

УДК 550:834

Перспективи розвитку модернізованого комплексу методів пошуку родовищ вуглеводнів на суходолі

С. М. Єсипович*, С. Г. Семенова, О. А. Рибак, О. П. Скопенко

ДУ "Науковий центр аерокосмічних досліджень Землі Інституту геологічних наук НАН України", Київ, Україна

Модернізований комплекс методів (МКМ) прогнозу нафтогазоперспективних об'єктів в нафтогазових басейнах базується на реальній моделі зв'язку певних компонентів ландшафту і особливостей сейсмічного поля Землі, яке формує глибинну геологічну модель промислових скупчень ВВ. Саме достовірність та детальність глибинних моделей дозволяє обґрунтувати закладання пошукової свердловини (свердловин) в межах пасток як антиклінального, так і неантиклінального типів. Суттєвими особливостями цих свердловин будуть високі прогнозні дебіти вуглеводневої сировини.

Ключові слова: модернізований комплекс методів, родовища вуглеводнів, шовні рифтогенні зони, сейсмічне поле, аномалії "м'якого" та "жорсткого" розрізу, геодинамічна активність

© С. М. Єсипович, С. Г. Семенова, О. А. Рибак, О. П. Скопенко. 2016

Модернізований комплекс методів (МКМ) пошуку родовищ корисних копалин (ВВ) на суходолі [1] базується на реальному зв'язку регіональної геодинамічної глибинної моделі міжблокових (шовних) зон земної кори з певними компонентами ландшафту і особливостями сейсмічного поля Землі, причому, сам комплекс, як і всі три його компоненти, є відкритою системою та весь час поповнюється і модернізується. Використання результатів МКМ по пошуку родовищ ВВ призведе до значного зниження собівартості даних робіт та підвищить їх ефективність.

Розглянемо третю складову МКМ, що буде глибинну модель родовища КК, а саме, хвильове сейсмічне поле. Воно має часову компоненту і дозволяє побудувати модель розрізу та або ототожнити, або ні, поверхневі аномалії рельєфу з глибинними об'єктами.

Сучасний стан вивчення геологічної будови нафтогазоперспективних об'єктів сейсмічними методами

Методологія загальної глибинної точки (ЗГТ) придумана та реалізована з метою підвищення інформативності сейсмічного методу відбитих хвиль (МВХ) та полягає в спеціально розробленій системі спостережень та обробки. Дозволяє отримувати структурну інформацію для відносно простих розрізів з невеликими кутами нахилу відбиваючих горизонтів. Кожний глибинний сегмент розрізу досліджується в межах певної бази спостереження на різних відстанях від пунктів входу та виходу відбитої хвилі по всьому її годографу. Це дає змогу при сумуванні різних сегментів годографа підсилити реальний сигнал, послаблюючи хвилізавади, але завдяки ефекту осереднення, затушовує суттєві неоднорідності розрізу.

Отже, методологія ЗГТ, безумовно маючи свої переваги, реально досліджує тільки прості структурні моделі, коли швидкість плавно збільшується з глибиною, а відбиваючі горизонти мають невеликі кути нахилу. Геологічні моделі навіть середнього ступеню складності спотворюються осередненням до нереальних, і робити по них навіть структурний аналіз при пошуках родовищ ВВ є проблематичним.

Одним з перших це зрозумів Ю. В. Тимошин, який розробив свій метод дифракційної сейсморозвідки, а потім з С. Г. Семеновою вони розробили методологію виділення в полі відбитих хвиль сліду дифузійно-сфузивного потоку вуглеводневих сполук [5]. Для цього спочатку видаляється з поля відбитих хвиль компонента ЗГТ, а потім по розсіяному полю розраховуються компоненти акустичної жорсткості (швидкість помножена на щільність) для геологічного розрізу. Називають даний розріз неструктурної інформації — акустичним полем розсіяних хвиль, оскільки саме структурна компонента з нього вилучена, а аномальні об'єкти — умовно "м'якими" та "жорсткими".

Підхід І. В. Карпенка [2] в моделі розрахунку спектральних характеристик середовища (СХС), також базується на сейсмічному полі розсіяних хвиль, яке виділяється з сейсмічного поля МЗГТ.

Обидві методології перевірені на реальному сейсмічному матеріалі, як на морі, так і на суходолі, та довели, що можуть картувати неструктурну геологічну інформацію, яка може бути пов'язана з родовищами ВВ.

На сьогоднішній день у відділі АҚДГ реалізована методологія Тимошина-Семенової, яка базується на переобробці сейсмічної інформації.

Практично з самого початку структурна інформація за даними МЗГТ, а вона була та, на жаль, залишається домінуючою у всьому світі, вступила в

* Тел. +380 44 486 84 21

протириччя з даними промислової розробки родовищ ВВ. Єдина структурна форма антиклінального склепіння, чи будь-якої іншої пастки, в результаті буріння дуже суттєво ускладнювалася — умовна “тарілка антикліналі” розбивалася на ряд блоків, які ділилися на високо продуктивні, мало продуктивні та непродуктивні. Газо-водяні та нафто-водяні контакти не завжди були витримані навіть в межах окремих блоків.

Однак, будувати реальні моделі заважав цілий ряд причин, що концентрувались по двох напрямках — недосконалості наукових положень біогенної гіпотези “...яка в принципі не в змозі правильно направляти пошуки та розвідку родовищ ВВ” (М. О. Кудрявцев [3]) та відсутність фактичного матеріалу по глибинних горизонтах. Хоча добре відомо (Н. Я. Мармалевський), що карбонатна матриця може давати продукцію від 20 до 400 тон на добу, в залежності від певних геодинамічних умов в різних тектоно-фаціальних зонах [4].

Липоводолинська площа знаходиться в межах 5-ти кілометрової оторочки (на південь) міжблокової зони між схилом Воронежського кристалічного масиву та Дніпровського грабену. В регіональному плані за методологією МКМ, це зона високих перспектив нафтогазоносності [1].

Для визначення структурних та тектонічних особливостей відбиваючих горизонтів на рівні відкладів нижнього карбону була виконана динамічна переобробка хвильового поля. Порівняння результатів динамічної обробки ПАТ “Укрнафта” та ДГП “Укргеофізика” свідчить про покращення динамічних характеристик за рахунок ексклюзивного алгоритму розширення спектра корисного сигналу (рис. 1а), що надає змогу більш якісно визначити поведінку відбиваючих сейсмічних границь у межах візейських відкладів і нижчезалягаючих горизонтів та виділяти диз’юнктивні елементи.

На сейсмічних профілях 60 та 2 096 в межах блоку 7 свердловини (рис. 2), з максимальною деталістю ПАТ “Укрнафта” виконала сейсмічну кореляцію, виділила систему тектонічних порушень, та побудувала поверхню $2T_0$ відбиваючого горизонту на рівні нижньовізейських відкладів (див. вставку на рисунках).

Хоча перед спеціалістами ПАТ “Укрнафта” не стояло завдання досліджувати розріз нижче 3 секунд, результати переобробки дають змогу виконати сейсмофаціальний аналіз та виділити в сейсмічному розрізі стратиграфічні комплекси девону, нижнього карбону, середнього-верхнього карбону та пермі.

На глибині 5 000 м, час відбиття 3 100 мс, свердловини розкрили відклади верхнього девону, який неузгоджено перекривають породи турнейського ярусу нижнього карбону. Покрівля нижнього карбону зафіксована на глибині 3 760 м, час відбиття 2 540 мс. Вище даної відмітки до глибини 2 380 м

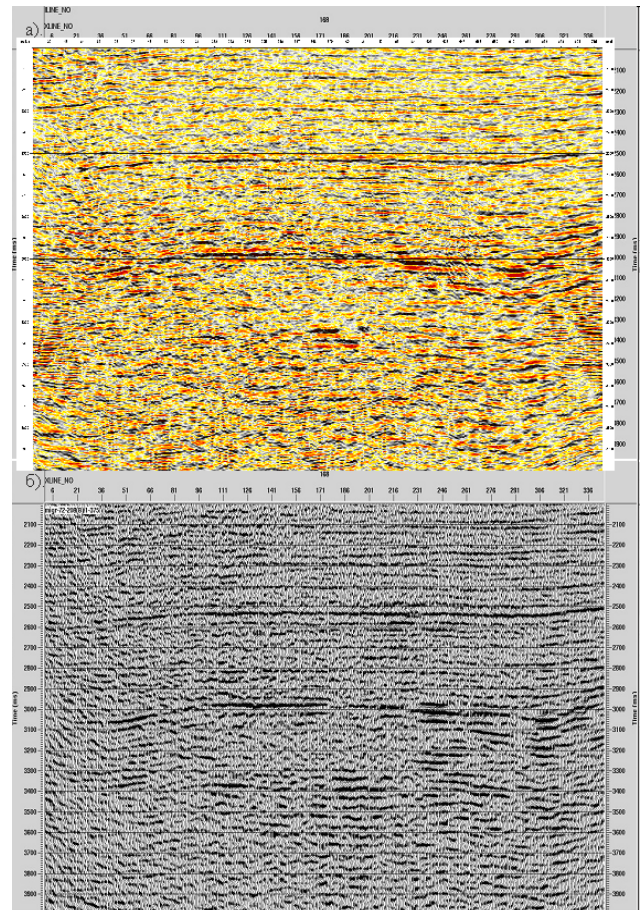


Рис. 1. Фрагмент часового розрізу по профілю 60: а) обробка ПАТ “Укрнафта”; б) обробка ДГП “Укргеофізика”

(час відбиття 1 800 мс) залягає комплекс порід середнього-верхнього карбону, який неузгоджено перекривають породи пермі. Якщо комплекс карбону в цілому має узгоджену будову нашарувань своїх комплексів, то відклади девону не витримані ні по глибині, ні по простяганню. В межах пікетів 110–240 профілю 60, в інтервалі глибин 3 100–3 300 мс виділяється тіло з характерною відсутністю відбиттів, що може бути пов’язано з наявністю солі. Спеціалісти ПАТ “Укрнафта”, що займалися обробкою сейсмічної інформації, допускають наявність у девонському розрізі солі, але тільки у вигляді не штокових пластових тіл.

Фактично нафтогазоносним є інтервал 4 840–4 500 м (3 040–2 880 мс) — це низи візейського ярусу нижнього карбону. Профілі 60 та 2 096 були оброблені за методологією Тимошина-Семенової, і результати представлені на рис. 3, 4.

Представлені на рисунках аномальні зони “м’якого” та “жорсткого” розрізу дозволяють зробити наступні висновки :

- фактичні дані промислової нафтогазоносності свердловини №7 підтверджуються аномаліями “м’якого розрізу” на обох профілях, як вздовж простягання, так і впоперек простягання склад-

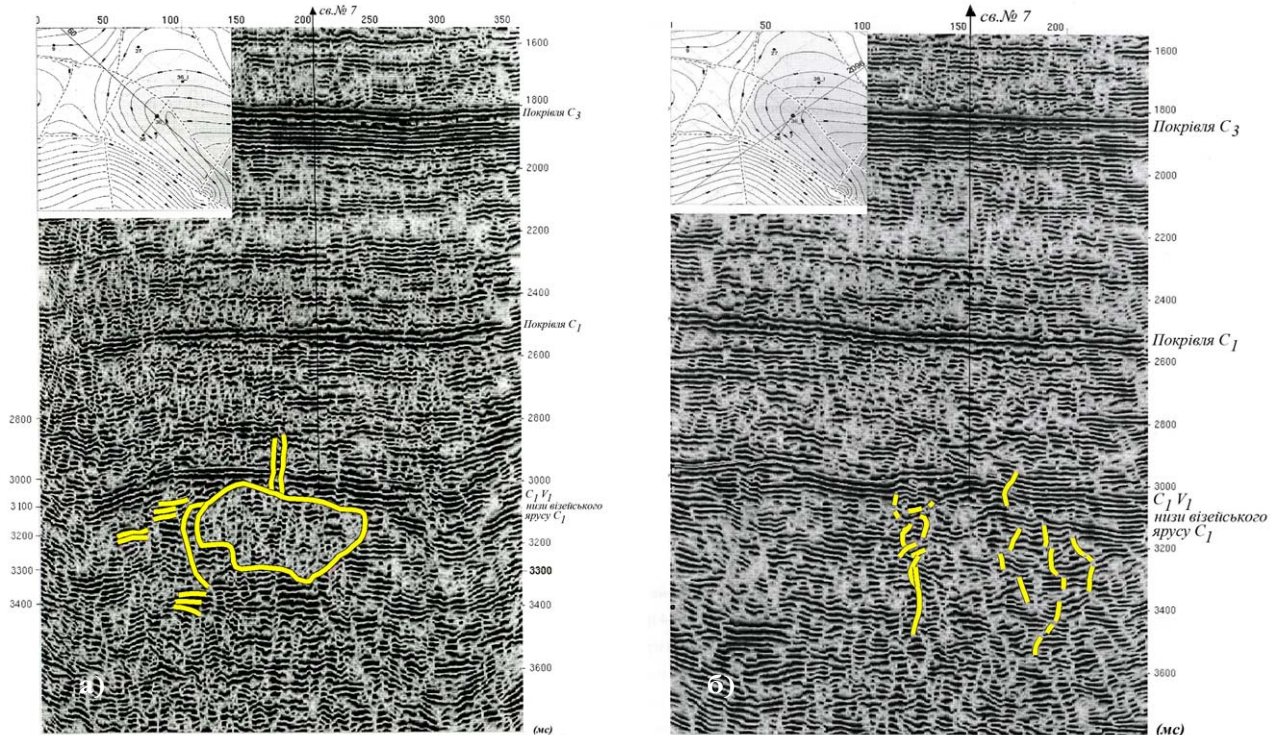


Рис. 2. Сейсмічні профілі: а) — № 60, повздовжній напрямку складки; б) — № 2 096, перпендикулярний до напрямку складки. Фактично нафтогазоносним є інтервал 4 840–4 500 м (3 040–2 880 мс) — це низи візейського ярусу нижнього карбону. Профілі 60 та 2 096 були оброблені за методологією Тимошина-Семенової, і результати представлені на рис. 3, 4

ки, що незаперечно свідчить про існування аномального об'єкту в просторі;

- явно не витримується субгоризонтальність аномальних зон, тобто насиченого вуглеводневими сполуками колектора — він очевидно має не пластову форму і не може контролюватись, як вважалося завжди і вважається, тільки структурними формами;
- аномальні об'єкти “м'якого” розрізу рідко мають субгоризонтальну форму, а частіше — похилу, або субвертикальну — таким чином аномальна зона нижнього візе раннього карбону плавно переходить в породи турнейського ярусу і нижче — в породи девона;
- в інтервалі пікетів 100–270 (проф. 60) та 90–220 (проф. 2 096) зафіксовані складні куполоподібні тіла з загальною регіональною покрівлею на рівні покрівлі нижнього карбону (сейсмічний горизонт на глибині 3 760 м (2 500 мс). Нижче залягає субпокрівля в низах візе раннього карбону, яка за уявленням геологів ПАТ “Укрнафти” контролює продуктивну товщу візейського ярусу, не є достатньо щільною. Куполоподібне тіло, зафіксоване в аномальному полі розсіяних хвиль, складається з серії дрібніших куполів, накладених (вкладених) один на одного;
- куполоподібне тіло, виділене по профілю 60 (див. рис. 3), в цілому збігається з передбачуваним розповсюдженням солі (див. рис. 2);
- якщо прив'язуватись до промислових об'єктів

свердловини №7, то більш інтенсивні та добре ізольовані покрівками аномалії “м'якого” розрізу розміщені нижче (майже завжди зі зміщенням у просторі), у відкладах девону, причому на цілком доступних для буріння глибинах.

Сьогодні практика пошуково-розвідувальних робіт на нафту та газ обов'язково потребує вивчення сейморозвідкою структурної форми пастки, за якою рахуються запаси в умовних паливних одиницях та приймається рішення щодо точки буріння. Згідно історії геологічного розвитку ДДЗ [3] пізньофрансько-фаменському геотектонічному етапу відповідає структурно-формаційний комплекс (СФК) соленосно-теригенно-карбонатних та ефузивних формацій пізнього девону. Нижня та верхня границі комплексу, а також нижня та верхня сіль і ефузиви формувались у регресивні періоди розвитку осадових нашарувань, і тому невитримані в стратиграфічному відношенні, залягають з перериванням, але без помітного кутового неузгодження на підстиляючих породах. Товщина всього СФК змінюється від 0 до 5 000 м, причому зміни товщин відбуваються на коротких відстанях, збільшуючись у прогинах та зменшуючись на підняттях. Максимуми товщин зосереджені в бортових міжблокових зонах — північній та південній, які сьогодні мають ширину 10–12 км. По суті, це були рифтогенні шви між каледоно-герцинським цоколем Дніпровського грабену та схилами УЩ і ВКМ. От вони і заповнювались ефузивами, теригенами та сіллю

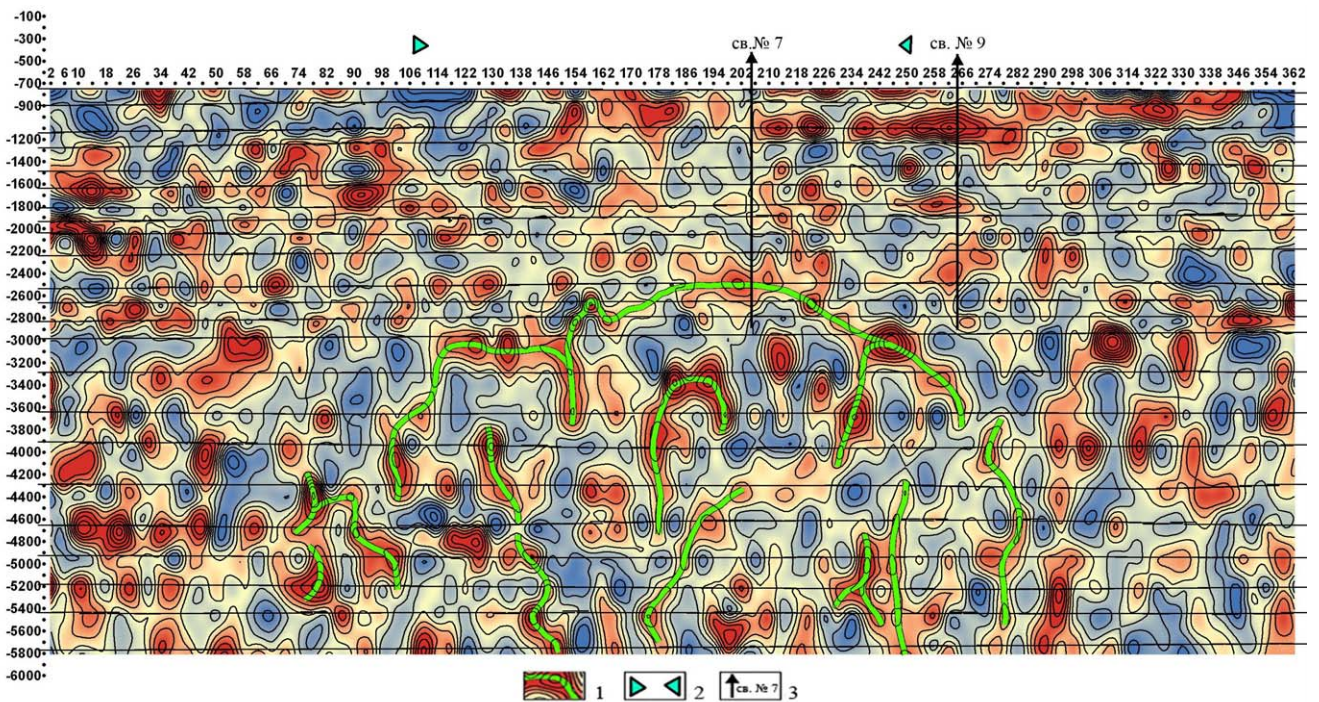


Рис. 3. Розріз сейсмічного поля розсіяних хвиль по профілю 60.

1 — куполоподібна аномальна зона, 2 — межі куполоподібної аномальної зони, 3 — продуктивні свердловини

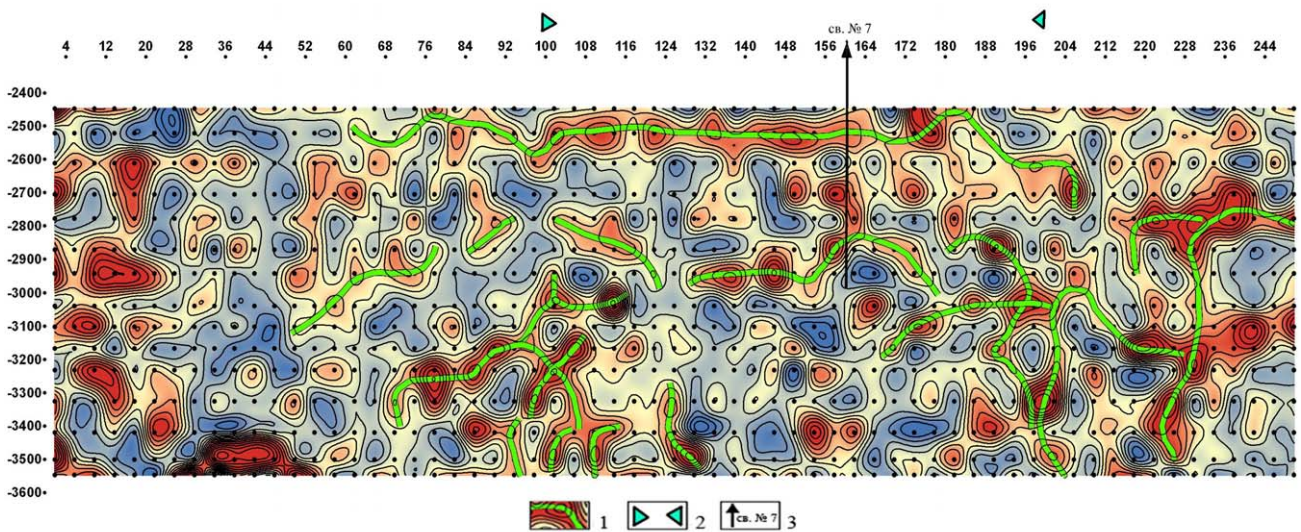


Рис. 4. Розріз сейсмічного поля розсіяних хвиль по профілю 2096.

1 — куполоподібна аномальна зона, 2 — межі куполоподібної аномальної зони, 3 — продуктивна свердловина

ендогенного походження. А оскільки сам простір шва весь час пульсував у режимах розширення-стиснення, то і утворювалася така собі “мішанина” різних порід, різко не витриманих по площі і, як наслідок, не маючих витримані літофаціальні границі (сейсмічні горизонти). Розвинути успіх білоруських геологів, які відкрили у відкладах девону нафтові родовища, — в Дніпровсько-Донецькій западині не вийшло — багаторічні цілеспрямовані пошуки дали практично нульовий результат. Порівняння з Прип'ятською западиною через різницю геологічних умов формування явно не можливе —

структурна сейсморозвідка не давала доказів присутності відбиваючих горизонтів у породах девону.

Підсумовуючи все вище наведене, можна констатувати, що розбурюються в ДДЗ тільки структурні форми по відбиваючому горизонту в низах нижнього карбону (низи візейського ярусу), який не завжди контролює нижчезалегаючі колекторські товщі і є частково проникним для флюїдних потоків. Головні запаси вуглеводневої сировини ДДЗ зосереджені в нижчезалегаючих горизонтах, але недостатньо розвинута наукова база нафтогазової геології та геофізики не дозволяє цілеспрямовано їх шукати.

Навіть суперсучасні та супердорогі просторові системи сейсмозондування дозволяють тільки дещо збагатити структурну інформацію — не вирішуючи кардинально завдання в цілому.

Результати неотектонічного аналізу даних багатоспектральних аерокосмічних досліджень в межах Липоводолинського нафтогазового родовища

З метою вивчення неотектонічної будови Липоводолинської площі зроблено перегляд даних структурно-геоморфологічних досліджень, результатів дешифрування багатоспектральних космічних знімків TERRA Aster, Landsat-7/ETM+ і космічної топографічної зйомки SRTM.

Площа Липоводолинської структури розташована на правобережжі р. Хорол в межах новохарківської неогенової тераси. Склепіння структури підкреслюється дискордантним закладанням правостороннього притоку-балки р. Хорол, верхів'я якої розгалужується, охоплюючи припіднятий блок рельєфу в межах склепіння структури з обох боків, утворюючи вилокподібний плановий рисунок (рис. 5).

На космічних знімках цей блок чітко фіксується за короткими лівими та правими притоками основних балок, що стікають з вершини блоку. Перевага Aster полягає в тому, що на цьому КЗ чітко фіксується площинний змив поверхневих ґрунтів з площини блоку, що свідчить про його неотектонічну активність. Схожий за активністю блок спостерігається на північний захід від свердловини № 9, відділений лінеаментом. Можливо тут слід очікувати структурне ускладнення у відкладах нижнього карбону.

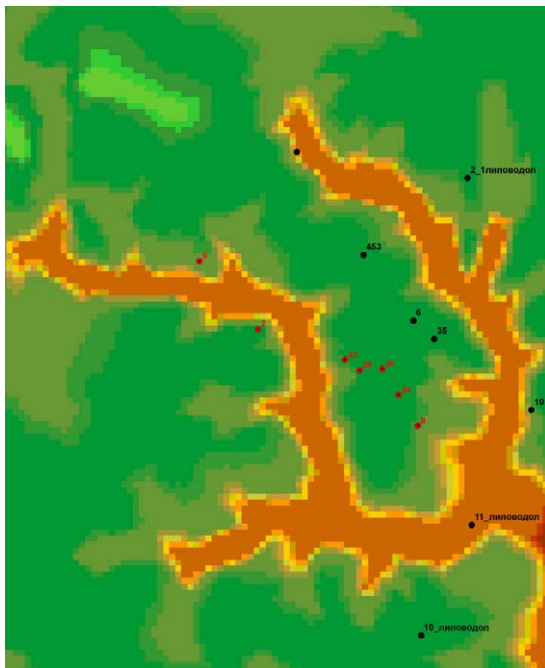


Рис. 5. КЗ SRTM. Будова сучасного рельєфу в межах Липоводолинської площі. Над склепінням абсолютні відмітки рельєфу підвищені на 5–10 м по відношенню до оточуючої території, що також підкреслюється вилокподібним плановим рисунком двох балок, дніща яких зближуються між собою по лінії свердловин №№7, 453

Матеріали космічної топографічної зйомки масштабу 1 : 500 000 дозволяють віддешифрувати крупні неотектонічні блоки, що було взято за основу при побудові схеми морфотектоїзогіпс (рис. 6).

На цій схемі виділяється зона північно-західного простягання в межах вилокподібної зони лінеаментів. Неотектонічні блоки з абсолютними відмітками рельєфу 170–180 м підкреслюють встановлені промислові припливи вуглеводневої сировини. Це враження вимальовується ще більш рельєфно, якщо від загальної зони відділити правий неотектонічний блок зі свердловинами 35, 6, 453. Роль лінеаментів та зон лінеаментів однозначно необхідно інтерпретувати разом зі схемою морфотектоїзогіпс.

В результаті інтегрування результатів структурно-геоморфологічних досліджень та дешифрування космічних знімків в межах Липоводолинської площі було виділено ряд неотектонічних блоків поза межами продуктивних свердловин. В їх межах можуть бути відкриті пастки вуглеводнів у відкладах нижнього карбону, а, можливо, і верхнього девону (рис. 7).

Звертаємо увагу на просторове розміщення куполоподібного тіла в товщі C_1-D_3 , показаного на рис. 3–4. Умовний контур його, маючи північно-західне простягання, дійсно відділяє область продуктивних свердловин від непродуктивних, збігаючись де з ізогіпсами горизонту відбиття C_1V_1 (4720 м), де з розломами за даними геофізики, а де з лінеаентами, підтверджуючи вище обґрунтований тезис, що продуктивна товща низів карбону-верхнього девону не контролюється структурними формами карбону.

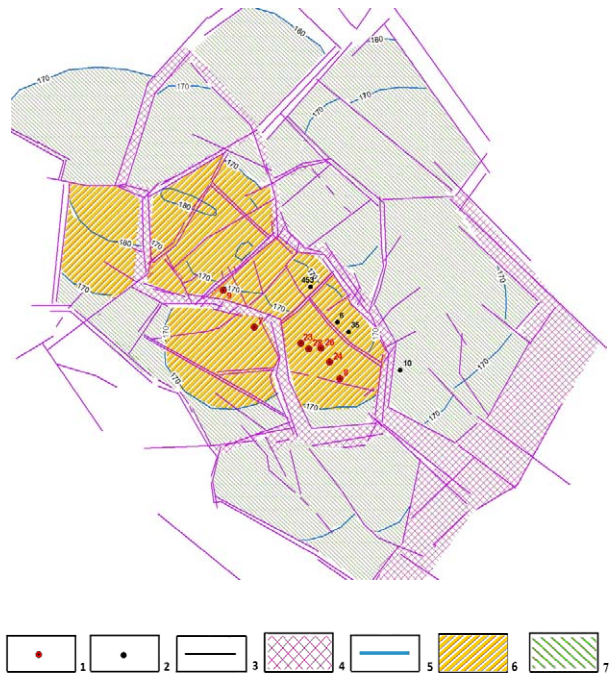


Рис. 6. Липоводолинська площа. Схема морфотектоїзогіпс. 1 — продуктивні свердловини, 2 — непродуктивні свердловини, 3 — лінеаменти, 4 — зони лінеаментів, 5 — морфотектоїзогіпси, 6 — неотектонічні блоки з абсолютними відмітками рельєфу 170–180 м, 7 — неотектонічні блоки з абсолютними відмітками рельєфу 160–170 м

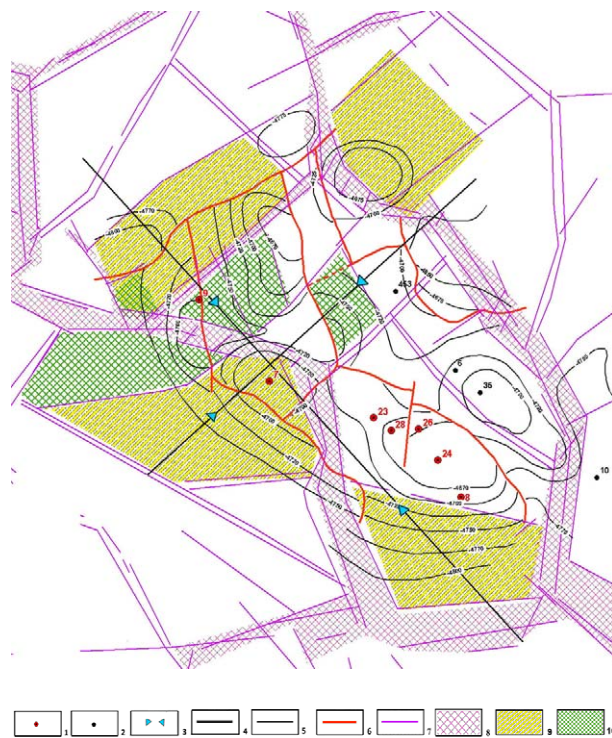


Рис. 7. Липоводолинське нафтогазове родовище.

1 — продуктивні свердловини, 2 — непродуктивні свердловини, 3 — межі куполоподібної аномальної зони по полю розсіяних хвиль на сейсмопрофілях № № 60, 2096, 4 — ізогіпси горизонту відбиття C_1V_1 (B_{26}), 5 — сейсмопрофілі, 6 — розломи за даними геофізики, 7 — лінементи, 8 — зони лінементів, 9 — неотектонічні блоки, першочергові для постановки пошуково-розвідувальних робіт, 10 — другочергові неотектонічні блоки

Висновки

Подальша розробка МКМ при пошуках нафти та газу повинна зосереджуватись на двох напрямках:

- ускладнення глибинних геологічних моделей на базі неструктурної сейсморозвідки, по полю розсіяних хвиль;
- подальше вдосконалення та впровадження більш точних поверхневих морфометричних методів на базі аерокосмічних досліджень.

Література

1. Модернізований комплекс методів прогнозу нафтогазоперспективних об'єктів Дніпровсько-Донецької западини з використанням даних дистанційного зондування Землі: звіт про НДР (заключний) / кер. С. М. Єсіпович, викон.: О. І. Архіпов, З. М. Товстюк [та ін.]; ДУ "Науковий центр аерокосмічних досліджень Землі Інституту геологічних наук НАН України". — К., 2014. — 382 с. — № ДР 0109U008821. — УкрНТІ. 26.01.2015. № 0215U003197.
2. Литологическая интерпретация геофизических материалов при прямых поисках нефти и газа / В. А. Бабадаглы, Т. С. Изотова, И. В. Карпенко, Е. В. Кучерук. — М.: Недра, 1988. — 256 с.
3. Теоретичні основи нетрадиційних геологічних методів пошуку вуглеводнів / М. І. Євдошук, І. І. Чебаненко, В. К. Гавриш [та ін.]. НАН України. Інститут геологічних наук. Колективна монографія. — К.: Вид-во НТП "Нафтогаз-прогноз", 2001. — 288 с.
4. Розробка методики пошуку пасток вуглеводнів в девонських відкладах південної прибортової зони ДДЗ на основі комплексної інтерпретації даних с/р, ВСП та ГДС: звіт про НДР № 657 (заключний) / кер. О. Ю. Лукін; від. викон.: Н. Я. Мармалевський, Державна геологічна служба України. Український Державний геолого-розвідувальний інститут. — К., 2007. — 349 с. — № ДР У-05-66/10.
5. Сейсмогеологическая модель разреза осадочных пород, включающих залежь углеводородов / Ю. В. Тимошин [и др.] // Геофиз. журнал. — 1993. — т. 15, № 2. — С. 77–84.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МОДЕРНЕЗИРОВАННОГО КОМПЛЕКСА МЕТОДОВ ПОИСКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА СУШЕ

С. М. Єсіпович, С. Г. Семенова, Е. А. Рыбак, Е. П. Скопенко

Модернизированный комплекс методов (МКМ) прогноза нефтегазоперспективных объектов в нефтегазовых бассейнах основан на реальной модели связи определенных компонентов ландшафта и особенностей сейсмического поля Земли, которое формирует глубинную геологическую модель промышленных скоплений УВ. Именно достоверность

и детальность глубинных моделей позволяет обосновать заложение поисковой скважины (скважин) в пределах ловушек как антиклинального, так и неантиклинального типов. Существенными особенностями этих скважин будут высокие прогнозные дебиты углеводородного сырья.

Ключевые слова: модернизированный комплекс методов, месторождения углеводородов, шовные рифтогенные зоны, сейсмическое поле, аномалии “мягкого” и “жесткого” разреза, геодинамическая активность

DEVELOPMENT PROSPECTS OF UPGRADED METHODS COMPLEX OF ON-LAND HYDROCARBON DEPOSITS' FINDING

S. M. Yesypovych, S. G. Semenova, O. A. Rybak, A. P. Skopenko

The upgraded methods complex (UMC) (“модернізований комплекс методів (МКМ)” (uk)) of oil-gas promising objects prognosis in the oil-gas basins based on the real model of particular components connection and Earth's field seismic features, which form deep geological model of hydrocarbons' industrial clusters. It is, exactly, the certainty and details of the depth models allow to justify the searching well's laying within the of anticlinal as well as non-anticlinal traps types. The essential features of these wells will be high forecast reserves of hydrocarbon raw material.

Keywords: upgraded methods complex, hydrocarbon deposits, joint riftogenic zones, seismic field, anomalies of the “soft” and “hard” section, geodynamic activity