляється.

Колектори тортонських відкладів (горизонт N-1t) представлені прошарками вапняків, які чергуються з непроникиними глинистими вапняками і мергелем. Середня газонасичена товщина вапняків становить 2,1 м; коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,6; коефіцієнт відкритої пористості – 0,22; коефіцієнт проникності – 0,054 мкм²; пластова температура – 281 К; відносна густина газу – 0,56. Початковий пластовий тиск дорівнював 6,6 МПа, початкові затверджені балансові запаси газу – 170 млн.м³.

Колектори майкопських відкладів (горизонт M-V) представлені прошарками глинистих алевритів та алевролітів з домішкою пеліту, які чергуються з темно-сірими глинами. Вміст але-

вритої фракції з розмірами частинок 0,01-0,07 мм досягає 58,12%, вміст пелітової фракції з розмірами частинок менше 0,01 мм не перевищує 32,59%. Середня газонасичена товщина горизонту M-V становить 11,1 м; коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,56; коефіцієнт відкритої пористості – 0,29; коефіцієнт проникності – 0,03 мкм²; пластова температура – 312 К; відносна густина газу – 0,56. Початковий пластовий тиск дорівнював 10,6 МПа, початкові затверджені балансові запаси газу – 4909 млн.м³.

Розробка покладу горизонту M-V розпочата в листопаді 1992 р. Для відбору газу на горизонт M-V пробурено із стаціонарної морської платформи одну вертикальну свердловину (11) і сім похило-скерованих свердловин (10, 12, 13, 14, 15, 16, 17) в радіусі близько 1200 м. На 1.01.2005 р. в експлуатаційному фонді знаходилось шість свердловин (12, 13, 14, 15, 16, 17).

Розробка тортонського покладу N-1t розпочата у 2001 р. свердловиною 11, яка була переведена з майкопських відкладів. У грудні 2001 р. на тортон переведена також з майкопських відкладів свердловина 10. На 1.01.2005 р.

дебіти свердловин 10 і 11 становили 16 і 20 тис.м³/д, робочі тиски на гирлах – 5,39 і 5,78 МПа відповідно.

Колектори горизонту М-V складені нестійкими слабкоцементованими породами, які по суті являють собою текучу водо-глино-піщану суміш. У процесі експлуатації свердловин порода і вода виносяться із пласта у свердловини з утворенням на вибоях рідких глинисто-піщаних пробок. Обладнання вибоїв свердловин 12, 13, 14, 15, 16, 17 склопластиковими фільтрами дало змогу тільки частково зменшити винесення породи з пласта порівняно із свердловинами 10 і 11, в яких експлуатаційна колона в зоні продуктивного горизонту М-V зацементована і перфорована. Для забезпечення заданих відборів газу періодично здійснюється продування свердловин, подача на вибій водних розчинів спінюючих поверхнево-активних речовин (ПАР) і зворотне промивання свердловин з використанням комплексної суміші. Періодична подача на вибій розчинів ПАР дозволила стабілізувати роботу свердловин 13, 14. Свердловини 12, 15, 17, незважаючи на систематичні продувки і подачу на вибій розчинів ПАР, експлуатуються періодично через неперервне утворення на вибоях нових глинисто-піщаних пробок і скупчення води. На 1.01.2005 р. відбір газу з майкопських відкладів змінювався від 1 тис.м³/д (свердловини 12, 15) до 17 тис.м³/д (свердловина 16), робочі тиски на буферах свердловин коливались в межах 4,8-5,88 МПа.

За промисловими даними з використанням залежностей зведеного пластового тиску від накопиченого відбору газу як для всього покладу, так і для окремих свердловин, уточнено початкові запаси газу майкопських і тортонських відкладів, що дренуються наявним фондом свердловин. Для покладу горизонту М-V початкові запаси газу, обчислені за питомими об'ємами дронування окремих свердловин, становлять: мінімальні – 1530,672 млн.м³, максимальні – 1959,54 млн.м³. Запаси газу, обчислені з використанням залежності зведеного пластового тиску від накопиченого відбору газу для всього покладу горизонту М-V, дорівнюють 1472,62 млн.м³. В обох випадках запаси газу, що дренуються, є меншими від початкових запасів газу, затверджених ДКЗ в обсязі 4909 млн.м³. Однією з причин такої невідповідності запасів газу може бути “заниження” значень поточного пластового тиску. Пластовий тиск визначався розрахунковим шляхом в зоні дронування свердловин за результатами виміру статичних тисків на гирлах без врахування значень і характеру розподілу тиску у периферійній зоні. Вибой видобувних свердловин розташовані в зоні радіусом близько 1200 м, площа якої становить лише 10% від загальної площі газоносності. В умовах низькопроникних порід, що характерно для горизонту М-V, газ з периферійної зони не встигає перетікати в зону відбору, що призводить до “заниження” поточного пластового тиску в зоні відбору газу.

Запаси газу тортонських відкладів (горизонт N-1t), обчислені за питомими об'ємами

дронування окремих свердловин і з використанням залежності зведеного пластового тиску від накопиченого відбору газу для всього тортонського покладу, становлять близько 770 млн.м³ і перевищують запаси газу, затверджені ДКЗ в обсязі 174 млн.м³. Така невідповідність запасів газу може бути пов'язана як із заниженими балансовими запасами, так і з проявом водонапірного режиму. Тому необхідно провести переінтерпретацію наявних матеріалів про геологічну будову майкопських і тортонських відкладів з метою уточнення значень підрахункових параметрів і запасів газу.

Через невідповідність балансових і дренованих запасів газу спостерігається значна різниця між відборами газу і зниженням пластового тиску в покладах. Так, з початку розробки на 1.01.2005 р. з майкопських відкладів відібрано 6,45% газу від балансових запасів, а пластовий тиск знизився на 25% (з 10,6 до 7,95 МПа). У тортонських відкладах при відборі 28% газу від балансових запасів пластовий тиск знизився тільки на 5,3% (з 6,6 до 6,25 МПа). Наведені дані підтверджують висновок про невідповідність запасів газу в майкопських і тортонських відкладах затвердженим в ДКЗ і можливе “заниження” поточних пластових тисків в обох покладах.

Стан розробки покладу горизонту М-V є незадовільним і характеризується низькодебітністю свердловин, постійним руйнуванням привибійних зон пласта з утворенням на вибоях свердловин глинисто-піщаних пробок і низьким річним відбором газу (0,26% від початкових запасів газу у 2004 р.). За таких умов розробка майкопських відкладів продовжуватиметься невинновдано великий строк (понад 100 років), що економічно не вигідно.

Поряд із забезпеченням стабільної експлуатації наявних видобувних свердловин одним із можливих варіантів інтенсифікації видобування газу з майкопських відкладів і підвищення їх газовилучення є організація, за пропозицією спеціалістів ДАТ “Чорноморнафтогаз”, перепуску газу з майкопських відкладів в тортонські відклади через спеціально пробурені та обладнані перепускні свердловини з одночасним відбором газу, що перетікає з майкопських відкладів, через пробурені додатково видобувні свердловини на тортонські відклади, в т.ч. з горизонтальним закінченням стовбура.

З метою оцінки ефективності процесу внутрішньосвердловинного перепуску газу з майкопських в тортонські відклади виконано газодинамічні розрахунки технологічних показників розробки Архангельського родовища для таких вихідних даних на 1.01.2005 р. Тортонські відклади (горизонт N-1t): початковий пластовий тиск $P_{поч.1} = 6,6$ МПа; пластова температура $T_{пл.1} = 281$ К; накопичений видобуток газу $Q_{вид.1} = 48,760$ млн.м³; середній дебіт свердловини в грудні 2004 р. $q_1 = 18$ тис.м³/д; сумарний дебіт всіх свердловин в грудні 2004 р. $q_{сум.1} = 36$ тис.м³/д; середній робочий тиск на гирлі свердловин $P_{y1} = 5,6$ МПа; середня температура на гирлі свердловин $T_{y.1} = 279$ К; кількість видобу-

вних свердловин $n_1=2$; відстань від гирла до середини інтервалу перфорації діючих свердловин $L_1=642,65$ м; внутрішній діаметр насосно-компресорних труб $d_{вн.1}=0,062$ м; коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони діючих свердловин (за промисловими даними):

$$A_1 = 0,141 \frac{(МПа)^2 \cdot \delta}{\text{тис.м}^3}, B_1 = 0,000629 \left(\frac{МПа \cdot \delta}{\text{тис.м}^3} \right)^2$$

Майкопські відклади (горизонт М-V): $P_{поч.2} = 10,6$ МПа; $T_{пл.2}=312$ К; $Q_{вн.2}=316,661$ млн.м³; $q_2=5,67$ тис.м³/д; $q_{сум.2}=34$ тис.м³/д; $P_{y2}=5,39$ МПа; $T_{y2}=279$ К; $n_2=6$; $L_2=1080,58$ м; $d_{вн.2}=0,062$ м;

$$A_2 = 0,15 \frac{(МПа)^2 \cdot \delta}{\text{тис.м}^3}, B_2 = 0,001416 \left(\frac{МПа \cdot \delta}{\text{тис.м}^3} \right)^2$$

Відносна густина газу для обох покладів прийнята рівною 0,56, коефіцієнт експлуатації свердловин – 0,9. Внутрішній діаметр експлуатаційної колони дорівнює 0,1403 м. В розрахунках прийнято, що діючі свердловини експлуатуються на технологічному режимі постійної депресії тиску на пласт, а після зниження робочого тиску на гирлі до 1,56 МПа переводяться на експлуатацію з постійним тиском на гирлі.

Теоретичні дослідження внутрішньосвердловинного перепуску газу з майкопських у тортонські відклади з одночасним відбором газу, що перепускається з тортонських відкладів, виконувались за методикою розрахунку показників розробки газового родовища при газовому режимі [1, 2] для таких розрахункових варіантів.

1-й варіант

Майкопські і тортонські відклади розробляються роздільно наявним фондом відповідно з 6-ти і 2-х свердловин. Початкові запаси газу прийняті рівними балансовим запасам відповідно 4909 і 174 млн.м³.

Згідно з результатами розрахунків розробка майкопських відкладів при значенні поточного пластового тиску 9,963 МПа та уточненій поточній депресії тиску на пласт 4,138 МПа продовжується 751 рік, що нереально. З 2225 р. свердловини експлуатуються на технологічному режимі постійного робочого тиску на гирлі.

Розробка тортонських відкладів наявним фондом з двох свердловин при балансових запасах газу (174 млн.м³) неможлива, оскільки “занижується” розрахункове значення поточного пластового тиску на 01.01.2005 р. (4,893 МПа). При фактичних промислових значеннях середнього робочого тиску на гирлі свердловин (5,6 МПа) і дебіту газу (18 тис.м³/д) розрахунковий вибійний тиск (5,89 МПа) навіть без врахування наявності рідини в потоці газу і можливого стовпа рідини на вибої перевищує розрахунковий пластовий тиск.

2-й варіант

Майкопські і тортонські відклади розробляються роздільно наявним фондом відповідно з 6-ти і 2-х свердловин. Початкові запаси газу майкопських відкладів прийняті рівними 60%

від балансових запасів – 0,6·4909=2945,4 млн.м³ (близько половини суми балансових та уточнених за промисловими даними запасів газу), а запаси газу тортонських відкладів – рівними уточненим за промисловими даними запасам в обсязі 770 млн.м³. Такі самі значення початкових запасів газу прийняті в подальших розрахункових варіантах.

Згідно з другим варіантом розробка майкопських відкладів наявним фондом із шести свердловин при уточнених запасах газу (2945,4 млн.м³) прискорюється порівняно з першим варіантом. На режим постійного тиску на гирлі (1,56 МПа) свердловини переходять уже у 2145 році, а загальний термін розробки майкопських відкладів становить 451 рік.

Розробка тортонських відкладів наявним фондом з двох свердловин при уточнених запасах газу (770 млн.м³) продовжується 69 років. На режим постійного тиску на гирлі (1,56 МПа) свердловини переходять у 2062 році.

Як при балансових, так і при уточнених запасах газу розробка майкопських відкладів наявним фондом із 6-ти видобувних свердловин за традиційною технологією є нереально тривалою в часі. Тому необхідні нові підходи до розробки родовищ такого типу.

3-й варіант

Здійснюється перепуск газу з майкопських у тортонські відклади через пробурену додатково у 2006 році перепускну свердловину з одночасним відбором газу з майкопських відкладів через наявні 6 свердловин і з тортонських відкладів через наявні 2 свердловини. Запаси газу майкопських і тортонських відкладів прийнято рівними уточненим запасам відповідно 2945,4 і 770 млн.м³.

У розрахунках прийнято, що внутрішній діаметр експлуатаційної колони в перепускну свердловині дорівнює 0,1403 м; відстань від гирла перепускну свердловини до середини інтервалу перфорації: в тортонських відкладах – 630 м, в майкопських відкладах – 870 м; відстань між серединами інтервалів перфорації тортонських і майкопських відкладів – 240 м. Значення коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони майкопських і тортонських відкладів у перепускну свердловині прийнято за аналогією з видобувними свердловинами.

Згідно з результатами розрахунків перепуску газу з майкопських в тортонські відклади через пробурену додатково перепускну свердловину з одночасним відбором газу з майкопських і тортонських відкладів через наявні видобувні свердловини прискорює процес розробки майкопських відкладів. Так, за відсутності перепуску газу пластовий тиск в майкопських відкладах зменшується до 2,46 МПа через 304 роки (у 2308 р.), а з перепуском газу – через 211 років (у 2215 р.).

Початковий дебіт газу, що перетікає з майкопських в тортонські відклади, становить 95,61 тис.м³/д і знижується до 44,8 тис.м³/д – через 10 років з початку перепуску газу (у 2015 р.), до 23,67 тис.м³/д – через 20 років (у 2025 р.), до

15,49 тис.м³/д – через 50 років (у 2055 р.), до 11,69 тис.м³/д – через 100 років (у 2105 р.).

Перепуск газу з майкопських у тортонські відклади призводить до зростання пластового тиску в тортонських відкладах з 6,22 МПа на 1.01.2006 р. до 7,14 МПа через 12 років (у 2017 р.). Одночасно зростає середній дебіт свердловини з тортонських відкладів з 18 тис.м³/д на 1.01.2006 р. до 20,56 тис.м³/д через 12 років (у 2017 р.). В подальшому пластовий тиск і дебіт середньої свердловини з тортонських відкладів зменшуються, але з меншим темпом, ніж у випадку розробки тортонських відкладів без перепуску газу з майкопських відкладів. За рахунок більшого дебіту газу із свердловин тортонських відкладів поступово зростає додатковий видобуток газу з родовища – з 30,51 млн.м³ (на 4,82%) у 2017 р. до 84,45 млн.м³ (на 5,36%) у 2070 р.

4-й варіант

Здійснюється перепуск газу з майкопських у тортонські відклади через пробурену додатково у 2006 році перепускную свердловину з одночасним відбором газу з майкопських відкладів через наявні шість свердловин і з тортонських відкладів – через наявні дві свердловини. Крім того, у 2007 р. уводиться додатково в експлуатацію на тортонські відклади свердловина з горизонтальним закінченням стовбура. Початкові запаси газу в майкопських і тортонських відкладах прийняті рівними уточненим запасам (відповідно 2945,4 і 770 млн.м³).

Довжина горизонтального стовбура свердловини в тортонських відкладах прийнята рівною 100 м, відстань від гирла горизонтальної свердловини до середини газонасиченої товщини тортонських відкладів – 630 м, внутрішній діаметр насосно-компресорних труб – 0,079 м. Горизонтальна свердловина експлуатується на режимі постійного дебіту газу з подальшим переходом на режим постійного тиску на гирлі (1,56 МПа). Початковий дебіт горизонтальної свердловини прийнято рівним 75; 100; 125; 150 тис.м³/д. Розрахунки показників розробки тортонських відкладів з використанням свердловин різного профілю: вертикальної (свердловина 11), похило-скерованої (10) і похило-скерованої з горизонтальним закінченням стовбура виконано за залежностями, наведеними в роботах [3-7].

Результати розрахунків свідчать про високу ефективність використання горизонтальних свердловин для розробки Архангельського родовища. Порівняно з третім варіантом з перепускною свердловиною буріння на тортонські відклади додаткової свердловини з горизонтальним закінченням стовбура призводить до прискорення темпу падіння пластового тиску в тортонських відкладах і відповідно до збільшення дебіту газу, що перетікає з майкопських у тортонські відклади, поточних і накопичених відборів газу з родовища. Так на 10-й рік розробки родовища (2015 рік) при початковому дебіті горизонтальної свердловини 75; 100; 125; 150 тис.м³/д порівняно з третім варіантом без

буріння горизонтальної свердловини поточний пластовий тиск в майкопських відкладах зменшується з 8,29 МПа до 8,11; 8,06; 8,03; 7,99 МПа, в тортонських відкладах – з 7,12 МПа до 5,76; 5,3; 4,83; 4,35 МПа; річний відбір газу з родовища збільшується з 2,287 млн.м³/рік до 44,865; 52,183; 59,505; 66,804 млн.м³/рік накопичений відбір газу з родовища зростає з 618,18 млн.м³ до 849,896; 919,244; 988,783; 1058,244 млн.м³.

При дебіті горизонтальної свердловини 75; 100; 125; 150 тис.м³/д постійний відбір газу з неї підтримується відповідно 40; 26; 17; 12 років. Після цього свердловина переводиться на режим експлуатації з постійним тиском на гирлі (1,56 МПа).

При початковому дебіті горизонтальної свердловини на тортонські відклади 75; 100; 125; 150 тис.м³/д дебіт газу, що перетікає з майкопських в тортонські відклади через перепускную свердловину, на кінець 2007 р. становить відповідно 85,14; 86,77; 87,98; 89,17 тис.м³/д. Якщо при початкових дебітах горизонтальної свердловини 75; 100; 125 тис.м³/д спостерігається поступове зниження дебіту газу, що перетікає, до 72,11; 79,61; 86,23 у 2015 році, то при початковому дебіті горизонтальної свердловини 150 тис.м³/д дебіт газу, що перетікає, спочатку зростає до 92,31 тис.м³/д у 2013 р., після чого знижується.

Незважаючи на використання однієї перепускної та однієї горизонтальної свердловини, тривалість розробки родовища залишається великою. Так, при початковому дебіті горизонтальної свердловини 75; 100; 125; 150 тис.м³/д розробка родовища закінчується відповідно у 2085; 2052, 2043, 2037 роках через виснаження тортонських відкладів за наявності ще значних залишкових запасів газу в майкопських відкладах, поточний пластовий тиск в яких на вказану дату становить відповідно 3,37; 4,53; 5,04; 5,46 МПа.

В цих умовах інтенсифікувати процес розробки родовища за розглядуваною схемою можна збільшенням кількості свердловин для перепуску газу з майкопських у тортонські відклади і кількості свердловин з горизонтальним закінченням стовбура на тортонські відклади, а також підвищенням продуктивності двох наявних свердловин на тортонські відклади і переведенням окремих низькодебітних свердловин з майкопських на тортонські відклади.

5-й варіант

Здійснюється перепуск газу з майкопських у тортонські відклади через пробурені додатково чотири перепускні свердловини (2006 р. – 1, 2007 р. – 1, 2008 р. – 2) з одночасним відбором газу з майкопських відкладів через наявні шість свердловин і з тортонських відкладів через наявні дві свердловини і пробурені додатково на тортонські відклади дві свердловини з горизонтальним закінченням стовбура (2007 р. – 1, 2008 р. – 1). Початкові запаси газу в майкопських і тортонських відкладах прийняті рівними уточненим запасам (відповідно 2945,4 і 770

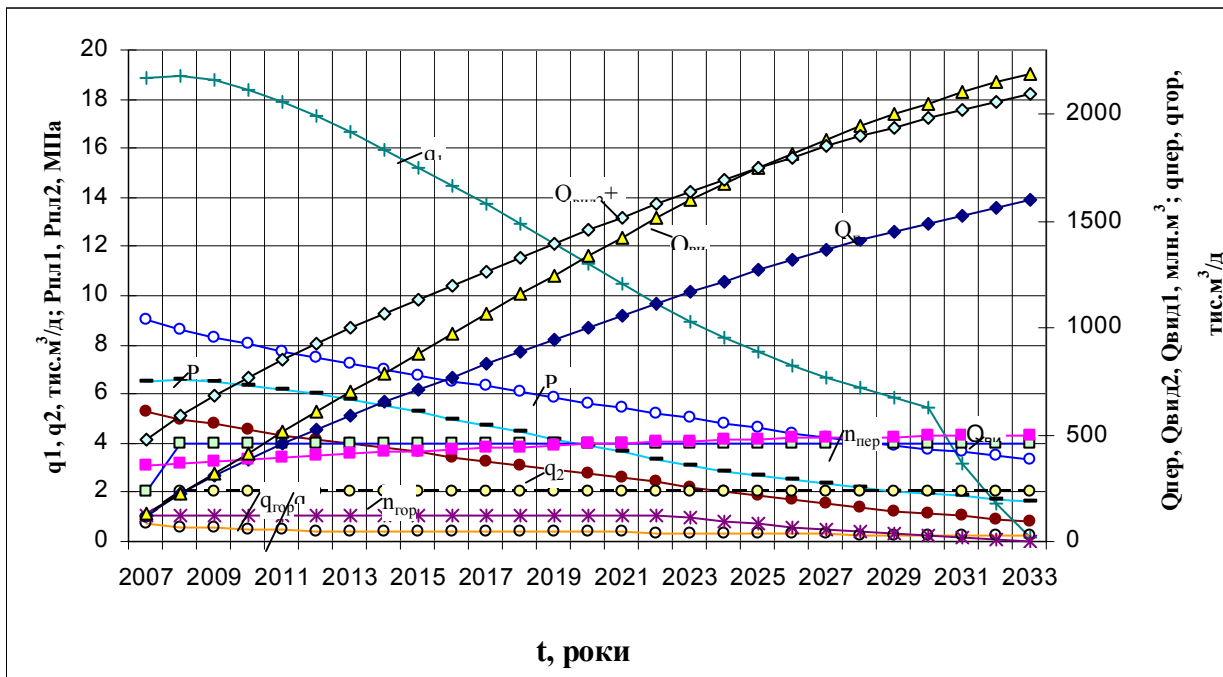


Рисунок 1 — Зміна в часі основних показників розробки Архангельського родовища при перепуску газу з майкопських відкладів (горизонт M-V) у тортонські відклади (горизонт N-1) з відбором газу з майкопських і тортонських відкладів через наявні видобувні свердловини та додатковим уведенням в експлуатацію перепускних і горизонтальних свердловин на тортонські відклади з початковим дебітом газу 125 тис.м³/д

млн.м³). Початковий дебіт горизонтальної свердловини прийнято рівним 75; 100; 125; 150 тис.м³/д. Інші дані взято за аналогією з 4-м варіантом.

На рисунку 1 для прикладу показано графіки зміни в часі основних показників розробки Архангельського газового родовища при перепуску газу з майкопських в тортонські відклади через чотири перепускні свердловини та відборі газу з майкопських відкладів через наявні шість свердловин і з тортонських відкладів через наявні дві свердловини та пробурені додатково дві свердловини з горизонтальним закінченням стовбуру з початковим дебітом газу 125 тис.м³/д (де $P_{пл.1}$, $P_{пл.2}$ – поточний пластовий тиск відповідно в тортонських і майкопських відкладах; $Q_{вид.1}$ – накопичений видобуток газу з тортонських відкладів через наявні дві свердловини і пробурені додатково дві горизонтальні свердловини; $Q_{пер}$ – сумарна кількість газу, що перетікає з майкопських в тортонські відклади; $q_{гор.}$, $q_{пер.}$ – відповідно дебіт горизонтальної і перепускної свердловини; q_1 , q_2 – відповідно середній дебіт наявних свердловин на майкопські і тортонські відклади; $n_{гор.}$, $n_{пер.}$ – відповідно кількість горизонтальних і перепускних свердловин).

Згідно з результатами розрахунків при уведенні в експлуатацію додаткових перепускних і горизонтальних свердловин зростають в часі темпи відбору газу і накопичені відбори газу з родовища, дебіт газу та сумарна кількість газу, що перетікає з майкопських в тортонські відклади, скорочується термін розробки родовища.

Порівняно з четвертим варіантом з однією перепускною та однією горизонтальною свердловинами у п'ятому варіанті з чотирма перепускними і двома горизонтальними свердловинами з початковими дебітами 75; 100; 125; 150 тис.м³/д термін дорозробки родовища, починаючи з 1.01.2005 р., скорочується відповідно з 81 року (2085 р.) до 43 років (2047 р.); з 48 років (2052 р.) до 34 років (2038 р.); з 39 років (2043 р.) до 29 років (2033 р.); з 33 років (2037 р.) до 26 років (2030 р.), а накопичений відбір газу зростає відповідно з 2105,04 до 2821,437 млн.м³; з 1942,73 до 2737,49 млн.м³; з 1865,1 до 2665,87 млн.м³; з 1777,31 до 2574,678 млн.м³.

Аналогічно, як і в попередньому варіанті, розробка родовища закінчується через виснаження тортонських відкладів за наявності ще значних запасів газу в майкопських відкладах. Для заданого значення робочого тиску на буфері свердловин (1,56 МПа) дебіт газу із свердловин, пробурених на тортонські відклади, в розрахунках на подальші роки стає від'ємним. При початковому дебіті горизонтальної свердловини 75; 100; 125; 150 тис.м³/д поточний пластовий тиск в майкопських відкладах на момент закінчення розробки родовища дорівнює відповідно 2,86; 3,17; 3,35; 3,46 МПа.

Як для четвертого, так і для п'ятого варіанту, звертає на себе увагу зменшення накопиченого відбору газу з родовища із збільшенням дебіту горизонтальної свердловини. Наведене пояснюється тим, що при одній горизонтальній свердловині недостатньо однієї перепускної свердловини, а при двох горизонтальних свердловинах недостатньо чотирьох перепускних

свердловин для внутрішньосвердловинного перепуску газу з майкопських в тортонські відклади.

Підвищення коефіцієнта кінцевого газовилучення Архангельського родовища може бути досягнуто зменшенням робочого тиску на гирлі видобувних свердловин і збільшенням дебіту газу, що перетікає з майкопських в тортонські відклади за рахунок буріння додаткових перепускних свердловин, збільшення діаметра експлуатаційної колони в перепускних свердловинах та зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів (збільшення коефіцієнта проникності) привибійної зони в майкопських відкладах.

Додаткові теоретичні дослідження, виконані за вихідними даними для третього, четвертого і п'ятого варіантів, але при збільшенні внутрішнього діаметра експлуатаційної колони в перепускній свердловині з 0,1403 до 0,216 м свідчать про його незначний вплив на результати розрахунків. Накопичені відбори газу і кінцеві пластові тиски для різних діаметрів експлуатаційної колони відрізняються до 0,5 %. Таке незначне відхилення значень досліджуваних величин пов'язане з малою відстанню між серединами інтервалів перфорації майкопських і тортонських відкладів у перепускній свердловині (240 м), яке не могло істотно вплинути на результати розрахунків.

За результатами досліджень в окремих розрахункових варіантах відзначена досить висока депресія тиску на майкопські відклади у перепускній свердловині, яка досягає 3,71 МПа і може призвести до їх руйнування. Тому основними напрямками підвищення вуглеводневилучення та інтенсифікації розробки Архангельського газового родовища поряд із зниженням робочого тиску на гирлі видобувних свердловин, здійсненням внутрішньосвердловинного перепуску газу з майкопських в тортонські відклади і бурінням свердловин з горизонтальним закінченням стовбура на тортонські відклади, є зменшення втрат тиску у привибійній зоні майкопських відкладів у перепускних свердловинах і попередження руйнування слабозцементованих майкопських відкладів. Одним із шляхів боротьби з піскопроявленням є створення попередньо напружених гравійних фільтрів [8] шляхом розмивання привибійної зони майкопських відкладів на максимально можливу відстань від осі свердловини і заповнення її під тиском гравієм або матеріалом з подвійною пористістю і проникністю [9].

Таким чином, результати проведених досліджень свідчать про високу технологічну ефективність способу розробки Архангельського газового родовища шляхом внутрішньосвердловинного перепуску газу з майкопських в тортонські відклади через пробурені додатково перепускні свердловини і відбору газу з тортонських відкладів через пробурені додатково на ці відклади свердловини з горизонтальним закінченням стовбура.

Література

1. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1989. – 334 с.
2. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. – К.: Львів, 1992. – 620 с.
3. Алиев З.С., Шеремет В.В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты. – М.: Недра, 1995. – 130 с.
4. Методика обработки результатов гидродинамических исследований горизонтальных газовых скважин. – М.: ВНИИГаз, 1999. – 58 с.
5. Черных В.А. Гидрогазодинамика горизонтальных газовых скважин. – М.: ВНИИГаз, 1999. – 189 с.
6. Степанов Н.Г. Масленников В.В., Черных В.В. Эффективность применения горизонтальных скважин при разработке газовых месторождений. – М.: ВНИИГаз, 2000. – 84 с.
7. Микитко І.Т., Середницький Л.М., Сухан В.С. Оцінювання технологічної та економічної ефективності розробки нафтових покладів горизонтальними свердловинами // Нафтова і газова промисловість. – 2004. – №4. – С. 23-25.
8. Пятахин М.В. Напряженный фильтр для стабилизации призабойной зоны скважин. // Газовая промышленность. – 2004. – №11. – С. 64-68.
9. Чарыев О.М. Повышение эффективности и надежности эксплуатации пескопроявляющих скважин на основе использования новых систем наполнителей и технологии их применения // Нефтяная и газовая промышленность: сер. Техника и технология добычи нефти и обустройства нефтяных месторождений. – М., 1991. – №7. – С. 10-13.