

ПРОГНОЗУВАННЯ НОВИХ ОБ'ЄКТІВ ПОШУКУ ВУГЛЕВОДНІВ В ОБРАМЛЕННІ ЧУТІВСЬКО-БІЛУХІВСЬКОГО ШТОКУ ЗА СТРУКТУРНО-ГЕОМОРФОЛОГІЧНИМИ ДОСЛІДЖЕННЯМИ

В статті наведено методичні прийоми уточнення границь соляних штоків та результати прогнозування нафтогазо-перспективних приштокових блоків за ландшафтно-геоіндикаційним і морфометричними методами структурно-геоморфологічних досліджень. Рекомендовано ряд нафтогазоперспективних об'єктів в обрамленні Чутівсько-Білухівського соляного штоку центральної частини Дніпровсько-Донецької западини

Ключові слова: ландшафтно-геоіндикаційне дешифрування, морфоструктура, морфометричні методи, соляний шток, структурно-геоморфологічні дослідження.

Н.П. Агрес, Г.А. Фільова, О.А. Олійник. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НОВЫХ ОБЪЕКТОВ ПОИСКА УГЛЕВОДОРОДОВ В ОБРАМЛЕНИИ ЧУТОВО-БЕЛУХОВСКОГО ШТОКА ЗА СТРУКТУРНО-ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИМИ ИССЛЕДОВАНИЯМИ. В статье приведены методические приёмы уточнения границ соляных штоков и результаты прогнозирования нефтегазоперспективных приштоковых блоков ландшафтно-геоиндикационным и морфометрическими методами структурно-геоморфологических исследований. Рекомендовано ряд нефтегазоперспективных объектов в обрамлении Чутовско-Белуховского штока центральной части Днепровско-Донецкой впадины.

Ключевые слова: ландшафтно-геоиндикационное дешифрирование, морфоструктура, морфометрические методы, соляной шток, структурно-геоморфологические исследования.

Загальна постановка проблеми. Проблема нарощування запасів вуглеводнів є важливою для нафтогазоносних районів з падаючим видобутком. Одним із шляхів її вирішення є виявлення в старих нафтогазоносних районах нових перспективних ділянок, здатних містити в собі поклади вуглеводнів, а також перспективних частин розрізу, які за різних причин залишилися не опішукваними. У південно-східній частині Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) головним продуктивним комплексом є теригенні відклади нижньої пермі й верхнього карбону, з якими пов'язані великі розвідані газові поклади. В основному, цей комплекс достатньо вивчений і його ресурси в значній мірі реалізовані. Однак, більш детальне вивчення геологічної будови цього комплексу дозволяє говорити про його високу перспективність для подальших пошуків нафти й газу. Розвідка високопродуктивних приштокових зон на сьогоднішній час залишається актуальною та вимагає пошуку нових підходів до їхнього виявлення й освоєння. Найважливішою складовою частиною цього питання є проблема оконтурювання соляних штоків. В даній області фахівцями відділу дистанційних досліджень УкрНДІгазу накопичено певний досвід із застосування структурно-геоморфологічних методів досліджень при визначенні контуру меж соляних діапирів [1, 2].

Загальний прогноз розвитку пасток у зонах облямування штоків западини був даний ще в 1963 р. минулого століття. Зараз газонасність "задирів" (блоки крутопадаючих верств поблизу ніжки штоку) виявлена в зонах облямування ряду штоків південно-сходу ДДВ (Чутово-Білухівського, Хрестищенського, Медведівсько-

го й Сх. Медведівського). Пастками служать шари карбону, що залягають поблизу стінок штоків під кутом до 90° з падінням порід від штока, екрановані зверху козирками. Поклади дрібні, але через круте залягання розкрита товщина продуктивних шарів у свердловинах значна, що зумовлює високі дебіти газу. Виходячи з єдності механізму штокоутворення в ДДЗ, "задири" прогнозуються наразі для всіх солянокупольних районів западини [3].

Аналіз попередніх досліджень. Геоморфологічні методи і раніше використовували для деталізації будови і тектонічного розвитку солянокупольних структур (Сладкопєвцев С.А., 1966) та для кількісної оцінки голоценових (і сучасних) вертикальних тектонічних рухів (Мещеряков Ю.А., 1981; Волков М.Г., 1965; Віленкін В.Л., 1970; Полівцев А.В., 1998 та ін.), що впливають на умови формування, розміщення і збереження покладів вуглеводнів (Кабішев Б.П., 1985). Структурно-геоморфологічними дослідженнями матеріалів дистанційних зйомок (МДЗ) встановлено існування реального зв'язку ландшафтних особливостей з різними генетичними типами солянокупольних структур [1]. Вперше визначено якісні індикатори наявності соляних штоків, неоднорідності їхньої будови та ступеню активності. Тектонічний характер границь соляних штоків та різна неотектонічна активність окремих ділянок в межах кожного штоку, з одного боку, дозволяють досить впевнено визначати їх місце розташування за МДЗ, а з іншого - пояснюють причини відсутності у ряді випадків зон задирів по периметру ніжки штоку (головне субвертикальне тіло соляного діапіру) та дають можливість

диференціювати приштокові ділянки за ступенем перспективності у плані пошуку вуглеводнів.

Поверхневий рисунок рельєфу, ступінь його контрастності над соляною структурою і зоною її облямування залежить від морфологічних особливостей ніжки штоку, наявності чи відсутності козирка, приштокової і надштокової структурної форми, а також глибини залягання девонської солі. Але відомості про ці геолого-структурні характеристики залежать від практичної геологічної вивченості штоку. Тектонічний характер границь і різна неотектонічна активність окремих ділянок в межах соляного штоку (сучасні морфологічні відмінності пояснюються інтенсивністю прояву соляного тектогенезу й складчастих рухів) дає можливість диференціювати приштокові ділянки за ступенем перспективності у плані пошуку вуглеводнів. З досвіду ландшафтно-геоіндикаційних досліджень [2], найчастіше, солянокупольні підняття представлені морфоструктурами з центральною інверсією (безпосередньо над соляним діаметром формується балка із доцентровим малюнком, яка обмежена підковоподібним вододілом). У плановому рисунку земної поверхні балка має незвичайну форму "оленячі роги" через швидкий набір порядку долинами водотоків (порядок визначено за Р.Хортоном, 1948р.), а тому легко розпізнається на топокарті.

Виявленню приштокових блоків в обрамленні Чутівсько-Білухівського штоку та обґрунтуванню їх перспективності у плані пошуку вуглеводнів методами структурно-геоморфологічних досліджень присвячена дана стаття.

Результати досліджень. При наявності неотектонічного підйому штокової солі і низхідному русі у компенсаційному прогині границя штоку дешифрується на земній поверхні прямолінійними (або дугоподібними) балками обтікання. Прямолінійні ділянки ерозійної сітки, як правило, вказують на їх тектонічне походження і дешифрують молоді порушення скидового типу або грабени. У зв'язку з нафтогазоносністю найбільш перспективними являються штоки, границі яких відображаються в ландшафті *прямолінійними балками обтікання*, що відмежують приштокові блоки від міжкупольних компенсаційних прогинів.

Цей індикатор чітко встановлений над північною границею Медведівського, північно-західною межею Хрестищенського (в районі Червоноярського родовища), північною границею Розпашнівського (в районі Розпашнівського газоконденсатного родовища) штоків, морфоструктури яких використано як еталони при

ландшафтно-аналоговому дешифруванні границь Чутівсько-Білухівського штоку.

Чутівський соляний шток – це складна комбінована структура, що утворена в результаті злиття ізометричних штоків (Чутівського, Розпашнівського та Білухівського) і являє собою так званий щільовидний шток. Ділянки соляних щільових каналів, що з'єднують ці три штоки, мають власні морфографічні риси, які притаманні тектонічним порушенням і представлені переважно прямолінійними елементами ландшафту. Морфоструктура штоку складається з частин, що в рельєфі мають свою інверсійну центральну балку, і, таким чином, зламану спільну межу. Так виглядає північна межа Чутівського штоку, де район свердловини (св.) 16 відокремлюється від крайньої західної частини штоку - ділянки, що сусідня Кочубіївській структурі.

При аналоговому ландшафтно-геоіндикаційному дешифруванні за еталонний об'єкт була використана Машівська позитивна структура, що ускладнена Селещинським соляним штоком. Вона знаходиться в подібних ландшафтних умовах, займаючи пологохвилясту місцевість вододільного і балочну місцевість схилово-балочного ландшафтів. Цікавість викликає подібність прояву в рельєфі земної поверхні Північно-Машівського піднесеного приштокового блоку і частини Новоукраїнського підняття. Ці морфоструктури займають ділянки полого-хвилястої місцевості і мають ознаки, які індукують підняття: розтягнутий вододільний схил (поява вирівняної площадки зі сходинкою); перетин схилу майже нерозгалуженими в плані промоїнами (однобічний площинний змив). Сама північна і північно-східна границя еталонних і прогнозних блоків розпізнається в рельєфі земної поверхні за рахунок наявності лінійного перегину північно-східного простягання на вододільному схилі, який на топографічних картах відображається дугоподібним в плані згущенням горизонталей рельєфу. Ця сходинка вододільного схилу ділить північну частину Чутівської морфоструктури на ту, що належить соляному штоку, і ту, що імовірно є приштоковим блоком (Рис.1).

Схожість добре вивченої бурінням морфоструктури Півн.-Машівського продуктивного приштокового блоку і північно-східної частини Чутівського штоку (район св. 16 Чут.) дає можливість вважати останню перспективною в плані пошуку вуглеводнів і намітити місця розташування двох прогнозних приштокових блоків: Схід.-Кочубіївського і Півн.-Чутівського.

Як уже згадувалося, найбільш активні границі, до яких приурочені високо підняті блоки

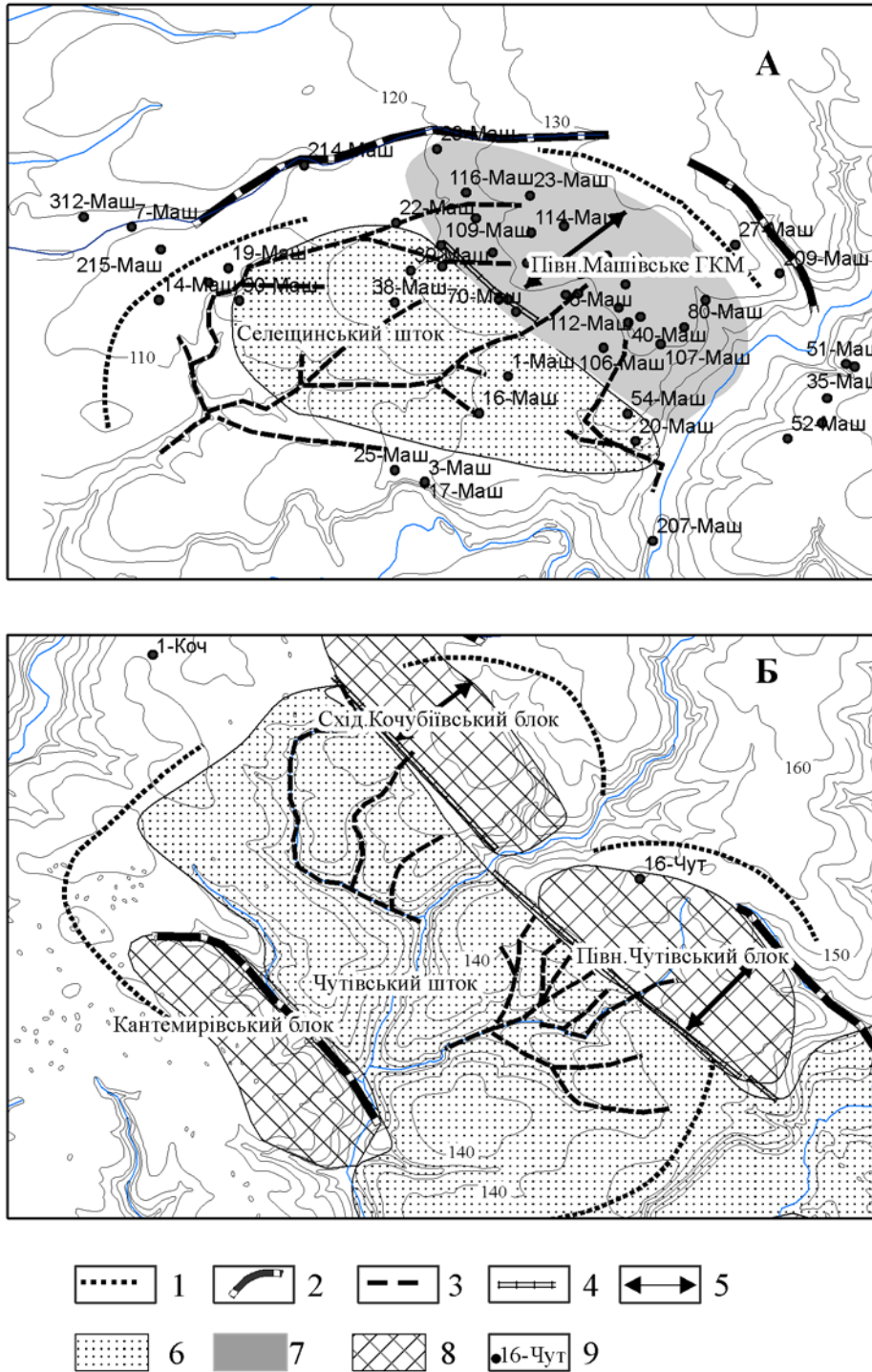


Рис. 1. Прогноз межі Чутівського соляного штоку та приштокових блоків за ландшафтними індикаторами солянокупольних структур: А - еталонна морфоструктура Машівського соляного штоку; Б - морфоструктура Чутівського соляного штоку.

приштокової зони, підкреслюються в рельєфі днищами долин обтікання (північні границі Хрещищенського й Медведівського штоків, границі Розпашнівського - у районі Новоукраїнського й Розпашнівського родовищ). З боку південної межі Чутівською штоку, на північ від св. 43, 44 Чутівських, спостерігаються геоморфологічні ознаки, властиві балкам обтікання: русло балки Татарки ортогонально зламане, має

співосні притоки в місцях передбачуваних розривних порушень; спостерігається однобічний розвиток приток в районі піднесеного приштокового блоку. Схожість ознак з тими, що відмічені в районі Розпашнівського родовища, дає підстави для прогнозування перспективної в плані пошуку вуглеводнів структури (Кантемирівська морфоаномалія), що розташована на

північ від св. 43 і 44 з боку західної межі Чутівськоко штоку (рис. 1).

На північ від Білухівського соляного штоку, а також в районі Новоукраїнського родовища (р-н с. Білухівка) визначаються дві ділянки концентрації геоморфологічних особливостей полого-хвилястої місцевості вододільного ландшафту, які характерні для приштокових блоків обрамлення солянокупольних морфоструктур.

Індикаційні елементи форм рельєфу над морфоструктурою: 1 - підковоподібний вододіл, 2 - дугоподібна або лінійна балка обтікання, 3 - інверсійна воронка над ніжкою штоку, 4 - сходинка вододільного схилу, 5 - вирівняна площа на схилі; елементи структурного дешифрування: 6 - ніжка штоку з центральною інверсією, піднесений приштоковий блок; 7 – відомий, 8 - прогнозний; 9 - свердловина глибокого буріння.

Суттєвою перешкодою у використанні геоіндикаційних досліджень на теперішній час є недостатній рівень формалізації прийомів і операцій та невизначеність форми подання результатів, на відміну від *морфометрії* – іншого методу структурно - геоморфологічних досліджень. Морфометричним методом вважається картографічний метод обробки МДЗ (у нашому випадку топографічних карт), при якому встановлюються *кількісні індикатори* структурних форм, або результатом якого є встановлення числових аномалій, що є відображенням у рельєфі земної поверхні певних структурних форм, які можуть слугувати пастками вуглеводнів [4]. Морфометричний показник являється індикатором, якщо можливо вказати діапазон його значень (Аристархова Л.Б., 1979), що відповідає пошуковому об'єкту (у нашому випадку це структурна форма з вуглеводневим покладом).

При проведенні морфометричних досліджень елементарними чарунками для розрахунку морфометричних показників і побудови морфометричних карт слугували водозбірні басейни 3 порядку (Р. Хортон, 1948) та залишкові басейни стоку 4-го та вищих порядків із тальвегами 1 та 2 порядків. Такий вибір елементарної чарунки дозволяє уникнути суб'єктивізму при виборі її розмірів для розрахунків, так як межі елементарних водозбірних басейнів визначено природою. Посилкою була емпірично встановлена приуроченість нафтових та газових родовищ ДДЗ до водозбірних басейнів 3-го або 4-го порядків.

У межах елементарних водозбірних басейнів були розраховані морфометричні параметри гіпсометрії рельєфу і гідрографічної мережі, серед яких: вертикальне та горизонтальне розч-

ленування, коефіцієнт форми водозбору, ентропія (як міра хаосу), аномальність ділянки (як статистичний показник енергії) [5], середньоквадратичне відхилення розподілу висот (як міра неоднорідності ділянки).

Виходячи з теоретичних посилок [5] та з емпіричного досвіду, морфометричний параметр *аномальності рельєфу* для ділянок над родовищами вуглеводнів *характеризується високими значеннями*, здебільшого вище 140 *ум. од.* Такі ділянки притаманні практично всім відомим родовищам Північного борту ДДЗ [6] та родовищам і блокам у межах території досліджень (табл. 1). Діапазон менше 125 *ум. од.* – характеризує ділянки відносно рівноважного розвитку, та діапазон - 125-140 відповідає слабо аномальним ділянкам, для яких притаманна досить низька імовірність існування родовищ ВВ у їх межах. Цей параметр є досить інформативним. Для прогнозування нафтогазоперспективних об'єктів використано інтервал **від 140 ум. од.**

Досвід нафтогазопошукових робіт у межах Східного нафтогазоносного регіону України підтверджує наявність зв'язків неотектонічних рухів з вуглеводнями (М.Г.Волков, 1965р.; Б.П.Кабишев, 1985р., В.Г.Верховцев, 2008р.; Т.М.Галко, 2004р.; А.М.Полівцев, 2001р. та ін.).

Структурна інтерпретація розчленування рельєфу дає можливість встановити зв'язок ступеня розчленованості та неотектонічних рухів і структур і в подальшому прогнозувати останні. *Вертикальне розчленування рельєфу* розраховувалось як відношення перепаду його висот у межах елементарного водозбору до його площі (В.Б. Полканова і В.П. Полканов, 1970). За нашим досвідом робіт, у межах крайових зон ДДЗ родовища зазвичай розміщені у межах ділянок, що *характеризуються середнім діапазоном значень* вертикальної розчленованості від 2 до 8 м/км^2 , що справедливо і для досліджуваної території обрамлення штоку. Високі ж значення даного показника можуть вказувати на відсутність сприятливих структурних умов. Показник є інформативним, діапазон **від 2 до 8 м/км^2** використано для подальшого прогнозування перспективних ділянок, що імовірно відповідають структурним формам із вуглеводневими покладами.

Коефіцієнт форми вододільного басейну (подібний до оберненого коефіцієнту розвитку вододільної лінії за Коритним Л.М., 1984р.) розраховувався як відношення площі басейну до його периметру. Для досліджуваної території сукупність ділянок водозбірних басейнів еталонних родовищ *характеризуються середніми та більше середнього значеннями* даного кое-

Таблиця 1

Значення морфометричних параметрів у межах елементарних водозборів над родовищами вуглеводнів та їх елементарні статистики

Назва елементарного водозбору за назвою відповідного блоку родовища	Морфометричні параметри			
	Аномальність рельєфу, <i>ум.од.</i>	Вертикальне розчленування рельєфу, <i>м/км²</i>	Коефіцієнт форми водозбору, <i>км</i>	Горизонтальне розчленування рельєфу, <i>км</i>
Діапазон прогнозування	140–450 Середні значення та вище	2–8 Середні та нижче	0,5–1,1 Середні та вище	0,6–1,1 Середні значення
Чутівське (р-н.св.1, 36)	146	4,64	0,68	0,95
Чутівське (р-н.св.31, 35)	194	5,56	0,49	1,54
Розпашнівське (р-н.св.7, 17)	201	1,1	1,01	0,59
Розпашнівське (р-н.св.5, 12)	252	5,47	0,57	0,96
Новоукраїнське	275	2,65	1,03	0,86
Червоноярське	171	3,35	0,89	0,61
Веснянське	447	3,18	0,29	0,79
Ланнівське	198	6,15	0,65	0,99

фіцієнта (див. таб.2) у порівнянні з усією вибіркою водозборів (середнє значення складає 0,69; середньоквадратичне відхилення – 0,21). Тому для прогнозування використано інтервал показника від **0,5 до 1,1**.

Показник середньої довжини тальвегів першого та другого порядку розраховувався як відношення довжини тальвегів до їх кількості з використанням відповідних запитів у ГІС середовищі. Даний показник авторами прийнято за міру *горизонтального розчленування* рельєфу. Для родовищ характерна приуроченість до ді-

лянок *середніх значень* даного показника [6]. Інтервал для прогнозування розраховано від **0,6 до 1,1**.

За сукупністю індикаторів до першочергових віднесені ділянки водозбірних басейнів, чотири вищезазначені морфометричні характеристики яких попадають в статистичні діапазони прогнозування, що характерні для значень над структурами із вуглеводневими покладами. До об'єктів 2 черги - ділянки, для яких значення 3 із 4 морфометричних індикаторів знаходяться в межах діапазонів прогнозування.

Таблиця 2

Значення елементарних статистик для морфометричних індикаторів та діапазони для прогнозування нафтогазоперспективних ділянок

Статистики	Морфометричні індикатори			
	Аномальність рельєфу, <i>ум.од.</i>	Вертикальне розчленування рельєфу, <i>м/км²</i>	Коефіцієнт форми водозбору, <i>км</i>	Горизонтальне розчленування рельєфу, <i>км</i>
Для сукупності елементарних водозборів над родовищами				
Середнє арифметичне	235	4,0	0,7	0,91
Середньоквадратичне відхилення	93	1,7	0,26	0,3
Мінімум	146	1,1	0,29	0,59
Максимум	447	6,15	1,03	1,54
Для сукупності усіх елементарних водозборів території досліджень				
Середнє арифметичне	198	4,65	0,69	0,76
Середньоквадратичне відхилення	87	3,7	0,21	0,3
Діапазон прогнозування	140–450 Середні значення та вище	2–8 Середні та нижче	0,5–1,1 Середні та вище	0,6–1,1 Середні значення

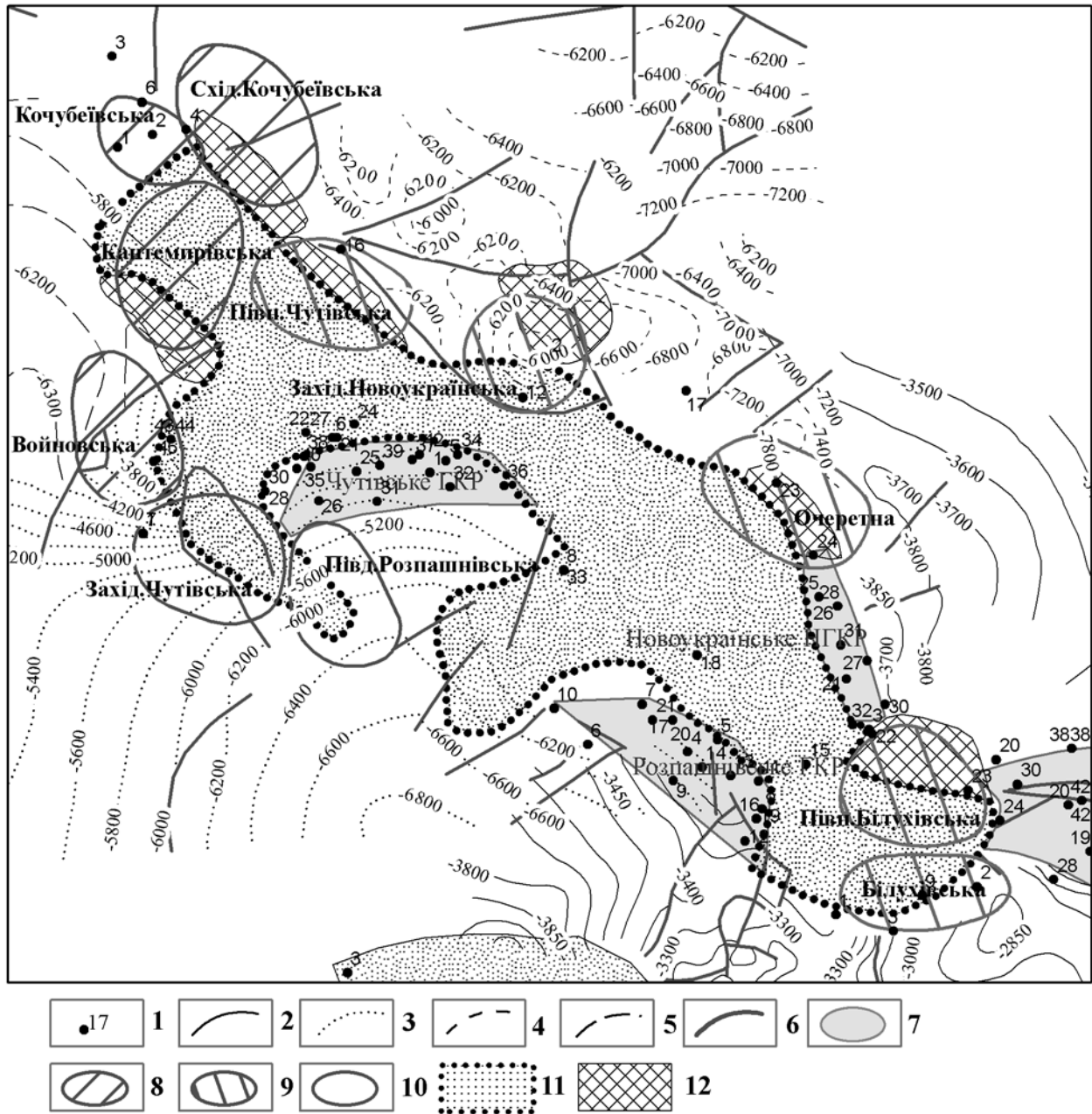


Рис. 2. Прогнозні нафтогазоперспективні об'єкти в обрамленні Чутівсько-Білухівського штоку за результатами структурно-геоморфологічних досліджень.

1 – свердловина; ізогіпа відбиваючого горизонту: 2 – $IV_{в4}$ (P_1s_1), 3 – $V_{б1}$ (C_2m), 4 – $V_{б2}$ ($C_2б$), 5 – $V_{в1}$ (C_1s); 6 – розривне порушення за даними сейсмозв'язки; 7 – контур родовища; прогнозована за сукупністю морфометричних індикаторів перспективна ділянка: 8 – підтверджена сейсмозв'язкою 3D, 9 – рекомендована для проведення сейсмозв'язувальних досліджень 1 черги пошуків, 10 – прогнозна 2 черги пошуків; прогнозована за результатами ландшафтно-геоіндикаційного дешифрування: 11 – морфографічна межа соляного штоку, 12 – прогнозний приштоковий блок.

За результатами морфометричних досліджень з урахуванням ландшафтно-геоіндикаційного дешифрування як перспективні у нафтогазопошуковому відношенні виділені наступні першочергові ділянки відомі: Войновська, Кочубейська і прогнозні: Кантемирівська, Схід.-Кочубейська, Півн.-Чутівська, Захід.-Новоукраїнська, Очеретна, Півн. Білухівська, Білухівська. 2 прогнозні ділянки віднесені до

об'єктів другої черги пошуків: Півд. Розпашнівська, Захід.-Чутівська (рис. 2).

Більшість прогнозованих об'єктів на заході Чутівського штоку підтверджуються проведеннями у 2011-2012р.р. сейсмозв'язувальними дослідженнями 3D, якими були охоплені Кочубейське та Західно-Чутівське відгалуження Розпашнівської солянокупольної зони. Аналіз отриманих структурних поверхонь

(В.І. Савицький, А.М. Жадан та ін., 2011р.) по відкладах нижньої пермі (P_{1nk} , O_8) та карбону (C_2b , K_3) та $V_{B_1}(C_1S_2)$ засвідчив наявність, окрім вісьової частини Кочубеївської складки, також двох тектонічно-екранованих перспективних блоків на північно-східному (Східно-Кочубеївський, що зіставляється із прогнозною Східно-Кочубеївською морфоаномалією) та південно-західному крилах по відкладах від нижньої пермі до верхнього башкиру та башкиру і верхньої частини нижнього карбону відповідно, сформованих екрануванням на девонський соляний шток, а з другого боку тектонічними порушеннями значної амплітуди (Східно-Кочубеївський блок) та тектонічними порушеннями з амплітудою до 50-70 м (Кочубеївський блок) Основні перспективи нафтогазоносності на Кочубеївській площі пов'язуються з башкирськими відкладами середнього карбону і верхньосерпуховськими нижнього карбону, де у результаті буріння свердловин №№ 2, 3, 6 були встановлені прямі ознаки нафтогазоносності.

Сейсмічними дослідженнями 3D підтверджено раніше виділене Войновське структурне ускладнення (Войновська морфоаномалія), найбільш чітко проявлене у вигляді структурного носу екранованого на Чутівський соляний шток. Вважаючи, що верхня частина геологічного розрізу по відкладах мезозою і верхнього карбону вже оцінена негативно пробуреною свердловиною №7 Чутівською, на даній ділянці залишились не оціненими більш глибокі горизонти московського, башкирського і серпуховського ярусів карбону.

Згідно з виконаними побудовами (В.І. Савицький, А.М. Жадан та ін., 2011р.), пі-

внічніше Войновської структури, у стратиграфічному інтервалі від нижньої пермі до нижнього башкиру простежується Кантемирівський перспективний об'єкт з розмірами 3,7 x 1,8 км, ускладнений згідним скидом у московських та башкирських відкладах і екранований східною частиною Чутівського штоку (зіставляється з Кантемирівською морфоаномалією). На півночі та півдні Кантемирівський перспективний об'єкт обмежений порушеннями амплітудою до 50 м.

Висновки. Морфометричні методи дозволяють лише локалізувати нафтогазопошуковий об'єкт, а його імовірні межі (як і межі соляних штоків) встановлюються за ландшафтно-геоіндикаційним методом. Тому обидва методи структурно-геоморфологічних досліджень повинні використовуватись у сукупності.

Об'єкти, виявлені за структурно-геоморфологічними дослідженнями на заході Чутівського штоку, які підтверджуються результатами сейсмозвідки 3D, рекомендуються до постановки пошукового буріння найближчим часом. Підтвердження об'єктів сейсмозвідкою на заході Чутівського штоку потребує виваженого ставлення до інших прогнозованих приштокових блоків, виявлених структурно-геоморфологічними методами в обрамленні Чутівсько-Білухівського штоку та дозволяє рекомендувати залучення даних методів для уточнення меж соляних штоків та прогнозування приштокових блоків для попередньої локалізації нафтогазоперспективних об'єктів і націленням на них сейсмозвідувальних робіт 3D.

Література

1. Бабаев В.В. Определение боковых границ соляных штоков дистанционными методами / В. Бабаев, А. Головашкин, Г. Филёва // Материалы научно - практической конференции “ Нефтя и газ Украины-96”, Киев, 1996. - С.
2. Ткачук О.В. Геологічна модель обрамлення Адамівсько-Бугайвського штоку за результатами комплексного аналізу геолого-геофізичних та дистанційних досліджень / О.В.Ткачук, А.О. Ковшиков та ін. // Питання розвитку газової промисловості України.-Харків.- 2010.- В. XXXIX.- С. 39-45.
3. Бобошко А.В. Перспективи пошуків нових типів залежостей газу в соленосних районах ДДВ. /А.В. Бобошко, М.Г.Ульянов, О.Э Яковлев // Нефтяная и газовая промышленность. - 1987. - №3. - С.5-8.
4. Аристархова Л.Б. Геоморфологические исследования при поисках нефти и газа. - М.: Изд. Моск. Ун-та, - 1979. - 151с.
5. Агрес Н.П. Морфометричні дослідження як один із компонентів дистанційного комплексу прогнозування структур-пасток вуглеводнів.// Питання розвитку газової промисловості України. Збірник наукових праць. - Харків, 2007. - В. XXXVI. - С.61-67.
6. Агрес Н.П. Морфометричні індикатори прогнозування структур-пасток вуглеводнів. // Вісник Харківського національного університету ім. В.Н. Каразіна. – Харків, 2010.- № 909 – С.65-70.