

Іван ГАФИЧ¹, Ярослав ЛАЗАРУК², Ігор ЩУРОВ³

¹ ДТЕК Нафтогаз, Київ, e-mail: GafichIP@dtek.com

² Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів,
e-mail: lazaruk_s@i.ua

³ ДТЕК Нафтогаз, Київ, e-mail: SchurovIV@ngv.com.ua

**МЕТОДИЧНІ АСПЕКТИ ПРОГНОЗУВАННЯ
СКЛАДНОЗБУДОВАНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ
(НА ПРИКЛАДІ СЕМИРЕНКІВСЬКОГО
НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА
ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ)**

Запропоновано комплекс геолого-геофізичних досліджень для прогнозування порід-колекторів нафтових і газових родовищ. Для цього використано структурно-палеогеоморфологічні, літолого-фаціальні, геофізичні свердловинні та сейсморозвідувальні дослідження, пов'язані певним алгоритмом виконання робіт. Застосування комплексу згаданих методів продемонстровано на прикладі Семиренківського нафтогазоконденсатного родовища Дніпровсько-Донецької западини. Показано результати прогнозування порід-колекторів, які пропонується використати для вибору оптимального розміщення експлуатаційних, розвідувальних та пошукових свердловин.

Ключові слова: колектор, літофації, палеогеоморфологія, нафта і газ, поклад.

Вступ, актуальність і постановка задачі. Нафтогазоносні регіони України належать до старих регіонів, у яких гостро відчувається дефіцит фонду перспективних нафтогазоносних об'єктів на невеликих та середніх глибинах. Значні за розміром структури вже оцінені пошуковим бурінням, серед підготовлених переважають неантиклінальні об'єкти з невеликою ресурсною базою, що змушує вести пошуки та подальшу розробку покладів вуглеводнів на глибинах понад 5 км. Однак це пов'язано з певними труднощами. Крім суттєвого збільшення вартості пошукових робіт в силу вступають такі негативні для геологорозвідки чинники як зменшення фільтраційно-смнісних властивостей порід-колекторів внаслідок їхніх катагенетичних перетворень. Пористість і проникність піщано-алевритових порід з глибиною суттєво зменшуються, частина колекторів стає непридатною для ефектної фільтрації пластових флюїдів. Колектор набуває складної, важко прогнозованої просторової будови.

Все це змушує з великою відповідальністю та виваженістю планувати розміщення пошукових, а відтак – і експлуатаційних свердловин.

Традиційні геолого-геофізичні методи прогнозування розрізу майже вичерпані. Точність методу тренд-аналізу порід-колекторів за матеріалами вивчення керн невелика через дискретність розміщення свердловин; у сейсморозвідці параметричний аналіз обмежується великою довжиною хвиль

порівняно з товщинами пластів-колекторів; детальність розчленування розрізу каротажними методами не поширюється на міжсвердловинний простір; граві-, магніто-, електрометричні, геохімічні, дистанційні методи не володіють необхідною для практики геологорозвідувальних робіт роздільною здатністю та однозначністю інтерпретації отриманих даних.

У нафтогазоносних регіонах пробурено багато свердловин різного призначення, в яких проведені різноманітні геолого-геофізичні дослідження, а на значних територіях виконаний комплекс польових та дистанційних досліджень. Таким чином, геолого-геофізична інформація постійно поповнюється і може слугувати базою для подальших наукових досліджень.

Мета роботи. Обґрунтування оптимального комплексу досліджень з метою прогнозування геологічного розрізу нафтових і газових родовищ.

Методи. Використані структурно-палеогеоморфологічні, літолого-фаціальні, геофізичні свердловинні та сейсморозвідувальні методи досліджень.

Результати. На прикладі Семиренківського нафтогазоконденсатного родовища показано можливість прогнозування порід-колекторів для вуглеводневих скупчень.

Виклад основного матеріалу та обговорення. Кардинально нових і достатньо дієвих методів прогнозування геологічного розрізу наразі немає, тому для вивчення порід-колекторів ми рекомендуємо застосовувати декілька ув'язаних між собою видів найбільш ефективних геолого-геофізичних досліджень, які доповнюють та контролюють один одного. Пропонуємо такий алгоритм проведення досліджень для вибраного об'єкта та сусідніх з ним ділянок.

1. Здійснення кореляції розрізів свердловин за даними ГДС з ув'язкою реперних пластів з сейсмічними горизонтами, виокремлення продуктивних горизонтів.

2. Виділення пластів-колекторів в об'ємах продуктивних горизонтів, визначення ефективних товщин, пористості.

3. Встановлення фаціальної природи піщано-алевритових пластів за результатами вивчення керн та даних ГДС.

4. Реконструкція палеорельєфів на час седиментації пісковиків і алевролітів за результатами аналізу загальних товщин продуктивних горизонтів, визначених за даними ГДС, а на нерозбурених ділянках – з використанням карт сходження відбивальних границь.

5. Побудова схеми поширення піщано-алевритових порід у палеорельєфах з екстраполяцією даних на нерозбурені території (створення седиментаційних моделей порід-колекторів).

6. Прогнозування товщин та пористості піщано-алевритових тіл продуктивних горизонтів з використанням результатів параметричного аналізу сейсмічних хвиль і ув'язкою з седиментаційними моделями та даними ГДС.

7. Обґрунтування ймовірних пасток вуглеводнів за даними структурних побудов та прогнозу порід-колекторів, а в межах відомих покладів – обґрунтування оптимального розміщення експлуатаційних свердловин.

Очевидно, що запропонований комплекс ув'язаних між собою досліджень може виявитися більш ефективним, ніж використання кожного методу зокрема.

Результати прогнозування параметрів природних пластових резервуарів продемонструємо на прикладі Семиренківського газоконденсатного родовища, розташованого в центральній приосьовій частині Дніпровсько-Доне-

цької западини. За величиною видобувних запасів воно належить до середніх родовищ із суттєвою часткою видобутку українського газу. Основні поклади, пов'язані з продуктивними горизонтами В-16, В-17, В-18, В-19 верхньовізейського під'ярусу, залягають в інтервалі глибин приблизно 4900-5500 м. Теригенні породи-колектори мають складну будову. Вони фаціально неоднорідні по площі, мінливі за товщинами та фільтраційно-ємнісними властивостями. Це спричиняє складну морфологію покладів, їхню лінзоподібну будову, мінливі рівні газоводяних контактів та суттєво різну продуктивність експлуатаційних свердловин. У таких умовах прогнозування порідколекторів має вирішальне значення для визначення стратегії розташування пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин.

Основним об'єктом розробки родовища є продуктивний горизонт В-19 для якого автори статті виконали дослідження за згаданим вище алгоритмом. Важливим чинником є те, що в межах Семиренківського родовища та сусідніх площ виконані безпрецедентні для України сейсмозвідувальні роботи за методикою 3D, площею понад 700 км², що дало змогу отримати якісні матеріали для інтерпретації геологічної будови ділянки. Фахівцям ТОВ «Бренд-Вік ЛТД» (С. А. Безтелесний, А. М. Жадан та ін.) вдалося ідентифікувати та простежити продуктивні горизонти газонасиченої товщі як у межах самого родовища, так і сусідніх площ, прив'язавшись до розчленування розрізів свердловин Семиренківського родовища.

Насамперед для території досліджень були виконані структурно-палеогеоморфологічні та літофаціальні дослідження (Лазарук, 2006; Lazaruk, 2006). Карта загальних товщин продуктивного горизонту В-19, складена з урахуванням матеріалів 3D сейсмозвідки, зображена на рис. 1. Вона використана для

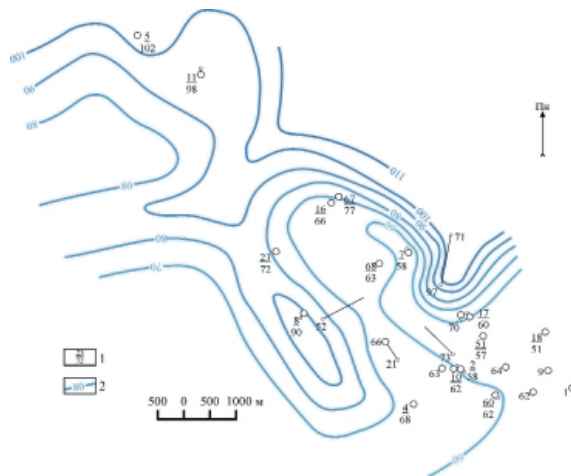


Рис. 1. Карта глибини морського басейну на час осадонагромадження продуктивного горизонту В-19:

1 – номер свердловини/товщина продуктивного горизонту, м;
2 – умовні ізобати, м

оцінки палеорельєфу на час седиментації піщано-алевролітових порід згаданого горизонту. Тоді Семиренківська структура проявлялася у вигляді підводного мису, який розкривався у східному напрямку, з віссю, що простягалася через свердловини 67-7-64-1. З південного заходу та північного сходу

морфоструктуру облямовували зниження дна басейну. Крутішим було її північно-східне крило. Зниження слугували шляхами транспортування уламкового матеріалу підводними стічними течіями. Як впливає з літофаціальної схеми (рис. 2), течії проривались через структуру між Семиренківською і Олефірівською площами та в районі свердловин 10–51, змінюючи свій напрямок з південно-східного на північно-східний. Течії постійно мігрували дном мілководного моря, еродуючи його та відкладаючи слабо відсортований в основному грубозернистий уламковий матеріал (рис. 3, 4). Переважно коса шаруватість пісковиків свідчить про односпрямовану динаміку седиментаційних вод, тобто підводні потоки (рис. 5).

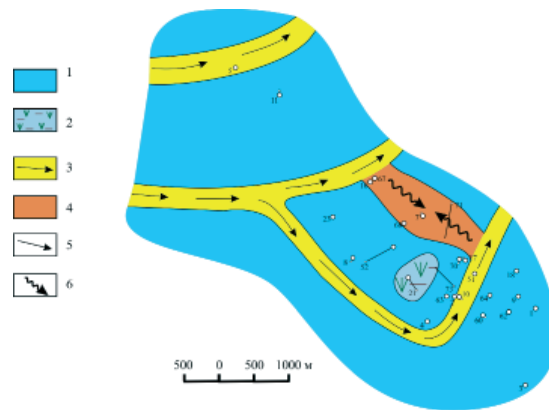


Рис. 2. Фаціальна схема піщано-алевритових порід продуктивного горизонту В-19.

Зони переважання літофацій: 1 – субаквальних мілководних алевро-глинистих, 2 – субаквальних мілководних алевро-глинистих з нетривалим розвитком суходолу, 3 – піщано-алевритових стічних течій, 4 – алевритово-піщаних хвилеприбійних. Напрямки транспортування уламкового матеріалу: 5 – стічними течіями, 6 – хвилями

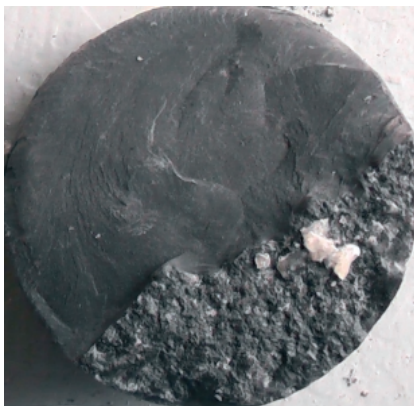


Рис. 3. Горизонт В-19. Свердловина 18 Семиренки. Інтервал 5605–5616,5 м. Пісковик грубозернистий з необкатаними уламками, який з розмивом залягає на аргілітах. Фація стічних течій у прибережну частину моря

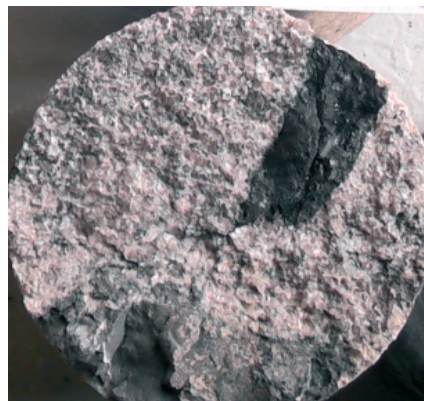


Рис. 4. Горизонт В-19. Свердловина 18 Семиренки. Інтервал 5605–5616,5 м. Пісковик різнозернистий, переважно грубозернистий з необкатаними уламками, вуглефікованими залишками деревини. Фація стічних течій у прибережну частину моря

Уздовж крутого північно-східного крила морфоструктури в районі свердловин 16-67-7 під дією хвиль відкритого моря відклалися барві піски переважно середньозернисті, інколи дрібнозернисті, добре відсортовані, слюдисті по площинах седиментації. Їм притаманна хвиляста шаруватість подекуди з елементами перехресної та клиноподібної. Інколи в керні трапляються грубі обвуглені залишки деревини та кори дерев. Із свердловини 67, яка знаходиться поблизу зони впливу підводної течії, піднятий пісковик середньо- та дрібнозернистий з косою односпрямованою та, ймовірно, клиноподібною шаруватістю (рис. 6). Перша є ознакою односпрямованого руху седиментаційних вод, друга – хвильової динаміки водного середовища. Косошаруваті пісковики мають градаційну ритмічність: кожен новий ритм



Рис. 5. Горизонт В-19. Свердловина 18 Семиренки. Інтервал 5567,4–5573,4 м. Пісковик дрібнозернистий з косою односпрямованою та елементами хвилястої шаруватості. Фація стічних течій у прибережній частині моря



Рис. 6. Горизонт В-19. Свердловина 67 Семиренки. Інтервал 5506–5515 м. Пісковик середньозернистий відсортований з хвилястою та перехресною шаруватістю, слюдистий по площинах седиментації. Фація зони дії хвиль прибережної частини моря

розпочинається з середньозернистого пісковика, який до верху поступово змінюється дрібнозернистим і навіть тонкозернистим. Це є відображенням сезонних повеней візейських рік. У фази трансгресій в районі свердловини 67 відкладалися в основному глинисто-алевритові наноси, які були середовищем існування для намулоїдних організмів – їхні ходи відобразилися у низці штокоподібних світлих алевролітів серед загальної маси глинистих порід (рис. 7). Ще один підводний палеопотік зафіксований свердловиною 5. Тут відклалися різнозернисті піски зі слабо обкатаними зернами та косою односпрямованою шаруватістю (рис. 8). Неподалік на північ за даними сейсмозв'язки знаходилася зона інтенсивного занурення, що відобразилося сповзанням та зім'яттям осадів у північно-західній частині Олефірівської площі (рис. 9).

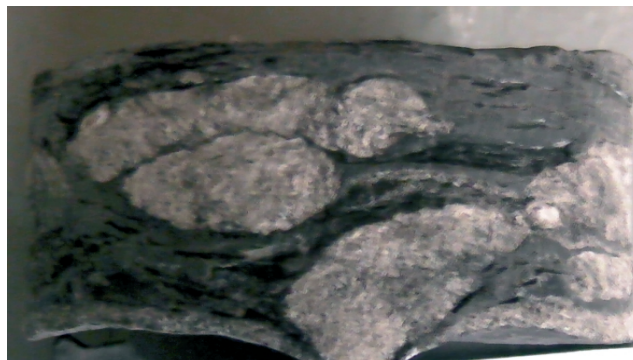


Рис. 7. Горизонт В-19. Свердловина 67 Семиренки. Інтервал 5506–5515 м. Ходи намулоїдів у крупнозернистому алевроліті та аргіліті. Фація виносіть теригенних порід у прибережну частину моря

Найвищі ділянки Семиренківської площі (район свердловини 21) під час седиментації горизонту В-19 тимчасово осушувалися. На них з'являлася рослинність, подекуди у значній кількості (рис. 10).

Виходячи з описаної седиментаційної моделі, пісковики найбільшої товщини і з найвищими ємнісними властивостями пов'язані з баровими утвореннями (район свердловин 7, 68) та стічними течіями в місці їхнього розвантаження і перемивання уламкового матеріалу хвилями (район свердловин 16, 67). На ділянках морського дна, де інтенсивність хвильової динаміки була невеликою, ефективні товщини та пористість пісковиків менші. Це впливає з карт, побудованих на основі седиментаційної моделі за матеріалами інтерпретації ГДС та лабораторного дослідження керн (рис. 11, 12). Ці карти є базовими для вибору місця розташування експлуатаційних свердловин (№ 34, 43, 61, 65) у межах недостатньо задренованих ділянок покладу горизонту В-19.

З іншого боку згадані карти в сукупності з седиментаційною моделлю пісковиків є платформою для прогнозування порід-колекторів згаданого горизонту на нерозбурені ділянки за результатами опрацювання матеріалів сейсмозв'язувальних робіт. З цією метою фахівці ТОВ «Бренд-Вік ЛТД» виконали цілу низку досліджень. Насамперед вони здійснили атрибутивний аналіз хвильового поля, проаналізувавши інформацію про динамічні та час-



Рис. 8. Горизонт В-19. Свердловина 5 Семи-ренки. Інтервал 5690—5700 м. Пісковик різ-нозернистий з косою односпрямованою ша-руватістю, слюдястий по площинах седи-ментації. Фація зони дії стічних течій у при-бережну частину моря



Рис. 9. Горизонт В-19. Свердловина 5 Семи-ренки. Інтервал 5580—5591 м. Сліди граві-генного сповзання у крупнозернистому алевроліті та аргіліті. Фація річкових вино-сів у прибережну частину моря

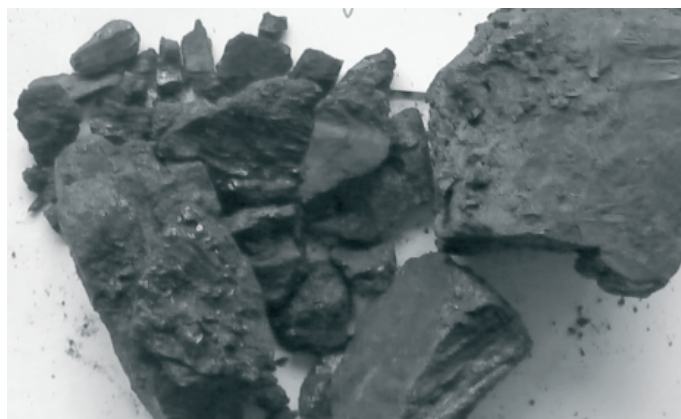


Рис. 10. Горизонт В-19. Свердловина 21 Семиренки. Інтервал 5570—5580 м. Аргіліт вуглистий, переповнений вуглефікованими рештками деревини і рослинного детри-ту. Фація суходолу прибережної частини моря

точно-фазові особливості сейсмічного розрізу. Вони, певною мірою, відображають петрофізичні властивості порід – літологію та пустотний простір. Окрім сейсмоатрибутивного аналізу для прогнозу поширення порід-колекторів автори застосували відомості про інверсію сейсмічного хвильового поля, тобто його трансформацію в інший геофізичний параметр. Основою моделювання ємнісних властивостей порід-колекторів були дані ГДС, а також хвильового поля у вигляді трансформанти – акустичної інверсії. Фізичні основи методу інверсії дають змогу бути поєднувальною ланкою між сверд-

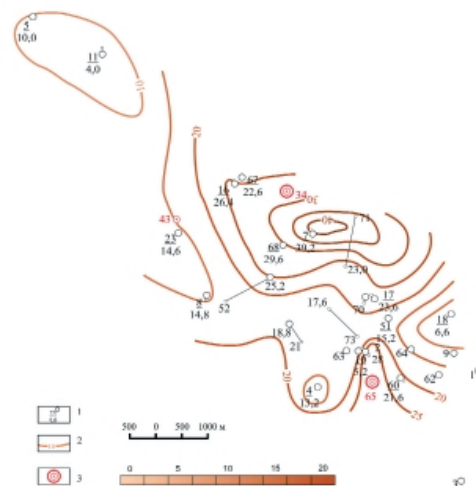


Рис. 11. Карта ефективних товщин порід-колекторів продуктивного горизонту В-19.

1 – номер свердловини/сумарна ефективних товщина, м; 2 – ізопахіти ефективних товщин порід-колекторів, м; 3 – проектні свердловини



Рис. 12. Карта пористості продуктивного горизонту В-19, середньозваженої за ефективною товщиною.

1 – номер свердловини/пористість, середньозважена за ефективною товщиною, м; 2 – ізопори, середньозважені за ефективною товщиною, м; 3 – проектні свердловини

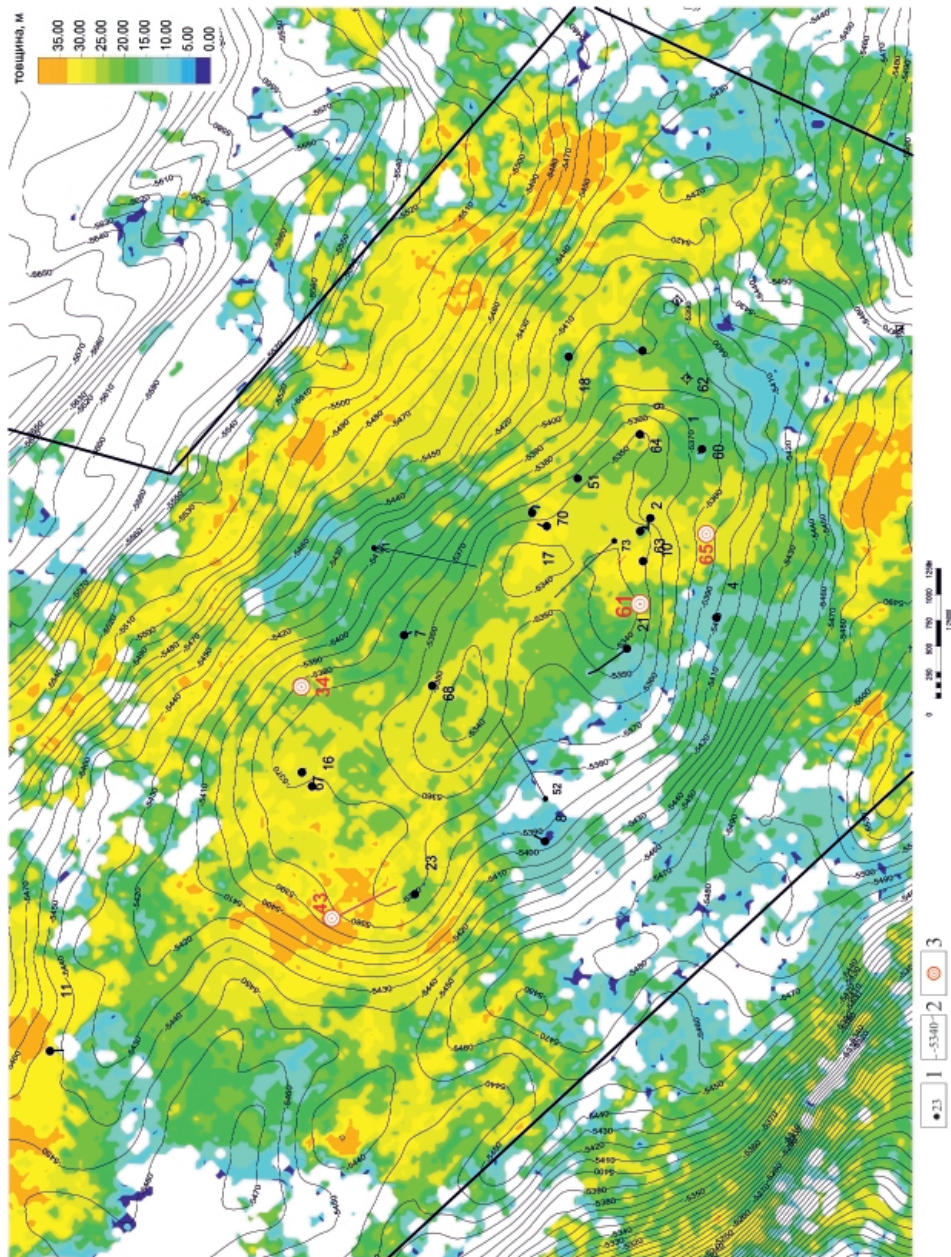


Рис. 13. Прогнозна карта ефективної товщини продуктивного горизонту В-19.

Угорі праворуч наведено шкалу ефективних товщин, м. 1 – номер свердловини; 2 – ізогіпси покрівлі продуктивного горизонту, м; 3 – проектні свердловини

ловинною петрофізичною інформацією та сейсмічним полем. Для прогнозу петрофізичних властивостей у міжсвердловинному просторі використані функціональні залежності коефіцієнта пористості, акустичного імпедансу та літологічної складової, а також емпіричні залежності співвідношень значень проникності та коефіцієнта пористості, отримані за результатами лабораторних досліджень керна.

Результати прогнозування ефективної товщини та пористості порід-колекторів продуктивного горизонту В-19 представлені відповідно на рис. 13

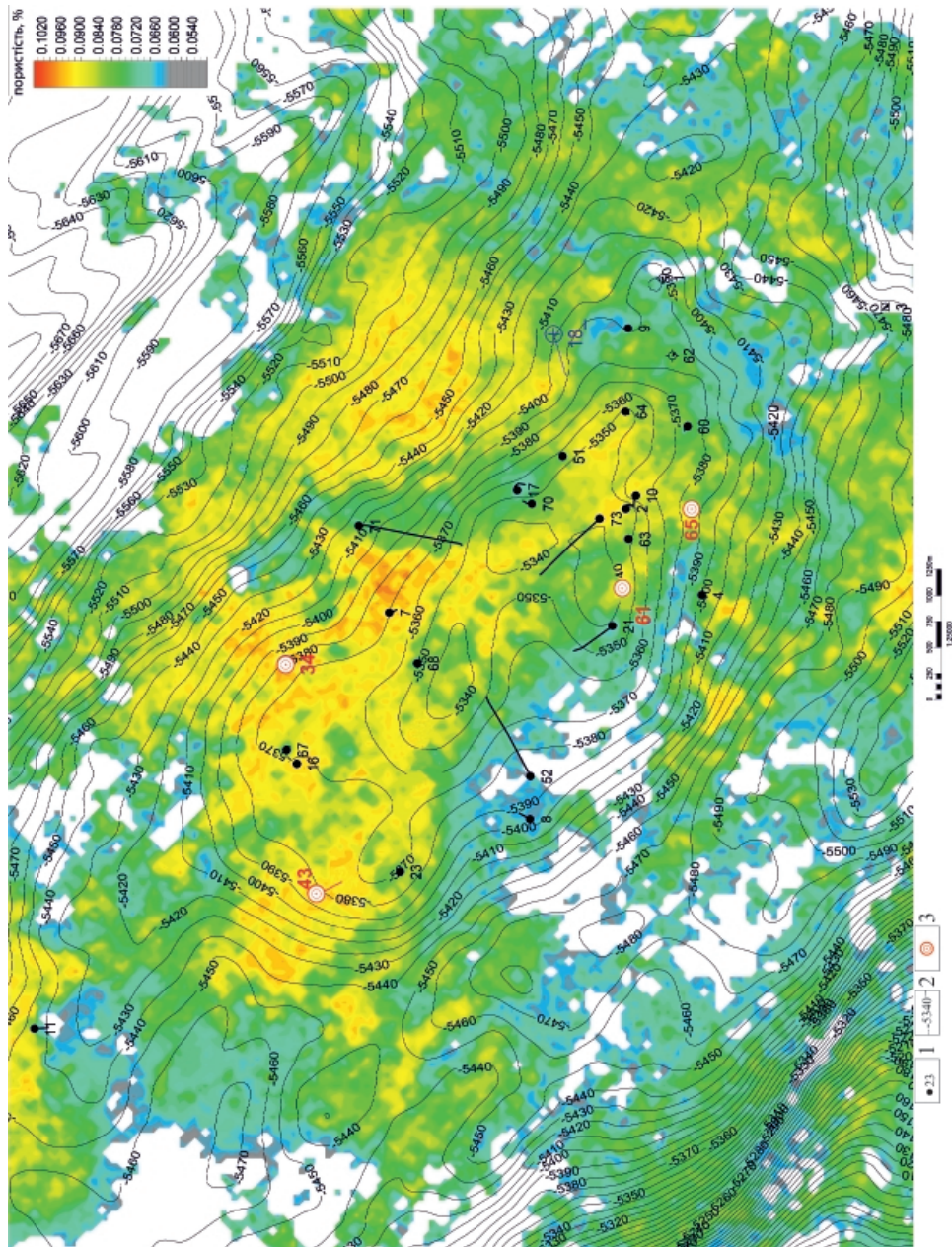


Рис. 14. Прогнозна карта пористості продуктивного горизонту В-19.

Угорі праворуч наведено шкалу значень пористості, %.

1 – номер свердловини; 2 – ізогіпси покрівлі продуктивного горизонту, м;
3 – проектні свердловини

та 14. На картах достатньо виразно простежуються відклади стічних течій північно-східного простягання в периклінальних частинах Семиренківського підняття, а також утворення хвилеприбійного бару вздовж північно-східного

крила структури. Наступний ешелон барових пісковиків північно-західного простягання прогнозується на відстані 1,2–2 км ще далі на північний схід.

На рис. 15 зображена прогнозна карта поширення ефективних товщин ще одного продуктивного горизонту родовища – В-16в, яка виконана за ана-

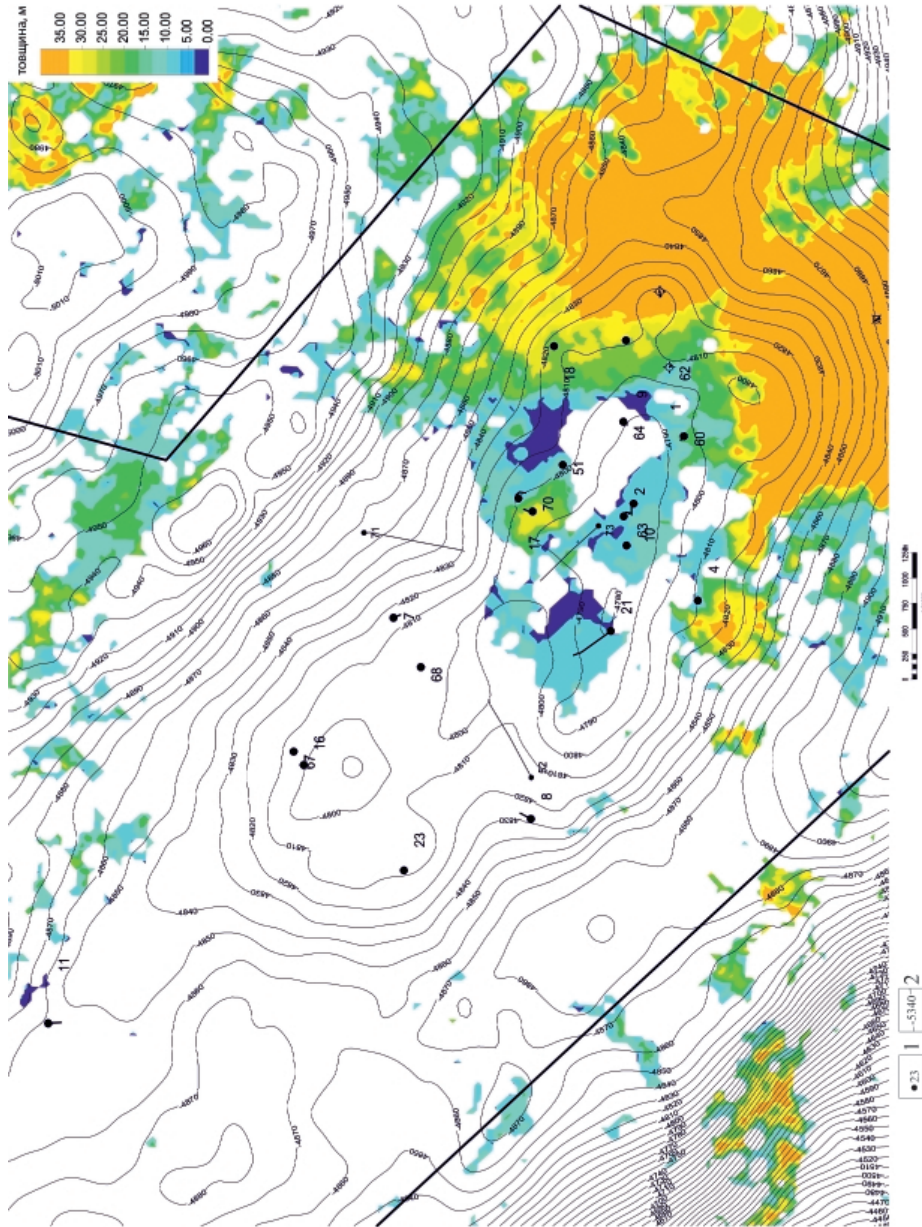


Рис. 15. Прогнозна карта ефективної товщини продуктивного горизонту В-16в.

Угорі праворуч наведено шкалу ефективних товщин, м. 1 – номер свердловини; 2 – ізогіпси покрівлі продуктивного горизонту, м

логічною технологією. Привертає увагу локальна зона розвитку пісковиків стічної течії на південно-східній перикліналі структури, які літологічно заміщуються глинистими породами в напрямку апікальної частини складки. З цим піщаним тілом може бути пов'язане складне за морфологією літологіч-

но екрановане вуглеводневе скупчення, розташоване в перегині між Семиренківською антиклінальною та Вертільським структурним носом. Позитивні результати оцінки нафтогазонасичення колекторів горизонту В-16в за даними ГДС у свердловині 3 Семиренківська підтверджують таке припущення.

Висновки. Застосування узгоджених за певним алгоритмом структурно-палеогеоморфологічних, літолого-фаціальних, промислово-геофізичних та сейсморозвідувальних досліджень дає змогу підвищити об'єктивність прогнозування порід-колекторів родовищ вуглеводнів і сприятиме як підвищенню ефективності розробки відомих покладів нафти і газу, так і відкриттю нових вуглеводневих скупчень.

Лазарук Я. Г. Теоретичні аспекти та методика пошуків покладів вуглеводнів у неантиклінальних пастках (на прикладі відкладів ХІІа мікрофауністичного горизонту Дніпровсько-Донецької западини). – К.: УкрДГРІ, 2006. – 110 с.

Lazaruk Ya. Theoretical aspects and methods of finding of hydrocarbon deposits in non-anticlinal traps (for example, deposits of ХІІа micro faunal horizon of Dnieper-Donets basin). - K.: UkrDGRI, 2006. - 110 p.

Стаття надійшла
14.07.2017

Ivan GAFICH, Yaroslav LAZARUK, Igor SCHUROV

**METHODICAL ASPECTS OF FORECASTING OF
COMPOUND-BUILT RESERVOIR ROCKS
(ON THE EXAMPLE OF SEMYRENKIVSKYI OIL AND GAS
CONDENSATE DEPOSITS OF DNEPER-DONETS BASIN).**

The complex of geological and geophysical studies for predicting reservoir rocks of oil and gas fields has been suggested. For this purpose, structure-pale geomorphological, lithofacial, borehole geophysical and seismic studies related to a particular algorithm of work are used. Practical application of complex of mentioned methods has been demonstrated on the example of Semyrenkivskyi oil and gas condensate deposits of Dnieper-Donets basin. The prediction results of reservoir rocks have been demonstrated. They are supposed to be used for selection the optimal allocation of operation, test and prospecting boreholes.