

РОЗВІДУВАЛЬНА ТА ПРОМИСЛОВА ГЕОФІЗИКА

УДК 550.832

ПРО ЗВ'ЯЗОК РОЗРИВНИХ ПОРУШЕНЬ З ФОРМУВАННЯМ ПОКЛАДІВ НАФТИ ТА ГАЗУ У КАМ'ЯНОВУГІЛЬНИХ ВІДКЛАДАХ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

¹Д.Д. Федоришин, ²Б.І. Садівник

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056,
e-mail: geophys@nuing.edu.ua

²ДГП "Укргеофізика", 03057, м. Київ, вул. Софії Петровської, 10, тел. (044) 4567180,
e-mail: sadivnik@gmail.com

Описано зв'язок тектонічних порушень з формуванням покладів нафти та газу та спосіб встановлення тектонічних порушень за результатами геофізичних досліджень свердловин, що дає змогу уточняти будову геологічних структур і прогнозувати наявність покладів нафти та газу.

Ключові слова: свердловина, пористість, породи-колектори, відклади, тектонічне порушення, продуктивний горизонт.

Описана связь тектонических нарушений с формированием залежей нефти и газа, а также способ установления тектонических нарушений по результатам геофизических исследований скважин, позволяющих уточнять строение геологических структур и прогнозировать наличие залежей нефти и газа.

Ключевые слова: скважина, пористость, породы-коллекторы, отложения, тектонические нарушения, продуктивный горизонт.

In article it is described connection of tectonic disturbances with forming of reservoirs of oil and gas. The way of an establishment of tectonic disturbances by means of results of geophysical bore-hole surveying is described. The establishment of tectonic disturbances gives the chance to update a constitution of geologic patterns and to forecast presence of reservoirs of oil and gas.

Keywords: well, porosity, breeds-collectors, adjournment, tectonic infringements, pay horizon.

В даний час, коли в державі відчувається гостра потреба у власній вуглеводневій сировині, виникає необхідність у новому підході до встановлення природних закономірностей, пов'язаних з утворенням покладів вуглеводнів, а, відтак, і до аналізу результатів геофізичних досліджень свердловин з метою виділення перспективних ділянок для пошуків покладів нафти та газу. Для реалізації цієї задачі необхідно звернути увагу на чинник, з яким, як свідчать результати досліджень, значною мірою пов'язане покладоутворення. Здебільшого – це тектонічні порушення, без яких навіть неможливо собі уявити будову окремих структур, тектонічних зон та, в цілому, тектоніку Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Без врахування особливостей тектонічної будови кожної з структур, неможлива достовірна оцінка запасів продуктивних порід нафтогазових родовищ.

В більшості випадків тектонічні порушення розглядають як обов'язковий тектонічний елемент геологічної будови родовища, а от його ролі та впливові на такий важливий процес, як покладоутворення, приділяється, з нашої точки зору, недостатньо уваги.

Результати аналізу фактичного геолого-геофізичного матеріалу свідчать, що продуктивність горизонтів у розрізі свердловини значною мірою може бути пов'язана не тільки, з наявністю тектонічних порушень, але і з величиною їх амплітуди. Наприклад, у свердловині Ярошівська-9 на глибині 3937м за даними ГДС зафіксоване порушення амплітудою 40 м (порівняно з свердловиною №2), внаслідок чого з розрізу "випадає" частина верхньовізейських відкладів. З горизонту В-17 отримано приплив нафти дебітом $Q = 228 \text{ м}^3/\text{добу}$ (рис. 1). У свердловині Малодівицька-12 на глибині 2640м зафік-

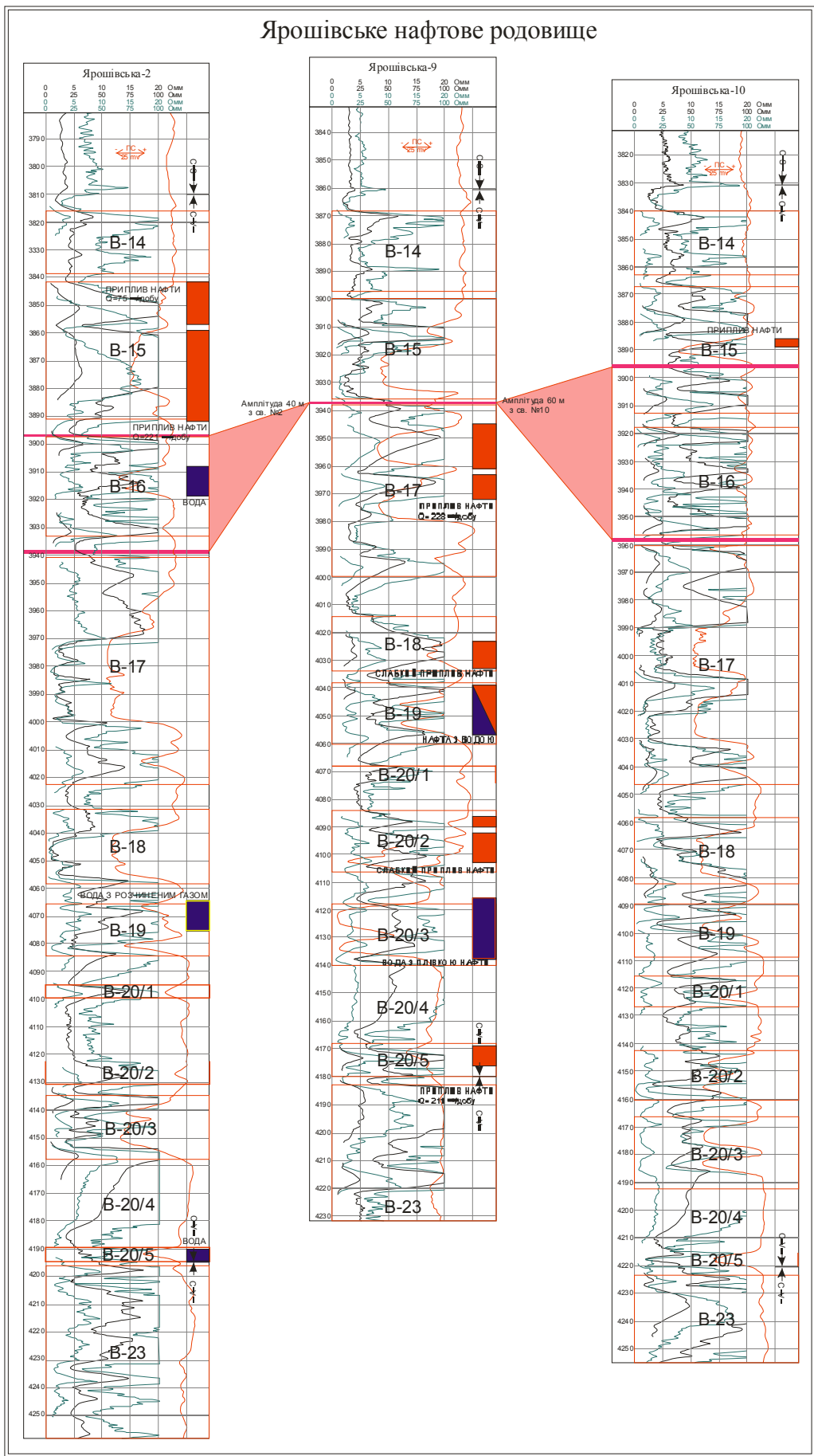


Рисунок 1 – Кореляційна схема по лінії свердловин 2 – 9 – 10

соване порушення амплітудою 165 м (порівняно з свердловиною №10), де з горизонтів В-15, В-16, В-17 отримано припливи нафти дебітами 304, 231 та 381 м³/добу відповідно.

Випадки продуктивності в свердловинах, розріз яких проходить через площину порушення, є непоодинокими, але наявність тільки порушення не завжди є достатнім показником для очікування продуктивності пластів: необхідна також наявність пластів-колекторів, непроникних пластів, що виконують роль екрануючих покришок, структурно-тектонічних умов для формування покладу. Зважаючи на те, що тектонічні порушення роблять суттєвий внесок у формування покладу, нами проводились роботи з виявлення їх у розрізі свердловини та встановлення критеріїв їх оцінки за даними ГДС.

Наявність розривних порушень у розрізі свердловин можна достовірно встановлювати за даними ГДС шляхом зіставлення каротажних діаграм з використанням критеріїв їх морфології та величини літолого-геофізичних одиниць у сусідніх свердловинах. Такий підхід дає змогу встановити інтервали, де мають місце “випадіння” окремих літолого-стратиграфічних одиниць з геологічного розрізу. При ретельному зіставленні результатів геофізичних досліджень свердловин з повним літолого-стратиграфічним розрізом та результатів досліджень свердловин, в яких фіксується відсутність певної його частини, через яку проходить площина порушення, можна визначити глибинний рівень порушення та його амплітуду. Все це здійснюється шляхом порівняння результатів досліджень пошукових свердловин геофізичними методами з повним, характерним для даної структурно-тектонічної зони, літолого-стратиграфічним розрізом. Амплітуда тектонічного порушення може бути різною відносно амплітуди порушень різних свердловин.

Відсутність певної частини літолого-стратиграфічного розрізу, на нашу думку, не обов'язково зумовлена порушенням, а може бути спричинена невідкладанням окремих літолого-стратиграфічних одиниць або їх розмивом. Не відкладатися можуть здебільшого нижні частини інтервалів геологічних розрізів з трансгресивним характером осадонакопичення, які відповідають нижньовізейським “підплитовим”, верхньовізейським “надплитовим” (продуктивні горизонти В-20, В-21), нижньосерпухівським, та башкирським “підплитовим” відкладам. Це пов'язано з особливостями геологічної будови Дніпровсько-Донецької западини, в якій з поширенням трансгресії від центральної частини до бортових зон на підстилаючі породи будуть відкладатись щораз молодші породи. Відповідно, в найглибшій центральній частині западини ми спостерігатимемо максимальну товщину трансгресивних відкладів, а в прибортових і бортових зонах – мінімальну товщину, або навіть їх відсутність. Розмитими можуть бути ті частини розрізу, які відкладались в період перед перервами в осадонакопиченні. Як приклад можна навести свердловину

Бережівська-2, у якій через структурні особливості не відклались низи верхньовізейських відкладів, які чітко виражені і представлені на кривих геофізичних досліджень свердловини Бережівська-1.

Розривні тектонічні порушення спостерігаються за даними ГДС у свердловинах Мало-дівицького нафтового родовища. Зокрема встановлено порушення амплітудами 140-200 м у серпухівських та башкирських відкладах свердловин 8, 9, 12, 25, 26, 28, 29, 30, 31, 32, 34, 35, 41, 42.

Аналіз продуктивності Мало-дівицького родовища свідчить, що продуктивність підтверджена здебільшого у свердловинах, в розрізі яких фіксуються тектонічні порушення, або у свердловинах, що знаходяться неподалік.

Як приклад можна навести свердловину №12 (рис. 2), в якій на глибині 2645 м фіксується порушення амплітудою 110 м порівняно з свердловиною №10. Із результатів геофізичних досліджень видно, що з розрізу “випадає” частина башкирських „підплитових”, серпухівських та частина верхньовізейських відкладів. У цій свердловині, безпосередньо під порушенням, отримано припливи нафти з горизонтів В-15,16,17,18,19 дебітами 47,5 – 381 м³/добу та приплив води з плівкою нафти з горизонту В-20/3. Дана свердловина є найпродуктивнішою за верхньовізейськими відкладами на цій площі, що, на нашу думку, безпосередньо пов'язано з тектонічним порушенням.

Аналогічна ситуація спостерігається в межах Мільківського нафто-газоконденсатного родовища.

Так, у свердловині №2 на глибині 2928 м зафіксовано порушення амплітудою 250 м відносно свердловини №3, внаслідок чого з розрізу випадають серпухівські та частина верхньовізейських відкладів. За результатами випробувань отримано припливи нафти та газу з горизонтів К-4, К-5, К-6, М-2, М-3, М-5, М-7, Б-12, В-17, В-18, В-19, В-20/2, В-20/3.

У свердловині №14 на глибині 2850 м зафіксовано порушення амплітудою 210 м відносно свердловини №3. За результатами випробувань отримано припливи нафти, газу та конденсату з горизонтів К-4, К-5, М-2, М-3, М-4, М-5, М-7, Б-4, Б-5, Б-8 та промислові припливи газу з нижньопермських відкладів.

В інших свердловинах продуктивними є горизонти в верхньокам'яновугільних, московських, башкирських чи візейських відкладах, проте найпродуктивнішими все ж таки є свердловини 2 та 14, в розрізі яких фіксуються порушення. Це саме спостерігаємо і на Рибальцівському нафтогазоконденсатному родовищі, де в розрізах багатьох свердловин фіксуються порушення. Нами встановлено: якщо порушення фіксується в серпухівських відкладах, то продуктивними є значна кількість порід-колекторів візейських горизонтів; якщо порушення зафіксовані в башкирських, московських чи візейських відкладах, то продукція в свердловинах відсутня чи продуктивними є поодинокі пласти в візейських або серпухівських відкладах.

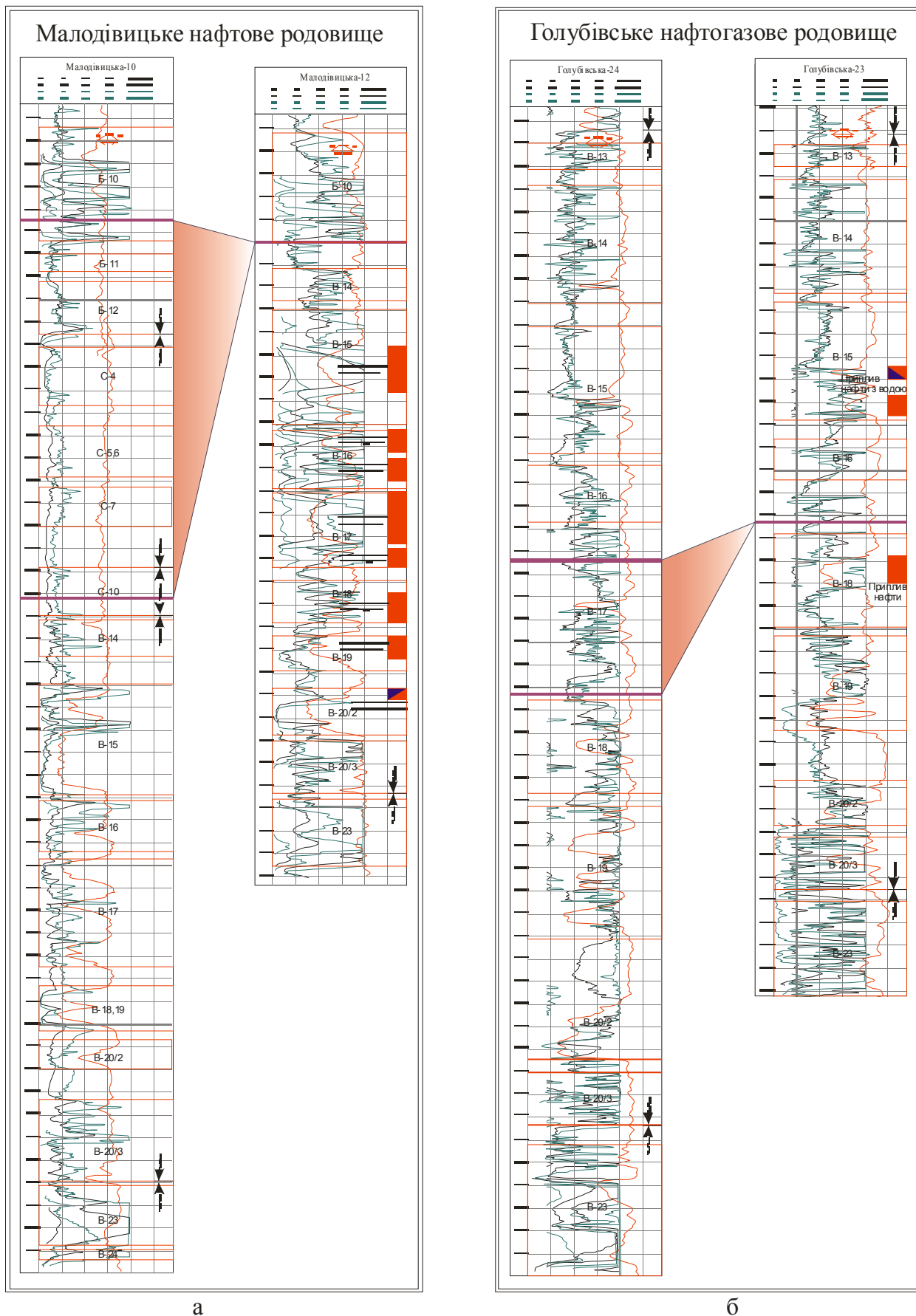


Рисунок 2 – Кореляційна схема по лінії свердловин 10-12 (а) і 23-24 (б)

У свердловині №40 на глибині 2600 м зафіксоване порушення амплітудою 300 м відносно свердловини №32, внаслідок чого з розрізу “випадає” частина середньокам’яновугільних відкладів. У свердловині №40 за результатами випробування отримано припливи газу з горизонтів В-15, В-16, В-17, В-18, в свердловині №32 за даними ГДС продукція відсутня.

У свердловині №47 на глибині 2880 м зафіксоване порушення амплітудою 140 м відносно свердловини №32, внаслідок чого з розрізу “випадає” частина середньокам’яновугільних відкладів, в тому числі башкирська плита, яка, безумовно, є реперним горизонтом. За результатами випробувань у свердловині №47 отримано припливи газу з горизонтів В-17, В-19, В-20/2, В-23, В-24.

У свердловині Рибальцівська-36 на глибині 2030 м фіксується порушення амплітудою 150 м відносно свердловини №13, внаслідок чого з розрізу “випадає” частина верхньо- і середньокам’яновугільних відкладів. За даним ГДС в даній свердловині продуктивні горизонти не виділяються.

Аналогічні випадки збільшення кількості продуктивних пластів-колекторів спостерігаємо на Кулічохинському нафтогазоконденсатному родовищі.

У свердловині №12 на глибині 3880 м зафіксовано порушення амплітудою 100 м, відносно свердловини №14. За результатами випробувань отримано припливи газу та конденсату з горизонтів В-24 та В-25.

У свердловині №18 на глибині 4025 м зафіксовано порушення амплітудою 80 м відносно свердловини №14. За результатами випробувань отримано припливи нафти, газу та конденсату з горизонтів В-20/2, В-20/3 та В-25в.

У свердловині №21 на глибині 3945 м зафіксовано порушення амплітудою 100 м відносно свердловини №20. За результатами випробувань отримано припливи газу та конденсату з горизонтів В-24, В-25 та відкладів верхнього девону, крім того за даними ГДС виділені як продуктивні, але не випробувані горизонти В-15в, В-15н, В-16, В-17в, В-18 та В-20/3, які незгідно залягають один на одному внаслідок порушення, внаслідок чого з розрізу випадають відклади горизонтів В-19, В-20/2, В-20/3.

З шести свердловин Євгенівської площі в п’яти фіксуються тектонічні порушення амплітудою від 120 до 300 м. В результаті випробувань в цих свердловинах отримані припливи газу з горизонтів башкирських та верхньосерпуківських відкладів. У свердловині №4, в розрізі якої не фіксується порушення, в даних відкладах перспективні об’єкти не виділені, що підтверджує можливість використання встановлення наявності розривного порушення в літолого-стратиграфічному розрізі свердловини як одного з критеріїв прогнозування перспективності розкритих свердловинних відкладів.

Нами відмічена тенденція щодо наявності продуктивності в породах-колекторах безпосередньо під місцем, де в розрізі свердловини фіксується тектонічне порушення, що підтвер-

джується на прикладі Ярошівського, Голубівського нафтових (рис. 2), Лебязинського газоконденсатного (рис. 3) родовищ.

Зв’язок тектонічних порушень із продуктивністю порід-колекторів кам’яновугільних відкладів відслідковується практично у всіх свердловинах нафтогазових родовищ Дніпровсько-Донецької западини. Найбільш чітко можна пояснити цей факт на прикладі Ярошівського нафтового родовища. Так, у свердловині №9 на глибині 3937 м зафіксоване порушення амплітудою 40 м, відносно свердловини №2, внаслідок чого з розрізу “випадає” частина верхньовізейських відкладів. Привертає увагу те, що в цій свердловині за результатами випробувань отримані припливи нафти з горизонтів В-17, В-18, В-19, В-20/2, В-20/5, В-24, В-25 дебітами 3,2 - 228 м³/добу, причому горизонти В-17, В-19, В-20/5 продуктивні тільки в цій свердловині. Важливим є факт наявності більшої кількості продуктивних горизонтів в опущеному блоці структури порівняно із припіднятим.

Таким чином, використання комплексного геолого-геофізичного підходу до інтерпретації результатів ГДС дасть змогу виявити тектонічні порушення, які нами означені як критерій прогнозу продуктивності порід-колекторів кам’яновугільних відкладів нафтогазових родовищ ДДЗ. Основним критерієм при встановленні тектонічного порушення, на наш погляд, є відсутність за результатами геофізичних досліджень певної частини літолого-стратиграфічного розрізу порівняно із свердловиною з повним, характерним для даної структурно-тектонічної зони розрізом.

При встановленні тектонічних порушень за даними сейсмозвідки їхнє положення необхідно уточнити за даними геофізичних досліджень свердловин, які перетинають площину порушення, адже вони мають значно більшу роздільну здатність і дають можливість впевнено визначати глибину перетину площини порушення і стовбура свердловини.

Встановлення тектонічних порушень дає змогу також більш точно ідентифікувати продуктивні горизонти і уникнути невідповідності, коли в сусідніх свердловинах різні продуктивні пласти позначаються одним індексом, що ускладнює побудову достовірної моделі родовища, підрахунок запасів та робить некоректним проведення узагальнюючих тематичних досліджень із встановлення закономірностей розподілу продуктивності по горизонтах та комплексах.

Результати випробування у більшості свердловин та їх аналіз дає підстави досить впевнено стверджувати, що порушення в процесі покладоутворення відіграють важливу роль. В подальшому ретельний аналіз даних геофізичних досліджень свердловин у поєднанні з сейсмічними матеріалами та структурними побудовами дозволить зробити вагомі висновки щодо закономірностей впливу розривних порушень на формування покладів нафти та газу.

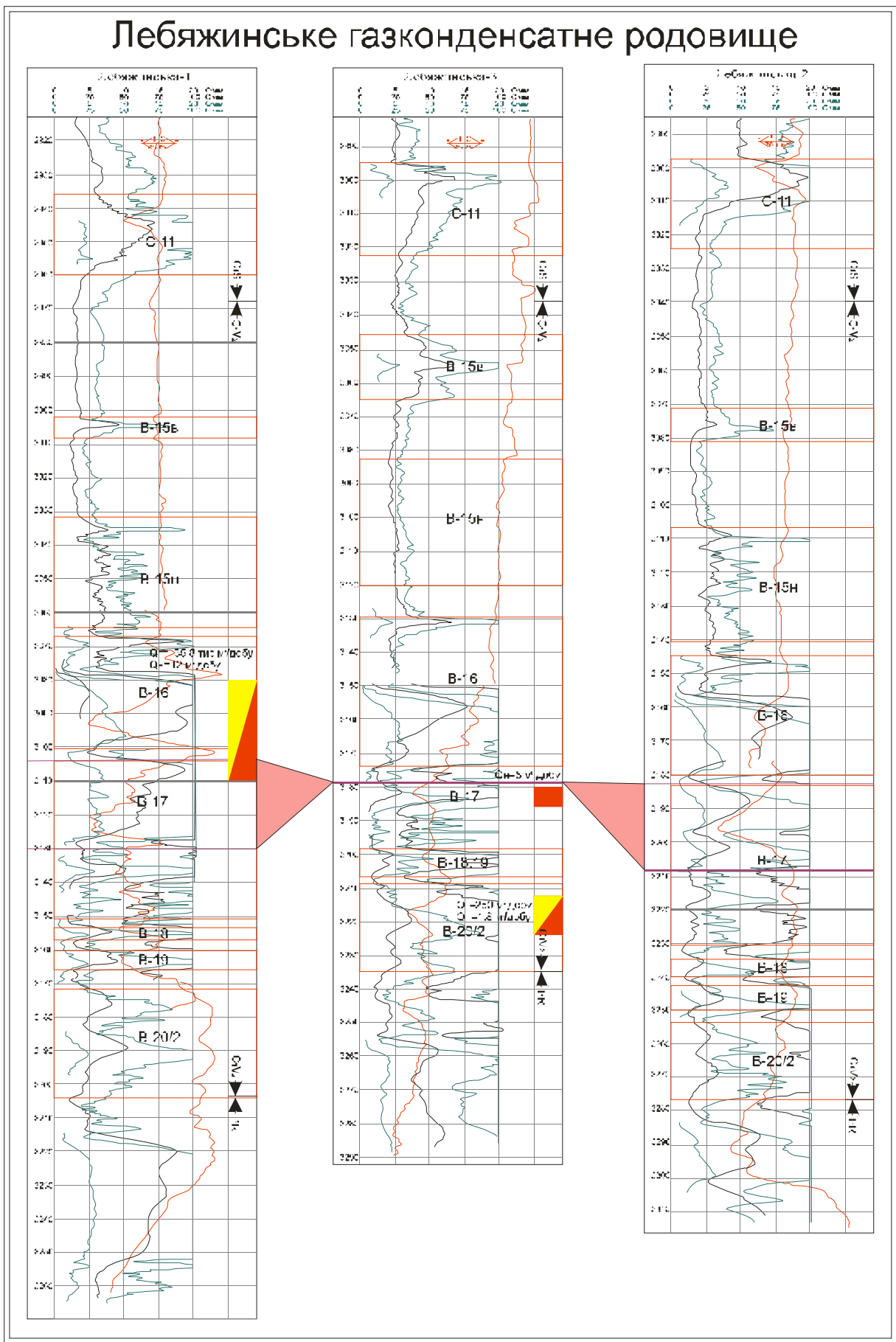


Рисунок 3 – Кореляційна схема по лінії свердловин 10-12 (а) і 23-24 (б)

Література

- 1 Белоусов В.В. Основные вопросы геотектоники / В.В. Белоусов. — М.: Госгеолиздат, 1954. — 605 с.
- 2 Єгурнова М.Г. Нафтогазоносність та особливості літогеофізичної будови відкладів нижнього карбону і девону Дніпровсько-Донецької западини / М.Є. Єгурнова, М.Я. Зайковський. — К.: Наукова думка, 2005. — 196 с.
- 3 Итенберг С.С. Изучение нефтегазоносных толщ промыслово-геофизическими методами / С.С.Итенберг. — М.: Недра, 1967. — 279 с.
- 4 Карогодин Ю.Н. Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность / Ю.Н. Карогодин. — М.: Недра, 1974. — 279 с.
- 5 Рединг Х.Г. Обстановки осадконакопления и фации / Х.Г. Рединг. — М.: Мир, 1990. — 352 с.
- 6 Чирвинская М.В. Глубинная структура Днепровско-Донецкого авлакогена по геофизическим данным / М.В. Чирвинская, В.Б. Соллогуб. — К.: Наукова думка, 1980. — 177 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

29.07.10

Рекомендована до друку професором

Б.И.Маєвським