

## ГЕОТЕРМОБАРИЧНІ ОСОБЛИВОСТІ БОРИСІВСЬКОГО РОДОВИЩА ТА ЇХ ВРАХУВАННЯ ПРИ ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ ГАЗУ

*Борисівське газоконденсатне родовище розташовано на північному борті Дніпровсько-Донецької западини. У його розрізі виділяються елізійний та термодегідратаційний гідрогеологічні яруси. Через що спостерігаються відмінності у баричних особливостях покладів у різних ярусах. Особливості геологічної будови північного борту не сприяли широкому поширенню термодегідратаційного ярусу, тому усі його притаманні ознаки не будуть повністю виражені. На прикладі підрахунку запасів газу показано як було визначено початкові термобаричні умови у покладах. Оскільки залишкова товщина осадоної товщі у термодегідратаційному ярусі не дозволяє утворюватися аномальним пластом тискам, тому при визначенні початкових пластових тисків можна використовувати як стандартний графоаналітичний метод, так і розрахунок тисків від вимірів у покладах газу.*

**Ключові слова:** термобаричні умови, термодегідратаційний ярус, підрахунок запасів газу.

**В.В. Самойлов. ГЕОТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ БОРИСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ИХ УЧЕТ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ ГАЗА.** Борисовское газоконденсатное месторождение расположено на северном борте Днепровско-Донецкой впадины. В его разрезе выделяются элизийный и термодегидратационный гидрогеологические яруса. Поэтому наблюдаются различия в барических особенностях в залежах различных ярусов. Термодегидратационный ярус через особенности геологического строения не имеет широкого распространения на северном борту, что не приводит к полному выражению всех его характеристик. На примере подсчета запасов газа показана как были определены начальные термобарические условия в залежах. Поскольку остаточная толщина осадочного чехла в термодегидратационном ярусе не позволяет сформироваться аномальным пластом давлению, поэтому при определении начальных пластовых давлений можно пользоваться как стандартным графоаналитическим методом, так и расчетом давлений от замеров в залежах газа.

**Ключевые слова:** термобарические условия, термодегидратационный ярус, подсчет запасов газа.

**Актуальність.** Борисівське газоконденсатне родовище (ГКР) розташоване на території Шевченківського і Чугуївського районів Харківської області у південно-східній частині північної бортової зони Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Пошуково-розвідувальні роботи проводилися у 1982-1987 рр. Особливістю його геологічної будови є наявність двох ділянок – Борисівської та Південно-Граківської. Промислова газоносність у межах Південно-Граківської ділянки приурочена до горизонтів М-1 середнього і В-19 нижнього карбону, а в межах Борисівської ділянки до горизонтів К-6 верхнього, М-1, М-2, М-3 середнього та В-19 нижнього карбону. Промислова розробка родовища здійснюється з 1988 р.

Для ефективного освоєння родовища та оптимального вилучення вуглеводнів і відповідно до вимог законодавства України у 2014 р. в УкрНДІгазі було виконано геолого-економічну оцінку родовища.

Одними з головних параметрів при проведенні підрахунку запасів газу є початкові пластові температури та тиски. Особливістю даного родовища є те, що у його розрізі у нижньому гідрогеологічному поверсі, згідно з гідрогеологічною зональністю [1] виділяються, як верхній елізійний, так і нижній термодегідратаційний яруси.

За гідрогеологічними, термобаричними ознаками та умовами формування вуглеводневих покладів ці яруси мають суттєві відмінності. Отже, при визначенні початкових пластових

температур і тисків у покладах треба це врахувати.

На північному борті ДДЗ через особливості геологічної будови термодегідратаційний ярус не набув широкого розвитку. Тому його виділення у розрізі родовища викликає інтерес не тільки для підрахунку запасів газу, а й для перспектив нафтогазоносності – поширення глибинної зони газонакопичення.

**Мета статті.** На прикладі Борисівського родовища та північного борту ДДЗ показати особливості визначення початкових термобаричних умов для геолого-економічної оцінки у різних гідрогеологічних ярусах.

**Методика досліджень.** Одним з положень вертикальної гідрогеологічної зональності [1] є розгляд усіх елементів осадоної системи, у тому числі підземних вод, у геотемпературному полі, відповідно у нижньому гідрогеологічному поверсі виділяються два гідрогеологічні яруси – елізійний та термодегідратаційний. Межею між ярусами є товща катагенетично ущільнених порід, яка є флюїдоупором (КФУ) вторинного походження і контролюється геотемпературним інтервалом 110-120 °С.

Елізійний гідрогеологічний ярус характеризується пластовими температурами до 110 °С. Внаслідок цього, осадові породи залягають в умовах невисокого ступеня постседиментаційного перетворення відкладів (градація ПК-МК<sub>2</sub> катагенезу). Для цієї зони характерна незавершеність процесів епігенетичного ущільнення порід, внаслідок чого, у регіонально витриманих водоносних комплексах переважає

елізійний гідродинамічний режим. Для розрізу характерна гідрогеохімічна зональність, яка відображає фаціальні умови седиментогенезу і збільшення з глибиною мінералізації та метаморфізації підземних вод. Цей ярус відповідає регіональній зоні нафтогазоутворення та генерації високомолекулярних ВВ, яка вміщує основні запаси нафти та газу.

В цілому, термодегідратаційний ярус нижнього гідрогеологічного поверху характеризується початковими пластовими температурами  $>120^{\circ}\text{C}$ . Осадкові породи, які його складають, вже значно ущільнені та перетворені (градація  $\text{MK}_{3-5}$ - $\text{AK}_{1-2}$  катагенезу), внаслідок чого спостерігається роз'єднування флюїдонасичених комплексів на локальні гідродинамічно ізольовані флюїдальні системи. Високотемпературне перетворення порід та розсіяної органічної речовини змінює гідродинамічні умови, створюються нові об'єми відроджених підземних вод, вуглеводнів,  $\text{CO}_2$  та інших флюїдів, розвантаження яких в умовах низької проникності середовища здійснюється, в основному, у вертикальному напрямку по тектонічних порушеннях. У глибокозанурених відкладах флюїдоносні комплекси характеризуються високими пластовими тисками, що досягають сверхгідростатичних – аномальних значень (АВПД). Суттєво змінюються інші гідрогеологічні параметри: різко знижується мінералізація вод (гідрохімічна інверсія), збільшується вміст  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{V}$ ,  $\text{CO}_2$ . Частина розрізу, яка відповідає вказаним умовам у регіональному плані відноситься до головної зони газоутворення.

Таким чином при розгляді й аналізі гідрогеологічних умов у нижньому гідрогеологічному поверсі родовищ нафти та газу необхідно визначитися з положенням геоізоTERM 110 та  $120^{\circ}\text{C}$ , які будуть розмежовувати два різні за гідрогеологічними властивостями яруси.

Для визначення температури у покладах використовуються термограми свердловин та точкові виміри температури у свердловинах, з подальшою інтерполяцією або екстраполяцією на потрібну глибину.

Графоаналітична методика розрахунку тисків на середину газових покладів базується на тому, що тиски у покладі та у водонапірній системі на контакті газ-вода (ГВК) однакові [2]. Отже, потрібно знати розподіл тисків у водонапірній системі у розрізі родовища. За відсутності вимірів тиску у покладі можна за барометричною формулою [3] розрахувати тиск від ГВК до середини покладу. Коли наявні дані з вимірів тиску у покладі можна від цього значення розрахувати тиск на середину покладу, за вказаною формулою. Це також дозволяє пе-

ревірити правильність прийнятої геологічної моделі покладу відносно положення ГВК.

**Викладення основного матеріалу.** Для характеристики початкових пластових температур та тисків у розрізі й продуктивних покладах Борисівського ГКР були залучені дані з вимірів температур та тисків, як безпосередньо на родовищі, так і на сусідніх площах.

На Борисівському ГКР вимір термоградієнту було проведено у свердловині 2-Пд.-Граківська. Вимір було виконано до абсолютної відмітки (а. в.) -2046,8 м, максимальна виміряна температура дорівнювала  $68,5^{\circ}\text{C}$ . Оскільки продуктивні поклади на родовищі залягають значно нижче вказаної глибини для розрахунків температур була використана термограма свердловини 12-Коробочкинська, яка знаходиться у подібних до свердловини 2-Пд.-Граківська геотермічних умовах. Термоградієнт у вказаній свердловині було виміряний до а. в. -3859 м, максимальна виміряна температура дорівнювала  $123,5^{\circ}\text{C}$ . За наявними термограмами було побудовано розподіл пластових температур у розрізі Борисівського ГКР (рисунок 1). Але абсолютні відмітки залягання контактів газ-вода у покладах горизонту В-19 на Пд.-Граківській ділянці знаходяться нижче виміру термоградієнту. Тому була зроблена екстраполяція розподілу температур до глибини з а. в. -4259 м. Розрахунок величини термоградієнту за яким було зроблено прогноз розподілу температур враховував виміри температури на кінцевій ділянці термограми та дані точкових вимірів температури у свердловинах родовища у візейських відкладах. Термоградієнт при цьому дорівнював  $3,5^{\circ}\text{C}/100\text{м}$ .

Отже, згідно термограми свердловини 12-Коробочкинська геоізоТЕРМ 110 і  $120^{\circ}\text{C}$  залягають на глибинах з а. в. -3350 та -3750 м. Таким чином до глибинної зони газонакопичення та до зони КФУ відносяться газові поклади візейського віку на Пд.-Граківській ділянці родовища.

Розподіл тисків у розрізі Борисівського ГКР відповідає регіональним баричним умовам на північному борту ДДЗ. Так до глибини 1000 м пластові тиски не перевищують значень умовного гідростатичного тиску. Починаючи з глибини 1000 м у відкладах тріасу починається збільшення відношення  $P_{\text{пл}}/P_{\text{уг}}$  у водонесних горизонтах з 1,00 до 1,12. Виміряні тиски у водонесних горизонтах змінюються від 20,32 до 36,07 МПа. Оскільки у розрізі Пд.-Граківської ділянки виділяється глибинна зона газонакопичення, з притаманними їй специфічними особливостями, одним з яких є прояв АВПД, то розглянемо результати випробувань свердловин та

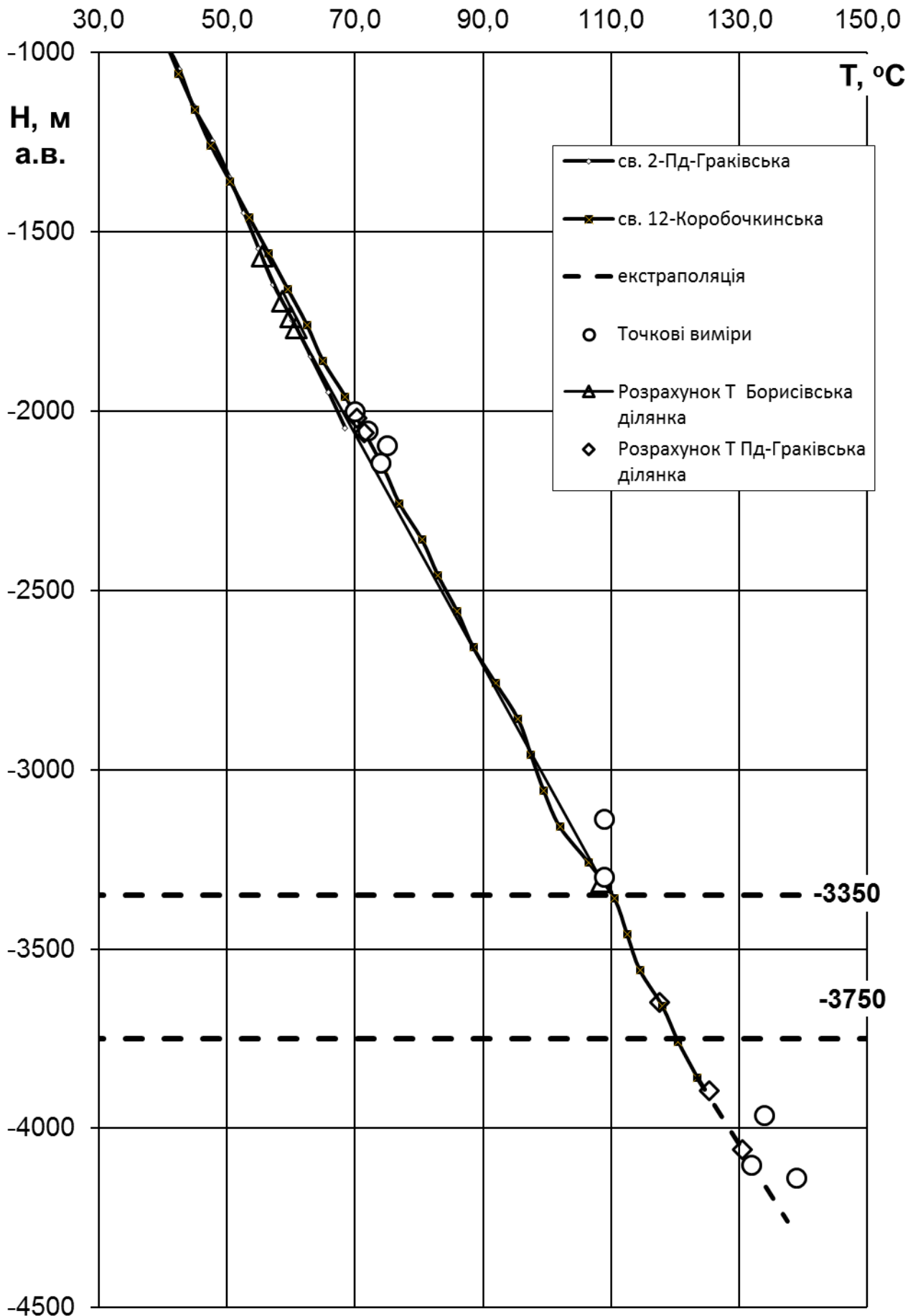


Рис. 1. Розподіл пластових температур у розрізі Борисівського родовища

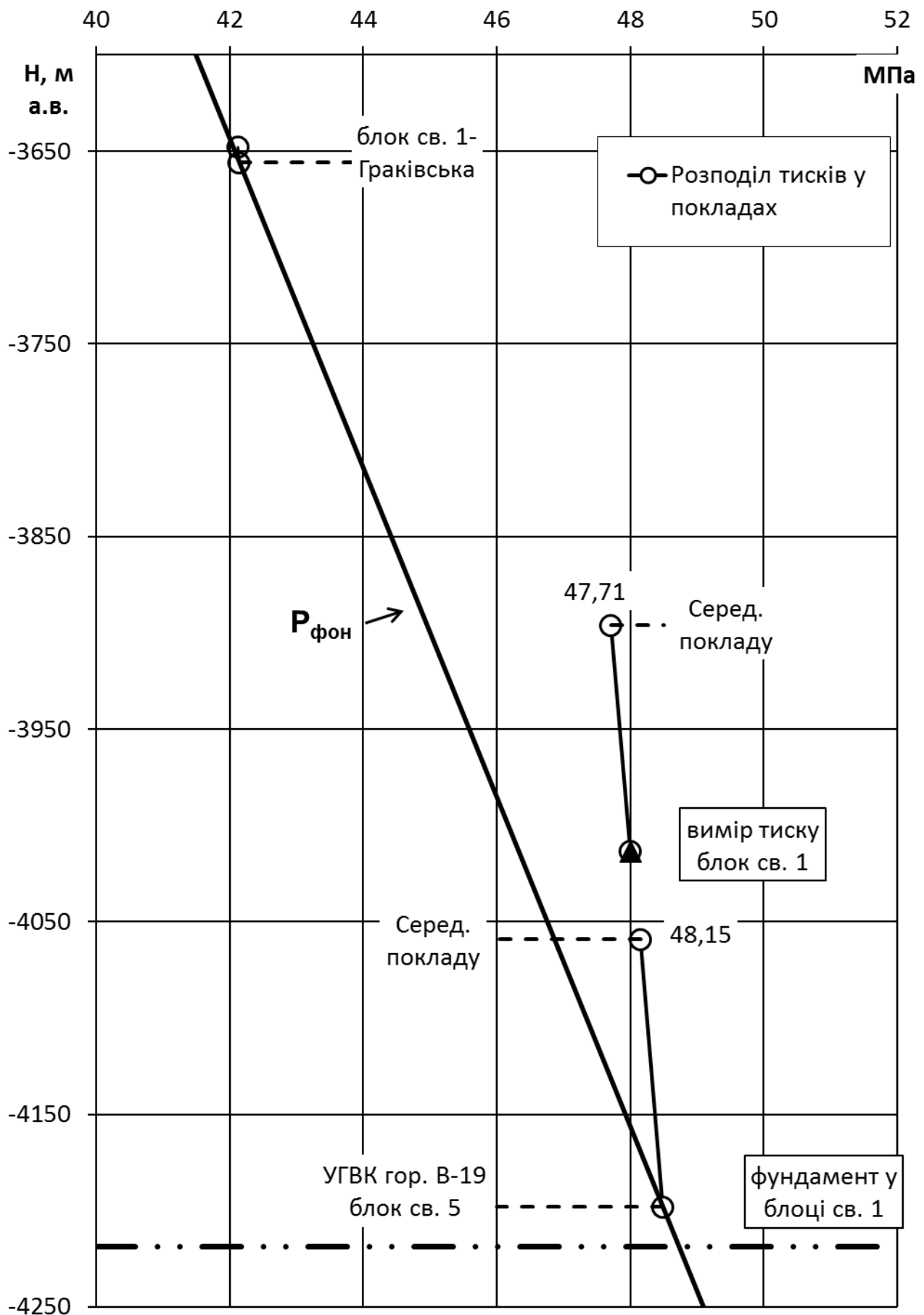


Рис. 2. Розподіл пластових тисків у покладах візейського віку на Пд.-Граківській ділянці Борисівського родовища

інші результати досліджень, які вказують на наявність вказаної зони у розрізі ділянки родовища.

При дослідженнях випробовувачем пластів на трубах горизонту В-19 у свердловині 5-Пд.-Граківська був вимірний пластовий тиск на глибині 4317 м, який дорівнював 53,24 МПа, відношення  $P_{пл}/P_{уг}$  становило 1,26.

Але при дослідженні цього ж інтервалу в експлуатаційній колоні не було отримано подібні результати. Пластовий тиск становив лише 31,65 МПа. Було зроблено висновок, що розкритий поклад має погіршені фільтраційно-ємнісні властивості та незначні розміри. Також треба додати, що вміст вуглекислоти у пластовому газі горизонту В-19 на даній ділянці родовища дорівнює 6,20 % об.

Отже, вказані геобаричні та газогеохімічні особливості впевнено вказують, поряд з геотермічними на наявність глибинної зони газонакопичення у розрізі Пд.-Граківської ділянки.

На Пд.-Граківській ділянці наявні два виміри тиску у водоносних горизонтах М-1 у свердловині 2-Пд.-Граківська та С-5 у свердловині 1-Граківська (рис. 2). Отже, пряма лінія, яка з'єднує ці два виміри і буде лінією розподілу фонових гідростатичних тисків ( $P_{фон}$ ) у розрізі вказаної ділянки.

Поклад у блоку св. 1-Граківська знаходиться у зоні КФУ, тому графоаналітичним методом від положення нижньої границі визначеної продуктивності було розраховано значення тиску на середину покладу.

У покладі блоку свердловини 1-Пд.-Граківська при випробуванні горизонту В-19 було отримано приплив газу. Вимірний пластовий тиск дорівнював 48,00 МПа, відношення  $P_{пл}/P_{уг}$  становило 1,17. Через вказані особливос-

ті глибинної зони газонакопичення тиск на середину покладу було розраховано від величини і положення виміру (рис. 2). Тиск у покладі на його границі (ГВК) у даному випадку не обов'язково буде збігатися тиском у водонапірній системі.

Поклад у блоці свердловини 5, як вказувалося вище, було випробовувано при бурінні та у колоні. Через неотримання початкових пластових тисків при дослідженні у колоні, вимірний низький тиск ( $P_{пл}/P_{уг}=0,75$ ) у розрахунки не брався. У такому випадку тиск на середину покладу було розраховано графоаналітичним методом від тиску на ГВК (рис. 2).

Якщо продовжити лінії розподілу тисків в обох покладах до перетину з лінією  $P_{фон}$ , то вони зійдуться біля фундаменту, що підтверджує основні положення про формування вуглеводневих покладів у глибинній зоні газонакопичення [1].

**Висновок.** Таким чином при виявленні глибинної зони газонакопичення на північному борті ДДЗ необхідно враховувати усі її особливості. На прикладі визначення початкових термобаричних умов у вуглеводневому покладі горизонту В-19 на Борисівському ГКР показано, що для розрахунку тисків на середину покладу можна використовувати, як стандартний графоаналітичний метод, так й розрахунки тисків від вимірів у газових покладах. Оскільки залишкова товщина осадової товщі від КФУ на північному борті ДДЗ не сприяє утворенню покладів з АВПД і контакти газ-вода у покладах можуть розташовуватися біля фундаменту використання обох з вказаних методів є доцільним і не призводить до великих похибок при визначенні початкових тисків у покладах.

### Література

1. Заріцький, О. П. Генетична схема зональності елементів осадової системи ДДЗ – основа ефективного освоєння вуглеводневих ресурсів [Текст] / О. П. Заріцький, І. І. Зіненко // Питання розвитку газової промисловості України : Зб. наук. праць. – Харків : Укрнідгаз, 2003. – Вип. 30. – Геологія ... – С. 9-15.
2. Корценштейн, В. Н. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов [Текст] / В. Н. Корценштейн. – М. : Недра, 1991. – 419 с.
3. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин [Текст] / Под ред. Г. А. Зотова, З. С. Алиева. – М. : «Недра», 1980. – 301 с.