

Виробничий досвід

УДК 556.3:553.981

ЕКСПЛУАТАЦІЙНІ КРИТЕРІЇ ПЕРСПЕКТИВ ГАЗОНОСНОСТІ НА ЗАВЕРШАЛЬНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ ВЕЛИКИХ РОДОВИЩ У ВІДКЛАДАХ $P_1 - C_3^3$ В ДДЗ НА ПРИКЛАДІ КЕГИЧІВСЬКОГО ГКР

С.В. Кривуля

Український науково-дослідний інститут природних газів,
61010, м. Харків, Червоношкільна наб., 20, e-mail: geol.ukrniigaz@mail.ru

Висвітлено сучасний стан балансових запасів та видобутку газу основних родовищ з масивно-пластовими газоконденсатними покладами. Через значну величину залишкових запасів актуальним є визначення шляхів оптимізації їх подальшої розробки. На прикладі Кегичівського родовища, де відбувається постійне зростання з часом дренажних запасів та підключення до розробки слабогазоносних пластів, відображено засади оптимізації видобутку газу в умовах суттєвої неоднорідності фільтраційно-ємнісних властивостей порід по розрізу і площі. За результатами переінтерпретації первинних даних ГДС і врахування даних про численні підключення в роботу нових пластів збільшились ефективні товщини, пористість та газонасиченість, які використані для побудови карти ємнісного параметра ($m\hbar\alpha$). Побудована карта поточного пластового тиску, що виявила приконтурну площу з його доволі високим значенням. Ці карти стали підставою для аналізу розподілу запасів по площі: початкових та видобутих. Підраховані видобуті запаси збігаються з фактичним видобутком, що свідчить про достовірність побудованих карт. Складена карта щільності залишкових запасів, що дає змогу обчислити поточні запаси на будь-якій ділянці родовища, що важливо для планування видобутку. Визначено перспективні слабогазодренувані ділянки, на яких оцінені поточні запаси газу. Обґрунтовано доцільність подальшого буріння. Визначено кількість та розташування проектних свердловин та розрахований їх прогностичний дебіт на підставі фільтраційного параметра (kh).

Ключові слова: родовище, масивно-пластова поклад, колектор, запаси газу, видобуток, свердловина.

Отражено современное состояние балансовых запасов и добычи газа основных месторождений с массивно-пластовыми газоконденсатными залежами. Из-за значительной величины остаточных запасов актуальным является определение путей оптимизации их дальнейшей разработки. На примере Кегичевского месторождения, где наблюдается постоянное возрастание со временем дренажных запасов и вовлечение в разработку слабогазоносных пластов, показаны пути оптимизации добычи газа в условиях существенной неоднородности фильтрационно-ёмкостных свойств пород по разрезу и площади. По результатам переинтерпретации первичных данных ГИС, с учётом данных о многочисленных подключениях в работу новых пластов, увеличились эффективные толщины, пористость и газонасыщенность, которые использованы для построения карты ёмкостного параметра ($m\hbar\alpha$). Построена карта текущего пластового давления, которая выявила приконтурную площадь с его достаточно высокими значениями. Эти карты стали основой для анализа распределения запасов по площади: начальных и добытых. Подсчитанные добытые запасы совпали с фактической добычей, что свидетельствует о достоверности построенных карт. Составлена карта плотности остаточных запасов, которая позволяет рассчитать текущие запасы на любом участке месторождения, что важно для планирования добычи. Определены перспективные слабогазодренуемые участки, на которых оценены текущие запасы газа. Обоснована целесообразность дальнейшего бурения. Определены количество и местоположение проектных скважин и рассчитан их прогностичный дебит на основании фильтрационного параметра (kh).

Ключевые слова: месторождение, массивно-пластовая залежь, коллектор, запасы газа, добыча, скважина.

The up-to-date state of reserves and gas production at the main fields of massive gas-condensate is described. Owing to the great value of residual reserves, developing new ways aimed at optimizing their further exploitation is urgent. Main means of gas-recovery optimization under the conditions of the essential rock filter-holding capacity heterogeneity and difference in geological section and area are described by the example of Kehychivs'ke field, where drained reserves growing is on-going and sub-bearing beds are exploited. As a result of wells geophysical investigation initial data reinterpretation with regard to data from numerous new beds already being exploited, the

estimated value of effective seams thickness, (mha) their porosity and gas saturation has increased, the results being used for capacity parameter mapping. As a result of the bed current pressure data mapping, a rather high pressure index was revealed on the contour area. The maps were used as the basis for analysis of initial and recovered reserves distribution over the area. The calculated recovered reserves agree with real production proving the trustworthiness of the developed maps. The map of residual reserves density is compiled. It allows calculating current reserves at any part of the field which is important for production planning. Some prospect poorly drained areas are specified; their current gas reserves are estimated. The advisability of further drilling is grounded. The quantity and arrangement of planned wells are defined; their prospect output is calculated on the basis of filter parameter (kh).

Key words: field, massive-bed accumulation, collector, gas reserves output, well.

Становлення газовидобувної галузі України у її сучасному розумінні відбувалося після відкриття у 1950 році унікального Шебелинського родовища з початковими балансовими видобувними запасами понад 700 млрд м³, а трохи пізніше цілої низки крупних і середніх родовищ – Хрестищенського, Єфремівського, Медведівського, Мелихівського і інших.

Сьогодні провідною вітчизняною Компанією з видобутку природного газу в Україні є ДК «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз України». Вона видобуває близько 76% природного газу в Україні та забезпечує 78% приросту розвіданих запасів вуглеводнів, виконуючи при цьому 72% обсягів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ.

Компанією розробляється 137 родовищ, з яких вже вилучено майже 1,7 трлн м³, або більше 70% від початкових балансових запасів. Залишкові запаси газу родовищ Компанії складають 683,3 млрд м³.

Основний видобуток газу (як у минулому, так і сьогодні) забезпечують великі і середні родовища з масивно-пластовими газоконденсатними покладами у відкладах нижньої пермі і верхнього карбону (P₁ + C₃³), відкриті в південно-східній частині ДДЗ на території від Шебелинського родовища на сході до Розпашнівського і Машівського на заході в 1950-70 рр. (таблиця 1).

Перелічені в таблиці десять основних родовищ за весь період експлуатації вже забезпечили видобуток 1161 млрд м³ газу, або 69,3% з всього видобутку Компанії. При цьому їх залишкові балансові запаси газу станом на 1.01.2012 р. складають 296,5 млрд м³ (43,4% залишкових запасів по родовищах ДК «Укргазвидобування») і забезпечують близько 30% видобутку газу в Україні загалом (6,094 млрд м³ за 2011 рік).

Зважаючи на те, що всі ці родовища експлуатуються близько 40-50 років і перебувають на завершальній стадії розробки, в умовах не тільки виснаження пластової енергії (низьких поточних пластових тисків), але і, відповідно, старіння і виходу з ладу експлуатаційних свердловин, які за віком вже не підлягають відновленню, надзвичайно актуальним є визначення шляхів оптимізації подальшої розробки перелічених родовищ для забезпечення максимального вилучення залишкових запасів і підтримання рівнів видобутку.

За останні 60 років (з моменту відкриття унікального Шебелинського родовища) накопичено значний обсяг інформації щодо геологічної будови і особливостей розробки масивно-пластових покладів газоконденсатних родовищ ДДЗ, що дозволяє сформулювати основні засади оптимізації розробки масивно-пластових покладів на завершальній стадії розробки в

Таблиця 1 – Стан розробки основних газоконденсатних родовищ ДК «Укргазвидобування»

Родовище	Рік уведення в розробку	Початкові балансові видобувні запаси газу, млн. м ³	Видобуто газу з початку розробки, млн. м ³	Коефіцієнт вилучення початкових запасів, %	Залишкові балансові видобувні запаси газу, млн. м ³	Видобуто газу за 2011 рік, млн. м ³
Шебелинське	1956	723000	611380	84,6	111620	2395
Єфремівське	1967	109970	70588	64,2	39382	529
Мелихівське	1973	80561	52924	65,7	27637	892
Медведівське	1979	49096	30693	62,5	18403	308
Західно-Хрестищенське	1970	345012	289192	83,8	55820	887
Кегичівське	1965	27766	20861	75,1	6905	311
Ланнівське	1971	11910	5584	46,9	6326	104
Зах.-Соснівське	1969	6876	4978	72,4	1898	36
Розпашнівське	1976	55195	40478	73,3	14717	365
Машівське	1968	48379	34543	71,4	13836	267
Всього		1457764	1161221	79,7	296543	6094

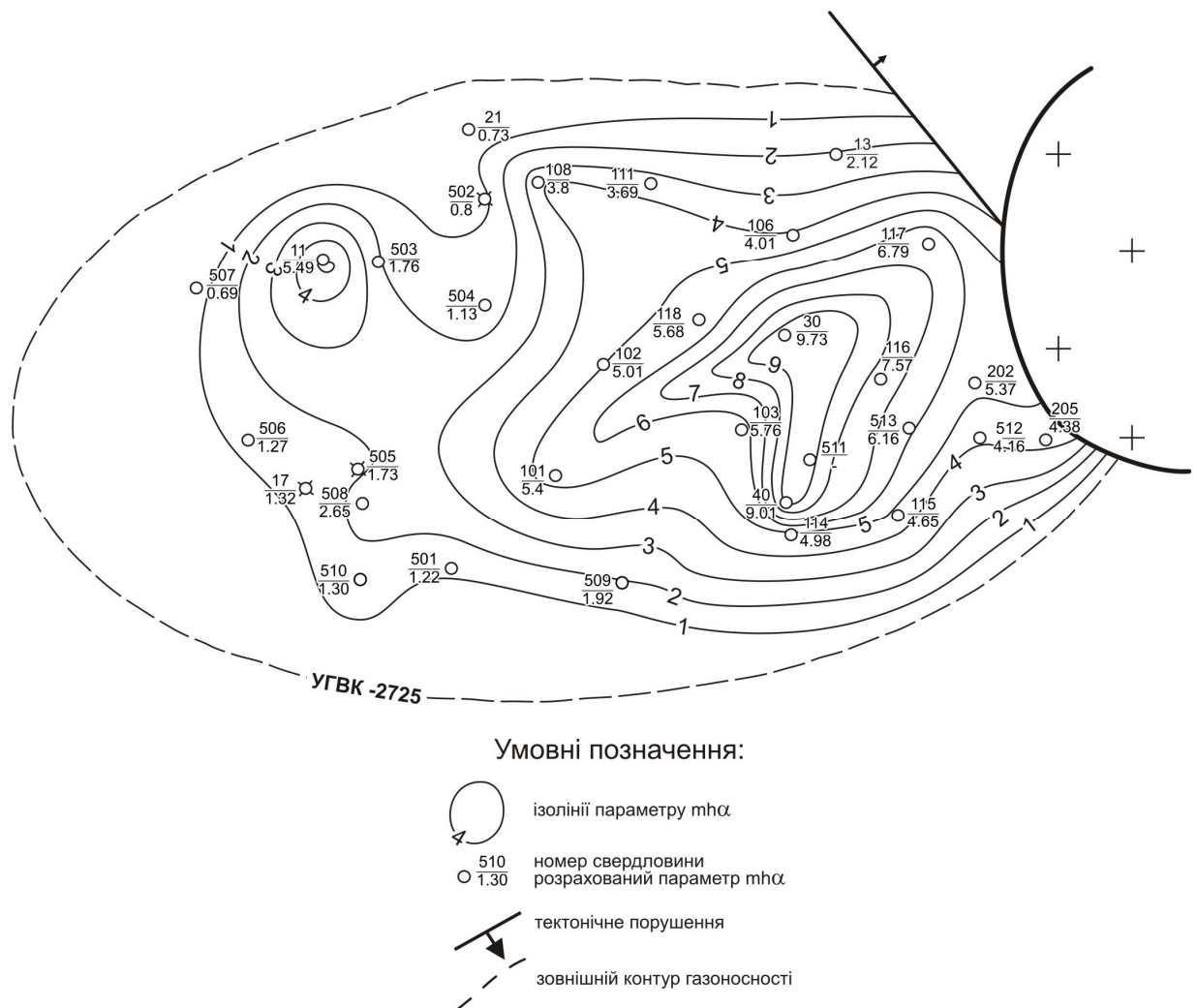


Рисунок 1 – Карта ємнісного параметра mha колекторів масивно-пластового покладу $P_1+C_3^3$

умовах суттєвої неоднорідності фільтраційно-ємнісних властивостей порід по розрізу і площі.

Як приклад розглянемо Кегичівське родовище, відкрите в 1963 р. та введене в експлуатацію в 1965 р. У 1972 р. запаси газу родовища були затверджені ДКЗ СРСР, причому основні початкові запаси обсягом 14,0 млрд m^3 затверджені по масивно-пластовому покладу $P_1+C_3^3$ в відкладах картамишської світи та верхньої частини араукаристової світи.

Масивно-пластовий поклад $P_1+C_3^3$ в інтервалі глибин 2400-2920 м приурочений до теригенних відкладів червонобарвної формації пермо-карбону (світа мідистих пісковиків) в об'ємі картамишської світи нижньої і верхньої пермі, переважно глинистої частини араукаристової світи верхнього карбону. Підстилається продуктивний розріз пісчано-глинистою сіробарвною вугленосною формацією карбону з досить потужними високопористими пісковиками (які на деяких родовищах входять до складу масивно-пластового покладу) і перекривається практично непроникнуою хемогенною товщею нижньої пермі, що створює виключно сприятливі умови для газонакопичення.

Характерною особливістю продуктивного розрізу є наявність великої кількості (до декількох десятків) малопотужних, літологічно обмелених пісковиків і алевролітів у переважно глинистому розрізі. Витримані по площі пласти колекторів мають підпорядковане значення в загальному газонасиченому об'ємі, тому для забезпечення максимального дренажу всіх пластів і пропластків у процесі експлуатації вторинне розкриття продуктивного розрізу у свердловинах здійснювалося за допомогою фільтрів.

Колекторами є пісковики і алевроліти із значним діапазоном зміни фільтраційно-ємнісних параметрів – пористість від 9% до 20,9%, проникність від $0,1 \cdot 10^{-15} m^2$ до $100 \cdot 10^{-15} m^2$ і більше [1], що зумовлює вкрай нерівномірне відпрацювання покладу в процесі розробки як по розрізу, так і по площі. Результати оцінки запасів за методом падіння пластового тиску показали, що дренавані запаси впродовж всієї історії розробки покладу постійно зростали [2] внаслідок поступового розширення зон дренавання експлуатаційних свердловин і підключення у розробку низькопористих колекторів (у міру зниження вибієвних тисків внаслідок виснаження високопористих пластів).

Станом на 01.01.2012 р. по масивно-пластовому покладу P_1+C_3 початкові запаси оцінюються у 23,97 млрд m^3 , залишкові – 6,852 млрд m^3 при видобутку 17118 млрд m^3 . Тобто родовище знаходиться на пізній стадії розробки [3].

Разом з тим, річний видобуток газу за 2011 рік склав 311 млн m^3 газу при майже 7 млрд m^3 залишкових запасів, що визначає необхідність буріння додаткових експлуатаційних свердловин з метою активізації видобутку.

Для визначення оптимальної кількості і місця для розташування нових свердловин необхідно в межах покладу визначити слабкодреновані ділянки з підвищеними поточними пластовими тисками, покращеними фільтраційно-ємнісними властивостями колекторів і достатніми залишковими запасами газу.

З цією метою детально проаналізовано розподіл колекторів та їх властивостей по площі і в розрізі за даними геофізичних досліджень свердловин, а також розподіл поточних пластових тисків, поточних дебітів і сумарних відборів по свердловинах за промисловими даними.

Слід відмітити, що в 2000 році була проведена переінтерпретація первинних даних ГДС, які використовувались при захисті запасів в ДКЗ (1972 р.), оскільки за даними ГДС-контролю в газовому середовищі виявились численні підключення в роботу нових пластів, що вимагало перегляду прийнятих до підрахунку граничних значень кондиційних колекторів. За результатами переінтерпретації в розрізі багатьох свердловин збільшились ефективні товщини, пористість та газонасиченість. Також розраховано значення коефіцієнта проникності з використанням залежності пористість-проникність за даними дослідження ядра для всіх виділених за ГДС пластів.

Отримані дані використані для побудови карти ємнісного параметра (mha) колекторів масивно-пластового покладу (рис. 1), яка відображає розподіл у межах покладу питомих (в розрахунку на одиницю площі) газонасичених об'ємів колекторів, карти ізобар приведених поточних пластових тисків ($P_{пот}/z$) станом на 1.01.2011 р. (рис. 2).

Запаси покладу або його ділянки в межах контура газонасиченості визначаються за відомим рівнянням:

$$V_r = S * mha * P/z, \quad (1)$$

де: V_r – об'єм (запаси) газу, m^3 ;

S – площа покладу/ділянки покладу, m^2 ;

mha – здобуток пористість*ефективна пористість*газонасиченість, m ;

P – пластовий тиск середньозважений по покладу/ділянці покладу;

z – поправка на стисливість газу.

Отримані карти є основою для аналізу розподілу запасів газу по площі і їх зміни в процесі розробки:

- початкові запаси газу визначаються за середньозваженим значенням mha в межах площі (S) покладу за картою, зображеною на рис.1, і величиною початкового приведенного пластового тиску $P_{поч}/z$;

- для підрахунку видобутих запасів газу побудовано карту розподілу по площі щільності вилучених запасів (рис. 3), для чого карта ємнісного параметра mha була суміщена з картою параметра $(P_{поч}/z - P_{пот}/z)$, яка відображає зниження пластового тиску відносно початкового у кожній точці площі покладу. На підставі карти щільності вилучених з покладу запасів газу (рис. 3) об'ємним методом розраховані запаси видобутого з початку розробки газу в кількості 16,263 млрд m^3 . Це складає 96% від фактичного видобутку, який на 1.01.2011 р. становить 16,807 млрд m^3 газу. Такі близькі значення по фактичному і розрахованому об'ємних методах видобутку свідчать про достовірність побудованих карт, що робить їх придатними для прогнозування на майбутнє;

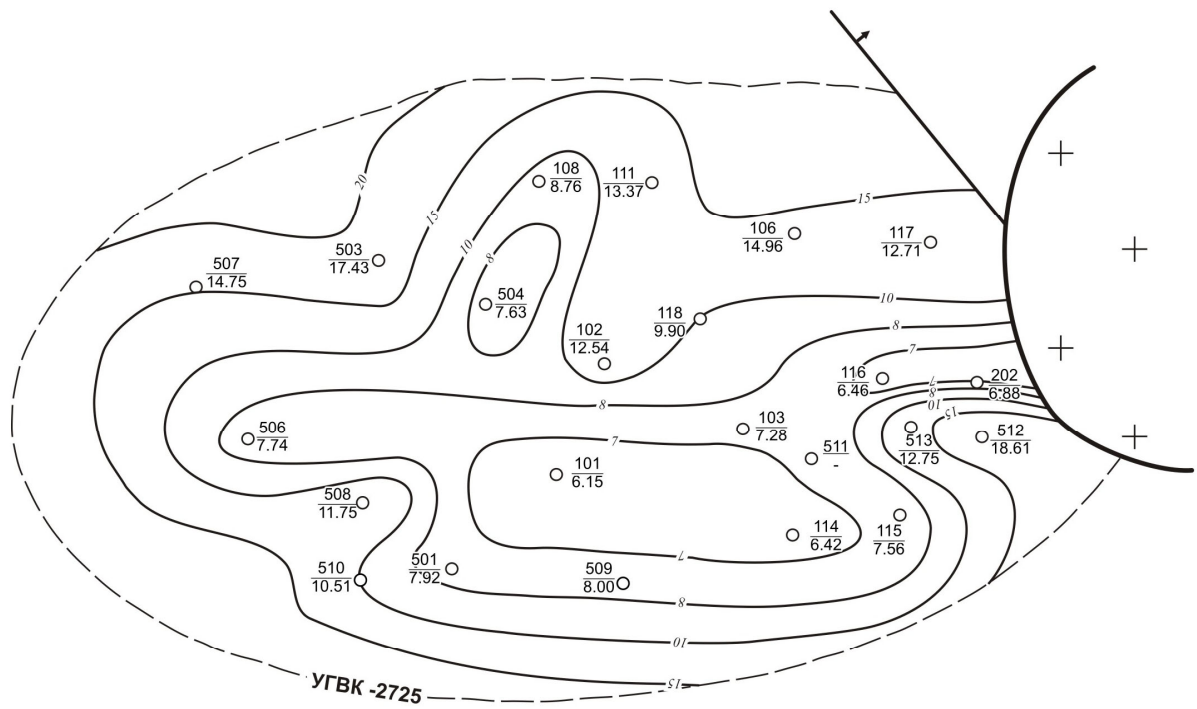
- для підрахунку залишкових запасів використовується карта розподілу по площі щільності залишкових запасів ($mha * P_{пот}/z$) (рис. 4), отримана шляхом суміщення карти ємнісного параметра mha (рис. 1) з картою ізобар поточних приведених тисків (рис. 2). Ця карта дає змогу визначити щільність залишкових запасів по площі, обчислити поточні запаси на будь-якій ділянці родовища, що важливо для планування видобутку.

На карту розподілу по площі щільності залишкових запасів комплексного параметра ($mha * P_{пот}/z$) винесено положення ізобари 10 МПа, що дозволило визначити ділянки покладу з поточним тиском більшим ніж 10 МПа. В межах цієї площі, що припадає на приконтурні частини родовища, розраховані поточні запаси, які загалом складають 3,2 млрд m^3 газу. Площа була поділена на чотири ділянки (рис.4), які суттєво різняться за щільністю запасів і активністю видобутку:

1) поточні запаси газу, які розробляються на даний час свердловинами 102, 106, 111, 117, 118, складають 2,3 млрд m^3 . Сумарний добовий видобуток по цих свердловинах становить 62 тис. m^3 , річний – 22 млн. m^3 газу;

2) поточні запаси газу, які розробляються свердловинами 503, 507 і частково свердловиною 108 за межами зони, складають 0,655 млрд m^3 . Сумарний добовий видобуток – 22 тис. m^3 , річний – 8 млн. m^3 газу. Для видобутку всіх запасів на цих двох ділянках існуючим фондом свердловин буде потрібно 80-100 років, тобто необхідно прийняти заходи для збільшення темпів видобутку;

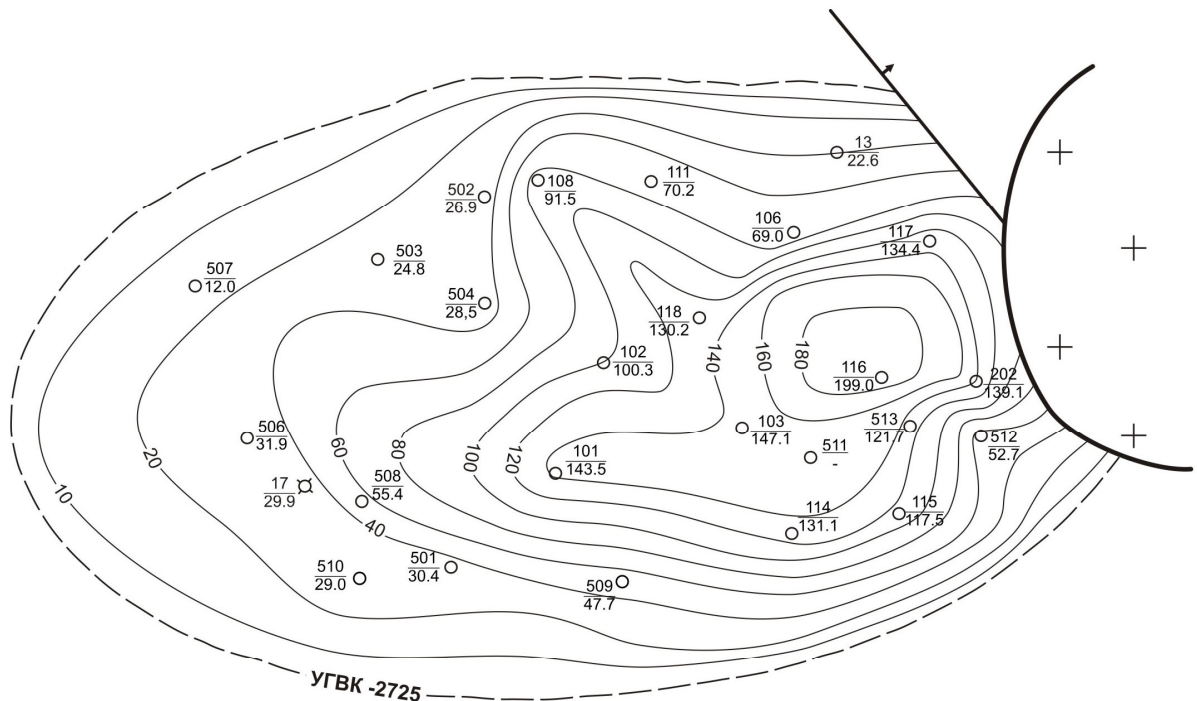
3) поточні запаси газу які на даний час розробляються двома низькодебітними свердловинами 508 та 510 (св. 17, 505 ліквідовані через зім'яття колони), складають лише 0,277 млрд m^3 . Сумарний добовий видобуток становить 25 тис. m^3 , річний – 9 млн. m^3 газу. Для видобутку всіх запасів існуючим фондом потрібно 30 років. Слід наголосити, що через відсутність пробурених свердловин в периклінальній частині структури ізолінії параметра mha проведені досить умовно і, не виключено, що в реальності колектори в межах зони можуть бути значно кращими. Це певною мірою підтверджується тим фактом, що в св. 506 початковий дебіт



Умовні позначення

- 117 / 12.71 ○ номер свердловини тиск у свердловині, МПа
- 7 — ізобара та її значення

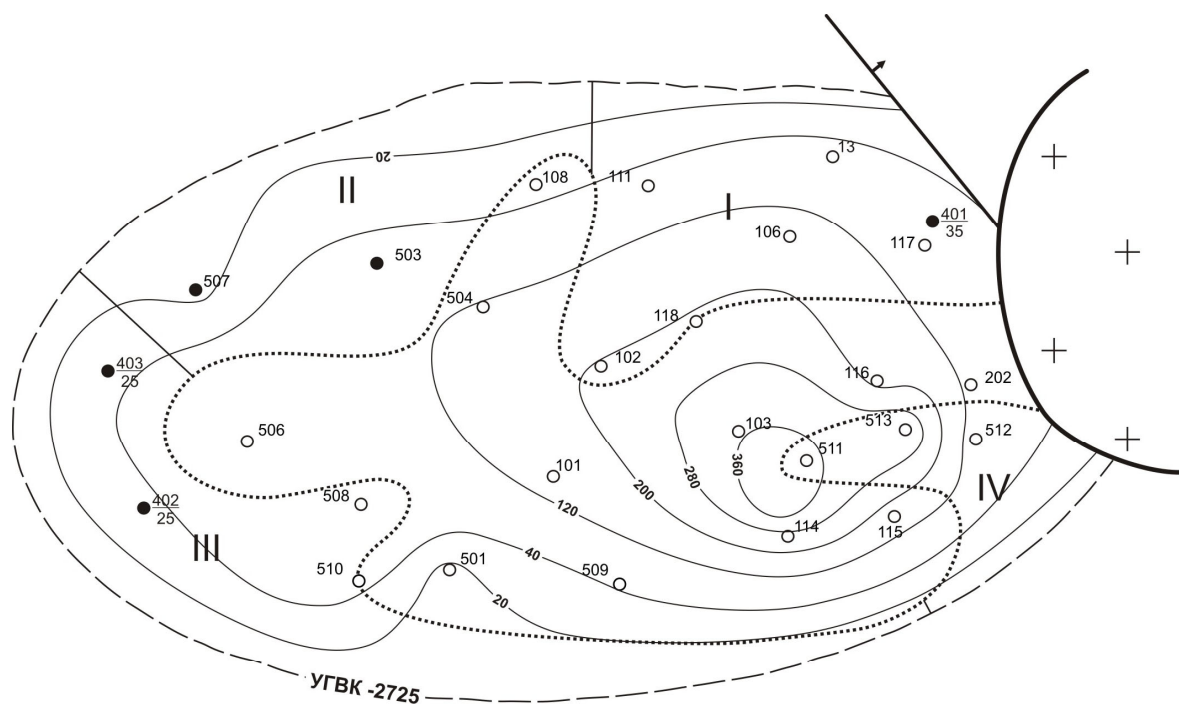
Рисунок 2 – Карта ізобар масивно-пластового покладу $P_1+C_3^3$ станом на 1.01.2011 р.



Умовні позначення:

- 510 / 29.0 ○ номер свердловини значення комплексного параметру $m\alpha x$ ($P_{поч}/Z - P_{пот}/Z$)
- 40 — ізолінії комплексного параметру $m\alpha x$ ($P_{поч}/Z - P_{пот}/Z$)

Рисунок 3 – Карта параметра $m\alpha x$ ($P_{поч}/Z - P_{пот}/Z$) масивно-пластового покладу $P_1+C_3^3$ станом на 1.01.2011 р.



Умовні позначення

- 507 свердловини, в яких рекомендовано проведення інтенсифікації
- 401 рекомендовані свердловини прогнозного дебіту
- 101 свердловини, що розробляють поклад
- - ізобара $P_{\text{пот.}} = 10 \text{ МПа}$
- 360 - ізолінії параметру Kh
- I - границі перспективних ділянок

	S, км ²	Q ^f _{пот.} , МЛН М ³
Ділянка I (св. 401)	5,21	2 300
Ділянка II (св. 503, 507)	4,90	655
Ділянка III (св. 402, 403)	5,65	277
Ділянка IV	1,69	751

Рисунок 4 – Карта розташування перспективних ділянок та рекомендованих свердловин масивно-пластового покладу $P_1+C_3^3$

складав лише 10 тис.м³/добу, а після очищення свердловини в процесі розробки зріс до 44 тис.м³/добу. Для визначення ємнісних параметрів колекторів в умовах західної периклінальної частини структури та підвищення темпів видобутку рекомендується буріння двох оціночно-експлуатаційної свердловини;

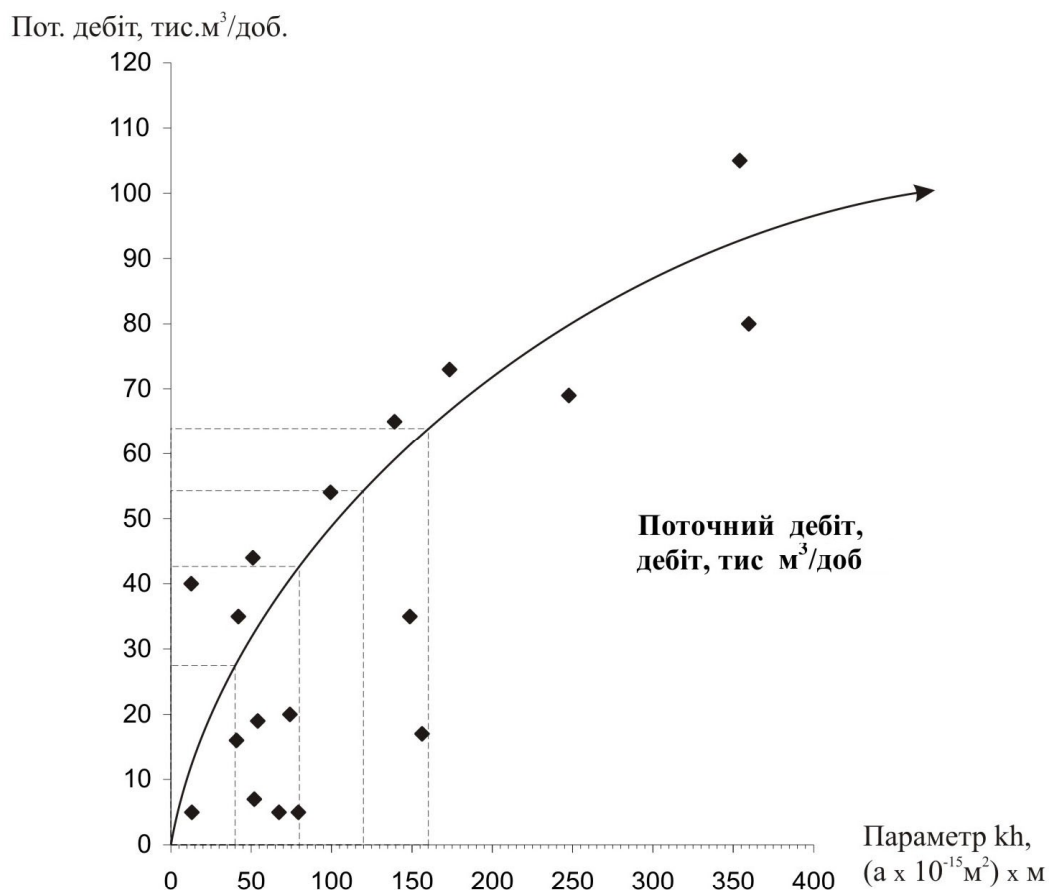
4) поточні запаси газу, які розробляються свердловинами 511, 512, 513, складають 0,755 млрд м³. Сумарний добовий видобуток становить 245 тис.м³, річний – 88 млн.м³ газу, тобто років за 8-9 ці свердловини видобудуть усі запаси.

На підставі аналізу розподілу колекторів і їх властивостей по площі і в розрізі з урахуванням даних про поточний тиск і залишкові запаса-

си рекомендовано в межах перспективних ділянок буріння трьох першочергових свердловин.

Очікувані дебіти проектних свердловин оцінювалися за картою фільтраційного параметра ($k \cdot h$), з урахуванням емпіричної залежності фактичних поточних дебітів свердловин в експлуатації від величини фільтраційного параметру $k \cdot h$ виділених в них колекторів (рис. 5).

На ділянці I рекомендовано пробурити св. 401 в полі високих значень mha (5-6 м), поточного тиску близько 12 МПа, параметра $kh - 70^{-15} \text{ м}^2 \cdot \text{м}$. Згідно з графіком залежності дебіту від kh , дебіт св. 401 прогнозується до 35 тис.м³/добу.



Вихідні дані для побудови графіку

№ св.	К x h, (аx10 ⁻¹⁵ м ²) x м	Поточний дебіт, дебіт, тис м ³ /доб
101	139	65
103	354	105
106	156	17
111	67	5
114	248	69
115	149	35
116	173	73
202	99	54
501	13	40
503	79	5
504	42	35
506	51	44
507	13	5
508	52	7
513	360	80
512	74	20
509	41	16
510	54	19

Рисунок 5 – Графік залежності поточного дебіту свердловин від параметра kh

Література

На ділянці II буріння додаткових свердловин недоцільне в зв'язку з низькими значеннями mha та kh . В св. 507 та 503 рекомендується проведення методів інтенсифікації припливу, оскільки їх поточні дебіти (5 тис.м³/добу) не відповідають фільтраційно-ємнісним параметрам розкритих колекторів. Особливо це стосується св. 503, яка містить високопористі пласти ($Kп - 0,17$) і значення kh в ній складає $79^{-15} \text{ м}^2 \cdot \text{м}$.

На ділянці III рекомендуються свердловини 402 та 403, які, незважаючи на невисокі прогностичні параметри mha та kh , будуть мати робочі дебіти близько 25 тис.м³/добу, що прискорить видобуток поточних запасів і дозволить залучити в розробку периклинальну частину покладу.

Таким чином, комплексний аналіз геолого-геофізичних (розподіл колекторів і їх властивостей по площі і в розрізі за даними геофізичних досліджень свердловин і керну) і промислових (розподіл поточних пластових тисків, поточних дебітів і сумарних відборів по свердловинах) даних дозволяє визначити в межах покладу слабкодреновані ділянки з підвищеними поточними пластовими тисками, покращеними фільтраційно-ємнісними властивостями колекторів і достатніми залишковими запасами газу для оптимізації подальшої розробки родовищ із масивно-пластовими покладами з метою забезпечення максимального вилучення залишкових запасів і підтримання рівнів видобутку, визначення доцільності буріння, оптимальної кількості і місця для розташування нових свердловин.

1 Мухаринская И. А. Литология и коллекторские свойства продуктивных отложений Кегичевского газового месторождения / И.А. Мухаринская, О.Ф. Рябых, В.М. Потюкаев // Нефтяная и газовая промышленность. – 1967. – № 5. – С. 9-12.

2 Кривуля С.В. Аналіз геологічної будови та етапів розвідки і розробки масивно-пластового покладу у відкладах $P_{1kt} - C_3^{\text{верх}}$ Кегичівського ГКР / С.В. Кривуля // Вісник Харківського національного університету імені В.М. Каразіна. – 2011. – № 986. – С. 38-47.

3 Рассохин Г.В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений / Г.В. Рассохин. – М.: Недра, 1977. – 185 с.

4 Аксьонов В.В. Особенности обгрунтования систем разработки и прогнозного видобутку газу із масивно-пластового покладу (на прикладі Кегичівського родовища) / В.В. Аксьонов, Н.О. Нирко // Проблеми нафтогазової промисловості. – 2006. – № 4. – С. 127-133.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
07.06.12*

*Рекомендована до друку професором
Маєвським Б.И.*