

# Наука — виробництву

УДК 622.279.5

## ОСОБЛИВОСТІ РОЗРОБКИ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ АРХАНГЕЛЬСЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА І ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИДОБУВАННЯ ГАЗУ ТА КОЕФІЦІЄНТА ГАЗОВИЛУЧЕННЯ

<sup>1</sup>Р.М.Кондрат, <sup>2</sup>М.Б.Харитонов, <sup>1</sup>О.Р.Кондрат, <sup>2</sup>П.М.Мельничук

<sup>1</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,  
e-mail: kondrat@nuing.edu.ua

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

*Рассмотрены особенности разработки и эксплуатации майкопских и тортоновских отложений Архангельского газового месторождения. Обсуждены возможные направления борьбы с пескопроявлением в скважинах и интенсификации добычи газа с низкопроницаемых нецементированных майкопских отложений.*

*Peculiar properties of development and exploitation of maykop and torton sediments of Arhangelsk gas field were considered.*

*Possible directions of fighting with sand exclusion in gas wells and stimulation of gas production from uncemented sand of maykop sediments were proved.*

Архангельське газове родовище розташоване в нейтральних водах північно-західної частини шельфу Чорного моря. Промислово-газонасними на родовищі є відклади тортону (горизонт N-1t) з глибиною залягання 610-630 м і майкопу (горизонт M- V) з глибиною залягання 850-932 м. Незначні скупчення газу приурочені також до горизонту M-III майкопських відкладів.

Колектори горизонту N-1t представлені прошарками органогенно-детритових вапняків і вапнякових алевритів та алевролітів, які чергуються з непроникними породами. Коефіцієнт відкритої пористості газонасичених відкладів тортону становить 0,22, коефіцієнт газонасиченості – 0,6, коефіцієнт проникності – 0,054 мкм<sup>2</sup>, початковий пластовий тиск – 6,6 МПа, пластова температура – 281 К, відносна густина газу – 0,56, початкові балансові запаси газу – 174 млн.м<sup>3</sup>.

Продуктивні відклади горизонту M-V представлені переважно прошарками нецементованих глинистих алевритів та алевролітів з домішкою пеліту, які чергуються з темно-сірими глинами. Для порід-колекторів визначальною є алевритова фракція з розмірами частинок 0,01-0,07 мм, вміст якої досягає 58,21%. При цьому вміст пелітової фракції з розмірами частинок менше 0,01 мм становить 32,59%. Коефіцієнт відкритої пористості газонасичених відкладів майкопу (горизонт M-V) становить

0,29, коефіцієнт газонасиченості – 0,56, коефіцієнт проникності – 0,03 мкм<sup>2</sup>, початковий пластовий тиск – 10,6 МПа, пластова температура – 312 К, відносна густина газу – 0,56, балансові запаси газу – 4909 млн.м<sup>3</sup>.

Родовище відкрите в 1997 р. В 1992 р. розпочата розробка покладу горизонту M-V. Для цього з морської стаціонарної платформи пробурено вісім свердловин, з них одна – вертикальна (11) і сім – похило-скерованих (10, 12, 13, 14, 15, 16, 17). Розробка тортоновських відкладів розпочата у 2001 р. свердловиною 11, яка спочатку експлуатувала майкопські відклади, але через різке зниження дебіту газу і нестабільну роботу була переведена на тортоновські відклади. З такої самої причини в грудні 2001 р. була переведена з майкопських на тортоновські відклади свердловина 10.

На 1.01.2005 р. майкопські відклади розроблялися 6-ма свердловинами (12, 13, 14, 15, 16, 17), тортоновські відклади – 2-ма свердловинами (10, 11). Дебіти свердловин, що експлуатували відклади майкопу, змінювались від 1 тис.м<sup>3</sup>/д (свердловини 12, 15) до 17 тис.м<sup>3</sup>/д (свердловина 16), сумарний дебіт всіх свердловин майкопських відкладів дорівнював 34 тис.м<sup>3</sup>/д. Дебіти свердловин тортоновських відкладів становили 16 тис.м<sup>3</sup>/д (свердловина 10) і 20 тис.м<sup>3</sup>/д (свердловина 11) при сумарному дебіті 36 тис.м<sup>3</sup>/д. Робочий тиск на гирлах свердловин на майкопські відклади коливався в межах 4,8–5,88 МПа,

а на гирлах свердловин 10 і 11, що експлуатують відклади тортону, становив відповідно 5,39 і 5,78 МПа.

На вказану дату з майкопських відкладів за 13 років розробки відібрано лише 6,45% газу від балансових запасів, а за три роки розробки тортонських відкладів відібрано 28% газу від балансових запасів. За промисловими даними у процесі розробки майкопських відкладів пластовий тиск знизився з 10,6 до 7,95 МПа (на 25%). Невідповідність між зниженням пластового тиску (на 25%) і накопиченим відбором газу (6,45% від балансових запасів) свідчить про можливе завищення початкових запасів газу або неповне охоплення майкопських відкладів дренаванням наявним фондом свердловин та зниження значень поточного пластового тиску. В умовах низькопроникних порід і зосередженого розташування свердловин у зоні стаціонарної морської платформи в радіусі близько 1200 м у процесі розробки майкопських відкладів утворилися дві зони: активна зона, в якій розташовані свердловини, і пасивна, периферійна зона, в якій відсутні свердловини і з якої газ у процесі розробки покладу перетікає в активну зону. Через низьку проникність колекторів газ із пасивної зони не встигає перетікати в активну зону. В результаті пластовий тиск у периферійних ділянках знижується повільніше і є вищим, ніж в зоні розташування свердловин. Це призводить до зниження середнього пластового тиску, якщо його визначати тільки за вимірами тиску в зупинених видобувних свердловинах. Потрібно також зазначити, що пластовий тиск у видобувних свердловинах визначався розрахунковим шляхом за значенням статичного тиску на гирлі. За наявності рідини на вибої, що характерно для свердловин майкопських відкладів, це призводить до зниження значень поточного пластового тиску.

За промисловими даними у процесі розробки тортонських відкладів пластовий тиск знизився з 6,6 до 2,5 МПа (на 5,3%) при відборі 28% газу від початкових запасів. Така невідповідність між зниженням пластового тиску і відбором газу може бути викликана зниженням початкових балансових запасів газу або проямом водонапірного режиму.

Для оцінки початкових запасів газу, що дренаються, використано залежності зведеного пластового тиску від накопиченого відбору газу для окремих свердловин і в цілому для покладів майкопу і тортону  $\tilde{P}_{nl}(t) / z(\tilde{P}_{nl}) = f[Q_{вод}(t)]$  ( $\tilde{P}_{nl}(t)$  – поточний пластовий тиск;  $z(\tilde{P}_{nl})$  – коефіцієнт стисливості газу при тиску  $\tilde{P}_{nl}(t)$  і пластовій температурі;  $Q_{вод}(t)$  – поточний накопичений відбір газу). Для цього попередньо будувались графіки заміни в часі пластового тиску для окремих свердловин та покладів і виключались з розгляду “дефектні” точки з неточними вимірами пластового тиску. Потім будувались графіки залежностей зведеного пластового тиску від накопиченого відбору газу, з

використанням яких методом найменших квадратів визначались початкові дренавані запаси газу.

Згідно з виконаними побудовами запаси газу майкопських відкладів, підраховані за питомими об'ємами дренавання окремих свердловин, залежно від того, які “дефектні” точки не враховувались, становлять: мінімальні – 1530,672 млн.м<sup>3</sup>, максимальні – 1959,54 млн.м<sup>3</sup>. Запаси газу, обчислені з використанням залежності зведеного пластового тиску від накопиченого відбору газу для всього покладу горизонту М-V, становлять 1472,62 млн.м<sup>3</sup>. Ці запаси газу є меншими за балансові запаси, що, як зазначалось вище, може бути в першу чергу пов'язано із заниженням значень поточного пластового тиску.

Запаси газу тортонських відкладів, обчислені за питомими об'ємами дренавання окремих свердловин, становлять 770 млн.м<sup>3</sup> і є близькими до запасів газу, визначених з використанням залежності зведеного пластового тиску від накопиченого відбору газу для всього тортонського покладу.

У зв'язку з невідповідністю між початковими запасами газу, підрахованими об'ємним методом, і запасами газу, уточненими за промисловими даними, необхідно провести переінтерпретацію наявних матеріалів про геологічну будову майкопських і тортонських покладів, скласти геолого-технологічні моделі покладів і провести їх адаптацію за фактичними показниками розробки.

Основною проблемою розробки Архангельського родовища є низькодебітність та ускладнені умови експлуатації свердловин незцементованих майкопських відкладів, до яких приурочені основні запаси газу. Для попередження винесення породи з привибійної зони свердловини 12, 13, 14, 15, 16, 17 обладнані заколонними склопластиковими фільтрами, які є складовою частиною експлуатаційної колони. Основою фільтра є перфорована колона зовнішнім діаметром 127 мм, на яку послідовно намотано вісім шарів монолавансової сітки Л-23, чотири шари склотканини і два шари монолавансової сітки Л-23. Весь цей фільтропакет кріпиться на зовнішній поверхні поздовжніми смугами металу, відстань між якими по колу становить 40-50 мм. Зовнішній діаметр фільтра становить 168 мм. У свердловині 15 був утрачений зв'язок з пластом, для відновлення якого проведена перфорація фільтра в інтервалі 1042-1052 м перфоратором ПКС-80 по 4 отвори на один метр довжини. У свердловинах 10 і 11 фільтр не установлювався. Експлуатаційна колона була спущена на всю товщину продуктивних майкопських відкладів, зацементована і вибірково перфорована перфоратором ПКС-80 по 13 отворів на один метр довжини в інтервалах 918-964 м (свердловина 10) і 870,4-878,2 м (свердловина 11).

Експлуатація свердловин, пробурених на майкопські відклади, з самого початку ускладнювалась руйнуванням привибійної зони з утворенням на вибої, в насосно-компресорних

трубах і в затрубному просторі піщано-глинистих пробок та скупченням на вибої пластової води. Через низькі дебїти газу механічні частинки і вода не повністю виносяться із свердловини на поверхню. Особливо інтенсивно процес руйнування привибійної зони протікав у свердловинах 10 і 11, в яких відсутні фільтри. При пуску в експлуатацію свердловини 10 утворилась пробка на її вибої в інтервалі перфорації 918-964 м, яку через спуск насосно-компресорних труб тільки до глибини 920 м не вдалось промити. Нічого не дало продування свердловини в атмосферу. З 26.05.1995 р. свердловину 10 перевели в категорію контрольних і вона періодично експлуатувалась з дебітом газу 1 тис.м<sup>3</sup>/д. У 2001 р. свердловину перевели на вищезалігаючі торгонські відклади.

Аналогічна ситуація була із свердловиною 11, в якій насосно-компресорні труби були спущені на глибину 863 м при положенні інтервалу перфорації 870,4-878,2 м. При введенні свердловини в експлуатацію було відсутнє сполучення між трубним і затрубним просторами. Для підтримання постійного дебіту газу здійснювалось монотонне зниження пластового тиску. В червні-липні 1993 р. відбулося різке зниження дебіту газу з 39 до 2 тис.м<sup>3</sup>/д. До квітня 1994 р. свердловина простоювала, а в подальшому експлуатувалась періодично з накопиченням тиску і частими продувками з дебітом газу 1 тис.м<sup>3</sup>/д. У 2001 р. свердловина переведена на вищезалігаючі торгонські відклади.

Склопластикові фільтри, якими обладнані вибої окремих свердловин, пробурених на майкопські відклади, тільки частково зменшують поступлення частинок породи з майкопських відкладів на вибій. Разом з породою на вибій свердловин поступає пластова вода. За даними за грудень 2004 р. водні фактори по свердловинах 13, 14, 16, 17 змінюються від 6,58 до 112,9 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> при середньому значенні 36,6 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. За даними хімічного аналізу значення мінералізації і густини води підвищені порівняно з пластовою водою із законтурної частини майкопських відкладів. Можливими джерелами обводнення свердловин можуть бути залишкова вода газонасичених прошарків, яка стає рухливою при створенні депресії тиску на пласт у зв'язку з низькою газонасиченістю порід (56 %), вода з окремих водонасичених прошарків малої товщини, які можуть знаходитись у продуктивному розрізі свердловин, і вода, що відтискується з глинистих прошарків. В цих умовах ізоляційні роботи беззмістовні, а для підтримання заданих технологічних режимів експлуатації свердловин необхідно забезпечити винесення води з вибою на поверхню.

Привибійні зони свердловин, що експлуатують майкопські відклади, зруйновані. Руйнування привибійних зон пласта і сьогодишню ситуацію зі станом видобувних свердловин спровокували необдуманно високі депресії тиску на пласт при освоєнні і дослідженні свердловин після виходу їх з буріння, які на окремих режимах досягали 5,16-8,06 МПа (свердловини 12, 15, 16). По цій причині, зокрема, свердловини

12, 15, а також свердловина 17 експлуатуються періодично з дебітами газу відповідно 1; 1; 3 тис.м<sup>3</sup>/д. Аналогічний “зворотній” ефект мають часті продувки свердловин на факел. Після початку руйнування порід у привибійній зоні пласта цей процес уже неможливо зупинити.

У процесі експлуатації свердловин майкопських відкладів постійно виносяться пластова порода і вода з утворенням у стовбурі “рідких” глинисто-піщаних пробок, що супроводжується різким зменшенням тиску на буфері і дебіту газу з поступовою зупинкою свердловин.

Для підтримання заданих відборів газу із свердловин майкопських відкладів періодично здійснюється продування свердловин на факел, закачування в затрубний простір розчину спінуючих поверхнево-активних речовин (ПАР) з наступним протискуванням його газом від компресора і зворотнє промивання піщаних пробок водним розчином комплексної суміші.

Періодичне закачування в затрубний простір водних розчинів спінуючих ПАР дало змогу стабілізувати роботу свердловин 13, 14. По свердловинах 12, 15, 17, які експлуатуються періодично, систематичне їх продування і закачування водних розчинів спінуючих ПАР є недостатньо ефективним через скупчення на вибоях води і неперервне утворення нових глинисто-піщаних пробок.

Для умов майкопських відкладів Архангельського родовища підвищення продуктивності свердловин може бути досягнуто попередженням руйнування порід у привибійній зоні і винесенням рідини та механічних частинок з вибою на поверхню.

Для попередження поступлення механічних частинок з пласта у свердловину може проводитись кріплення порід у привибійній зоні і установлення на вибої свердловини фільтрів. Кріплення порід-колекторів майкопських відкладів, які являють собою текучу водо-глинисто-піщану суміш, вимагає розроблення принципово нових технологій. Більш ймовірним є установлення на вибої свердловин додаткових змінних фільтрів, які б можна було періодично змінювати чи очищати в міру забруднення тонкодисперсними частинками.

Можливими напрямками попередження і ліквідації скупчень на вибої свердловин механічних частинок і рідини є заміна насосно-компресорних труб умовним діаметром 73 мм на труби меншого діаметра чи комбіновану колону труб, установлення труб меншого діаметра в основній колоні труб для періодичного чи неперервного винесення механічних частинок і води, що поступають з пласта, подавання на вибій свердловин розчинів спінуючих ПАР, використання колтюбінгової установки для ліквідації глинисто-піщаних пробок, а також зниження робочого тиску на гирлі, наприклад, шляхом установки на платформі малогабаритної компресорної установки.

Наведені заходи дають можливість, в основному, стабілізувати роботу видобувних свердловин. Оціночні розрахунки свідчать, що розробка майкопських відкладів наявним фон-

дом свердловин триватиме декілька сотень років, що нереально. Можливі такі варіанти інтенсифікації видобування газу з майкопських відкладів.

1. Буріння додаткових видобувних свердловин з будівництвом двох блок-кондукторів згідно з корективами до проекту дослідно-промислової розробки Архангельського газового родовища (УкрНДІгаз, 1996 р.).

2. Продовження розробки майкопських і торгонських відкладів наявним фондом видобувних свердловин з організацією внутрішньо-свердловинного перепуску газу з майкопських відкладів в торгонські через додатково пробурені перепускні свердловини збільшеного діаметра та буріння додаткових свердловин, в т.ч. з горизонтальним закінченням стовбура для відбору газу з торгонських відкладів згідно з пропозицією спеціалістів ДАТ “Чорноморнафтогаз”.

Вибір варіанта подальшої розробки родовища повинен здійснюватись за результатами технологічних і техніко-економічних розрахунків, виконаних після уточнення геологічної будови родовища і початкових запасів газу.

Основним в обох варіантах є попередження руйнування привибійної зони майкопських відкладів у видобувних і перепускних свердловинах, які передбачається спорудити.

Аналіз способів обладнання вибоїв свердловин у слабозцементованих нестійких породах свідчить про доцільність застосування гравійних фільтрів. До них, зокрема, належать попередньо напружені фільтри, що розширюються [1]. Вони характеризуються більш щільною упаковкою зерен гравію та ефективніше запобігають руйнуванню привибійної зони пласта у процесі експлуатації свердловини. При використанні таких фільтрів не реалізується механізм руйнування пласта напруженнями зсуву і розтягу.

Інтересним є нетрадиційний спосіб кріплення привибійної зони пласта, захищений патентом Російської Федерації №196220 [2]. При реалізації способу закачують у пласт по насосно-компресорних трубах через перфораційні отвори експлуатаційної колони фільтруючий матеріал – піщану суміш із частинками піску одного розміру. Частина піску поступає в пласт, а решта піску створює на вибої свердловини шар по висоті інтервалу перфорації до верхніх перфораційних отворів. На перший шар послідовно наминають ще декілька шарів піску, поступово збільшуючи розмір піщинок від шару до шару. Кількість шарів після першого і розмір фракцій піску в кожному шарі визначають за результатами гранулометричного аналізу ядерного матеріалу з пласта-колектора.

Проникність фільтра типу гравійного може бути значно підвищена, якщо замість кварцового піску використовувати матеріали з подвійною пористістю і проникністю, які за принципом закону адитивності збільшують пористість гравійної набивки і багаторазово підвищують її фільтруючі властивості [3]. В ролі таких матеріалів СредАзНИПІнефть запропоновано ви-

користовувати порізоване вугілля, спучений перлит і керамзит.

У промисловій практиці для боротьби з винесенням піску із пласта в свердловину широкое застосування отримали гравійно-навивні фільтри [4, 5]. Такий фільтр являє собою щільний фільтр-каркас, кільцевий простір між яким і стінкою свердловини заповнюється гравієм. Залежно від геолого-технічних умов гравійно-навивні фільтри установлюють у відкритому стовбурі, перфорованій частині обсадної колони або в розширеній привибійній зоні.

Стосовно незцементованих майкопських відкладів може бути запропонований такий спосіб спорудження гравійно-навивного фільтра з фільтром-каркасом у видобувних і перепускних свердловинах. Привибійна зона розмивається на максимально можливу відстань від осі свердловини (до 0,5 м і більше), починаючи з якої градієнт тиску є нижчим за критичне значення для руйнування порід з метою створення попередньо напруженого фільтра, що розширюється. Привибійна зона за фільтром-каркасом заповнюється під тиском фільтруючим матеріалом – гравієм, матеріалом з подвійною пористістю і проникністю або полімерно в'язучою речовиною з матеріалом з подвійною пористістю і проникністю. Не виключається створення на вибої свердловини декілька шарів фільтруючого матеріалу за способом, описаним в роботі [2].

Наведені в роботі матеріали свідчать про складність проблеми експлуатації свердловин в умовах нестійких незцементованих колекторів типу майкопських відкладів та окреслюють можливі шляхи її вирішення.

### Література

1. Пятахин М.В. Напряженный фильтр для стабилизации призабойной зоны скважин // Газовая промышленность. – 2004. – №11. – С. 64-68.
2. Нетрадиционный способ крепления призабойной зоны / В.А.Юрьев, Ю.М.Басарыгин, В.Ф.Будников и др. // Газовая промышленность. – 2004. – №11. – С. 30-31.
3. 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.
4. Пайкоу Р.А. Современные операции по борьбе с выносом песка // Нефтегазовые технологии. – 2004. – №2, март-апрель. – С. 31-36.
5. Состояние и развитие работ в области крепления призабойной зоны пескопроявляющих скважин / В.М.Строганов, В.И.Дадыка, Г.Г.Гиалаев и др. – НИТПО: Наука. – 31.08.2004.