

# Наука — виробництву

УДК 551.7

## БУДОВА ТА ФАЦІАЛЬНІ ОСОБЛИВОСТІ ЛІТОЛОГІЧНО-ЕКРАНОВАНОГО ПОКЛАДУ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТУ Г-6<sup>2</sup> КОБЗІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

С. Кривуля, А. Лагутін, А. Загороднов, О. Горяйнова, С. Повсренний

Український науково-дослідний інститут природних газів,  
61010, м. Харків, Красношкільна набережна, 20, e-mail: ukrniigaz@ukrpost.net

Наведено загальні відомості про Кобзівське родовище, що є складним за своєю геологічною будовою і великим за кількістю видобувних запасів газу. Стисло охарактеризовано його тектонічну будову та фаціальні, літофізичні й петрографічні властивості порід колекторів та порід покришок. Газоносність родовища пов'язана з відкладами ассельського та гжельського ярусів нижньої перми та верхнього карбону. В продуктивній товщі виділено 15 горизонтів, які складені вкрай невитриманими колекторами з плямистим розповсюдженням по латералі, що обумовило наявність існування 37-ми не пов'язаних між собою покладів газу з різними рівнями газоводяних контактів. Виявлено, що їх розташування, в основному, контролюється літологічним фактором, тому поклади газу, як правило, літологічно екрановані або літологічно обмежені.

Основним за запасами є горизонт Г-6<sup>2</sup> картамиських відкладів верхнього карбону (С<sub>3</sub>kt). На його прикладі проаналізовано умови формування неантиклінальної літологічно екранованої пастки вуглеводнів. Побудовано літофаціальну карту-схему, де виділені ділянки розвитку відкладів глибоководної затоки, авандельти та дельти. В межах дельтових рівнин виявлено ділянки боліт та озер. Розглянуто умови формування осадових, визначено напрямки переміщення терригенного матеріалу. Доведена можливість формування достатньо великих покладів вуглеводнів у неантиклінальних пастках, що підтверджує перспективність проведення пошуково-розвідувальних робіт на схилах відомих антиклінальних структур, а також на схилах западини.

Ключові слова: відклади, керн, гама-каротаж, терригенний матеріал, течія.

Приведены общие сведения о Кобзевском месторождении, которое имеет сложное геологическое строение и является крупным по количеству добываемых запасов газа. Приведена краткая характеристика его тектонического строения и охарактеризованы фациальные, литофизические и петрографические свойства пород коллекторов и пород покровов. Газоносность месторождения связана с отложениями ассельского и гжельского ярусов нижней перми и верхнего карбона. В продуктивной толще выделено 15 горизонтов, которые сложены очень невыдержанными коллекторами с пятнистым распространением по латерали, что обусловило наличие существования 37-ми несвязанных между собой залежей газа с разными уровнями газоводяных контактов. Выявлено, что их расположение в основном контролируется литологическим фактором, поэтому залежи газа, как правило, литологически экранированы или литологически ограничены.

Основным по запасам является горизонт Г-6<sup>2</sup> картамышских отложений верхнего карбона (С<sub>3</sub>kt). На его примере проанализированы условия формирования неантиклинальной литологически-экранированной ловушки углеводородов. Построена литофациальная карта-схема, где выделены участки развития отложений глубоководного залива, авандельты и дельты. В пределах дельтовой равнины выделены участки болот и озёр. Рассмотрены условия формирования осадков, определены направления перемещения терригенного материала. Доказана возможность формирования достаточно крупных залежей углеводородов в неантиклинальных ловушках, что подтверждает перспективность проведения поисково-разведочных работ на склонах известных антиклинальных структур, а также на склонах впадины.

Ключевые слова: отложения, керн, гамма-каротаж, терригенный материал, течение.

The general data of the Kobzivske gas-condensate field, which has a complex geological structure and is the largest by produced gas are presented. A brief description of its tectonic structure and characteristics of facial, lithophysical and petrographical properties of container rocks and cap rocks are given. Gas bearing capacity of field is associated with deposits of Asselian and Gzhelian stages of Lower Permian and Upper Carboniferous. In the productive strata there had been singled out 15 horizons that are stacked by very irregular collectors with plaque spread laterally, resulting the existence of 37 unrelated gas deposits with different levels of gas-water

*contact. It was found that their position is largely controlled by an lithological factor, so gas deposits are generally lithologically screened or lithologically limited.*

*The main reserves horizon is G-6<sup>2</sup> of Kartamish sedimentation of the Upper Carboniferous (C<sub>3</sub>kt).*

*The formation conditions of the non-anticline lithologically screened hydrocarbons trap had been analysed by an example of its productive horizon. The lithofacies map-scheme of allocated zones of deposits deep bay, delta front and delta had been created. The areas of swamps and lakes had been highlighted within the delta plain. The conditions of sedimentation had been considered, the directions of movement of terrigenous material had been determined. The formation possibility of the quite large hydrocarbon deposits in the non-anticline traps had been proved. That confirm out the prospects of the searching and prospecting gas deposits on the slopes and plunges of the known anticline structures and on the slopes of the hollows as well.*

Key words: deposits, core, gamma-survey, terrigenous material, current.

Кобзівське газоконденсатне родовище (ГКР) розташоване на території Красноградського та Кегичівського районів Харківської області. В тектонічному відношенні родовище приурочене до приосьової частини центрального грабену Дніпрово-Донецької западини (ДДЗ) і є західним елементом Кобзівсько-Мечебилівського антиклінального валу, вздовж осі якого умовно трасується границя між південною прибортовою зоною та центральним грабеном у східній частині ДДЗ, а саме до валоподібного схилу, який гіпсометрично підіймається від Октябрського до Кегичівського підняття.

Кобзівська структура по відбиваючих горизонтах палеозою являє собою брахіантикліналь субширотного простягання. Південне крило занурюється в Григорівський синклінальний прогин, а північне – на північний захід в Південно-Соснівський прогин та утворює сідло, що на північному сході відокремлює Кобзівську структуру від Кегичівського підняття.

Західна перикліналь вузька та довга, занурюється в бік сідла, що відокремлює Кобзівську складку від північних схилів Октябрського підняття. Східна перикліналь коротка та широка, занурюється в бік Сахновщанського структурного виступу.

Зі зменшенням глибин склепіння складки дещо зміщується у північно-східному напрямку. Одночасно зменшується глибина сідловини, що розділяє Кобзівське та Кегичівське підняття, яка у відкладах верхнього карбону зникає, і по них та вищезалегаючих відкладах нижньої пермі на Кобзівській площі зафіксовано лише структурний ніс субширотного простягання. По подошві відкладів микитівської світи нижньої пермі (відбиваючий горизонт IV Г<sub>2</sub>, вапняк Q<sub>8</sub>) ніс має розміри приблизно 16 x 8 км з невеликою антиклінальною в районі свердловини 4 амплітудою 16 м та розміром в межах замкненої ізогіпси -3175 м – 5,5 x 1,75 м. (рисунок 1). На рівні картамиських відкладів для Кобзівської структури характерна відсутність тектонічних порушень. Незначні розміри антикліналі та відсутність тектонічних екранів начебто обумовлюють існування малих за розмірами склепінних покладів. Однак, для Кобзівського родовища виявилось характерним наявність існування великих за площею покладів, що «виходять» за межі склепіння. Часто вони розташовані в західній зануреній частині площі, яка гіпсометрично розкривається на сході і своїм існуванням завдячує наявності літологічних екранів.

В період 1962-1981 рік в склепінній та присклепінній частинах структури було пробу-

рено вісім пошукових свердловин, сім з яких були ліквідовані без опускання експлуатаційної колони, а одна (№ 4), що розташована в апікальній частині структури, при випробуванні дала непромисловий приплив і також була ліквідована.

В 2000 році Український науково-дослідний інститут природних газів (УкрНДІГаз) склав проект пошуково-розвідувального буріння на Кобзівській площі. [2]. В 2002 році було відкрито родовище, коли при випробуванні свердловини 10 з картамиських відкладів (P<sub>1</sub>kt, гор. А-6-7-8) отримали приплив газу дебітом 47,5 тис. м<sup>3</sup>/добу на 4 мм діафрагмі. Подальше буріння не тільки підтвердило газонасність цих горизонтів, а й горизонту А-5 і, що найважливіше, довело високу продуктивність горизонту Г-6<sup>2</sup> (C<sub>3</sub>kt), з якого отримано припливи газу дебітом до 300-400 тис. м<sup>3</sup>/добу на 8 мм діафрагмі. Слід наголосити, що пісковик, який утримує поклад горизонту Г-6<sup>2</sup>, в склепінній частині структури заміщується аргілітом. Це робить поклад літологічно – екранованим і пояснює, чому розвідка склепінної частини родовища в 1962-1981 роки не виявила цей високопродуктивний горизонт.

Станом на 01.01.2011 р. в межах Кобзівського родовища пробурено 83 свердловини, з яких 33 – пошукові та розвідувальні, а 50 – експлуатаційні. За даними цих свердловин в 2011 році була складена та захищена в ДКЗ геолого-економічна оцінка (ГЕО) запасів вуглеводнів (ВВ) родовища [3].

За кількістю початкових видобувних запасів вільного газу 31 547 тис. т умовного палива родовище відноситься до великих.

Відсутність диз'юнктивних порушень обумовлює просту тектонічну будову родовища. Однак розріз відкладів P<sub>1</sub>-C<sub>3</sub><sup>3</sup> містить велику кількість прошарків пісковиків та алевролітів, які мінливо розповсюджені як по розрізу, так і по площі, мають невитримані товщини та різні колекторські властивості. Це – відсутність у розрізі, який вивчається, надійних стратиграфічних реперів (окрім вапняків Q<sub>8,10</sub>), а також значні розміри Кобзівської площі і високий поверх газонасності, що робить родовище складним за своєю геологічною будовою.

Газонасність родовища пов'язана з відкладами ассельського та гжельського ярусів нижньої пермі та верхнього карбону. Ассельський ярус представлений відкладами картамиської (мелиховська ритмопачка) та микитівської (низи святогірської ритмопачки) світ. Порооди ярусу відкладались в умовах прибережного мілководдя

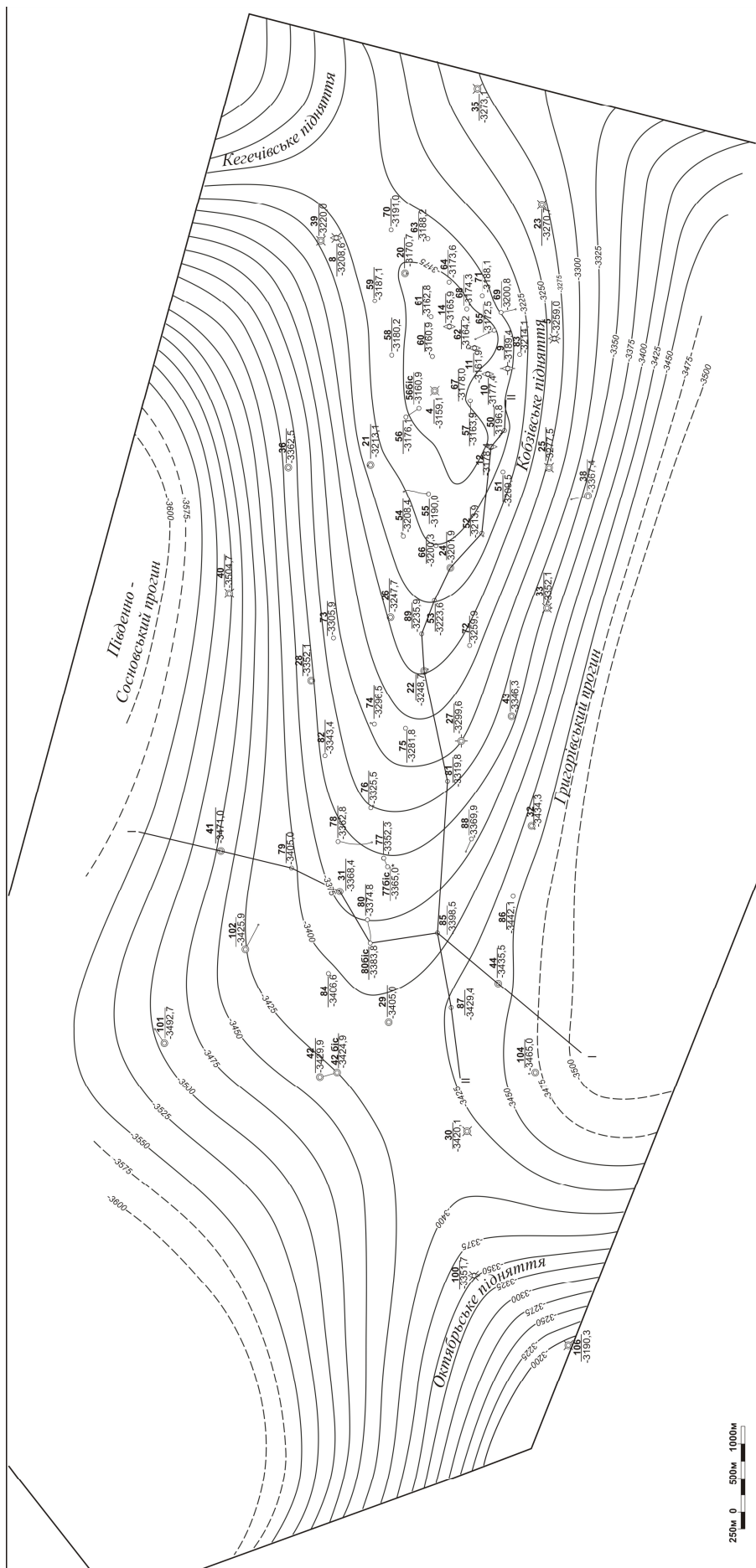


Рисунок 1 – Структурна карта по відбиваючому горизонту IVг2 (вапняк Q8)

(приливно-відливна фація). Гжельський ярус представлений араукаристовою світою та низами картамиською світи. Породи ярусу відповідають фаціям чергування тимчасових водотоків та пляжних прибережно-морських відкладів.

В продуктивній товщі за даними випробування і промислово-геофізичних досліджень свердловин виділено 15 продуктивних горизонтів, які містять газоконденсатні поклади, що приурочені до товщі теригенних порід нижньої пермі: горизонти А-5<sup>1</sup>, А-5<sup>2</sup> (P<sub>1nk</sub>), А-6<sup>1</sup>, А-6<sup>2</sup>, А-6<sup>3</sup>, А-7<sup>1</sup>, А-7<sup>2</sup>, А-8<sup>1</sup>, А-8<sup>2</sup> (P<sub>1kt</sub>) та верхнього карбону: горизонти Г-6<sup>1</sup>, Г-6<sup>2</sup>, Г-6<sup>3</sup>, Г-6<sup>4</sup> (С<sub>3kt</sub>), Г-7<sup>1</sup>, Г-7<sup>2</sup> (С<sub>3<sup>3</sup></sub>), з яких припливи газу не отримані тільки з горизонтів Г-7<sup>1</sup>, Г-7<sup>2</sup>. Поверх газоносності складає близько 657 метрів між найнижчим рівнем ГВК в продуктивному горизонті Г-6<sup>2</sup> та покрівлею найвищого виділеного за ГДС газоносного пласта продуктивного горизонту А-5<sup>1</sup> в свердловині 67.

Слід зазначити, що виділені продуктивні горизонти складені переважно вкрай невитриманим колектором за плямистим розповсюдженням по латералі, що обумовило наявність існування в кожному з продуктивних горизонтів окремих не пов'язаних між собою покладів газу з різними рівнями газо-водяних контактів (ГВК). Проаналізувавши розташування покладів вуглеводнів по площі, можна зробити висновок, що структурний фактор не є вирішальним, тобто поклади, як правило, не приурочені до склепінної частини структури - їх розташування, в основному, контролюється літологічним фактором і поклади ВВ є літологічно екранованими або літологічно обмеженими.

Наявність різних рівнів ГВК обумовило при складанні ГЕО прийняти багатопластову модель покладу. Породини-покришки, що ізолюють лінзовидні поклади газу, представлені аргілітами, глинами аргілітоподібними та пачками перешарування алевролітів з глинами аргілітоподібними чи аргілітами. В цьому випадку товщини прошарків однієї різниці коливаються від міліметрів до 0,8-1,0 м. В керні товщини глинистих порід складають 1-8 м, в поодиноких випадках – до 15-20 м. При порівнянні з каротажними діаграмами виявлено, що потужність даних пластів коливається в межах 10-30 м. Здебільшого це коричнево-бурі, рідше коричнево-сірі, ще рідше строкато-барвисті породи з вмістом алевритового домішку, кількість якого мінлива: від одиниць відсотків до 20-40 відсотків. Чисті, тонко відмучені глинисті породи зустрічаються рідко. Фаціально ці відклади представлені осадами, які виникли в умовах континентальних заплавл та лагун.

Помітної різниці між асельськими чи гжельськими глинистими породами по керну візуально не помічено. Не відзначається витримки ущільнення глинистих порід у зв'язку з глибиною залягання в розрізі. Так, в одній свердловині у верхній частині в асельських відкладах можуть бути аргіліти, а нижче – глини аргілітоподібні. Час розмокання глини різних, іноді вони розмокали дуже швидко – протягом 10

хвилин, а іноді впродовж доби спостерігалися ледь помітні ознаки розмокання. У випадку, коли глинисті породи не розмокали протягом доби, їх відносили до аргілітів. Пористість аргілітоподібних глини коливається в межах 4-18%, в середньому 7-9%, пористість аргілітів становить 2-10%, в середньому 4-7%, які за екрануючими властивостями відносяться до класів С та В за класифікацією А. А. Ханіна 1968 року з проникністю по газу 10<sup>-8</sup> та 10<sup>-7</sup> мкм<sup>2</sup>.

Породи колектори складені пісковиками з пористістю за даними керну 8,8-17%, газопро-никністю 0,25 – 261\*10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup>.

Основним продуктивним горизонтом родовища є горизонт Г-6<sup>2</sup>, колектор якого вміщує близько 60% початкових видобувних запасів родовища (кодів класів 111+122). На відміну від усіх інших покладів, цей має витриманий характер розповсюдження по площі. За нашими уявленнями, поклад займає західну перикліналь Кобзівського підняття і через сідловину простягається до північних схилів Октябрського підняття. Загальна площа для всіх класів запасів складає 112 км<sup>2</sup>, з яких на поле запасів з промисловим значенням (класи 111+122) припадає 77 км<sup>2</sup>. З півночі та півдня поклад обмежений умовним газоводяним контактом, що розрахований на підставі випробування св.22 (рис. 2), а із заходу та сходу поклад обмежено лінією літологічного ущільнення порід, положення якої відповідає ізолінії пористості 8,8% (рис. 3). Саме така пористість визначена, як гранична між колектором та неколектором.

За даними геофізичних досліджень свердловин пористість колектора горизонту Г-6<sup>2</sup> коливається від мінімальної – 8,8% до максимальної – 18,2%. Максимальні значення ефективних товщин складають 12-14 метрів, а в підрахунок запасів було прийняте середньозважене значення – близько 8 метрів.

За даними аналізу керну пісковики горизонту Г-6<sup>2</sup> переважно коричнево-бурі, іноді (особливо у тонкозернистих різницях) з сірозеленуватими плямами. Структурно змінюються від тонко- до різно-грубозернистих, часто гравелісті, у окремих прошарках переходять у гравеліто-пісковик. На відміну від картамиської світи загалом, тонко-дрібнозернисті пісковики не є домінуючими - більш значну роль відіграють крупнозернисті різниці. Зустрічається галька аргіліту, іноді кварцу та кременю; найбільш крупна (до 0,5х6 см) сплюснена галька представлена бурим аргілітом.

За мінеральним складом пісковики поліміктові, частіше граувакові, вміст кварцу – 60-75%; плагіоклазу – 20-35%, польових шпатів – 5-10%. Мікротекстури безладні, обкатаність переважно середня (від кутуватих до добре обкатаних). Уламки порід представлені мікрокварцитами, кременями, уламками глинистих порід і алевролітів, можливо сланців. Кварц з нормальним і хвилястим загасанням, досить часто проявлені регенераційні облямівки. Польові шпати представлені плагіоклазами, зазвичай гідролізованними, іноді мікроклином. У невеликій кіль-

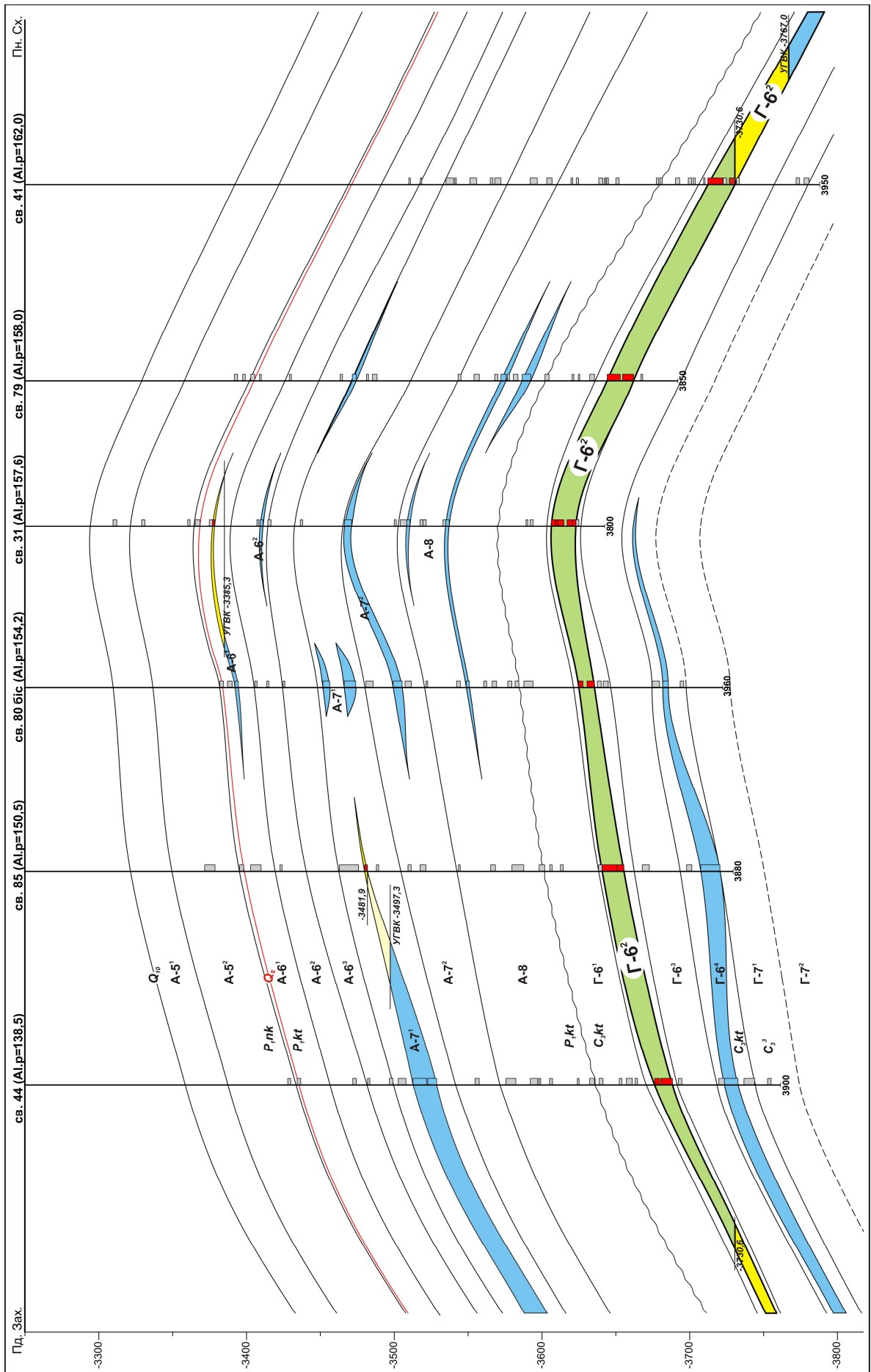


Рисунок 2 – Геолого-геофізичний профіль вздовж лінії І-І

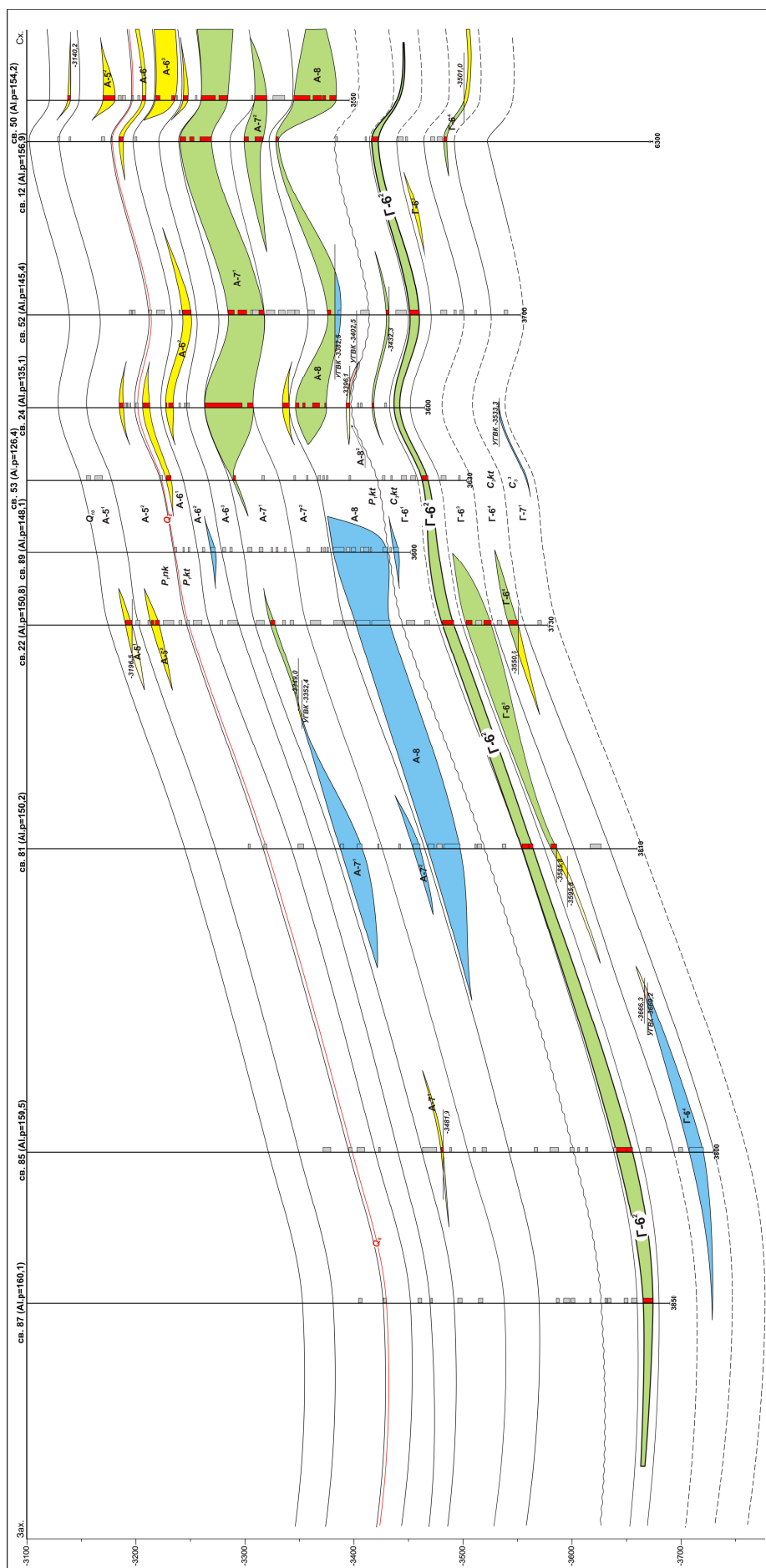


Рисунок 3 – Геолого-геофізичний профіль вздовж лінії II-II

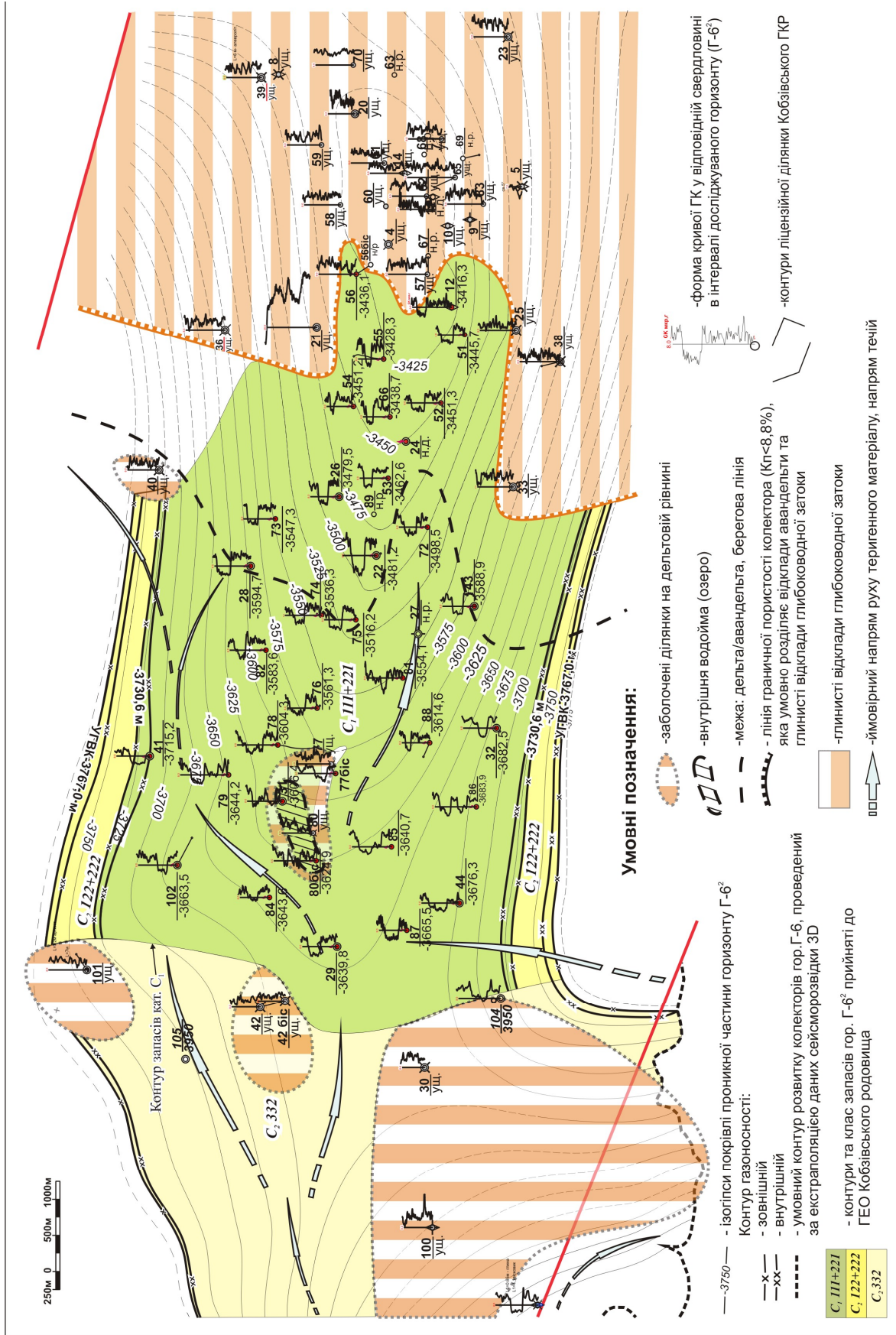


Рисунок 4 – Літолого-фаціальна карта-схема продуктивного горизонту Г-6<sup>с</sup>

кості присутні дрібні листки гідратованого мусковіту та рудний мінерал.

Цементи пісковиків звичайно глинисті, іноді доломіто- і вапняно-глинисті. Міцність цементації середня та низька. Цемент (20-30% площі шліфа) поровий, базально-поровий, неповнопоровий, слабо виражений регенераційно-кварцевий. Зазвичай цемент забарвлений у бурі кольори гідроокислами заліза. За мінеральним складом глинистий, гідрослюдястий, каолінит-гідрослюдястий, у підлеглих кількостях – кварцовий.

Шаруватість переважно навскісна, іноді перехресно-хвиляста, хвиляста. Місцями спостерігається субгоризонтальна і субвертикальна тріщинуватість.

На особливу увагу заслуговує поліміктний, оолітовий гравеліто-пісковик, відібраний у свердловині 31 в інтервалі 3774-3780 м у межах виділеної фації внутрішніх водойм. Основні структуроутворюючі зерна представлені оолітами. Розмір зерен від 0,7 до 4,3 мм, форма сферична та видовжена. Ооліти утворені, як правило, по доломітовому ядру (0,4-1,5 мм за розміром), що складено добре розкristалізованим доломітом (розмір кристалів 0,04-0,25 мм), рідко з домішкою уламків кварцу; іноді поміж кристалів кварцу і доломіту виявляється залізо-глинистий матеріал. Межі між зовнішніми оболонками нечіткі, іноді оболонка лише одна, складена розкristалізованим доломітом. Іноді спостерігається чергування оболонок, складених розкristалізованими, часто ромбічної форми кристалами доломіту розміром 0,017-0,08 мм і оболонок, що складені пелітоморфною сумішшю окислів заліза та гідрослюд з розпорощеними кристалами доломіту і поодинокими уламками кварцу. Ооліти є добрим індикатором умов осадоконакопичення: це – неглибокі місця, що добре прогріті сонцем, з коливальним рухом води. Цемент оолітового пісковика базальний, складний, здебільшого розкristалізований (0,03-0,1 мм), рідше поліморфний доломітовий, також зустрічається пелітоморфний, феррогель-гідрослюдястий цемент, нерівномірно розповсюджений по площині шліфа.

Відкрита пористість пісковиків горизонту Г-6<sup>2</sup> змінюється від 4,5 до 17,1% (різнокрупнозернистий пісковик, відібраний у свердловині 26), абсолютна газопроникність – від нижче 0,01 до  $284,61 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  (середньо-крупнозернистий пісковик з  $K_p=16,1\%$ , відібраний у свердловині 28). На зразках з тріщинами абсолютна проникність сягає  $775,83 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . За колекторськими властивостями породи Г-6<sup>2</sup> у кращих різницях можна віднести до тріщинно-порового колектору III класу, але більша частина зразків представлена колектором IV-V класу за класифікацією А.А. Ханіна. Відбувана залежність  $K_{np}=f(Kn)$  для відкладів Р<sub>1</sub>к<sub>1</sub>т загалом виражена формулою  $IgK_{np}=30,69Kn-3,303$  з коефіцієнтом  $R=0,84$  ( $R^2=0,71$ ).

Як підтверджують порометричні дослідження по зразках керну свердловини 31, основна маса колекторів мікро- і тонкопорова, меді-

анні діаметри близько 2-3 мкм. Розміри пор ледь зростають зі зростанням розміру зерна, одночасно зростає газопроникність. Водоутримуюча здатність (залишкова водонасиченість) висока завдяки глинистості, і для основної маси колекторів становить 40-50%. Для розрахунку коефіцієнту газонасиченості ці значення залишкової водонасиченості використані бути не можуть, оскільки досягнуті тиски у 1,5-2 ат явно недостатні.

Зазвичай до колекторів відносять і алевроліти, під якими розуміємо бурий або коричнево-ватро-бурий структурний різновид кластогенної породи з розміром зерен 0,05-0,005 мм. Розповсюджені вони досить широко, але макроскопічно не дуже впевнено відрізняються від тонкозернистих, глинистих пісковиків та алевритистих аргілітів, тому точно оцінити їх вміст у розрізі важко. У даному випадку значущості як колекторська різниця вони вже не мають завдяки дуже дрібній пористості і значній глинистості, а як покривка – не мають ще внаслідок збереженої залишкової проникності.

Зважаючи на те, що літологічно екранований поклад горизонту Г-6<sup>2</sup> містить 19800 тис. т умовного палива (запаси класів 111+122), що затверджені ДКЗ, саме по ньому, як приклад, розглянуто літолого-фаціальні умови формування пастки. Нами побудована літолого-фаціальна карта-схема відкладів основного продуктивного горизонту Г-6<sup>2</sup> (рисунок 4) Кобзівського родовища на підставі аналізу порід керну в пошукових та розвідувальних свердловинах родовища, де керновим матеріалом було висвітлено відповідний інтервал в стратиграфічних межах продуктивного горизонту. Крім того, через відсутність по багатьох свердловинах (насамперед експлуатаційних) відібраного кернового матеріалу до аналізу було залучено радіоактивний метод каротажу, за допомогою якого та із застосуванням методики В.С. Муромцева [4] за формою кривих гама-каротажу (ГК) оцінювалася фаціальна приналежність порід у відповідних інтервалах. Слід зазначити, що згідно з класичною методикою В.С. Муромцева для аналізу використовувалась форма кривої самочинної поляризації (ПС), але, зважаючи на погану якість запису, її використання для аналізу є неможливим. При цьому запис кривої ГК прямо корелюється із записом кривої ПС, маючи більшу амплітуду, тому використання запису кривої ГК для оцінки фаціальної належності порід в даному випадку вважаємо доцільним.

Для роботи, як вже було зазначено, взято записи кривої ГК по всіх свердловинах та увесь наявний керновий матеріал в стратиграфічних межах досліджуваного горизонту.

У склепінній частині Кобзівської структури і далі на схід: в свердловинах 36, 21, 23, 57, 25, 38, 33 та інші ГК вказує на значне підвищення радіоактивності порід, що безпосередньо залежить від їх глинистості. У свердловинах цієї частини горизонту дані каротажу підтверджуються керновим матеріалом. Так, у свердловині 33 породи відповідного інтервалу пред-



ставлені аргілітами, а в свердловині 23, яка розташована дещо східніше – засолоненими аргілітами зі слідами підводного сповзання осаду. Виходячи з цього, вважаємо, що глинисті породи фаціально належать до відкладів морської затоки.

В північно-західному напрямі на перикліналі структури непроникні породи змінюються алевро-піщаними проникними породами, які, власне, і містять газоконденсатний поклад. Форма кривих ГК у цій частині структури є досить різноманітною, що свідчить про наявність відкладів розривних течій та алювіальних відкладів меандруючих річок, які по латералі іноді чергуються з відкладами приморських болот та маршей. Загалом породи основного продуктивного горизонту Г-6<sup>2</sup> Кобзівського родовища представлені відкладами надводної та підводної частин дельти, яка утворилася при переміщенні теригенного матеріалу з південного борту ДДЗ. Щоб більш детально зорієнтуватися в фаціальній приналежності порід, в кожному конкретному випадку до аналізу залучався літологічний матеріал: аналізувався його колір, структура, іноді мінеральний склад. Непроникні породи в цій частині структури розташовані хаотично, незначними за площею ділянками і відрізняються від морських глинистих порід, в першу чергу, за кольором. Континентальні відклади мають переважно коричнево-буре, або строкате забарвлення на відміну від морських відкладів сіро-зеленого кольору. Зокрема в свердловині 40 породи високої за даними ГК глинистості не можуть бути віднесені до морських, так як в керні вони представлені у верхній частині аргілітами з тріщинами усихання, в яких вниз по розрізу збільшується зернистість аж до появи прошарків алевритового та піщаного матеріалу в підшві горизонту. Це свідчить про регресивний цикл – ріст суходолу за рахунок осаду, принесеного теригенного матеріалу. Інші ділянки непроникних глинистих порід в периклінальній частині Кобзівської структури, за даними ГК, свердловини 77-80, 42-42біс, 101, 30-100, також фаціально віднесені до заболочених ділянок дельтової рівнини, що підтверджується керном в свердловинах 30, 40, 100, 101.

Власне дельтові відклади поділяються на надводну та підводну ділянки – авандельту. Їх розподіл як за формою кривої ГК, так і за даними літологічного матеріалу є досить складним. Форма кривих ГК та гранулометричний склад осадів надводної частини дельти нагадує форму та склад рівнинних мандруючих річок. Відклади рукавів дельти перешаровуються аргілітовими чи глинистими породами континентального обрису у зв'язку зі зміною напрямку потоку, або під час його пересихання. Відклади авандельти представлені більш різкою зміною гранулометричного складу порід, що відповідно відображається на формі кривої ГК – покривельна та підшовна лінії кривої, яка відображає проникну частину пласта, майже горизонтальні. Крім того, підводним відкладам авандельти властиві сіро-зелений або сірий кольори піднятих в керні порід. Виходячи з перелічених

критеріїв, нами була проведена берегова лінія, що розділяє надводну та підводну частину дельти. Вона умовно проходить між свердловинами 32-43, 43-72, 72-24, 72-53, 72-22, 75-81, 75-76, 75-74, 74-28, 28-82, 28-40 (рисунок 4).

На особливу увагу заслуговують відклади, розкриті в даному горизонті свердловиною 31. За формою кривої ГК бачимо, що тут має місце перешарування порід різного гранулометричного складу, а з керну видно, що в розрізі присутні: аргілітова галька, пісковики, гравеліти та карбонатні оолітові пісковики. Всі ці відклади мають сіро-зелений колір, що свідчить про їх формування у водному басейні. Зважаючи на присутність оолітів можемо зробити висновок що даний водний басейн був закритим і мав застійний режим, який сприяв утворенню та росту оолітових стяжін. Періодично дана водойма під час активізації потоків (повінь), або ж штормів поповнювалася крупнозернистим теригенним матеріалом, таким як гравій та аргілітова галька. Слід зазначити, що відклади горизонту в свердловині № 80біс за формою кривої ГК, також відносимо до відкладів закритого водного басейну, незважаючи на відсутність керового матеріалу.

Для визначення напрямків руху течій враховуємо відносну близькість південного борту ДДЗ, гранулометричний склад порід, та відповідну форму визначеної берегової лінії.

Приймаючи до уваги мінералогічний склад осадів, вважаємо, що накопичений теригенний матеріал є продуктом руйнування Українського кристалічного щита (УКЩ) і був принесений з південного борту западини. Напрямок транспортування теригенного матеріалу було два: з південного заходу, де найближче розташовується південний борт, та із заходу, де в районі Михайлівського та Ливенського газоконденсатних родовищ він досить різко повертає на північ. Західний напрям привнесення теригенного матеріалу виник у зв'язку з необхідністю пояснити механізм його розповсюдження на схід, про що свідчить берегова лінія. Привнесенням теригенного матеріалу з південного заходу не можна ігнорувати через безпосередню близькість борту. Крім того, даний напрямок руху течій зможе пояснити наявність піщано-алевритового матеріалу у відкладах відповідного горизонту на Західно-Соснівському родовищі, розташованому північніше. У межах Кобзівської структури напрями течій та переміщення теригенного матеріалу розповсюджувалися так, як вказано на складеній літолого-фаціальній карті-схемі.

На прикладі основного продуктивного горизонту Г-6<sup>2</sup> Кобзівського родовища показано, що в зонах фаціально мінливих порід великі поклади ВВ можуть міститися не лише в загальновідомих склепінних пастках, а й на міжструктурних ділянках. Кобзівське родовище є єдиним в Україні, де в літологічно екранованій пастці розвідано досить великий пластовий поклад ВВ об'ємом в 19 800 млн м<sup>3</sup> видобувних запасів газу. Цей факт відкриває нові перспективи для пошуків нових родовищ в неантиклі-

нальних пастках – дорозвідки крил і периклінальних ділянок відомих антиклінальних структур та схилів Дніпровсько-Донецької западини.

***Література***

1 Звіт по договору № 10-ГФ-03 на проведення сейсмозвідувальних досліджень МСГТ (3D) на Кобзівському родовищі / ЗАТ «Укрнафтогазгеофізика»; керівники: Золотаренко В.В., Гаращенко В.П. - К., 2006. – 352 с.

2 Проект пошуково-розвідувальних робіт на Кобзівській площі: звіт про НДР заключний / УкрНДІгаз; керівники: А.Лагутін, О.Тхоржевський, Й.Засядчук. – 52.359/2000-2000. – Х., 2000. – 50 с.

3 Геолого-економічна оцінка нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладів (Р<sub>1</sub>-С<sub>3</sub>) Кобзівського ГКР (Харківська область, станом на 1.01.2011 р): Звіт (заключний) / УкрНДІгаз; Керівники: А.Лагутін, О.Горайнова, А.Загороднов. – 52.413/2006-2010. – Х., 2011. – 2771 с.

4 Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа – В.С. Муромцев. – Л.: Недра, 1984. – 502 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*28.05.12*

*Рекомендована до друку професором  
Височанським І.В.*