

Найбільш напруженим місцем з'єднання є циліндрична поверхня кільцевого диска при $r = R_1$, де еквівалентні напруження, що визначаються за формулою [6]

$$\sigma_{екв} = \sigma_{22} - \sigma_{11} \leq \sigma_T,$$

для сталі 35ХГСА становлять

$$\sigma_{екв} = 5.7 \cdot 10^8 \text{ Па} \leq \sigma_T = 13.4 \cdot 10^8 \text{ Па}.$$

Відповідно, отримане з'єднання задовольняє критерію міцності і може забезпечити передачу крутного моменту [6]

$$M_{кр} = \pi d^2 h f \sigma_{11} = 1.75 \cdot 10^4 \text{ Нм}$$

та осьової сили

$$F = 2\pi d h f \sigma_{11} = 2.68 \cdot 10^5 \text{ Н},$$

де $f = 0.15$ – коефіцієнт тертя у з'єднанні.

Проведені розрахунки показують, що пресове з'єднання, утворене шляхом нагріву диска, забезпечує передачу значного крутного моменту і осьової сили, які необхідні для надійної роботи турбінних коліс газокompресорного обладнання.

Література

1. Новиков М.П. Основы технологии сборки машин и механизмов. – М.: Машиностроение, 1969. – 532 с.
2. Лыков А.В. Теория теплопроводности. – М.: Высш. школа, 1967. – 600 с.
3. Фрейденталь С., Гейнригер Х. Математическая теория неупругой сплошной среды. – М.: Физматгиз, 1962. – 432 с.
4. О.Шаблій, Н. Гашин. Оптимізація посадки кільцевого диска на круглий вал // Вісник Тернопільського державного технічного університету імені Івана Пулюя. – 2001. – Том 6. – №2. – С. 5-11.
5. О. Шаблій, Н. Гашин. Посадка кільцевого диска на круглий вал з використанням постійної питомої потужності теплових джерел // Машинознавство. – Львів, 2001. – № 8.
6. Е.Гречищев, А.Ильяшенко. Соединения с натягом: Расчеты, проектирование, изготовление. – М.: Машиностроение, 1981. – 247 с.

УДК 553.981

ПРОГНОЗ ПРОДУКТИВНОСТІ ВІДКЛАДІВ ДАШАВСЬКОЇ СВІТИ НА ОСНОВІ СПОСОБУ ПЕРСПЕКТИВНОЇ ВІДПОВІДНОСТІ

О.М.Карпенко

ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул.Карпатська, 15, тел. (03422) 42056,
e-mail: doberman@omen.ru

Правило перспективного соответствия, установленное Т.Хейтсом, позволяет обнаруживать в разрезе осадочных пород границы изменения палеотектонического режима. На примере Рубановского газового месторождения авторами доказано, что в отложениях дашавской свиты Внешней зоны Передкарпатского прогиба выделяются участки разреза, которые характеризуются стабильными условиями осадконакопления. С отдельными зонами связаны интервалы повышения дебитов газа, что может быть использовано как дополнительный поисковый критерий при разведке газовых месторождений.

З'ясування закономірностей просторового розміщення покладів вуглеводнів та їх колекторських характеристик є важливим етапом досліджень при пошуково-розвідувальних роботах.

Наявність пасток нафти і газу, їхні геометричні і ємнісно-фільтраційні характеристики визначаються палеофаціальними умовами і тектонічним режимом при їх формуванні. В статті розглянуті деякі аспекти, пов'язані з оцінкою зв'язку між продуктивністю окремих горизонтів

The law of perspective accordance that was found by T. Haites, allows to discover the boundaries of change the paleotectonic regime in the bore log of sedimentary rocks. At the example of Rubanivsk gas field authors demonstrated that the Dashava deposits of Precarpathian External Zone depression has the tracts of the conditions of stable sediment accumulation. Single zones correlated with the intervals of enhanced gas flow rate. This effect may be used as the supplemental finding criteria during the gas deposits exploration.

дашавської свити на газових родовищах Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину і відповідними зонами стабілізації палеотектонічного режиму, встановленими на основі способу перспективної відповідності Хейтса. Вказаний спосіб, або правило, в літературі також має назву закону перспективної відповідності [1, 2].

В статті [1] Т. Хейтс вперше навів приклади, що в природі зустрічаються випадки, коли границі пластів утворюються за строго геометричними законами. Він показав, що розріз

складається з поверхів, кожен з яких побудований за своїм, але строго геометричним законом. Перевірку основних положень закону Хейтса провів Ш.А.Губерман [2] і встановив, що випадки перспективної відповідності відкладів в межах окремих свердловин не випадкові, а закономірні в умовах розповсюдження морських відкладів для Західного Сибіру, Середньої Азії, Північного Кавказу. Ш.А.Губерман відзначає, що в спеціальній літературі немає повідомлень, коли в розрізах осадових товщ, які не сильно зм'яті у складки і впевнено корелюються за каротажними даними, не виконується правило Хейтса. Правило стверджує, що в двох точках поверхні території, яка вивчається, співвідношення швидкостей накопичення осадів залишається стабільним у вікових межах стабільного тектонічного режиму. Після перерви у накопиченні осадів, зміни монотонності регіонального підймання або опускання пластів імовірність збереження попереднього осадового режиму практично дорівнює нулю. Відповідно треба очікувати, що утворення пластів після перерви у накопиченні осадів продовжується, але з іншим співвідношенням швидкостей в точках спостереження [2]. На рис. 1 зображена модель перспективної відповідності (кореляції) осадових товщ в розрізах двох свердловин поблизу берегової лінії. Рисунок наочно представляє відповідність товщин пластів у двох розрізах свердловин, які розкрили однотипні відклади в межах єдиного тектонічного режиму накопичення осадів.

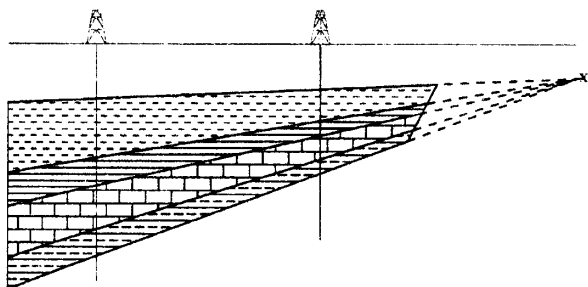


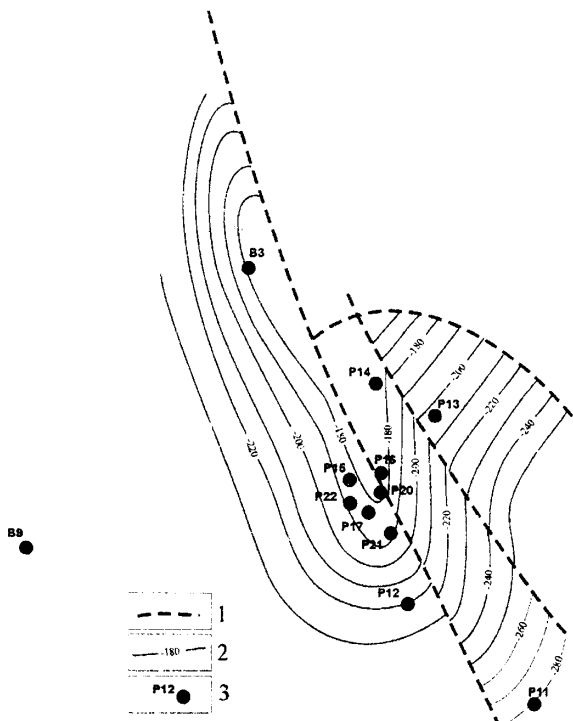
Рисунок 1 – Модель перспективної кореляції Т.Хейтса

Інтервали зміни тектонічного режиму в розрізах осадових товщ визначаються шляхом досить простих графічних побудов з використанням діаграм геофізичних досліджень свердловин. На одній осі декартової системи координат відкладають значення глибин, на яких відбуваються границі інтервалів з певною "поведінкою" геофізичного параметра однієї свердловини, на другій осі – відповідні границі на каротажній кривій іншої свердловини. Якщо графік відкладених точок являє собою пряму лінію, яка точно проходить через всі точки, то можна вважати, що всі розглянуті пласти утворились за умов єдиного тектонічного режиму, тобто тут зберігається закон (закономірність) перспективної відповідності. Нахил такої лінії визначається коефіцієнтом зміни товщин пластів між двома свердловинами. Стрибокподібна зміна кута нахилу лінії, яка проходить через

нанесені точки або її переривання (зміщення), є наслідком зміни тектонічного режиму.

Різні тектонічні режими створюють відповідно різні умови накопичення осаду, які відбиваються в особливостях мінерального і гранулометричного складу порід, їх колекторських властивостей. Шляхом встановлення інтервалів розрізу, в яких зберігаються закономірності перспективної відповідності, можна провести розчленування товщі порід на окремі літолого-фаціальні зони. Це особливо важливо при дослідженнях однорідних з першого погляду або монотонних за геофізичними характеристиками товщ. Типовими прикладом є тонкошаруваті глинисті товщі дашавської і косівської світ Зовнішньої зони, де зосереджені практично всі газові родовища Передкарпатського прогину. Відклади досить чітко розділяються на окремі горизонти (ВД-6 – ВД-14, НД-1 – НД-10) в розрізах більшості газових родовищ. Границями горизонтів верхньодашавської підсвіти є, як правило, низькоомні пласти і прошарки туфів і туфітів, які мають регіональне поширення. Тобто, виділення границь окремих товщ проводиться досить просто.

На Рубанівському газовому родовищі, яке знаходиться в північно-західній частині Зовнішньої зони, поблизу від Калуського розлому і берегової лінії давнього неогенового палеоморя, відклади дашавської світи представлені найбільш повно. Породи верхньодашавської підсвіти являють собою часте чергування глин, аргілітів, алевролітів і пісковиків. Вказані літологічні типи вміщують значну частину пелітового матеріалу, що разом з іншими геолого-геофізичними особливостями зумовлює дуже слабку



1 – тектонічні порушення; 2 – ізогіпси покрівлі гор. ВД-12; 3 – пошуково-розвідувальні свердловини
Рисунок 2 – Структурна карта покрівлі горизонту ВД-12 Рубанівського газового родовища

диференціацію розриву за геофізичними ознаками. Проблема виявлення продуктивних колекторів в дашавській світі стоїть дуже гостро, тому що звичайні, традиційні методики інтерпретації даних ГДС не відповідають складним умовам тонкошаруватого, переважно глинистого розриву. Під час проведення випробувань окремих інтервалів горизонтів ВД-6 – ВД-13 були отримані припливи газу з різними дебітами, які дають підстави зробити припущення про суттєву неоднорідність верхньодашавської підсвіти щодо розподілу пластів-колекторів і їх колекторських властивостей по вертикалі. На рис. 2 наведено структурну карту горизонту ВД-12 Рубанівського газового родовища, де відмічені свердловини, дані яких були використані при дослідженнях за способом перспективної відповідності. Окремі горизонти в свердловинах поділені на підгоризонти за умови, що вони чітко розділялись всюди тонкими, але витриманими по латералі шарами туфів (н – нижня частина, с – середня частина, в – верхня частина в назві горизонту).

Після побудови кореляційних графіків залежностей між накопиченими товщинами підгоризонтів свердловини Рубанівська-12 та інших свердловин Рубанівської (Р) і сусідньої Верещицької (В) площ було встановлено таке. Згідно із правилом перспективної відповідності виявляються чотири інтервали стабільного тектонічного режиму і три границі зміни тектонічного режиму в розрізі верхньодашавської підсвіти (рис. 3). Причому, границі чітко фіксуються на графіках залежностей для всіх розглянутих свердловин. Зони об'єднують горизонти ВД-6 – ВД-8, ВД-9 – ВД-10с, ВД-10н – ВД-11в, ВД-11н – ВД-13н (відповідно 1, 2, 3, 4 зони). В кожній зоні сформувались певні об'єми порід-колекторів з своїми фільтраційно-колекторськими характеристиками.

Аналіз розподілу значень дебітів природного газу в інтервалах окремих свердловин і горизонтів дає підстави стверджувати про досить тісний зв'язок між середніми величинами дебітів в свердловинах і приналежністю до тієї чи іншої виявленої зони стабільного тектонічного режиму. Середні значення дебітів газу у встановлених стабільних зонах розподіляються таким чином: зона 1 – 0.813 тис. м³/добу, зона 2 – 0.412 тис. м³/добу, зона 3 – 0.143 тис. м³/добу, зона 4 – 9.96 тис. м³/добу. На рис. 3 наочно наве-

дено границі зміни тектонічного режиму на гістограмі розподілу дебітів в інтервалах свердловин. З результатів досліджень у відповідності із правилом перспективної відповідності можна зробити висновок про відносно спокійний тектонічний режим і максимальну віддаленість від берегової лінії Рубанівської площі під час накопичення осадового матеріалу горизонтів ВД-9 – ВД-11в. Максимальна піскуватість і найкращі колекторські властивості колекторів утворились під час формування горизонтів ВД-11н – ВД-13 як наслідок активного тектонічного режиму при максимальному наближенні ділянки родовища до берегової лінії палеоморя. В цей час відбувалось накопичення значної частки псамітового матеріалу, що призводило, як встановлено авторами, до покращання колекторських властивостей переважно глинистої товщі розриву. Перспективною можна вважати зону 1 (горизонти ВД-6 – ВД-8) з невеликими встановленими дебітами газу до 1.75

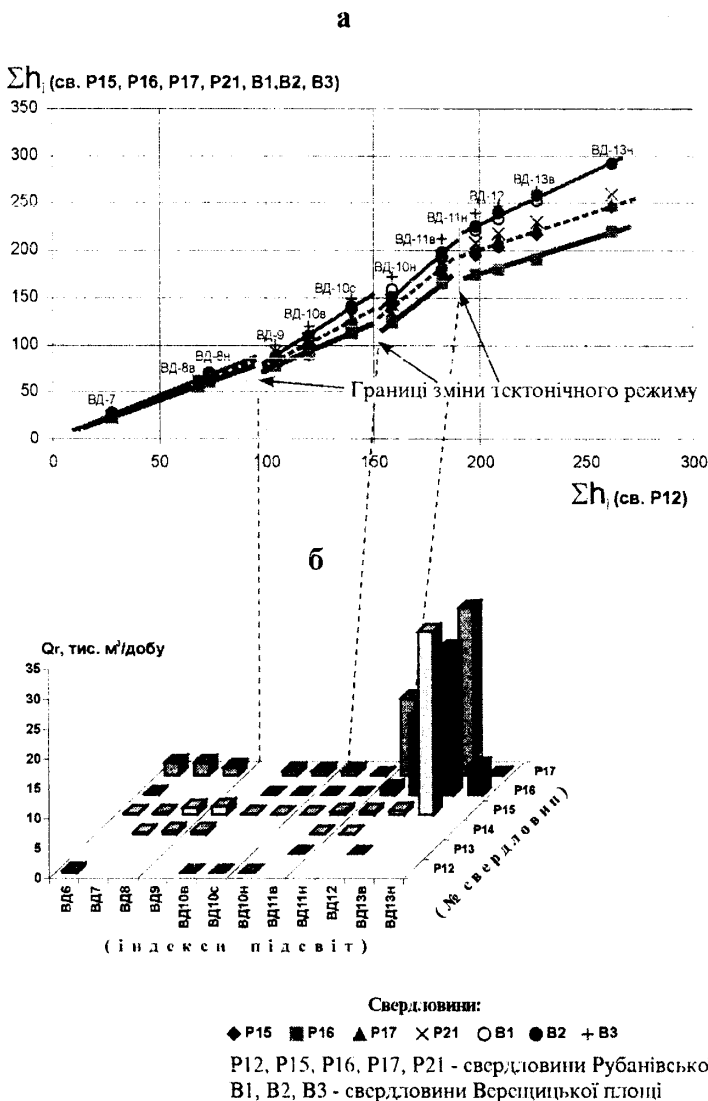


Рисунок 3 – Кореляційні графіки залежностей між накопиченими товщинами горизонтів у свердловинах Рубанівського і Верещицького газових родовищ – модель Т.Хейтса (а) і розподіл дебітів газу (тис. м³/добу) по горизонтах та свердловинах Рубанівського родовища (б)

тис. м³/добу, в якій імовірно існування пластів із більшими дебітами, особливо на сусідніх примикаючих площах – Малогорожанській і Верещицькій. Невеликі значення дебітів газу з точки зору рентабельності в цих відкладах компенсуються малими глибинами залягання продуктивних пластів – 120-250 м.

Основні висновки. Згідно з правилом перспективної відповідності з використанням діаграм стандартного каротажу можливе виявлення на площах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину інтервалів розрізу із стабільним тектонічним режимом накопичення осадів дашавської світи і границь зміни тектонічного режиму. Окремі зони характеризуються своїми латеральними і вертикальними розміщеннями пластів-колекторів та розподілами їх колекторських властивостей. Як наслідок – на окремих просторових ділянках родовищ під час накопичення осаду виникали сприятливі умови для утворення

в постседиментаційний період пластів-колекторів з високими фільтраційно-ємнісними властивостями. Виявлення хоча б одного високодебітного пласта (горизонта) в такій зоні за результатами пластових випробувань дає змогу позитивно оцінювати перспективність всіх горизонтів зони стосовно наявності пластів-колекторів з промисловими запасами газу. Відповідно в таких перспективних зонах слід збільшувати обсяги геофізичних, промислових і гідродинамічних досліджень.

Література

1. Haites T.B. Perspective correlation. – Bull. Amer. Assoc. of Petrol. Geol., 1963, vol. 47, No. 4, p. 553-574.
2. Губерман Ш.А. Неформальный анализ данных в геологии и геофизике. – М.: Недра, 1987. – 261 с.

УДК 550.832.44

НОВІ МОЖЛИВОСТІ ДЕТАЛЬНОГО ВИВЧЕННЯ НАВКОЛОСВЕРДЛОВИННОГО ПРОСТОРУ МЕТОДОМ ШИРОКОСМУГОВОГО АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ

С.Є. Муц, Ю.В. Філатов

ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул.Карпатська, 15, тел. (03422) 42098,
e-mail: pngg@ifdtung.if.ua

Рассмотрены новые возможности обработки и интерпретации данных широкополосного акустического каротажа. Показана возможность определения структурного параметра – угла наклона граници. Предлагается способ определения параметров геологической среды – плотности упругих модулей (коэффициентов Ламе) – по данным комплексной обработки волнового поля широкополосного акустического каротажа. Предложен алгоритм построения теоретических (виртуальных) гистограмм как способ прогнозирования свойств горных пород на основе анализа статистически неrepresentative учебных выборок, которые связывают эти свойства с набором геофизических полей (параметров поля).

New possibilities of processing and data interpretation of the broadband acoustic log are considered. Possibility of environment structured parameter determination – the slopping angle of layer is shown. An algorithm to determine geologic environment's parameters – density and elastic modules (Lame's coefficients) – has been proposed on the basis of results of complex processing of the broad-band acoustic log wave field. An algorithm of theoretical (virtual) histograms charting is offered as a way to predict the characteristics of rocks considering the analysis of statistic anrepresentative training samples, which link these characteristics with set of geophysical fields (parameters of field).

Як відомо, одним з провідних методів дослідження продуктивних товщ геологічного розрізу є широкосмуговий акустичний каротаж (АКШ). Він дає змогу вирішувати широке коло задач погнозування властивостей розрізу (визначення коефіцієнта пористості, літологічне розчленування розрізу, прогноз флюїдонасичення колекторів, в тому числі і в обсаджених свердловинах). Разом з тим, на нашу думку, дані АКШ використовуються не повністю. Існує можливість визначати особливості структурної будови навколосвердловинного простору [1] та

параметрів середовища з метою прогнозування геологічного розрізу без зміни методики проведення робіт акустичного каротажу.

При проведенні вимірів триелементним зондом, наприклад, з двома випромінювачами, є можливість утворити систему з трьох рівнянь для визначення параметрів t_{op} , V та s

$$\begin{aligned} t_1(0) &= 2t_{op} + L_1/V; \\ t_2(0) &= 2t_{op} + L_2/V; \\ t_1(L_1) &= 2t_{op} + L_1/V \cdot s, \end{aligned} \quad (1)$$