

ПАТ УКРГАЗВИДОБУВАННЯ
УКРАЇНСЬКИЙ НАУКОВО-ДОСЛІДНИЙ ІНСТИТУТ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ
МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ
УКРАЇНИ

ІНСТИТУТ ГЕОЛОГІЧНИХ НАУК
НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ

Кваліфікаційна наукова праця
на правах рукопису

СВЯТЕНКО ГЕННАДІЙ ЄВГЕНОВИЧ

УДК 553.981/982:550.812

ДИСЕРТАЦІЯ

ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ МЕЗОЗОЙСЬКОГО КОМПЛЕКСУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Спеціальність 04.00.17 – Геологія нафти і газу
Науки про землю

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук
Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

_____ Г.Є. Святенко

Науковий керівник: доктор геолого-мінералогічних наук
Височанський Іларіон Володимирович

Київ – 2018

АНОТАЦІЯ

Святенко Г. Є. Особливості геологічної будови та перспективи нафтогазоносності мезозойського комплексу Дніпровсько-Донецької западини. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук за спеціальністю 04.00.17 «Геологія нафти і газу» (103 Науки про землю); ПАТ УКРГАЗВИДОБУВАННЯ Український науково-дослідний Інститут природних газів Міністерства енергетики та вугільної промисловості; Інститут геологічних наук Національної академії наук України, Київ, 2018.

Дисертаційна робота присвячена обґрунтуванню перспектив нафтогазоносності мезозойського комплексу Дніпровсько-Донецької западини.

На підставі узагальнення великого обсягу матеріалів геологічної з'йомки, польових геофізичних досліджень, картувального, структурного, опорного, параметричного, пошукового, розвідувального і експлуатаційного буріння на нафту, газ, вугілля, поліметали і підземні води, шляхом літостратиграфічної кореляції розрізів, структурно-тектонічного, літофізичного, порівняльно-геологічного аналізу визначені загальні риси геологічних умов залягання мезозойських порід в ДДЗ та північно-західному Донбасі.

Тектоно-магматичні процеси мають суттєвий вплив на формування геологічної будови мезозойського комплексу регіону. Мезозойська інтрузивна і ефузивна діяльність фіксується продуктами вулканічних вивержень, корінними магматичними тілами і поліметалічним зруденінням, що тяжіють до глибинних розломів.

Аналіз товщин підсвіт дронівської світи нижнього тріасу вказує, що поверхня згасання серії диз'юнктивів проходить в подошві коренівської товщі. Затухання низки розривних порушень на рівні цього перериву в

осадконагромадженні автором даної роботи досліджене на Байрацькому піднятті і виявлене на Абазівській, Березівській, Соснівській, Волохівській, Північно-Волвенківській та інших структурах. Підтвердженням регіонального характеру передкоренівської незгідності отримані свідчення належності пересазької і шебелинської підсвіт дронівської світи до верхнього відділу пермської системи.

Встановлені закономірності походження та локалізації скупчень ВВ мезозойського комплексу. Беручи до уваги теорію мантийного генезису нафти і газу і спираючись на визначальну роль вертикальної їх міграції з відкладів палеозою та з мантийних джерел, обґрунтована концептуальна модель формування скупчень ВВ в розрізі мезозою.

«Нафтогазоматеринські» глинисті товщі в тріасовій і крейдовій системах відсутні, в юрській розвинуті обмежено - продуктивність мезозойського комплексу є похідною нафтогазоносності палеозойських товщ або прямо пов'язана з ювенільними джерелами; в формуванні покладів головна роль належить вертикальній міграції ВВ по розломах і розривах. Як показано на прикладі Шебелинського родовища, мезозойські поклади можуть формуватись над нижньопермською хемогенною покришкою на структурах, ускладнених післягерцинськими рухами. Встановлення широкого розвитку в ДДЗ кімерійсько-альпійських магматичних процесів ілюструє масштаби скрізьформаційного вертикального тепломасопереносу. Час формування покладів газу і більшості покладів нафти з високою ймовірністю є кайнозойським. Формування скупчень ВВ скоріше за все відбувається і зараз.

Найбільш ймовірне формування промислових скупчень ВВ в колекторах мезозою на наскрізних структурах з успадкованістю структурних планів та надштокових куполах. На значній території ДДЗ в мезозойській ератемі розвинуті слабкометаморфізовані розсоли або прісні і солонуваті води, але, як вказують дані по багатьох нафтогазоносних провінціях світу, це не унеможлиблює її перспективності.

Розроблена морфогенетична класифікація основних типів покладів нафти і газу. Виділено наступні типи виявлених і прогностичних скопчень: а) пластові, неповнопластові та масивно-пластові у склепінних пастках на наскрізних мезозойських антикліналях без підстеляючої пермської хемогенної покришки; б) пластові, неповнопластові та масивно-пластові у склепінних пастках на наскрізних мезозойських антикліналях з підстеляючою галогенною покришкою та післягерцинською розривною тектонікою; в) пластові, неповнопластові та масивно-пластові у склепінних пастках над соляними штоками в межах куполів з передмезозойським рівнем залягання кріптодіапіра; г) пластові, неповнопластові та жильні у диз'юнктивно екранованих пастках в біляштокових блоках солянокупольних структур з передпалеогеновим і предчетвертинним рівнем залягання покрівлі діапіра; д) пластові та неповнопластові у диз'юнктивно, літологічно, стратиграфічно екранованих пастках на монокліналях і субмонокліналях; е) пластові та неповнопластові у підрозмивних кільцевих стратиграфічно екранованих пастках на антикліналях.

Встановлення промислового характеру автохтонної газоносності мезозою на Шебелинському ГКР, підтверджує концепцію можливості існування в ДДЗ промислових покладів ВВ на структурах з диз'юнктивно дислокованим пермським галогенним флюїдоупором, чим значно територіально розширюються перспективи нафтогазоносності мезозойського комплексу.

В розрізі мезозою виділені основні природні резервуари, в межах яких існують сприятливі умови акумуляції ВВ; запропонована відсутня донині єдина номенклатура регіонально-продуктивних горизонтів мезозойської ератеми.

Проведено нафтогазогеологічне районування, визначені перспективні території і першочергові об'єкти пошуку ВВ.

Колектори і покришки розвинуті в нижньому і середньому мезозої ДДЗ фактично скрізь, а глибина залягання досліджуваних горизонтів в умовах

басейну має слабкий вплив на ймовірність існування покладів. Основними критеріями визначення перспективності є гідрогеологічне районування, типи пасток, що переважають в районі, та наявність виявлених покладів і ознак нафтогазоносності на локальних площах. Найбільш перспективними є приосьова і прибортові зони ДДЗ в центральному і південно-східному її сегментах, дещо менші перспективи пов'язуються з бортовими частинами западини через відносний брак виявлених пасток та північно-західним Донбасом, де комплекс виходить на денну поверхню. Накопичені геолого-геофізичні дані про потенційну нафтогазоносність мезозою в стратиграфічному інтервалі від низів дронівської світи до підосви туронського ярусу більше ніж на сорока локальних структурах, не враховуючи відомих родовищ, на яких є пропущені при пошуках горизонти і стратиграфічні підрозділи, до системи включно. Сучасний аналіз конкретних геологічних обставин залягання виявлених покладів дає змогу стверджувати, що не існує теоретичних передумов, які заперечують можливість формування промислових скупчень ВВ в мезозої на більшій частині території ДДЗ; на переважній більшості його структур, де присутні ці утворення, існують сприятливі генетичні, міграційні і акумуляційні умови існування в їх межах покладів нафти і газу.

Першочерговими об'єктами розвідки є вже відомі мезозойські родовища, де можливі суттєві відкриття за рахунок пропущених пластів, а також Єфремівська, Краснопавлівська, Бригадирівська, Північно-Волвенківська, Дробишівська складки, структури Соснівсько-Біляївського, Солохівсько-Диканського валів, структурне обрамування Синівського штоку і приштокова мульда.

Таким чином обґрунтовані геологічні критерії перспективності всього розрізу тріасової і юрської систем; вперше наголошено на перспективності порід підосшовної частини крейдової системи.

Потенціал комплексу по 120 найбільш перспективних площах оцінено в 63 000 тис. т умовного палива перспективних ресурсів категорії С₃. Прогнозні ресурси категорії D₁ оцінюються в обсязі 147 000 тис. т.

З урахуванням геологічної специфіки відкладів мезозою ДДЗ раціональний комплекс геолого-розвідувальних робіт повинен виглядати наступним чином.

На слабо вивчених територіях застосовуються прямі пошуки ВВ: газогеохімічна, гідрогеохімічна, літогеохімічна, бітумінологічна та мікробіологічна зйомка.

При проведенні сейморозвідувальних робіт як на нових площах, так і на відомих структурах обов'язково повинні будуватись структурні карти по горизонтах відбиття IVa-б (T_{1dr}), IIIa-б (T), та IIa (J₃) для виявлення мезозойських склепінних пасток. Необхідна переінтерпретація матеріалів вже виконаних сейсмічних досліджень.

Оскільки на значній території ДДЗ мезозойські верстви залягають на невеликих глибинах, розбурювання їх доцільно проводити легкими станками за структурно-пошуковою методикою свердловинами малих діаметрів; це знизить вартість робіт в декілька разів. Буріння обов'язково повинно проводитись на легких розчинах для уникнення кольматації пластів-колекторів. Дослідження свердловин повинні включати суцільний відбір та детальне дослідження керну перспективних горизонтів, виконання детального комплексу ГДС, роздільне випробовування та дослідження перспективних об'єктів. Вивчення мезозойських порід промислово-геофізичними методами необхідно проводити по відмінних від розроблених для комплексів палеозою методиках. Потрібне створення і апробація спеціальних залежностей керн-геофізика. Відбір і аналіз кернового матеріалу і застосування станцій геолого-технологічного контролю дадуть змогу оцінки розрізу як на якісному так і на кількісному рівні.

У виснажених свердловинах експлуатаційного фонду рекомендується проводити ядерно-геофізичні дослідження та термометрію, при виділенні перспективних інтервалів, за сприятливих технічних умов - випробування.

Проведені дослідження стали основою для рекомендацій по вивченню мезозойських відкладів на Шебелинському родовищі, їх реалізацією в 2016-17 роках підтверджений промисловий характер газоносності тріасових і юрських горизонтів, вперше на родовищі з мезозойських покладів розпочатий видобуток газу і конденсату. Відновлено систематичне дослідження мезозойських відкладів методами ГДС в свердловинах, що буряться в системі ПАТ "Укргазвидобування".

Впровадження технологічно ефективних методів освоєння ресурсів мезозойського комплексу в короткі терміни забезпечить може суттєвопозначитись на збільшенні паливно-енергетичних ресурсів України.

Ключові слова: нафтогазоносність, структура, горизонт, колектор, поклад, пастка, пошуки, розвідка.

ABSTRACT

Svyatenko G. Features of the geological structure and prospects of oil and gas bearing of Dnieper-Donets depression Mesozoic complex. - Qualifying scientific work on the rights of manuscripts. The dissertation for obtaining the degree of a candidate of geological sciences in the specialty 04.00.17 "Geology of oil and gas" (103 Earth sciences). PAT UKRHAZVYDOBUVANNYA, Ukrainian Research Institute of Natural Gases of the Ministry of Energy and Coal Industry; Institute of Geological Sciences of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, 2018.

The thesis is devoted to the substantiation of Dnieper-Donets depression (DDD) Mesozoic complex oil and gas potential. On the basis of the generalization of a large volume of geological survey materials, field geophysical studies, exploration drilling for oil, gas, coal, polymetals and underground waters, by means of lithostratigraphic correlations of sections, structural and tectonic,

lithophysical, comparative-geological analysis the general features of the geological conditions of occurrence of Mesozoic rocks in the DDD and northwest Donbass are determined. Tectonic-magmatic processes have a significant influence on the formation of the geological structure of the Mesozoic complex of the region. Mesozoic intrusive and effusive activity is recorded by products of volcanic eruptions, indigenous magmatic bodies and polymetallic minerals and connected with deep faults. Analysis of the thickness of the sub-suites of the Dronivka suite of the lower Triassic indicates that the surface of the extinction of the series of disjunctures lies in the root of the Korenevka sub-suite. The phenomenon was investigated in detail by the author of this work at the Bayrasky uplift and was discovered on the Abazivka, Berezivka, Sosnivska, Volokhivka, North Volvenkivka and other structures. Confirmation of the regional nature of the pre-Korenevka unconformity gives evidence of Peresaj and Shebelinka subsuites of the Dronivka suite late Permian age. Regularities of origin and localization of Mesozoic hydrocarbon pools are established. Taking into account the theory of mantle ontogenesis of oil and gas and relying on the determining role of their vertical migration from the Paleozoic deposits or from mantle sources directly, the conceptual model of the formation of hydrocarbon pools in the Mesozoic section is substantiated. "Oil-and-gas-producing" clay layers in the Triassic and Cretaceous systems are absent, in the Jurassic are limited, so the productivity of the Mesozoic complex is a derivative of Paleozoic strata oil and gas bearing, or directly related to juvenile sources; in the formation of deposits the main role belongs to the vertical migration by fractures and ruptures. As shown on the example of the Shebelinka field, the Mesozoic pools can be formed over the Lower Permian Chemogenic screen in structures complicated by Post-Hercinian disjunctives. The establishment of a broad development in the DDD of the Cimmerian-Alpine magmatic processes illustrates the scale of the transformational vertical thermo-mass transferring. The time of formation of gas pools and most of oil pools with high-probability is Cenozoic. The formation of hydrocarbon pools is likely to happen now. The most probable formation of oil and gas commercial accumulations in Mesozoic

reservoirs connected with structures there is inheritance of structural plans from older layers and with over-salt domes. In the vast territory of the DDD in the Mesozoic Erathema weakly metamorphosed brines or fresh and brackish water are developed, but, as data from many oil and gas provinces of the World indicate, this does not prevent its perspectives. The morphogenetic classification of the main types of deposits of oil and gas has been developed. The following types of discovered and predicted pools are distinguished: a) formation, floating and massive-formational layers in arched traps on through Mesozoic anticline without underlying Permian chemogenic screen; b) formational, floating and massive layers in arched traps on transverse Mesozoic anticline with Permian halogen screen and post-Hercinian disjunctive tectonics; c) formation, floating and massive-formational layers in arched traps over salt domes with premezozoic levels of cryptodiapar; d) formation, floating and vein in disjunctly shielded traps in the near-field blocks of salt-diapires with pre-Paleogene and preQuaternary levels of cryptodiapar head; e) layered and floating in disjunctive, lithologically, stratigraphically screened traps on monoclines and submonoclines; f) formation and floating in undererosion ring-shaped stratigraphically trapped anticline reservoirs. Commercial value of Mesozoic autochthonous gas pools in Shebelinka field is proved, which is consistent for conception of the possibility of the of commercial hydrocarbon deposits existence on local structures with disjunctively dislocated halogen screens, which significantly expands the geological prospect of Mesozoic complex's oil and gas potential.

In Mesozoic section the main natural reservoirs are determined, within which there are favorable conditions for oil and gas accumulation; unified nomenclature of regional productive horizons is proposed (what now missing).

The oil and gas geological zoning was elaborated, prospective territories and priority objects of hydrocarbons search were determined. Collectors and screens developed in the lower and middle Mesozoic of the DDD virtually everywhere, and studied horizons bedding depth in the basin has a weak effect on the likelihood of the existence of pools. The main criteria for prospects

determining are hydrogeological zoning, the types of traps prevailing in the area, and the presence of pools already detected and signs of oil and gas content on local areas. The most promising are north and southern and northern near-edge and preaxial zones of the DDD in its central and south-eastern segments, somewhat smaller prospects are associated with the sides of the hollow due to the relative shortage of traps and the northwest Donbass, where the complex reaches the surface of the day.

There are geological and geophysical data on the potential oil-gas bearing of the Mesozoic rocks in the stratigraphic range from Dronivka suite to Turonian level on more than forty local structures, not including here already known fields. The current analysis of the specific geological circumstances of discovered deposits bedding makes it possible to state that there are no theoretical preconditions that deny the possibility of forming commercial oil and gas pools in the Mesozoic on the greater part of DDD territory. In majority of its structures, where these entities are present, there are favorable genetic, migration and accumulation conditions for the existence of oil and gas deposits within them. The primary objects of exploration are already known Mesozoic pools, where significant discoveries can be made at the expense of missed layers, as well as Yefremivka, Krasnopavlivka, Brigadirivka, North Volvenkivka, Drobyshivka folds, structures of Sosnivka-Bilyayevka, Soloha-Dikanka rampart, and the framing of Sinsvka stock. Thus, the geological criteria of the perspective of the entire section of the Triassic and Jurassic systems are substantiated. For the first time it was emphasized on the perspective of Cretaceous system lower part. The potential of the complex for 120 most promising areas is estimated at 63 000 thousand tons of perspective resources of conditional fuel of category C₃. Forecast resources of category D₁ are estimated in the amount of 147 000 thousand tons.

Taking into account the geological specificity of the DDD Mesozoic sediments, a rational complex of geological explorations should look like this. In the poorly studied territories, direct searches are used: gasogeochemical, hydrogeochemical, lithogeochemical, bituminological and microbiological

surveying. During the conduct of seismic exploration work both in new areas and in well-known structures, structural maps must be built on the horizons of reflection IVa-b (T_{1dr}), IIIa-b (T), and IIa (J_3) to detect Mesozoic vault traps. Reinterpretation of materials already performed seismic studies is necessary. Since in a large part of the DDD the Mesozoic layers lie at low depths, it is advisable to induce them to be drilled by lightweight machines for the structural-search technique of small diameter well; this will reduce the cost of the work in several times. Drilling must be carried out on lightweight solutions to avoid the colmatation of reservoir layers. Exploration of wells should include continuous selection and detailed investigation of the core, the implementation of a detailed complex of well geophysics, separate testing and research of interesting objects. Requires the creation and testing of special dependencies of core-geophysics. Selection and analysis of core material and the application of geological and technological control stations allow the assessment of the cut both on a qualitative and quantitative level. In depleted wells of the operational fund, nuclear-geophysical research and thermometry should be conducted, with the allocation of perspective intervals, under favorable technical conditions wells must be tested.

The studies conducted have become the basis for the recommendations for Shebelinka field Mesozoic deposits studying, and their implementation in 2016-17 confirmed the commercial character of the gas-bearing of the Triassic and Jurassic horizons. Extraction of gas from the Mesozoic pools was started for the first time in the field. The systematic study of the Mesozoic sediments by well geophysics methods was restored.

Applying of technologically efficient methods of Mesozoic complex resources developing in a short time can provide a significant part of Ukraine's energy independence.

Keywords: oil and gas, structure, horizon, reservoir, pool, trap, search, exploration.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Статті в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:

1. Святенко Г.Є. Нарис геологічної будови зони відкритих палеозойських структур ДДЗ у зв'язку з новітніми пошуками вуглеводнів. // Нафтова і газова промисловість, № 2, 2009. –С. 14-17.
2. Святенко Г.Є., Височанський І.В., Дюков О.Г., Масалітіна Ю.М. Деякі особливості продуктивності тріасових відкладів Шебелинського родовища. // Вісник Харківського національного університету, № 1084, 2013. –С. 105-109. *(Особистий внесок: побудована геологічна схема мезозойського поверху Шебелинського ГКР, обґрунтована продуктивність тріасової системи на родовищі).*
3. Трохименко Г.Л., Височанський І.В., Святенко Г.Є. Геологічні та промислово-геофізичні передумови регіональної нафтогазоносності відкладів тріасу в ДДЗ. // Вісник Харківського національного університету, № 1128, 2014. –С. 76-82. *(Особистий внесок: висвітлені особливості геологічної будови і нафтогазоносності мезозойського комплексу ДДЗ).*
4. Трохименко Г.Л., Височанський І.В., Святенко Г.Є. Мезозой ДДЗ: перспективи, методи дослідження та оцінки нафтогазоносності. // Вісник Харківського національного університету, № 1157, 2015. –С. 72-80. *(Особистий внесок: обґрунтовані перспективи нафтогазоносності мезозойського комплексу ДДЗ та виконана їх кількісна оцінка).*
5. Святенко Г.Є. Про верхню вікову межу магматизму Східно-Українського нафтогазоносного басейну та суміжних територій. // Тектоніка і стратиграфія, К., 2015, вип. 42. –С. 58-67.
6. Дюкова Л.О., Жмурков В.І., Лизанець А.В., Святенко Г.Є. Тріасова товща Шебелинського родовища як нафтогазоносний об'єкт. // Нафтогазова галузь України, № 4, 2016. –С. 12-14. *(Особистий внесок: визначені основні риси геологічної будови і нафтогазоносності мезозойського поверху родовища).*

7. Святенко Г.Е. О поисках нефти и газа в мезозойских отложениях Днепровско-Донецкой впадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. - Т. 11. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/4/39_2016.pdf

Статті, які додатково відображають наукові результати дисертації:

8. Коломієць Я.І., Святенко Г.Є., Загребельний А.В. Поверхня затухання палеозойських скидів в центральній частині Дніпровсько-Донецької западини на прикладі Байрацької структури // Питання розвитку газової промисловості України. 2006.- Вип. 35. - С.44-47. *(Особистий внесок: складені кореляційна схема дронівської світи тріасової системи та структурно-тектонічна модель Байрацької структури).*

9. Святенко Г.Є., Височанський І.В., Трохименко Г.Л. Деякі особливості промислово-геофізичних досліджень при пошуках і розвідці мезозойських покладів нафти і газу в Дніпровсько-Донецькій западині. // Питання розвитку газової промисловості України, вип XLII, Харків, 2014. –С. 7-10. *(Особистий внесок: висвітлені особливості геологічної будови і нафтогазоносності мезозойського комплексу ДДЗ).*

10. Svyatenko G.E., Petlica V.V., Custurova A.V. About productivity of Triassic system in the field of Shebelynka. // Питання розвитку газової промисловості України, вип. XLIV, Харків, 2016. –С. 35-38. *(Особистий внесок: висвітлена геологічна будова родовища, обґрунтована продуктивність мезозойського комплексу).*

11. Svyatenko G. E., Petlica V.V., Spichakova U.M.. Geologic structure and new stratigraphic complexes hydrocarbon-bearing perspectives of Eastern-Poltava field. // Вісник Харківського національного університету, № 1157, 2015. –С. 50-53. *(Особистий внесок: висвітлена геологічна будова родовища, обґрунтована перспективність пошуків ВВ в його мезозойському розрізі).*

Тези конференцій, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

12. Святенко Г.Є., Височанський І.В.. Мезозойські відклади Дніпровсько-Донецької западини – парадокси вивченості і перспективи

нафтогазоносності. // Матеріали 9-ої Міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України-2013». Яремче, 04-06 вересня 2013 р. Київ, УНГА, 2013. –С. 43-44. *(Особистий внесок: висвітлені особливості геологічної будови і нафтогазоносності мезозойського комплексу ДДЗ).*

13. Святенко Г.Є. Перспективи нафтогазоносності мезозойських відкладів Дніпровсько-Донецької западини. Новітні проблеми геології. // Матеріали науково-практичної конференції до 100-річчя від Дня народження В.П.Макрідіна, ХНУ, м. Харків, 21-23 травня 2015 р. –С. 127-129.

14. Святенко Г.Є. Щодо генезису і умов акумуляції покладів вуглеводнів мезозойського комплексу ДДЗ. Новітні проблеми геології. // Матеріали науково-практичної конференції пам'яті В.П. Макрідіна, ХНУ, м. Харків, 27-28 травня 2016 р. –С. 83-86.

15. Святенко Г.Є. Щодо типізації виявлених і прогнозних покладів вуглеводнів мезозойського комплексу Дніпровсько-Донецької западини. Геологія горючих копалин: досягнення та перспективи. // Матеріали 2-ї міжнародної наукової конференції, К., 6-8 вересня 2017 р. –С. 178-183.

ЗМІСТ

ВСТУП	19
1 СТАН ВИВЧЕНОСТІ ТРІАСОВИХ І ЮРСЬКИХ ВІДКЛАДІВ...	25
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1.....	30
2 ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ МЕЗОЗОЙСЬКОГО СТРУКТУРНО-СТРАТИГРАФІЧНОГО КОМПЛЕКСУ ЯК ВМІСТИЩА ВУГЛЕВОДНІВ..	31
2.1 Стратиграфія	31
2.1.1 Тріасова система	31
2.1.2 Юрська система.....	41
2.1.3 Крейдова система.....	44
2.2 Мезозойські флюїдоупорні та колекторські товщі як основні елементи пасток нафти і газу	51
2.2.1 Флюїдоупорні товщі	51
2.2.2 Колекторські товщі	53
2.2.3 Виділення природних резервуарів і продуктивних та перспективних горизонтів в мезозойському комплексі.	59
2.3 Тектоно-магматичні процеси і їх роль в формуванні покладів вуглеводнів	62
2.3.1 Тектонічні обстановки.....	62
2.3.2 Магматизм і його роль в вертикальному масопереносі.	66
2.4 Гідрогеологічні та термобаричні обстановки мезозойського комплексу	79
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2.....	89
3 НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ МЕЗОЗОЙСЬКОГО КОМПЛЕКСУ	
ДДЗ.....	90
3.1 Прямі ознаки нафтогазоносності мезозойських відкладів.	90

3.2	Геолого-промислові характеристики виявлених покладів вуглеводнів.	97
3.2.1	Шебелинське ГК	97
3.2.2	Більське НГКР	115
3.2.3	Глинсько-Розбишівське НГКР	120
3.2.4	Солохівське НГКР.....	124
3.2.5	Руновщинське НГКР.....	129
3.2.6	Решетняківське НГКР.....	134
3.2.7	Радченківське ГНР.....	135
3.2.8	Рибальське НГКР.....	140
3.2.9	Краснопопівське ГР.....	145
3.2.10	Качанівське НГКР	147
3.2.11	Сагайдацьке НГ	153
3.3	Промислово-геофізичні характеристики продуктивних горизонтів.....	157
3.4	Генезис покладів вуглеводнів мезозойського комплексу.....	166
3.5	Морфогенетичні типи мезозойських покладів нафти і газу ..	171
3.6	Нафтогазогеологічне районування перспективних територій.....	177
3.7	Визначення вуглеводневого потенціалу мезозойського комплексу.....	178
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3.....		179
4	КОМПЛЕКС ТА ОСНОВНІ НАПРЯМКИ ГЕОЛОГО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ.....	180
4.1	Обґрунтування раціонального комплексу геолого-розвідувальних робіт.....	180
4.2	Визначення першочергових об'єктів пошуку вуглеводнів і рекомендації з їх вивчення	183
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4.....		211
ВИСНОВКИ		212

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	214
ДОДАТКИ.	225
Додаток 1 Схема кореляції розрізів тріасової та юрської систем на перспективних площах південного сходу ДДЗ	226
Додаток 2 Геолого-геофізичний розріз і природні резервуари мезозойських відкладів ДДЗ.	228
Додаток 3 Структурна карта підшви тріасової системи, горизонту відбиття IVб (за даними ДГП «Укргеофізика», 1989, 2009 рр.).	230
Додаток 4 Схема розповсюдження мезозойських магматичних утворень в ДДЗ	232
Додаток 5 Шебелинське ГКР. Структурна карта покрівлі нижньосеребрянської підсвіти, T _{1sr1} (Тпк)	234
Додаток 6 Шебелинське ГКР. Поперечний геологічний профіль. ...	236
Додаток 7 Схема кореляції тріасового розрізу свердловин №№ 901,78, 250, 1, 83, 27, 900 Шебелинського родовища.	238
Додаток 8 Карта перспектив нафтогазоносності тріасового підкомплексу ДДЗ.	240
Додаток 9 Карта перспектив нафтогазоносності юрського підкомплексу ДДЗ.	242
Додаток 10 Список публікацій за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації.	244

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ І АБРЕВІАТУР

ДДЗ – Дніпровсько-Донецька западина

ДСС – Донецька складчаста споруда

ВВ – вуглеводні

Св. – свердловина

НГКР – нафто-газо-конденсатне родовище

ГДС – геофізичні дослідження свердловин

ГВК – газо-водяний контакт

НГВП – нижня границя встановленого покладу

ДКЗ – Державна комісія по запасах корисних копалин

ГРЕ – геолого-розвідувальна експедиція

ВПТ – випробувач пластів на трубах

мД – мілідарсі

МПа – мегапаскаль

Ата – технічна атмосфера

А. в. – абсолютно вільний (дебіт)

Інт. – інтервал

ВСТУП

Актуальність теми. З шестидесятих років минулого століття, після відкриття в Східно-Українському нафтогазоносному басейні основних за величиною запасів покладів нафти і газу в пермських і кам'яновугільних відкладах, інтерес до мезозойського нафтогазоносного комплексу почав систематично згасати і на нинішній час впав до рівня, коли в авторитетних довідниках стверджується, що «...подальше нарощування запасів нафти і газу з ним не пов'язується» [6]. Розвідувальні роботи в Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ) орієнтовані, головним чином, на великі глибини, основний потік зусиль і коштів спрямовується на вивчення нижніх стратиграфічних комплексів. Тріасові, юрські і крейдові відклади, пройдені величезною кількістю свердловин, що бурились і буряться на палеозойські товщі, довгий час залишались неохопленими промислово-геофізичними дослідженнями (за виключенням стандартного каротажу) і прямими методами виявлення нафтогазоносності, бо апріорно вважались безперспективними. Тим не менше за десятиліття геологічних і промислових досліджень був накопичений великий обсяг прямих і непрямих свідчень їх нафто- і газоносності на численних структурах різного генезису і морфології скрізь по ДДЗ і в північно-західній частині Донецької складчастої споруди. Цей матеріал більшою частиною розпорошений по архівах різних організацій, належним чином не зведений і не систематизований. Достатньо вказати, що в жодній опублікованій монографії не згадується промислова нафтоносність нижнього тріасу Глинсько-Розбишівського родовища, встановлена ще в 1985 році. В цьому полягають парадокс вивченості мезозойської формації ДДЗ і застарілі вади прийнятої в Україні системи вивчення надр. Між тим незначна частка матеріальних ресурсів з загальної кількості тих, що сьогодні витрачаються на пошукові і розвідувальні роботи в ДДЗ, раціонально використана на цілеспрямовані дослідження мезозойського комплексу, в короткі терміни здатна створити для держави додаткове джерело вуглеводневих (ВВ) ресурсів з оптимальним в сучасних

цінових умовах співвідношенням «величина – вартість видобування». Сучасний аналіз конкретних геологічних обставин залягання виявлених покладів дає змогу стверджувати, що не існує теоретичних передумов, які заперечують можливість формування промислових скупчень ВВ в мезозої на більшій частині території Східно-Українсько НГБ, навпаки, на переважній більшості його структур, де присутні ці утворення, існують сприятливі генетичні, міграційні і акумуляційні умови існування в їх межах покладів нафти і газу.

Об’єктом дослідження виступають породні комплекси тріасової, юрської і нижньої частини крейдової систем ДДЗ та північно-західного Донбасу.

Предметом дослідження є будова і нафтогазоносність структур мезозойського перспективного комплексу.

Метою роботи є висвітлення основних рис геологічної будови мезозойського комплексу ДДЗ, теоретичних аспектів формування і збереження покладів ВВ в його межах, обґрунтування перспектив промислової нафтогазоносності тріасових і юрських порід на всій території западини з виділенням перспективних ділянок для постановки цілеспрямованих геолого-розвідувальних робіт.

Основні задачі роботи: визначити геологічні умови залягання мезозойських порід в ДДЗ та північно-західному Донбасі; виявити закономірності походження покладів ВВ в межах комплексу; встановити прогнозні межі їх територіального поширення; оцінити перспективи нафтогазоносності і ресурсну базу; обґрунтувати раціональний комплекс геолого-розвідувальних робіт; в межах перспективних територій виділити першочергові об’єкти пошуку ВВ в мезозойських відкладах.

Методи дослідження: збір, узагальнення і аналіз матеріалів геологічної з’йомки, польових геофізичних досліджень, картувального, структурного, опорного, параметричного, пошукового, розвідувального і експлуатаційного буріння на ВВ, вугілля, поліметали, підземні води (керну, промислово-геофізичних досліджень, результатів випробування мезозойських горизонтів, нафто- газо- та водопроявів при бурінні). структурно-тектонічний,

літофізичний, літофаціальний, порівняльно-геологічний аналіз, літостратиграфічна кореляція, прогноз і кількісна оцінка перспектив нафтогазоносності.

Наукова новизна одержаних результатів. Вперше для ДДЗ і північно-західного Донбасу:

- у світлі новітніх уявлень про генезис ВВ (беручи до уваги абіогенну гіпотезу і спираючись на домінуючу роль вертикальної їх міграції не тільки з відкладів палеозою, але й з мантийних джерел, що підтверджується досить інтенсивними магматичними процесами мезо-кайнозойського етапу розвитку ДДЗ), систематизований великий обсяг як нового, так і отриманого на протязі минулих десятиріч матеріалу по геології і нафтогазоносності мезозойського перспективного комплексу і обґрунтована модель формування скупчень ВВ в його розрізі;

- спираючись на прямі і непрямі ознаки нафтогазоносності та враховуючи специфіку умов геологічного середовища, з використанням методу геологічних аналогій, обґрунтована перспективність для пошуків ВВ всього розрізу тріасової і юрської та нижньої частини крейдової систем, в тому числі на структурах з пермською галогенною покришкою;

- розроблена морфогенетична класифікація мезозойських покладів ВВ; в розрізі виділені основні природні резервуари, в яких існують сприятливі умови акумуляції ВВ; запропонована єдина номенклатура регіонально-продуктивних і перспективних горизонтів.

На низці піднять виявлено явище затухання диз'юнктивів на поверхні внутрішньодронівського (передкоренівського) розмиву; таким чином набуло розвитку уявлення про регіональний характер цієї незгідності. Широкий розвиток цього явища свідчить про наявність диз'юнктивних каналів вертикальної міграції флюїдів в мезозойські пласти на великій кількості локальних структур регіону і створює сприятливі для формування підрозмивно-надрозмивних стратиграфічних пасток передумови.

Особистий внесок здобувача. Проаналізовано і систематизовано великий обсяг геолого-геофізичної інформації по мезозойському комплексу ДДЗ. Доведено автохтонний характер газонасності тріасової системи та спрогнозовано її нафтоносність на Шебелинській антикліналі; підтверджена можливість існування промислових покладів нафти і газу на структурах, де розвинуті нижньопермські галоліти. Побудовано геологічні моделі ряду мезозойських родовищ і перспективних структур. Розроблено морфогенетичну класифікацію пасток. Обґрунтовано критерії перспективності територій, побудовано відповідні карти, оцінено ресурсна база, виділено об'єкти пошуку ВВ. Обґрунтовано раціональний комплекс розвідувальних робіт. Затухання серії диз'юнктивів на передкоренівській регіональній незгідності детально досліджено на Байрацькій структурі і виявлено на Абазівській, Семенцівській, Макарцівській, Котелевсько-Березівській, Соснівській, Північно-Волвенківській, Волохівській площах.

Повнота викладення матеріалів дисертації у працях, опублікованих автором. Результати дисертаційної роботи **відображено** у 15 наукових роботах, з яких 10 статей, 5 з яких опубліковані у фахових наукових виданнях України, 5 з яких у журналах, що входять до переліку наукометричних баз, 1 у міжнародному науковому виданні, 3 з них за одноосібним авторством, 4 є матеріалами та тезами конференцій, 4 статті додатково розкривають зміст дисертації.

Апробація матеріалів дисертації. Положення дисертації викладені на 9-ій Міжнародній науково-практичній конференції "Нафта і газ України – 2013" в м. Яремче, науково-практичних конференціях до 100-річчя від дня народження В.П. Макрідіна (2015 р.) та пам'яті В.П. Макрідіна (2016 р.) в Харкові, 2-ї міжнародної наукової конференції «Геологія горючих копалин: досягнення та перспективи» в Києві (2017 р.) а також на науково-технічних та вчених радах ПАТ "Укргазвидобування", ГПУ "Шебелинкагаз-видобування", УкрНДІгазу.

Структура і обсяг дисертації. Дисертація загальним обсягом 247 сторінок (основна частина – 141 сторінка), складається зі вступу, 4 розділів,

висновків і містить 10 додатків, 51 рисунок та 9 таблиць. Список літературних джерел включає 103 найменування.

Зв'язок роботи з науковими програмами. Проведені автором дисертації дослідження стали основою при складанні і впровадженні у виробництво звітів про НДР, які виконувались УкрНДІгазом за замовленням ПАТ "Укргазвидобування" (головний геолог М.І. Мачужак) і керівником яких він був: «Геологічне обґрунтування виявлення покладів ВВ у мезозойських відкладах Південно-Східної частини ДДЗ та Північно-Західного Донбасу в межах спеціальних дозволів ГПУ «Шебелинкагазвидобування», тема 52.336/2015-2016, «Проект пошуково-розвідувального буріння на мезозойські відклади Бригадирівської площі», тема 52.427/2014-2017, «Проект пошуково-розвідувального буріння на мезозойські відклади Шебелинського родовища», тема 52.427/2014-2017.

Практичне значення отриманих результатів. Реалізацією авторських рекомендацій по випробуванню тріасових відкладів в виснажених свердловинах Шебелинського ГКР в 2016 р. підтверджений промисловий характер газоносності цих товщ, вперше на родовищі з мезозойських горизонтів розпочато видобуток газу. Пробурені в 2017 році на Шебелинському ГКР свердловини підтвердили промислову газоносність тріасових і юрських пластів. Завдяки отриманим результатам з 2016 р. відновлено систематичне дослідження мезозойських відкладів методами ГДС в свердловинах, що буряться в системі ПАТ "Укргазвидобування".

Найпривабливіші з особливостей геології прогнозних покладів мезозойської ератеми ДДЗ - це невеликі глибини залягання, сприятливі термобаричні і гідрогеохімічні умови і як наслідок - низька вартість буріння свердловин. В багатьох випадках, незважаючи на суттєві проблеми суто технічного характеру, можливо оптимізувати розвідувальні роботи, охоплюючи однією мережею різновікові стратиграфічні і глибинні комплекси шляхом комплексного випробування свердловин та поступового переведення на

мезозойські перспективні об'єкти тих із них, що розробляють палеозойські поклади. Особливо це актуально для виснаженого фонду старих родовищ.

Якщо ж торкатись суто наукових аспектів проблеми, помилково було б вважати, що на сьогоднішій день загальногеологічна будова мезозойської частини осадової товщі вже вивчена зі ступінню, що виключає значні відкриття в області стратиграфії, тектоніки, літології тощо. Частина поглядів та думок, що зараз панують в науковій літературі про будову мезозойської групи, давно потребує перегляду. Так, застарілими є уявлення про верхню вікову і стратиграфічну межу проявів інтрузивного і ефузивного магматизму в ДДЗ, суттєвих змін потребує стратиграфічна схема тріасової системи, проблемною залишається визначення границі між палеозойською і мезозойською ератемами. Численні прояви і припливи нафти, зафіксовані на площах і родовищах крайнього сходу ДДЗ, західного і північно-західного Донбасу, суперечать «канонічним» теоріям катагенетичної зональності латерального і глибинного фазового розподілу ВВ в басейні.

Повне вирішення перелічених питань потребує тривалої роботи широкого кола геологів, геофізиків, робітників бурових і видобувних підприємств різних спеціальностей. Автор наданої до уваги праці головною метою ставив визначення, хоча б в першому наближенні, загальних перспектив нафтогазоносності мезозою, сподіваючись привернути увагу наукової спільноти до цієї цікавої частини геологічного середовища Східно-Українського нафтогазоносного басейну. Він висловлює глибоку вдячність науковому керівнику роботи І.В. Височанському за постійну увагу, поради, рекомендації та всебічну підтримку, Я.І. Коломієць, Л.Ю. Полуніній, Г.Л. Трохименку, О.М. Чернякову, О.В. Барташуку за щирий інтерес до розглянутого питання, конструктивні зауваження і пропозиції, В.В. Петлиці, М.В. Шелякіній та Л.О. Росляковій за допомогу при графічному оформленні роботи.

1 СТАН ВИВЧЕНОСТІ ТРІАСОВИХ І ЮРСЬКИХ ВІДКЛАДІВ

Вивчення утворень тріасового віку регіону почалось з Донецького басейну, де О.Б. Іваницьким в 1839 році вони були виявлені в складі верхньої частини кейпера або радужного рухляку бахмутської товщі, що залягає між кам'яновугільною і крейдовою формаціями. О.В. Гуров (1882 р.) у складі бахмутських утворень виділяв верхню – червоноколірну піщано-конгломератову групу. Л.І. Лутугін в 1896 році визначив трансгресивне залягання строкатоколірних тріасових порід на кам'яновугільних і пермських. О.О. Борисяк (1905 р.) в строкатій товщі, що залягає між перм'ю і юрою, розрізняв піщану частину, яку відніс до верхньої пермі, середню вапняковисту і верхню невапняковисту – тріасові. Пізніше, в 1941-44 рр, Г.Л. Лунгерсгаузен надав цим товщам, які назвав дронівською, сребрянською і протопівською, статус світ.

В ДДЗ вперше відклади тріасової системи визначив Б.Л. Лічков (1925 р.), назвавши їх «пермотріасом» [80, 81].

В 1950-ті роки Т.Ю. Лапчик для площ західного сегменту ДДЗ, ґрунтуючись на матеріалах буріння, з робочої схеми нафторозвідників, основаної на суто літологічних критеріях, виділила глинисто-алевролітову товщу в пересазьку, а піщану товщу - в коренівську світи верхньої пермі, піщано-карбонатну в ранзі пачки помістила в основі тріасу. Останню вона об'єднала з вищезалягаючою глинистою пачкою в радченківську світу. Пізніше радченківську світу разом з перекриваючою її миргородською Лапчик виділила в склад сребрянської світи, яку розглядала як серію.

В 1953 році Є.М. Люткевич і Й.Ю. Лапкін віднесли дронівську світу до тріасової системи в зв'язку з новими палеонтологічними знахідками. Л.Я. Сайдаковський, Ф.А. Станіславський, Є.В. Семенова виконали палеонтологічне розчленування і часову прив'язку сребрянської, протопівської і новорайської світ. Нині діюча стратиграфічна схема тріасової системи

платформної частини України прийнята на Міжвідомчій стратиграфічній нараді в 1979 році і затверджена МСК в 1981 році.

Вивчення юрських відкладів України почалось з гори Крем'янець (м. Ізюм), де Є.М. Ковалевським були виділені аналоги оолітової формації Англії (1829 р.). На протязі XIX століття Г. Бледе, Р. Мурчісоном, Н.Д. Борисяком, О.В. Гуровим та іншими дослідниками були здійснені описи важливих відслонень юри північно-західного Донбасу.

Регулярна геологічна зйомка Донецького басейну, розпочата Геолкомом у 1897 році (М.М. Яковлев, В.А. Наливкін, О.О. Борисяк та ін.), дозволила детально стратиграфічно розчленувати юрські товщі за фауністичними групами. Обґрунтоване розчленування донецької юри на три відділи, яке є основою стратиграфічних схем донині, було проведено О.О. Борисяком. Пізніше ця схема була доповнена Г.Л. Лунгєрсгаузен (1942 р.), який розділив всю товщу юри на вісім світ. В подальшому значний внесок в вивчення стратиграфії, літології, палеогеографії юрської системи внесли Й.Ю. Лапкін, В.П. Макрідін, І.М. Ямниченко, О.К. Каптаренко-Черноусова, Н.Є. Канський, Б.П. Стерлін, Є.Ю. Мигачова та інші дослідники.

В ДДЗ утворення юрського віку вперше були ідентифіковані у 1867 році Н.Д. Борисяком в Перещепінській свердловині, що дало поштовх до формування правильних уявлень про геологічну будову регіону. Систематичне вивчення юрської фауни за керновим матеріалом свердловин розпочалось у 1930-х роках у зв'язку з пошуками нових вугленосних площ та початком буріння на нафту. Перша стратиграфічна схема юри ДДЗ складена в 1951 році І.М. Ямниченко [82].

В 40-х роках XX століття структурно-картувальним і структурно-пошуковим бурінням розпочато вивчення центральної частини південно-прибортної і південно-східної приосьової зон ДДЗ по мезозойських відкладах. В 1950-60-х роках бурхливо розвивались методи польової геофізики, з опитуванням наскрізних структур сейсмозв'язка поступово витісняє

структурне буріння. В центральній частині приосьової і північній прибортових зонах в товщі мезозою були виділені витримані сейсмічні горизонти відбиття.

В початковий період цілеспрямованого вивчення мезозойських товщ значний внесок в справу накопичення фактичного матеріалу і його первинного аналізу внесли В.І. Зеленський, І.В. Височанський, Купріанов Г.М., І.Г. Закржевська, М.Й. Дмитровський,. Великий внесок у вивчення стратиграфії, літології, тектоніки та фаціальних умов накопичення нафтогазоносних товщ тріасу і юри внесли В.І. Андрєєва, Я.І. Коломієць, Т.І. Машкіна-Шуміліна, Ю.А. Арсірій, О.Д. Білик, М.Й. Бланк, В.К. Гавриш, Й.Ю. Лапкін, О.Ю. Лукін, Б.П. Стерлін, Р.Ф. Сухорський, О.М. Черняков, А.Л. Поліщук [3, 10-14, 24, 77-79, 95-97, 100-102]. Особливості геохімії природних газів мезозою вивчала Х.Ф. Джамалова [29]. Багато уваги гідрогеології і гідрогеохімії мезозойських товщ приділили Ю.С. Застежко та В.О. Терещенко [34-37, 85-87].

На погляд автора дисертації остаточно невирішеною є проблема границі пермської і тріасової систем в ДДЗ; на тлі слабкої палеонтологічної освітленості пограничних верств донині існують суперечливі погляди щодо віднесення нижньої частини дронівської світи до нижнього відділу тріасу або до верхнього пермської [43].

Суттєвими прогалинами освітленості геологічної будови мезозойського комплексу є загалом слабка вивченість розвитку розривної тектоніки на локальних структурах, зон літологічного виклинювання і стратиграфічного зрізання мезозойських колекторських товщ на бортах і центрикліналях ДДЗ.

Одним з перших дослідників на перспективність мезозойських відкладів ДДЗ в нафтогазоносному відношенні вказав Д.Н. Соболев, який вважав їх резервуарами вторинної (по відношенню до більш глибокозалягаючих покладів) нафти.

Вперше промислова нафтоносність мезозойських товщ в Східно-Українському басейні була виявлена ще до Другої світової війни на Роменському куполі, де одночасно з виявленням продуктивності порід кепроку

соляного штоку були отримані невеликі припливи нафти з сеноманських пісковиків крейдової системи [6, 16].

Прямі ознаки нафтогазоносності утворень тріасу в ДДЗ вперше були зафіксовані під час буріння в 1946-1948 роках розвідувальних свердловин на Глинському піднятті.

В 1950 році були відкриті Радченківське і Шебелинське родовища, де продуктивними виявились тріасові і палеозойські горизонти. Після постановки глибокого буріння в центральному сегменті приосьової зони западини були відкриті Солохівське (1954 р.), Руновщинське (1956 р.) та Більське (1958 р.) родовища, де продуктивними виявились і юрські відклади. В 1950-х роках відкриті Сагайдацьке, Качанівське родовища, а в 1960-х роках – Краснопопівське, Рибальське, Решетняківське родовища [5, 6]. Відкриттям останнього в 1964 році фактично завершилось систематичне вивчення нафтогазоносності мезозойського комплексу.

Після того, як була встановлена промислова продуктивність нижньопермського і кам'яновугільного стратиграфічних комплексів западини, в той час як в межах тріасового і юрського великих родовищ відкрито не було, інтерес до них поступово вщух. Попутне вивчення мезозою ускладнювалось також геологічними факторами, такими як дрібношарувата будова значної частини тріасової системи, підвищеним вмістом сульфідів в колекторах мезозою, що суттєво утруднює оцінку характеру насичення колекторів стандартним комплексом ГДС, та технологічно-організаційним – через великі діаметри стволів в верхніх частинах розрізу глибоких свердловин геофізична характеристика перспективних відкладів стає значно менш виразною і отримані результати менш інформативними. Через те, що тиски в покладах мезозою переважно гідростатичні або нижчі за такі, буріння на відносно важких бурових розчинах, яке майже повсюдно застосовується в Україні, призводить до закупорювання навколосвердловинної зони і в багатьох випадках унеможливорює виклик припливу флюїдів із пласта, що також створює хибне уявлення про безперспективність цієї частини розрізу [92, 93].

Під час масового розбурювання похованих структур ДДЗ, незважаючи на відсутність планомірного вивчення мезозойських порід, час від часу отримувались різноманітні ознаки їх продуктивності як на нових площах, так і на відомих родовищах (у вигляді пропущених пластів). Пошуком таких пропущених продуктивних пластів на облаштованих родовищах, в тому числі в юрі та тріасі, з другої половини 1970-х років займались спеціалісти Полтавського УГР (Л.Н. Городнічій та ін.), в 1980-х роках – спеціалісти Укргіпрондінафти (В.Т. Каменський та ін.), а в 1990-х роках працівники УкрДГРІ (Г.Л. Трохименко та ін.) [90-93].

Супутнє вивчення тріасових відкладів методами ГДС, розпочате в другій половині 1970-х років на родовищах об'єднання «Укрнафта», дало позитивні результати. За даними спеціальних промислово-геофізичних досліджень були виявлені і підтверджені випробуванням пропущені поклади верхньосеребрянської підсвіти Рибальського родовища, а в 1985 році була відкрита промислова нафтоносність тріасу на Глинсько-Розбишівському родовищі.

В 1993 році на Машівському родовищі на тріасові відклади була пробурена розвідувальна св. 316, яка ознак продуктивності не отримала, але й не спростувала перспективність цього підняття по мезозою.

В 2011-12 роках на Руновщинському родовищі свердловини 100 та 101 (НАК «Нафтогаз»), пробурені спеціально для розвідки мезозойських покладів, підтвердили промислову продуктивність коренівської і нижньосеребрянської підсвіт і відкрили її в байоському ярусі середньої юри.

На Бригадирівській площі, де за результатами структурно-пошукового буріння ще в 1957-59 рр були встановлені прямі ознаки нафтоносності відкладів мезозою [46], в 2015-16 роках за проектом, складеним під керівництвом автора дисертації [71], на тріасові та юрські горизонти були пробурені пошукові св. 10 та 12, які виявили прямі ознаки їх нафтогазоносності, але промислові припливи ВВ отримані не були, можливо через недосконалі технічні умови розкриття колекторів.

За рекомендаціями автора дисертаційної роботи в 2016 році на Шебелинському родовищі було проведене випробування перспективних горизонтів тріасу в ряді виснажених свердловин експлуатаційного фонду, що розробляли палеозойські поклади (250, 412 та інших). В св. 250 отримано промисловий газовий приплив і підтверджено промисловий характер продуктивності нижньосеребрянсько-коренівської товщі родовища.

Під керівництвом автора дисертаційної роботи в 2016 році був складений «Проект пошуково-розвідувального буріння на мезозойські відклади Шебелинського родовища» [72]. В 2017 році пробурені за цим документом пошукові св. 900 та 901 дали промислові припливи газу з тріасових і юрських горизонтів.

Перші позитивні результати досліджень призвели до відновлення з 2016 року систематичного вивчення мезозойських відкладів детальними методами ГДС в свердловинах, що буряться в системі ПАТ "Укргазвидобування".

Висновки до розділу 1

Стан вивченості нафтогазоносності мезозойського комплексу ДДЗ недостатній – наочно необхідним є повернення до цієї частини геологічного середовища Східно-Українського басейну, яка в свій час була залишена без уваги через суто кон'юктурні причини.

2 ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ МЕЗОЗОЙСЬКОГО СТРУКТУРНО-СТРАТИГРАФІЧНОГО КОМПЛЕКСУ ЯК ВМІСТИЩА ВУГЛЕВОДНІВ

2.1 Стратиграфія

2.1.1 Тріасова система

Підрозділи тріасової системи були вперше виявлені і описані в Донецькому басейні і простежені через ДДЗ до Прип'ятського прогину включно. Рання-середньотріасові утворення в регіоні розвинуті майже повсюдно, пізньотріасові залягають в східній його частині. В середині системи виділена серія регіональних і внутрішньоформаційних незгідностей.

Слід зазначити, що нині чинна схема стратиграфії платформного тріасу, затверджена МСК УРСР в 1981 році, на наш погляд потребує зміни на користь виділення нижньої частини дронівської світи в обсязі пересазької і шебелинської підсвіт в склад татарського ярусу верхнього відділу пермської системи [43, 70]. Не останнім чинником для цього є регіональна перерва в осадконагромадженні, що передувала початку накопичення коренівської підсвіти, яку слід вважати найдавнішим тріасовим утворенням на території досліджень. Про це річ піде нижче.

Питання визначення нижньої границі тріасової системи, тобто межі між палеозойською та мезозойською ератемами завжди було одним з найбільш дискусійних питань стратиграфії Великого Донбасу. Щодо її визначення довгий час співіснували різні точки зору [80, 81, 94], основані на аналізі літологічних, фаціальних, структурно-тектонічних і палеонтологічних даних. Відповідним чином різні варіанти схем застосовувались в виробничій практиці геологічних підприємств. Пояснювалось це літологічною одноманітністю і надзвичайною бідністю палеонтологічними рештками пограничних між тріасовим і пермським комплексами верств, при тому, що зустрінуті форми (остракоди, філоподи та ін.) почасти були новими, недостатньо вивченими і не давали змоги чіткої стратиграфічної прив'язки. Нижня границя мезозою проводилась в підшві серебрянської (Г.Л. Лунгерсгаузен, Т.Ю. Лапчик та ін.), шебелинської

(Й.Ю. Лапкін та ін.), всередині коренівської (З.М. Невмержицька та ін.), в підосві коренівської (Й.Ю. Лапкін, Є.Ю. Мігачова, Б.П. Стерлін, Л.Я. Сайдаковський, В.М. Смілянський) товщ. Останній варіант базувався на підставі вивчення водоростей і виходячи з наявності передкоренівської перерви в осадконакопиченні, він довгий час застосовувався геологами трестів Полтаванашафтагазрозвідка, Харківнафтагазрозвідка, Артемгеологія.

Нижній відділ (T_1).

Індський ярус (T_{1i}).

Дронівська (T_{1dr}) світа складається строкатоколірними, переважно забарвленими в відтінки червоного, піщаними і глинистими відкладами і має потужність до 430 м. Статус самостійної світи нижньо- або верхньопермського віку їй було надано в 1939 р. Г.Л. Лунгєрсгаузен, який вивчав її відслонення на Дронівській антикліналі. В 1952-58 Т.Ю. Лапчик для ДДЗ та північно-західних околиць Донбасу серед утворень пермо-тріасу визначила товщу, синхронну дронівській світі Бахмутської улоговини, і розчленувала її на самостійні світи: глинисто-алевролітову (T_{ga} за виробничою номенклатурою), або пересазьку, піщано-глинисту (T_{pg}), або шебелинську, піщану (T_p) - коренівську. В подальшому ранг кожного з цих підрозділів був понижений до підсвіти. Залягає дронівська світа незгідно на різновікових породах палеозою – від нижньої пермі до нижнього карбону, і в деяких випадках - на докембрійському фундаменті. На соляних штоках може перекривати девонську брекчію.

Пересазька (T_{1dr}^{per}) підсвіта як стратиграфічна одиниця вперше виділена в північно-західній частині ДДЗ біля села Пересаж (Т.Ю. Лапчик, 1953). Характеризується широким площовим розвитком і витриманістю літологічного складу. Представлена строкатими, переважно червоними глинами і алевролітами з прошарками дрібно- і різнозернистих пісковиків з карбонатно-глинистим, а в низах товщі також з ангідритовим цементом. Товща ця незгідно залягає на різновікових ранньопермських відкладах, а на бортах ДДЗ – на карбоні. З палеонтологічних решток знайдені лише біогліфи, оогонії харових

водоростей та пооодинокі непоказові остракоди *Spirorbis* sp. Потужність сягає 115 м (Глинсько-Розбишівська площа). На багатьох структурах відклади підсвіти розмиті.

Шебелинська (T_1dr^{shb}) товща вперше визначена в ранзі світи на Шебелинській структурі (1956 р.). Складається континентальними червоно- та зелено-сірими пісковиками, глинами, алевролітами, конгломератами. Пісковики дрібно- та середньозернисті, поліміктові, мають глинистий і карбонатно-глинистий цемент. Конгломерати складаються галькою і гравієм кременю, кварцитів, аргілітів, вапняків, рідше – кутуватими уламками глин. Товща трансгресивно залягає на породах від московського до пересазького віку. Максимальна потужність – 340 м спостерігається в районі стратотипу. На Машівській та Більській структурах Л.Я. Сайдаковським визначені остракоди: *Darwinula parallela* (Spirh.), *D. inornata* (Spizh.), *D. malachovi* (Spizh.), *Suchonella nasalis* (Sher.), характерні для татарського ярусу верхнього відділу пермської системи. Однак ці форми як «релікти» зустрічаються і в нижніх верствах тріасу Руської платформи.

Коренівська (T_1dr^{cor}) товща виділена в 1952 році в Белоруській опорній свердловині. В св. 97 біля селища Кулажин Є.М. Люткевичем визначені філоподи *Cornia Papillaria* Lutk., а в св. 1-Домановичі Л.Я. Сайдаковським та Г.Ф. Шнейдер – остракоди *Darwinula fragilina* Bel., *D. obliqua* Gleb., *Gerdalia longa* Bel. та інші, що не зустрічаються нижче тріасу. В ДДЗ товщина підсвіти сягає 290 м. Літологічно представлена вона червоно-, рожево-, строкато- і, рідше, – сіроколірними пісковиками, пісками, оолітовими вапняками і глинами. Східніше Глинська оолітові різниці, які є свідомством обставин морського осадконакопичення, не зустрінуті. Очевидно в час накопичення оолітів українсько-білоруський басейн об'єднувався з польсько-германським [23]. В Прип'ятському прогині і на північному-заході ДДЗ колір порід переважно червоний, на решті території Великого Донбасу – строкатий і світло-сірий. Залягає товща на підстеляючих відкладах з кутовою і стратиграфічною незгідністю; в районі Басівки, Глухова, Путівля – на різних горизонтах карбону,

а на крайньому південному заході ДДЗ (Русанівська площа) та на північному борті в районі Ключів, Новгорода-Сіверського (О.Д. Білик, М.І. Бланк, 1966) вона лежить навіть на кристалічному фундаменті, що свідчить про більш широке її площове поширення, ніж шебелинської підсвіти. В напрямку з північного заходу на південний схід ДДЗ послідовно випадають з розрізу її підшовні верстви, до повного виклинювання товщі в Донбасі. Максимальна потужність підсвіти сягає 295 м і фіксується в приосьовій частині і західному сегменті ДДЗ.

Аналіз потужностей коренівської, шебелинської та пересазької підсвіт на локальних структурах [3, 43] вказує, що поверхню згасання серії тектонічних порушень проходить в підшві коренівської підсвіти; вище залягання осадової товщі набуває монотонного характеру, що вказує на порівняно спокійний в той час характер розвитку підняття, на якому встановлене подібне явище. Стрибки потужностей дронівської світи є наслідком розмивів, на найбільшу глибину денудацією була заторкнута покрівля шебелинської підсвіти, що підтверджує модель трьохчленної будови дронівської світи та незгідне залягання окремих підрозділів на підстеляючих відкладах. Варіації обсягу шебелинської товщі є індикатором тектонічного розвитку території і підкреслюють блокову будову площ.

Регіональна перерва осадконагромадження в підшві коренівської товщі в північно-західній частині ДДЗ була виявлена В.М. Смелянським (1966), а в центральній та південно-східній – Б.П. Стерліним та Т.І. Шуміліною. На той час передкоренівська перерва була встановлена на підставі даних по свердловинах Відельцевської, Машівської, Новогригоріївської, Шебелинської, Хрестищенської, Єфремівської площ та Остап'євсько-Білоцерковського виступу.

Встановлена нині на багатьох структурах скрізь по ДДЗ і в найбільшій мірі проявлена на південному сході западини і в Донбасі регіональна незгідність між коренівською та шебелинською товщами скоріше за все є межею між великими стратиграфічними підрозділами і, на нашу думку, являється

природною границею між пермською і тріасовою системами, тобто розділом палеозой – мезозой, а пересазько-шебелинська частина дронівського розрізу утворювалась в пізньопермський час.

Автором наданої до уваги роботи явище затухання палеозойських диз'юнктивів на поверхні передкоренівської незгідності детально досліджене на Байрацькому піднятті (разом з Я.І. Коломієць) [43], виявлене на Абазівській, Семенцівській, Макарцівській (рис. 2.1), Котелевсько-Березівській, Волохівській, Бригадирівській, Північно-Волвенківській структурах і на північному обрамуванні Соснівського соляного діапіру, де сердловиною 103 виявлений піднесений соляний блок, який був витиснутий з ніжки штоку і має передкоренівський рівень залягання.

Для коренівської і шебелинсько-пересазької товщ дронівської світи характерна різна ступінь літифікації порід, мінералогічний і гранулометричний склад. Шебелинська та пересазька підсвіти характеризуються більш щільними різницями кластичних порід відносно коренівської. Їх строкатим породам притаманні темні і насичені тони, коренівським – більш світлі, причому в Донбасі строкатість взагалі зникає. Майже повна відсутність в коренівській підсвіті мінералів, що легко руйнуються (альбіт, андезин), характерних для нижньої частини дронівки, свідчить про утворення її порід за рахунок руйнації і перевідкладення більш давніх товщ, в тому числі в якійсь мірі і шебелинсько-пересазької.

Оленьокський ярус (T_{10}).

В повних розрізах тріасу серебрянська світа (T_{1-2sr}), що є пограничним між нижнім і середнім його відділами утворенням, пов'язана з коренівською підсвітою поступовим переходом без слідів розмиву. Виділена Г.Л. Лунгерсгаузен (1939 рік) в природних відслоненнях в пограничній зоні між ДДЗ та ДСС. На північному заході Донбасу там, де відсутня коренівська підсвіта, серебрянська контактує з дронівською світою, а іноді з відкладами карбону (Краснопопівська площа).

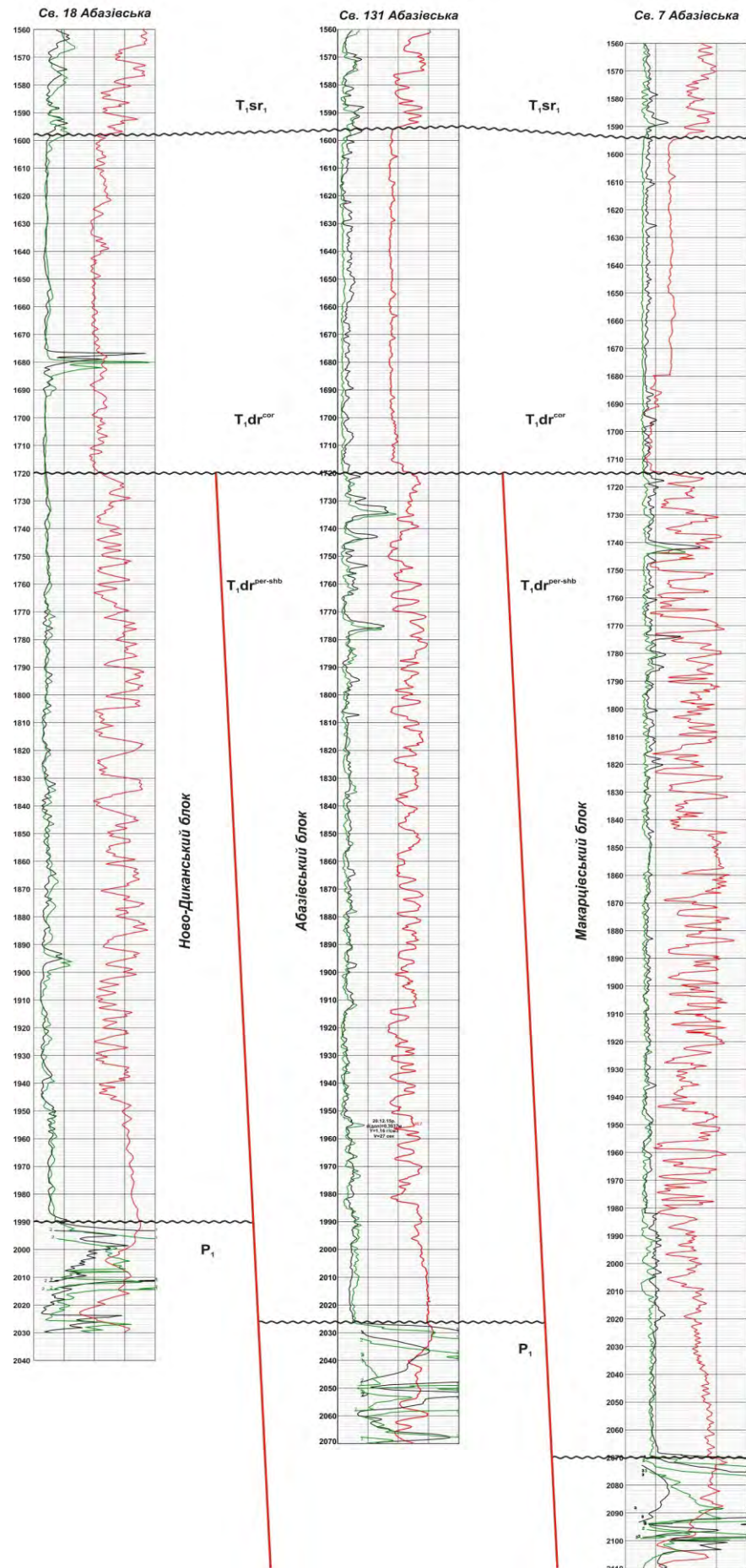


Рис. 2.1 Схема кореляції дронівської світи в свердловинах Абазівського ГКР

Такий характер залягання пояснюється не перервою в осадконакопиченні, що передував її утворенню, а поступовим залученням до області седиментації нових ділянок. Піщано-карбонатна (T_{pk} або T_{1sr1}) та піщана ($T_{1dr^{cor}}$) товщі належать єдиному циклу осадконагромадження, що підкреслюється знаходженням в коренівській підсвіті характерних для сребрянської вапнякових стягнень, карбонатних пісковиків і прошарків вапняків.

Сребрянська світа загальною товщиною до 280 м поділяється на нижньо- та верхньосребрянську підсвіти, відповідно ранньо- та середньотріасового віку.

Ранньотріасовий вік нижньосребрянської (T_{1sr1}) або радченківської підсвіти (в Донецькому басейні носить назву адамівської) встановлений на підставі знахідок харофіт, остракод і філопод. В її глинах і мергелях зустрінуті характерні остракоди *Darwinula oblonga* Schn, *D. liassica* (Brodie), *D. fragilis* Schn та харові водорості. Відкладалась вона переважно в озерних умовах, про що можна судити по фауні дарвінул та літологічному складу порід (Т.Ю. Лапчик, 1960). За літологічними критеріями підсвіта в свій час виділялась в складі піщано-карбонатної товщі, пізніше В.С. Попов та Л.Я. Сайдаковський приєднали до неї підшовну частину глинистої товщі тріасу. Слід зазначити, що весь розріз тріасової системи, що залягає вище піщано-карбонатного горизонту в практиці пошуково-розвідувальних робіт довгий час визначався індексом T_g – тріас глинистий. Потужність нижньосребрянської підсвіти 100-160 м.

Піщано-карбонатна пачка (30-80 м завтовшки) має найбільше серед тріасових товщ розповсюдження по площі Східно-Українського басейну, тобто фіксує максимальну трансгресію. Складена переважно зелено-сірими глинистими кварц-польовошпатовими, біотитовими пісковиками і пісками. Зернистість їх різна, переважають погано відсортовані крупно- і грубозернисті різниці. Глини і алевроліти присутні підпорядковано в вигляді лінз і локальних проверстків. В низах пачки часто залягає вапняковий піскови́к або піщанистий вапняк. З викопних організмів тут присутні рештки риб, черепашки естерій, конхостраки, харофіти, остракоди *Darwinula Sedecentis* Mand та ін. З великих рослин присутні численні відбитки стовбурів рода *Neocalamites*.

Глиниста пачка (до 80 м товщиною) представлена окисненими цегляно-червоними та жовтогарячими, рідше фіолетовими сильновапняковистими глинами і алевролітами, а також палевими мергелями. Пісковики займають підпорядковане положення, вони зелено-сірі, дрібно-середньозернисті, кварц-польовошпатові, біотітові, глинисті. Скрізь по розрізу радченківської підсвіти спостерігаються рясні вапнякові стягнення («журавчики») і в цілому підвищена карбонатність за рахунок тонкорозсіяного в породах кальциту.

Середній відділ (T₂).

Анізійський та ладинський яруси (T_{2a+l}).

Харові водорості виявлені в верхньосеребрянській (T_{2sr2}) або миргородській (в Донбасі вона називається білокузьминівською) підсвіті вказують на належність її до середнього відділу тріасової системи. Потужність підсвіти в середньому 100-120 м, інколи до 215 м. За літологічним складом слабо відрізняється від нижчезалягаючої глинистої товщі, складаючи з нею єдиний седиментаційний цикл. Дещо відрізняється забарвленість порід на користь вишнево- чи малиново-червоної, інколи в верхах підсвіти переважають зелено-сірі глини і алевроліти з рештками рослин та зменшується вміст карбонатної речовини. Площа розповсюдження цієї підсвіти дещо менше, ніж верхньосеребрянської. В її нижній частині визначені анізійські конхостраки та остракоди, а в верхній – ладинські дарвінули, гердалії, сухонели та харофіти [23].

Слід зауважити, що загальна карбонатність порід серебрянської світи значною мірою пов'язана з життєдіяльністю харових водоростей, в сухому залишку яких карбонати кальцію складають 60-70 %.

Верхній відділ (T₃).

Карнійський та норійський яруси (T_{3k+n}).

Верхній відділ тріасової системи повно розвинений на північно-західних окраїнах ДСС, поділяється на протопівську і новорайську світи. Пізньотріасові утворення в ДДЗ від решти відкладів періоду помітно відрізняються значною роллю в розрізі збагачених скам'янілою рослинністю (всесвітньо відома

«гаражівська флора» з протопівської світи) глин і алевролітів первинно-сірого кольору, загалом низькою карбонатністю порід і збагаченістю сидеритовими конкреціями. Сіроколірні неокиснені різниці переважають вгорі розрізу.

Норійський вік верхньої частини протопівської (T_{3pr}) світи, виділеною в такій якості вперше Г.Л. Лунгерсгаузенем, встановлений знахідками наземних і водних рослин, остракод, філопод, комах. Карнійський ярус виділяється умовно.

Найповніші розрізи світи розвинуті в Бахмутській улоговині, піщанистість зменшується знизу догори. Потужність протопівської світи коливається від 0 до 300 м. В західному напрямку її товщини різко зменшуються трансгресивно, за рахунок випадіння нижніх верств. Деякі дослідники вважають, що західніше Верхньоланівського підняття світа повністю виклинюється [23].

Протопівська світа незгідно перекривається новорайською світою, що вінчає розріз верхнього тріасу. Західніше Краснограда протопівські утворення перекриті вже орільською світою середньої юри.

Ретський ярус (T_{3r}).

Новорайська світа (T_{3nr}) максимальною потужністю 110 м розвинута на меншій території басейну ніж протопівська, складена сірими кварцовими пісками, пісковиками, алевролітами і глинами з рясною викопною флорою (характерною для ретського віку) і вугільними проверстками (що тривалий час давало підстави зараховувати цю частину розрізу до юрської системи). Покрівля її сильно розмита, в ДДЗ західніше Єфремівської структури світа не простежена [23, 80, 81, 83].

Схема стратиграфічного розчленування тріасової системи Великого Донбасу наведена в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1

Стратиграфічне розчленування тріасової системи Східно-Українського НГБ

Загальна шкала			Місцеві стратиграфічні підрозділи				Вироб- нича номен- клатура	
система	відділ	ярус	Дніпровсько-Донецька западина		Північно-Західний Донбас			
			світа	підсвіта	світа	підсвіта		
Т р і а с о в а (Т)	Верхній (Т ₃)	Ретський (Т _{3r})	Новорай-ська (Т _{3nr}), розвинута на південному сході западини		Новорай-ська (Т _{3nr})			
		Норійський (Т _{3n})	Протопівська (Т _{3pr})	верхня підсвіта Красноградська (Т _{3pr2})	Протопівська (Т _{3pr})	верхня підсвіта Красноградська (Т _{3pr2})		Тріас глинистий (Т _г)
		Карнійський (Т _{3k})		нижня підсвіта Глинська (Т _{3pr1})		нижня підсвіта Глинська (Т _{3pr1})		
	Середній Т ₂	Ладинський (Т _{2l})	Серебрянська (Т _{1,2sr})	верхня Миргородська (Т _{2sr2})	Серебрянська (Т _{1,2sr})	верхня Білокузьминівська (Т _{2sr2})		
		Анізійський (Т _{2a})						
	Нижній (Т ₁)	Оленьокський (Т _{1o})	Дронівська (Т _{1dr})	нижня Радченківська (Т _{1sr1})	Дронівська (Т _{1dr})	нижня Адамівська (Т _{1sr1})	Тріас піщано-карбонатний (Т _{пк})	
		Індський (Т _{1i})		верхня Коренівська (Т _{1dr^{cor}})		верхня Коренівська (Т _{1dr^{cor}})	Тріас піщаний (Т _п)	
			середня Шебелинська (Т _{1dr^{shb}})	середня Шебелинська (Т _{1dr^{shb}})	Тріас піщано-глинистий (Т _{пг})			
			нижня Пересазька (Т _{1dr^{per}})	нижня Пересазька (Т _{1dr^{per}})	Тріас глинисто-алевролітовий			

2.1.2 Юрська система

Юрська система зі стратиграфічною і кутовою незгідністю налягає на породи тріасового і більш давнього віку. В регіоні в тій чи іншій мірі відсутні ранньоярські утворення, що пов'язане з кімерійським орогенезом.

Нижній та середній відділи (J_{1+2})

Плінсбахський, тоарський, ааленський яруси (J_{1p+t} , J_{2a})

Найдавнішими відкладами юрського періода в Східно-Українському нафтогазоносному басейні є сіро-сині глини з прошарками пісковиків і вапняків потужністю до 90 м, розповсюджені на північно-західних окраїнах Донбасу і в суміжній частині ДДЗ. Вік цих порід, які виділені в кожулинську світу, визначений з певною умовністю як плінсбахсько-тоарсько-ааленський, тобто вони віднесені до перехідних верств між нижнім і верхнім відділами юрської системи.

В нижній частині встановлені амодіскусові, лінгулові і естерієві шари - маркуючі стратиграфічні горизонти. Світа охарактеризована фауною *Ammodiscus marginatus* K a p t ., *A. incertus* (O r b .), *Ammobaculites fontinensis* (T e r q .), *Am. Agglutitans* (O r b .), *Trochammina squamataformis* K a p t ., *Lingula longo-viciensis* T e r q ., *L. sacculus* C h a p . e t D o v ., *Estheria aff. heckeri* T s c h e r n . та ін., комплексом спор: *Nannoceratopsis*, *Cerebropollenites*, *Goniopteris* та ін.

Середній відділ (J_2)

Байоський ярус (J_{2b})

Відклади ярусу розповсюджені на досліджуваній території скрізь. Морські сірі алевроитисті глини з прошарками пісковиків, пісків і черепашників потужністю 50-70 м розвинуті в північно-західному обрамуванні Донбасу і в прилеглих районах ДДЗ, і носять назву черкаської світи. В ній встановлений комплекс фауни амонітів та двостулочок *Witchellia rossica* B o r ., *W. kamenka* B o r ., *W. Isjumica* B o r ., *Meleagrinnella donetziana* (B o r .), *Stephanoceras humphriesianum* S o v . та ін., а також форамініфер. Її вікові аналоги на решті

території западини мають континентальне походження і складаються пісками і пісковиками з проверстками каолінітових глин і бурого вугілля, вони згруповані в орільську світу, товщиною 60-90 м. Темно-сірий (до чорного) колір порід обумовлений головним чином розсіяною пилоподібною обвугленою рослинною речовиною. Пірит в породах складає суттєву частку важкої фракції.

Батський ярус (J₂bt)

Сіро-сині сидеритисті морські глини нижнього бату і верхів байоса, що містять сидеритові прошарки і фауну амонітів складають підлужну світу товщиною 60-120 м, яка зі стратиграфічною незгідністю перекриває нижчезалягаючі товщі і має широкий розвиток по всій ДДЗ. Для байоської частини світи характерні *Strenoceras niortense* O r b ., *Garantia garantiana* O r b ., *Parkinsonia doneziana* B o r . та ін. Батська частина світи вміщує *Pseudocosmoceras michalskii* B o r ., *P. masarovici* B o r . та ін., а також багату фауну фораменіфер.

Середній бат на південному сході ДДЗ і в північно-західному Донбасі представлений туфогенними морськими пісковиками з прошарками глин, вапняків і бурих залізняків, що переходять вверху за розрізом в озерні глини і пісковики з лінзами вугілля і численними рештками різноманітних наземних рослин доброї збереженості («кам'янська флора»).

Туфогенні пісковики і глини східної частини території входять до складу кам'янської світи загальною потужністю до 150 м. Це прибережно-морські, дельтові, алювіальні і озерно-болотні відклади, вік яких визначається фауністично і флористично - „кам'янською флорою” і споро-пилковим комплексом. В пісковиках і глинах нижньокам'янської підсвіти присутня фауна *Pseudomonotis doneziana* B o r ., *Ferganoconcha schabarovi* T c h e r n ., залишки рослин *Nilssonina orientalis* H e e r , *Ginkgo digitata* (B r o n g n .) H e e r та ін. В верхньокам'янській підсвіті комплекс флори представлений *Cladophlebis denticulata* (B r o n g n .), *Coniopteris*

hymenophilloides (B r o n g n .), *Ptylophillum pecten* P h i l l ., *Ginkgodium nathorstii* J o k ., *Nilssonina inouyei* J o k . та ін.

На решті території (в західному сегменті ДДЗ) відклади середнього і верхнього бату складені тонким перешаруванням глин та алевролітів з лінзами сидеритів і згруповані в ніжинську світу потужністю 40-70 м.

Келовейський ярус (J_{2k})

Нижньокеловейський під'ярус представлений ічнянською світою, яка в західному сегменті ДДЗ складена чорними і сірими глинами потужністю 15-40 м, а в східному – континентальними світло-сірими різнозернистими пісковиками товщиною 5-10 м.

Вік ізіумської світи середньо-пізньокеловей-оксфорд-ранньокімеридзький, тут відомі численні знахідки фауни: *Peltoceras athleta* P h i l l ., *Cosmoceras jason* R e i n ., *Cardioceras praecordatum* D o u v ., *C. cordatum* S o w ., *C. zieteni* R o u i l l ., *Perisphinctes pectilis* S o v ., *Perisphinctes achilles* O r b . Багато черепашок *Ivanoviella arcuata* R o l l ., зустрічаються морські їжаки *Paracidaris florigemma* P h i l l ., відмічені також *Nerinea cf. ursicinensis* L o r ., водорості і форамініфери.

Середній і верхній келовей залягають в складі нижньоізіумської підсвіти (15-25 м) і складені бурими та сірими кварцовими гравелістими пісками і пісковиками озалізненими та карбонатизованими.

Верхній відділ (J₃)

Оксфордський (J_{3o}) та кімериджський (J_{3km}) яруси

Оксфордський ярус разом з нижньокімеридзьким під'ярусом представлені верхньою частиною ізіумської світи. До складу цієї товщі входять оолітові, біогермні та рифові кременисті вапняки, що перешаровуються з карбонатними глинами і мергелями (60 м).

Віковими аналогами ізюмської світи в центальному сегменті ДДЗ виступають зелено-сірі карбонатні тонковідмучені глини та органогенні вапняки з прошарками гравелітів і пісковиків солоської світи (70-140), а в північно-західному - кременисті вапняки з прошарками глин, алевролітів і пісковиків іваницької світи (100-190 м).

Верхньокімериджський під'ярус представлений сірими глауконітовими глинами та черепашковими вапняками з фауною амонітів таранівської світи потужністю 30-65 м, глауконітовими пісками і пісковиками та вапняками венеславівської світи товщиною 35-40 м.

Титонський (J₃tt) ярус

Титонський ярус в південно-східній ДДЗ та в Донбасі представлені донецькою світою – червоними і рожевими жирними глинами та строкатими глинистими алевроитистими пісками лагунного походження потужністю 100-180 м. Вік підшовних верств донецької світи пізньокімериджський. В західній частині регіону ярус представлений чернетчинською світою - кварц-глауконітовими пісками і пухкими пісковиками, глинами і черепашиками загальною потужністю 30-40 м [23, 77, 78, 82, 83].

Кореляція тріасових і юрських відкладів вздовж довгої осі ДДЗ наведена на рис 2.2 та графічному додатку 1.

2.1.3 Крейдова система

Нижній відділ (K₁)

Відклади ранньої крейди трансгресивно залягають на оксфордських, кімериджських і титонських, представлені континентальними та морськими фаціями. В розрізі виділені утворення всіх віків епохи загальною потужністю до 160-200 м; найповніше відділ представлений на північно-східному борту ДДЗ.

Беріаський ярус (K_{1b}) локально розвинений на всій території регіону. Представлений товщею зелено-сірих безкарбонатних глауконітових глин,

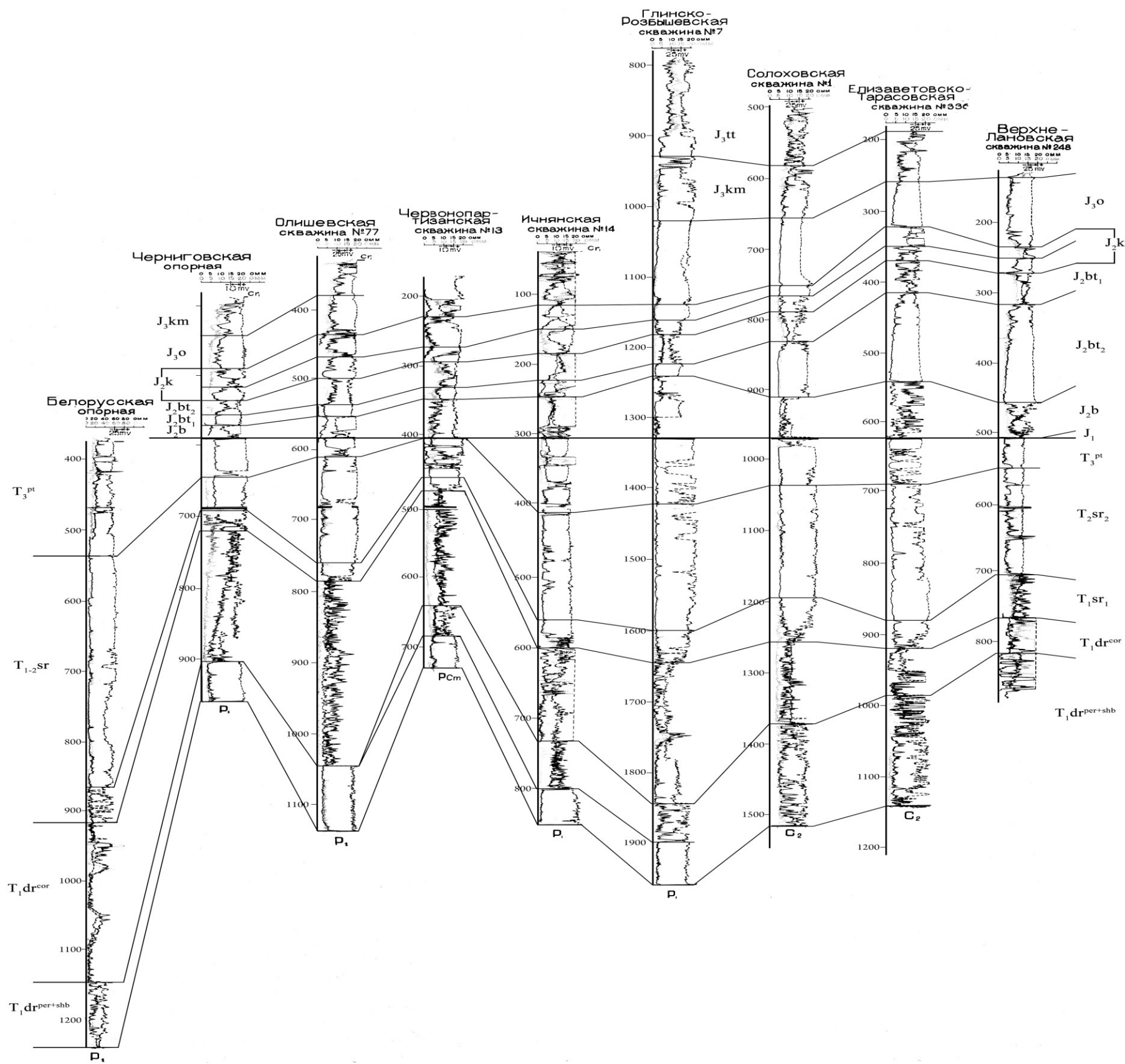


Рис. 2.2 Схема кореляції тріасових і юрських відкладів центрального і західного сегментів ДЗ ([78] з корективами)

збагачених вуглефікованою рослинністю, з проверстками алевролітів і пісковиків. Товщина до 25 м.

Валанжинський ярус (K_{1v}) залягає в складі червонопартизанської світи, розвиненої здебільшого в північно-західній частині ДДЗ. Це піски кварц-глауконітові, глинисті, алевроліти, темно-сірі алевритисті глини товщиною до 50 м.

Готерівський ярус (K_{1g}) представлений строкатими глинами, пісками, пісковиками і алевролітами з рештками обвуглених рослин загорівської світи, яка має товщини до 100 м і розвинена повсюдно, крім південного борту ДДЗ.

Баремський ярус (K_{1br}) складений континентальною товщею (до 30 м) світло-сірих і коричнюватих каолінистих слабо піскуватих глин з рештками вуглефікованої деревини (журавинська світа).

Аптський ярус (K_{1a}). Континентальна кегичівська світа, представлена сірими, темно-сірими і чорними глинами, вуглистими, слюдистими, каолінистими з прошарками кварцових глинистих слюдистих пісковиків, залягає на журавинській світі, перекривається прибережно-морськими породами леляківської світи або фаціально заміщує її на півдні та південному сході. Потужність до 40 м. Леляківська світа розвинена на північному борті і частково – в центральному грабені Западни. Це піски дрібнозернисті, слюдисті, глауконітові, зеленуваті глинист пісковики з рослинним детритом потужністю до 30 м.

Альбський (K_{1al}) та сеноманський яруси (K_{2s}), Альбський ярус нижнього відділу крейдової системи і нижній під'ярус сеноманського ярусу верхнього відділу в ДДЗ залягають в складі буромської світи, датованої верхнім альбом-нижнім сеноманом за мікрофауною і палінологічними даними. Це зелено-сірі кварц-глауконітові піски і пісковики, частково карбонатні, глинисті, слюдисті, фосфоритисті з галькою і гравієм кварцу і кремнію в підшві. Товщина альбської частини світи 5-25 м, сеноманської - 40-60 м.

Альбський ярус в Донбасі представлений заводською світою – пісками білими кварцовими дрібно і крупнозернистими, гравійними, каоліністими.

Сеноманський ярус в Донбасі - це кремінецька світа – пісковики сірі і зелено-сірі кременисті, з халцедоновим цементом, халцедонові спонголіти і глауконіто-кварцеві піски.

Верхній відділ (K₂)

Верхньокрейдові відклади у ДДЗ поширені у складі всіх ярусів. Представлені морськими карбонатними осадами — крейдою і крейдоподібними мергелями, рідко пісками і вапнистими пісковиками, розповсюдженими в регіоні майже повсюдно. Вони залягають на ранньокрейдових утвореннях і перекриваються з ерозійним розмивом палеогеновими. Найповніші розрізи і максимальна потужність характерна для відкладів у Центральній частині западини (650—700 м), поступово зменшуючись до її бортових частин.

На території Донбасу нижньокрейдові породи представлені баремськими, аптськими та альбськими відкладами. Верхньокрейдові породи представлені у складі всіх ярусів. Вони незгідно залягають на більш давніх дислокованих породах від карбону до нижньої крейди і перекриваються відкладами палеогену. Складені у нижній частині теригенними породами: детритово-гравелистими пісками, пісковиками та глинами. Верхня частина розрізу представлена крейдо-мергельною товщею, рідше — глауконітовими пісками і детритовими вапняками. По всьому розрізу поширені кременисті породи, іноді — прошарки жовен фосфоритів. Максимальної потужності (до 650 м) верхньокрейдові відклади досягають на Північно-Західній окраїні Донбасу в зоні Північно-Донецького насуву [23, 83].

Схематичні карти ізопакіт всіх систем мезозою наведені на рис. 2.3-2.4.

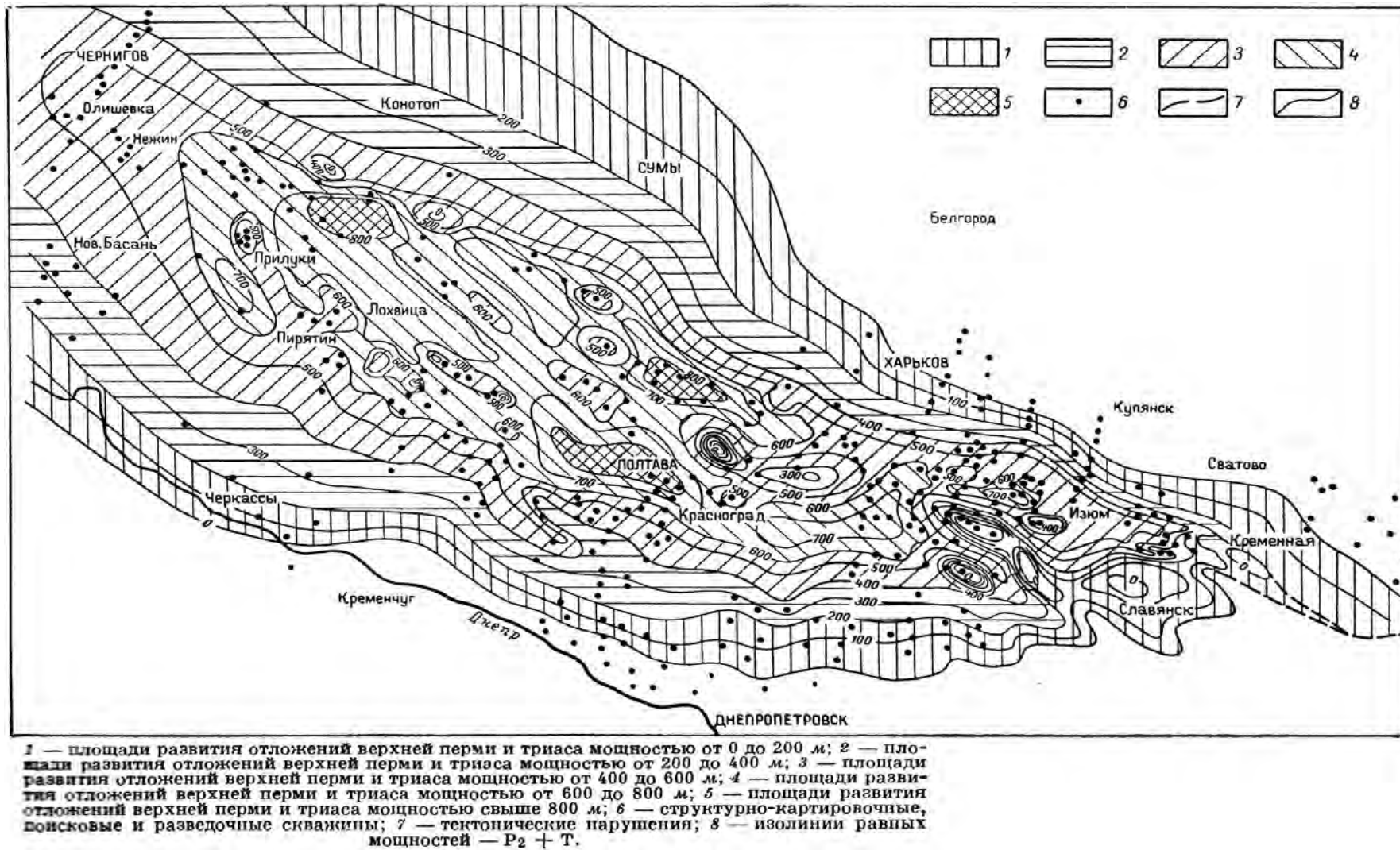


Рис. 2.3 Схематична карта ізонахії тріасових відкладів ДДЗ (за Ю.О. Арсірієм, 1965 р.)

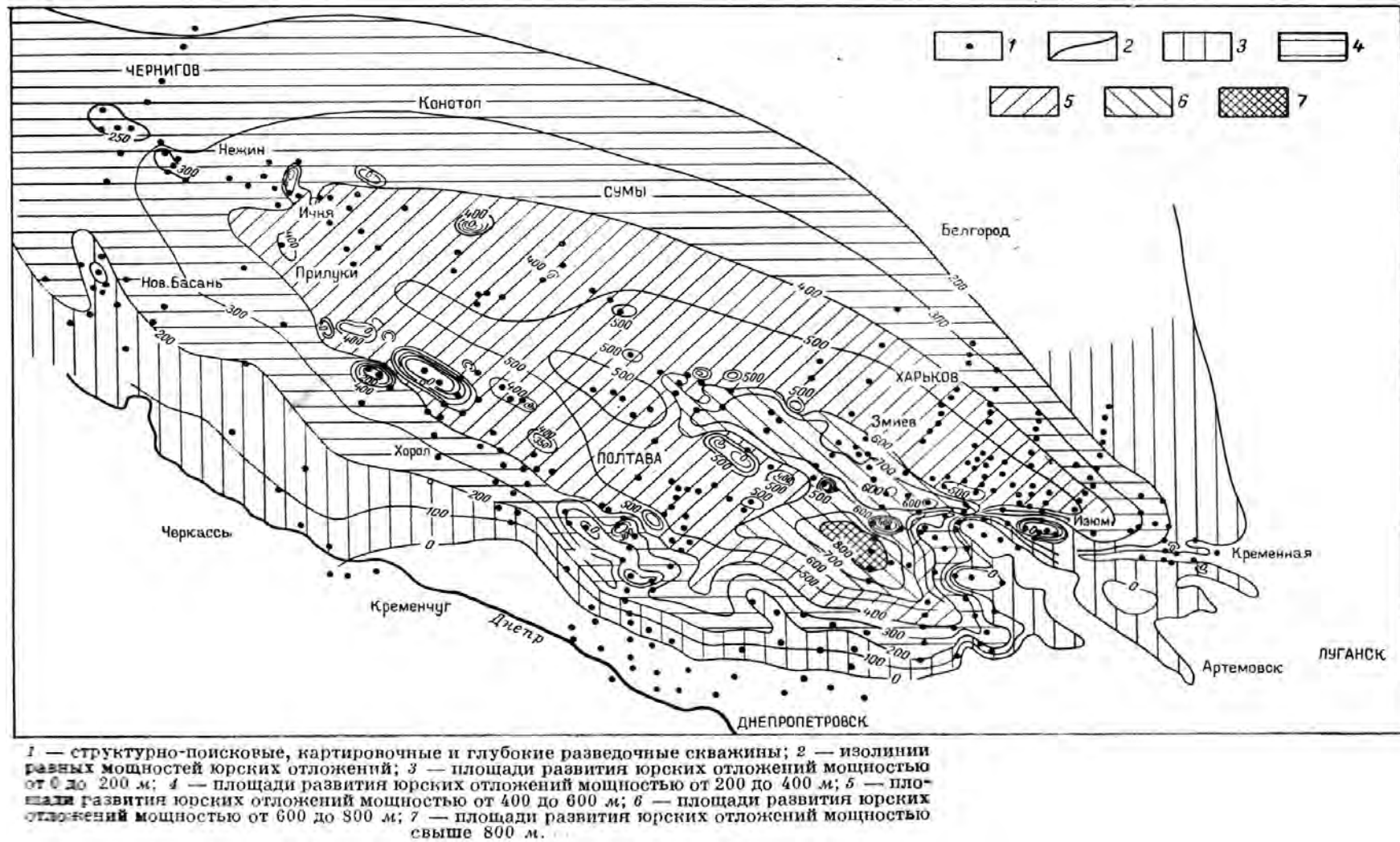
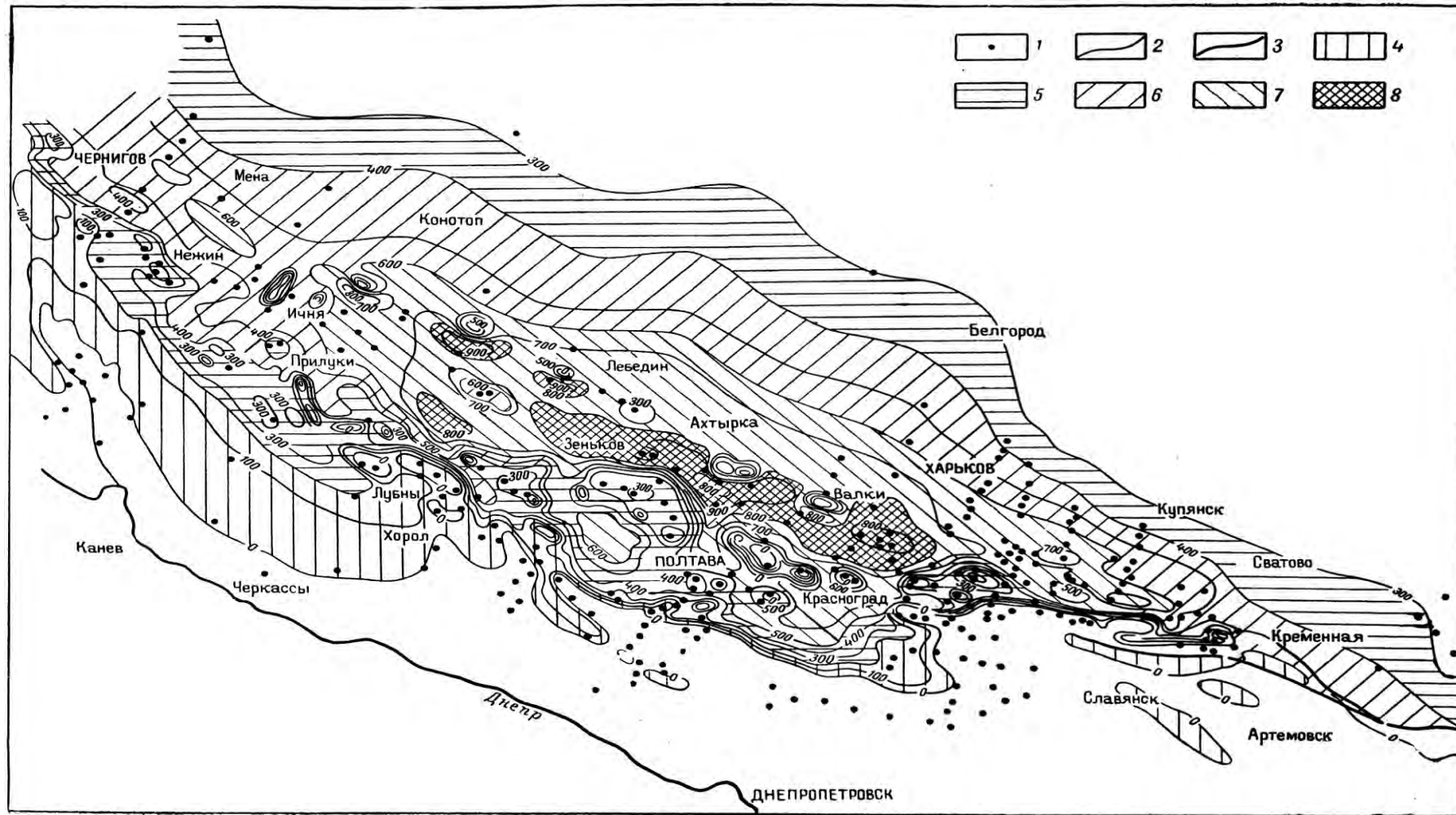


Рис. 2.4 Схематична карта ізонахії юрських відкладів ДДЗ (за О.Д. Біликом, 1965 р.)



1 — структурно-картировочные, поисковые и разведочные скважины; 2 — изолинии равных мощностей меловых отложений; 3 — тектонические нарушения; 4 — площади развития меловых отложений мощностью от 0 до 200 м; 5 — площади развития меловых отложений мощностью от 200 до 400 м; 6 — площади развития меловых отложений мощностью от 400 до 600 м; 7 — площади развития меловых отложений мощностью от 600 до 800 м; 8 — площади развития меловых отложений мощностью свыше 800 м.

Рис. 2.5 Схематична карта ізонахит крейдових відкладів ДДЗ (за Ю.О. Арсірієм, 1965 р.)

2.2 Мезозойські флюїдоупорні та колекторські товщі як основні елементи пасток нафти і газу

Як відомо з робіт Б.П. Стерліна, О.Д. Білика, Т.І. Шуміліної, І.А. Мухаринської [10-14, 56, 77, 78, 100, 102] і інших дослідників, мезозойський породний комплекс в ДДЗ представлений в більшій мірі континентальними і субконтинентальними лімничними, алювіальними (в тому числі дельтовими), пролювіальними та болотними відкладами і в меншій – прибережно-морськими і морськими. Нижче наведені характеристики лише основних флюїдоупорних і колекторських товщ, оскільки розподіл всього їх розмаїття може бути в конкретних умовах локальних площ суттєво складнішим; навіть всередині пересазької і середньоюрської регіональних покришок майже завжди присутні в різній кількості шари проникних порід.

2.2.1 Флюїдоупорні товщі

Зональні і локальні екрани розвинуті в розрізі тріасу і юри регіону майже скрізь; найбільш витриманими зональними покришками виступають шебелинські та верхньосеребрянсько-протопівські глини. Регіональними флюїдоупорами є пересазька нижньотріасова і середньоюрська глинисті товщі, крейдо-мергельний розріз верхньої крейди. Всередині покришок всіх рангів залягають колекторські верстви.

Пересазька підсвіта майже цілком складена строкато-червоними тонковідмученим жирними вапняковистими глинами з незначними лінзовидними проверстками алевролітів і дрібнозернистих пісковиків. Це загалом фація обширного прісноводного водоймища. Склад глин переважно гідрослюдистий, вміст каолініта (10-15 %) зростає знизу догори. Кластичного матеріалу небагато (до 10-15 %). В породах спостерігаються дзеркала ковзання. Абсолютна пористість глинистих порід складає 8-15 % при проникності менше

0,1 мД [14]. Потужність товщі змінюється від 0 до 100-115 м, максимальні товщини характерні для західної частини регіону.

На структурах північно-західного Донбаса і південної прибортової частини ДДЗ в розрізі підсвіти з'являються середньо і різнозернисті пісковики з включенням кластичного матеріалу гравійного і дрібногалечного розміру, що фіксують алювіально-пролювіальні умови осадконакопичення.

Пересазька товща в ДДЗ є головним флюїдоупором для низки верхньопалеозойських покладів нафти і газу (Лесяківське, Гнідинцівське, Глинсько-Розбишівське родовища). Під впливом ВВ породи її зазнають певних епігенетичних змін, таких як відновлювання забарвлення до сіро-зеленого і піритизація. На структурах Солохівсько-Диканського валу глини заміщаються алевро-пісковиками.

Глиниста товща верхньосеребрянської підсвіти, що залягає над піщано-карбонатними колекторами нижньосеребрянської, має континентальний, переважно озерний, генезис. Потужність її 65-100 м. Глини червоні і цегляно-червоні, блакитно- та зелено-сірі, плямісті, строкаті, ущільнені, з черепашковим та оскольчастим зламом, в опіщаних різницях – грудкуватим. Присутні домішки уламкового матеріалу (здебільшого кварцу, значно рідше - польових шпатів та уламків порід) – до 5-10, рідше – до 25 %, в вигляді гнізд та лінз. Постійно присутні пірит, гідроокисли та окисли заліза. В північно-західному Донбасі та на південному сході ДДЗ основними породоутворювальними елементами є мінерали монтморілонітового ряду, присутні каолінит та гідрослюди. На решті території ДДЗ превалюють гідрослюди, менше роль монтморілоніту та каолініту. Збільшення долі гідрослюд, які містять закисне залізо і хлорит, обумовлює переважно зелене забарвлення глин північного заходу ДДЗ. Карбонатність глин звичайно 5-25 %, але може сягати 42 %, абсолютна пористість – 10-17 % при проникності менше 0,1 мД

Середньоюрська глиниста товща потужністю 80-125 м складається морськими утвореннями нижнього бату (північно-західна частина западини) та

нижнього бату - верхнього байоса (решта її території). В центральному та південно-східному сегментах ДДЗ глини сірі і блакитно-сірі, тонковідмучені, жирні, іноді слабкоалевритисті. Зустрічаються проверстки буро-сірих сидеритових глин та сірих вапняків. Породоутворюючими є гідрослюди, присутній монтморілоніт і каолінит. Вверх за розрізом кількість монтморілоніту як правило суттєво збільшується. Кластичні домішки представлені зернами кварцу, рідше – лусками мусковіту і карбонатами.

В північно-західній частині ДДЗ в складі глин переважають мінерали групи каолініта. Цей фактор, вкупі з невеликою загальною потужністю глинистої товщі та наявністю в ній піщаних, алевритових і гравелітових прошарків, знижують її екрануюче значення.

Для сеноман-нижньокрейдового флюїдоносного горизонту покришкою виступає регіонально розвинута крейдо-мергельна товща турон-маастрихтського віку, в нижній своїй частині слабко тріщинувата і з добрими екрануючими властивостями.

2.2.2 Колекторські товщі

Загалом продуктивні і перспективні горизонти мезозою ДДЗ мають мінливий характер залягання по площі і в розрізі, колекторські породи утворювались в алювіальних, пролювіальних, лімнічних та лакустрінних, а також дельтових, пляжевих, барових і деяких інших мілководно-морських умовах.

Колектори тріасу належать до порового типу і представлені пісками, пісковиками і в меншій мірі алевролітами, які за класифікацією А.А. Ханіна в більшості випадків відповідають II та III класам.

Суттєво глинисті частини тріасового розрізу в тій чи іншій мірі містять псамітові пласти. За спостереженнями О.Д. Білика, в межах локальних структур від периферії до склепіння, а також від занурених ділянок ДДЗ до її бортових

частин частка пісковиків і алевролітів в розрізі пересазької і шебелинської товщ зростає.

Коренівська підсвіта (піщана товща, Тп) майже цілком складається алювіальними і пролювіальними слабо і середньо зцементованими пісками і пісковиками зелено-білих та рожево-сірих відтінків, рідше строкатих, погано відсортованими, іноді гравелістими, збагаченими уламками креміню і катунами зелених і строкатих глин. В нижній і середній частині товщі присутні лінзи і пропластки конгломератів і гравелітів. Дрібно-середньозернисті різниці як правило краще відсортовані, крупнозернисті близькі до різнозернистих через погану відсортованість кластичного матеріалу. Текстури нечіткі горизонтально і пологокосверстуваті. Склад поліміктовий з переважанням кварцу, цемент вапняковий і глинистий, переважно змішаний. Загальна частка псамітів в розрізі коливається навколо 90% і ніколи не буває нижче 70 %. Пористість пісковиків варіює в межах 2,6-30,6 %, для колектору в середньому складає 22 %, проникність сягає 3141,4 мД, в середньому 400 мД. Наведені цифри визначені за даними досліджень кам'яного матеріалу і напевно занижені через те, що вивченню досяжні відносно ущільнені різновиди - найбільш пухкі і, відповідно, проникні різниці колекторів в переважній більшості випадків були зруйновані при бурінні або в процесі піднімання керну. Найгірші фільтраційно-ємкісні якості в межах підсвіти мають тонко- та дрібнозернисті глинисто-карбонатні пісковики її покрівельної частини.

Нижньосеребрянська підсвіта (піщано-карбонатна товща, Тпк) представлена в основному озерними фаціями. Складається ритмічним чергуванням пісковиків і глин з окремими прошарками і лінзами алевролітів і прихованокристалічних вапняків. Характерні перехідні пелітово-псамітові різновиди порід. По всьому розрізу розвинуті прошарки ущільнених вапняковистих пісковиків і піскуватих вапняків. Вапняки глинисті, масивні за текстурою, як правило, не містять органічних решток. Строкаті щільні

вапняковисті гідрослюдисті піскуваті глини містять рештки прісноводних остракод і оогонії харових водоростей.

Пісковики поліміктові від дрібно- до середньозернистих, зазвичай вапняковисті, по площинам нашарування збагачені слюдою, іноді містять уламки вапняка, катуни глин, гальку кварцу, креміню і польових шпатів, в основному середньозцементовані, тонко косо- і горизонтальношаруваті.

Відсотковий вміст колекторів в підсвіті 40-75 %, найменше вони розвинуті в центральній частині ДДЗ. Вгору за розрізом частка пісковиків зменшується. Пористість їх значно варіює, від 1 до 33,1 %, проникність сягає 100 мД і вище (864 мД на Більському родовищі).

В повних розрізах тріасу сребрянська світа пов'язана з коренівською товщею поступовим безрозмивним переходом і формують єдиний резервуар. На Рибальському родовищі висота покладу в ньому складає 85 м.

Верхньосребрянська підсвіта (глиниста товща, Тг). Загальна частка псамітів в товщі не перевищує 10-20 % всього розрізу. Пухкі пісковики мають пористість 8,3-31,8 %, проникність 0,1-4747 мД.

Середня кінцева водонасиченість піщано-алеврітових порід тріасу складає 56,5 %, ефективна пористість 10,4 %.

Середньоюрський піщаний горизонт орільської світи байоського ярусу представлений континентальними та субконтинентальними фаціями, відносно витриманий в західному і центральному сегментах западини, східніше Краснограду фаціально змінюється морськими суттєво глинистими породами черкаської світи. Колекторами орільської світи є сірі кварцові піски і пісковики пухкі і середньозцементовані, різнозернисті, погановідсортовані, неорієнтованих текстур, пористістю до 35,2 % та проникністю до 4900 мД при середніх значеннях 20-25 % та 220 мД. Для псамітів черкаської світи характерна більша ступінь цементації (переважно карбонатною речовиною) та значно нижчі фільтраційно-ємкісні параметри: пористість - 20-21 %, проникність - 25-90 мД.

В розрізі батського, келовейського, оксфордського, кімериджського та титонського ярусів юрської системи. колектори представлені як теригенними, так і карбонатними різновидами, причому фільтраційно-ємкісні властивості їх мінливі і можуть суттєво варіювати навіть в межах однієї площі; особливо це стосується туфогенних пісковиків кам'янської світи батського ярусу і псаміто-вапнякових і вапнякових товщ оксфорд-кімериджу. Пористість пісків і пухких пісковиків іноді перевищує 40 %.

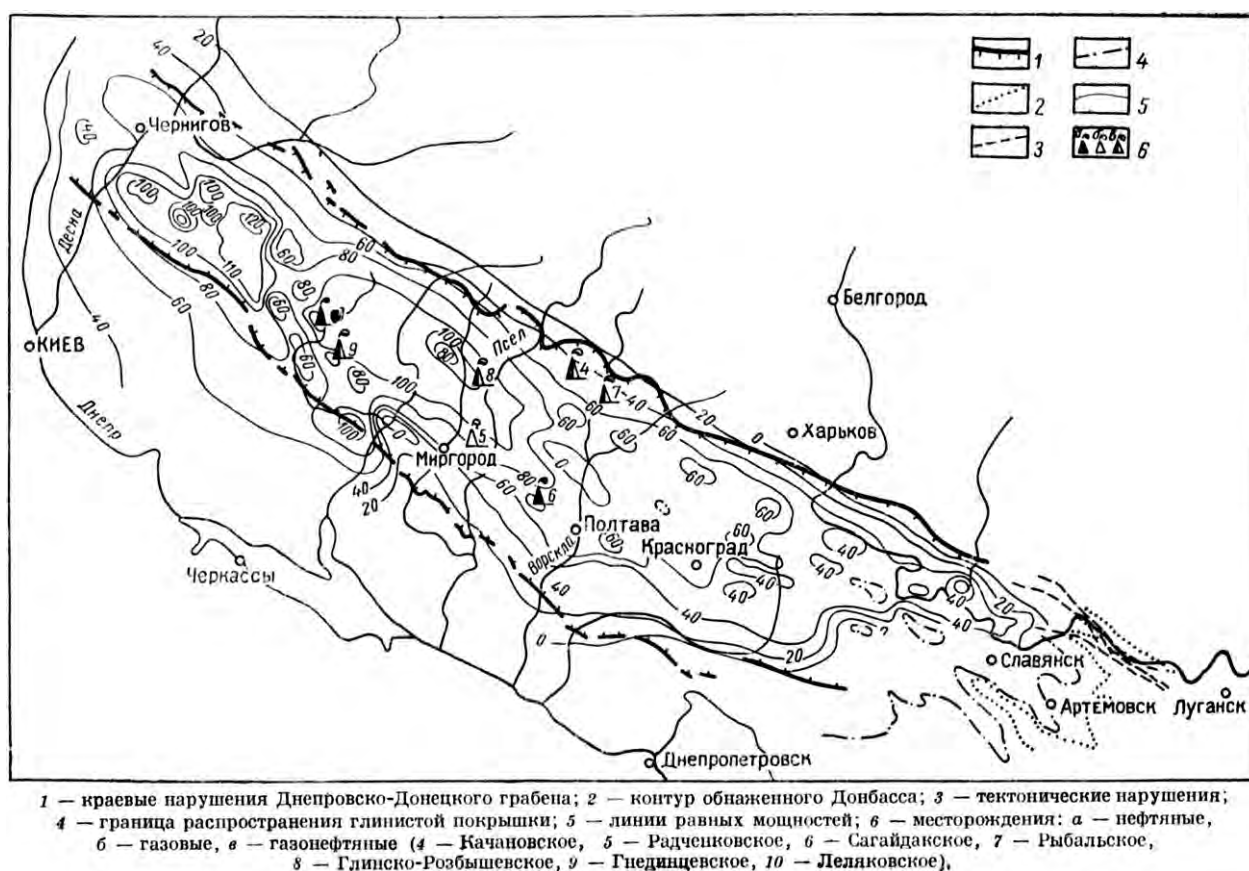


Рис. 2.6 Карта товщин донівської глинистої покривки [12]

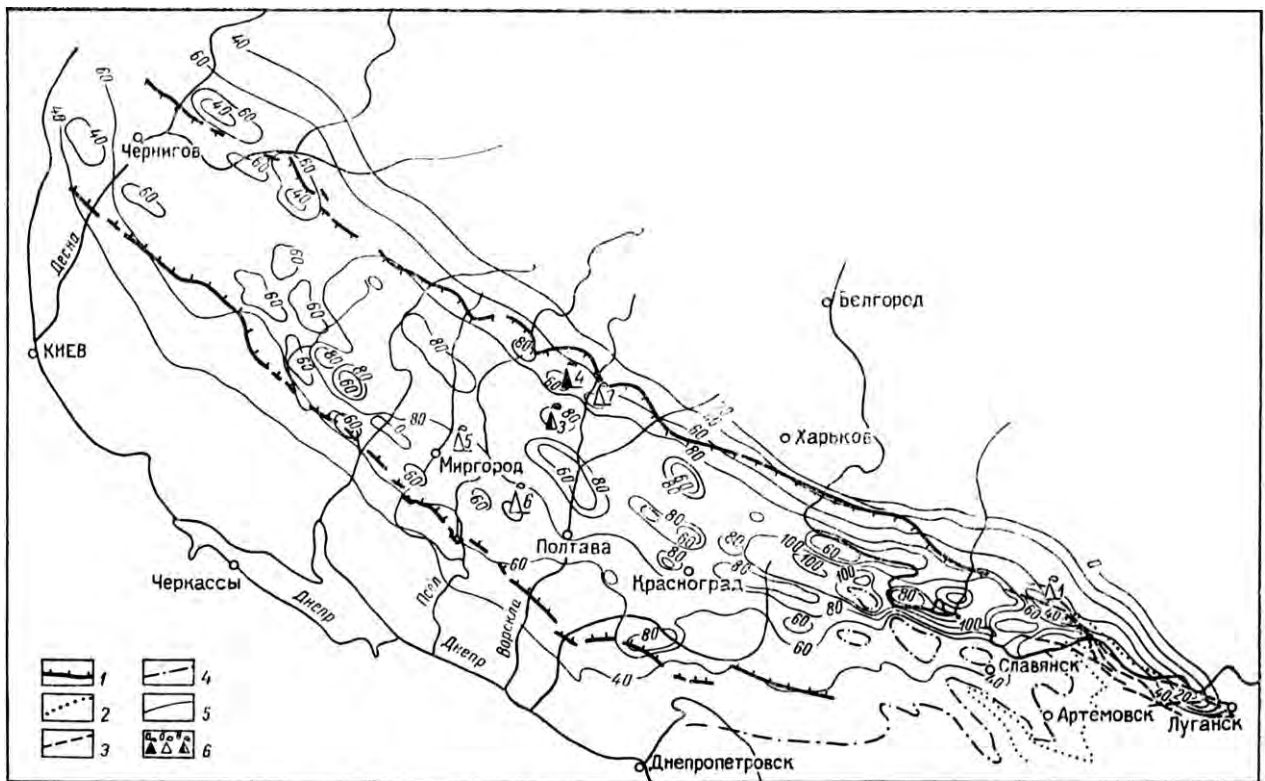


Рис. 2.7 Карта товщин сребрянської глинистої покривки [12]

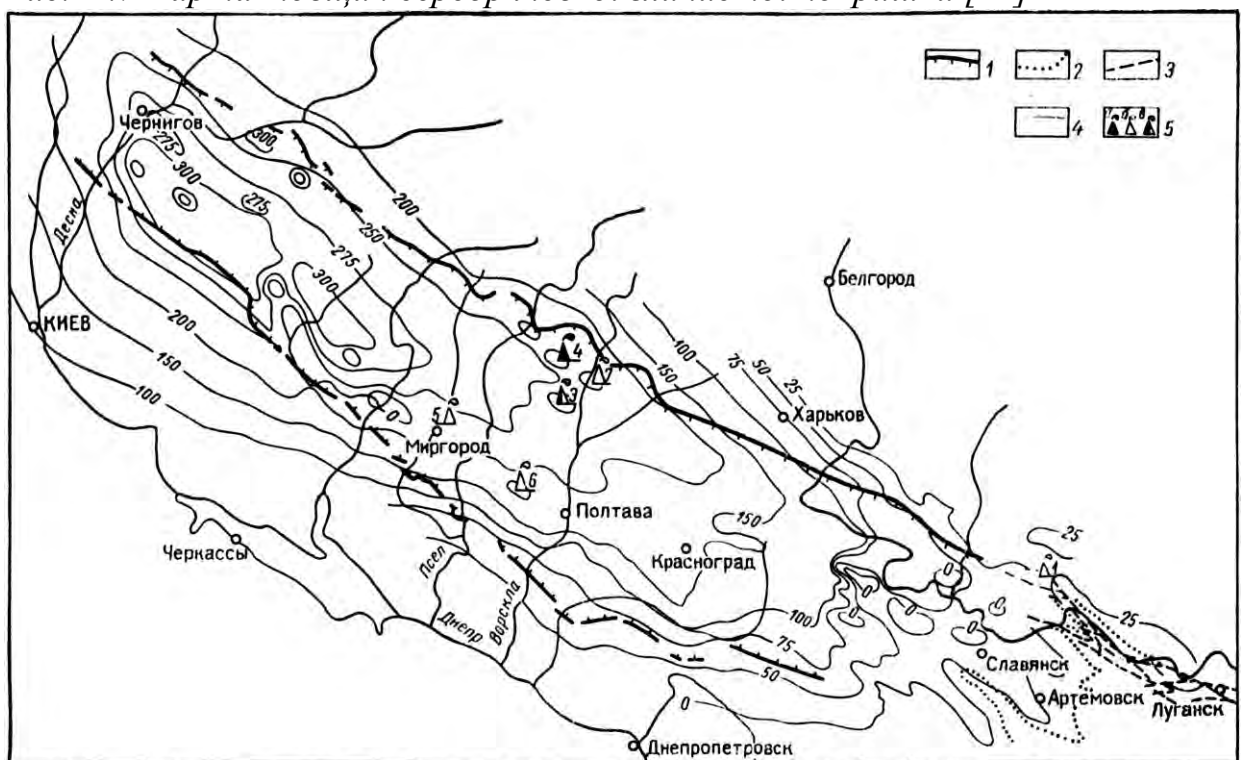


Рис. 2.8 Карта товщин продуктивної товщі нижнього триасу [12]

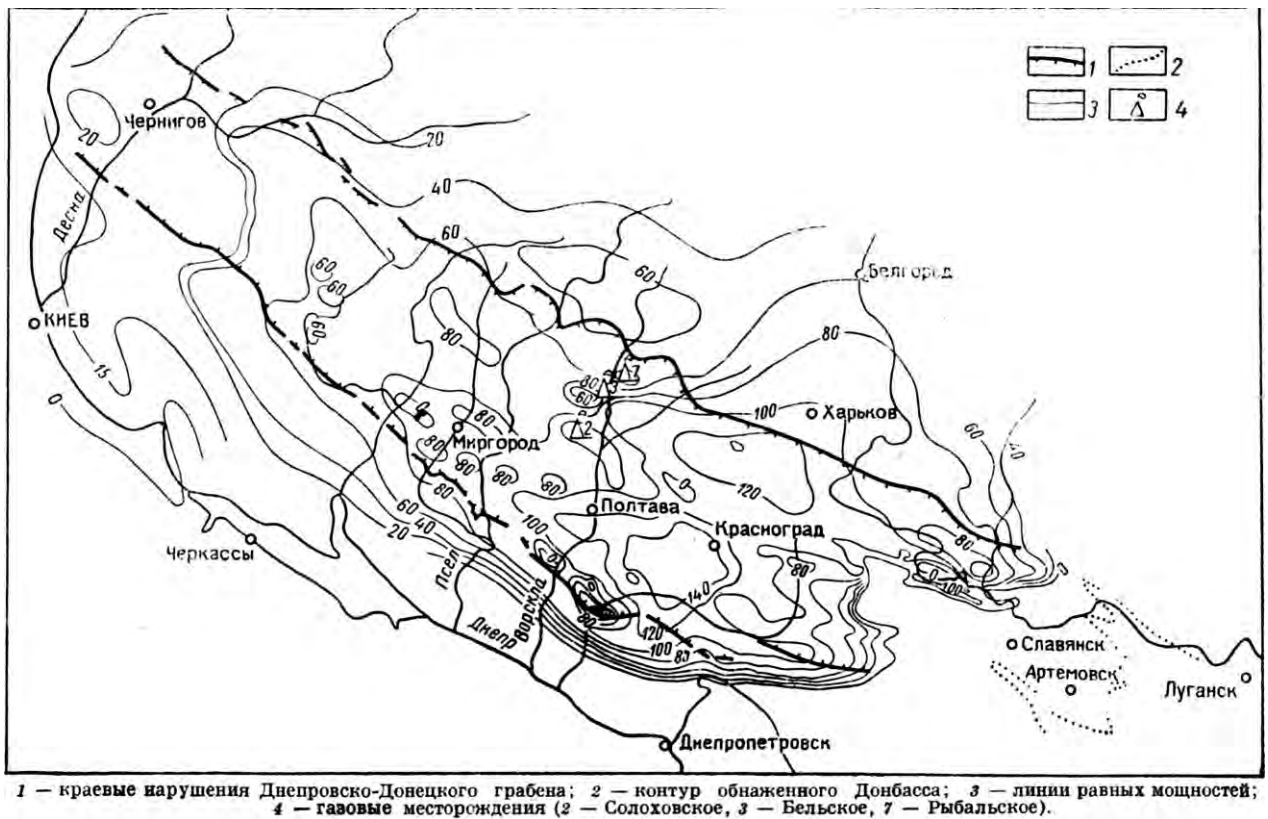


Рис. 2.9 Карта товщин середньоярської глинистої покритишки [12]

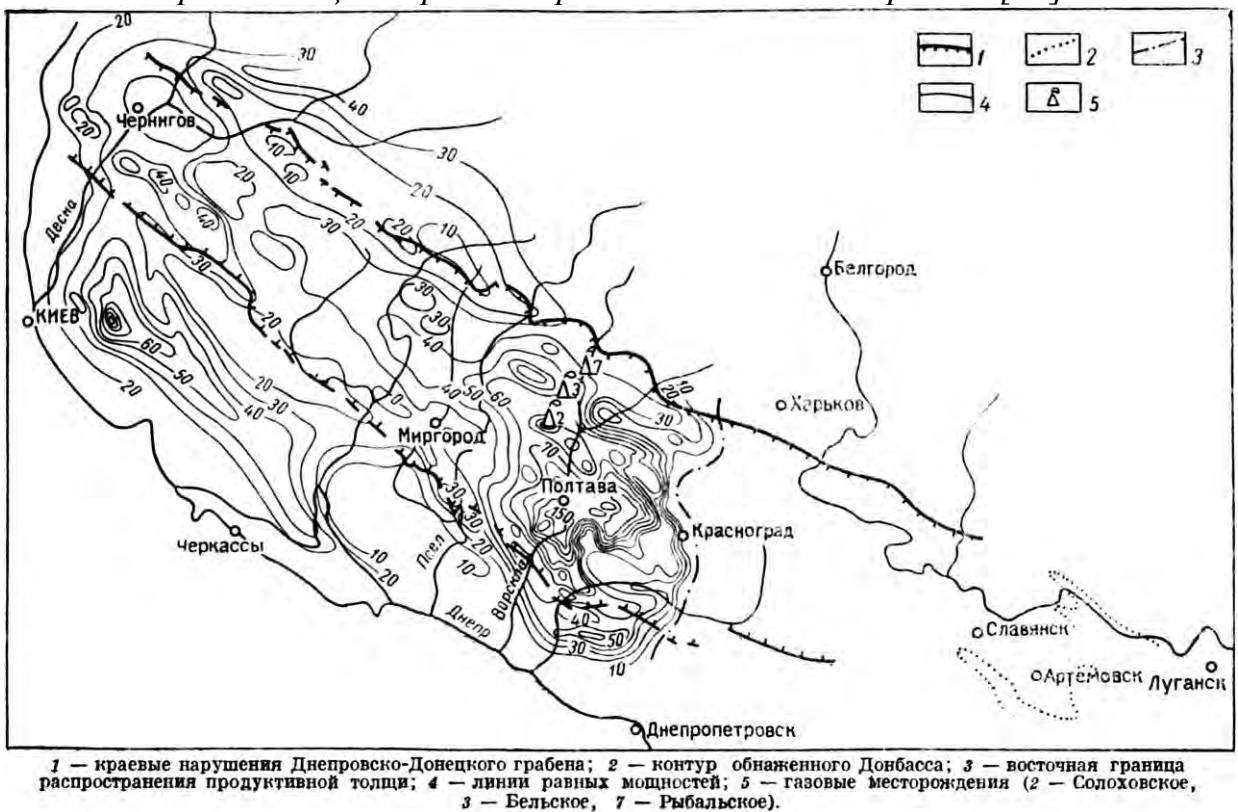


Рис. 2.10 Карта товщин продуктивної товщі середньої юри [12]

Сеноман-нижньокрейдовий флюїдоносний горизонт складений пісками, пісковиками і алевролітами. Пухкі відмінності мають глинистий цемент, міцні – сидеритовий, кременистий і кременисто-вапняковий.

Фільтраційно-ємкісні властивості карбонатних колекторів мезозою в ДДЗ досліджені слабо. В розрізі нижньосеребрянської підсвіти і особливо оксфордського та кімериджського ярусів вони можуть виступати основними резервуарами для ВВ.

Карти товщин мезозойських колекторських і екрануючих товщ за О.Д. Біликом, Б.П. Стерліним та Т.І. Шуміліною [12] наведені на рисунках 2.6-2.10.

За даними досліджень І.А. Мухаринської та А.Ф. Прийменко [56] пряма залежність якості колектору від глибини залягання тобто від ступені діакатагенезу, для мезозойських товщ в ДДЗ не виявлена. Ємкісні параметри порід визначаються фаціальними обставинами їх накопичення.

2.2.3 Виділення природних резервуарів і продуктивних та перспективних горизонтів в мезозойському комплексі.

В розрізі мезозойської ератеми ДДЗ на основі певної єдності просторового розміщення і генетичної спорідненості екрануючих і проникних для флюїдів літологічних пачок вперше виділено дванадцять природних резервуарів (ПР), - виявлених і потенційних вмістищ покладів ВВ (дод. 2). Під природним резервуаром ми розуміємо вмістище для флюїдів різних форм і генезису в осадових і кристалічних породах, екрановані частини якого завдяки зниженню фільтраційних характеристик набувають властивостей пасток [18].

При визначенні номенклатури резервуарів (оскільки загальноживаної для мезозойських верств ДДЗ нині не існує), за основу прийняті індекси світ і підсвіт для тріасових регіонально розвинених колекторських пластів та ярусів – для юрських і крейдових. Запропонована єдина індексація регіонально продуктивних горизонтів мезозойської ератеми, що складається з двох літер і

основана на принципі назви відповідного ярусу – застосовані перші дві приголосні. Резервуари позначені римськими цифрами знизу верх за розрізом, наведені основні літологічні типи колектуючих і флюїдотривких верств (таблиця 2.2).

Графічне зображення позиції природних резервуарів в мезозойському розрізі ДДЗ наведене на рис. 1. Діаграма стандартного каротажу характеризує розріз східної частини північного крила Шебелинської структури (св. 656), де присутні всі головні стратиграфічні підрозділи мезозою ДДЗ.

Всередині покришок, як вже було наголошено, можуть залягати колекторські верстви, знижуючи їх екрануючі властивості, але створюючи умови резервуара.

Таблиця 2.2

Природні резервуари в мезозойському нафтогазоносному комплексі ДДЗ

Система	№ резервуару	Стратиграфічний індекс	Продуктивний горизонт	Літологічний тип	
				Колектори	Флюїдоупори локальні (л), зональні (з) та регіональні (р)
Крейдова		K ₂ t-m			крейда, мергелі (р)
	XII	K ₁ b-al-K ₂ s	Ал-1 Сн-1	пісковики піски	глини (з, л)
Юрська	XI	J ₃ tt	Тт-1	пісковики	глини (з, л)
	X	J ₃ o ₂ -km ₁	Ок-1 Км-1-2	пісковики вапняки	глини (з, л)
	IX	J ₃ o ₁	Ок-1-2	пісковики вапняки	глини (з, л)
	VIII	J ₂ k	Кл-1	пісковики	глини (з, л)
	VII	J ₂ bt ₂	Бт-1-2	пісковики	глини (з, л)
		J ₂ b ₂ -bt ₁			глини (р)
	VI	J ₂ b ₁	Бс-1-2	пісковики	глини (з, л)
	V	J ₁ p-t	Тр-1	пісковики	глини (з, л)
Тріасова	IV	T ₃ pr-nr (Tr)	Рт-1 Нр-1 Кн-1	пісковики, гравеліти	глини (з, л)
	III	T ₂ sr ₂ (Tr)	Ан-1-3	пісковики	глини (з, л)
	II	T ₁ dr ^{cor} -T ₁ sr ₁ (Тп-Тпк)	Ол-1-4 Ін-1	пісковики, гравеліти, вапняки	глини (л)
	I	T ₁ dr ^{per} (Тга)- T ₁ dr ^{shb} (Тпг)	Ін-2-9	пісковики, алевроліти	глини (р)

Резервуар I об'єднує пересазьку (T_1dr^{per}) і шебелинську (T_1dr^{shb}) підсвіти що складають нижню частину дронівської світи і де домінує пелітова складова. Псаміти цих підсвіт умовно об'єднані в один резервуар через вкрай мінливий характер залягання і надзвичайно складну кореляцію окремих піщаних пластів в цих товщах; для кожної локальної площі гідродинамічні зв'язки між проникними верствами повинні простежуватись окремо.

Резервуар II об'єднує коренівську (T_1dr^{cor}) та нижньосеребрянську (T_1sr_1) підсвіти, оскільки вони пов'язані поступовим переходом без ознак розмиву; вони фактично утворюють єдиний регіонально продуктивний в ДДЗ потужний резервуар, для якого характерні вцілому добрі фільтраційні властивості, значна товщина, фаціальна витриманість колекторів і перекриваючої екрануючої товщі серебрянських глин.

Резервуар III об'єднує псаміти верхньосеребрянської підсвіти (T_2sr_2) які грають підпорядковану роль в переважно пелітовому розрізі.

Резервуар IV - протопівська (T_3pt) і новорайська (T_3nr) світи, де широко розвинуті першокласні колектори. Покришкою для покладів можуть виступати верхньотріасові або юрські глини.

Резервуар V включає пісковики нижнього відділу юрської системи, екраном виступають глини козулинсько або черкаської світ.

Резервуар VI - піщаний горизонт орільської світи байоського ярусу, перекритий бат-байоськими глинами.

Резервуари VII-XI об'єднує теригенні і карбонатні колектори батського, келовейського, оксфордського, кімериджського та титонського ярусів юрської системи; екрани переважно місцеві, глинисті та карбонатно-глинисті.

Резервуар XII це піски, пісковики і алевроліти сеноман-нижньокрейдний флюїдоносного горизонту ($K_1b-al-K_2s$). Покришка крейдово-мергельна товща.

2.3 Тектоно-магматичні процеси і їх роль в формуванні покладів вуглеводнів

2.3.1 Тектонічні обстановки

Мезозойський структурний поверх ДДЗ згідно [24] відповідає синеклізно-платформному етапу розвитку і залягає на нижньопермському зі стратиграфічною і кутовою незгідністю, яка досягає 20° і більше. З незгідністю приблизно такого ж порядку утворення мезозойського віку перекриваються кайнозойським породним комплексом.

Мезозойські відклади достатньо інтенсивно дислоковані, що зумовлено комплексом тектонічних рухів: субвертикальними посуваннями блоків фундаменту, галокінетичною та інтрузивною діяльністю і тангенціальними орогенічними рухами, спричиненими взаємодією Африкано-Аравійської та Євразійської літосферних плит. Відносна структуроутворююча роль останніх стало збільшується в ДДЗ з північного заходу на південний схід в напрямку Донецького орогену. Все це відбувалось загалом синхронно з глобальними епохами тектогенезу.

Основні структурно-тектонічні риси поверху можна прослідкувати по карті сейсмічного горизонту відбиття IVб, який відповідає подошві тріасової системи [28]. Ступінь дислокованості і глибина залягання верств мезозою змінюються відповідно їх положенню відносно крупних тектонічних елементів ДДЗ. Виділяються північна та південна бортові зони, кожна шириною 20-50 км, з відносно неглибоким, до 1700 м, заляганням і згладженим, субмоноклінальним рельєфом поверхонь, відокремлені від центральної частини Дніпровсько-Донецького грабену Барановицько-Астраханським і Прип'ятсько-Маницьким глибинними розломами. Для бортових частин характерна відсутність або слабка проявленість лінійних структурних зон і систем замкнених піднять. Південний

борт в цілому зазнавав більших тектонічних напруг, йому притаманні менші товщини стратиграфічних підрозділів.

В прибортових і осьовій зоні ДДЗ структурна розчленованість і глибина залягання тріасових і юрських відкладів зростають, в межах Синівської, Жданівської, Срібненської, Валківської депресій підосва тріасу залягає на абсолютних відмітках до -3000-5150 м.

Область максимальних товщин дронівської світи знаходиться на лінії Машівка – Гнідинці, сребрянсько-протопівської товщі – Машівка – Кибинці – Північна Дорогинка, а зона максимального накопичення бат-байоської глинистої товщі зміщується південніше приблизно на 40 км, проходячи по лінії Андріївка –Колайдинці. Відносно останньої положення максимальних товщин кімериджсько-оксфордських відкладів зміщується на 60-70 км північніше.

Серед структур південної прибортової зони, яка має ширину 20-40 км, в мезозої найбільш чітко проявлені Червонопартизанська, Журавківська, Зачепилівська, Колайдинцівська. В західній її частині соляні штоки невідомі, в центральній вони мають передчетвертинний, передпалеогеновий та передтріасовий рівень залягання. Південно-східніше Михайлівського підняття зона втрачає чіткі обриси і переходить в широку монокліналь, ускладнену окремими антикліналями і незамкненими структурними формами (дод. 3).

Північна прибортова зона менше диференційована структурно, хоча виділяються такі значні підняття, як Рибальське і Качанівське. Тут розвинуті численні діапіри, такі як Синівський, Валківський, Бригадирівський. Південна межа її умовно проводиться по південному закінченню системи вузьких видовжених прогинів.

Найбільш великі складки Осьової зони, такі як Солохівська, Глинсько-Розбишівська мають довжину до 40 км. Ланцюги антиклінальних піднять – структурні вали формують єдину лінійну систему, яка простежується від Головного антиклінала Донбасу до Анисівської складки в межах північно-західної центрикліналі ДДЗ. На занурених ділянках цієї ундулюючої зони

знаходяться відносно дрібні структури, в різному ступеню ускладнені процесами галокінезу. В випадках, коли сіль виходить на передтріасову поверхню, контрастність структури і складність її тектонічної будови, як правило, значно збільшуються. Найбільш чітко появлені структурні форми великої протяжності в області зчленування ДДЗ і Донбасу. Крім структурних форм північно-західного простягання в ДДЗ фіксуються субзмеридіональні та північно-східні, наприклад Івангородський та Буромський штоки, очевидно пов'язані з поперечними глибинними розломами.

В мезозойському структурному плані переважають структури успадковані, їм притаманно спадання інтенсивності вгору за розрізом. При зіставленні палеозойського структурного плану з мезозойським [32] звертає на себе увагу переважно більша стрімкість нахилу крил і амплітуда палеозойських складок. Ця закономірність не універсальна, існує низка піднять, більш контрастно проявлених в мезозої; є приклади фактично безкореневих структур коли палеозойській терасі чи структурному носу відповідає мезозойська антикліналь (Безпалівське, Октябрське підняття). Є група мезозойських «напівнавішених» та «навішених» піднять, генезис яких пов'язаний з соляним діпіризмом. Це розташовані над штоками Машівський, Тарасівський, Федірівський, Бригадирівський, Павлівський та інші купола, які приурочені або до осьових частин палеозойських, або є самостійними складками. Існування їх в мезозойському комплексі як потенційних склепінних пасток контролюється рівнем «прориву» відповідного діпіру.

Часто під мезозойськими структурними формами знаходяться менші за розмірами і численніші палеозойські. Найбільш чітко це видно в центральній і південно-східній частинах ДДЗ, де під великими і витягнутими мезозойськими складками субпаралельного осі западини простягання – Солохівсько-Диканським, Сосновсько-Біляївським, Єфремівсько-Олексіївським валами знаходяться менші палеозойські підняття, що складно зчленовуються між собою.

Простежується закономірність зменшення вгору за розрізом амплітуд і загальної кількості диз'юнктивів. За даними аналізу структурно-тектонічної будови низки локальних піднять [43], на поверхнях регіональних і зональних незгідностей між стратиграфічними підрозділами мезозойського комплексу, зокрема на внутрішньодронівській, перед'юрській, передкрейдовій фіксується затухання цілих серій розривів, що відповідає етапам активного тектонічного життя території. Це характерно для диз'юнктивів глибинного закладання, які як правило мають тривалий час життя і значні амплітуди. В той же час невеликі порушення безкореневого характеру, пов'язані з виникненням дефіциту речовини при розтяганні верхніх верств товщі під час її перегину, які формуються в склепіннях великих антикліналей і утворюють там своєрідні грабени просідання, часто фіксуються тільки в мезокайнозойських відкладах. Подібні грабени були встановлені на Західно-Хрещищенському, Кегичівському, Шебелинському, Старовірівському, Машівському та інших родовищах.

Тут слід звернути увагу на розповсюджену серед геологів - спеціалістів по ДДЗ тенденцію вважати мезозойські верстви не ускладненими диз'юнктивною тектонікою і їх деформації або ігнорувати при структурних побудовах, або вважати суто плікативними (над зонами порушень в палеозої показуються мезозойські флексури і т. і.) [24], що в ряді випадків є грубою помилкою. Так повністю ігноруються розривні порушення, що простежуються вгору за розрізом до юрської системи включно на Кобзівській площі, а на Північно-Голубівській верхні частини явно мезозойські скидів гасяться на передтріасовій поверхні. Подібна ситуація спостерігається на Яблунівській, Абазівсько-Семенцівській, Коломацькій, Карайкозівській, Рябухинській, Волохівській, Північно-Волвенківській, Макіївській і багатьох інших локальних структурах, що, крім викривлення структурної моделі, тягне за собою неправильні уявлення про можливість міграції ВВ в верхні горизонти чохла і, відповідно, їх перспективність.

Для низки структурних зон, що розвивались в умовах сталого асиметричного занурення басейну [98] характерно зміщення склепінь уздовж короткої осі по верхніх горизонтах відносно нижніх на 1-2 км в бік зануреного крила.

О.М. Черняковим для групи піднять південно східної частини ДДЗ, пов'язаних з солянокупольною тектонікою, встановлене явище помітного збільшення товщин нижньої і середньої юри в ядрі антикліналі порівняно з середніми значеннями [95]. Це свідчить про те, що в ранню та середньоярську епохи на локальних ділянках над «ніжками» штоків існували негативні структурні форми, мульди чи грабени, що формувались при тимчасовій деградації соляного тіла. Такі сліди тектонічної інверсії (ні в якому разі - вилуговування галолітів), у різному ступеню знівельовані наступними висхідними рухами штока, встановлені для Павлівського, Соснівського, Миронівського, Біляївського, Олексіївського, Малоперещепинського, Андріївського, Тарасівського, Селещинського, Єлізаветівського, Ведмедівського, Східно-Ведмедівського, Рябухінського, Парасковійського, Хрещищенського, Єфремівського, Західно-Єфремівського діапирів. Збільшення товщин над деякими штоками спостерігається також в сеноман-нижньокрейдовому розрізі.

2.3.2 Магматизм і його роль в вертикальному масопереносі

ДДЗ є переважно закритим геологічним регіоном, що зумовлює особливу складність вивчення його глибинної будови. Досі не має однозначного вирішення проблема верхньої часової межі проявів тут магматичної діяльності. Згідно з загальноприйнятою точкою зору [40, 53, 54], останні прояви магматичної діяльності в ДДЗ відбулись в кінці девонського періоду, і за часом відповідають фінальній стадії ранньогерцинського тектонічного циклу. Нечисленними виключеннями на загальному тлі є погляди Н.Я. Тхоровської,

О.М. Чернякова, В.І. Созанського, В.К. Гавриша, А.Я. Радзівілла, А.Ю. Лукіна, Б.П. Стерліна і інших дослідників. Між тим існують різноманітні прямі і непрямі свідчення існування більш молодих проявів інтрузивної і ефузивної діяльності як пізньопалеозойських, так і мезозойських.

Масштаби післядевонських вторгнень розплавів різної глибинності в осадовий чохол були меншими за девонські, але достатніми для суттєвого впливу на його будову, а в ряді випадків - для визначення структурно-тектонічних, петрографічних і літологічних особливостей геологічного середовища. Поновлення магматичної діяльності і споріднених з нею гідротермальних процесів наочно фіксується продуктами вулканічних вивержень, корінними інтрузіями і поліметалічним зруденінням.

В.К. Гавриш [24] вважав, що відродження певних рис рифтового режиму в ДДЗ зумовлене висхідними рухами астеносферного діапіра, що зафіксоване продуктами конседиментаційного вулканізму середньо-пізньокам'яновугільного часу, а також пограничного між карбоном і перм'ю; в першому випадку - широким розповсюдженням вулканогенних пісковиків і метабентонітів, а в другому – стратиформним мідним зруденінням. Магматична діяльність перед- і ранньотріасового часу засвідчена переважно попеловим характером смектитів, високою магнезіальністю і наявністю палигорскіта в глинистій речовині відповідних товщ, високими концентраціями бора, барія, стронція, міді, кобальта, хрома, що визначається лужно-ультраосновним та лужно-базальтовим складом вихідного кластичного матеріалу. Відродження вулканічної діяльності кінця батського віку відбувалось в підводних умовах, були накопичені туфогенні пірокласто-амфіболові пісковики і алевроліти. В синхронних розрізах, збагачених також монтморілонітовими туфо-глинистими породами, відмічені підвищені концентрації титану, бору, ванадію, нікелю, барію.

Свідчення ендегенної активізації герцинської (варісційської) та альпійської орогенічних ер, прийнятих в розумінні Г. Штілле, на півдні Східно-

Європейської платформи і в Донецькій складчастій споруді (ДСС) є досить звичайним явищем.

На території тектонічно спорідненого з ДДЗ Донецького орогену післядевонські магматити різної морфології згруповані в декілька комплексів [75].

Покрово-Кириївський інтрузивний комплекс являє собою складний магматичний масив центрального типу, складений піроксенітами, габбро-піроксенітами, габбро, габбро-діабазами, моноцитами, лампрофірами і іншими породами девонського, кам'яновугільного, пермського і ранньотріасового віку.

Південнодонбаський інтрузивний комплекс заальського віку, що формувався 290-270 млн років тому, окремими полями розвинутий в межах південного крила Кальміус-Торецької та Шахтинської улоговин, Волноваської тектонічної зони. Представлений гіпабісальними сілами, штоками, дайками основних та середніх порід: шонкінітів, трахідолеритів, трахіліпаритів, монзоніт- та плагіопорфірів.

Андезито-трахіандезитовий комплекс вивержених порід розвинутий вздовж південної окраїни Донецького басейна, прориває тіла Південнодонбаського комплексу і містить їх ксеноліти. Пов'язаний з пфальцькою тектоно-магматичною фазою і датується віком 230-200 млн років. Спостерігаються штоки, дайки, лаколіти андезито-базальтів, андезитів, андезито-дацитів, дацитів, трахіандезитів і трахідацитів. Уламки андезитів цього комплексу зустрінуті в пісковиках верхнього тріасу Кальміус-Торецької улоговини.

Міуський (Амвросієвський) комплекс лампрофірів представлений численними дайками мончикітів, камптонітів, одинітів кімерійського віку, віком 160 млн років. Знаходиться на північно-східному продовженні Покрово-Кириївської магматичного масиву, тягнеться вхрест простягання тектонічних елементів Донбасу [103].

Краснодонський лужно-базальтовий - це пізньокрейдові, ларамійські лампрофіри, виявлені в зоні Селезнівсько-Краснодонського розлому, що обмежує з півдня північну зону дрібної складчастості Донбаса.

Для більшості вивержених порід Донбасу характерний високий, на один-два порядки вище фонового, вміст ртуті. Те, що інтенсивне ртутне зруденіння, що іноді має промисловий характер, встановлене на соляних куполах ДДЗ, зокрема Адамівсько-Бугаївському, де воно локалізується в штоковій брекчії та прилягаючих до діапіра породах карбону, пермі і нижнього тріасу, може свідчити на користь парагенетичних зв'язків галокінетичних і магматичних процесів в ДДЗ.

В межах Південно-Приазовського розлому Приазовського блоку Українського щита виявлені дайки давньокімерійських лампрофірів, пізньотріасових за своєю структурно-геологічною позицією і за даними ізотопної геохронології (175-205 млн років) [99].

Нижче наведені свідчення мезозойського магматизму власне ДДЗ.

Вулканічні породи. Скрізь по ДДЗ в різновікових уламкових породах післядевонського віку фіксуються збільшені концентрації вулканогенної речовини або її похідних різноманітного характеру. Велика кількість, величезні лінійні розміри і об'єми тіл, утворених туфами, туфітами і паратуфітами, породами механічно і хімічно не занадто стійкими, зафіксовані в розрізі кам'яновугільної, пермської, тріасової і юрської систем, суперечать існуючим уявленням про їх зовнішній, зазападинний або похідний від каледонсько-ранньогерцинських порід, генезис і не дозволяють безрозбірно вважати їх перевідкладеними товщами.

На півночі Кальміус-Торецької улоговини в районі Дружківка – Лозова, а також в південній бортовій зоні ДДЗ в складі гальок і крупно-галечних конгломератів дронівської світи значну роль відіграють ефузивні породи. За висновками Т.Ю. Лапчик глини тріасової системи в ДДЗ переважно монтморілонітові, як правило в'язкі, жирні на дотик, легко розбухають в воді,

утворились за рахунок змінення туфогенного матеріалу, що, на наш погляд, продукувався пфальцькими вулканами [94]. Характерним результатом змін вулканічного попелу в континентальних обставинах є бентоніти, широко розвинуті в верхньосеребрянській підсвіті. За даними Т.І. Шуміліної доля мінералів групи монтморилоніту, як породоутворюючої речовини тріасових пелітів, по площі ДДЗ закономірно збільшується з північного заходу, де важливу роль відіграють гідрослюдисті компоненти, на південний схід, в напрямку основних центрів палеовулканізму. Монтморилонітові «острови» є і на північному заході западини (Олішевська структура).

За даними Я.І. Коломієць кріптокристалічні доломіти пересазької підсвіти Степківської структури (крайній південний схід ДДЗ) містять рясні змінені уламки ефузивів.

Петрографічне вивчення жовто-сірих (вивітрелих) та темно-зелених (свіжих) дрібно-середньозернистих збагачених сидеритом пісковиків батського ярусу, широко розвинених на західних окраїнах Донбасу, виконані І.С. Усенком та І.М. Ямниченком (1952), показало, що в їх складі значну роль відіграє дрібний пірокластичний матеріал андезитового складу. Серед пісковиків зустрічаються туфобрекчії, складені крупними уламками туфогенних порід. Туфобрекчії і туфоконгломерати та кварцево-андезитові пісковики, збагачені роговою обманкою, біотитом, магнетитом, кластичний матеріал зцементований карбонатним магнезіально-залізистим цементом. В товщі розповсюджені численні рослинні залишки - відома «кам'янська флора», прісноводна і морська фауна.

Продукти виверження двох середньоюрських палеовулканів приблизно тоді ж були розкриті бурінням південніше Олексіївської структури біля села Бунаково і на південно-західному крилі Ново-Мечебилівського підняття в с. Городнє, розташованих в зоні Томаковсько-Куп'янського глибинного розлому. Покрівля пірокластів залягає на глибинах 8-13 м, складені вони псефітовими і псамітовими туфітами та туфобрекчіями зі вмістом пірогенного

матеріалу 40-75 %, представленого склом плагіоклазу і амфіболу, тобто андезитом. Розмір уламків сягає 2 см, обкатаність слабка, склад мономіктовий, що вказує на просторову близькість вулканічних жерл. Туфи і туфіти густо перешаровуються з глинами і глинистими алевролітами, в яких визначені рештки рослин, пластинчастозябрових молюсків і форамініфер верхньобат-нижньокеловейського віку. Дійсна потужність пірокластичної товщі невідома, свердловини з неї вибоєм не вийшли при максимальній розкритій товщині 42 м [27].

Б.П. Стерлін батські туфогенні утворення прослідкував на великій території– в районі Підвисокого, Карпівки, Крутенької, Близнюків, Куп'янська [11]. Їх максимальні товщини, 80-130 м, приурочені до міжкупольних прогинів в районі Лозовенківського, Волвенківського, Петрівського, Новомечебилівського піднять. Західніше Медведівки мілководно-морські неритові пірокластичні фації змінюються звичайними прибережно-морськими польовошпат-кварцовими, але в районі Кобеляки – Нові Санжари, в зоні впливу Криворізько-Комарицького розлому, бурінням знову виявлені туфогенні пісковики батського ярусу, які тут не містять будь-яких викопних організмів. Як відмічено в роботах Б.П. Стерліна, збагачення середньоюрського мілководноморського басейну туфогенним матеріалом, не характерне для мезозойських товщ Руської платформи, було зумовлено підводним вулканізмом, пов'язаним зі смугою розломів зони зчленування Донбасу та ДДЗ, а час прояву цих процесів загалом відповідає аналогічним за віком, але значно масштабнішим магматичним явищам, що відбувались в регіоні північного Тетису.

Подальше виявлення в регіоні батських туфобрекцій і туфоконгломератів, між іншим на Бригадирівській, Святогірській (св. 134), Кам'янській (св. 14, де верхній бат майже на 100 % складений туфобрекцією), та інших структурах, дозволила Н.М. Стародубцевій, а потім В.К. Гавришу [21] в розвиток вищенаведеної теорії пов'язувати їх з центрами вулканічних виливів і в цілому підтвердити висновок Б.П. Стерліна, а саме констатувати, що в мобільній зоні

Орехово-Харківської і Томаковсько-Куп'янської глибинних структур під час новокімерійських висхідних посувань сформувалась самостійна вулканічна зона. Хоча самі канали вивержень в корінному заляганні поки що не виявлені, те, що середня частина батського ярусу на північно-західних околицях Донбасу і в південно-східній частині ДДЗ повсюдно представлена туфогенними морськими пісковиками кам'янської світи, чітко просторово диференційованими за вмістом вулканічної речовини, є вагомим підтвердженням такої точки зору. Слід згадати про закономірне збільшення вгору за розрізом монтморілонітової складової, характерне для глин батбайоської флюїдоупорної товщі, яка підстеляє батські туфогени.

Останнім часом наявність вулканогенного матеріалу в пісковиках кам'янської світи підтверджена на Бригадирівській площі, в св. 10 (О.Ю. Степанов, Г.Є. Святенко, 2016 р.). Нижче наведений опис шліфа, виконаний О.Ю. Степановим.

Зразок 3-14; (№ 48308), інт. відбору 330-338 м (J₂bt).

Пісковик середньозернистий, грауваковий (туфогенний), цемент порово-плівковий, опалово-хлоритовий, у меншому ступені плямистий карбонатний. Сортуння середнє, розмір зерен від 0,03 до 0,8 мм, форма обкатана і напівобкатана. Структура псамітова, текстура безладна. Кластична частина за складом: уламки порід ~90%, кварц ~5%, рудні, слюди, калієві польові шпати ~5%. Уламки порід представлені переважно андезитами та базальтами, присутні одиничні уламки кременю, мікрокварцитів, вапняків. Андезити мають порфірову структуру, вкраплення складені плагіоклазами (андезин та олігоклаз), в одиничних випадках роговою обманкою. Структура основної маси пілотакситова, мікролітова, гіалопілітова. Уламки базальтів характеризуються вітропорфіровою структурою, складаються з вкрапленників плагіоклазу різних розмірів та магнетиту, основна маса з бурого вулканічного скла. Плагіоклази серицитизовані, пелітизовані, частково заміщенні карбонатами. Кварцові зерна містять газово-рідинні включення. Спостерігаються одиничні лейсти біотиту.

Калієві польові шпати мають сірі кольори інтерференційної окраски, сильно вторинно змінені – пелітизовані та серицитізовані. Цемент складний, порово-плівковий. Плівковий цемент опалово-хлоритовий, крустифікаційний. Хлорити зеленуваті, утворюють дрібнолускуваті агрегати. Жовтуватий опал частково переходить в халцедон. Поровий цемент карбонатний, пойкілітовий, у незначному ступені пори заповнюються опалом та халцедоном (рис. 2.11).

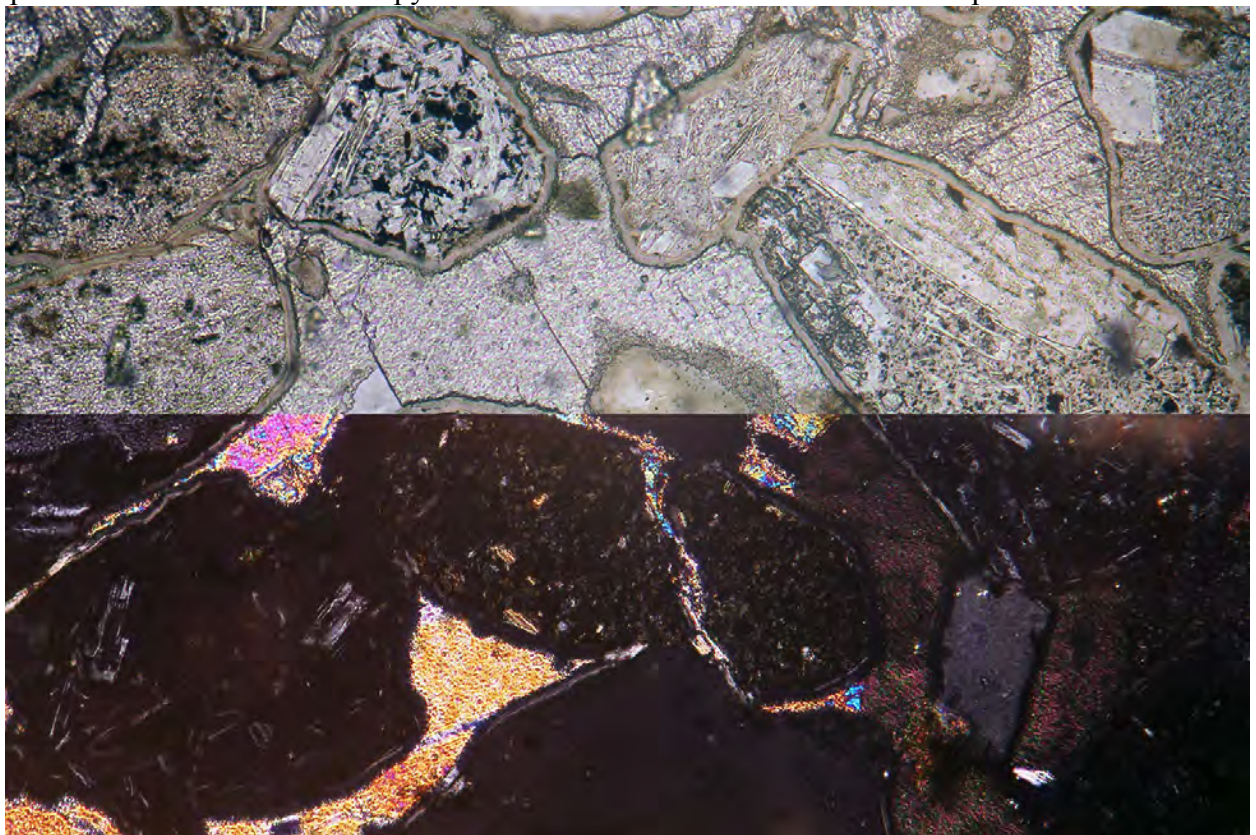
Ендогенне зруденіння. В зоні «відкритих палеозойських структур», в тектонічій брекчії Бантишівського, Новодмитріївського, Біляївського, Адамівського, Петрівського, Берекського, Корульського діапірів, в перекриваючих та контактуючих з Бантишівським, Адамівським, Новодмитріївським, Корульським штоками пермсько-палеогенових товщах виявлена накладена високотемпературна мінералізація. Широке вторинне мінералоутворення представлене кристалами турмаліну, рутилу, мусковіту, кварцу, доломіту, кальциту, анкериту, піриту, урану. Найбільш молодий, палеогеновий вік термальні зміни мають на Новодмитріївському куполі.

На Бантишівській структурі в кам'яній солі виявлені такі високотемпературні новоутворення, як скаполіт, альбіт, рутил, турмалін, а також кварц, мусковіт, апатит, пірит. Ідіоморфність і відсутність ознак обкатаності мінералів вказують на те, що вони утворились на місці знаходження і є продуктами метасоматоза, або гідротермальної діяльності, що відбулися після формування штоку [30]. Кристалізація відбувалась в середовищі, перенасиченому хлористим натрієм, про що свідчить наявність в кварці, ангідриті, альбіті первинних і вторинних газово-рідинних включень з галітом в твердій фазі. В глинистій товщі дронівського віку, що перекриває брекчію Бантишівського купола, в св. 15 зустрінуті кристолографічно довершені двоголові кристали кварцу довжиною до 5 мм. На південному крилі структури виявлене поліметалічне зруденіння, що локалізоване в породах дронівської світи (Р.М. Смішко, 1966).



верхня частина - без аналізатору

нижня частина - з аналізатором



верхня частина - без аналізатору

нижня частина - з аналізатором

*Рис. 2.11 Шліф пісковика кам'янської світи (інт. 330–338 м).
Фото О.Ю. Степанова.*

Скаполіт виявлений в надсольовій брекчії Новодмитріївської структури. Метасоматоз ділянками призвів до повної перекристалізації брекчії і перетворення її в дрібно-середньокристалічні смугасті та вкраплені карбонатні, скаполітові, альбітизовані, амфіболітизовані, кварцитизовані, мармуризовані породи з підвищеним вмістом турмаліну, епідоту, ортоклазу, тремоліту, флогопіту, флюориту, воластоніту, циркону, мусковіту, апатиту, рутилу, топазу, сфену, бариту, піроксену, рудних мінералів. Подібна мінералізація властива карбонатитам, а в деяких випадках - лужним магматитам, що фіксується підвищеними концентраціями рідкоземельних елементів. Схожі явища встановлені для Каплицівського, Пісочанського, Великозагорівського, Петрово-Роменського, Краснознам'янського, Синівського, Єфремівського штоків. В Синівському штоці зафіксовані аномальні концентрації молібдену, міді, свинцю, нікелю, в Роменському – свинцю, ртуті і золота, на Великозагорівському піднятті відмічені жильні сульфідні тіла в нижньобашкирському під'ярусі. На Петрівському піднятті в відкладах дронівської світи розкриті палеобазальти, з якими пов'язаний прояв молібденової мінералізації [45].

На користь існування інтрузивних тіл в ядрах брахіантикліналей і куполів ДДЗ, крім похідних гідротермальних явищ і метасоматозу, можуть свідчити інтенсивні позитивні гравітаційні аномалії на Дробишівській, Червонооскольській, Шебелинській структурах, де існує нівелюючий ефект проявлення антиклінальної форми в гравітаційному полі вплив соляних криптодіапірів, які встановлюються, зокрема на Шебелинському піднятті, буровими роботами. Ще більш контрастна картина спостерігається на Краснознам'янському і Парафієвському штоках, де соляним тілам відповідають максимуми сили тяжіння. Під Бригадирівським штоком за даними гравірознавки прогнозується інтрузивний масив (В.В. Омельченко, В.Г. Шемет, ДГЕ «Дніпрогеофізика», 2007 р.).

Гіпабісальні інтрузії. Як в Донбасі, так і в ДДЗ прояви відносно молодого магматизму тяжіють до глибинних розломів. За даними ГМТЗ на Кіровоградській ділянці північно-східного борту Українського щита, вздовж Кременчузько-Комарицького, Криворізько-Павлівського, Орехово-Павлоградського, Південно-Донецького розломів фіксуються ділянки з аномальною провідністю верхньої мантиї – нижньої кори, що інтерпретуються як осередки розплавів, магматичні джерела недалекого в геологічному сенсі минулого. Вони супроводжуються геотермальними і гідрохімічними аномаліями.

В ряді випадків магматичні тіла перехідної між інтрузивною та ефузивною стадіями виявлені буровими роботами.

На Машівській структурі, в козирку Селещинського передтріасового штока за даними кернового матеріалу двох свердловин прямо встановлюється характер взаємодії діабазових порфіритів з кам'яної сіллю, детально описаний І.В. Галицьким [22]. В керні св. 7 на глибині 2225-2232 м і св. 6 на глибині 1881-1892 м спостерігається інтенсивна контактна метаморфізація галіту під впливом магматичної інтрузії. Крім сильної перекристалізації солі в контактній зоні в значній кількості відмічені кристали гематиту, апатиту, фторапатиту, флюориту, піриту і магнетиту, зустрічаються зерна турмаліну. Описане явище є, на нашу думку, дайкою пермських або молодших за віком базальтоїдів.

Визначення абсолютного віку діабазів і габбро-діабазів св. 1-Яреськівська, що знаходиться в зоні Криворізько-Комарицького розлому, показало значний розбіг значень від 520 до 190 млн років (кембрій – рання юра). Омолодження відбувається вверх за розрізом, що не можна пов'язувати з процесами перетворення чи заміщення мінерального складу, тому що всі взірці в однаковій мірі частково пропілітізовані, скоріше за все вторгнення базальтового розплаву відбувалось по одному каналу періодично впродовж довгого часу [25] і завершилися під час кімерійського орогенезу. Ізотопний вік плагіобазальта св. Сорочинська-109 склав 230 млн років, що відповідає тріасовому періоду.

В солі Петрово-Роменського і Синівського штоків, які знаходяться в межах Болтисько-Оболонського розлому, розкриті тіла лампрофірів нез'ясованої морфології і суперечливими даними абсолютного визначення віку, які без суттєвих доказів були зараховані в відторженці девонських (чи навіть рифейських) товщ. При цьому встановлено, що лампрофіри в Донецькому басейні і на Українському щиті пов'язані з мезозойським магматизмом.

За даними М.М. Кріковича та В.Н. Колеснікова [42, 44, 45] в мезозойських та верхньопалеозойських розрізах ряду солянокупольних структур південно-східної частини ДДЗ виявлені дайкоподібні тіла середнього складу, вік яких вони визначили юрським. В кернах картувальних і пошукових свердловин встановлюються численні свідчення інтрузивного контактування цих утворень з породами оточення. На Східно-Олексіївській (Картамиській) штоковій структурі в св. 5к в верхній частині кепроку карбонато-глинистої брекчії на глибині 291,8-306,0 м розкритий діабазовий порфірит, через гарячий апофізний контакт оточений кварц-карбонатною породою. В Олексіївському штоці спостерігається інтенсивна вторинна гідротермальна кальцитизація та аргілізація порід кепрока з виділенням кварцу і сульфідів свинцю, заліза і цинку; відмічається підвищений вміст міді, срібла, барія. В св. 16-Миронівській на глибині 258,2-260,0 м в надштоковій товщі розкритий мікродіабаз, перекристалізований і кальцитизований на контакті з брекчією. В св. 13 в інт. 292,0-298,5 м також над штоком зустрінутий порфіроподібний діорит, що захопив релікти порід брекчії в контактній зоні. В св. 12, яка пробурена в крайовій частині Миронівського штоку на глибинах 458,8-478,4 м розкритий порфіроподібний діабаз, мікрозернистий на контакті, що містить цеоліт, хлорит, гематит. В зоні взаємодії з тріасовими алевролітами сформована вузька область піритизації. На глибині 487,1-487,3 м в пісковиках сріблянської світи виявлена апофіза кварцового діориту з інтрузивним контактом і зоною загартування 2-3 см.

Таким чином магматична діяльність в південних районах Східно-Європейської платформи в цілому і в межах ДДЗ зокрема тривала на протязі пізнього палеозою, всього мезозою і, ймовірно, раннього кайнозою, проявляючись періодичними спалахами, синхронними епохам тектонічних активізацій герцинського і альпійського діастрофізму. В Дніпровсько-Донецькій магматичній провінції для мезозойської ери можна виділити ендегенні породні комплекси, сформовані під час пфальцької, давньо- та новокімерійської фаз тектогенезу. Ларамійський орогенез в ДДЗ також супроводжувався інтрузивною і ефузивною діяльністю, свідомства чого поки що нечисленні, але, безсумнівно, це буде підтверджено в недалекому майбутньому.

За висловом О.Ю. Лукіна «для мезозойско-палеогенового осадконакопления на территории Днепровско-Донецкого авлакогена свойственно многократное «просвечивание» погребенного рифтогена. С фазами его активизации связано появление туфопесчаников и бентонитов в триасовых красноцветах, туффитов и туфопесчаников - в юрских морских карбонатно-глинистых и полифациальных угленосных отложениях, а также глауконитовых и цеолитсодержащих пород — силицитов-бентонитов в верхнем мелу и палеогене» [50].

Численні знахідки скрізь по ДДЗ продуктів вулканічних вивержень, високотемпературного метаморфізму і метасоматозу порід, виявлені осередки інтрузивного, ефузивного і гіпабісального магматизму (дод. 4), пізнопалеозойський і мезозойський вік яких встановлений за геологічними ознаками і в ряді випадків підтверджений даними абсолютної геохронології, свідчать про те, що активна ендегенна діяльність на цій території тривала як мінімум до ранньокайнозойського часу [63]. Є підстави вважати, що гідротермальна діяльність, з високою ймовірністю пов'язана з глибинними осередками розплавів, продовжується і нині. Подальше геологічне вивчення Дніпровсько-Донецької магматичної провінції без сумніву призведе до

відкриттів нових ефузивних і інтрузивних тіл і пов'язаних з ними корисних копалин.

Багаторазові оновлення тектоно-магматичних процесів, як основного чинника вертикального масопереносу сприяли, зокрема, міграції ВВ з глибинних джерел до денної поверхні; мезозойська товща виступила на їх шляху ефективним уловлювачем.

Магматичні вогнища є індикаторами тектонічної активності, забезпечуючи додатковий зв'язок між породними комплексами різного рівня залягання вони контролюють осередки розвантаження глибинних флюїдів в верхні горизонти земної кори. За твердженням А.І. Тімурзієва [88], утворення концентрованих форм ВВ відбувається шляхом фільтраційних, а не дифузійних процесів; потоки флюїдів локалізуються в вертикальних «зверхпровідних» колонах, приурочених до зон розкритості надр. Інтрузивна діяльність є потужним фактором формування субвертикального тепло-масопереносу, поряд з глибинними розривами забезпечує канали ефективної міграції ВВ в верхні горизонти осадового чохла незалежно від літологічного характеру товщ, що лежать на її шляху [64].

2.4 Гідрогеологічні та термобаричні обстановки мезозойського комплексу

Гідрогеологія мезозойського комплексу, як і вцілому осадового чохла ДДЗ, найбільш детально викладена в роботах В.О. Терещенка [85-87]. Ці дані стали основою для висвітлення будови водоносних горизонтів тріасу, юри та нижньої частини крейди в даному підрозділі.

В водоносних горизонтах крейдової системи розвинуті, як правило, інфільтрогенні прісні або слабкосолонуваті води сульфатно-натрієвого та гідрокарбонатно-натрієвого типів. Вони приурочені до тріщинуватих зон

крейдо-мергельної товщі сенон-турону, що загалом являється флюїдотривом, та до пісковиків сеноман-нижньокрейдового горизонту.

Верхньоюрський комплекс має в регіоні практично повсюдне поширення за виключенням Старобільсько-Міллеровської монокліналі та в піднесеній частині південно-західного схилу ДДЗ. На денну поверхню і під кайнозойські відклади комплекс виходить по периферії Бахмутської і Кальміус-Торецької улоговин і в районі Канівських дислокацій. На решті території глибина залягання покрівлі комплексу змінюється від 40 до 1200 м. Товщина його в зануреній частині сягає 300 м. Комплекс перекривається глинами нижньої крейди, а підстеляється глинами келовею.

Значну роль у будові комплексу відіграють глини та мергелі, особливо в центральній частині западини. Тут його, зазвичай, розглядають як регіональний водоупор, що відділяє верхній гідрогеологічний поверх від нижнього. Між тим в розрізі верхньої юри присутня достатня кількість пластів пісковиків і вапняків товщиною від 5-10 до 20-40 м, частка яких зростає на південний схід та у крайових частинах западини. Пісковики розвинуті в титонському і кімеріджському ярусах, а у низах останнього і в оксфордї колекторами є тріщинуваті і кавернозні вапняки, на південному сході часто рифогенні і оолітові.

Прісні води у верхній юрі розвинуті на крилах басейну на його північному заході і південному сході. Тут вони використовуються для водопостачання. Води прісні гідрокарбонатні кальцієві і магнеєво-кальцієві. В районі Харкова прісні (0,6-0,7 г/л) хлоридно-гідрокарбонатно натрієві води отримані із пісковиків титону і кімеріджу з глибин 700-800 м. Дебіти свердловин 140-205 м³/добу. В районі м. Лозова прісні води отримані із вапняків оксфорда з глибин 40-180 м, дебіти свердловин 86-550 м³/добу.

В центральній зануреній частині ДДЗ із горизонтів верхньої юри з глибин 250-500 до 1000-1200 м отримані припливи солоних вод з мінералізацією від 3-5 до 10-13 г/л хлоридного натрієвого і гідрокарбонатно-хлоридного натрієвого

складу. За класифікацією В.О. Суліна, ці води частіше всього відносяться до гідрокарбонатнонатрієвого типу, але іноді - до хлормagneїєвого, хлоркальцієвого, сульфатнонатрієвого. Дебіти свердловин коливаються від 2 до 670 м/добу. У долинах річок свердловини переливаються. На вододілах статичні рівні встановлюються на глибинах 30-70 м. В цій частині регіону верхньоюрський комплекс є перехідною зоною від верхнього гідрогеологічного поверху до нижнього.

Оксфордський водоносний горизонт використовується як спостережний для контролю за герметичністю покритишки при експлуатації Олішевського, Червоно-Партизанського і Кегичівського підземних газосховищ.

Водорозчинені гази оксфордського водоносного горизонту до утворення підземного сховища газу вивчалися на Червоно-Партизанській і Олішевській структурах. Тут водорозчинний газ має азотний склад (68,8-79,7 % азоту), метану 0,86-5,3 %. Відмічено підвищений склад водню (3,8-16,4 %) і вуглекислого газу. Концентрація газу у воді 25-29 см³/дм³.

Середньоюрський флюїдоносний комплекс поширений практично повсюдно, відсутній лише в районі Старобільсько-Міллеровської монокліналі і піднесеній частині південно-західного схилу ДДЗ південно-східніше м. Кременчук. Подібно верхньоюрському, він виходить на денну поверхню в Бахмутській і Кальміус-Торецькій улоговинах.

Комплекс приурочений до переважно піщано-глинистих порід келовею, бату і байосу, а на південному-сході ДДЗ також аалену і тоару. Тому на північному сході комплекс є середньо-нижньоюрським. У покрівлі комплексу залягають глини келовею товщиною 40-50 м, а підстеляється він глинами тріасу. Водоносні горизонти пісковиків середньої юри розвинені в низах келовею, середній частині бату і в байосі. Товщини їх від 5-10 до 20-30 м, а байоський водоносний горизонт має товщину до 40-60, зрідка до 100 м. Вони розділені глинистими пачками товщиною від 20-30 до 60-100 м. Загальна товщина комплексу у зануреній частині западини складає 150-250 м.

Середньоюрський комплекс, подібно верхньоюрському, залягає на невеликій глибині в межах верхнього гідрогеологічного поверху на бортах западини і в південно-східній її частини. Тут він містить прісні інфільтрогенні води і широко використовується для водопостачання. Так, байоський водоносний горизонт розкритий численними свердловинами у м. Київ і його околицях на глибинах 175-320 м. Крупнозернисті гравелісті і середньозернисті піски забезпечують тут дебіти свердловин 130-320 м³/добу і більше. Води мають мінералізацію 0,4-0,7 г/л, гідрокарбонатний кальцієвий і магнієво-кальцієвий склад.

Прісні або слабкомінералізовані води з мінералізацією 0,5-1,5 г/дм³ розкриті у пісковиках нижньої юри на південному сході Харківської області.

З зануренням на глибини 450-850 м середньоюрський комплекс займає перехідну зону від верхнього гідрогеологічного поверху до нижнього. Тут у ньому широкою смугою розвинені солоні води з мінералізацією 3-15 г/л хлоридного і гідрокарбонатно-хлоридного натрієвого складу гідрокарбонатно-натрієвого типу за В.О. Суліним. Дебіти свердловин варіюють від 60 до 660 м³/добу. Статичні рівні в свердловинах встановлюються на глибинах 10-40 м від устя, іноді свердловини переливають.

У цій зоні у байоському водоносному горизонті на глибинах 450-550 м на Олішевській і Червоно-Партизанській структурах створені і експлуатуються підземні сховища газу.

При подальшому зануренні середньоюрський комплекс переходить в нижній гідрогеологічний поверх. Тут у ньому розвинені хлоридні натрієві сильно солоні або розсолні води хлоркальцієвого типу за В.О. Суліним. Мінералізація їх змінюється від 10-40 г/л на глибинах 350-650 м на Шебелинському родовищі до 50-70 г/л на глибинах 850-1400 м на Солохівському і Рибальському родовищах і до 80-105 г/л 1545-1560 м на Більському родовищі. Вміст бром у розсолах складає 60-88 мг/л, йоду до 5-10 мг/л. Дебіти свердловин до 260-370 м³/добу. Статичні рівні

встановлюються на глибинах 50-120 м на Шебелинському родовищі у свердловині 80 відмічений самовилив води густиною 1006-1016 кг/м³ із келовейських і батських пісковиків з дебітами 66 і 16 м³/добу.

У виробленому покладі орільської світи Солохівського родовища створено підземне газосховище.

Тріасовий флюїдоносний комплекс в ДДЗ поширений практично повсюдно. В центральній приосьовій зоні, де комплекс має найбільш повний розріз, у верхній його частині залягає переважно глиниста товща протопівської світи верхнього тріасу. У ній існують окремі невитримані по площі піщані водоносні горизонти товщиною від 2-5 до 10-20 м. Загальна потужність протопівської світи від 30-50 до 100-120 м. Ця товща відокремлює основну частину тріасового комплексу від вищезалягаючого середньоюрського.

У середній частині тріасового комплексу переважають пісковики і озерні вапняки сребрянської світи та коренівської підсвіти середнього і нижнього тріасу. Ця частина розрізу утворює потужну достатньо витриману флюїдоносну товщу з добрими колекторськими властивостями піщаних порід. Загальна її потужність сягає 150-200 м, товщина окремих піщаних тіл 40-60 м і більше. Ряд водоносних горизонтів, приурочених до пісковиків, існує і у переважно глинистому розрізі нижньої половини дронівської світи нижнього тріасу.

Припливи води у свердловинах, отримані при випробуванні водоносних горизонтів тріасу, коливаються у широких межах. Зазвичай вони складають від 30-50 до 100-300 м³/добу при невеликих зниженнях рівня. В багатьох випадках отримані більш значні припливи, які сягають 500-1300 м³/добу і більше. Статичні рівні зазвичай встановлюються на глибинах від 25-50 до 100-150 м у залежності від густини підземних вод і рельєфу місцевості. У ряді випадків у крайових частинах басейну у долинах річок свердловини переливаються. Так, у Харкові в долині річки Харків при випробуванні пісковиків тріасу на глибині 1023-1039 м свердловина переливала водою густиною 1018 кг/м³ з дебітом біля 600 м³/добу.

Прісні води у тріасі відомі у крайових частинах басейну. У районі м. Києва тріас залягає на глибинах 200-300 м безпосередньо на кристалічному фундаменті і перекривається пісками байосу, утворюючи з ними єдиний водоносний комплекс. Мінералізація води біля 0,4 г/л, склад гідрокарбонатний, змішаний за катіонами. На північно-західних околицях Донбасу, у пісках тріасу, часто гравелістич, розвинені води з мінералізацією від 0,6 до 1,9 г/л, їх склад сульфатно-гідрокарбонатний, кальцієво-натрієвий і натрієво-кальцієвий. У Лозівському, Барвенківському, Близнюківському районах Харківської області вони використовуються для водопостачання.

Солоні води з мінералізацією від 2-4 до 11 г/л гідрокарбонатно-хлоридного і хлоридно-натрієвого складу гідрокарбонатно натрієвого типу за класифікацією В.О. Суліна зустрінуті у північно-західній частині ДДЗ (Чернігівська опорна свердловина, Велики-Загорівська, Ічнянська площі) і на північно-східному схилі (Краснопілля), де вони розвинені на глибинах 500-800 м.

В зануреній частині північно-східного схилу у районі м. Харків при заляганні на глибинах 1000-1400 м тріас містить води хлоридно натрієвого складу хлоркальцієвого типу з мінералізацією 17-65 г/л і вмістом броміду 27-139 мг/дм³. У межах південно-західного схилу води приблизно такого ж складу і ступеня мінералізації розвинені на набагато менших глибинах від 125 до 600 м.

На північних околицях Донбасу, де тріасовий комплекс розвинений вузькою смугою на глибинах 240-720 м, у ньому поширені хлоридні натрієві солоні води хлоркальцієвого типу з мінералізацією від 7-10 до 20-39 г/дм³. Вміст броміду 34-38 мг/дм³. У сребрянській світі Краснопівського підняття мінералізація вод зростає від 7-18 г/л у протопівській світі на глибині 240-350 м до 34-39 г/л у сребрянській на глибині 450-580 м. Вміст хлористого кальцію у водах тут сягає 20-24 % екв., вони стають хлоридними кальцієво-натрієвими за складом. Вміст броміду сягає 59-69 мг/дм³.

У Святогірську на глибині 23-74 м зустрінуті ультрапрісні води (0,2-0,3 г/л) гідрокарбонатно-сульфатного залізисто-магнієво-кальцієвого складу. На глибинах 100-300 м розвинені вже солоні води (2,2-7,5 г/л) хлоридного кальцієво-натрієвого складу, а на глибинах 500-600 м мінералізація їх сягає 23-61 г/л. Тут у розрізі тріасу простежується перехід від верхнього гідрогеологічного поверху до нижнього.

В межах рифтової частини прогину південно-східніше Ічнянської групи структур у тріасовому комплексі повсюдно розвинені хлоридні натрієві, іноді хлоридні кальцієво-натрієві розсоли хлоркальцієвого типу з мінералізацією від 35-70 до 100-160 г/л. Найбільш висока мінералізація (130-160 г/л) відмічена на Анастасівській, Більській, Колонтаївській, Коломацькій, Машівській структурах, густина пластової води в стандартних умовах при цьому сягає 1,11 г/см³. Вміст бромиду зазвичай коливається в межах 50-120 мг/л, але може сягати 180-240 мг/л (св. 5-Машівська). Вміст сульфатів у розсолах тріасу зазвичай підвищений (до 800-1000 мг/л), але різко знижується у приконтурних водах нафтових і газових покладів. В тріасі повсюдно простежується збільшення мінералізації вод з глибиною від горизонтів протопівської світи до горизонтів дронівської світи. Так, на Шебелинському родовищі вона зростає від 30,7 мг/л на глибині 520 м до 80-85 мг/л і більше на глибинах 850-950 м. При цьому вміст бромиду залишається в межах 35-75 мг/л.

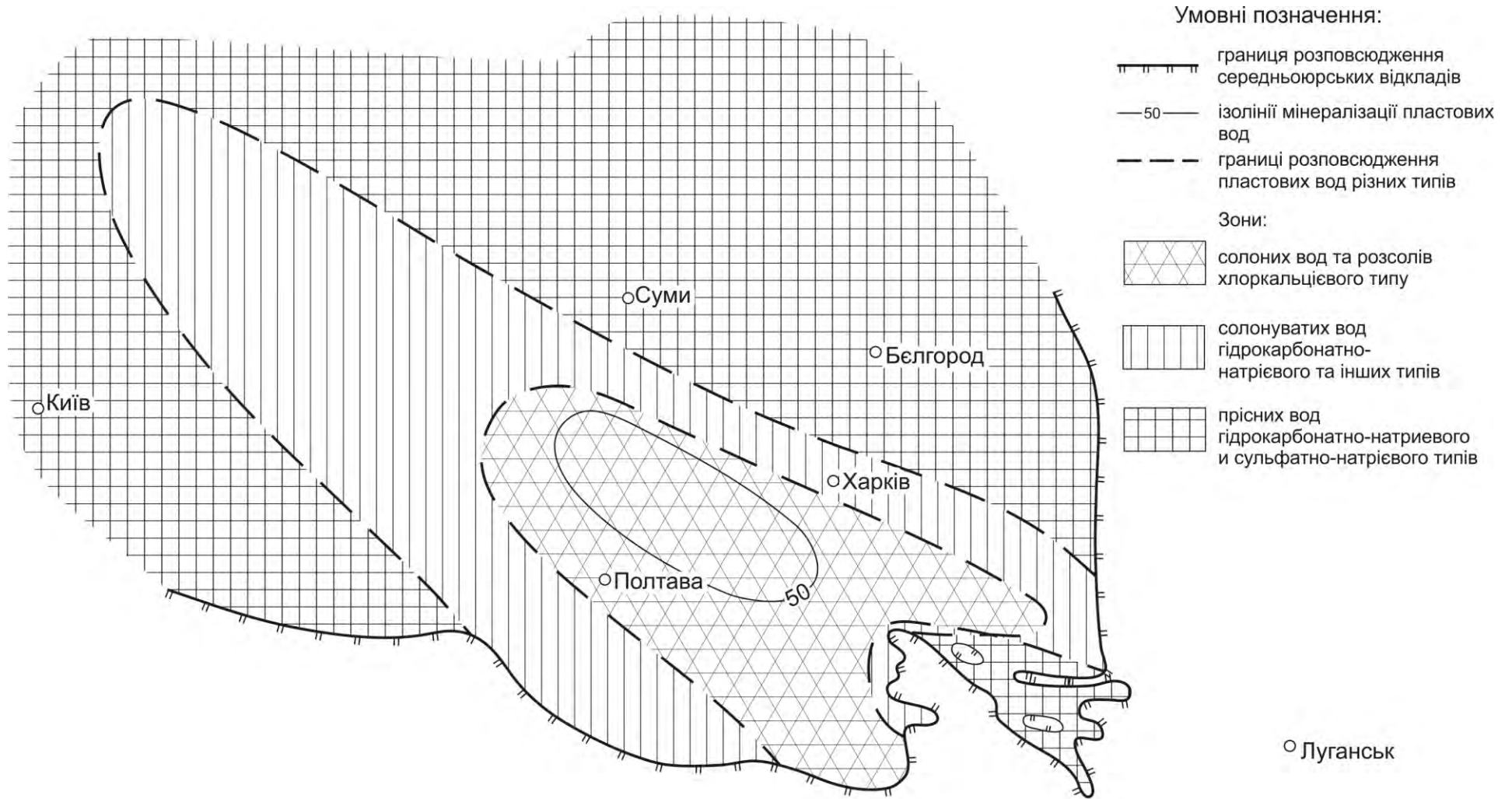


Рис. 2.12 Схематична гідрохімічна карта середньоярського водоносного комплексу ДДЗ [35]

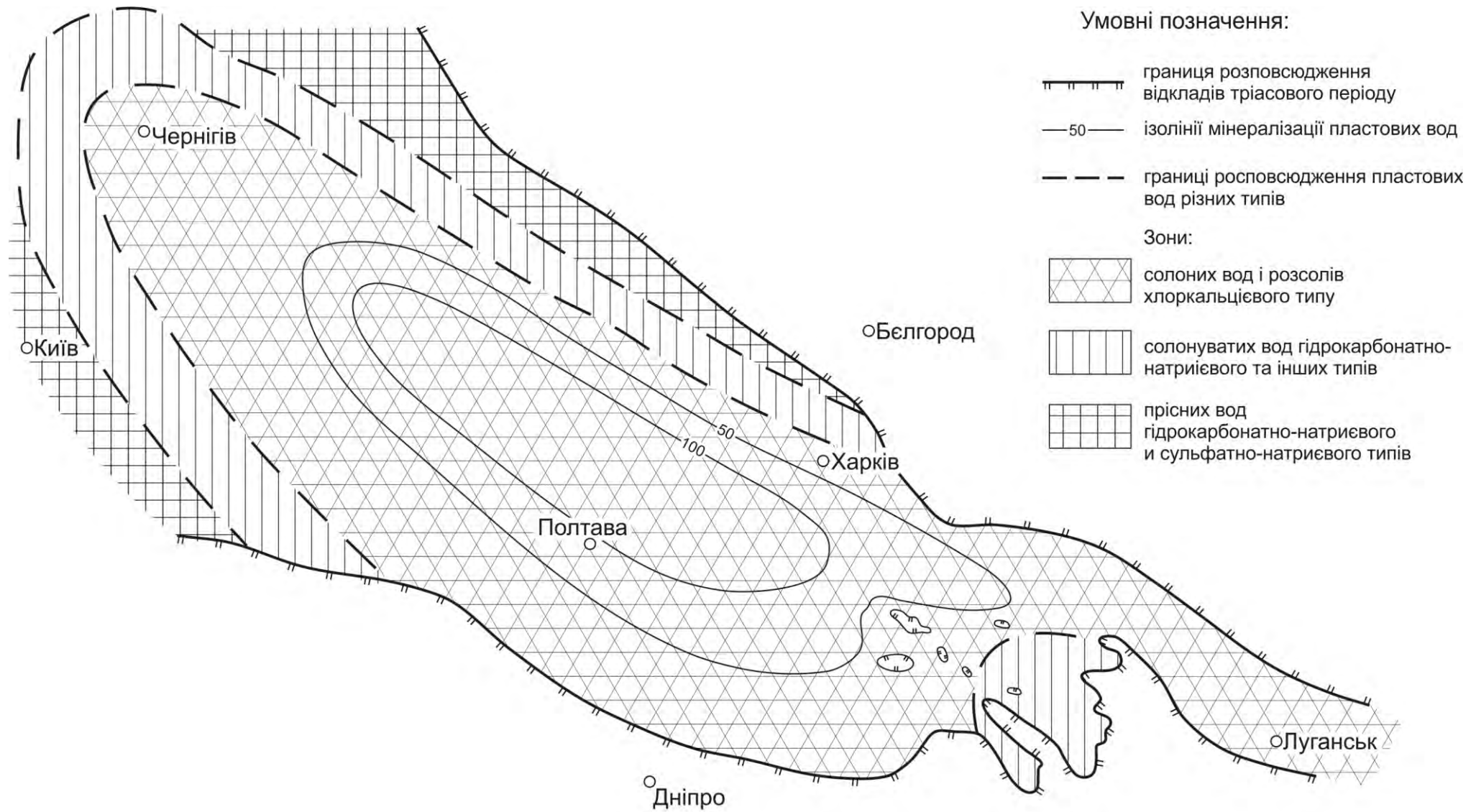


Рис. 2.13 Схематична гідрохімічна карта тріасового водоносного комплексу ДДЗ [35]

Водоносні горизонти пісковиків середньої частини тріасу використовуються для повернення у надра попутних промислових вод на ряді промислів, що розробляють поклади в палеозойських горизонтах (Шебелинському, Кременівському, Співаківському, Юліївському, Машівському, Степному, Опішнянському, Яблунівському, Гадяцькому, Валюхівському, Березівському, Котелевському, Тимофіївському, Новотроїцькому та деяких інших). Приємистість свердловин Глинські-Розбишівського і Качанівського родовищ складає 500-1000 м³/добу при репресіях 0,2-8 МПа.

Пластові тиски в горизонтах юри і тріасу в верхах розрізу, як правило, дещо нижчі умовного гідростатичного, по мірі збільшення глибини залягання відкладів вони наближуються до регіонального гідростатичного і, на найбільш занурених ділянках, перевищують його. Градієнти пластового тиску в покладах відкритих родовищ варіюють від 0,092-0,095 ата/м на Сагайдацькому до 0,107 ата/м на Більському (в обох випадках – в нижньосеребрянській підсвіті). На Шебелинському родовищі в пересазько-шебелинській частині дронівської світи максимальні значення градієнту складають 0,113 ата/м (св. 93).

Температури в мезозойських продуктивних горизонтах коливаються в залежності від глибини і локальних умов від 16,1 °С на Руновщинському родовищі (450 м) до 56,1 °С на Рибальському (1700 м). Максимальні температури на мінімальних глибинах виявлені на Решетняківському родовищі, де на глибині 500 м температура складає 33,8 °С. Пов'язано це можливо з неглибоким заляганням магматичного осередка, в асоціації з яким знаходиться Старосанжарський соляний діяпір.

Висновки до розділу 2

Розглянуті складові геологічної будови мезозойського комплексу ДДЗ свідчать про наявність всіх необхідних передумов для формування і збереження промислових покладів вуглеводнів в його межах.

В розрізі мезозою виділено основні природні резервуари, в межах яких існують сприятливі умови для акумуляції ВВ; запропонована відсутня донині єдина номенклатура регіонально-продуктивних горизонтів.

3 НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ МЕЗОЗОЙСЬКОГО КОМПЛЕКСУ ДДЗ

3.1 Прямі ознаки нафтогазоносності мезозойських відкладів

Вперше прямі ознаки нафтогазоносності утворень тріасу в ДДЗ були зафіксовані у вигляді плівок нафти на глинистому розчині і інтенсивних газовиділень під час буріння в 1946-1948 роках св. 1, 2, 3, 4 на Глинському піднятті, які за пізнішими дослідженнями опинились на північно-західній перикліналі Погарщинського склепіння Глинсько-Розбишевської структури.

В 1949 році в пошуковій св. 1 на Шебелинській площі, при проходженні піщаної і піщано-карбонатної товщ тріасу, починаючи з глибини 730 метрів спостерігалось розгазування бурового розчину, що було першими ознаками продуктивності майбутнього родовища [41, 58, 67].

На Солохівській структурі в свердловині 2 при проходженні інтервалу 1200-1227 м в товщі T_{1sr1} і в св. 3 при глибині 1175 м у відкладах підосви T_g – покрівлі T_{pk} спостерігались газопрояви. В св. 214 в T_{pk} в інт. 1176-1208 м виділені можливо продуктивні інтервали пісковиків пористістю 20-30 %. Зараз свердловина розробляє поклади карбону.

За даними спеціалістів БУ «Укрбургаз» М.Г. Ульянова та О.Е. Яковлєва (1985 р.), в св. 68-Яблунівська зафіксовані газопрояви у підосві нижньої крейди і кімериджі.

На Бригадирівському мезозойському соляному куполі за результатами структурно-пошукового [47] і пошукового буріння встановлені прямі ознаки нафтоносності відкладів тріасу і юри в склепінні і північній частині купола. В св. 135-біс випробуванням батського ярусу і сребрянської світи разом отриманий промисловий приплив нафти.

Краснопавлівська структура. В межах мезозойської складки, що розвинута над Краснопавлівським штоком відклади тріасу продуктивні за даними буріння структурних і картувальних св.. В св. 550 із тріасових відкладів

(інт. 343-375м) підняті керни із слабким запахом нафти і спостерігались газопрояви, які супроводжувались слабкими викидами глинистого розчину (Сафонкіна І.А., 1963). При бурінні картувальної св.и АС-249 з глибини 250-270 м відбувся викид газу із тиском на усті 35-40 атм. Газ без запаху і кольору, за даними лабораторних досліджень на 94 % складається із метану. Колектор – пісковики серебрянської світи тріасу товщиною 13 і 26 м. Викид газу тривав чотири доби і був ліквідований спеціальним загоном (П.Ф. Решетарський, 1998).

В межах Павлівського мезозойського купола, сформованого над однойменним соляним штоком, в структурно-пошуковій св. 46 (1958-1960 рр) в інт. глибин 280-310 м за керном піднятий пісковик, насичений легкою нафтою. Випробуванням нижньої частини тріасу в інт. 418-397 м отримали приплив сильно мінералізованої води. В інт. 363-336 м також отримана солоня вода. При повторній перфорації інт. 325-355 м отриманий приплив солоняної води з нафтою.

В цій же свердловині з тріасових пісковиків, з інт. 188-189,5 та 190,5-196,5 м був отриманий приплив газу 14 тис м³/доб при тиску 8 атм, але св. 46-біс, пізніше пробурена поруч, виявила незначне скупчення газу. В складі газу визначений метан і всі його гомологи до пентану включно, азот, двоокис вуглецю. Серебрянська світа в районі свердловини залягає на штоковій брекчії.

В процесі буріння розвідувальної св. 18-Кегичівська в межах Павлівського штоку (1965 р.) спостерігались водо-газопрояви з юрських відкладів. За ГДС в інт. 569,6-553,6, 593,8-571,8, 528-485, 480-450 м виділені піщані пласти з питомими опорами, що підвищуються при збільшенні довжини зонда – тобто можливо газонасні. Слід відмітити, що в породах юрської системи підвищеними опорами характеризуються колекторські пласти в декількох свердловинах Кегичівської площі. З огляду на переважений розвиток в юрі площі прісних і слабосолоних вод, впевнено відрізнити водоносні і газонасні верстви в межах цього стратиграфічного інтервалу неможливо, а прямі ознаки продуктивності свідчать про ймовірну перспективність юрських відкладів. Більш впевнено можна судити про характер насиченості тріасових пластів, де

пластові води солоні. Поряд з підвищеними опорами в ряді свердловин газокаротажними дослідженнями встановлено збільшення вмісту ВВ відносно фонових значень. Так, в св 8 в глинистій товщі тріасу в інт. глибин 996,2-1000,2 м позірний опір склав 5,4 омм, в св. 17 в інт. 707,6-732,8 -20,4 омм, в св. 25 в інт. 944-981,8 м (дронівська світа) – 4,8-6,0 омм, в свю 10 в інт. 1094-1105 м вміст ВВ в буровому розчині сягав 0,7 %. В св. 16 в перехідній товщі від брекчії кепроку Павлівського соляного штоку до дронівської світи в інт. 1880-1886 м вміст віглевонів в буровому розчині склав 4,5 % (98,2 % метану).

В свердловині Правдинська-1 на Сніжному піднятті, яке знаходиться північніше Прокопенківської структури в центральній частині Північного борту ДДЗ, випробувані відклади кімериджського віку в інт. 800-870 м, (ВПТ в технічній колонії, перфорація за допомогою ПКС-80). Отриманий приплив газу розрахунковим дебітом 2,9 тис. м³/добу. Пластовий тиск на глибині 774 м склав 74,5 ата, в підшві пласта термометрією фіксується надходження пластової води. Колектори складені пісковиками і вапняками.

На Співаківському піднятті в св. 19, пробурений на західній перикліналі складки в підшовній частині дронівської світи, представлений базальним горизонтом - глинисто-доломіто-ангідритовою брекчією, глинами і пісковиками (так звана співаківська товща, своєрідний аналог пересазької підсвіти), за ГДС (А.О. Касьян, 2015 р.) на глибині 406-424 м виділено декілька інтервалів газоносних пісковиків пористістю 10,5-12,5 %. Ці об'єкти не випробувались.

На Північно-Волвенківському родовищі при бурінні пошукової св. 60, розташованої в межах центрального грабену структури в нижній частині тріасової системи спостерігались сильні нафтопрояви.

На периферії Волвенківського підняття, в склепінні якого тріасові породи зденудовані, зафіксоване насичення дронівських пісковиків легким маслянистим бітумом. Тут можливе існування ВВ скупчень в межах кільцевих стратиграфічних пасток.

На Миронівському піднятті при структурно-картувальному бурінні (1957 р.) в св. 2-с на південному крилі в новорайській світі в інт. глибин 490-520 м спостерігались нафтопрояви, вміст бітума в буровому розчині сягав 2 %. На діаграмі стандартного каротажа цей інтервал має високий позірний опір (45-50 омм) і за аномалією ПС інтерпретується колектором. В св. 3 нафтопрояви зафіксовані в середньому тріасі. В оолітових вапняках оксфорду спостерігались розгазування бурового розчину в ряді свердловин, максимальне – в св. 9. Води юрської системи солоні сульфатні натрієві.

На Сосновському куполі в св. 1с в 1959 році при бурінні в товщі тріасу відмічено розгазування глинистого розчину. З нижньої частини байоського ярусу, при випробуванні св. 24-с отриманий приплив мінералізованої води з плівкою нафти. З нижньої юри та тріасу отримані мінералізовані гідрокарбонатно-натрієві води з розчиненим метановим газом.

На Адамівсько-Бугаївському соляному діяпірі, до якого тяжіє Слов'янська складка, в алевролітах і пісковиках дронівської світи спостерігаються численні тіла кольорових в'язких і твердих бітумів, збагачених молібденом і хромом. В їх складі переважають оксікерити і сульфооксікерити, тобто речовини з високим ступенем метаморфізації (фіксуються навіть антраксоліти і графіт), рідше зустрічаються асфальти, елатерити і нафти. Бітуми розвинуті переважно в кварцитоподібних пісковиках, у вапняках в значних кількостях не зустрічаються. Штокверко- і гніздоподібні тіла їх приурочені переважно до зон диз'юнктивів, але розвинуті і розсіяні прояви аж до виповнення міжзернового простору, бітум може заміщувати глинисту складову цементу, а в масивних тілах – навіть польові шпати і зерна кварцу. Середній вік бітумів, визначений ізотопно-спектральним методом, склав 195 млн років [9].

За даними В.Н. Флоринської сильні газопрояви (до аварійних викидів і пожеж) сталися під час структурно-картувального буріння на Адамовському куполі в двох свердловинах при проходженні порід кепроку.

В Куп'янській опорній св. 1, пробуреній на перикліналі Північно-Голубівського (Максальського) структурного носу верхньоярські пісковики на глибині 647 м та оолітові вапняки оксфордського ярусу в інт. 740-746 м мали запах сірководню і нафти, при бурінні на відповідних глибинах відмічались газопрояви, нафтові плівки і падіння густини бурового розчину. В оксфордському вапняку насиченість вуглеводнями зафіксована за даними люмінісцентно-бітумінологічного аналізу. З підосви сеноманського ярусу піднятий темно-зелений пісковик з різким запахом бітуму.

На Балаклійській площі в св. 1 з юрських порід при бурінні спостерігався газопрояв. У св. 6, яка знаходиться в оптимальних структурних умовах, і де низка низькоопірних пластів тріасових відкладів має промислово-геофізичні характеристики, подібні однойменним продуктивним пластам Більського родовища, в експлуатаційній колоні були випробувані 3 об'єкта, в Тпк на глибинах 1299-1288 м, 1327-1318 м, та в Тг на глибині 1209-1178 м. Випробування було проведено в аварійному стволі, неякісно, з отриманням з першого припливу хлоридних кальцієвих вод мінералізацією 83,3 г/л при пластовому тиску 122,5 ата, другого – подібної загазованої пластової води дебітом 14 м³/доб при середньодинамічному рівні 833 м, третього – також мінералізованої (57 г/л) води без розчиненого газу при пластовому тиску 124 ата. Але під час підготовки незацементованої в інтервалі залагання цих пластів експлуатаційної колоні до випробування, при промивці з міжколоного простору спостерігалось надходження горючого газу.

В структурно-пошуковій св. Новогригоріївська-1 при бурінні з глибини 905 м з тріасу стався газовий викид (1962).

На Медведівській структурі тріасові пісковики пористістю 18-23 % за даними люмінісцентно-бітумологічних визначень містять в незначній кількості маслянисті бітуми.

На Малоперещепінській структурі спостерігалоись потужні газопрояви при проходженні кімериджських порід, інтенсивне розгазування розчину при

бурінні св. 52 в тріщинуватих пісковиках також кімериджського ярусу з глибини 244 м. Дослідженнями керна виявлений незначний вміст в юрських і крейдових породах легких бітумів.

На Старобільській структурі газопрояви спостерігались в сеноманських пісковиках крейдової системи з глибини 283 м, газ азотно-метанового складу.

На Коломацькій структурі при бурінні перших розвідувальних свердловин (1959-60 рр) в сребрянській світі спостерігались розгазування бурового розчину і аварійні викиди. Так, в св. 3 газопроярв зафіксований при глибині 1844 м.

На Червонодонецькому піднятті пісковики нижнього тріасу визначені як продуктивні за ГДС. В пісковиках верхнього бата і вапняках верхнього оксфорда при бурінні роторної свердловини були зафіксовані газопрояви.

З сеноманських пісвиків на Роменському куполі отримані невеликі припливи нафти в розвідувальних св. 9, 11, 13. Багаторічні спостереження за св. 37 та 38, пробуреними на західній частині північного крила купола виявили, що нафта більше 20 років повністю заповнює їх з переливанням через гирло після вироблення покладу [16].

На Берецькій структурі в св. 2857 (при 135 м глибині, сребрянська світа), 2840 (дронівська світа) отримані викиди газу, фонтани до 10 м висотою.

На піднятті Великозагорівського штоку в районі 100 метрового скиду в св. 354-с на глибині 604-617 м з коренівської товщі отриманий промисловий приплив газу. З тих же відкладів на цій площі зафіксовані невеликі припливи густої окисненої нафти.

На південно західному крилі Пізняківського штока в св. 201-с, розташованій в зоні скиду, з глибини 200-248 м піднято сірий польовошпат-кварцовий різнозернистий та гравійний пісвик з карбонатним цементом, просякнутий по порах і тріщинах густою нафтою. Пористість породи 4,1-30,7 %, проникність до 878 мД. В кернах св. 204, 216 на периферії підняття в нижній

частині радченківської (нижньосеребрянської) підсвіти також спостерігалось насичення нафтою.

На Олексіївській структурі в 1957 році в структурно-пошуковій св. 18 в Тп спостерігалось розгазування глинистого розчину, породи в керні мали запах сірководню та бітумів.

На Східно-Олексіївській структурі в пошуковій св. 1 в підосві дронівської світи в інт. глибин 1073-1104 м залягає потужний піщаний пласт з пористістю за ГДС 10-17 %, в покрівлі до глибини 1088 м (можливий ГВК) опір пласта підвищений і за БК складає 6-9 Омм, його випробування не виконувалось.

В присклепінній частині Рябухинського мезозойського куполу в розвідувальній св. 4 випробуванням нижньосеребрянських відкладів (Тпк) тріасу в інт. 1608-1642 м був отриманий приплив мінералізованої води з газом. При бурінні св. 1 та 2 в дронівській світі відмічені газопрояви.

На Чорнухинському піднятті відомі прояви окисненої нафти в тріасових відкладах.

На Петриківському піднятті зафіксовані нафтогазопрояви в тріасі (О.Д. Білик, М.І. Бланк, 1966).

За даними В.К. Гавриша та М.Ф. Балуховського (1965) на Південному борті ДДЗ в районі Голубівсько-Михайлівського розлому в вуглерозвідувальних свердловинах поряд з численними нафтогазопроявами по всьому розрізу кам'яновугільної системи спостерігались нафтопрояви в вищезалягаючому бучацькому ярусі на глибині 95-150 м. Виявлена присутність окисненої нафти під дронівською світою в місцях її налягання на нижній карбон.

На Токарській структурі північного борту в св. 1 з юрських відкладів (інт. перфорації 633-636 м) отриманий приплив газу дебітом 1,5 тис. м³/добу та води дебітом 300 м³/добу.

На Левенцівській структурі в ряді свердловин з нижньосеребрянського і коренівського розрізу отримані припливи газу з водою.

Таким чином, прямі ознаки нафтогазоносності до промислових припливів включно виявлені не менше ніж на 30 структурах ДДЗ, де промислові поклади в мезозої досі були невідомі.

3.2 Геолого-промислові характеристики виявлених покладів вуглеводнів

3.2.1 Шебелинське ГКР

На мезозойському рівні Шебелинська структура є брахіантикліналлю розмірами 30 x 11 км, амплітудою 800 м, розбитою численними порушеннями палеозойського, мезозойського і кайнозойського віку скидового і підкидового характеру; в склепінні розвинутий грабен просідання (дод. 5, 6). Промислова газоносність до недавнього часу була виявлена в горизонтах тріасової (коренівська підсвіта та нижня частина сребрянської світи), пермської (слов'янська, микитівська світи, меліхівська товща картамиської світи) та кам'яновугільної (картамиська та араукаритова світи) систем. Нижньопермські та верхньокам'яновугільні скупчення містять основні за обсягом запаси газу родовища, більшість з них, як вважається, входить до гідродинамічно єдиної системи [6].

Дронівська світа залягає на поверхні верхньоангідритового горизонту слов'янської світи з кутовою (4°) та стратиграфічною незгідністю. Пересазька та шебелинська підсвіти складаються товщею пісків, пісковиків, алевролітів і глин потужністю від 265 м - 400 м. Пористість псамітів значно варіює при максимальних значеннях 29 % за даними минулих років [15, 41, 57, 67, 90].

Коренівська підсвіта з кутовою незгідністю в 2-3° перекриває шебелинську. Це пачка пісків, пісковиків і гравелітів, рідше - конгломератів і галечників. Товщина її збільшується від склепіння до крил складки від 25 до 108 м. Піски і пісковики пухкі олігоміктові, слабкосортвані, вапняковисті до

переходу в піщані вапняки, збагачені піритом, пористістю за опублікованими даними до 32 % при середньому значенні 18 % і проникністю від долей до 318 мД і більше.

Серебрянська світа (Тпк товщиною 30-60 м та нижня частина Тг - 90-130 м) представлена пластичними жирними глинами, алевролітами, аркозовими пісковиками, в підосві - з проверстками вапняків. Пористість колекторів за даними попередніх дослідників складає близько 15 %.

Протопівська світа в склепінні розмита, максимальна товщина її на родовищі 120 м. Пісковики мають пористість 20-32 % і середню газопроникність 40 мД.

Тоарський ярус представлений конгломератами, дрібно-середньозернистими пісковиками, тонковімученими глинами (20-30 м).

Байоський ярус в нижній частині складений дрібнозернистими пісковиками, алевролітами і піщанистими глинами (50-60 м). Верхньобайоські – нижньобатські відклади представлені товщею морських глин товщинами до 60 м.

Верхній бат складається туфогенними пісковиками з прошарками вапняків і глин (50-90 м).

Келовейський ярус - глини, піски, пісковики, алевроліти і алеврیتی, вапняки (40-60 м).

Оксфордський ярус - зкремнілі органогенні та оолітові вапняки та вапняковисті глини (35-65 м).

Кімериджський ярус представлений вапняковистими глинами, органогенними і детрітусовими вапняками, кварц-глауконитовими вапняковистими пісковиками (10-70 м).

Титонський ярус - глини з прошарками кварцових, часто вапняковистих, пісковиків (60-130 м) [41].

Ознаки газоносності тріасової системи були відмічені починаючи з її покрівлі. На західному зануренні складки в св. 18 в інт. 841-843 м та в св. 19 в

інт. 870-885 м в протопівській світі спостерігалось збільшення вмісту ВВ газів в буровому розчині до 0,75 % при фоні менше 0,1 %. В серебрянській частині Тг в багатьох присклепінних свердловинах за електрокаротажом виділяються газоносні піщані пласти невеликих товщин, причому в покрівлі і підшві товщі часто залягають водоносні пласти [93]. За даними ГДС, продуктивність глинистого тріасу найбільш розповсюджена по площі і розрізу.

Характер газопроявів при бурінні і дані випробування свідчать про те, що продуктивність піщано-карбонатної товщі пов'язана з всією її товщиною. В св. 1 при глибинах 731-732 м, в св. 7 на глибинах 880-881 м, св. 8 при вибої 779 м, питома вага бурового розчину знижувалась з 1,20-1,12 до 1,13-1,08 г/см³ за рахунок розгазування. Газопрояви в нижньосеребрянському розрізі спостерігались також в св. 20, 21, 30, 34, 507. В Тп в св. 19 з глибини 1107 м газокаротажом відмічено підвищення вмісту метанового газу в глинистому розчині [72].

Промисловий характер газоносності тріасових відкладів вперше був встановлений при бурінні св. 27, розташованій в склепінні Шебелинської структури, коли при розкритті низів серебрянської - верхів коренівської товщ стався газо-водяний викид. Відкрите фонтанування тривало з січня до березня 1954 року, після ліквідації аварії продуктивний горизонт вдалося випробувати в інт. 768-766 м з отриманням припливу метанового газу дебітом 63,8 тис м³/добу на штуцері 7,8 мм (а. в. склав би 1100 тис. м³/добу). В св. 78 при випробуванні піщаного тріасу в інт. 682-679,7 м отриманий газовий приплив а. в. дебітом 358 тис. м³/добу, який після дострілу інтервалів 676-674,5 та 673-668 м колекторів Тпк збільшився до 1438 тис. м³/добу. В св. 83 випробуванням Тпк в інт. глибин 763,5-758,5 та 763,5-749 отримано приплив газу а. в. дебітом 30,7 та 260 тис. м³/добу відповідно.

Позитивну промислово-геофізичну характеристику пісковики піщаного і піщано-карбонатного тріасу мають в св. 1, 4, 9, 21, 27 та багатьох інших [93].

Деякі продуктивні інтервали тріасу за даними переінтерпретації матеріалів електрокаротажа за даними Г.Л. Трохименка (1992 р.) наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1

Газоносні інтервали в Тпк та Тг за даними переінтерпретації матеріалів електрокаротажа по деяких свердловинах Шебелинського родовища

№ свердловини	Тпк		Тг	
	Інтервал глибин, м	Ефективна товщина, м	Інтервал глибин, м	Ефективна товщина, м
18	1000-1067	12	895-935	10
20	940-980	12	800-900	15
27	720-772	15	608-690	10
30	755-785	10	625-715	7
34	795-820	10	640-760	15
39	1000-1052	10	880-945	9
41	735-782	15	615-685	8
73	740-790	10	625-695	9
77	795-850	12	675-750	10
78	640-683	12	520-600	14
83	742-790	10	600-700	13
116	750-810	15	650-735	10
127	815-862	12	695-780	12
250	642-685	15	596-599, 614-616	
412	798-840	14		
503	785-838	8	665-750	12
507	728-770	10	625-712	9

В св. 78, 113, 250, 516, що розташовані в склепінні Шебелинської структури, відклади піщаного тріасу характеризуються питомим електричним опором 20-30-Омм, на решті території ці породи мають опір біля 0,5 Омм і ймовірно є водоносними.

Відклади піщано-карбонатного тріасу на електрокаротажних кривих виділяються чергуванням пластів з підвищеними і зниженими позірними опорами. При випробуванні з цієї товщі отримували як припливи газу (св. 27, 78, 83), так і води. Припливи пластових вод дебітами 0,5-75 м³/добу були отримані випробуванням в св. 39 (східна перикліналь складки) в інт. 1050-1032

м (дебітом 40 м³/добу при статичному рівні 123 м) та в інт. 1014-1001 м (дебітом 60 м³/добу при статичному рівні 118 м), а також в св. 41, 63, 77, 89, 116, 127, 401.

Слід зазначити, що тріасові відклади випробувались, як правило, в умовах багатоколонної конструкції. В св. 41, 116, 127, де були випробувані відклади Тпк, що мають позитивну за ГДС характеристику, нижня частина інтервалів перфорації впритул наближена до покрівлі водоносних пластів Тп, що дає підстави розглядати приплив пластових вод зумовленим перетоком їх з коренівської товщі. Подібна картина спостерігається також в св. 63, 89. Таким чином негативні результати випробування в ряді випадків можуть бути пояснені невдалим вибором об'єктів, що в умовах дрібношаруватого розрізу об'єднували пласти з різним характером насиченості та впливом технічного стану ствола свердловини (негерметичністю заколоного простору) [93].

За даними ГДС, в тому числі газового каротажу, на родовищі газонасиченими також є відклади шебелинської та пересазької підсвіт.

В шебелинській товщі в св. 17 на глибинах 1176-1182 м, 1227-1232 м збільшення вмісту ВВ газів в розчині сягало 1 %, в св. 11 на глибинах 960-962 - 0,7 %, в св. 12 на глибинах 980-1000 м - 0,4 %.

В пересазькій товщі в св. 12 на глибинах 1275-1287 м в фіксувались газопокази до 1 %, в св. 11 - на глибинах 1194-1212 м, 1240-1272 м газовміст в буровому розчині також сягав 1 %.

В св. 11 в шебелинській підсвіті в інт. 920-1000 м і в пересазькій в інт. 1194-1290 м відмічено підвищення вмісту осмолених маслянистих бітумів в шламів.

В пересазько-шебелинській товщі випробуванням св. 41 в інт. 817-1042 м та св. 86 в інт. 824-1026 м отримана солоня вода. В св. 83 випробуванням інт. 1040-883 м отриманий газ а. в. дебітом 6,5 тис м³/добу при пластовому тиску 76,6 ата, а інт. 850-804 м – пластова вода. В св. 93 розкриттям інтервалу глибин 1063-1051 м викликаний фонтан газу з водою. А. в. дебіт газу склав

7,2 тис м³/добу при пластовому тиску 119,9 ата. Випробуванням інт. 1102-1099, 1092-1090, 1087-1084, 1071-1068 м в цій же свердловині отримано приплив газу з водою, причому а.в. дебіт газу склав 51 тис м³/добу, води - 12 м³/добу.

За ядерно-геофізичними методами (Українська ПГЕ, 1981), пересазько-шебелинська товща продуктивна в св. 25, 29, 42, 250, 438, 482.

Припливи газу з а. в. дебітами до 108 тис. м³/добу були отримані з кімериджського та оксфордського ярусів верхнього відділу юрської системи в присклепінних св. 78 та 83 (в останній – з водою) на початковому етапі вивчення родовища.

Газоносність келовейського ярусу середнього відділу юри вперше виявлена в 1960 році в західному блоці склепіння складки в св. 78; випробуванням в колоні інт. 200-216 м було отримано приплив газу а. в. дебітом 20,7 тис. м³/добу. В св. 86, що пробурена в тому ж блоці, в інт. 270-280 м було отримано приплив газу дебітом 1,44 тис. м³/добу та води дебітом 260 м³/добу.

Гідрогеологічний комплекс тріасу містить хлоридні кальцієві розсоли мінералізацією 70-80 г/л і густиною 1,05-1,06 г/см³, в яких в помітній кількості присутні бром (50-80 мг/л), йод (1-7 мг/л), бор (1-8 мг/л). Припливи вод сягають 130 м³/добу (св. 77). В горизонтах оксфордського, келовейського ярусів та нижньої юри, де найбільш широко розповсюджені колектори дебіти води складають від 3 до 240 м³/добу. Загальна мінералізація вод збільшується з глибиною від 1,9 до 63,4 г/л. Води верхніх горизонтів юри – гідрокарбонатні натрієві, нижніх – хлоридні кальцієві.

Авторами другого в історії родовища підрахунку запасів об'ємним методом [15] в присклепінній частині Шебелинського підняття виділялось єдине поле газоносності тріасового покладу (Тп-Тпк) з газо-водяним контактом на абсолютній відмітці -576 м за результатами випробування св. 27, тип покладу був визначений водоплавним. Запаси газу були оцінені в 910 млн м³ при середній ефективній товщині 10,2 м і пористості 14 %. По мірі розбурювання родовища стало очевидним, що продуктивність тріасу носить багатопокладний

характер і розосереджена по окремих тектонічних блоках. Гідродинамічно самостійні поклади пластові та неповнопластові в тектонічно екрановані їх та обмежених пастках.

В геологічних колах довго панувала думка про техногенне походження всіх метанових скупчень, що з початку освоєння Шебелинського родовища спостерігались в розрізі, який залягає над регіонально розвиненою товщею нижньопермських галолітів [67]. Їх існування пояснювалось перетіканнями природного газу з масивно-пластового покладу по стволах численних аварійних свердловин (в ряді випадків на денній поверхні утворювались газові грифони). Завдяки такій думці запаси по тріасових покладах були зняті з Державного балансу. Щодо загазованості частини юрських, крейдових і кайнозойських пластів, то з такою думкою можна погодитись, принаймні щодо тих метанових скупчень, які мали вигляд незрівноважених ореолів з тисками, набагато нижчими умовного гідростатичного. З 20 дегазаційних свердловин, що були пробурені в 1960-61 роках в основному біля балки Серафимовича (в районі аварійної св. 113) на кайнозой, крейду і верхню юру і мали глибини до 120 м, лише в шести (2-д, 7-д, 9-д, 10-д, 18-д, 24-д) дебіти газу сягали суттєвих значень, тільки в св. 2-д тиск перевищував умовний гідростатичний).

Газові поклади тріасу напевно мають автохтонний характер.

По-перше, в 1949 році при бурінні першої на структурі глибокої св. 1-Шебелинська, в нижньосеребрянській товщі тріасу з глибини 731 м фіксувались газопрояви, що і стало першими ознаками продуктивності родовища.

По-друге, пластовий тиск, заміряний в Тпк в св. 27 на глибині 767 м, мав значення 68,5 ата, але дійсна початкова його величина в покладі лишилась невизначеною через дуже значний обсяг втраченого при тривалому аварійному фонтануванні газу. Вона як мінімум відповідала регіональному гідростатичному тиску, чи перевищувала його, що характерне для газового скупчення, повністю сформованого в геологічному часі. Пластовий тиск, близький до регіонального

гідростатичного (119,9 ата на глибині 1058 м), був заміряний, як сказано вище, в колекторах шебелинської підсвіти в св. 93.

Наявність первинних ВВ скупчень промислового масштабу над регіональною флюїдоупорною товщею нижньої пермі Шебелинського родовища може суттєво вплинути на прогнозування покладів нафти і газу в ДДЗ. За хімічним складом природний газ тріасу близький до газів основного покладу Шебелинського родовища (таблиця 3.2), що свідчить на користь їх генетичної спорідненості.

Таблиця 3.2

Хімічний склад газів продуктивних комплексів Шебелинського родовища

Комп-лекс	Свердловина	Глибина, м	Компонентний склад, % об'ємних							
			CO ₂	N ₂ +рідкі	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ +вищі
Тріасовий	27, 78	673-768	0,22	1,79	92,55	3,96	0,98	0,33	0,17	-
	93	883-1040	0,10	1,46	92,90	3,97	0,98	0,25	0,10	0,24
	250	695-703	0,05	1,32	92,19	4,12	0,99	0,28	0,21	0,70
Середньо-ангідри-товий	25	1342-1412	0,10	1,71	92,78	4,01	1,00	0,30	0,10	0,00
Нижньо-ангідри-товий		1385-2085	0,10	1,61	92,85	3,97	1,00	0,35	0,13	-

Виникнення надсольових покладів ймовірно пов'язане з альпійським орогенезом, вертикальна міграція газу відбувалась по площинах тектонічних порушень під час активних посувань вздовж останніх, що припускалось ще першими дослідниками родовища. Спираючись на вищенаведене, можна передбачати наявність мезозойських ВВ скупчень на антиклінальних структурах, в розрізі яких розвинена хемогенна покришка навіть вищої якості при умові наявності там диз'юнктивів, активне життя яких тривало в

післягерцинський час. Це в першу чергу стосується родовищ, де поклади нафти і газу нині відкриті в палеозойських товщах.

На Шебелинському родовищі присутні також пропущені скупчення нафти, які можуть виявитись покладами промислового характеру. В св. 54, яка з 1963 року розробляє палеозойський масивно-пластовий поклад, з 2008 року по міжколонному простору спостерігається надходження нафти, джерелом якої по всій ймовірності є пісковики дронівської світи; породи коренівської і шебелинської підсвіт в інт. 950-1120 м за газокаротажними дослідженнями характеризуються підвищеними до 1 % показниками вуглеводовмісту в буровому розчині, причому була зафіксована присутність важких ВВ. На гирлі св. 25, де за даними ІННК в коренівському пісковику фіксується ВНК на глибині 895 м, також спостерігалось надходження нафти. Слід взяти до уваги нафтопрояви в деяких гідрогеологічних свердловинах родовища. В різноманітних породах хомогенної товщі і картамиської світи давно встановлені випадки виповнення тріщин чорним і бурим твердим бітумом. В ангідритах і вапняках по стінках пор, каверн і мікротріщин спостерігаються примазки жовтого нафтового бітуму (І.А. Мухаринська, А.Ф. Прийменко, 1961). Ознаки нафтоносності є також і в породах, що підстеляють основний промислово-продуктивний поверх родовища. В порово-тріщинних колекторах середнього і нижнього карбону під час буріння пошукових св. 600 та 700 спостерігались інтенсивні газопрояви; за даними хімічного аналізу газу за вмістом важких компонентів близькі до нафтових. В пошуковій св. 200 при випробуванні верхньосерпуховського під'ярусу отримали розгазовану пластову воду з невеликою кількістю нафти, яка за даними фракційного аналізу є аутентичною нафтою досліджуваного об'єкту, випробуванням московського і башкирського ярусів також отримували припливи води з нафтовою плівкою. В параметричній св. 800 при розкритті бурінням горизонтів Б-10 та С-6-8 фіксувалось надходження легких парафіністих малосірковистих малосмолистих нафт густиною 0,841-0,845 г/см³, за розподілом ВВ і ізотопному складу вуглецю

аналогічних нафтам і конденсатам нижньокам'яновугільних відкладів ДДЗ і таких, що нічого спільного не мають з технічною нафтою, яка застосовувалась при бурінні свердловини [47].

Повторне відкриття газоносності мезозойських горизонтів на Шебелинському ГКР і початок промислової розробки тріасових і юрських покладів.

Газоносність тріасової і юрської систем на Шебелинському родовищі, як вказано вище, була відкрита ще на початковому етапі розвідки, але доволі швидко їй приписали техногенний характер, і запаси по тріасовому горизонту, що перебували на Державному балансі, були зняті з обліку.

Промисловий характер газоносності горизонту Тп+Тпк на Шебелинській площі вперше був встановлений, як вже було сказано, св. 27 в 1954 році в межах східного блоку склепіння (дод. 5). Свердловина довгий час перебувала в аварійному стані, в експлуатацію її ввести не змогли через технічні причини, довгий час відбувалось стравлювання газу з розкритого покладу в атмосферу.

В західному блоці склепіння (блоці св. 250) промислова газоносність піщаного і піщано-карбонатного горизонтів тріасу була виявлена свердловиною 78 в 1960 році. Поклад в експлуатацію введений не був, оскільки в св. 78 була випробувана низка об'єктів мезозою вище за розрізом і повернення на горизонт Тп+Тпк технічно було неможливо.

В св. 250, що знаходиться в склепінні структури, в західному блоці мезозойського грабену, геофізичні дослідження у відкритому стволі були виконані в 1964 р., а в 1981 році, після введення свердловини в експлуатацію по газовому покладу нижньої пермі, в обсадженому стволі Українською промислово-геофізичною конторою були проведені дослідження методом ІННК. За цими даними пласт пісковиків, що залягає в інтервалі 685-716 м і охоплює нижню частину Тпк і покрівлю Тп, характеризується як газонасичений з газо-водяним контактом на глибині 710 м (рис. 3.1) [90, 93]. За рекомендацією автора дисертації в св. 250, яка перебувала в стадії підготовки до ліквідації,

наприкінці 2015 року була проведена перфорація експлуатаційної колони в інт. 695-703 м і отримано приплив газу дебітом 108,5 тис. м³/добу на штуцрі діаметром 11 мм, пластовий тиск склав 64,7 ата.

Таким чином повторно був відкритий газовий поклад, приурочений до пласту Тп+Тпк, умовний газо-водяний контакт якого проводиться за даними ГДС в св. 250 на глибині 710 м (абс. відмітка -520,5 м), що добре узгоджується з ГВК, зафіксованим в св. 516 (абс. відмітка -521 м) (рисунки 3.2, 3.3). Умовність проведення контакту визначається браком фактичного матеріалу та складністю інтерпретації ГДС [31]. Поклад пластовий у склепінній тектонічно обмеженій пастці. НГВП для промислової частини покладу проводиться на рівні нижніх отворів перфорації в св. 250 на абс. відмітці -513,5 м. Запаси покладу зараховані до класів 121+221. Геологічні запаси газу оцінені в 69 млн м³.

В визначеному контурі покладу св. 250 якісно позитивна промислово-геофізична характеристика пісковиків піщаного і піщано-карбонатного тріасу визначена в св. 113, 129, 516. Припливи пластових вод з пласту Тп+Тпк були отримані в св. 89, 401, 412.

Робочий дебіт св. 250 на протязі 2016-17 років складав 72-13,2 тис. м³/добу.

Відкриття промислового газового скупчення в тріасовій системі і перші дані його розробки призвели до під'йому інтересу до мезозойського комплексу і в 2016 ПАТ Укргазвидобування замовило УкрНДІгазу «Проект пошуково-розвідувального буріння на мезозойські відклади Шебелинського родовища», який і був складений в короткий термін під керівництвом автора дисертації [72]. В рамках його реалізації в східному блоці склепіння Шебелинської складки в 2016 році була пробурена пошукова св. 900. За результатами інтерпретації ГДС в розрізі юрської і тріасової систем була виділена низка водоносних та водонасичених пісковиків з пористістю 15-30 % та один пласт пісковика з граничною газонасиченістю – горизонт Тп+Тпк. За даними станції геолого-технічного контролю в стратиграфічному інтервалі від оксфордського ярусу до

підшови дронівської світи виділений ряд геохімічних аномалії підвищеного вмісту ВВ газів до 2,19 % відносно фонових значень – 0,002-0,03% в інт.: 257-267 м, 280-296 м, 332-348 м, 361,6-374,8 м, 494,4-501,6 м, 718-728 м, 738-742 м, 747- 762 м, 868-874 м, 958-963 м, 971-974 м.

На жаль за межами випробування опинилась низка піщаних пластів шебелинсько-пересазької товщі, які характеризувались підвищеними газопоказами при бурінні, а також аналоги тих горизонтів, що в св. 93 дали газо-водяний фонтан при розкритті. Першим об'єктом випробування в експлуатаційній колоні визначили горизонт Тп+Тпк (послідовно випробуваний трьома інтервалами 762-765, 752-754, 756-758 м), з якого отримані припливи газу з пластовою водою. Максимально зафіксований тиск на гирлі свердловини склав 24 ата. Такий результат пояснюється роздренуванням покладу в атмосферу на протязі кількох років аварійного стану свердловин 27 та 83 (кінець 50х - початок 60х рр). Подальшим випробуванням двох об'єктів в серебрянській світі і батському ярусі отримана пластова вода.

Пласт-колектор келовейського ярусу в св. 900 інтерпретацією комплексу ГДС був визначений водонасиченим глинистим пісковиком з пористістю 15-22 % та опором 7 ом·м (інт. залягання 278,2-287,2 м). Але оскільки під час буріння проти нього спостерігалась метанова аномалія, вдалось наполягти на необхідності його випробування. Перфорацією колони в інт. 279-281 м було отримано стабільний приплив газу дебітом 4,9 тис. м³/добу на штуцері 4 мм. Пластовий тиск, розрахований на середину інт. перфорації, склав 20,8 ата.

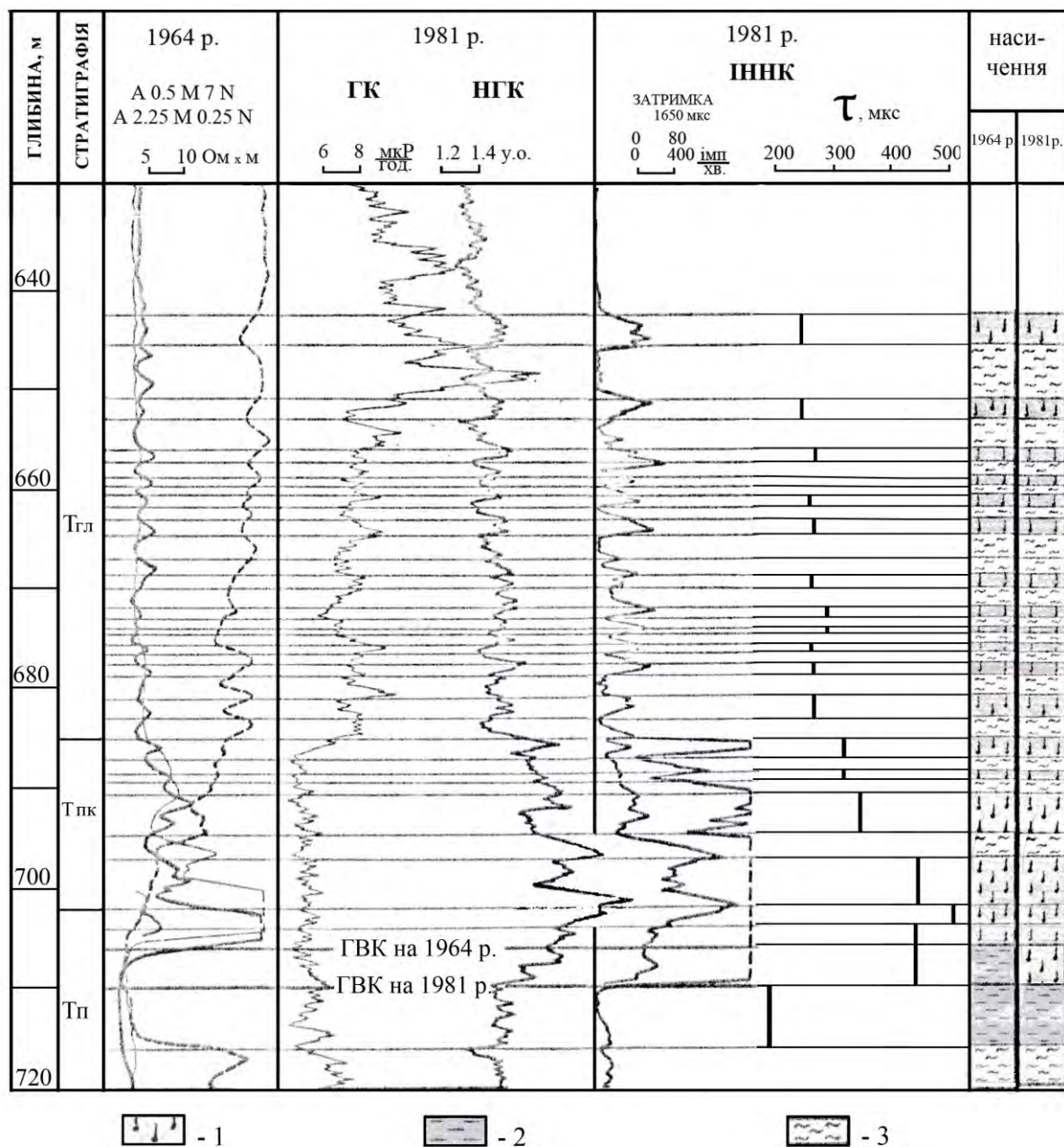


Рис. 3.1 Геофізична характеристика відкладів тріасу та особливості переміщення в часі ГВК в св. 250 Шебелинська (за Г.Л. Трохименком):
1- газонасичені пісковики; 2 – водонасичені пісковики; 3 – глини

Приплив пластової води з метановим газом отриманий з аналога цього пласта в св. 41, пластової води – в свердловині 91.

Таким чином був відкритий новий газовий поклад, пластовий у склепінній тектонічно обмеженій пастці (рис. 3.4, 3.5). УГВК абс. відміткою -94,5 м проведений на середній відстані між підшвою випробуваного газоносного інтервалу в св. 900 та покрівлею водоносного в св. 41.

Оцінені запаси сухого газу складають 4 млн м³. В 2017 році поклад розпочатий розробкою.

Пошукова св. 901 була пробурена в 2016 р. блоці св. 250. За результатами інтерпретації ГДС в розрізі тріасу виділено перспективний в нафтогазоносному відношенні пласт пісковика гор. Тп+Тпк в інт. 674-705 м пористістю до 32 % та газонасиченістю до 80 %. За результатами вивчення кернавого матеріалу, відібраного в інт. 706-715 м, (нижче визначеного за ГДС газо-водяного контакту) відібрані пісковики з ознаками ВВ. Перфорацією колони в інт. глибин 689-692 м було отримано приплив газу дебітом 24,9 тис. м³/добу на штуцері 7 мм. Пластовий тиск, розрахований на середину інт. перфорації за даними глибинних вимірів склав 61,1 ата. Таким чином був підтверджений контур промислової газонасності горизонту Тп+Тпк західного блоку склепіння; св. 901 передана в експлуатацію. На грудень 2017 року видобуток газу з покладу (разом зі св. 250) склав 47 млн. м³.

Кореляція тріасового розрізу в присклепінних свердловинах родовища наведена на додатку 7.

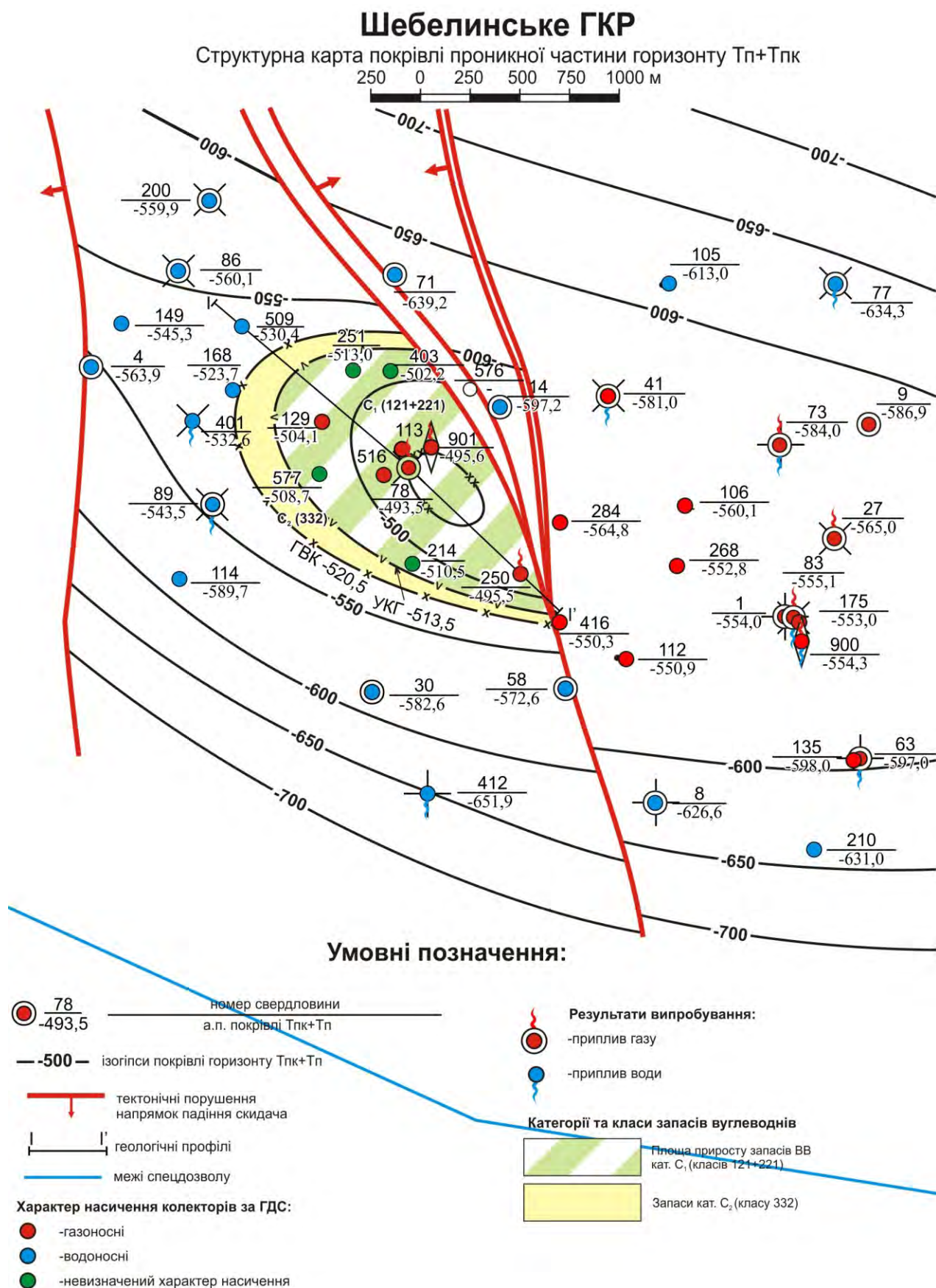


Рис. 3.2 Шебелинське ГКР. Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту Тп+Тпк

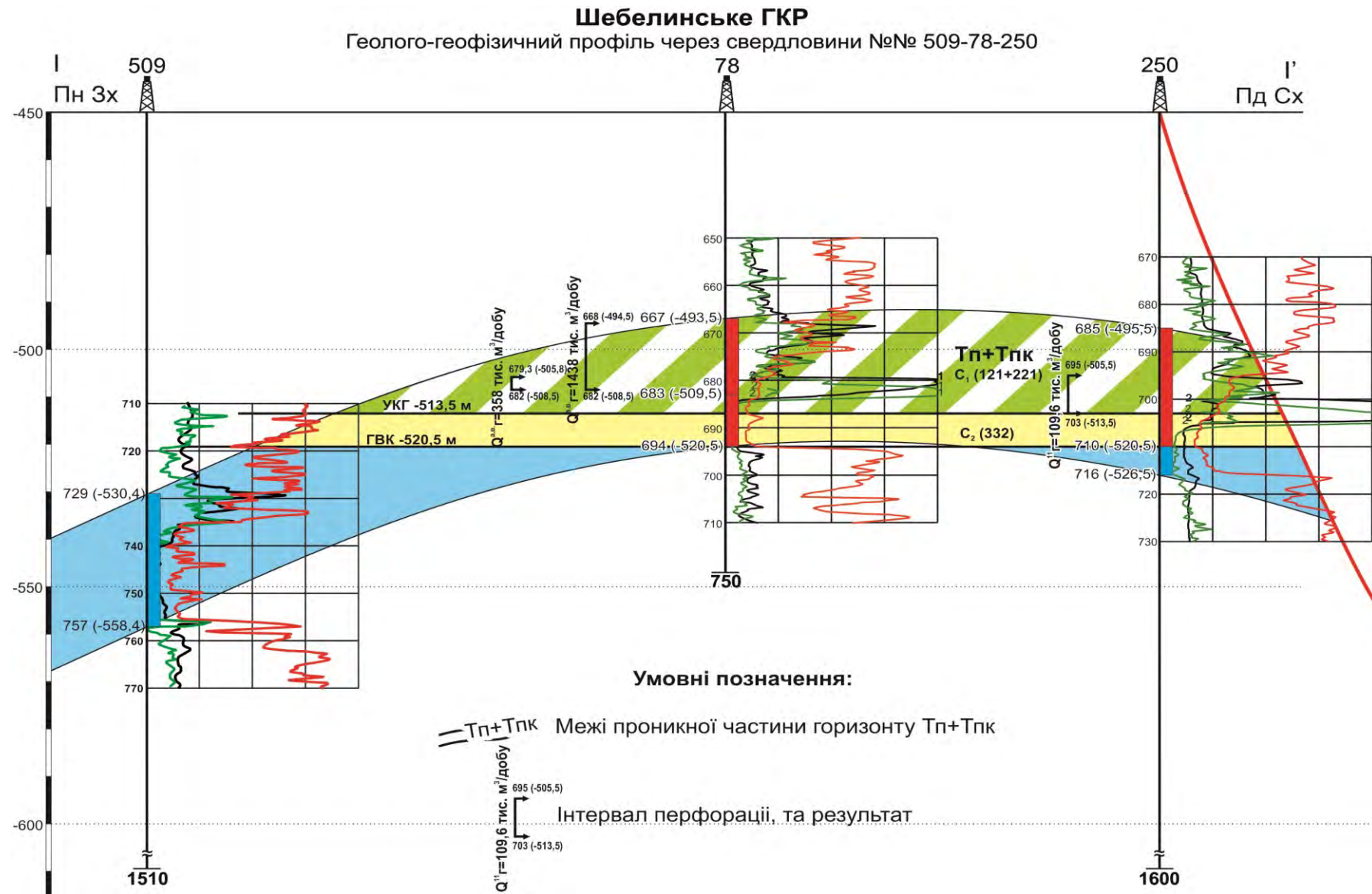


Рис. 3.3 Шебелинське ГКР. Геолого-геофізичний профіль через св. 509-78-250

Шебелинське ГКР Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту Кл-1(J₂k)

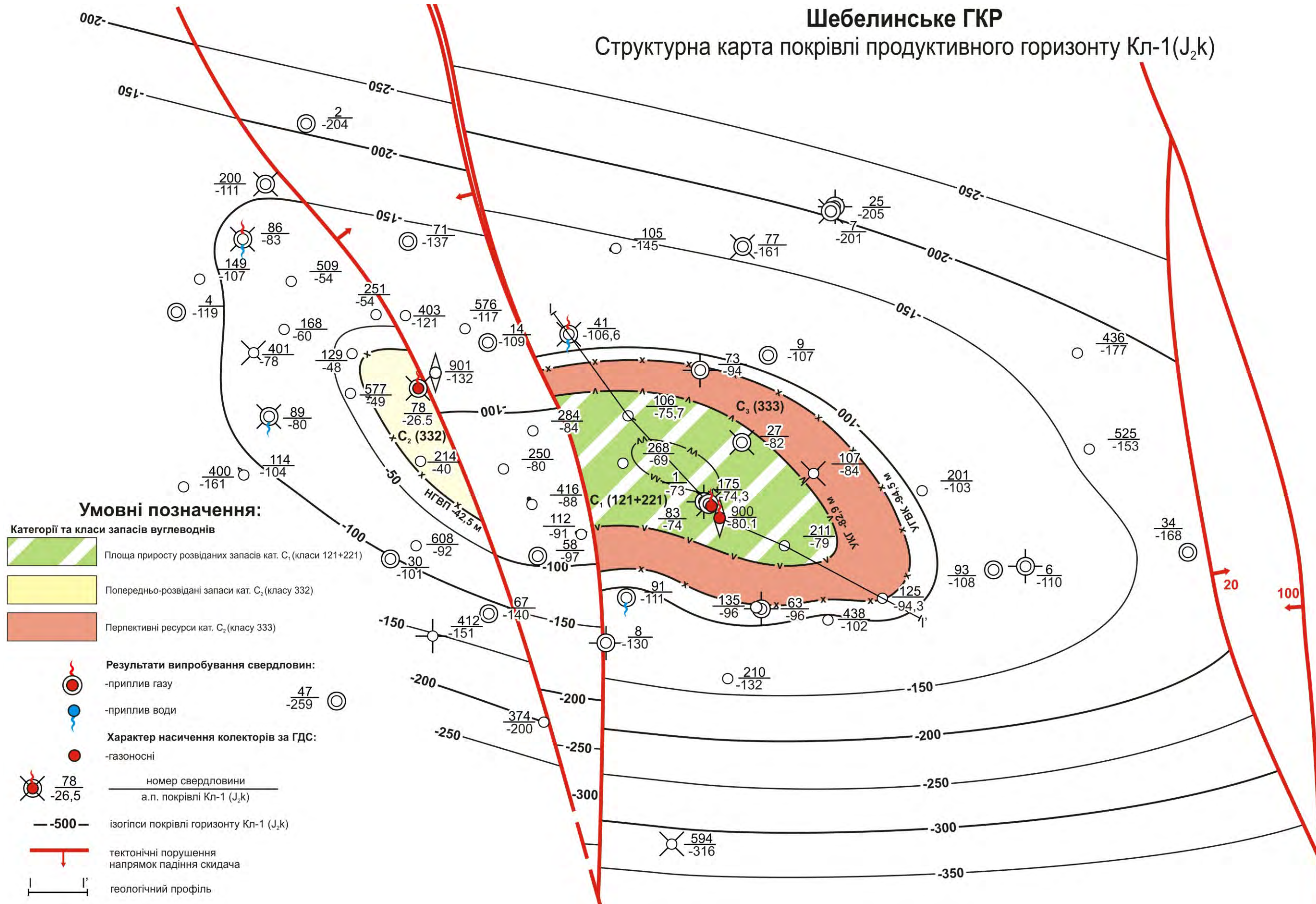


Рис. 3.4 Шебелинське ГКР. Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту Кл-1 (J₂k)

Таблиця 3.3

Компонентний хімічний склад газу горизонту Тп+Тпк в св. 901

Компоненти	Вміст, % об.	Компоненти	Вміст, % об.
Метан	93,4770	Н-пентан	0,0350
Етан	3,9430	Гексани+вищі	0,0920
Пропан	0,7960	Кисень	0,0000
Ізо-бутан	0,0950	Азот	1,3040
Н-бутан	0,1580	Діоксид вуглецю	0,0470
Нео-пентан	0,0090	Гелій	не визн.
Ізо-пентан	0,0440	Водень	не визн.

За керном, відібраним в св. 900 та 901, пісковики верхньосеребрянської підсвіти мають відкриту пористість, що коливається в межах 13,3-31,8 %, нижньосеребрянської підсвіти – 7,4-31,7 %, коренівської підсвіти – 5,0-29,6 % (значенню 23,8 % відповідає проникність 1066,5 мД), шебелинської підсвіти – до 30,6 %, причому значенню 29,3 % відповідає проникність 3605,3 мД. Проникність визначена в невеликій кількості зразків через слабку ступінь консолідації порід.

Подальше вивчення нафтогазоносності мезозою на родовищі пропонується продовжувати пошуковим бурінням. Найбільш цікавий об'єкт дослідження – шебелинсько-пересазька, нижня частина дронівської світи, найменше вивчена прямими методами.

Пошукову св. 902 проектною глибиною 1130 м вважаю доцільним пробурити в піднесеній частині східного периклінального блоку. Пошукову св. 903 проектною глибиною 1170 м пропонується закласти в піднесеній частині західного периклінального блоку підняття (дод. 5).

3.2.2 Більське НГКР

Більське родовище знаходиться в центральному грабені ДДЗ. Брахіантикліналь виявлена в 1952 році сейсмічними роботами по юрському відбиваючому горизонту та бурінням по мергелях київської світи. Родовище відкрито у 1958 році, промислові газові поклади встановлені в орільській світі

(св. 1) та верхньосеребрянській підсвіті (св. 2). В 1960 році св. 8 та 13 встановлена продуктивність нижньосеребрянської підсвіти [5, 6, 78].

В 1968 році випробуванням верхньовізейських горизонтів отримано промислові припливи газу. Зараз нафтові поклади відкриті в нижній пермі, верхньому і середньому карбоні, газу – в верхньому, середньому і нижньому карбоні. В 2002 р. з метою дорозвідки нафтогазоносних відкладів Тпк в західній частині родовища були пробурені розвідувальні св. 300, 301, 302, в яких отримані прямі ознаки нафтоносності серебрянських пісковиків і хлідолітів в вигляді насичення керну і невеликих нафтових припливів. Св. 212 та 213 підтвердили промисловий характер нафтоносності центральної частини структури. За даними А.В. Бутенка, в 2007 р. в розвідувальній св. 405, пробуреній в північно-західній частині родовища при випробуванні горизонту Тпк в інт. 1780-1784 м отримано приплив газу 10,8 тис.м³/добу на 3 мм штуцері. По горизонту Тпк свердловина знаходиться у вузькому тектонічному блоці. Таким чином була доведена продуктивність Тпк на західній перикліналі Більської структури.

Нижня перм представлена ангідритами, доломітами, вапняками, глинами, алевролітами картамиської, микитівської та слов'янської свит, загальною товщиною 94-235 м. Тріасова система всіма відділами. Орільська світа перекривається пачкою верхньобайоських-нижньобатських морських глин потужністю біля 60 м. Верхній відділ юри представлений оксфордським і кімериджським ярусами.

Більське підняття характеризується загальною відповідністю палеозойського і мезозойського структурних планів і належить до типу наскрізних. З глибиною відмічається незначне зміщення склепіння в південно-західному напрямку. В ядрі складки виявлений девонський кріптодіапір, що залягає на глибині біля 6000 м.

Структура являє собою асиметричну брахіантикліналь північно-західного простягання, ускладнену щільною сіткою диз'юнктивів скидового типу, які порушують палеозойські, мезозойські і, можливо, палеогенові верстви і мають

амплітуди до 100 і більше метрів (рис 3.6, 3.7). Висота складки по палеогену 10-15 м, по сеноманському ярусу більше 100 м. Розміли підняття на структурному рівні юри 16 x 12 км, амплітуда біля 200 м [38].

Газові поклади орільської світи водоплавні, приурочені до північно-західного і південно-східного блоків структури, пов'язані з пачкою пісків і пісковиків, переверстованих глинами. Пористість колекторів 25-34 %, проникність 900-4925 мД. Газонасичена частина резервуара має високі питомі опори (14-750 ом·м). Ефективні потужності сягають 19,4 м. Висота покладів 9-20 м. ГВК встановлюється на відмітках -1359-1369 м. Абс. вільні дебіти в свердловинах сягали 5,7 млн м³/добу, початковий пластовий тиск 158 ата.

Верхньосеребрянська підсвіта містить два газonosних горизонти.

Верхній (ТГ₁) приурочений до південно-східного блоку, представлений пісковиками і алевролітами (10 м). Пористість 13-29,6 %, проникність 14-4747 мД. Висота покладу 40 м, ефективна потужність 2,4-12,4 м. УГВК проведений на абс. відмітці -1531 м. Початковий пластовий тиск 174,3 ата. Нижній горизонт (ТГ₂) складається з кількох покладів, які залягають в літологічно мінливій по площі пачці пісковиків, алевролітів і глин. Пористість пісковиків 9,6-25,9 %, проникність 15-350 мД. Тип покладів, які виявлені в південно-східній та північній частинах структури пластові тектонічно і літологічно обмежені, ефективні газонасичені товщини 4,4-10 м, абс. вільні дебіти сягають 1,8 млн м³/добу, початковий пластовий тиск 177,5 ата. ГВК мають відмітки від -1552,5 до -1619,4 м в різних блоках. Обидва горизонти розробляються з 1963 року.

Нижньосеребрянська підсвіта містить газові поклади з нафтовими облямітками; промислово-геофізична характеристика розрізу нечітка. Колекторами нафти і газу є різнозернисті пісковики пористістю до 33 %, проникністю до 1753 мД. Ефективні нафтогазонасичені товщини сягають 11 м, абс. вільні дебіти газу 0,15-5,3 млн м³/добу, початковий пластовий тиск 185 ата, висота поверху газоносності сягає 100 м, висота нафтової облямітки біля 5 м. ВНК проведений на абс. відмітці -1630 м. Дебіти нафти сягали 147 т/добу.

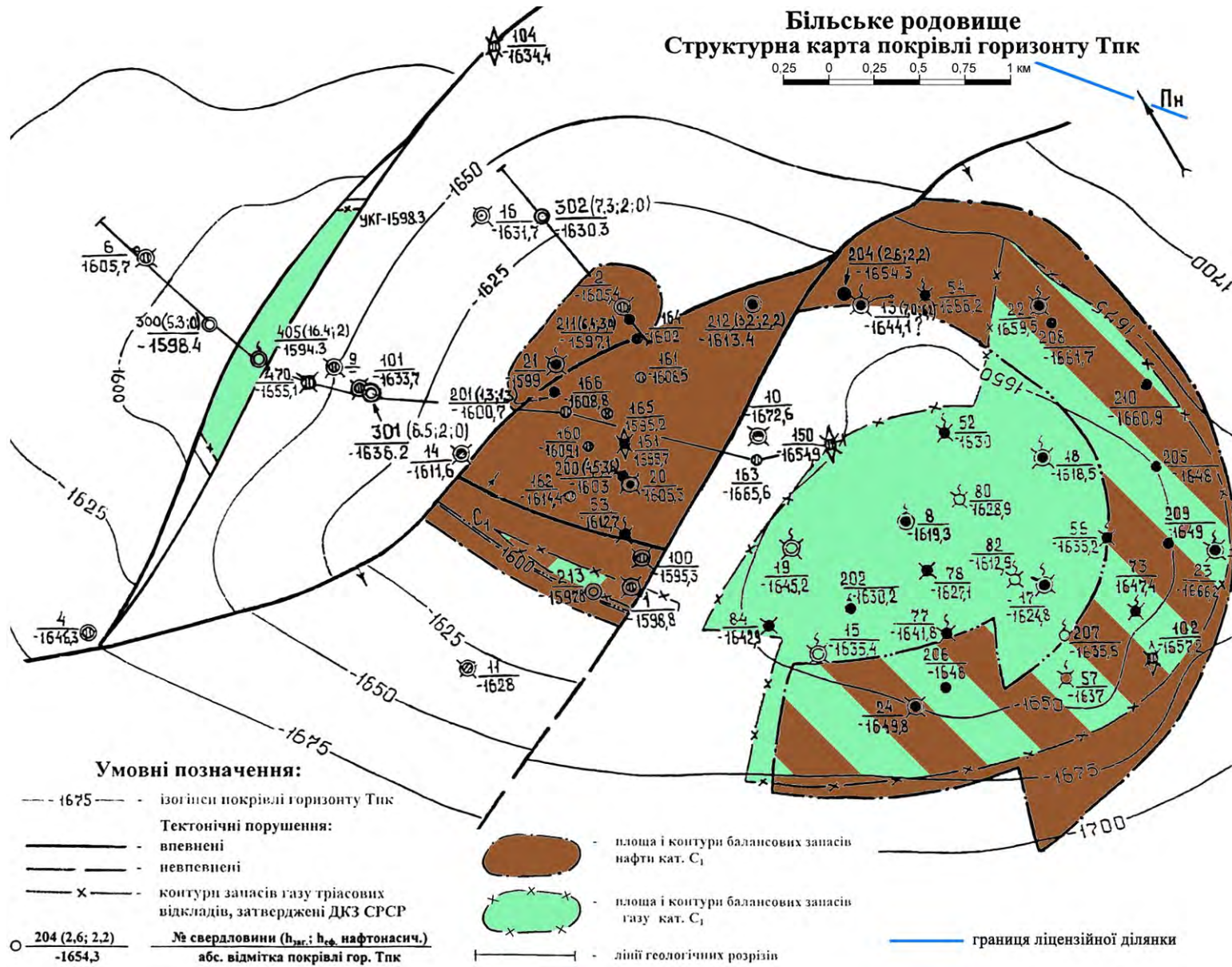


Рис. 3.6 Більське родовище. Структурна карта покрівлі горизонту Тпк (за А.В. Бутенко)

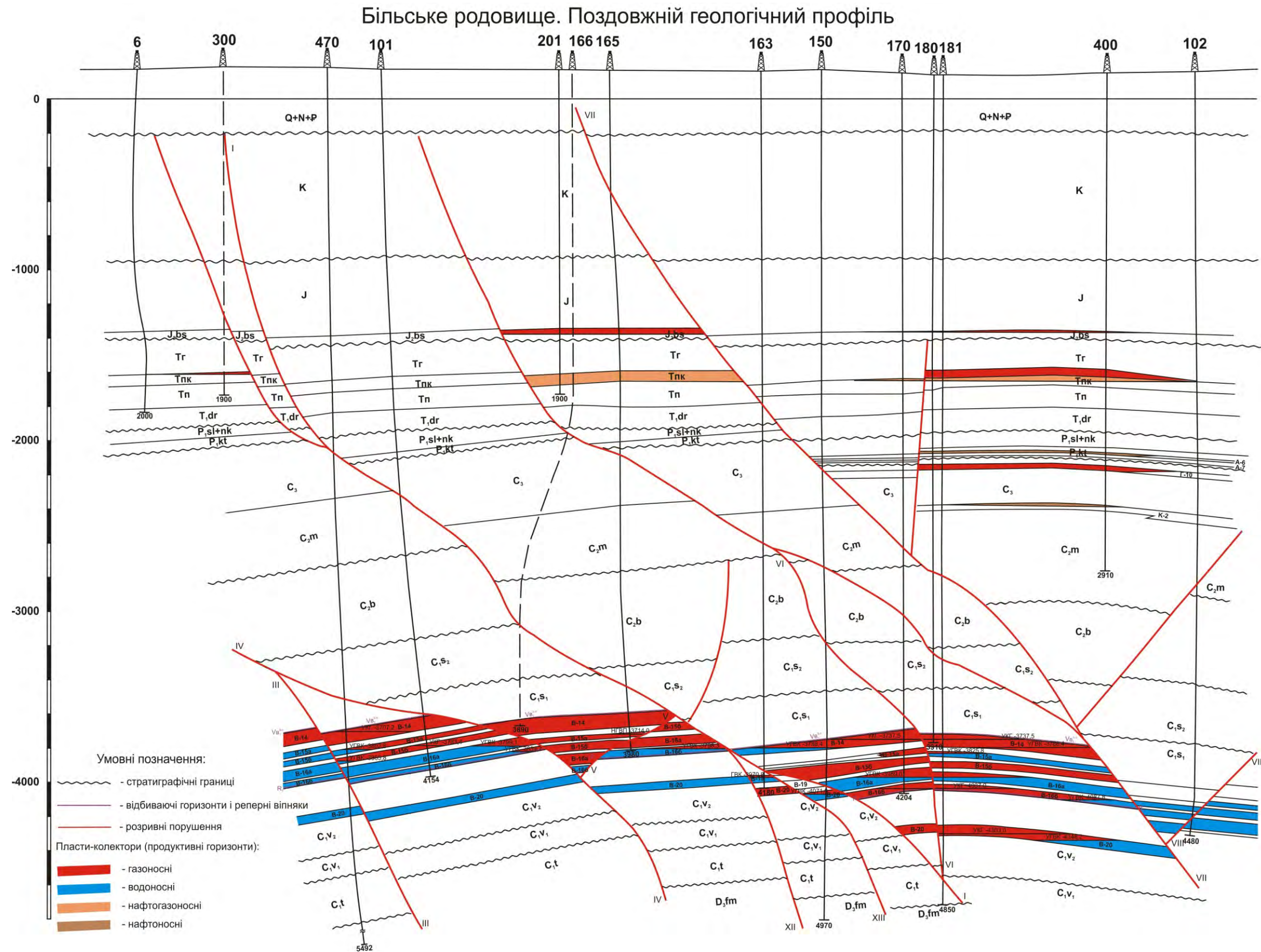


Рис. 3.7 Більське родовище. Поздовжній геологічний профіль (за А.В. Бутенко)

Компонентний склад газів юрських покладів наступний: метану 84,82 %, етану 7,22 %, пропану 1,67 %, бутану 0,85 %, пентану 1,55 %, азоту 4,13 %, двоокису вуглецю 0,53 %, гелію 0,096 %. Густина по повітрю 0,706.

В тріасових газах родовища об'ємний вміст метану складає 84,4-86,9 %, етану 3,98-5,6 %, пропану 1,85-2,67 %, бутану 1,4-7,1 %, пентану 0,1-2,0 %, азоту 3,2-5,8 %, двоокису вуглецю 0,02-1,0 %, гелію 0,069-0,109 %, в Тпк присутній сірководень (0,035 %). Відносна густина їх 0,644-0,760.

Нафти нижньосеребрянських скупчень мають густину 0,675-0,772 г/см³.

Поклади мезозою розробляються з 1963 року. В 1963 році по тріасових і юрських відкладах ДКЗ СРСР затвердила початкові запаси газу в обсязі 3148 млн м³ газу, конденсату 162 тис т і видобувні запаси нафти у обсязі 1214 тис т за кат. А+В+С₁,

На січень 2016 року початкові запаси ВВ мезозойського комплексу родовища складають: по J_{2b} – газу 1473 млн м³ (видобуто 1174 млн м³); Тг – газу 487 млн м³ (видобуто 273 млн м³); Тпк – газу 1592 млн м³ (видобуто 793 млн м³) за кат. А+В+С₁ та 942 млн м³ за кат С₂, нафти 1603/339 тис. т (видобуто 108 тис. т) за кат. А+В+С₁ та 400/80 тис. т за кат С₂.

Пластові води мезозойського комплексу хлоридного кальцієвого типу, мінералізація їх в юрських горизонтах складає 99,2 г/л, вміст броміду 54-67 мг/л, бору 2,4 мг/л, густина 1,056-1,069 г/см³. Мінералізація тріасових вод сягає 119,2 г/л, вміст йоду 0,82-1,0 мг/л, броміду 40-84 мг/л, бора 2,79-3,22 мг/л, амонію 19,35-41,2 мг/л, густина 1,08-1,11 г/см³.

3.2.3 Глинсько-Розбишівське НГКР

Глинсько-Розбишівське підняття знаходиться в західному закінченні центрального сегменту приосьової зони ДДЗ, входить до складу протяжного валу, який на мезозойському і палеозойському рівні являє собою ланцюг куполів і брахіантикліналей, ускладнених соляним тектогенезом і передпалеогеновими

скидами. Вал простягається в захід-північно-західному напрямку більше ніж на 50 км. Формують його Василівське, Чижівське, Погарщинське, Венеславівське, Сарське, Харківцівське і перфоровані Клиньським, Краснознам'янським і Петрово-Роменським соляними діапірами Краснознам'янське і Середняківське підняття.

В 1944-48 роках на площі пробурено чотири глибоких свердловини, які опинились на північно-західному зануренні валу і дали лише ознаки вуглеводонасиченості тріасових порід. Промислові нафтові припливи на площі вперше були отримані в 1958 році з нижньопермських горизонтів.

Глинсько-Розбишівське родовище приурочене до Погарщинського (Глинського) та Чижівського підняття, що утворюють західну частину валу. Промислова нафтогазоносність виявлена в тріасових, нижньопермських, верхньо-, середньо- і нижньокам'яновугільних горизонтах; в верхньокам'яновугільно-нижньопермському, верхньосерпуховському і верхньовізейському комплексах виявлені нафтові і нафтогазові поклади, в горизонтах башкиру, серпухова і візе - конденсатогазові.

Погарщинська складка по горизонтам мезозою має розміри 13 x 5 км, північно-східне крило її більш круте, з кутами падіння верств до 6° при 3° на південно-західному. Амплітуда пастки складає 70 м в покрівлі тріасу, 110 м в його підшві (рис. 3.8).

Пересазька товща дронівської світи залягає на сильно розмитій поверхні пермської системи; в склепіннях підняття – на теригенній картамиській світі, а на крилах і перикліналях – на хомогенних утвореннях.

На Погарщинському піднятті численні скупчення нафти і газу, виявлені за даними промислової геофізики і кернавого матеріалу, приурочені до нижньосеребрянської підсвіти і контролюються 200 м товщею верхньосеребрянських глин. Один з покладів підтверджений випробуванням і поставлений на державний баланс в 1985 році, залягає на глибинах 1400-1500 м. Прийнята для покладу ефективна нафтонастичена товщина складає 2 м,

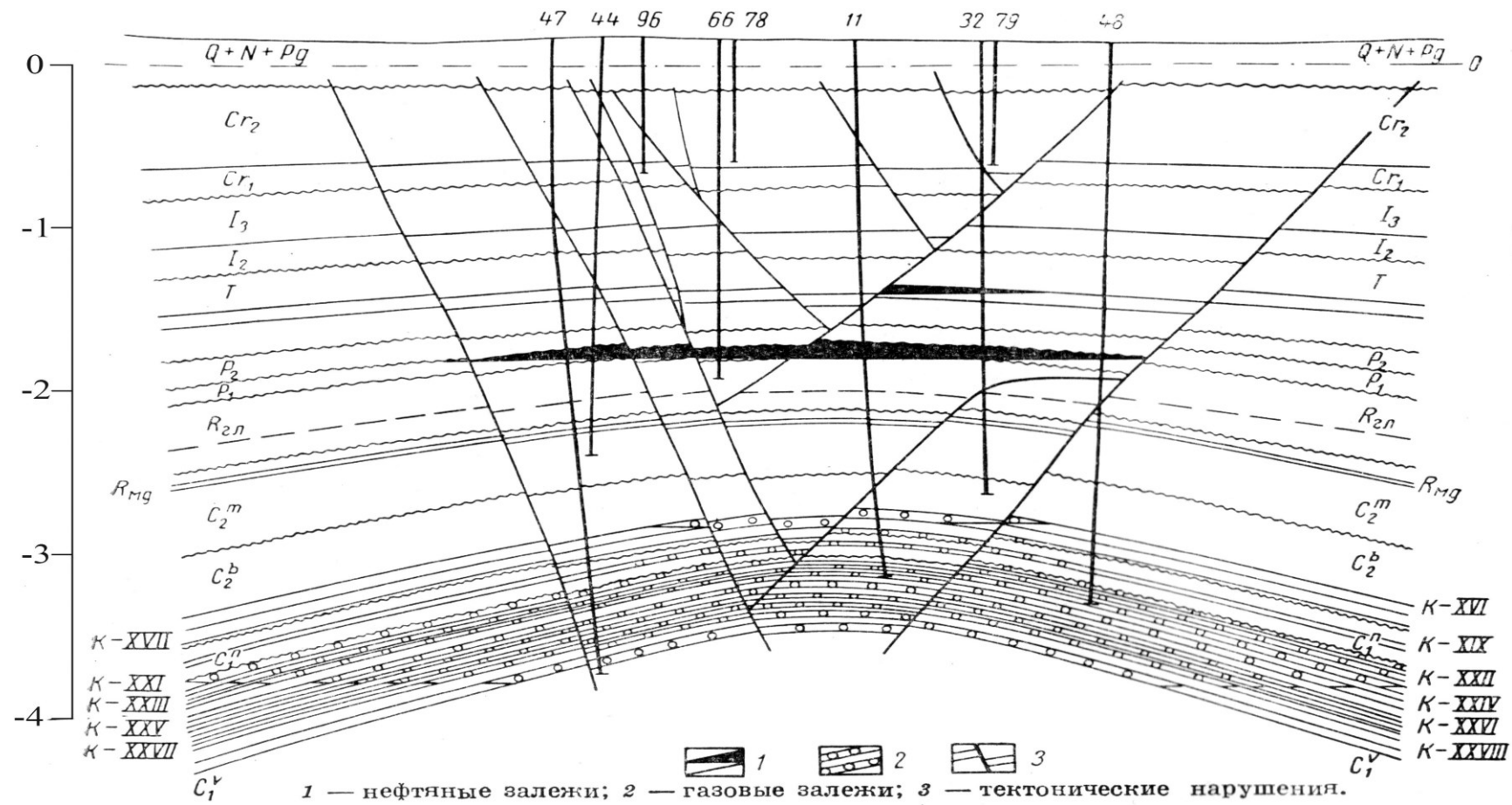


Рис. 3.8 Глинсько-Розбишівське родовище. Геологічний профіль через Погарцинське підняття [57]

пористість 0,19, густина нафти 0,77 г/см³. З початку розробки видобуто 13 тис т (40 % балансових запасів), зараз поклад не розробляється.

Численні прямі ознаки нафтогазоносності в вигляді окисненої нафти, розчиненого в воді газу, і, в ряді випадків, - газоводонафтових фонтанів, отриманих при випробуванні свердловин, наявні в коренівській і шебелинській підсвітах дронівського розрізу [57].

На Середняківському піднятті в св. 35, пробурений поряд з штоком, з відкладів дронівської і сребрянської світ піднятий керн, представлений кавернозними і вапняковими пісковиками, просякнутими важкою окисненою нафтою; при випробуванні приштокової брекчії отриманий невеликий приплив густої нафти.

На Краснознам'янському куполі в св. 174 в інт. 710-715 м в керні підняті насичені нафтою пісковики дронівської світи. Крім тріасових перспективні і юрські відклади, в над- і приштоковій частині структури; ознаки газоносності звідси були отримані в св. 121-к.

В св. 29 на Чижівсько-Краснознам'янській площі за БКЗ рекомендувались до випробування горизонти Тпк та Тг в інт. 1362-1476 м. В св. 40 за ГДС позитивно оцінені 8 пластів в Тпк та Тг в інт. 1432-1531 м.

В склепінні Погарщинської структури перспективні відклади Тпк та Тг в св. 29, 40, 53, 54, в цілому стандартна промислова геофізика однозначно відділити продуктивні пласти від водоносних не може.

Пластові води тріасового комплексу хлоридні кальцієві, мають мінералізацію біля 140 г/л.

На Венеславівському піднятті з дронівської світи отримані припливи нафти з глибини 2000 м [39].

Таким чином, першочергові перспективні об'єкти на Глинсько-Розбишівській групі структур це вся дронівська, вся сребрянська і орільська світа.

3.2.4 Солохівське НГКР

Знаходиться в центральній частині приосьової зони ДДЗ і входить до складу Солохівсько-Диканьського валу, який витягнутий по відкладах мезозоя на 60 км. До складу валу на цьому структурному рівні входять Солохівська, Опішнянська та Матвіївська (Диканська) структури, Будищанський і Руновщинський купола, пов'язані з передтріасовими соляними штоками, прилягають до валу кулісоподібно, ускладнюючи його південне крило (Будищанська складка) і південно-східну перикліналь (Руновщинська).

Солохівське родовище відкрите в 1954 році св. 7, коли з інт. 848-855 м випробуванням пісковиків байоського ярусу отримали приплив газу дебітом 85,3 тис м³ добу через 9-мм штуцер, пластовий тиск склав 84,4 ата.

На теперішній час поклади газу і нафти відкрито в серпуховському і візейському ярусах нижнього карбону [5, 6, 78].

Солохівська структура є криптодіапіровою брахіантикліналлю субширотного простягання, порушеною численними скидами передпалеогенового віку. По юрському структурному плану розміри підняття складають 12 x 5 км з амплітудою 70 м. Південно-західне крило стрімкіше північно-східного (кути падіння 3-6° та 2-5° відповідно), склепіння ускладнене грабенем.

Характерною рисою Солохівської площі є відсутність комплексу осадів ранньопермського віку.

Дронівська світа залягає на поверхні кам'яновугільної системи різко незгідно. В її підшві розвинутий базальний горизонт, що містить уламки вапняків, пісковиків і алевролітів карбону. Коренівська підсвіта залягає на перзсасько-шебелинській товщі з кутовою незгідністю.

На розмитій поверхні тріасу з кутовою незгідністю залягають утворення середньо- і пізньоюрської епох. В підшві юрського розрізу залягають глини, алевроліти, піски і пісковики орільської світи.

Газоносний горизонт орільської світи, екранований глинистою пачкою 70-80 м завтовшки. Водоплавні поклади приурочені до склепіння і присклепінної частини структури, пов'язані з пачкою кварцових середньо-грубозернистих пісків і пісковиків добрих колекторських властивостей. Покрівля байоського колектора в межах підняття залягає на глибинах від 851 м до 956 м. Початковий ГВК був прийнятий на а.в. -696 м єдиним для всіх трьох блоків, судячи з гідродинамічного зв'язку, що проявився в процесі експлуатації свердловин – правильно. Відкрита пористість коливається в межах 12,0-35,2 %, проникність сягає 319 мД. Загальна товщина газонасиченої частини пласта коливається від 4 до 18 м, ефективна складає 5-7 м. Висота скупчення до 30 м. За складом природний газ належить до сухих зі значним вмістом негорючих компонентів. Вміст метану 81,9-87,5 %, етану 0,15 %, пропану 0,1-0,15 %, бутану 0,05 %, пентани відсутні, сумарний вміст важких ВВ 0,25-0,35 %, азот займає 10,6-16,8 %, вуглекислий газ 0,1 %. Найнижча теплотворна здатність складає 6964 ккал/м³, питома вага по повітрю - 0,612.

Поклади юри знаходились в розробці з 1964 до 1978 року, нині виснажені і не розробляються, всього було видобуто 1871 млн м³ газу, що виявилось більшим, ніж сумарні початкові запаси категорій C₁+C₂, затверджені ДКЗ за підрахунком 1957 року (1574 млн м³). З 1987 року юрський резервуар застосовується як підземне сховище газу. Результати об'ємної сейсморозвідки, проведеної ЗАТ «Укрнафтогазгеофізика» в 2011 році дали змогу передбачати існування на північному крилі структури раніше невідомих гідродинамічно відокремлених від розвіданого байоського поля продуктивності блоків, в одному з яких встановлена аномалія хвильового поля типу «яскрава пляма», що є характерною ознакою продуктивності. Пробурена в його межах розвідувальна свердловина 230 (2017 р.) підтвердила цей прогноз - в покрівлі пісковиків орільської світи, що розкриті на

глибинах 882,0-949,2 м, за ГДС виділений газonosний інтервал з опором по БК 25-40 Ом·м, пористістю 30 %, коефіцієнтом нафтогазонасиченості 0,8, ГВК відбивається на глибині 887,0 м.

Юрський водоносний комплекс містить нижньобайоський, верхньобатсько-нижньокеловейський і кімериджський водоносні горизонти і залягає на тріасовому водоупорі.

Байоський горизонт має високу водоносність, при зниженні рівня на 100-150 м дебіт води по св. 118, 119 сягав 66-85 м³/добу. Максимальні припливи сягали 600 м³/добу. Статичні рівні встановлюються на глибинах 95-134 м. Температура дорівнює 26-29°C. Пластові води є слабкими хлоридними кальцієвими розсолами з мінералізацією 39,7-53,8 кг/м³. Із мікрокомпонентів присутні бром (37,52-63,32 мг/л), амоній (10,8-18,0 мг/л), йод (0,84-1,29 мг/л).

Під час розвідки юрських покладів Солохівського ГКР виявлене проникнення фільтрату промивальної рідини в кімериджські пласти, тобто наявність колекторів; з верхньоюрських горизонтів в процесі буріння св. 13 відмічені газопрояви.

Крім покладів в юрі в св. 2 при проходженні інтервалу 1200-1227 м і в свердловині 3 при глибині 1175 м у відкладах нижньосеребрянської підсвіти спостерігались газопрояви. В св. 214 також в піщано-карбонатному тріасі за ГДС на глибині 1176-1207 м виділені можливо продуктивні верстви пісковика пористістю 20-30 %. Поклади склепінні, неповнопластові, в тектонічно-обмежених пастках.

Для оцінки перспектив нафтогазонасності піщано-карбонатних відкладів тріасу пропонується пробурити розвідувальну св. 213, проектною глибиною 1250 м (рис. 3.9, 3.10).

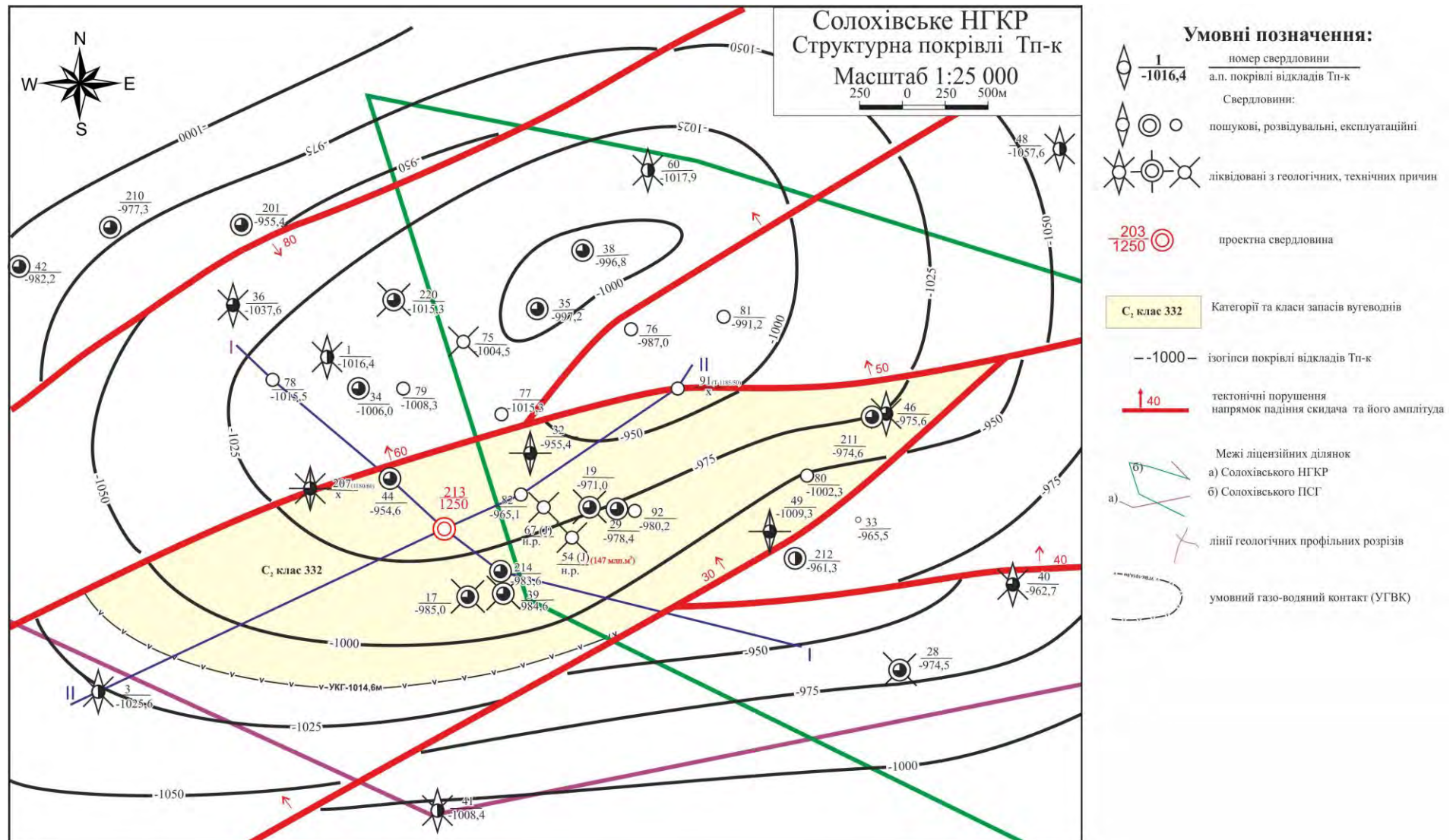


Рис. 3.9 Солохівське родовище. Структурна карта покрівлі T_{1sr_1} (Тпк) (за А.Л. Костівим, 2017 р.)

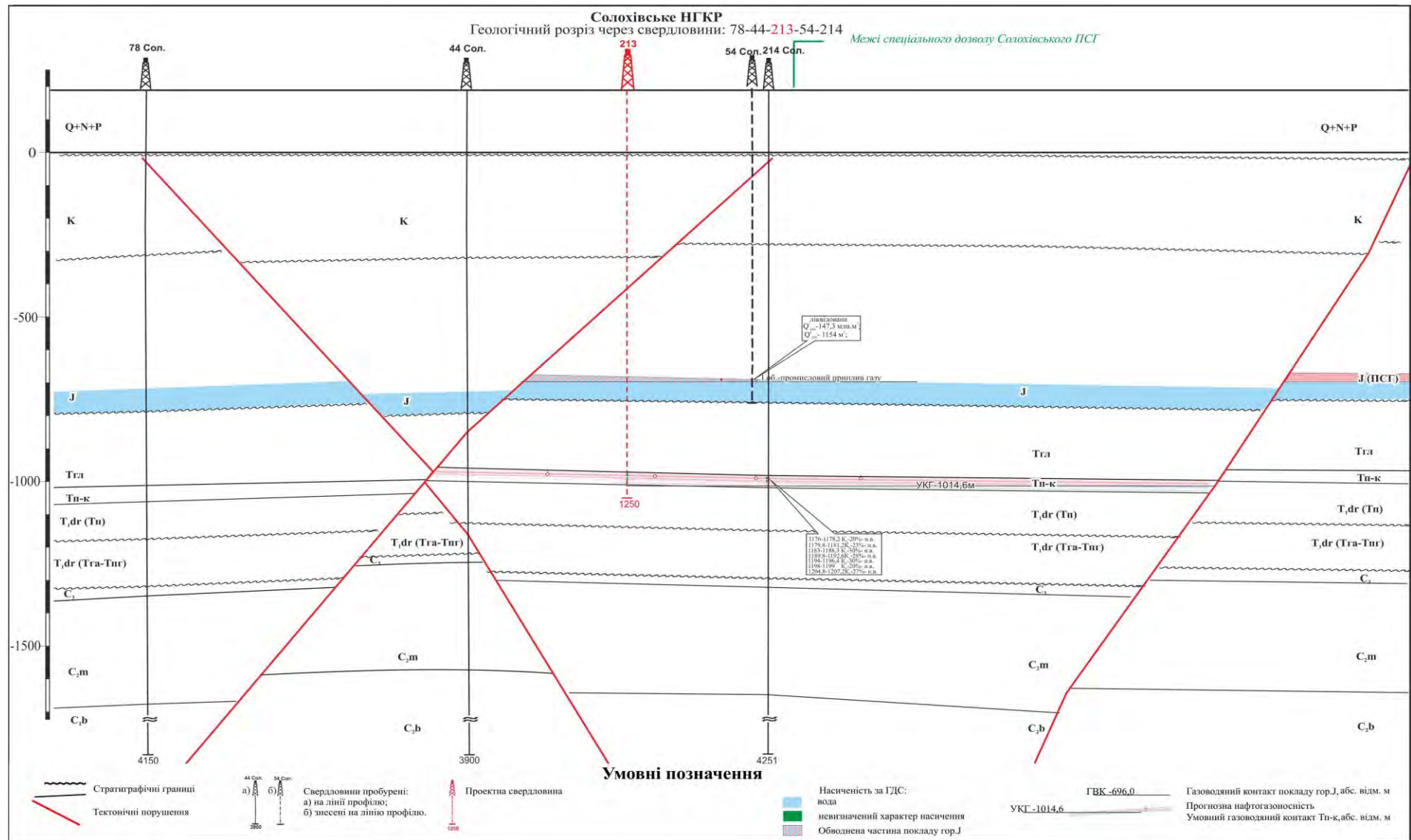


Рис. 3.10 Солохівське родовище. Поперечний геологічний профіль (за А.Л. Костівим, 2017 р.)

3.2.5 Руновщинське НГКР

Руновщинська структура по мезозою є куполом, пов'язаним з соляним діапіром переддронівського залягання, займає південно-східну перикліналь Солохівсько-Диканьського валу. Руновщинське підняття виявлене в 1954 році за результатами сейсморозвідувальних досліджень МВХ по відкладах крейди і юри. По підшві оксфордського ярусу Руновщинський купол має розміри 5 x 4 км і амплітуду 400 м, серією скидів розбитий на блоки (рис 3.11, 3.12).

Тріасова система перекриває кам'яновугільну і пермську з різкою стратиграфічною і кутовою незгідністю, середньоярські відклади незгідно залягають на тріасових.

Продуктивність на нинішній час встановлена в горизонтах юри, тріасу і карбону.

Руновщинське родовище відкрите розвідувальною св. 12, в якій в 1956 році [5, 6, 78] з відкладів коренівської підсвіти з інт. 505-535 м отримано приплив газу з а. в. дебітом 1520 тис. м³/добу. Пластовий тиск склав 55,7 ата. Державним балансом запаси газу обліковані в 1957 році в кількості 30 млн. м³. Родовище було законсервовано, а пізніше знято з Державного балансу через незначні запаси газу.

В св. 12 в глинистому тріасі в інт. 468-480 м за ГДС був виділений піщаний газоносний пласт, який не випробовувався. Вище за розрізом виділені ще два піщані пласти, що мають товщини до 4-6 м і зі значною долею ймовірності також є газоносними [90].

В 2012 році організацією «НАК Нафтогаз України» в склепінні купола була пробурена пошукова св. 100 глибиною 1200 м, дублер св. 12. За ГДС в інт. 493-603,4 м виділений потужний пласт коренівсько-серебрянського пісковика з ГВК на абс. відмітці -456 м. Ефективна газонасичена товщина пласту в свердловині становить 39,7 м. Колекторами є піски, пухкі пісковики і алевроліти з пористістю за керном до 35,2 %. Пісковики світло-сірі з червоно-бурими прошарками, кварцові, дрібно і середньозернисті, алевритисті, іноді гравелісті. Продуктивна частина випробувана в інт. 531-524 м з отриманням припливу газу

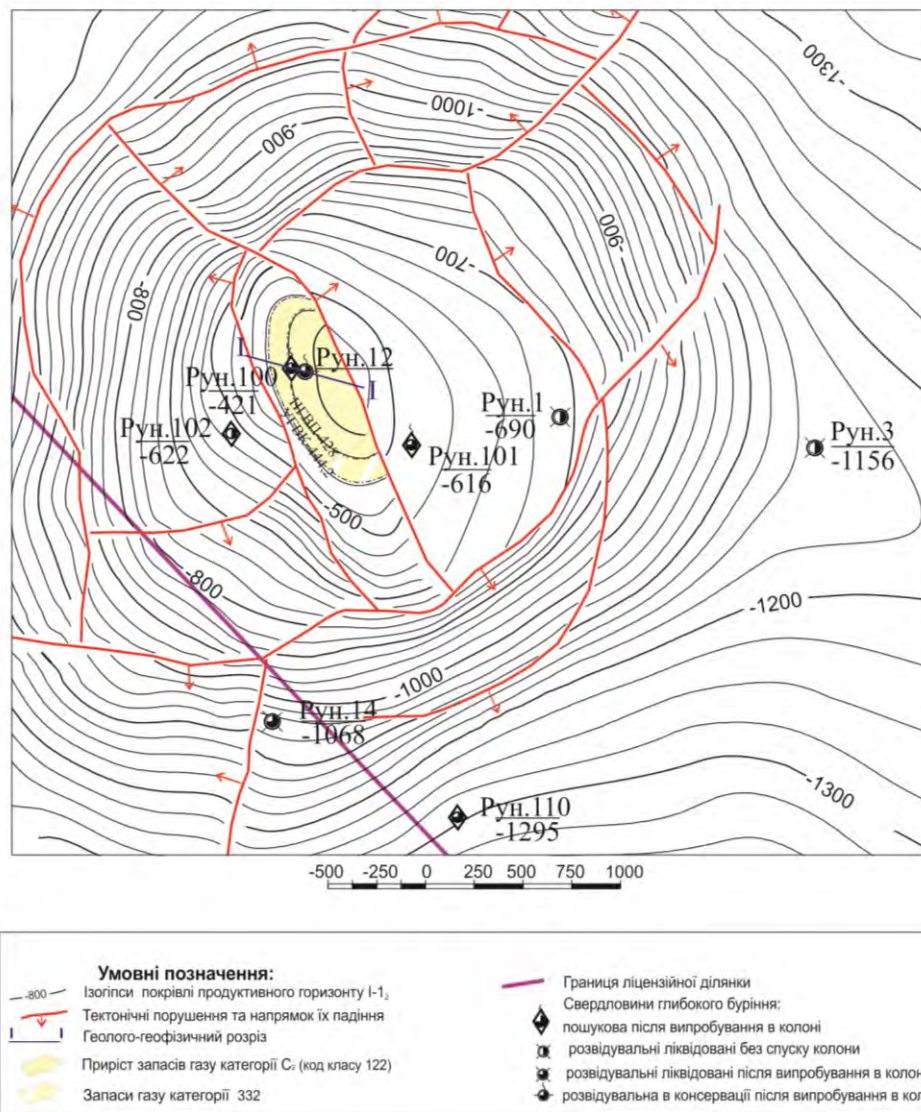


Рис. 3.11 Руновицинське газове родовище. Структурна карта по покрівлі продуктивного горизонту I-I₂. (за матеріалами О.А. Шевченка)

дебітом 19,5 тис. м³/добу на 5 мм штуцері. Пластовий тиск розрахований на середину інт. перфорації склав 54,4 ата. Коефіцієнт пористості за ГДС коливається в межах 0,244-0,347. Газ покладу метановий, мольна частка «сухого» газу складає 0,995. Відносна густина газу 0,569, нижча теплота згоряння 7720 ккал/м³. Вміст метану 96,6 %, етану 0,02 %, азоту 3,1 %, діоксиду вуглецю 0,19 % гелію 0,06 %.

Слід відмітити, що прийняті на баланс в 2012 році в обсязі 507 млн м³ запаси газу покладу були значно завищені через кон'юнктурні причини.

Поклад склепінний, неповнопластовий, тектонічно обмежений.

Пробурена в західній частині складки в 2013 році для розвідки тріасових відкладів св. 102 опинилась в водоносній частині. Св. 101, пробурена в південно-східній частині куполу встановила за ГДС і підтвердила випробуванням газоносність двох піщаних пластів байоського віку.

При випробуванні нижнього в інт.650-648 м отримано приплив газу дебітом від 3,3 тис. м³/доб на шайбі діаметром 2,0 мм до 12,5 тис. м³/доб на шайбі 4,0 мм, пластовий тиск склав 5,59 МПа. При випробуванні верхнього пласта в інт. 636-612 м було отримано приплив газу дебітами від 3,8 тис. м³/доб на 2,0 мм шайбі до 226,5 тис. м³/доб на шайбі 16,0 мм при пластовому тиску 6,66 МПа. Середньоярські поклади пластові склепінні тектонічно обмежені (О.А. Шевченко, 2014).

Нижньокеловейський газоносний горизонт середньої юри виявлений на підставі позитивної промислової геофізики в св. 3-к (покрівля газоносного колектору залягає на глибині 452 м) [78], 12, 100, в св. 13 та 14 він водоносний. Колекторами виступають пісковики сірі кварцові тонкозернисті з відкритою пористістю 23-28 %, ефективна потужність горизонту 24 м. Поклад скоріше за все пластовий склепінний тектонічно обмежений.

Юрські води родовища високонапірні, гідрокарбонатні натрієві, рідше - хлоридні кальцієві з мінералізацією до 40-70 г/л.

Вуглеводні в мезозойський комплекс родовища безсумнівно мігрували з нижчезалягаючих відкладів. Довгий час промислова продуктивність нижче тріасу була невідома, але вже на ранній стадії вивчення, при бурінні глибокої св. 5, розташованій в східній приштоковій частині Руновщинської площі, в товщі московського ярусу спостерігалось підвищення газопоказів до 25 %, але суттєпромислові припливи газу отримані не були. Пробурена ж в 2013 році на Південно-Руновщинському структурному блоці пошукова св. 110 встановила промислову нафтоносність горизонту Г-7 гжельського ярусу верхнього карбону.

На рис. 3.13 наведена геофізична та літологічна характеристика відкладів тріасу, розкритих св. 12.

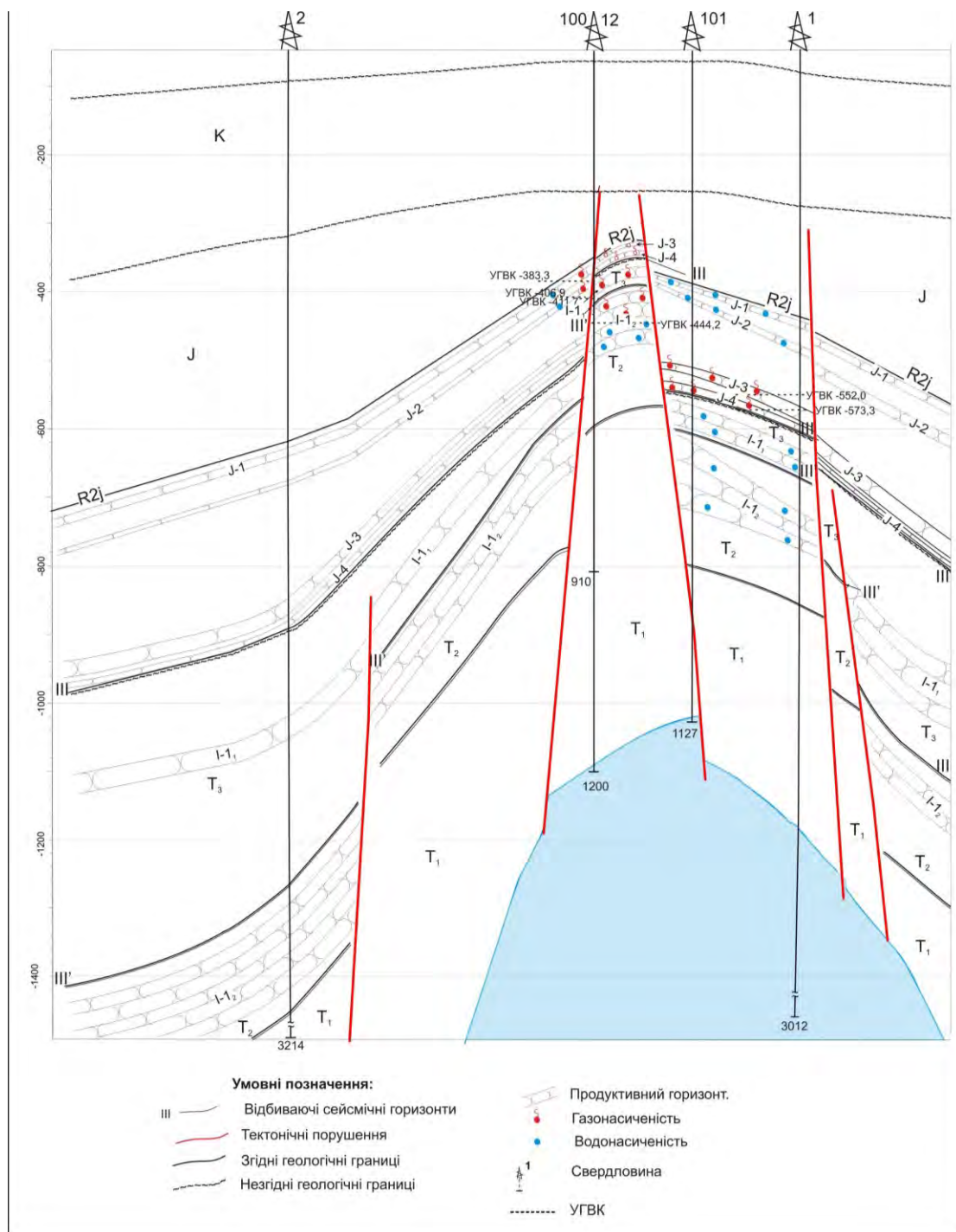


Рис. 3.12 Руновцинське газове родовище. Геологічний розріз по лінії св. 2, 100/12, 101, 1 (за матеріалами О.А. Шевченка)

Над газоносним горизонтом в Тпк, в глинистому тріасі виділяється піщаний пласт в інт. 468-480 м; з високою ймовірністю цей пласт газоносний. Вище по розрізу Тг по ГДС виділяються ще два піщані пласти, що мають товщини до 4-6 м. Оскільки ці пласти містять проверстки глини, однозначно оцінити їх характер насичення за даними стандартного комплексу ГДС складно. Але зі значною долею ймовірності ці пласти, як і інші піщані верстви в товщі Тг, є газоносними. Ці горизонти, разом з келовейськими пісковиками з очевидністю є першочерговими об'єктами дорозвідки родовища.

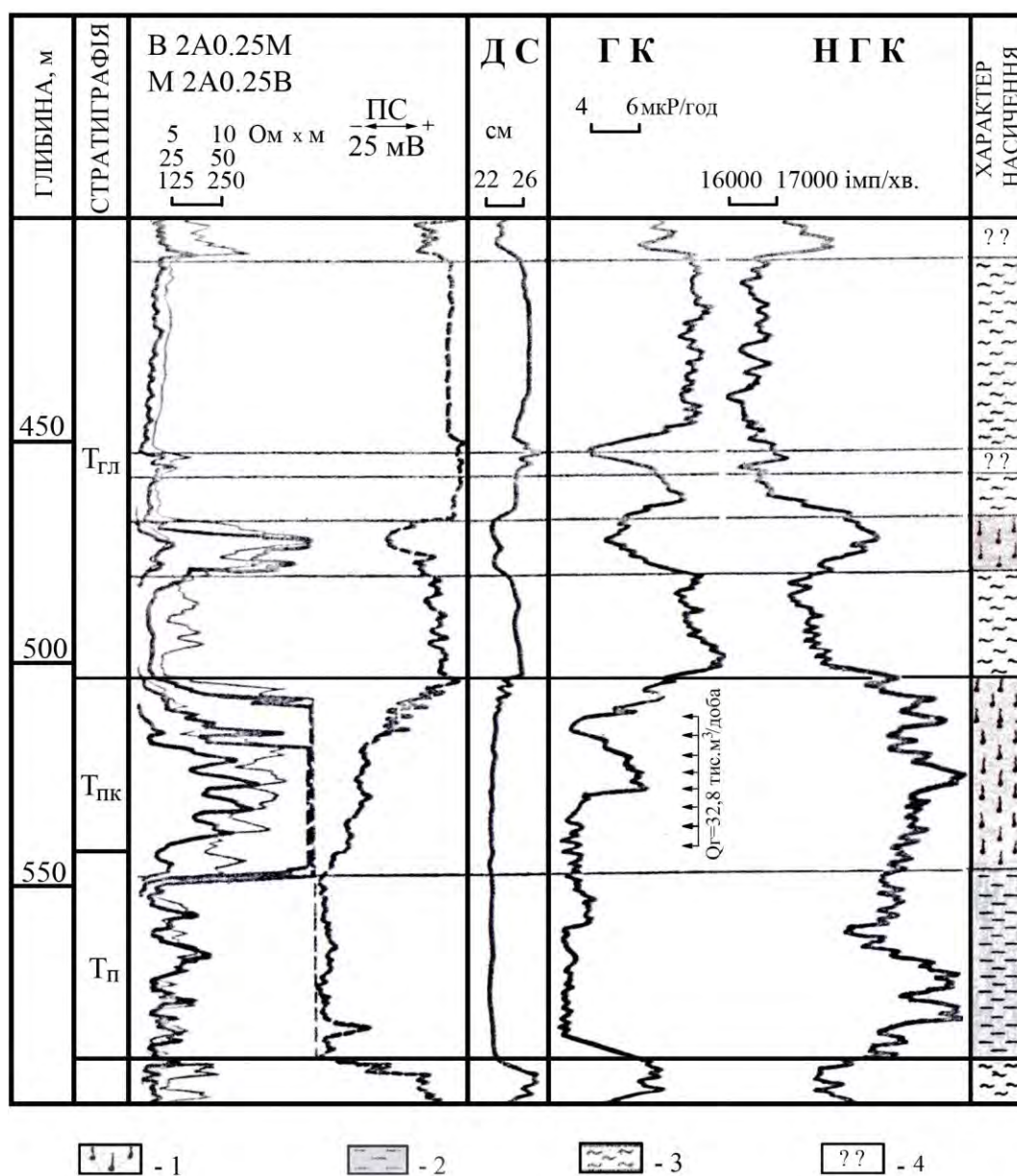


Рис. 3.13 Геофізичні ознаки продуктивності відкладів тріасу в св. 12 Руновцинська: 1 – газонасичені пісковики; 2 – водонасичені пісковики; 3 – глини; 4 – пісковики з неоднозначним характером насичення по ГДС [90].

3.2.6 Решетняківське НГКР

Знаходиться в центральній частині приосьової зони ДДЗ. Пов'язане зі Старосанжарською соляною структурою, яка була виявлена в 1950 році геологічною з'йомкою. Решетняківське підняття, яке на мезозойському рівні являє собою куполоподібну антиклінальну складку, сформовану над соляним ядром з переддронівським рівнем залягання, було виявлене по відкладах крейдової системи в 1951-52 роках електророзвідкою та структурно-картувальним бурінням. По мергелях київського ярусу палеогену на місці мезозойського підняття знаходиться прогин. На юрському структурному рівні антикліналь має субмеридіональне простягання довгої осі і розміри 2 x 1,5 км (рис.3.14). По покрівлі піщано-карбонатної товщі тріасу складка двосклепінна.

В 1964 році в св. 1, пробурений в склепінній структури, в інт. глибин 490-530 м з пісковиків байоського ярусу середньої юри був отриманий приплив нафти дебітом 6 м³/добу при пластовому тиску 4,5 МПа. Пізніше поклади нафти були відкриті в межах приштокових блоків в башкирському і серпуховському ярусах карбону [5, 6].

Висота юрського покладу 43 м, лінійні розміри 1,3 x 0,5 км, тип – неповнопластовий у склепінній тектонічно обмеженій пастці. Загальна товщина нафтоносних пісковиків 80 м, ефективна 16-29 м, пористість 10-34 %, нафтонасиченість 68 %, проникність 98 мД. Глибина залягання покрівлі горизонту 488 м, абсолютна відмітка нафто-водяного контакту -393 м. Початкові видобувні запаси 169 тис. т. Густина нафти 0,872 г/см³.

Пластові води за типом хлоридні кальцієві з мінералізацією 30 г/л.

Розрізи мезозою вивчені в основному в південній частині Старосанжарського штока, де і виявлена нафтоносність юри, та в західній частині Новосанжарського. В північній його частині, а також на північному сході Новосанжарського штока перспективні утворення тріасового і байоського віку в межах відносно невеликих локальних піднять. В відібраних в керні

різномірних слабкоцементованих тріасових пісковиц тут подекуди спостерігається нафтонасиченість. Значні коливання товщин підрозділів мезозою в свердловинах дають можливість очікувати також пастки стратиграфічного типу. Глибини проектних свердловин повинні складати близько 1500 м – для повного розкриття мезозойського розрізу, вибій - в штоковій солі.

250 м(м) 0 0,5 1 км(км)

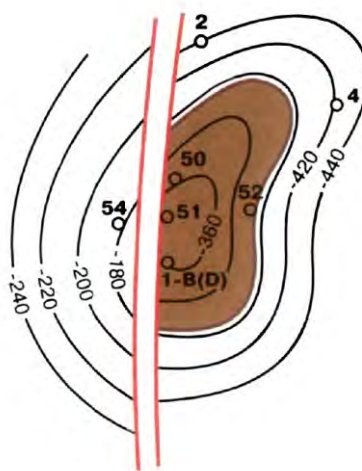


Рис. 3.14 Структурна карта покрівлі юрських відкладів [5]

3.2.7 Радченківське ГНР

Знаходиться в Миргородському районі Полтавської області центральній частині приосьової зони ДДЗ. Входить до складу Малосорочинсько-Радченківського структурного валу, перикліналі якого ускладнені Гасенківським і Лейківським соляними штоками.

Підняття виявлене в 1947 році структурно-картувальним бурінням.

Малосорочинсько-Радченківський вал на мезозойському і кайнозойському рівнях являє собою полого багатосклепінною антикліналь північно-західного простягання загальною довжиною більше 30 км. В ядрах

локальних піднять залягають ембріодіапіри девонської солі, штокова брекчія перекрита турнейським ярусом нижнього карбону.

По мезозою власне Радченківська структура є асиметричною брахіантикліналлю, ускладненою численними поздовжніми скидами північно-західного простягання і амплітудами до 220 м. Вони ділять структуру на відносно дрібні блоки, вік їх передверхньопермський, передсеноманський і передпалеогеновий (рис 3.15, 3.16).

На загальному тлі складки виділяється чотири окремих малоамплітудні склепіння. Південно-східна перикліналь прилягає до Лейківського штоку, південно-західне крило крутіше північно-східного. Вісь складки по відношенню до палеозойського поверху помітно зміщена на північний схід. Лінійні розміри структури 12 x 2,5 км.

Дронівська світа залягає на зденудованому карбоні з кутовою незгідністю до 30°. В ядрі тріас перекриває серпуховські утворення, на периферії – башкирські.

В підосві тріасу залягають глини, конгломерати, пісковики і алевроліти пересазько-шебелинської товщі потужністю 140-160 м. В пересазькфй частині розрізу переважають глини, шебелинська складена перешаруванням 3-10 метрових пластів дрібно-середньозернистих пісковиків з піщанистими глинами. Тут виявлений газonosний горизонт, що на балансі індексується як І-4, проявлений 1-3 пластами пісковиків потужністю від 1 до 5 м кожен. Промисловий газовий приплив з горизонту отриманий в св. 2. На всій площі родовища, де цей горизонт залягає вище абс. відмітки -1089 м, він є промислово-продуктивним.

До верхньої частини коренівської підсвіти приурочений газовий поклад (горизонт має балансову номенклатуру І-2).

Газonosний горизонт нижньосеребрянської підсвіти (на балансі обліковується як І-1) приурочений до пачки, складеної 3-9 проверстками пісковиків сумарною потужністю біля 10 м. Газові фонтани при випробуванні

сягали дебітів 5777 тис м³/добу. Скупчення горизонтів I-1 та I-2 фактично формують єдиний поклад з газо-водяним контактом на абс. відмітці -841 м.

В 1950 році на Радченківській площі в розвідувальній св. 1 в інт. 1272-1278 м був розкритий пухкий пісковик дронівського віку, насичений нафтою. В тому ж році в св. 2 з пересазько-шебелинської товщі в інт. 1193-1198 отримано приплив газу дебітом 576 тис м³/добу. Газ збагачений легкою нафтою густиною 0,818 г/см³. Ознаки нафтоносності були виявлені і в інших свердловинах.

Крім горизонтів тріасової системи промислова нафтогазоносність виявлена в горизонтах серпуховського і візейського ярусів кам'яновугільної системи.

Пористість тріасових пісковиків до 30 %, проникність до 1400 мД. Поклади газу за типом пластові і масивно-пластові, локалізуються у склепінних тектонічно обмежених пастках.

Спочатку сумарні запаси газу тріасових покладів були оцінені в 2237 млн м³ за категоріями С₁ та С₂. Розробка газових скупчень почалась в 1957 р., через п'ять місяців газовий режим змінився водонапірним, в 1976 році поклади були виснажені; видобуто 2481 млн м³ газу.

Поклад горизонту Тп+Тпк (I-1-2) має глибину покрівлі 891-941 м, висоту 67 м, тип масивно-пластовий. Ефективні товщини 2-31 м (середня 10,8 м), пористість 17,4-19,3 %, проникність 12,7-611,0 мД., газонасиченість 77-88 %. Початковий пластовий тиск 9,7 МПа. Промислова розробка покладу припинена в 1968 році. В 1967-81 роках на родовищі проводились часові дослідження ІННК, які показали продуктивність колекторів горизонту в св. 9, 16, 37, 64, 107, 110, що свідчить про наявність в покладі значних залишкових видобувних запасів. Причиною може бути те, що експлуатаційні свердловини обводнювались не через вичерпання запасів, а внаслідок конусного обводнення. Пізніше відбулось розформування водяних конусів і контакт набув субгоризонтального положення [39].

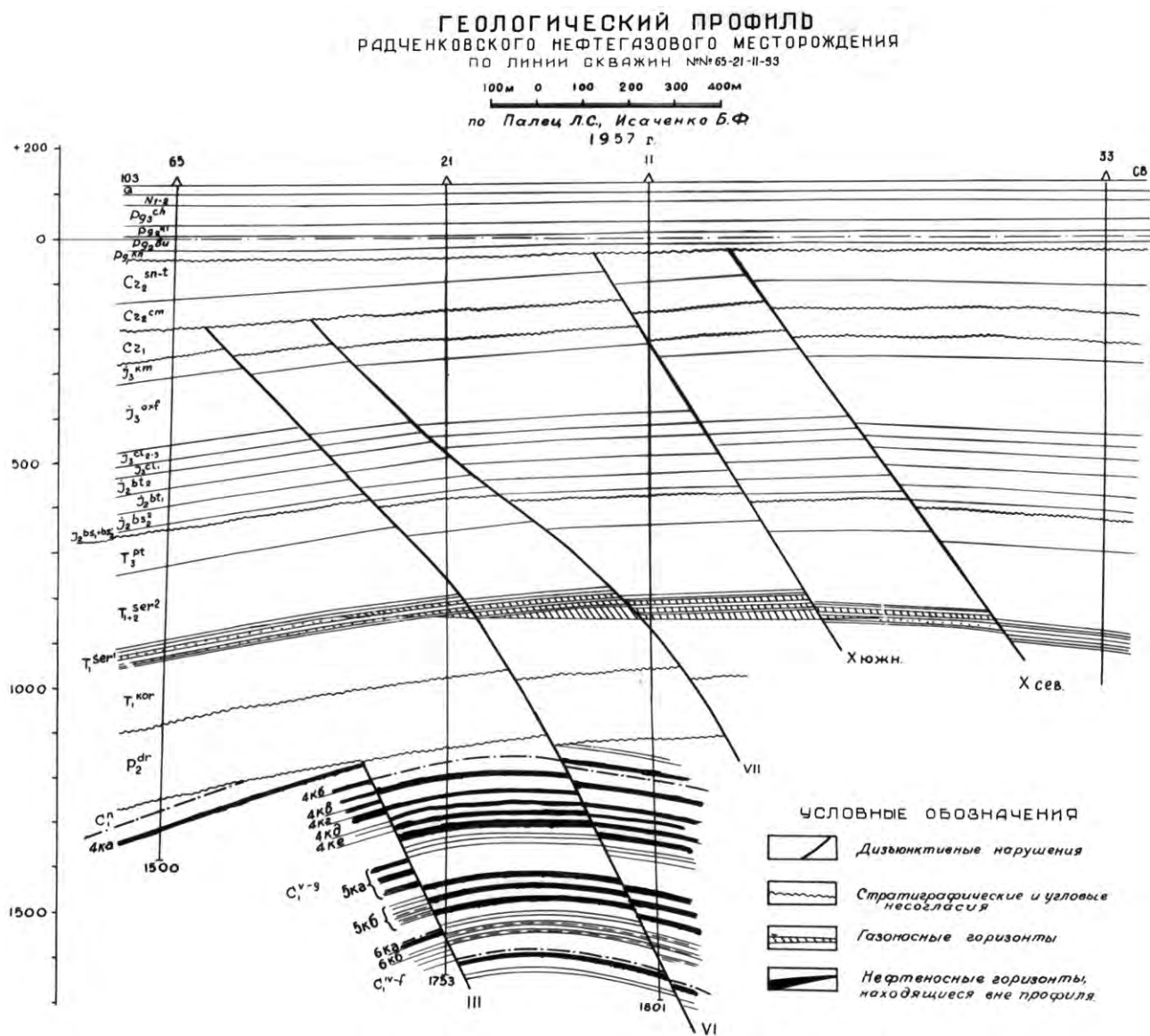


Рис. 3.15 Радченківське родовище. Поперечний геологічний профіль [78]

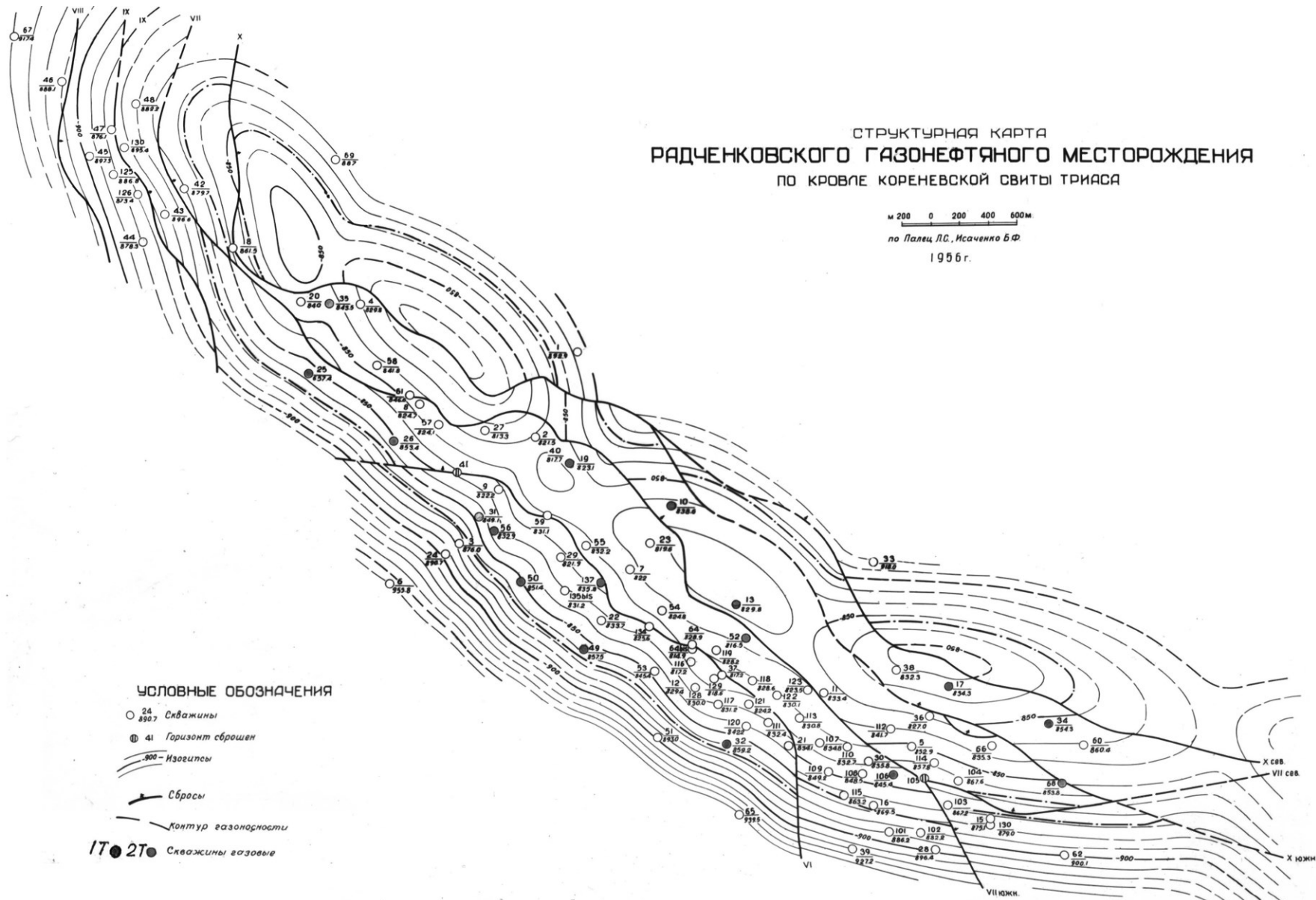


Рис. 3.16 Радченківське родовище. Структурна карта по покрівлі коренівської підсвіти [78]

Поклад Тпг (I-4) залягає на глибинах 1180-1200 м, має висоту 26 м, тип пластовий склепінний тектонічно-обмежений. Ефективні товщини 4-8 м (середня 3,1 м), пористість 13-28,4 %, проникність 172-1387 мД, середня газонасиченість 86 %. Початковий пластовий тиск 10,8 МПа. З цього горизонту в св. 3 отримано приплив пластової води з нафтою, що дає підстави передбачати наявність нафтової облямівки в покладі.

Гази тріасових покладів сухі метаново-азотні, їх склад: метану – до 87,6 %, етану – до 2 %, пропану – до 1,8 %, бутану та пентану - до 0,6 %, азоту – 8-13,7 %, гелію – 0,103-0,226 %.

Пластова вода відібрана з горизонту I-2, представлена хлоридним кальцієвим розсолон мінералізацією 85-103 г/л.

На родовищі перспективні відклади глинистого тріасу, які не розвідувались через низькоомність піщаних пластів. На Рибальському родовищі в цій частині розрізу спеціальними геофізичними дослідженнями були виявлені і підтверджені випробуванням пропущені спочатку газові скупчення.

В св. 23 з пісковиків і пісків орільської світи, що залягає в підосви юри на глибині 660-664 м отримали приплив мінералізованої води з ознаки нафтоносності. В св. 64 та 107 байоськи пласти виявились продуктивні за ГДС.

Таким чином подальші перспективи нарощування промислових запасів родовища пов'язуються з відновленням експлуатації і дорозвідкою горизонту Тп+Тпк, і опошукуванням горизонтів верхньосеребрянської підсвіти (Тг) і байоського ярусу.

3.2.8 Рибальське НГКР

Знаходиться в північній прибортовій зоні ДДЗ. Структура виявлена в 1959 році сейсмічними дослідженнями MBX, а в 1960-61 роках підтверджена структурно-пошуковим бурінням по мезозойських відкладах. Являє собою брахіантикліналь північно-західного простягання, інтенсивно розбиту

різноорієнтованими передпалеогеновими скидами. Мезозойське склепіння зміщене відносно палеозойського на південний захід (3.17, 3.18).

Родовище відкрите в 1963 році св. 15, якою з тріасових відкладів отриманий газовий фонтан [5, 6]. Нині розвідано два конденсатогазові поклади в байоському ярусі середнього відділу юрської системи, два газових і один нафтовий поклад в коренівській та нижньосеребрянській підсвітах нижнього відділу та верхньосеребрянській підсвіті тріасової системи, нижче за розрізом поклади ВВ встановлені в усіх відділах кам'яновугільної системи.

Всі мезозойські поклади родовища за типом – пластові склепінні тектонічно обмежені.

Байоські поклади приурочені до двох піщаних пластів, що залягають в покрівлі і підосві орільської світи, розділених пачкою глин і глинистих пісковиків, де також отримані ознаки продуктивності. В розробці знаходяться з 1965 року, в пружньоводонапірному режимі. Найменша глибина залягання скупчень 1310 м, висота 54 м, ефективні товщини 4-22 м, колектори складаються пісками і пухкими пісковиками пористістю 15-30 %, проникністю 100-1000 мД, газонасиченістю 82-97 %. Початковий пластовий тиск склав 139,8 ата, а. в. дебіти склали до 8180 тис. м³/добу.

Конденсатогазові поклади тріасової системи розробляються верхній – в газовому і нижній – в водонапірному режимах. Глибина залягання покрівельної частини їх 1390 та 1500 м, висота 67 та 77 м, загальні товщини горизонтів до 230 та 180 м, ефективні 5-31 та 6-30 м, колекторами виступають пісковики пористістю до 23 та 27 %, проникністю до 1500 та 2000 мД, газонасиченістю 71 та 72 %. Початковий пластовий тиск склав 13,8 та 15,7 МПа відповідно, а. в. дебіти сягали 2000 тис. м³/добу

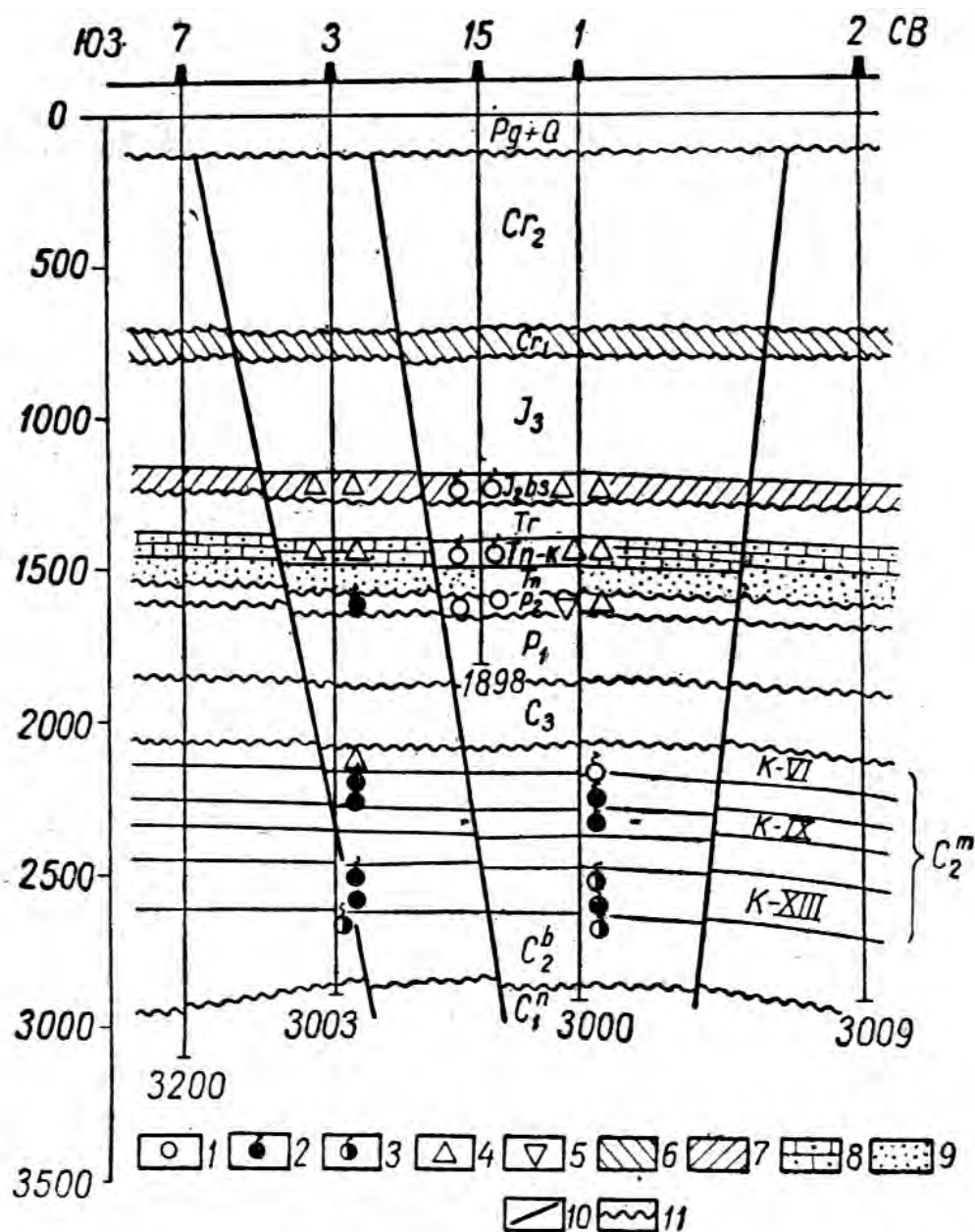
Глибина залягання покрівельної частини нафтового покладу тріасу 1698 м, загальна товщини горизонту 105 м, ефективна 2-19,2 м, нафтовміщуючі пісковики мають максимальну пористість 28 %, проникність 20 мД, нафтонасиченість 61 %. Початковий пластовий тиск склав 17,9 МПа на глибині 1710 м, дебіт нафти - 13

т/добу, густина її $0,750 \text{ г/см}^3$.

В 1980-ті роки на Рибальському родовищі в св. 18, 64, 70 через тривалий час після їх буріння повторним нейтронним каротажем виявлені і випробуванням підтверджені газоносні об'єкти в глинистому тріасі, пропущені первинним комплексом досліджень.

Пластові води юрського і тріасового комплексів хлоридні кальцієві розсоли з мінералізацією в байосі - $70,1 \text{ г/л}$, в тріасі – $108,8\text{-}128,9 \text{ г/л}$.

Дослідженнями Х.Ф. Джамалової [29] встановлено, що метанові гази тріасових скупчень за складом близькі між собою і газами кам'яновугільних товщ, а середньоюрський поклад містить більш сухі гази зі збільшеною концентрацією азоту.



1 — притоки газа, полученные после испытания скважин; 2 — притоки нефти, полученные после испытания скважин; 3 — нефтегазовые притоки, полученные после испытания скважин; 4 — газосодержащие пласты по данным БКЗ; 5 — нефтесодержащие пласты по данным БКЗ; 6 — нижнемеловая толща; 7 — байосская толща; 8 — песчано-карбонатная толща триаса; 9 — песчаная толща триаса; 10 — тектонические нарушения; 11 — линии стратиграфических несогласий.

Рис. 3.17 Рибальське родовище. Поперечний геологічний профіль (В.В. Кравцов, А.А. Давидов, 1965 р.)

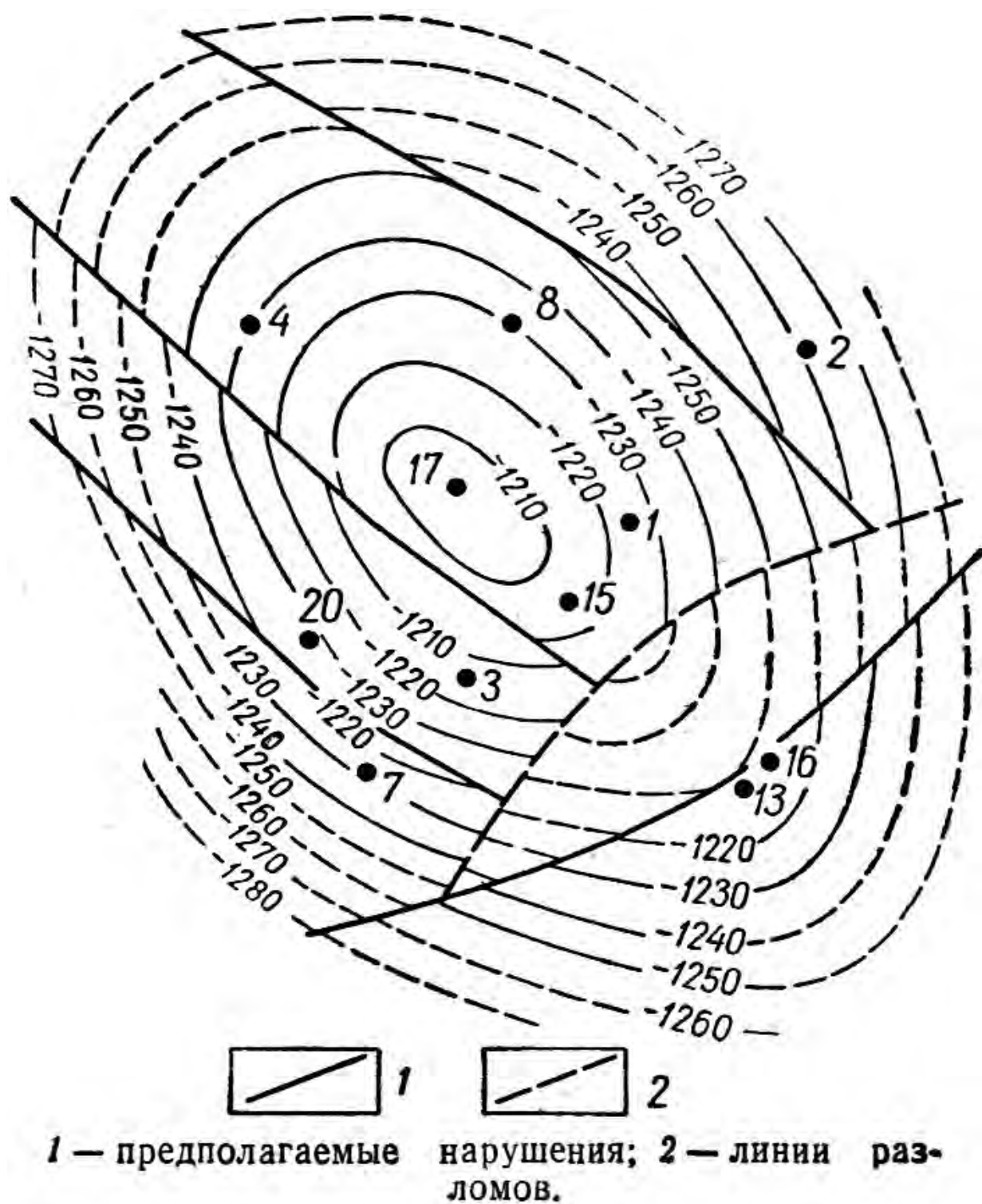


Рис. 3.18 Рибальське родовище. Структурна карта покрівлі байоського ярусу (В.В. Кравцов, А.А. Давидов, 1965 р.)

3.2.9 Краснопопівське ГР

Знаходиться на межі північної прибортової зони ДДЗ та області зчленування перехідної зони складчастого Донбасу зі Старобільсько-Міллерівською монокліналлю південного схилу Воронежської антеклізи. Складка лежить у вузлі зчленування Північно-Донецького насуву та Красноріцького скиду, сформована у фронтальній частині Північно-Донецької системи насувів.

По відкладах тріасу структура являє собою двосклепінну брахіантикліналь північно-західного простягання розмірами 17 x 4 км. Серією підкидів, насувів і скидів вона поділена на блоки, головними структуроутворюючими диз'юнктивами є Краснопопівський (амплітудою до 600 м) і Північно-Донецький (амплітудою до 1500 м) насуви, між якими і знаходиться структура (рис. 3.19, 3.20).

Підняття виявлене геологічною з'йомкою в 1939 році, родовище відкрите в 1961 році св. 1 по горизонту Б-1 [5, 6, 78]. Слід взяти до уваги, що мезозойського комплекс при бурінні характеризувався лише незначними газопроявами.

Породи тріасового віку перекривають араукаритову світу з різкою стратиграфічною і кутовою незгідністю, характеризуються мінливістю товщин від 280 до 150 м в залежності від положення на структурі. Дронівські верстви на Краснопопівській структурі відсутні, в підшві тріасової системи залягає піщано-карбонатна тоща нижньої частини сребрянської світи. Юрська система товщиною до 80 м розвинена в західній частині Краснопопівської структури, представлена тоарським, ааленським і байоським ярусами.

Поклади промислового характеру виявлені в сребрянській світі, московському, башкирському і серпуховському ярусах; пов'язані вони з комбінованими пастками. В ДПР родовище введене в 1965 році, основним об'єктом розробки були тріасові поклади. Розробка припинена в 1970-х роках, всього видобуто 1177 млн м³ газу. На базі тріасового резервуару створено ПСГ.

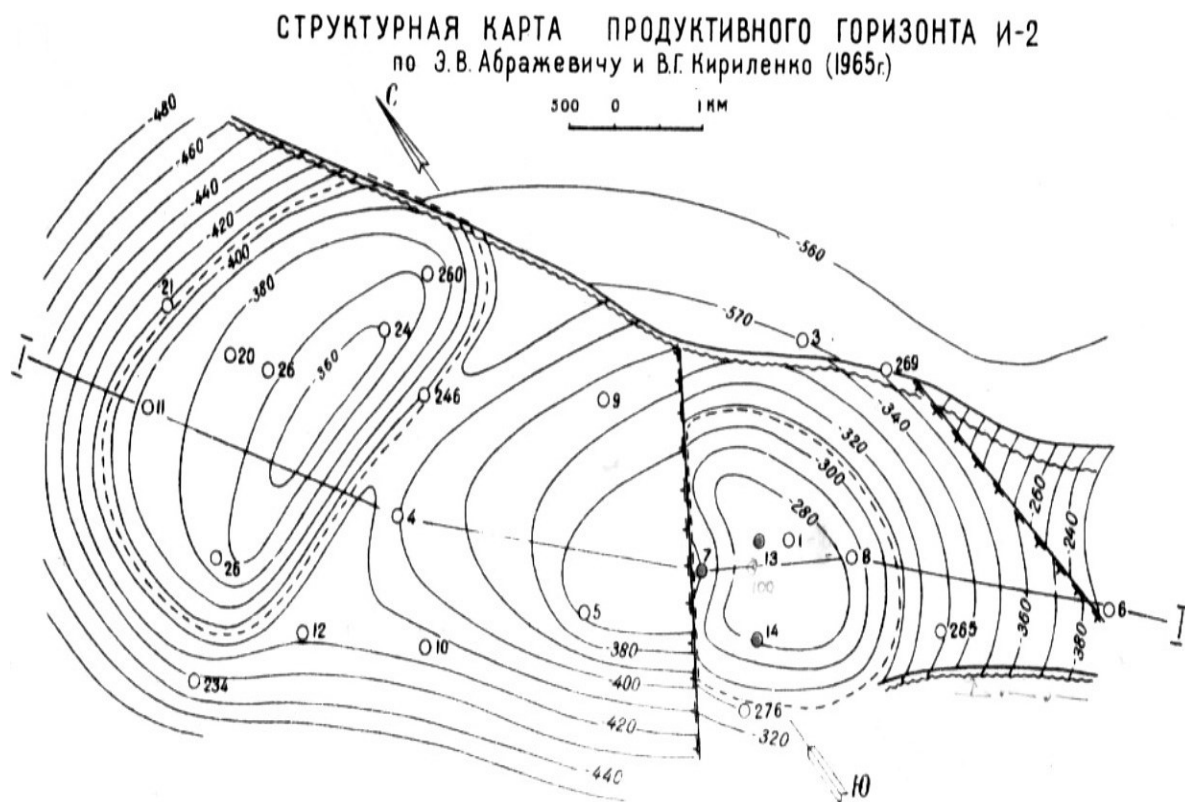


Рис. 3.19 Краснопівське родовище. Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту I-2 (Тпк)

Горизонт протопівської світи на глибині 240-350 м служить контрольним.

В мезозойському комплексі газонасність приурочена до двох піщаних горизонтів. Верхній складений крупнозернистими пісковиками верхньо-серебрянської підсвіти (Тг), розкритий св. 260 в межах північно-західного склепіння складки на глибині 281-288 м. Величина дебіту газу не заміряна, тиск на гирлі склав 28 ата. Газ покладу легкий метановий (93,4 %), з гомологів установлена наявність етану і пропану в незначній кількості. При бурінні св. 215 центрального склепіння з цієї товщі на глибинах 282-292 м спостерігались газопрояви.

Нижній горизонт (Тпк) залягає всередині піщано-карбонатної товщі на глибинах 345-507 м, є неоднорідним за потужністю і літологічним складом. В нижній частині складений піщанистим брекчієподібним вапняком, що переходить вище за розрізом в гравелісті пісковики. Прошарки строкатих глин розмежовують псамітові утворення на 2-3 окремі пачки. Загальна товщина пласта 17-29 м, сумарна товщина пісковиків - 8-19 м, в середньому 13,5 м, середня відкрита

пористість 26,9 %, проникність 266 мД. Промислова газоносність, встановлена на центральному склепінні опорною св. 1, а. в. дебіт газу при випробуванні склав 711 тис. м³/добу, пластовий тиск – 41,31 ата. Поклади виявлено також св. 11 на північно-західному склепінні. Поклади пластові склепінні тектонічно обмежені за типом, режим розробки – водонапірний, висота їх 38 м (блок св. 1-Оп) та 50 м (блок св. 11).

Тріасові гази родовища легкі метанові, об'ємний вміст метану складає 93,01-93,72 %, етану 0,15-0,3 %, пропану 0,1-0,15 %, бутану 0,1 %, пентану 0,1 %, відносний вміст гомологів метану дещо збільшується з глибиною.

Пластові води серебрянської світи хлоридного кальцієвого типу, безсульфатні, з мінералізацією 28 г/л, вміст йода складає 0,25 мг/л, брома - 13,8 мг/л. Води від слабко- до високонапірних з добовими дебітами від 0,7 до 156 м³.

Верхній з виявлених в тріасі продуктивний горизонт родовища – горизонт Тг верхньосеребрянської підсвіти в розробці ніколи не перебував, він є об'єктом подальшого нагромадження промислових запасів Краснопопівського родовища.

3.2.10 Качанівське НГКР

Знаходиться в центральній частині північної прибортової зони ДДЗ. Підняття виявлене в 1953 році структурно-картувальним бурінням по підшві кийських мергелів. Родовище відкрите в 1957 році при випробуванні св. 1 на глибині 1469-1472 м з Тпк отримано фонтан нафти дебітом 28 тис м³/добу через штуцер діаметром 6 мм.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ ПО ЛИНИИ I-I по В.Г. Кирилленко (1965г.)

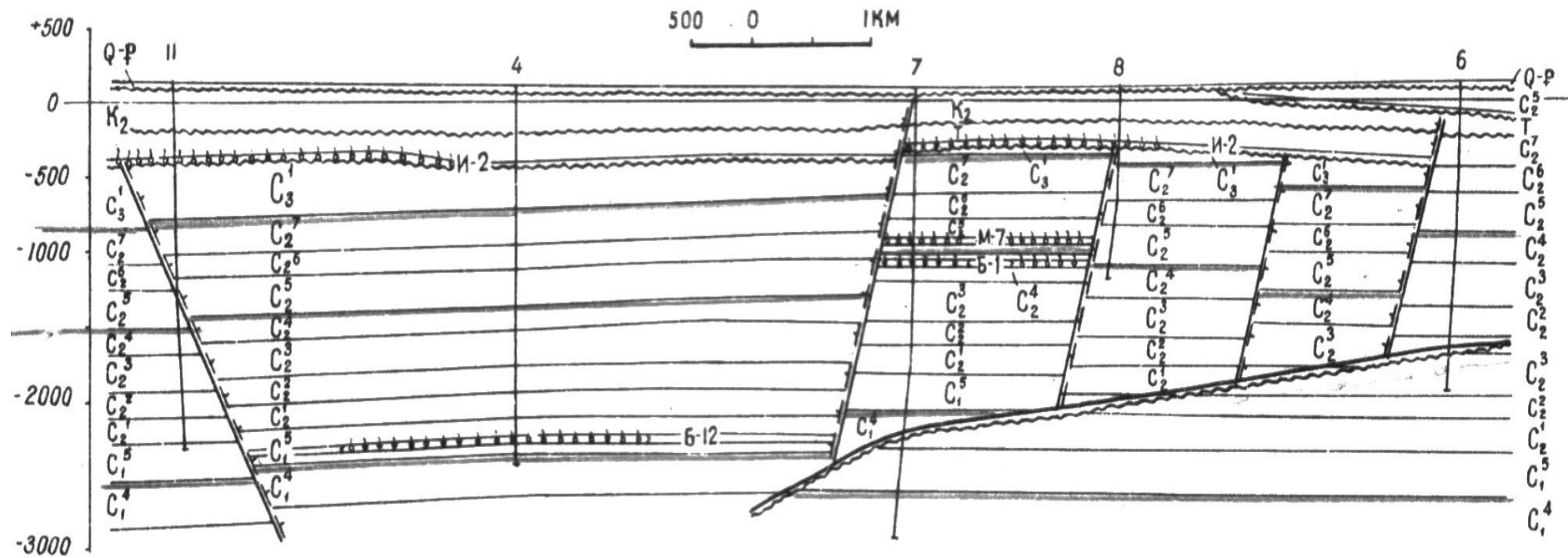


Рис. 3.20 Краснопопівське родовище. Геологічний профіль по лінії I-I

На юрському структурному рівні підняття є брахіантикліналлю з субширотним простяганням довгої осі. Розміри його по юрі 9 x 17 км, амплітуда 350 м. В палеозойському ядрі складки залягає девонська сіль. Склепіння з глибиною зміщується в північно-східному напрямку. Кути падіння верств на крилах на рівні юрської системи - 5-6°, тріасової – 6-10°, в палеозої - до 20°. Структура порушена системою скидів амплітудами до 250 м, в склепінні сформований грабен просідання (рис. 3.21, 3.22).

Крім тріасу, промислова нафтогазоносність виявлена в горизонтах пермі, верхнього, середнього і нижнього карбону.

Пересазько-шебелинська товща залягає на безсольовому ангідрито-піщано-глинистому розрізі нижньої пермі.

В тріасових відкладах, що залягають на глибинах 1300-1700 м, промислова нафтоносність установлена в піщано-карбонатній товщі, прямі ознаки нафтоносності виявлені в піщаному тріасі.

Пісковики коренівської підсвіти, товщина якої 100-110 м, червоно-бурі та зелено-сірі, олігоміктові, тонко-, дрібно-, середньозернисті, погано відсортовані, прошарками гравелісті, на карбонатному та глинисто-карбонатному цементі. Відкрита пористість складає 8-32 (середня 20) %, ефективна товщина колектору варіює від 2,1 до 15,3 м, проникність - до 3369 мД, середня нафтонасиченість до 80 %. Кращі колектори приурочені до склепіння складки.

Нижньосеребрянські пісковики сірі, кварцові, середньо-крупнозернисті, глинисті, вапняковисті та вапняково-глинисті. Пористість – 17-25 %, проникність до 384 мД. Ефективна потужність 10-12 м. Алевроліти і глини строкаті, слюдисті і піщанисті.

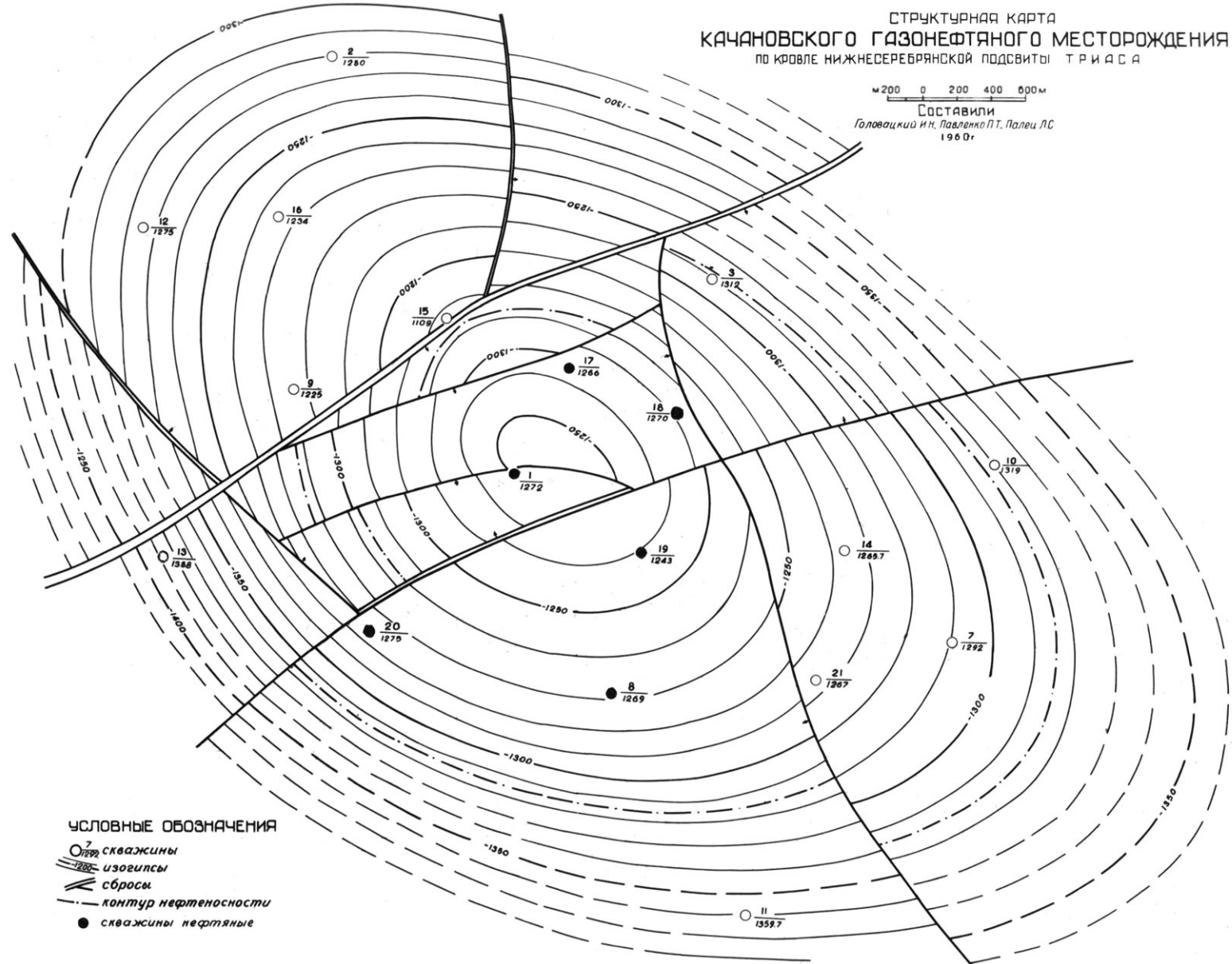


Рис.3.21 Качанівське родовище. Структурна карта по покрівлі нижньосеребрянської підсвіти [78]

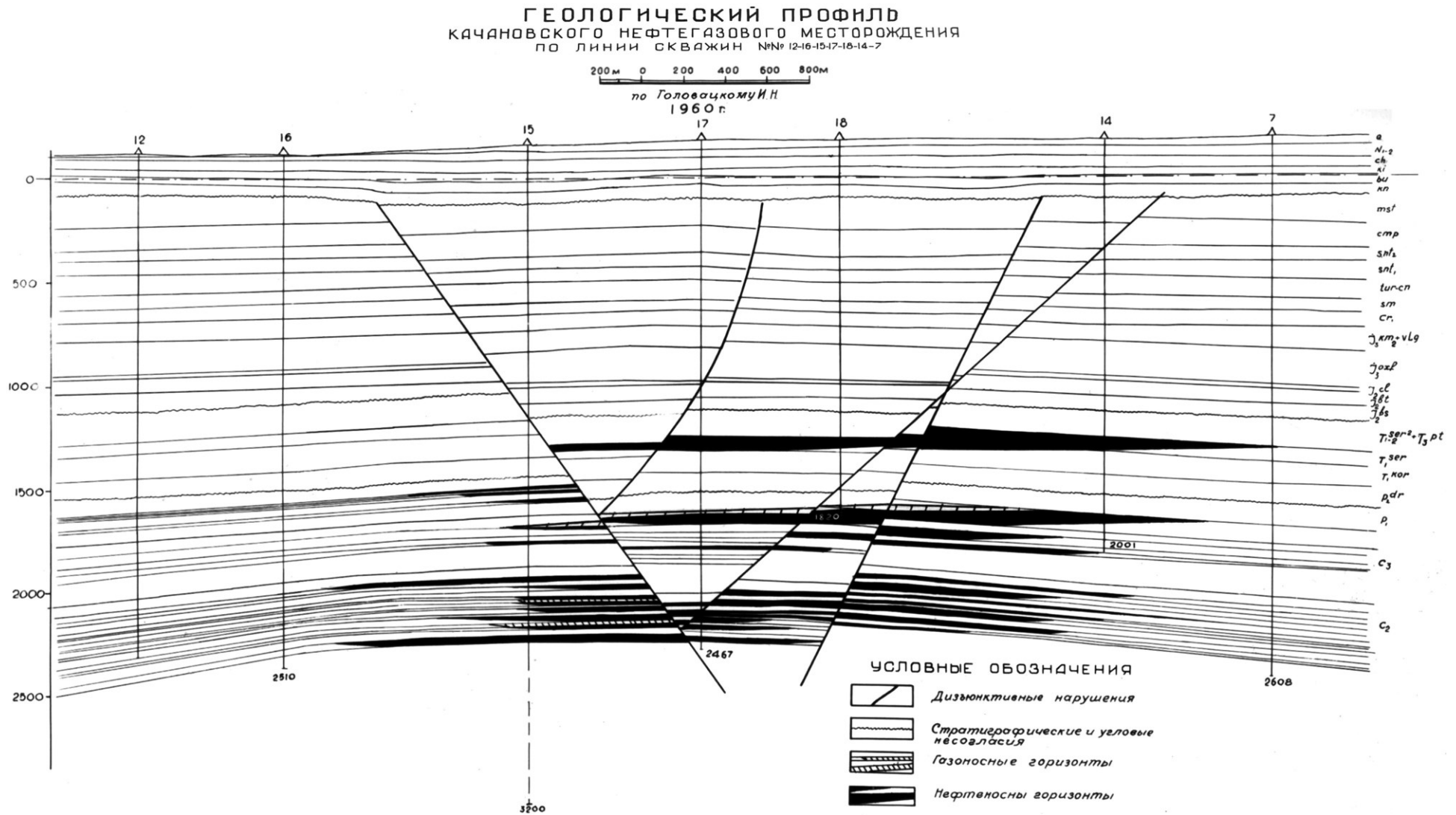


Рис. 3.22 Качанівське родовище. Продольний геологічний профіль [78]

Вважається, що нижньосеребрянські колектори, що залягають в складі 5-8 нафтоносних пластів, містять єдиний поклад, тип якого прийнятий масивно-пластовим з загальною висотою продуктивної частини до 79 м. Покрівля його залягає на глибині 1395 м, а.в. контакту -1315 м, режим розробки пружньоводонапірний. Початковий пластовий тиск склав 144,1 ата. Густина нафти 0,741 г/см³. Припливи нафти дебітами до 123 т/добу отримані в св. 1, 8, 13, 17, 18, 20 (в останній - з ознаками води).

Коренівська підсвіта, нафтоносна за ГДС та керном (св. 19), випробуванням не досліджена. Деякі дослідники об'єднують нафтові скупчення горизонтів Тп та Тпк в єдиний поклад І-2-3. [6]

Пластові води тріасу за типом хлоридні кальцієві з мінералізацією 93-108 г/л. Містять йод в кількості 15,96 мг/л, бром - 92,5 мг/л, бор - 3,25 мг/л.

Припливи пластової води дебітами до 15 м³/добу з Тпк отримані в св. 7, 9, 10, 20.

Юрські води слабкосолоні, строкатого складу, за типом гідракарбонатні та хлоридні магнієві.

Нафтові поклади мезозою розробляються разом з верхньокам'яновугільними, режим розробки пружньоводонапірний, поклади знаходяться на пізній стадії розробки.

На родовищі лишаються невивченими пісковики глинистого тріасу та байоського ярусу, а також тріасові горизонти Тпк в межах периферійних тектонічних блоків, в яких продуктивність встановлено в склепінні. По горизонту в св. 9 на зануренні пастки отриманий приплив води, який не відмінняє перспектив присклепінної частини західного блоку.

Піщані пласти верхньосеребрянської підсвіти за ІННК в ряді св. (8, 26, 32, 53, 59, 61, 79, 86, 90) визначені продуктивними, те ж стосується байоського ярусу в св. 26, 98, 154, 162, тобто по цих товщах перспективною є майже вся площа родовища [39].

3.2.11 Сагайдацьке НГР

Знаходиться центральній частині південної прибортової зони ДДЗ. Підняття виявлене в 1951 році структурно-картувальним бурінням по мергелях київської світи. Родовище відкрито в 1952 році [5, 6, 78].

Поклади газу приурочені до нижньосеребрянської підсвіти, нафти – до московського і серпуховського ярусів карбону.

Структура є наскрізною асиметричною брахіантикліналлю північ-північно-західного простягання, в ядрі якої залягає діапір девонської солі. На мезозойському рівні розміри Сагайдацького підняття 4,5 x 2 км, південно-західне крило пологіє з кутами падіння біля 5°, північно-східне більш круте і падає під кутами 8-10°. В палеозої амплітуда і контрастність складки збільшується, склепіння зміщується північніше. Складна блокова будова забезпечена низкою передверхньопермських і передпалеогенових скидів амплітудами до 200 м (рис. 3.23, 3.24).

Пересазько-шебелинська товща залягає на розмитій поверхні московського ярусу.

Поклади ВВ залягають в світло-сірих середньозернистих пухких пісковиках нижньосеребрянської підсвіти оленьокського ярусу (Тпк), локалізуються в трьох присклепінних блоках структури, причому до північного блоку, де газові фонтани отримані при випробуванні св. 2, 10, 20, належить єдиний газовий поклад промислового характеру, який числиться на балансі. Питомий опір продуктивних пісковику варіює від 3,3 до 35 Омм.

В св. 2 горизонт Тпк випробуваний в інт. глибин 751-769 м, а.в. дебіт газу склав 776,2 тис м³/добу, під час випробування спостерігалися ознаки нафтоносності. Пластовий тиск склав 69,42 ата. В св. 10 горизонт розкритий в інт. 757-774 м, а.в. дебіт газу склав 501,2 тис м³/добу, пластовий тиск - 72,7 ата.

За типом поклад північного блоку пластовий склепінний тектонічно обмежений, глибина покрівлі 750 м, а. в. контакту -625 м, висота покладу 37 м, режим розробки водонапірний. Ефективна товщина 8,2-18,5 м, пористість 9-22 %, режим розробки водонапірний.

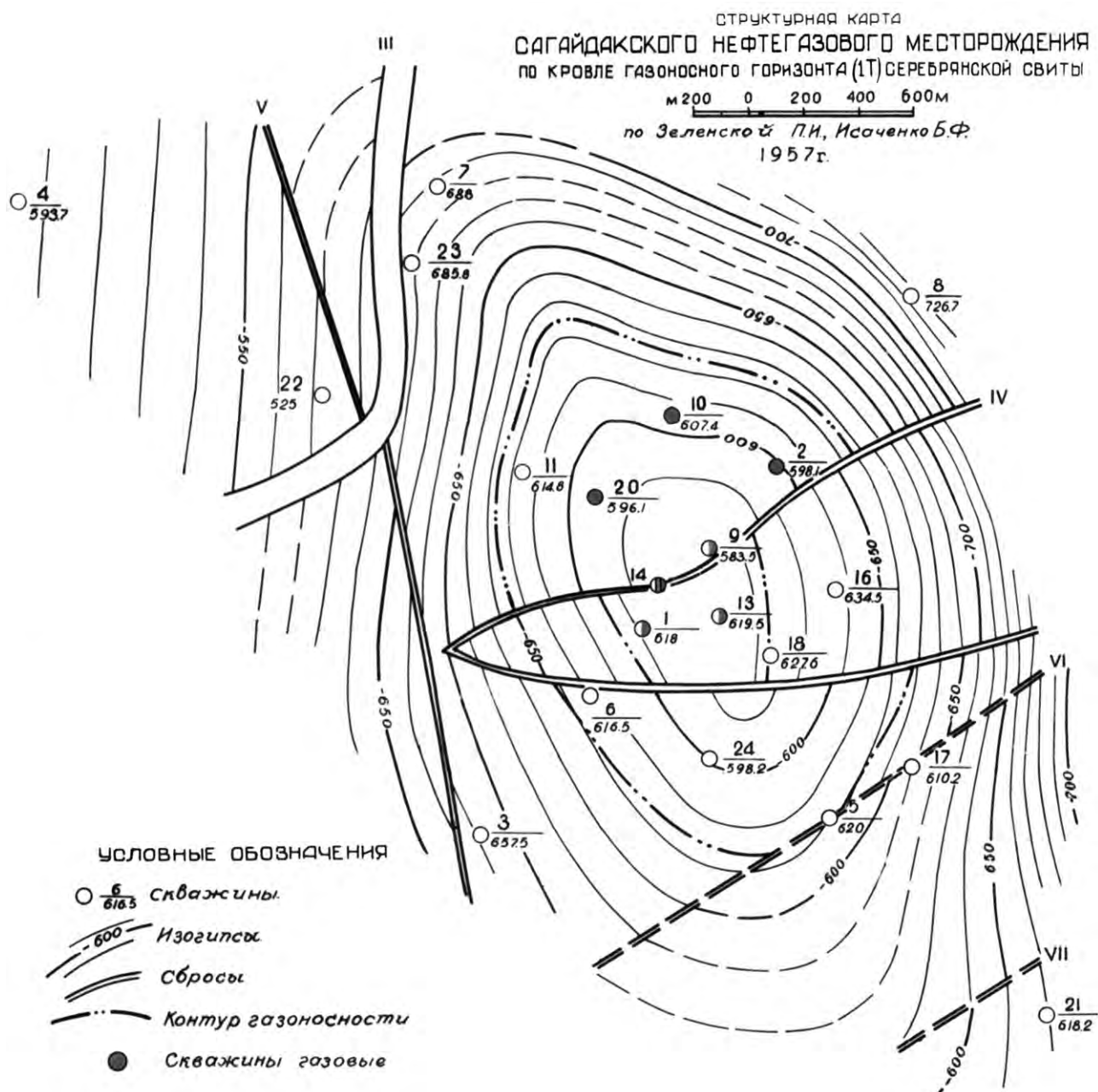


Рис. 3.23 Сагайдацьке родовище. Структурна карта по покрівлі газоносного горизонту нижньосеребрянської підсвіти [78]

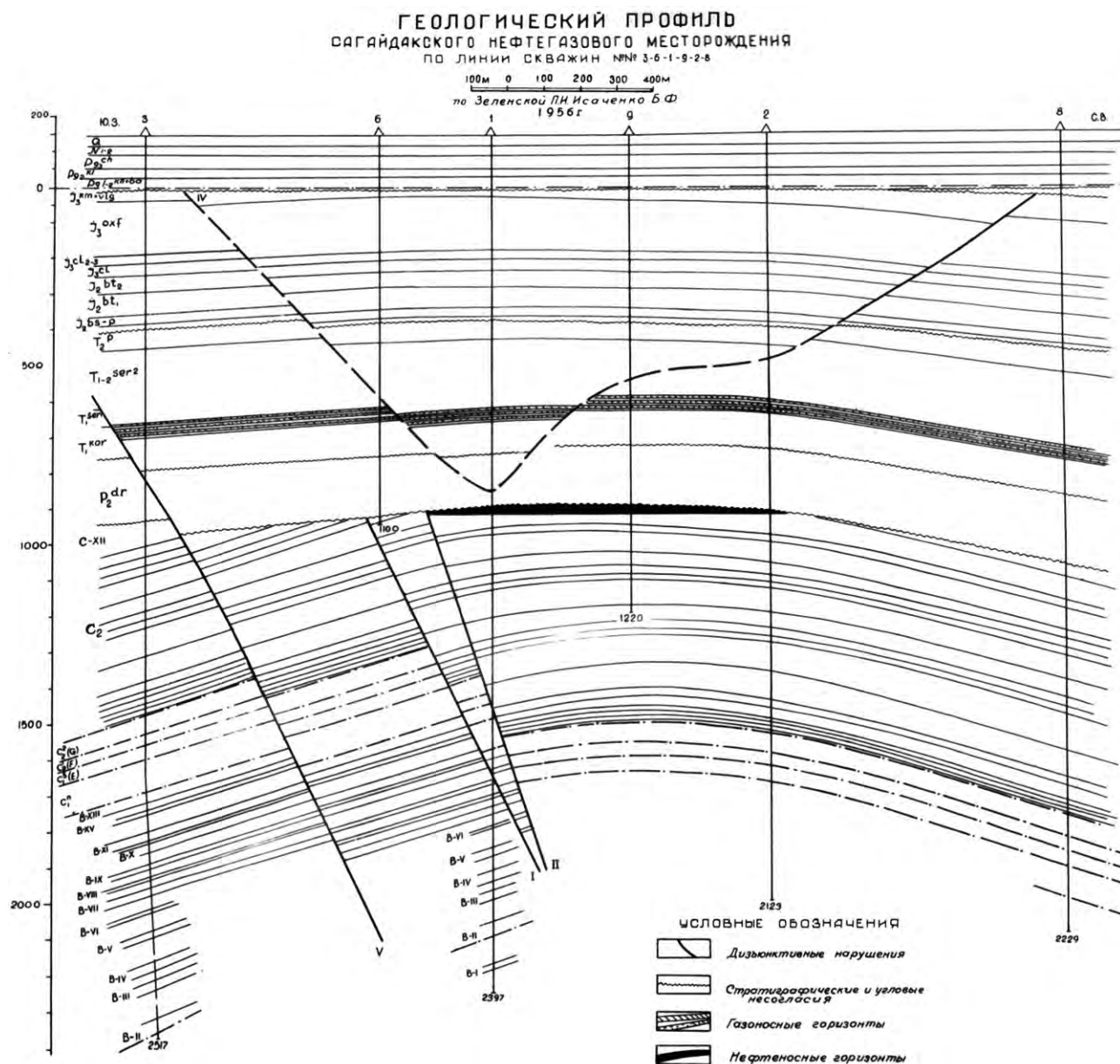


Рис. 3.24 Сагайдацке родовище. Поперечний геологічний профіль [78]

проникність 4,8-118,3 мД, середня - 48 мД, газонасиченість 64 %, початковий пластовий тиск 73 атм. Початкові запаси покладу склали 70 млн м³, розроблявся він з 1956 року, видобуто 27 млн м³, зараз видобутку немає.

Склад газу: метан – 80-95 %, етан – до 0,2 %, пропан – до 0,1 %, азот - 5-18 %, гелій – до 0,12 %.

В північному блоці в св. 11 в піднятому керні в інте. глибини 764-774 м пісковики Тпк мали ознаки нафтонасичення. При її випробуванні в інт. 764-770 м отриманий непромисловий приплив газу з водою, в якій відмічені нафтові плівки.

Таким чином на родовищі існують конденсатогазові поклади горизонту Тпк, які потребують дорозвідки, вони приурочені до трьох присклепінних блоків структури і мають нафтові облямівки.

З Тпк в межах південного блоку в св. 3 в інте. глибин 782-785 м, 791-798 м та в св. 6 в інт. 780-786 також були підняті нафтонасичені пісковики. При випробуванні св. 6 в інт. 775-777, 765-767 м отримані непромислові припливи газу з водою і домішками нафти. В св. 24 отримана пластова вода з ознаками нафти.

З нижньодронівських пісковиків в центральному блоці в св. 16 в інтервалі 1062-1075 м та в північному блоці в св. 20 в інт. 1037-1044 м підняті нафтонасичені керни.

В св. 4 в окремому блоці північно-західної периферії структури при випробуванні Тпк отримана пластова вода з ознаками нафти. В св. 3, 5, 16, 21 пісковики за ГДС визначені водоносними з опорами 1-12,5 Омм (при тому, що опір газоносних пісковиків 3,2-35 Омм).

Пластові води нижнього тріасу – це високонапірні розсоли мінералізацією 46-60 г/л хлоридного кальцієвого типу.

Подальші пошуки нафти газу на Сагайдацькій структурі слід проводити в межах центрального і південного блоку по горизонтам Тпк та на всій площі в дронівській світі. Перспективною на ВВ на площі є також верхньосеребрянсько-протопівська глиниста товща тріасу.

3.3 Промислово-геофізичні характеристики продуктивних горизонтів

Багато років принциповим недоліком загальноновживаної методики пошукових та розвідувальних робіт в Україні є те, що переважна кількість об'єктів в свердловинах випробовується на підставі позитивних результатів ГДС і прямими методами, викликом припливу флюїду, а горизонти з невизначеною та нестандартною характеристиками практично не досліджуються. Промислово-геофізичні заключення, які принципово не в змозі абсолютно точно визначити насиченість пластів, через недосконалість існуючих методик і технічних засобів оперативної інтерпретації на підприємствах країни, орієнтованих на вузький спектр «класичних» перспективних об'єктів, в мезозойському розрізі малодієві.

Ефективність вирішення задач інтерпретації даних ГДС оцінюється зіставленням з результатами випробування, достовірність яких також не завжди надійна. Якість розвідки значно залежить повноти ув'язки засобів буріння і випробування свердловин з особливостями геологічного розрізу. Критично оцінюючи результати багаторічного буріння на нафту і газ в ДДЗ можна стверджувати, що значна частка свердловин, ліквідованих за геологічними причинами, що «встановили безперспективність розрізу», не відкрили покладів через те, що випробування їх було визнане недоцільним [68, 90-93].

Вищесказане справедливе для будь-яких стратиграфічних інтервалів. Для мезозойського комплексу основними факторами, що ускладнюють інтерпретацію промислово-геофізичних даних є тонкошарувата літологічна будова значної частини розрізу, збагаченість колекторів мінералами з електронною провідністю, знаходження юрських і тріасових порід на значній кількості структур в межах верхнього гідрогеологічного поверху або в зоні, перехідній між верхнім і нижнім, де пластові води характеризуються низькою мінералізацією, і відносно великими питомими опорами.

При розкритті бурінням колекторів з будь-якою насиченістю в присвердловинний простір проникає фільтрат промивальної рідини, знижуючи різницю водневмісту водо- і газонасиченого пластів, що добре фіксується

нейтронними методами ГДС. Розформування зони проникнення, що поступово відбувається в обсадженій свердловині, в газонасиченому пласті призводить до відновлення первинного водневого індексу, що фіксується повторним (ефект проявляється через місяці або перші роки) записом НГК, ННК-Т або ІННК. Ця ознака особливо ефективна при пошуках покладів на глибинах менше 2,5 км, де метанові гази відрізняються низьким водневмістом [92, 93].

З другої половини 60-х років минулого століття мезозойські відклади в абсолютній більшості свердловин досліджувались тільки скороченим комплексом ГДС. Разом з тим, з другої половини 70-х років минулого століття на нафтових родовищах розпочалось побіжне вивчення мезозойських відкладів методами ГДС. Воно виконувалось переважно Полтавським управлінням геофізичних робіт (Л.Н. Городнічій та ін.) на основі геофізичних досліджень обсаджених свердловин. Проведені в свердловинах, що певний час розробляли поклади палеозою, дослідження нейтронними методами на Рибальцівській, Качанівській та інших площах дозволили виявити в глинистій товщі тріасу нові продуктивні горизонти, які не були позитивно оцінені при її початковому розкритті. В св. 16 та 18 Рибальського родовища випробуванням пропущених пластів в тріасовому розрізі, що характеризувались підвищеними показами ІННК, отримано промислові припливи газу.

Виконані в св. 40 Глинсько-Розбишівського родовища в 1985 р. імпульсні дослідження показали перспективність піщано-карбонатного тріасу, випробуванням виявлених об'єктів отримано промисловий приплив нафти. В 1988 р. промисловий приплив був отриманий також в св. 195, перспективні за ІННК тріасові пласти були виділені в св. 76, 42, 21, 245, 56, 10. В піщано-карбонатному тріасі нафтогазоперспективні горизонти за даними ІННК виявлені в св. 68, 76, 110 Глинсько-Розбишівського родовища, св. 7, 9, 16 Радченківського, св. 3 Суходолівського родовищ. В глинистому тріасі повторним нейтронним каротажем виявлено перспективні об'єкти на Рибальському (св. 64, 70), Глинсько-Розбишівському (св. 51, 53, 54), Радченківському (св. 16, 64, 107) та

Суходолівському (св. 3) родовищах. В середній юрі такі горизонти виявлені в св. 98 та 154 Качанівського та св. 64, 107 Радченківського родовищ.

На початку 90-х років XX століття колективом Київського геофізичного відділення УкрДГРІ (Г.Л. Трохименко та ін.) [92, 93] був виконаний цикл теоретичних та дослідно-методичних досліджень з метою вивчення можливостей методів ГДС з вивчення на газових родовищах України нових нафтогазоносних об'єктів, що лишились поза увагою при геологорозвідувальних роботах. В свердловинах Тимофіївського, Новотроїцького, Волохівського, Коробочкинського, Більського, Солохівського, Опішнянського, Котелевського родовищ проводились спеціальні ГДС [92, 93]. Показано, що серед широкого стратиграфічного діапазону відкладів, в яких з високою ймовірністю прогнозуються пропущені об'єкти, помітне місце займають відклади тріасу. Недостатня ефективність ГДС характерна переважно для товщі Тг, що викликано її тонкошаруватою будовою.

Піщані верстви в пачках перешарування задовільно виділяються методами ГК та ІННК. Ефективним методом виявлення в тонкошаруватому розрізі газоносних інтервалів є термометрія.

За матеріалами електричного та індукційного каротажу вирізнення у розрізі та оцінка характеру насичення піщаних верств можливі при умові, що товщина окремого прошарку більша ніж 0,5 – 1,0 м. При оптимальних величинах діаметра та відповідній підготовці свердловини розчленування тонкошаруватого розрізу на опіщанені та глинисті пачки принципово можливе за даними електричних мікрометодів.

За даними методів ГК та ІННК можливе виокремлення в тонкошаруватому розрізі піщаних верств, товщина яких перевищує 0,1-0,2 м. Найбільш інформативними є двозондові модифікації НК.

Термометрія дозволяє виявляти інтервали, що продукують газ; фізичною основою є дросельний ефект на границі «пласт – свердловина», який проявляється зниженням температури. При невеликих глибинах залягання покладів газу,

високочутлива термометрія інформативна і при дослідженні необсаджених свердловин; особливістю технології високочутливої термометрії є проведення повторних досліджень після гідродинамічного впливу на перспективні інтервали. Перше дослідження виконується після зменшення репресії на пласти, повторні дослідження – мінімум через 2 – 3 години перебування свердловини в спокої.

Вивчення матеріалів ГДС по відкладах тріасу на структурах, на яких офіційно виявлені поклади нафти та газу, дозволяє констатувати наступне. На цих структурах свердловинами були розкриті і за даними ГДС виділені інтервали залягання колекторів та оцінений характер їх насичення в товщі Тп, представлений потужним пісковиком та в Тпк, де виділяються пласти пісковиків середньої товщини. Продуктивність пісковиків в товщі Тг за даними ГДС у відкритому стовбурі практично не оцінювалась.

На родовищах з установленною нафтогазоносністю в юрі продуктивними є піщані горизонти байоського ярусу. Вони мають здебільшого добрі фільтраційно-ємнісні властивості і значні товщини, що дозволяють оцінювати їх за ГДС з задовільною якістю.

В теригенно-карбонатному верхньому відділі юри та теригенних пластах нижніх верств крейдової системи поклади ВВ промислового значення поки що не виявлені; ці відклади цілеспрямовано досліджувались вкрай недостатньо.

Про те, що пласти-колектори верхньої юри і нижньої частини крейди можуть бути насичені вуглеводнями, свідчать і окремі прямі ознаки, зафіксовані у різні часи при бурінні свердловин.

На рис. 3.25 наведена геофізична характеристика пограничних відкладів юри і крейди в св. 100-Гадяч. Два пласти кімериджських вапняків відзначаються високими величинами середнього часу життя теплових нейтронів τ . Це може бути зумовленим або дуже низькими колекторськими властивостями цих пластів або їх вуглеводненасиченістю. У нижній крейді на глибинах 1275-1131 м, виокремлюються дві пачки піщаних пластів з високими τ по НК і позірними опорами на зондах ЕК. Або за час біля одного року після обсадження стовбура

свердловини колоною і до дати проведення ІННК у ближній до стовбура зоні піщаних пластів не розформувалась зона проникнення, або пласти-колектори в цих пачках насичені ВВ.

Таким чином канонічні висновки про безперспективність в нафтогазоносному відношенні утворень верхньої юри та нижньої крейди слід вважати непереконливими.

Кімериджський ярус довго не розглядався як потенційно цікавий нафтогазоносний об'єкт. Між тим пісковики і вапняки цього розрізу можуть бути пастками ВВ, оскільки над ними часто залягає глиниста покришка товщиною до 20 м, на багатьох площах ДДЗ верстви кімериджа дислоковані в антиклінальні форми, колектори знаходяться в перехідній гідрогеологічній зоні. Встановлено, що відклади яруса в Північній прибортовій та приосьовій зонах ДДЗ характеризуються витриманістю по площі і розрізу (Куличихинська, Тимофіївська, Новоторіцька, Качанівська, Рибальська, Анастасіївська, Артюхівська, Більська, Солохівська, Бугруватівська та інші структури). На більшості структур при низьких показниках ГК ці відклади мають дуже значний розбіг показників питомого електричного опору, що складно пояснити тільки варіаціями літологічного складу пластів і може бути пов'язаним з різною глибиною проникнення фільтрату бурового розчину та насиченням порового простору нафтою чи газом.

В св. 11 Бугруватівського родовища кімериджські відклади досліджені методом ІННК, в верхній частині ярусу в інт. глибин 1058-1068 м виявлений

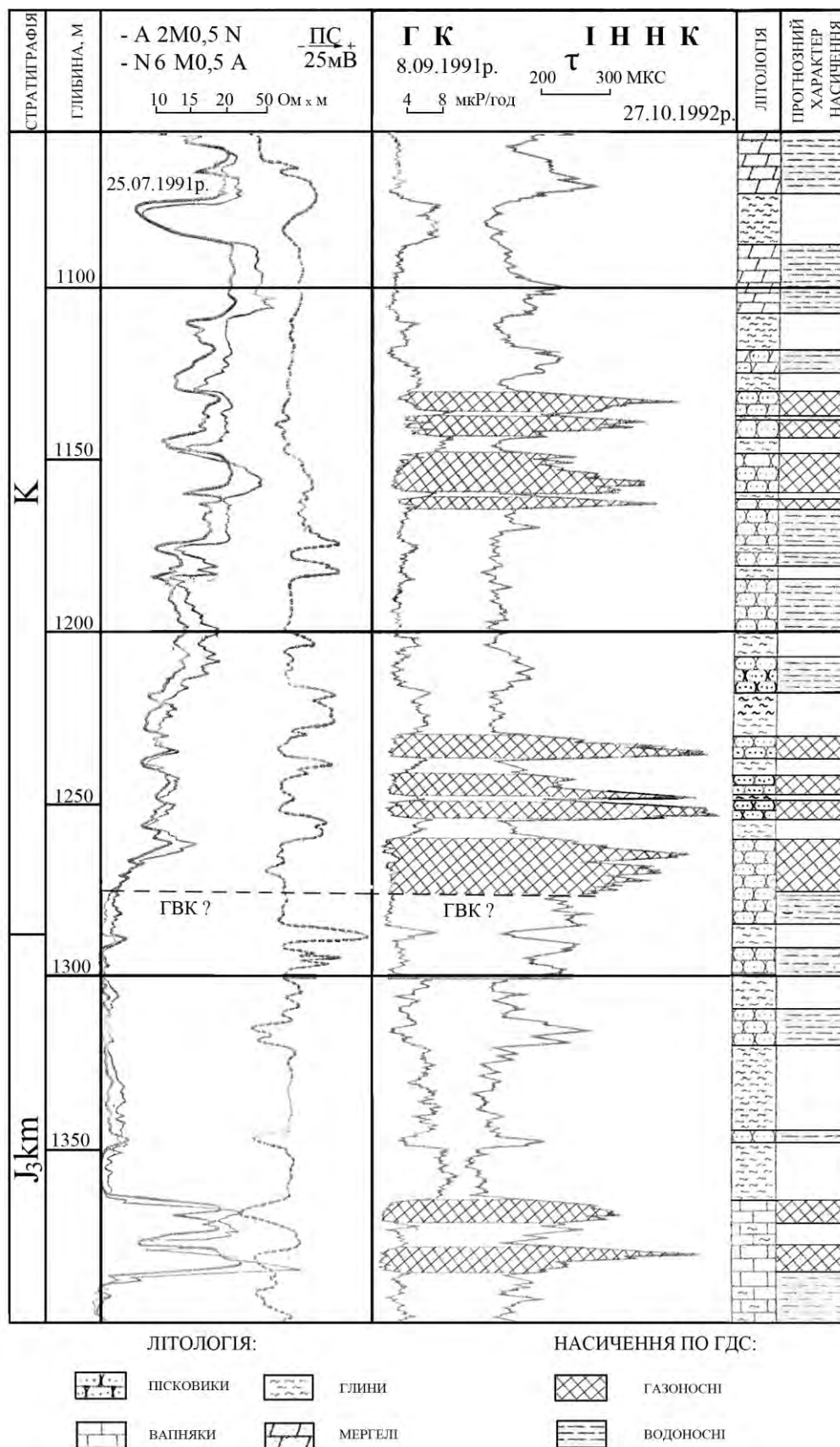


Рис. 3.25 Оцінка розрізу верхньої юри та нижньої крейди за даними ГДС в св. 100-Гадяч [93].

можливо продуктивний пласт, випробуваний в колоні з отриманням незначного припливу слабкомінералізованої води. Результати випробування недостовірні через відсутність за колоною цементного каменю і питання про дійсну продуктивність об'єкту дослідження лишається відкритим.

Про перспективність відкладів кімериджа свідчать також результати інтерпретації деталізаційного комплексу ГДС, виконаного в св. 53 Тимофіївської площі, де в інт. 1201,6-1206,4 м та 1212,0-1224,4 м визначені газонасичені пласти пісковиків ефективною товщиною 13,6 м, пористістю 12-18 % та газонасиченістю 60-77 %.

На Розсошанській площі в параметричній св. 558 в кімериджському ярусі на глибині 788,8-813,2 м за ГДС виділений пласт газоносного пісковика з пористістю 20,5-22,3 % та газонасиченістю 82-87 %; на глибинах 769-774, 738-744 м - пласти пісковиків з пористістю 17-21 % та газонасиченістю 70-72 %. Після розкриття обсадної колони перфорацією в інт. 790-805 м та інтенсифікації методом змінних тисків отриманий приплив пластової води дебітом 5,97 м³/добу при середньодинамічному рівні 215 м та пластовому тисці 6,93 МПа. Розкриттям пласта в інт. 769-774 м отриманий приплив суміші пластової води і фільтрата дебітом 5,5 м³/добу при середньодинамічному рівні 211 м. Пластові води гідрокарбонатно-натрієвого типу з мінералізацією 2,9-6,1 г/л (Н.Л. Щербанюк, 2016). Нижче наведені деякі приклади визначення перспективних інтервалів в мезозойському розрізі за [92, 93].

На Тимофіївському родовищі в св. 67, низка піщаних верств глинистого тріасу за нейтронними характеристиками відповідає нафтогазонасиченим аналогам на відомих родовищах. В разі оптимального технічного стану ствола слід було б рекомендувати для випробування інтервал глибин 1667-1690 м, але він перекритий двома обсадними колонами, якість цементації яких незадовільна. Така ж ситуація спостерігається у верхній частині піщано-карбонатного тріасу, де серія піщаних пластів за ІННК можливо вуглеводонасичена. В кімериджському ярусі за ГДС виділений інт. 1198-1208 м, що характеризується зниженими показами

радіоактивності, підвищеними – ІННК та від’ємною аномалією ПС і інтерпретується як газонасичений вапняк. Спеціальні ГДС на площі виконані в св. 4, 67, 70, 77, 78. За даними ІННК в відкладах Тгл та Тпк піщані пласти в усіх свердловинах, крім св. 77, при пористості, що оцінюється не нижче 15 % характеризуються як нафтогазонасичені. В св. 77 аналогічні піщані верстви через неякісний запис НК позитивно оцінені за даними електричних методів.

В св. 36 Новотроїцького родовища в середній частині Тг в інт. глибин 1425-1460 м визначено кілька колекторських інтервалів з питомим електричним опором 3-5 Ом·м і високими показами ІННК, що свідчить про їх перспективність; подібні ж характеристики мають піщані верстви верхньої частини Тпк, серед перспективних тут залягають ймовірно водонасичені пропластки. Аналогічна картина має місце й в верхній частині товщі кімериджського ярусу (пласт на глибині 993-1002 м). На жаль всі ці об’єкти в зазначеній свердловині перекриті двома обсадними колонами з неякісним цементуванням міжколонного простору. На родовищі ГДС виконані в св. 36, 37, 38. По св. 36 та 38 результати обробки даних ІННК перспективні пісковики глинистої товщі тріасу мають сумарну ефективну товщину 17 м.

Проведений Київським ГВ оперативний перегляд наявних матеріалів ГДС по родовищам центральної частини ДДЗ дозволив позитивно оцінити відклади тріасу на Машівській (св. 27, 40, 50, 55, 70, 80, 82, 90, 93, 105, 107, 109, 112, 114, 204, 312), Куличихинській (св. 12-18, 20-26), Зачепилівській (св. 1-27, 30, 31, 43), Матвіївській (св. 2, 8-15, 21), Котелевській (св. 15, 20, 25, 82), Абазівській (св. 2, 6, 7, 14, 15, 18, 20, 21, 22), Семенцівській (св. 2, 4-7, 11, 13, 19) площах. Перспективність тріасу на Машівській, Матвіївській, Котелевській, Абазівській площах незалежно підтверджується також роботами Полтавського управління геофізичних робіт.

За даними Полтавського УГР перспективні інтервали в мезозойських відкладах визначаються промислово-геофізичними дослідженнями в св. 32-Куличихинській та 3-Підлісківській, пробурених на Підлісківській структурі в

межах однойменного родовища, що прилягає з північного сходу до Куличіхінської складки, а на заході межує з Синівським соляним діапіром, являючи собою приштоковий блок з субмоноклінальним заляганням верств. В пошуковій св. 32 пробуреній в зоні зчленування Куличихинської та Підлісківської структур в Тпк за ГДС в інт. глибин 2299,2-2326,4 м виділений пласт поліміктових глинистих пісковиків з пористістю по акустичному каротажу 11-17,0 %. При питомому опорі по індукційному каротажу 2,1-3,1 Омм нафтогазонасиченість становить 50-58 %. В св. 3 в кімериджському ярусі в інт. глибин 1220,6-1224,6 та 1242-1244,2 м були виділені пропластки карбонатних пісковиків пористістю 11-13,5 % та газонасиченістю 60-65 %, але на жаль, випробуванням верхнього отримана пластова вода густиною 1,05 г/см³.

В св. 100 Гадяцького родовища за ІННК високими значеннями часу життя теплових нейтронів характеризуються кімериджські вапняки в інт. 1364-1375, 1380-1385 м, що пов'язано або з надзвичайно низькими колекторськими властивостями пластів, або з їх вуглеводненасиченістю.

На Зачепилівському родовищі в св. 46 перспективні піщані верстви глинистої світи тріасової системи виділені в загальному інтервалі 219-320 м, в св. 54 та 68 – в Тг та Тпк в інт. 182-325 м та 158-293 м відповідно. Представлені вони пухкими високопористими пісковиками. Враховуючи структурне положення св. 46 можна сподіватись на значні розміри покладу. Перспективність тріасу підтверджується ознаками нафтонасиченості піднятого керну.

На Північно-Макіївській площі в св. 3 за ГДС в середній юрі виділений газонасичений піщаний пласт в інт. глибин 555,2-559,4 м.

На Кременівській структурі в св. 80 на глибині 435-453 м залягає піщаний пласт верхньосеребрянської підсвіти, що характеризується позірним опором 9 Ом·м; горизонт оцінений як можливо газonosний також за ІННК (Східно-Українська ПГЕ, 2004 р.).

3.4 Генезис покладів вуглеводнів мезозойського комплексу

Вивчення стратиграфії і фацій мезозойських відкладів показало, що в тріасовій і крейдовій системах відсутні, а в юрській мають обмежений розвиток так звані «нафтогазоматеринські» глинисті товщі з підвищеним вмістом розсіяної органічної речовини. Продуктивність мезозою, таким чином, є функцією нафтогазоносності палеозою [29] або прямо пов'язана з ювенільними джерелами. Поступово остання точка зору набуває все більшої ваги, збільшуються докази глибинного, мантийного походження ВВ. Як переконливо показано А.І. Тімурзієвим [88, 89], «неможливо обґрунтувати існування крупних і гігантських покладів нафти в неоген-четвертинних відкладах нафто-газоносних басейнів світу на підставі гіпотези латеральної міграції ВВ для реальних геологічних умов їх будови». Для забезпечення розвіданих запасів ВВ Персидської затоки, Меконгської западини (в межах останньої відкриті унікальні нафтові родовища в виступах кристалічного фундаменту) потрібні нафтозбірні площі, що перевищують границі осадових басейнів. В природі відсутні механізми еміграції рідких ВВ з нафтоматеринських товщ, а також транспортування їх в пастки в масштабах, необхідних для формування промислових скупчень. Вони виникають завдяки вертикальній міграції зі швидкістю тріщиноутворення при сейсмодислокаціях [86].

На всіх без виключення родовищах ДДЗ, де відкриті мезозойські ВВ поклади, в повній згоді з законом Н.А. Кудрявцева («Во всех без исключения нефтеносных районах, где нефть или газ имеются в каком-либо горизонте разреза, в том или ином количестве они найдутся и во всех нижележащих горизонтах, хотя бы в виде следов миграции», Н.А. Кудрявцев, Генезис нефти и газа, 1973) нафтогазоносними є нижчезалягаючі палеозойські товщі. Скупчення газу і нафти в тріасі і юрі виступають прямим індикатором продуктивності нижчезалягаючих товщ, яскравими прикладами чого є відкриття покладів в карбоні на Більському, Солохівському та Руновщинському родовищах значно пізніше мезозойських; довго вважалось, що палеозойська ератема на цих структурах непродуктивна [29]

Картина розподілу нафтогазоносності на родовищах, що спостерігається в ДДЗ як і в інших НГБ, коли поклади нафти чергуються з покладами газу часто без видимої закономірності просторового розподілу і хімічного складу та фізичних властивостей флюїдів, може бути пояснена, виходячи з позицій різних циклів міграції ВВ [79], а каналами висхідної струминної міграції флюїдів є тектонічні порушення - ефективні шляхи переміщення рідкої чи газоподібної речовини в періоди орогенічних активізацій.

Як показано в роботі [51], з мезозойським поверхом ДДЗ не пов'язується ніяких перспектив нафтогазоносності. Запереченням щодо перспектив мезозою, в контексті встановленого вторинного, міграційного з більш глибоких комплексів характеру його покладів, висувалась негативна роль нижньопермського галогенного і нижньотріасового глинистого регіональних флюїдоупорів, що, начебто, унеможлиблюють переміщення нафти і газу з палеозойських або інших глибинних джерел в мезозойський комплекс, а також середньоюрської глинистої пачки для перерозподілу ВВ всередині комплексу. Поклади в товщах, що залягають вище цих флюїдоупорів, нібито, можуть бути відкриті лише там, де існують гідродинамічні «вікна» в покришках – зони, де вони відсутні, мають незначні товщини, або через фаціально-літологічний склад втратили тривкі властивості. Аналіз просторового співвідношення мезозойських покладів з такими транзитними зонами спростовує універсальний характер цього чинника (Шебелинське, Більське, Солохівське та інші родовища). Як показано на прикладі тріасових покладів Шебелинського родовища, мезозойські скупчення ВВ ДДЗ могли формуватися над нижньопермською хомогенною покришкою за рахунок вертикальної міграції за умов проявів післягерцинської тектонічної активізації. Каналами для міграції флюїдів були площини диз'юнктивів, які з часом можуть «заліковуватись».

Прямої залежності наявності мезозойських покладів ВВ від потужності глинистих товщ тріасу також не спостерігається [1].

В геологічному часі і в певних умовах навіть найкращі за існуючими класифікаціями екрани можуть виступати провідниками глибинних рідин і газів навіть при відсутності диз'юнктивної їх порушеності. Простішою ілюстрацією для ДДЗ є те, що ще не так давно такі утворення, як візейська та башкирська карбонатні «плити», слов'янська хемогенна світа чи глинистий тріас вважались такими, що не можуть містити пластових флюїдів в більш-менш вільному, гравітаційному стані, однак тепер більшість з цих стратиграфічних одиниць набула статусу регіонально продуктивних товщ в традиційному сенсі. На нашу думку, при оцінці можливих шляхів вертикального чи субвертикального масопереносу головну роль потрібно віддавати тектонічним каналам міграції флюїдів. В усякому випадку наявність тектонічних порушень на локальних структурах ДДЗ багаторазово підвищує ймовірність гідродинамічного зв'язку між різними стратиграфічними підрозділами осадового розрізу, в тому числі незважаючи на літологічний характер верств, що їх складають. Доречно наголосити на загалом більш широкій порушеності структур ДДЗ різноманітними диз'юнктивами, ніж це впливає з існуючих матеріалів структурного картування та польової геофізики. Як правило, розвідка і експлуатація родовищ регіону доводить їх блокову будову різної складності. Є вагомі причини очікувати на те, що фактично скрізь на території ДДЗ навіть ті диз'юнктиви, що втрачають видиму амплітуду ще на палеозойських структурних рівнях, є послабленими зонами, що тягнуться вгору за розрізом до верхніх горизонтів чохла. Достатньо згадати досить велику ефективність лінеаментного аналізу топографічних обставин при розшифруванні глибинної будови територій. Те, що значна частка розривів в ДДЗ затухає в підосві коренівської підсвіти і пов'язує чудовий тріасовий резервуар з глибинними джерелами вуглеводнів, прямо підтверджує теоретичну перспективність мезозойського розрізу.

Суттєво розширює область впливу “скрізьформаційного” (за висловом О.Ю. Лукіна) вертикального масопереносу встановлення широкого розвитку в ДДЗ магматичних процесів мезозойського і кайнозойського віку, які забезпечують

додатковий зв'язок між породними комплексами різного рівня залягання і є індикаторами відносно молоді тектоніки.

В підосвіті тріасу, в шебелинській та коренівській товщах нерідко спостерігаються вторинні зміни порід, піритизація, каолінізація, освітлення кольору під дією мігруючих ВВ. Подібні процеси широко розвинуті також в підосвіті пересазької підсвіти на структурах, де вона екранує нижньопермські поклади. В дронівській світі Гнідинцівського родовища пірит складає до 90 % важкої фракції мінералів [84].

В південно-східній частині ДДЗ на структурах типу Східно-Павлівської, Веселівської, де в склепінних частинах піднять в нижньопермському хемогенному розрізі краматорська, брянцівська, торська і святогорська соляні пачки заміщуються засолоненими глинами, а покрівельна частина соленосної товщі розмита в передтріасовий час, геологічні умови особливо сприятливі для вертикальної міграції ВВ з глибинних частин розрізу.

Загальними негативними факторами для формування і збереження покладів ВВ в мезозойських товщах висуваються несприятливі гідрогеологічні умови значної території ДДЗ, де в тріасі і юрі розвинуті слабкометаморфізовані розсоли з азотними розчиненими газами [35].

Мезозойські скупчення нафти і газу загалом існують в умовах відсутності фазової рівноваги газових компонентів. Про те, що вони є мігрантами нижчезалягаючих літолого-стратиграфічних зон свідчать позитивні температурні та гідрохімічні аномалії. Геохімічною особливістю тріасових газів Краснопопівського, Сагайдацького, Качанівського, Радченківського, Солохівського, Більського родовищ є висока концентрація азоту (вище 5 %), сингенетичного породам резервуару, він є їх первинним газовим фоном. На Радченківській структурі спостерігається підвищена концентрація гелію в тріасових горизонтах [29].

На Рибальському родовищі, де промислові припливи газу отримано з кам'яновугільних, пермських, тріасових і юрських відкладів, відмічено цікаві

закономірності в змінах хімічного складу вод палеозойських комплексів. У свердловинах, розташованих поблизу тектонічних порушень або їх перетинаючих, спостерігається підвищена мінералізація пластових вод, за складом вони подібні водам більш глибоких горизонтів. Найбільш чітко ці відносні аномалії фіксуються у розрізі московського ярусу. До зон порушень також приурочені підвищені концентрації розчинених газів з високим вмістом важких ВВ. Наведені факти свідчать про те, що диз'юнктиви Рибальської структури є каналами прихованого розвантаження підземних вод. Вуглеводневі шлейфи трасують шляхи вертикальної міграції газу і простежуються по зонах порушень в глибину розрізу. Підтвердженням такого розвантаження виступають геотермічні дані, виявлено, що в цих зонах температури близькі до максимальної, характерної для склепінної частини підняття [33].

В ДДЗ виявлені території, де поклади ВВ існують як скупчення динамічного стану в напівізольованих умовах під покривками малої потужності або слабких (через літологічний склад чи катагенез порід) екрануючих властивостей на шляху постійного наскрізного висхідного газо-рідинного потоку. Яскраво це ілюструє, зокрема, газоносність Дробишівського родовища. північно-західних окраїн ДСС, де в умовах відсутності якісних покривок і наявності складної диз'юнктивної тектоніки молодого віку фактично весь розкритий розріз є газоносною товщею з окремими інтервалами або зонами, в яких умови залягання природного газу відповідають класичному поняттю «поклад».

Розповсюдження інфільтрогенних вод в потенційно продуктивних товщах традиційно вважається негативним фактором для формування і збереження скупчень ВВ через те, що такі води містять кисень, сульфати та бактерії, що в присутності кисню руйнують нафту і газ. Проведений Л.І. Морозовим (1989) [55] масштабний аналіз фактичного матеріалу по нафтогазоносності осадових басейнів світу свідчить про широкий розвиток промислової продуктивності в зонах прісних і слабкосолоних підземних вод. Основні причини збереження покладів в несприятливих умовах це їх відносно молодий геологічний вік, відносно мала,

неспівставна з розмірами покладів ВВ концентрація в водах окиснювачів, виникнення в процесі окиснення на контактах покладів плівок і зон важких нафт і бітумів, що стають ефективними екранами, а також повна або часткова втрата колекторами з підвищеним вмістом глинистих компонентів ємкісних властивостей внаслідок набухання монтморілоніта та гідрослюд під впливом прісної води, що служить суттєвим фактором ізоляції ВВ і створення «запечатаних» покладів.

Асоціації скупчень ВВ і інфільтрогенних вод утворюються переважним чином в результаті вертикальних перетоків нафт, газів і елізійних вод в пласти, що вміщують метеорні води, подібні вторинні поклади можуть бути зустрінуті і зафіксовані комплексом гідрогеологічних аномалій у будь-якому нафтогазоносному басейні у зонах розвитку інфільтрогенних вод. Сюди відносяться аномалії хімізму і ступеню мінералізації пластових вод, вмісту окремих компонентів, підвищеного вмісту розчинених ВВ газів і органічної речовини, а також гідродинамічні та гідрогеотермічні аномалії.

Існування гігантських скупчень ВВ, таких як Газлі Амудар'їнського басейну Середньої Азії або Х'юготон-Пенхендл Західного Внутрішнього басейну Північної Америки в зоні інфільтрогенних вод на малих та середніх глибинах, суттєво збільшує перспективи верхньої частини мезозойського структурно-стратиграфічного поверху Східно-Українського НГБ.

Час формування покладів газу і значної частини покладів легких нафт вважаємо кайнозойським, найбільш обґрунтовано така думка викладена в роботі О.Ю. Лукіна [52]. Формування скупчень ВВ з високою ймовірністю відбувається і зараз.

3.5 Морфогенетичні типи мезозойських покладів нафти і газу

Розгляд особливостей нафтогазоносності мезозойського комплексу ДДЗ у координатах природної системи «структура – пастка – поклад - родовище» віддзеркалює універсальну можливість одночасного висвітлення інформації щодо

типізації цих об'єктів як основи для відтворення специфіки умов формування ВВ скупчень. Яскравою ознакою такої специфіки на даний час є домінування в регіоні покладів ВВ у склепінних диз'юнктивно обмежених пастках, виявлених пошуковим і розвідувальним бурінням (в багатьох випадках – попутно з вивченням палеозойських товщ). Базовим положенням при розробці напрямків подальших геологорозвідувальних робіт на мезозойський комплекс є необхідність врахування наявності сприятливих пасткових умов для акумуляції ВВ і в диз'юнктивно, літологічно і стратиграфічно екранованих і відповідно обмежених пастках як на антиклінальних структурах, так і на монокліналях і субмонокліналях регіону.

Узагальнення будови природних систем «структура – пастка – поклад – родовище» для мезозойських ПР з виявленими на сьогоднішній день промисловими покладами, виконана на основі методичного підходу Височанського І.В. [18], наведені в таблиці 3.4.

Пастки, здатні вміщувати поклади ВВ, в ДДЗ приурочені до кількох основних типів локальних піднять: а) до наскрізних антикліналей з успадкованістю структурних планів палеозою і мезозою з відсутністю пермської хемогенної покришки; б) до наскрізних антикліналей з розвинутим в розрізі галогенним

Таблиця 3.4

Природна система «структура – пастка – поклад - родовище» в мезозойському нафтогазоносному комплексі ДДЗ

структури	пастки							поклади					родовища
морфоло- гічний тип	індекс горизонту	тип колектору	покришка	типи за умовами				вид флюїду	типи за характером залягання				типи за поєднанням різних пасток
				екранування		обмеження			пласто- вий	неповно- пластовий	масивно- пластовий	жильні	
				скле- пінні	літоло- гічні	диз'юнк- тивні	соле- штоко- ві						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Шебелинське ГКР													
брахіанти- кліналь	J _{2k}	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	гомо- пастко- генне
	T _{1dr^{cor}} -T _{1sr1} (Tп+Tпк)	карбонатно- теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	
Краснопопівське ГР													
брахіанти- кліналь	T _{2sr2} (Tr)	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	-//-
	T _{1sr1} (Tпк)	карбонатно- теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	
Більське НГКР													
брахіанти- кліналь	T _{2sr2} (Tr)	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	-//-
	T _{1sr1} (Tпк)	карбонатно- теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	НГК	+	-	-	-	
	J _{2b1}	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	-	+	-	-	
Решетняківське НГКР													
купол	J _{2b1}	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	Н	-	+	-	-	-//-
Солохівське НГКР													
брахіанти- кліналь	J _{2b1}	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	-	+	-	-	-//-

закінчення таблиці 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Сагайдацьке НГР													
брахіанти-кліналь	T _{1sr1} (Тпк)	карбонатно-теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	-/-
Рибальське НГКР													
брахіанти-кліналь	J _{2b1}	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	-/-
	T _{2sr2} (Tr)	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	
	T _{1dr} ^{cor} -T _{1sr1} (Тп+Тпк)	карбонатно-теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	
	T _{1dr} ^{per-shb} (Тга+Тпк)	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	Н	+	-	-	-	
Руновщинське НГКР													
купол	T _{1dr} ^{cor} -T _{1sr1} (Тп+Тпк)	карбонатно-теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	-	+	-	-	-/-
	J _{2b1}	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	
Радченківське НГР													
брахіанти-кліналь	T _{1dr} ^{shb} (Тпг)	теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	+	-	-	-	-/-
	T _{1dr} ^{cor} -T _{1sr1} (Тп+Тпк)	карбонатно-теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	ГК	-	-	+	-	
Качанівське НГР													
брахіанти-кліналь	T _{1sr1} (Тпк)	карбонатно-теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	Н	-	-	+	-	-/-
Глинсько-Розбишівське (Погарщинське) НГКР													
брахіанти-кліналь	T _{1sr1} (Тпк)	карбонатно-теригенний поровий	глиниста	+	-	+	-	Н	+	-	-	-	-/-
Роменське НР													
субмоно-клінальні біляштокові блоки	K _{2S}	карбонатно-теригенний поровий, тріщинний	мергельна, глиниста	-	+	+	(?)	+	(?)	Н	+	-	гетеропаст когенне

екраном і порушених альпійською диз'юнктиною тектонікою; с) до мезозойських куполів, розвинутих над соляними штоками; d) до приштокових мезозойських блоків солянокупольних структур з передпалеогеновим та передчетвертинним рівнем залягання покрівлі діапіра; е) до тектонічних блоків на субмонокліналях та монокліналях; f) до крил антикліналей, в склепіннях яких мезозойські відклади зденудовані [65].

Типи а, b, c, d, розвинуті переважно в осьовій і прибортовтих частинах ДДЗ, тип е – в бортових частинах, тип f – в осьовій і приосьовій частинах на південному сході западини в зоні відкритих палеозойських структур, де на низці крупних антикліналей мезозойські відклади в склепіннях розмиті і слід очікувати наявності кільцевих пасток, приурочених до зон стратиграфічного екранування кайнозойськими пелітами на крилах підняття.

На Роменському родовищі частина нафтових скупчень залягає в жильній чи жиллоподібній формі на контакті бокової штокової брекчії і прилягаючих до стінок діапіра мезозойських піщаних пластів.

Слід зазначити, що ознак нафтогазонасиченості мезозойських колекторів на безкореневих мезозойських структурах типу Октябрської поки що не зафіксовано, якщо вони будуть виявлені, виникне потреба зарахувати їх до окремого типу.

Вуглеводневі поклади мезозою зазвичай пластові та неповнопластові (водоплавні), але на Качанівському та Радченківському родовищах в тріасовій системі виявлені конденсатогазові і нафтові промислові скупчення, які як вважається, мають масивно-пластовий тип.

Морфогенетичні типи виявлених і прогнозних мезозойського покладів нафти і газу наведені в таблиці 3.5.

В розрізі мезозойської ератеми ДДЗ на основі певної просторової єдності і генетичної спорідненості екрануючих і проникних для флюїдів літологічних пачок виділено дванадцять природних резервуарів – виявлених і потенційних вмістищ ВВ скупчень: I-IV – у тріасових відкладах, V-XI – в юрських і XII – в

крейдових. Розроблена і запропонована індексація мезозойських регіонально і потенційно продуктивних горизонтів (дод. 2).

Таблиця 3.5

Морфогенетичні типи виявлених і прогнозних покладів вуглеводнів
мезозойського комплексу ДДЗ

Тип покладів	Приклад родовищ (виявлених промислових покладів) або перспективних площ* (прогнозних покладів) в ДДЗ
а) Пластові, неповнопластові та масивно-пластові у склепінних пастках на наскрізних мезозойських антикліналях без підстеляючої пермської хомогенної покришки	Солохівське, Глинсько-Розбишівське, Краснопопівське
б) Пластові, неповнопластові та масивно-пластові у склепінних пастках на наскрізних мезозойських антикліналях з підстеляючою галогенною покришкою та післягерцинською розривною тектонікою	Шебелинське, Більське
в) Пластові, неповнопластові та масивно-пластові у склепінних пастках над соляними штоками в межах куполів з передмезозойським рівнем залягання кріптодіапіра	Руновщинське, Решетняківське, Бригадирівська*
г) Пластові, неповнопластові та жильні у диз'юнктивно екранованих пастках в біляштокових блоках солянокупольних структур з передпалеогеновим і предчетвертинним рівнем залягання покрівлі діапіра	Роменське, Куличихинська*
д) Пластові та неповнопластові у диз'юнктивно, літологічно, стратиграфічно екранованих пастках на монокліналях і субмонокліналях	Абазівська*, Північно-Голубівська*, Сніжна*
е) Пластові та неповнопластові у підрозмивних кільцевих стратиграфічно екранованих пастках на антикліналях (зі зденудованими у склепіннях мезо-зойськими відкладами)	Волвенківська*, Олексіївська*

3.6 Нафтогазогеологічне районування перспективних територій

За результатами аналізу геологічних умов залягання мезозойських порід складено прогностні карти перспектив нафтогазоносності тріасового і юрського підкомплексів масштабу 1:1000000 (додатки 8, 9). Оскільки колектори і покришки розвинуті в тріасовій і юрській системах ДДЗ фактично скрізь, а глибина залягання досліджуваних горизонтів в умовах басейну має слабкий вплив на ймовірність існування покладів, основними критеріями визначення перспективності є гідрогеологічне районування, типи пасток, що переважають в районі, та наявність відкритих покладів і ознак нафтогазоносності на локальних площах.

Найбільш перспективними є приосьова і прибортові зони ДДЗ в центральному і південно-східному її сегментах. Тут розвинені розсоли хлоридно-кальцієво-натрієвого складу з переважанням азотних газів. Обставини збереження покладів досить сприятливі, хоча і діють певні процеси руйнування (спорадична сульфатредукція) [36].

До середньої за перспективністю віднесені весь північно-західний і значна частина середнього сегменту ДДЗ, а також занурена частина Прип'ятської. Тут розвинені слабо метаморфізовані розсоли хлоридно-натрієвого складу з азотними розчиненими газами.

Мінімальні перспективи пов'язуються з бортовими частинами западини (де на мезозойському рівні спостерігається брак антиклінальних структур; виявлені на теперішній час пастки в переважній більшості диз'юнктивно екрановані) і зонами виходу мезозойських відкладів на денну поверхню на північно-західних окраїнах Донбасу. В цих районах розвинені прісні або солонуваті води з розчиненими газами атмосферного генезису, що вказує на залягання комплексу в зоні активного водообміну.

Слід взяти до уваги, що в сенсі нафтогазоносності фактично не досліджені зони літологічного виклинювання і стратиграфічного зрізання мезозойських

колекторських товщ на бортах і центрикліналях ДДЗ; детальне картування їх і виявлення пов'язаних з ними потенційних скупчень ВВ вимагає або буріння щільної сітки свердловини, або великого обсягу спеціальних польових геофізичних досліджень і точкового буріння, або комплексування сейсморозвідки і буріння. Ці області можуть виявитись значним резервом для нарощування ВВ потенціалу западини.

На нинішній час накопичені різноманітні геолого-геофізичні дані про потенційну нафтогазоносність тріасу, юри і крейди більше ніж на сорока локальних структурах, не враховуючи мезозойських родовищ, на яких «пропущені» як окремі перспективні пласти, так і цілі стратиграфічні підрозділи до системи включно.

3.7 Визначення вуглеводневого потенціалу мезозойського комплексу

Оцінка ресурсів проведена по найбільш перспективних площах і родовищах ДДЗ і північно-західного Донбасу, всього оцінено 120 структур (для вже відкритих мезозойських родовищ передбачається наявність пропущених покладів і вони входять в розрахунок). При визначенні підрахункових параметрів розрахована середня площа мезозойської пастки - 35 км^2 , коефіцієнт її заповнення прийнятий 0,25 – середньостатистично мінімальний, розрахований для відомих родовищ, де продуктивні юрські та тріасові відклади, ефективна нафто/газонасичена товщина - 10 м, також середньомінімальна для родовищ-аналогів, пористість 0,15 і нафто/газонасиченість 0,5 – мінімальні, граничні для мезозойських колекторів, пластовий тиск - 80 ата, прийнятий як умовний гідростатичний для середини перспективного інтервалу. Середній розмір родовища складає 525 тис т умовного палива. Таким чином всього по юрському та тріасовому підкомплексам нараховано 63 000 тис. т умовного палива перспективних ресурсів категорії С₃.

Прогнозні ресурси категорії D₁, враховуючи що загальна кількість структур в ДДЗ, де теоретично могли сформуватись мезозойські поклади ВВ сягає **чотирьохсот**, можна приблизно оцінити в обсязі 147 000 тис т умовного палива.

Висновки до розділу 3

Встановлено закономірності походження та локалізації скупчень ВВ мезозойського комплексу. Розроблена морфогенетична класифікація основних типів покладів нафти і газу.

Промисловий характер автохтонної газоносності мезозою на Шебелинському ГКР узгоджується з концепцією можливості існування промислових покладів ВВ на структурах з диз'юнктивно дислокованим галогенним флюїдоупором, чим значно розширюються територіально перспективи нафтогазоносності мезозойського комплексу.

Обґрунтовано геологічні критерії перспективності всього розрізу тріасової і юрської систем; вперше оцінена перспективність порід подошовної частини крейдової системи.

Проведено нафтогазогеологічне районування, визначені перспективні території і першочергові об'єкти пошуку ВВ. Оцінені перспективні і прогнозні ресурси вуглеводнів.

4 КОМПЛЕКС ТА ОСНОВНІ НАПРЯМКИ ГЕОЛОГО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ НА МЕЗОЗОЙСЬКІ ВІДКЛАДИ

4.1 Обґрунтування раціонального комплексу геолого-розвідувальних робіт

Мезозойські відклади в ДДЗ можуть вивчатись як самостійно, так і в комплексі з дослідженнями більш глибоких горизонтів, що надає пошуковому процесу гнучкості і динамічності. Геолого-розвідувальні роботи повинні включати площові дистанційні дослідження (сейсморозвідку, польову геохімічну зйомку) та пошукове і розвідувальне буріння на виявлених і підготовлених об'єктах.

Пріоритет по виявленню мезозойських пасток дистанційними методами як на нових площах, так і на відомих підняттях надається в першу чергу сейсмічній розвідці. Найбільш доцільним є виконання структурних побудов по мезозойських горизонтах відбиття IVa-б (T_{1dr}), IIIa-б (T), та IIa (J_3) під час проведення сейсморозвідувальних робіт на палеозой (що значно дешевше і простіше організаційно, ніж постановка окремих робіт) або використання з цією метою вже наявних сейсмічних матеріалів (часових профілів або кубу об'ємної інформації 3D, якщо такий є) шляхом їх переінтерпретації. Вимоги вивчення мезозойських структурних рівнів обов'язково повинні включатись в геологічні і технічні завдання під час замовлення комплексів сейсмічних робіт підрядникам. В разі неможливості об'єднання досліджень палеозою і мезозою необхідна постановка на локальних ділянках чи зонах цільових сейсмічних робіт для вивчення структурних особливостей мезозойського комплексу. В контексті підтвердження в 2017 році промислово-геофізичними дослідженнями в св. 230 сейсмічного прогнозу територіального розвитку юрських покладів газу на Солохівській площі (О.М. Тяпкіна, А.Л. Костів), особливу увагу слід привернути до аномалій сейсмічних параметрів типу «яскрава пляма» (частот, миттєвих амплітуд, огинаючої траси сигналу тощо). Подібні комплексні аномалії вже

простежені на Червоноярсько-Старовірівській площі (юрська система, А.О. Ковшиков), Кобзівській та Західно-Соснівській площах (тріасова система, В.В. Петлиця).

Ефективним видом досліджень мезозойських товщ на ВВ потенціал можуть виявитись методи прямих пошуків ВВ – комплекс геохімічних досліджень (газогеохімічна, гідрогеохімічна, літогеохімічна, бітумінологічна та мікробіологічна зйомка). Крім дослідження нових перспективних територій, де інтерпретація даних методу може бути, так би мовити, неоднозначною [52], цінну інформацію щодо визначення наявності вертикальної міграції ВВ в верхні горизонти чохла можна отримати на відкритих родовищах з вже виявленими покладами в палеозої. Перспективним напрямком площових геологорозвідувальних робіт є нещодавно запропонована комплексна методика геолого-структурно-термо-атмогеохімічних досліджень [7].

Результатом площових поверхневих досліджень повинні стати геолого-геофізичні і геохімічні узагальнення з виділенням перспективних зон і, як кінцевий результат - підготовка локальних об'єктів для постановки пошукового та розвідувального буріння.

Наступний етап - постановка пошукового та розвідувального буріння на найбільш підготовлених локальних об'єктах з метою виявлення та оцінки покладів ВВ у відкладах мезозою.

Оскільки на значній частині території ДДЗ мезозойські верстви залягають на невеликих глибинах, розбурювання їх доцільно проводити легкими станками за структурно-пошуковою методикою свердловинами малих діаметрів; це знизить вартість робіт в декілька разів. Буріння обов'язково повинно проводитись на легких розчинах для уникнення кольматації колекторів.

Для забезпечення достовірної оцінки нафтогазоносності мезозойського комплексу дослідження свердловин, починаючи з покрівлі нижньої крейди, повинні включати:

- комплексні геолого-геохімічні та технологічні дослідження;

- суцільний відбір та детальне дослідження керну з проектних горизонтів для побудови петрофізичних залежностей;

- виконання детального комплексу ГДС: стандартний та газовий каротаж, бокове каротажне зондування, індукційний, мікро, боковий, мікробоковий, гама-гама, нейтронний, нейтронний гама, імпульсний нейтрон-нейтронний, акустичний, сейсмічний каротаж, високочутлива термометрія, каверно- і профілометрія, інклінометрія, акустична цементометрія;

- роздільне випробовування та дослідження перспективних об'єктів.

Вивчення мезозойських порід методами ГДС необхідно проводити по відмінних від розроблених для комплексів палеозою методиках. Потрібне створення і апробація спеціальних залежностей керн-геофізика. Відбір кернового матеріалу і застосування станцій геолого-технологічного контролю дають змогу оцінки розрізу на якісному рівні.

Враховуючи переважно низьку міцність мезозойських порід і їх легку руйнацію, свердловинний керн повинен відбиратись з особливою ретельністю, з застосуванням спеціального обладнання, і зразу після під'йому консервуватись для збереження первинного флюїдонасичення.

Самостійним напрямком досліджень є проведення ядерно-геофізичних досліджень та високочутливої термометрії в існуючих експлуатаційних та інших свердловинах, пробурених на палеозойські горизонти, які простоюють із будь-яких причин. Обробка та інтерпретація отриманих матеріалів разом з даними проведеного при бурінні стандартного комплексу ГДС. При виділенні перспективних інтервалів, якщо дозволяє конструкція та технічний стан свердловини, проводиться випробування, як вказує досвід, навіть в свердловинах 50-60 річного віку може бути успішно проведена дорозвідка.

4.2 Визначення першочергових об'єктів пошуку вуглеводнів і рекомендації з їх вивчення

Викладений в попередніх розділах матеріал дає змогу першочерговими об'єктами розвідки вважати вже відомі мезозойські родовища, де можливі суттєві відкриття за рахунок пропущених пластів (в підрозділі 3.2 наведені конкретні рекомендації щодо їх подальшого вивчення). З площ, де промислова продуктивність мезозою поки що не доведена, найбільш перспективними за сукупністю сприятливих показників виглядають Краснопавлівська, Бригадирівська, Північно-Волвенківська, Дробишівська, Рябухинська, Машівська складки, структури Соснівсько-Біляївського валу, обрамування Синівського штоку та об'єкти приштокової мульди.

Краснопавлівська структура ускладнює східну частину Сахновщанської тераси. Пов'язана з однойменним соляним штоком, на мезозойському рівні являє собою геміантикліналь з західною перикліналлю і субширотним простяганням осі. В апікальній частині складки, над діаметром по горизонту IVa (в даному випадку - підосва дронівської світи) фіксується куполоподібна антикліналь лінійними розмірами 2,1 x 1,7 км по ізогіпсі -700 м (рис. 4.1, 4.2). В склепінні під кайнозойську поверхню виходять новорайська та протопівська світи, на крилах з'являються утворення юрського і крейдового часу [19].

На площі пробурено декілька неглибоких структурних і картувальних свердловин і дві глибокі. В межах мезозойської складки з нижньосеребрянських відкладів отримані суттєві ознаки продуктивності в структурних і картувальних св. 550 та 249 (підрозділ 3.1). Для опішукування мезозойських відкладів в склепінній частині купола необхідно пробурити пошукову св. 10 з проектним горизонтом – дронівська світа і глибиною 700 м.

Дробишівська площа. Торско-Дробишівський вал розташований на південно-східній центрикліналі Дніпровсько-Донецького грабена, обмежуючи з півночі Бахмутську улоговину, проявлений на всіх структурних рівнях чохла, тягнеться в субширотному напрямку майже на 30 км. Це лінійна горст-

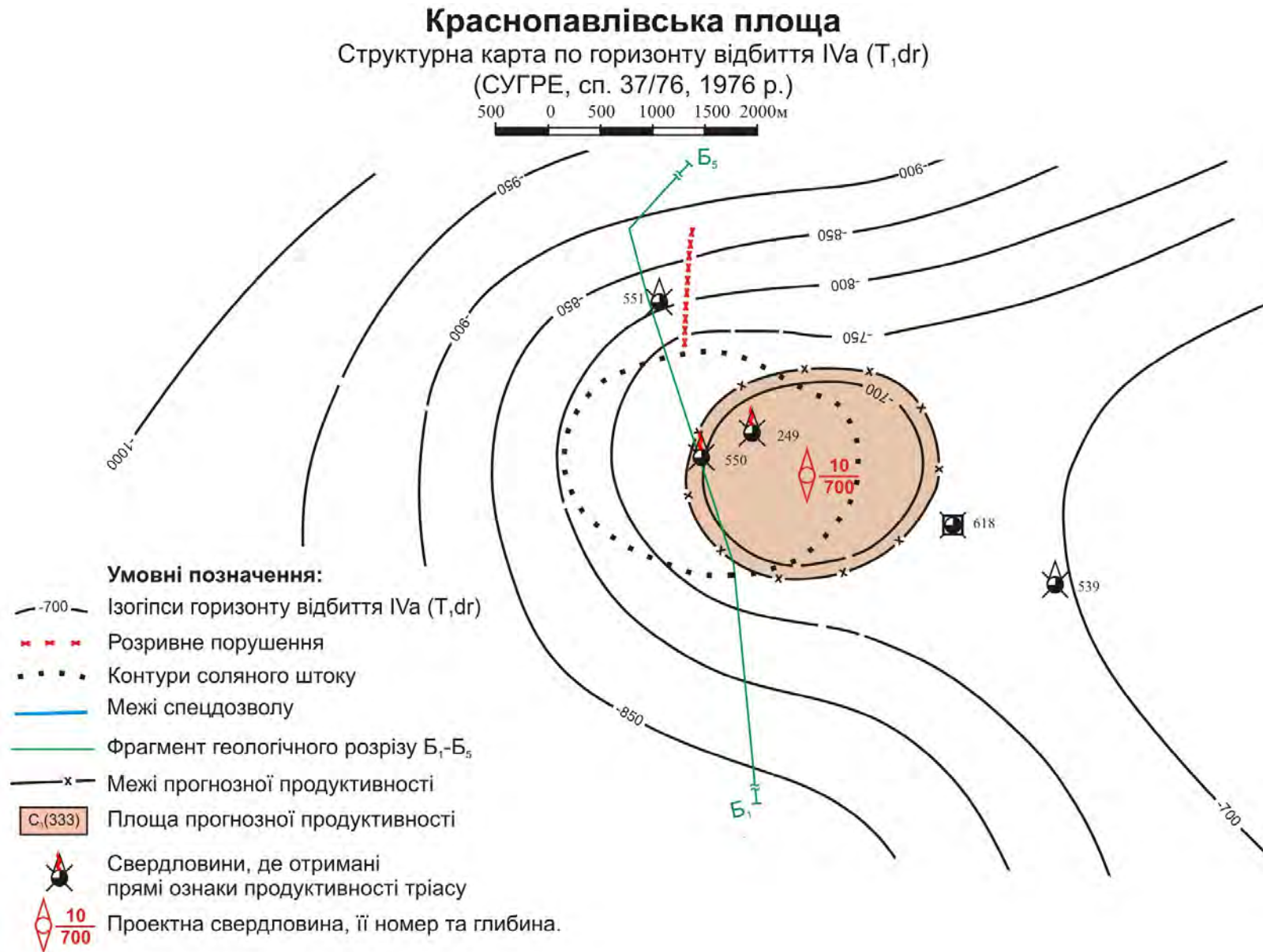


Рис. 4.1 Краснопавлівська площа. Структурна карта по горизонту відбиття IVa (T_{1dr})

Краснопавлівська площа

Геологічний розріз по лінії Б₁-Б₅ (за даними Донбаської п.з.п., 2002 р.)

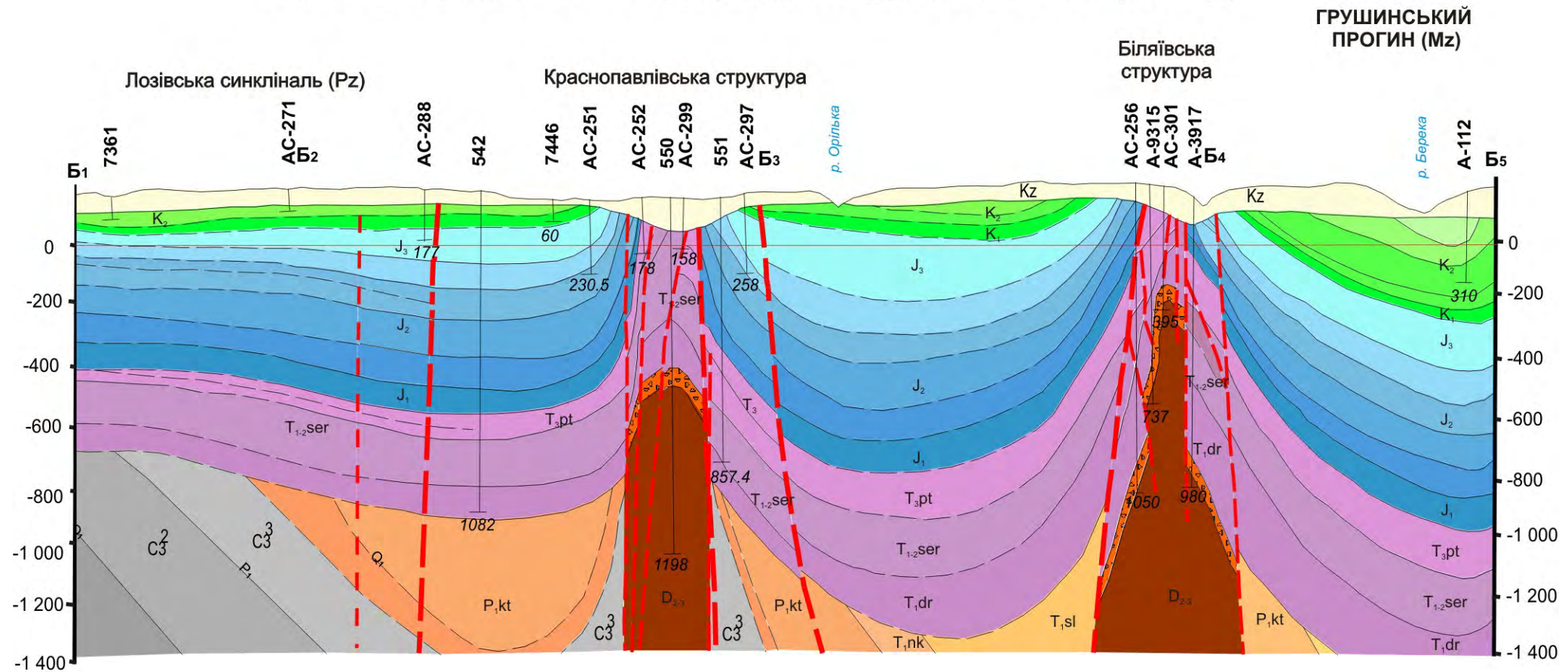


Рис. 4.2 Краснопавлівська площа. Поперечний геологічний розріз.

антикліналь, розбита численними порушеннями підкидового і скидового типу (рис. 4.3, 4.4). Тріасові утворення представлені дронівською, сребрянською і протопівською світами. Дронівські аргіліти, алевроліти, глинисто-карбонатні пісковики і гравеліти в склепінні виходять на передкайнозойську поверхню, на східній перикліналі розмиті, перекривають слов'янську світу нижньої пермі. Сребрянські і протопівські пісковики, аргіліти і глини по периферії складки перекриваються юрськими, крейдовими і палеогеновими породами. Пісковики широко розвинені в дронівській світі, пористість їх сягає 30 %.

В 1940 році О.О. Кузнєцовим в межах цієї площі були виявлені природні виходи метанових газів з домішками важких ВВ на денну поверхню. На суміжному Тернівському піднятті, розміри якого по сребрянській світі 4,6 x 1,6 км при висоті складки 80 м, з тріасових відкладів в структурно-картувальній св. 10 на глибині 54 м спостерігалось виділення газу і самовилив пластових вод; в св.13 з глибини 152 м відібраний газ з вмістом важких ВВ 1,8 %, причому на глибині 84-141 м свердловиною пройдений горизонт вод хлоридного кальцієвого типу. На Торско-Дробишівській структурі в картувальній свердловині 10 при вибої 101 м (тріасова система) в пластових водах, що самовиливались на поверхню відмічені домішки нафти і розчинений метаново-азотний газ.

Виявлена на нинішній час газонасність Дробишівського ГКР (Співаківський ГР) пов'язана з продуктивними гжельського, касимовського, московського та башкирського ярусів кам'яновугільної системи. Та микитівської світи нижньої пермі. Дослідженнями Л.Ю. Полуніної (УкрНДІгаз), яка провела переінтерпретацію матеріалів ГДС в усіх свердловинах Дробишівського родовища, виявлена продуктивність тріасових псамітів. Газонасні пісковики дронівської світи виділені в інт. глибин 140-300 м (табл. 4.1).

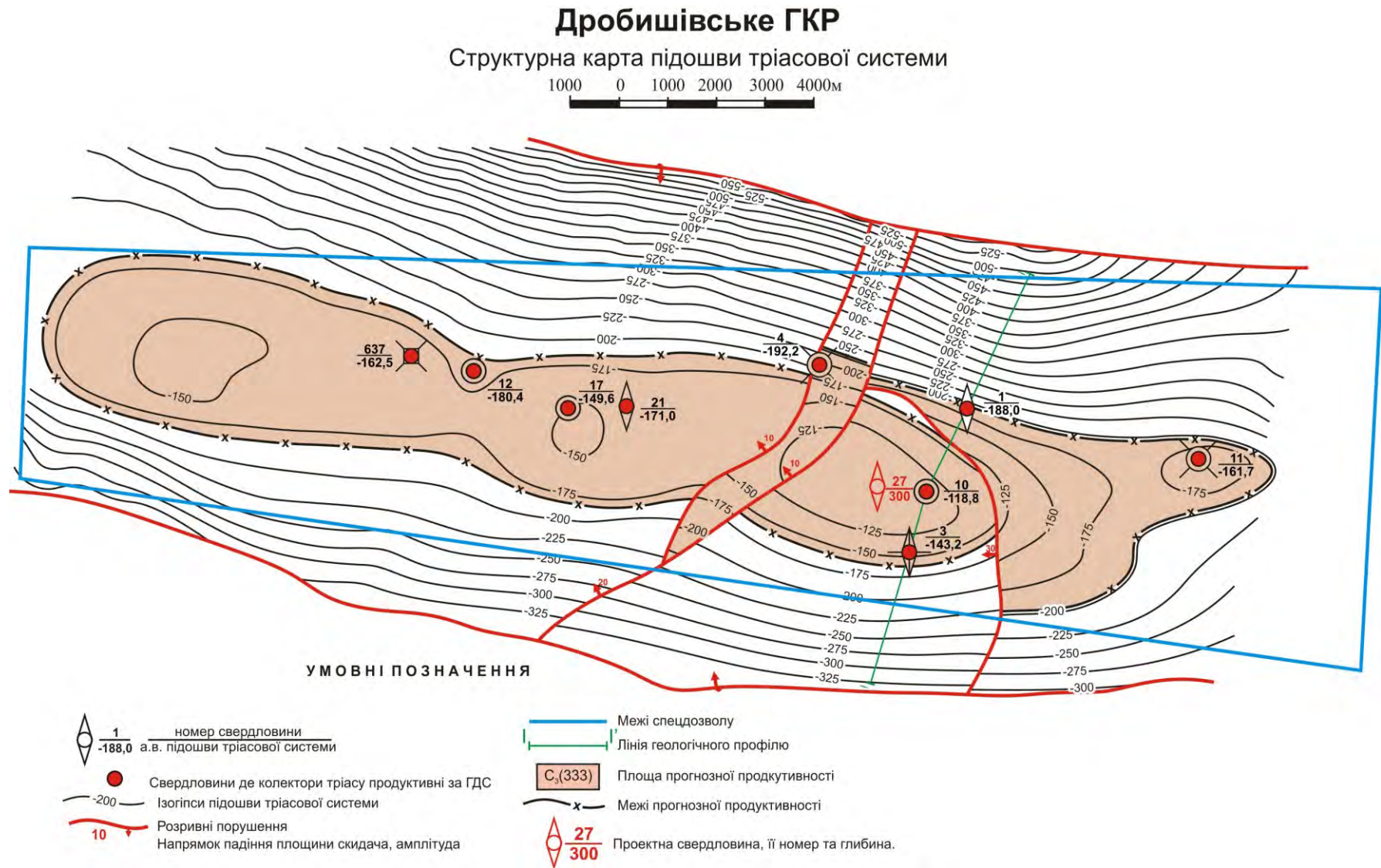


Рис. 4.3 Дробишівське родовище. Структурна карта підосви тріасової системи

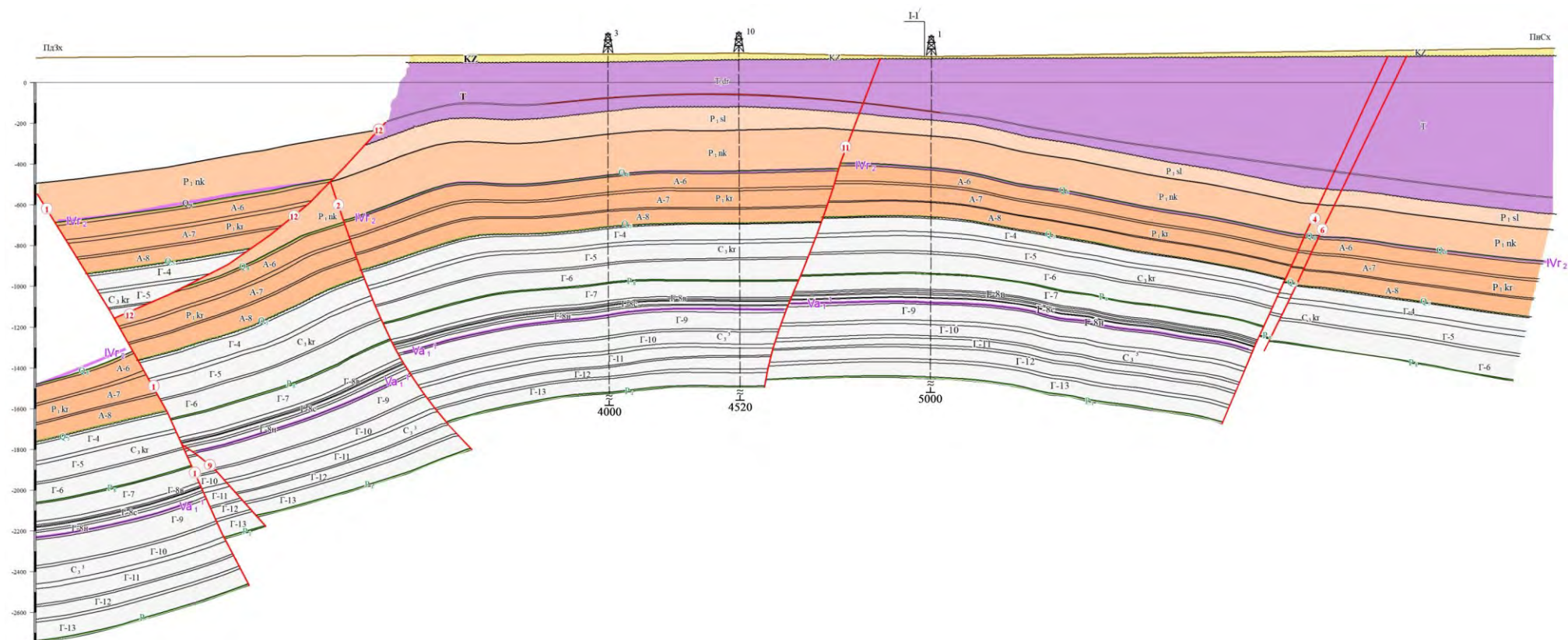


Рис. 4.4 Дробищівське родовище. Поперечний геологічний профіль

Таблиця 4.1

Інтервали залягання газоносних пісковиків T_{1dr} в свердловинах Дробишівського ГКР

№ св.	Інтервали глибин, м
1	190-287
3	167-226
4	271-279
10	179-218
11	143-252
12	224-300
17	225-265
21	193-256
637	211-290

Пластові води тріасового комплексу на площі строкаті за складом, солонуваті і солоні, сульфатно-гідрокарбонатні, хлоридні натрієві і кальцієві з мінералізацією до 18,6 г/л. В ряді свердловин відібрані безсульфатні бромисті води, характерні для приконтурних зон нафтових скупчень.

З метою виявлення промислової нафтогазоносності тріасових відкладів в межах східного з двох центральних склепінь пропонується пробурити пошукову св. 27 проектною глибиною 300 м. В разі підтвердження позитивної промислово-геофізичної характеристики тріасових пластів випробуванням, для подальшої розвідки необхідно пробурити мережу неглибоких свердловин.

Північно-Волвенківська площа знаходиться в межах приосьової зони південно-східної частини ДДЗ на перетині зі Співаківською, Дружковсько-Олексіївською та Шебелинською лініями антиклінальних структур. На мезозойському рівні підняття є геміантиклінально лінійними розмірами 12 x 7,5 км, на яку з півдня насунута Волвенківська складка, що відноситься до типу так званих відкритих палеозойських структур. Південне крило Північно-Волвенківської структури редуковане і переходить в шовну диз'юнктивну зону. Структура ускладнена серією діагональних скидів

амплітудами до 100 м, які утворюють в склепінні обширний грабен (рис. 4.5, 4.6).

Микитівська, слов'янська, краматорська світи складені перешаруванням глин, вапняків, доломітів, ангідритів, солей. В присклепінних розрізах сіль відсутня. Дронівська світа складена товщею глин, алевролітів, пісковиків, гравелітів. Вище залягає перешарування строкатоколірних в'язких глин, алевролітів, пісковиків сребрянської і протопівської світ. Юрська система представлена перешаруванням пісковиків, глин, вапняків.

На Північно-Волвенківській площі пробурено 17 глибоких пошукових і розвідувальних свердловин для вивчення перспектив пермі і карбону. Тріасовий і юрський розріз досліджений тільки стандартним каротажем.

Відкриті донині поклади Північно-Волвенківського ГКР пов'язані з верхнім віділом кам'яновугільної системи і нижнім відділом пермської, в середньому карбоні отримані прямі ознаки газоносності.

На родовищі при бурінні пошукової св. 60, розташованої в межах центрального грабену структури в нижній частині тріасової системи спостерігались нафтопрояви. Слід відмітити, що в св. 20-24, 50-55, 60 горизонт потужного пісковика, що виповнює розріз коренівської - нижньосребрянської підсвіт, за даними каротажних діаграм можна оцінити як можливо продуктивний з ГВК на абс. відмітці -513 м.

Північно-Волвенківська площа знаходиться в межах приосьової зони

Північно-Волвенківське родовище

Структурна карта покрівлі тріасової системи

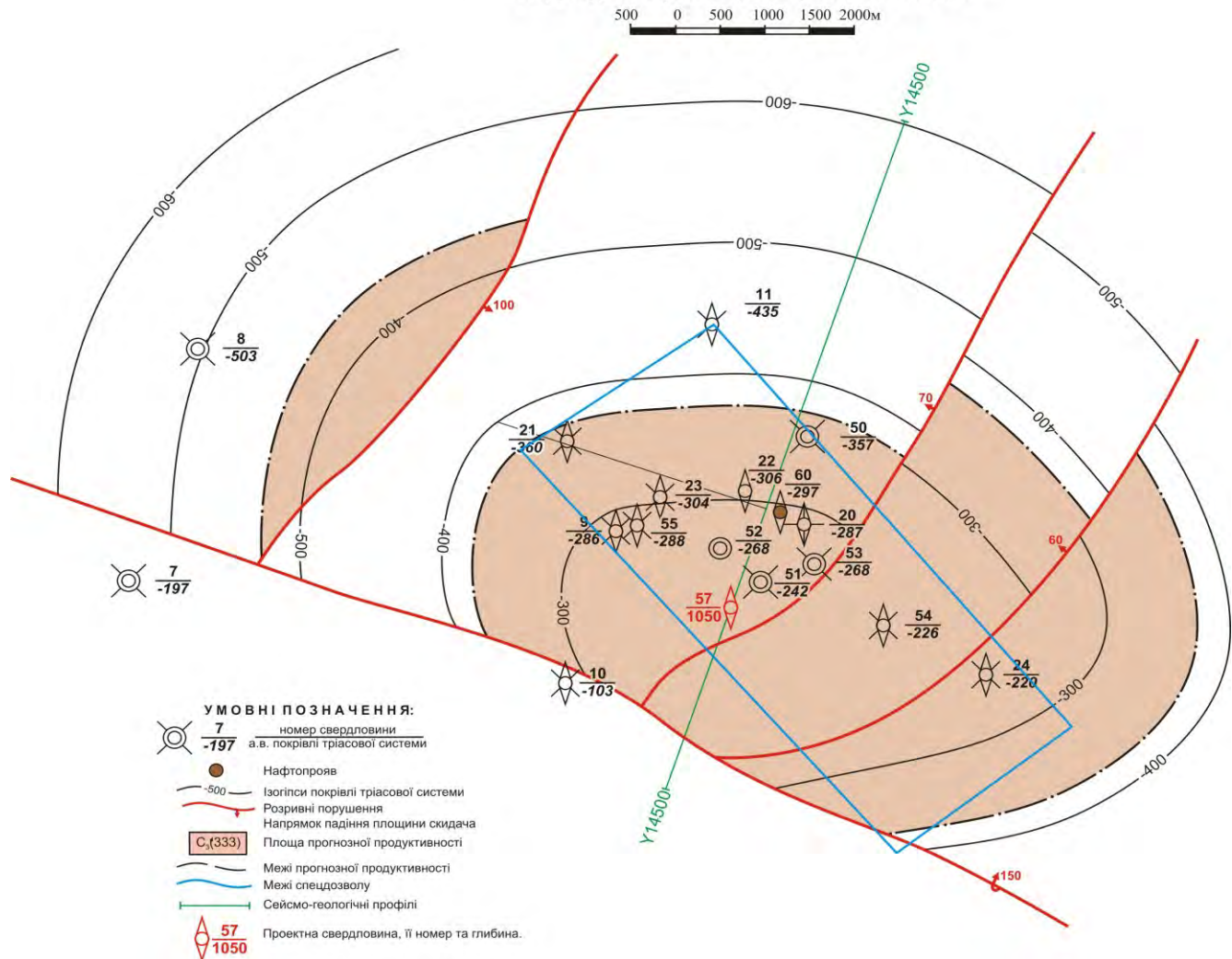


Рис. 4.5 Північно-Волвенківське родовище. Структурна карта по покрівлі тріасової системи

Прогнозні поклади локалізуються в окремих блоках Північно-Волвенківського купола. Випробувані відклади дронівської світи були тільки в св. 11 на північному зануренні антикліналі з отриманням припливу пластової води.

Водоносні горизонти тріасу і юри на площі містять солоні води і розсоли хлоридного кальцієвого типу.

Для випробування верств мезозою необхідно пробурити нову свердловину, оскільки конструкція існуючих не дозволяє сподіватись на якісне проведення в них перфорації і освоєння мезозойських пластів при капітальному ремонті. Пропонується закласти в склепінній частині Північно-Волвенківської антикліналі південно-східніше св. 51 пошукову св. 57 з проектним горизонтом – дронівська світа і глибиною 1050 м.

Рябухинська площа належить зоні зчленування Зміївської монокліналі з приосьовою зоною ДДЗ. Просторово і генетично пов'язана з однойменним соляним діапіром з переддронівським рівнем залягання. Над штоком сформована розлога куполоподібна складка розмірами 12 х 8 км (рис 4.7). За деякими даними вже на рівні сеноманського ярусу структура ускладнена скидами амплітудами 30-40 м. Глибина підосви мезозойської ератеми в склепінні купола сягає 2 км, товщина теригенно-карбонатного розрізу тріасової і юрської систем, багатого колекторами і покритками, в межах підняття - до 1,2 км.

На площі пробурено 14 глибоких пошукових і розвідувальних свердловин, дослідження в яких були спрямовані в основному на палеозойські товщі. З мезозойського розрізу отримані прямі ознаки газоносності. В присклепінній частині куполу в розвідувальній св. 4 випробуванням нижньосеребрянської підсвіти тріасу в інтервалі 1608-1642 м був отриманий приплив пластової води мінералізацією 134,1 г/л з газом. При бурінні св. 1 та 2 в дронівській світі відмічались газопрояви.

Водоносні горизонти тріасу і юри містять солоні води і розсоли хлоридного кальцієвого типу.

Для оцінки нафтогазоносності мезозою необхідне цільове буріння. Розпочати його пропонується з закладання в склепінні купола пошукової св. 200, проектним горизонтом – дронівська світа і глибиною 2000 м.

Красноградська та Соснівсько-Павлівська площі. Соснівське і Павлівське мезозойські підняття входять до складу Соснівсько-Біляївського структурного валу і пов'язані з однойменними соляними діапірами з передтріасовим рівнем залягання. Красноградське підняття генетично пов'язано з Вербівським штоком, що лежить на західному продовженні структурного валу. Найбільш піднесеною складкою є Павлівська, в ядрі якої під кайнозойську поверхню виходять тріасові породи, Красноградська найбільш занурена (в ядрі залягає верхня крейда), а Соснівська займає

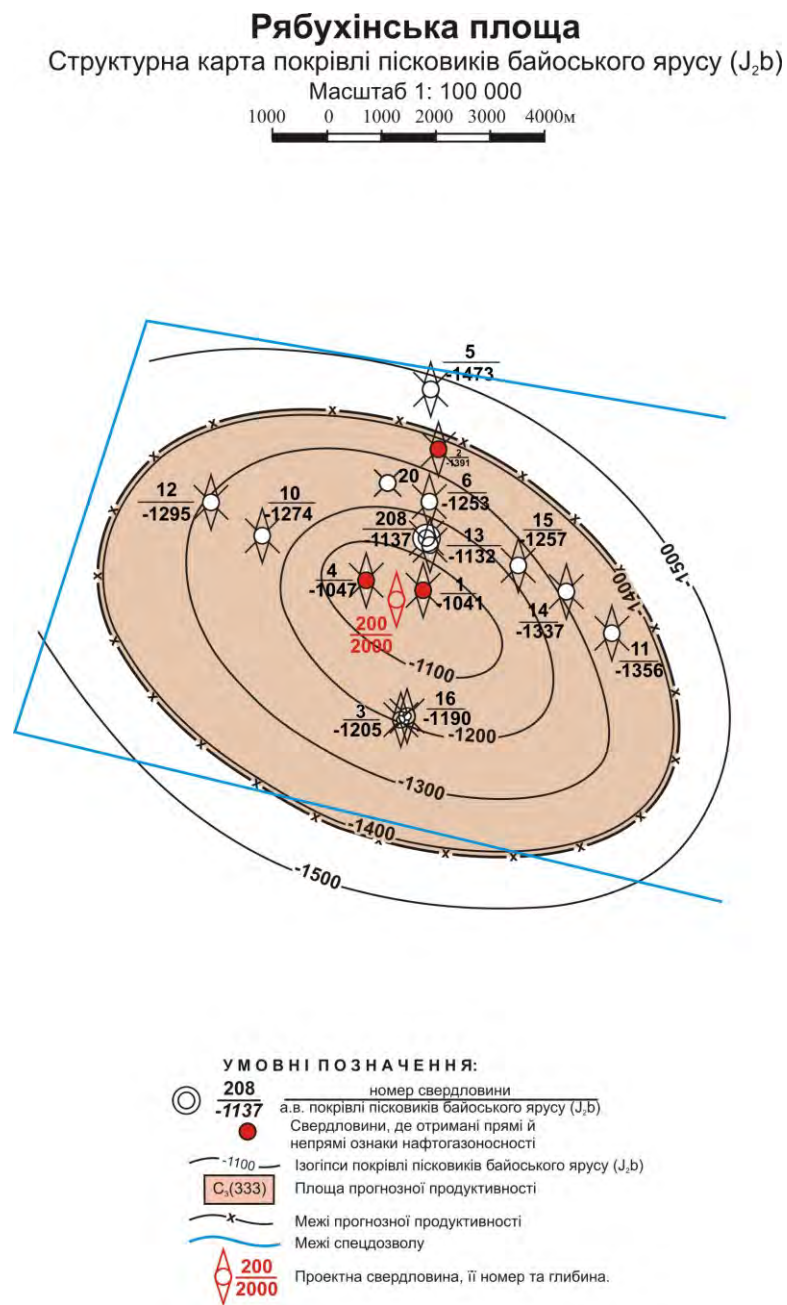


Рис. 4.7 Рябухінська площа. Структурна карта покрівлі пісковиків байоського ярусу.

проміжне положення (рис. 4.8), верхній відділ крейдової системи в склепінні сильно редукований. Між соляними куполами під мезозойськими сідловинами поховані палеозойські складки, до яких приурочені поклади Кегичівського і Західно-Соснівського родовищ, пов'язані з кам'яновігільними і ранньопермськими відкладами.

Красноградська складка по горизонту відбиття IVб (T_{1dr}) має розміри 7,3 x 3,5 км в межах ізогіпси -200 м (рис. 4.9). На площі пробурено сім пошукових і розвідувальних свердловин, з яких св. 104 опинилась в межах мезозойської пастки. За даними ГДС в розрізі тріасової і юрської систем виділяється низка пластів, за характером запису подібних продуктивним пластам Більського родовища.

Для дослідження мезозою пропонується відновлення ліквідованої св. 104 і розкриття в ній перспективних інтервалів перфорацією обсадних колон потужними кумулятивними зарядами.

Розміри Соснівської антикліналі на рівні дронівської світи 7 x 5 км, вона інтенсивно порушена диз'юнктивами і має амплітуду більше 400 м.

На Соснівському куполі були відмічені прямі ознаки нафтогазоносності (підрозділ 3.1). В св. 6 за даними термометрії проти покрівлі тріасу (глибина 1380-1450 м) в 1974 році зафіксована сильна негативна аномалія, що свідчить про продукування газу.

За даними аналізу кубу сейсмічної інформації (Петлиця В.В, 2017 р., Геєць Є.Ю., 2018 р.) в західному блоці куполу на тріасовому структурному рівні картується комплексна аномалія параметрів запису, що може відповідати покладу ВВ. В межах прогнозного поля продуктивності на північно-західній перикліналі знаходяться розвідувальні св. 100 та 101 Західно-Соснівського родовища, в яких рекомендується провести спеціальні ГДС для виділення перспективних інтервалів в мезозойському розрізі. В присклепінній частині блоку доцільно пробурити цільову пошукову свердловину глибиною 1300 м.



Рис. 4.8 Соснівсько-Павлівська площа. Структурна карта покрівлі батських відкладів.

Красноградська і Західно-Соснівська площі
Структурна карта горизонту відбиття $IV_6(T_{1dr})$
Масштаб 1:50 000

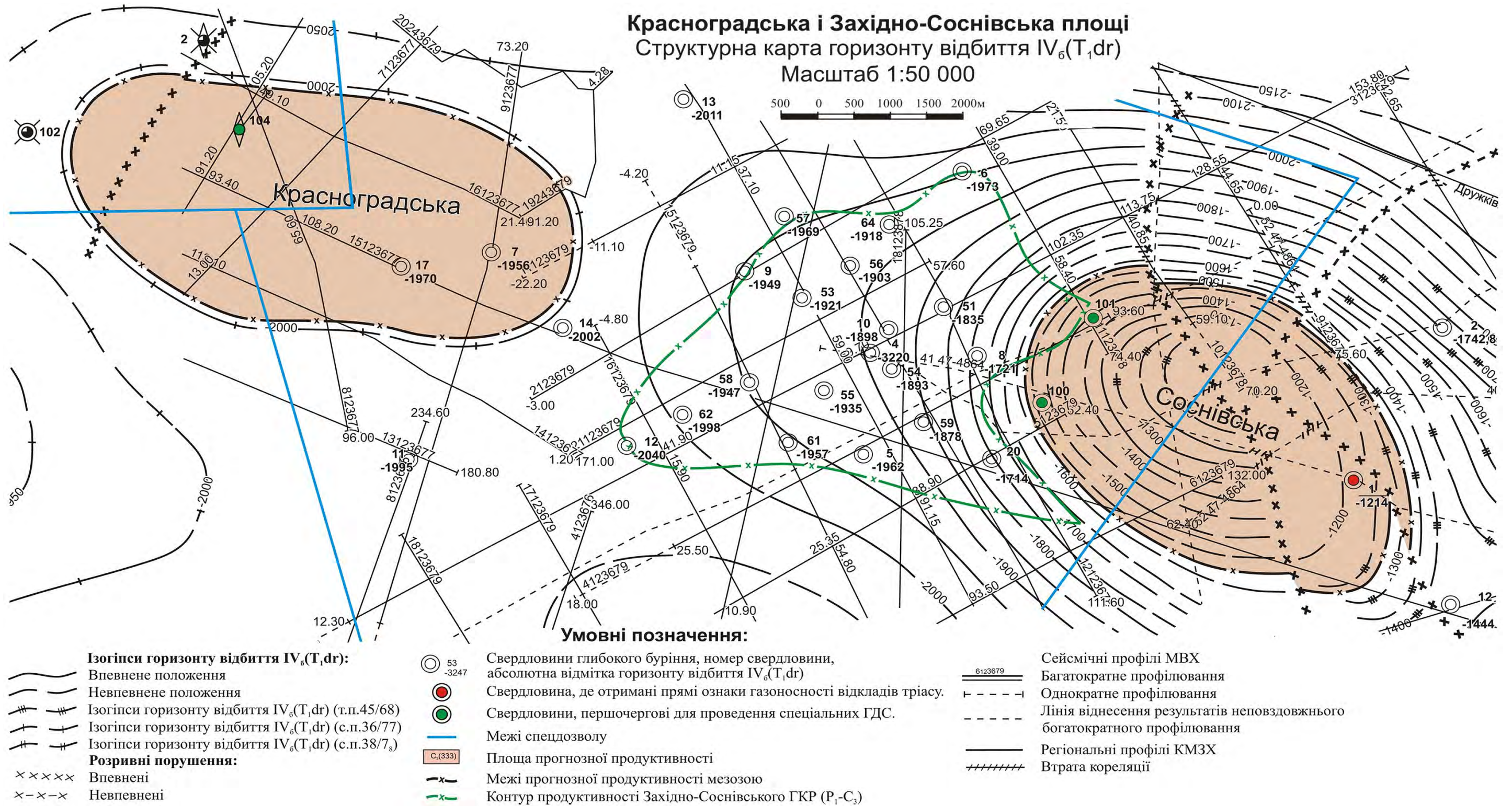


Рис 4.9 Красноградсько-Західно-Соснівська площа. Структурна карта горизонту відбиття $IV_6(T_{1dr})$ (СУГРЕ, с.п. 36/79)

Павлівська структура по підшві тріасу має розміри 6 х 4 км. В її склепінні відмічені ознаки продуктивності мезозою (підрозділ 3.1) Пошукову св. 600 глибиною 700 м для розкриття всього розрізу мезозою слід закласти в окремому західному блоці склепіння.

Біляївське підняття пов'язане з соляним діяпіром з передтріасовим рівнем залягання покрівлі. Розміри куполу на рівні дронівської світи 3,2 х 4,5 км, амплітуда біля 500 м, структура інтенсивно порушена диз'юнктивною тектонікою (рис. 4.10, 4.11).

Микитівська і слов'янська світи складені ангідритами, доломітів, вапняками, глинами, алевролітами, сіллю, рідко – пісковиками загальною товщиною біля 800 м.

В склепінні купола на передкайнозойську поверхню виходять тріасові породи, які в апікальній частині складки на невеликій ділянці розмиті, до периферії підняття з'являються юрські і крейдові відклади.

Перспективність тріасових відкладів Біляївської площі для пошуків ВВ обґрунтовується сприятливими геологічними умовами їх залягання в межах мезозойського куполу і прямими ознаками нафтогазоносності на структурах Соснівсько-Біляївського валу: Павлівській, Світлівській, Миронівській.

Для оцінки нафтогазоносності тріасових відкладів на південному крилі Біляївської антикліналі пропонується пробурити пошукову св. 2 проектною глибиною 750 м.

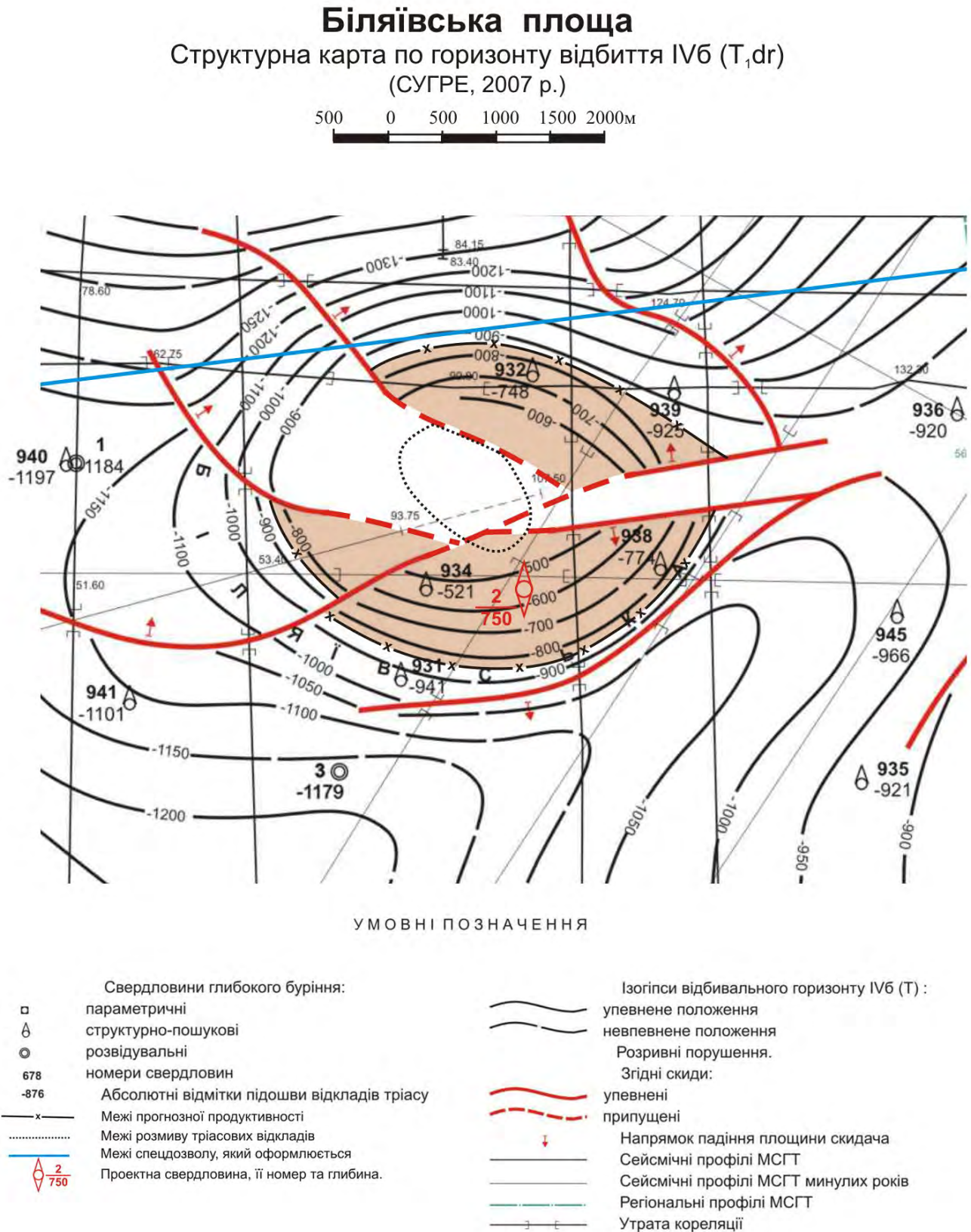


Рис. 4.10 Біляївська площа. Структурна карта по горизонту відбиття IVб (T_{1dr}) (СУГРЕ, 2007 р.)

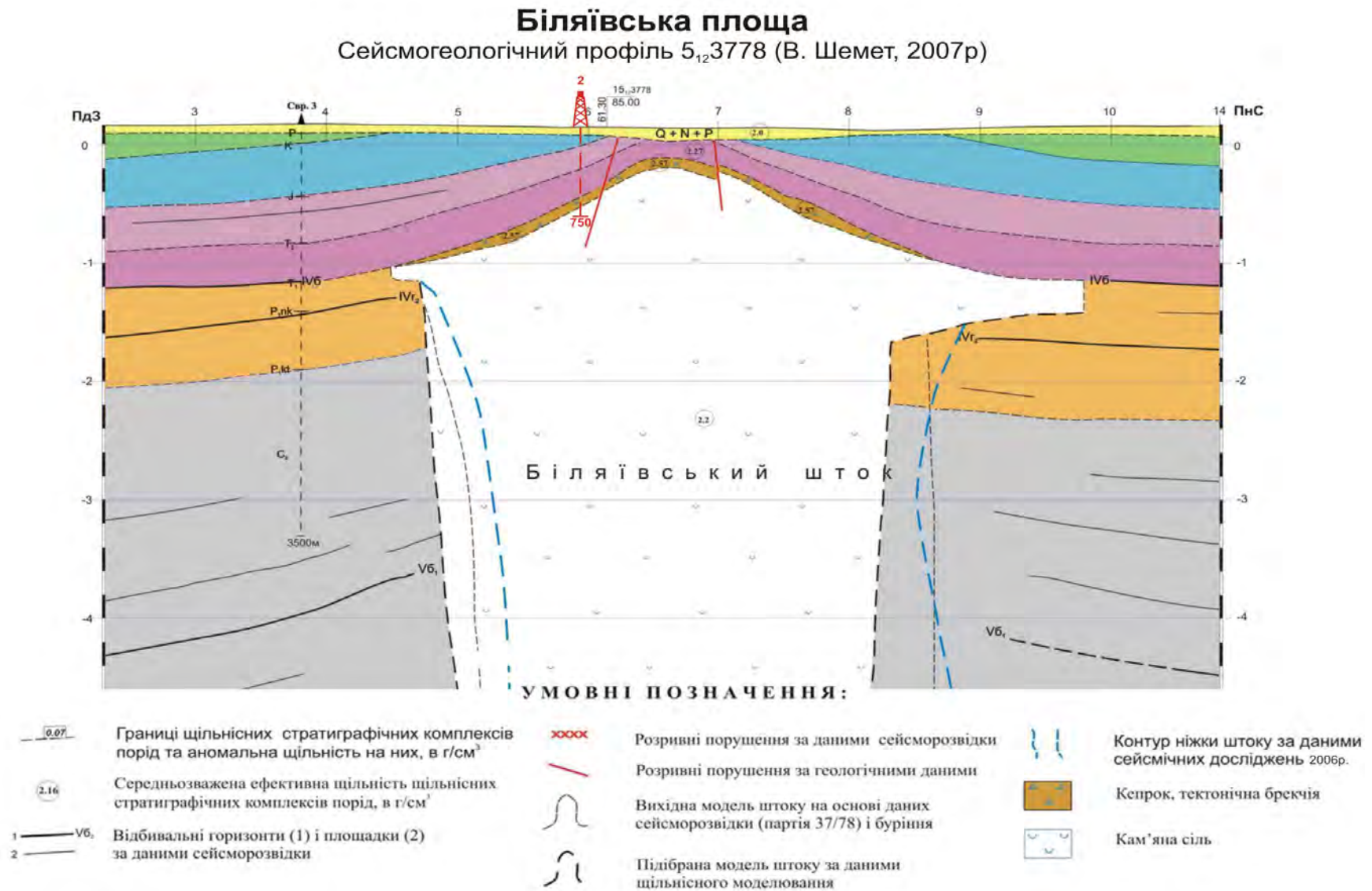


Рис. 4.11 Біляївська площа. Сейсмогеологічний профіль 5₁₂3778 (СУГРЕ, 2007 р.)

Машівське ГКР знаходиться в центральній частині приосьової зони ДДЗ. Виділені Машівська, Західно-Єлізаветівська, Єлізаветівська, Карлівська, Мар'янівська структури, які ускладнені Селещинським, Єлізаветівським, Тарасівським та Верхньоланівським штоками відповідно, а також монокліналь, яка ускладнена Федорівським штоком. Селещинський, Єлізаветівський та Тарасівський штоки в мезозойських відкладах утворюють куполоподібні складки.

По відкладах мезозою Машівська структура представляє собою куполоподібну складку, що повторює у плані область розповсюдження козирка соляного штоку розмірами біля $6,5 \times 9,5$ км і висотою близько 500 м. На структурній карті по відбиваючому горизонту IVб (T_{1dr}), ЗАТ “Укрнафтогазгеофізика”, 2010 р., (рис. 4.12) у центральній частині площі простежено безкореневий грабен. Тріасові відклади незгідно перекривають пермські, підосва дронівської світи залягає на глибині більше 2 км. Для товщини дронівської світи характерні значні зміни, зумовлені передкоренівським розмивом.

Промислово газоносні горизонти встановлені в асельському, гжельському та башкирському ярусах. Пластові води юри та тріасу хлоридні натрієві, мінералізацією від 15 г/л до 150 і більше. Колектори тріасової системи випробувані в пробурених на початковому етапі вивчення площі св. 5 та 8, які знаходяться за межами структури, та в св. 10, що розташована на зануренні західної перикліналі; отримано припливи пластових вод. В св. 312, яка в 1992 р. пробурена на західній перикліналі Західно-Машівського склепіння в сребрянській світі виділено ряд можливо продуктивних інтервалів. При їх випробуванні трьома об'єктами отримані припливи пластової води.

З метою цілеспрямованого з'ясування перспектив нафтогазоносності тріасових відкладів на північному крилі Машівської структури в 1993

пробурена розвідувальна св. 316 глибиною 1260 м. Випробувано три об'єкти з отриманням припливів мінералізованих вод дебітами до 200 м³/добу.

В першій половині 1960-х років в розвідувальних св. 9 та 16 при бурінні в відкладах тріаса спостерігались активні газопрояви, що пояснювалось перетіканням газу по стволу аварійної св. 6-р з нижчезалягаючих товщ. Відстань в 2 кілометра від св. 6 до св. 16 і знаходження св. 9 в окремому тектонічному блоці, спонукають поставити такі висновки під сумнів.

На мою думку, остаточна відповідь про перспективи мезозою на Машівській площі одержана не була. На родовищі належним чином не вивчена перспективність юрської системи, а дослідження тріасу виконані небездоганно, це стосується як неоптимального місцярозташування свердловин, де проводилось випробування, так і його методики і технічних умов. Апікальна, найбільш перспективна частина мезозойського склепіння Машівської складки не розбурена.

В св. 27, 40, 105, 112 в окремих блоках північно-східного крила, за результатами оцінки ймовірної насиченості опіщаних ділянок тріасу [93] електрометрична характеристика відкладів Тг та Тпк аналогічна характеристикам тріасу по тим свердловинам Тимофіївської площі, де його перспективність прогнозується за даними ІННК. В св. 40 в інт. 1188-1245 м (Тг) виділений продуктивний пісковик з ГВК на глибині 1225 м і ефективною газонасиченою товщиною 15 м, в інт. 1253-1360 м (підшва Тг – Тпк - покрівля Тп) - пачка газоносних пісковиків з контактом на глибині 1292 м і ефективною газонасиченою товщиною також 15 м. В св. 112 в глинистому тріасі в інт. 1158-1198 м виділений пласт пісковика з ГВК на глибині 1188 м і ефективною газонасиченою товщиною 15 м, в інт. 1200-1210 м - газоносний пісковик з ефективною газонасиченою товщиною 5 м, в інт. 1240-1360 м (Тг-Тпк-Тп) - газоносний пісковик з ГВК на глибині 1295 м і ефективною газонасиченою товщиною 25 м. В св. 105 в інт. 1190-1308 м (Тг) виділений

продуктивний пісковик з ГВК на глибині 1242 м і ефективною газонасиченою товщиною 25 м, в інт. 1310-1390 м (підосва Тг – Тпк - покрівля Тп) - пачка газоносних пісковиків з контактом на глибині 1330 м і ефективною газонасиченою товщиною 9 м. В св. 27 в інт. 1445-1490 м (Тг) виділений продуктивний пісковик ефективною газонасиченою товщиною 20 м, а в інт. 1502-1640 м (підосва Тг - Тпк - покрівля Тп) - пачка газоносних пісковиків з контактом на глибині 1555 м і ефективною газонасиченою товщиною 25 м.

Найбільш сприятливими для розвідки тріасу є присклепінна частина Машівської мезозойської антикліналі та тектонічно уособлені блоки північно-східного крила.

Продовжити дослідження нафтогазоносності мезозойських верств на Машівській площі пропонується бурінням в склепінні купола пошукової свердловини а також проведенням в свердловинах діючого фонду досліджень ІННК в стратиграфічному інтервалі від сеноманського ярусу до підосви тріасу.

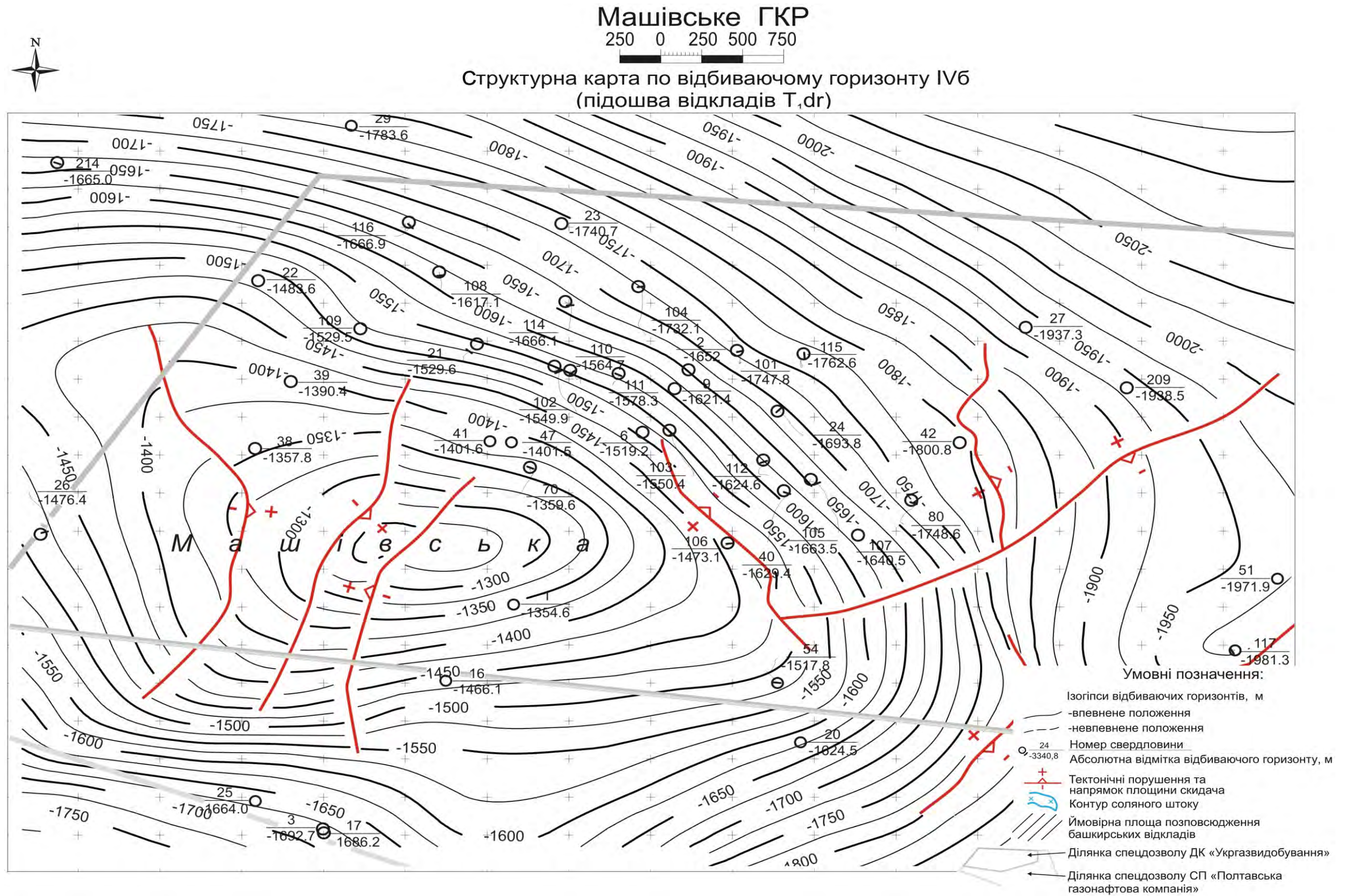


Рис. 4.12 Машівське родовище. Структурна карта по горизонту відбиття IVб (T₁dr) (ЗАТ «Укрнафтогазгеофізика», 2010 р.)

Бригадирівська структура знаходиться в межах Шевченківської структурної затоки. Складка на мезозойському структурному рівні є високоамплітудним куполом, пов'язаним з однойменним соляним штоком. Розміри антикліналі по ізогіпсі -1100 м покрівлі T_{1dr}^{shb} 5,5 x 4 км (рис 4.13).

В 1957-59 рр. структурно-пошуковим бурінням Бригадирівське підняття закартоване по покрівлі сеноманського ярусу [46]. В процесі буріння св. 115, 135, 138, 156 в юрі, тріасі і в породах кепроку були зафіксовані численні нафтопрояви і насиченість піднятих кернів вуглеводнями - від бітуму до легкої нафти.

В св. 115 в інт. глибин 296-301 м з оксфорда-келовея піднятий світло-сірий тріщинуватий органогенний глинистий вапняк, насичений по тріщинам густою чорною нафтою. З коренівської товщі в інт. 468-479 піднятий пісковик світло-сірий, середньо-дрібнозернистий, поліміктовий, слюдистий, вапняковистий, глинистий, щільний, в верхній частині конгломератоподібний, сильно піритизований, зі слабкими примазками чорної і густої нафти. В інт. 484-497 м в підшві шебелинської підсвіти світло-сірі, середньо- і дрібнозернисті, поліміктові, слюдисті, піритизовані, вапняковисті, щільні, тріщинуваті пісковики просотані густою коричневою нафтою; в нижній частині пласту нафта приурочена, в основному, до тріщин у породі. Ознаки вуглеводненасиченості (запах бітуму і сірководню в кернах) спостережені також в кепроковій брекчії в інт. 497-502 м.

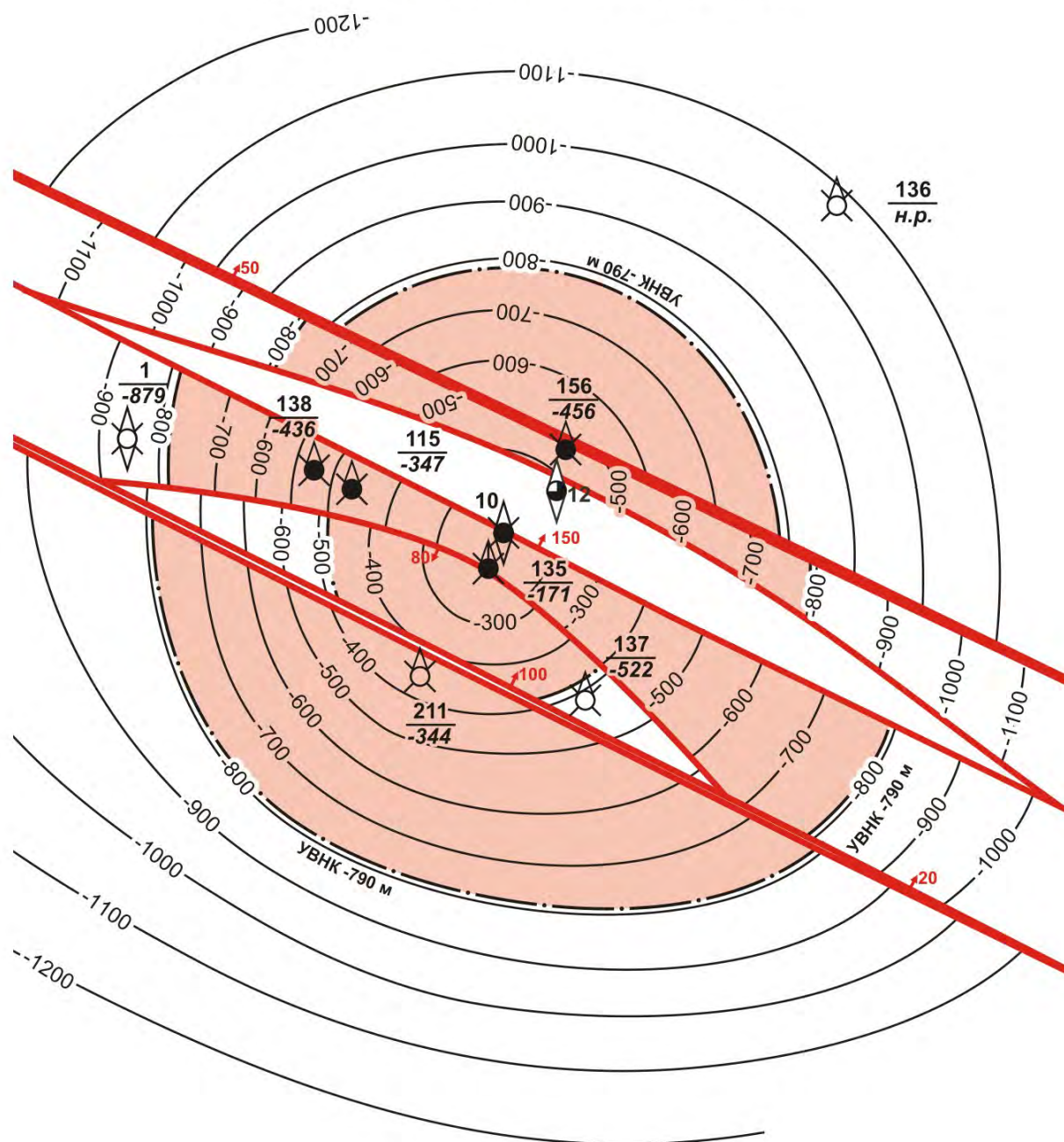
В св. 138 в прошарках дрібнозернистого піску, які залігають серед сірих піщанистих глин верхнього бату в інтервалі глибин 416-423 м зафіксована наявність бітуму. В керні піднятому з глибин 608-644 м (штокова брекчія) спостерігався запах сірководню і зрідка примазки бітуму.

В св. 156 у інт. 610-617 м і 624-625 м у дрібнозернистих пісковиках коренівської і верхів шебелинської товщ тріасу керн місцями просочений нафтою у вигляді плям.

В св. 135, пробурений в склепінній частині куполу, в великому стратиграфічному інтервалі були підняті численні керни, насичені бітумом і нафтою приурочені до пісків і пісковиків тріасу і до вапняків і пісковиків юри, а породи кепроку мали сильний запах сірководню. В інт. 202-209 м (кімериджський ярус) зустрінутий пісковик зеленувато-сірий, до низу темнувато-коричневий, тонко- і дрібнозернистий, кварцовий, слюдистий, глинистий, пухкий, місцями піритизований, в нижній частині густо просочений бітумінозною речовиною. В інт. 237-248 м з келовейського ярусу підняті зелено-сірі піщанисті глини з пропластком вапняка світло-сірого, органогенного, глинистого, піритизованого, слабо тріщинуватого, тріщини місцями заповнені чорно-коричневою окисненою нафтою. З батського ярусу, з глибини 256-258 м. піднятий ясно-сірий пісковик, дрібнозернистий, кварцовий, слюдистий, на вапняковистому цементі, міцний, який по площинам нашарування присякнутий нафтою. З сребрянської світи підняті: в інт. 260-267 та 269-274 м - пісок темно-коричневий, тонко-дрібнозернистий, кварцовий, слюдистий, глинистий з включеннями пісковика блакитнувато-сірого, дрібнозернистого, глинистого, вапняковистого, густо просотані нафтою; в інт. 274-280, 286-299 м серед сторкатих глин – прошарки нафтонасиченого блакитно-сірого пісковика тонко- дрібнозернистого, кварцового, глинистого, вапняковистого. З шебелинської підсвіти дронівської світи відібрані: в інт. 348-351, 355-356 м - світло-сірі тонкозернисті, кварцові, слюдисті, глинисто-вапняковисті пісковики і алевроліти з запахом нафти, в інт. 363-364 м -світло-зелено-сірий дрібнозернистий, кварцовий, слюдистий, сильно карбонатний, шаруватий пісковик, просякнутий нафтою; в інте. 420-426, 435-438, 442-446, 451-460, 469-478 м – зелено-сірі пісковики, від тонко- до крупнозернистих, кварцові і поліміктові, а також граувакові, глинисто-карбонатні, слюдисті, ділянками піритизовані, середньозцементовані, просякнуті легкою нафтою.

Бригадирівська площа

Структурна карта покрівлі шебелинської підсвіти
дронівської світи триасової системи (T, dr^{shb})



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

1
-880
н.р.
— -1000 —
Ізогіпси покрівлі (T, dr^{shb})

Розривні порушення
Напрямок падіння площини скидача, амплітуда

Умовний водо-нафтовий контакт

C₃(333) - площа перспективних ресурсів нафти

свердловини:

пошукові

структурно-пошукові

що дали приплив нафти

що виявили нафтонасиченість за керном

Рис. 4.13 Бригадирівська площа. Структурна карта покрівлі шебелинської підсвіти.

В св. 137 в піщаному пласті коренівської підсвіти за каротажем фіксується ВНК на глибині 651 м.

Простежується закономірність зміни насичення порід зверху вниз від бітумів і важких окиснених нафт до легких рухомих.

Поруч зі св. 135 для випробування нафтоносних пластів була пробурена св. 135-біс глибиною 312 м, в якій на глибинах 248-258 м і 260-290 м також були отримані нафтопроявлення із юрських і тріасових відкладів. В свердловину була спущена експлуатаційна колона діаметром 53/4" до глибини 310 м з цементажем її до гирла, після чого заміною розчину на воду проведено випробування свердловини в інт. 248-290 м (батський ярус юри та сребрянська світа тріасу разом) шляхом відтартування рідини желонкою протягом 24 годин. Отримані припливи нафти з наступними характеристиками: при динамічному рівні 300 м - 4,7 т/добу, при рівні 200 м - 2,16 т/добу, при рівні 150 м - 0,3 т/добу. При вимірах дебіту у всіх випадках спостерігалось утворення піщаних пробок, що знижувало їх якість. Отримана чиста нафта питомої ваги 0,943 г/см³ і спостерігалися слабкі газопроявлення. Статичний рівень встановився на глибині 57 м. Враховуючи інтервал випробування об'єкту і дані про статичний рівень, пластовий тиск складає біля 20 атм.

Крім цього горизонту, що дав позитивні результати у цій свердловині, було випробувано ще два об'єкти в інт. 236-227 м (I_{3o}-I_{2k}) і 208-199 м (K₂-I_{3km}). Другий дав приплив мінералізованої води дебітом 0,33 м³/добу, третій – прісної води з сильним запахом сірководню.

Випробування проводилось також у св. 115. При випробуванні першого в інт. 494-489 та 472-468 м (шебелинська підсвіта та сребрянська світа), було отримано приплив солоної води дебітом 27 м³/добу з плівками нафти темно-сірого кольору, густою, в'язкою, з запахом сірководню. Нафта має питому вагу 0,9953 г/см³ з вмістом смолистих речовин 26,18 %. При

випробуванні другого і третього об'єктів в інт. 440-436, 434-429, 418-415, 300-295, 286-283 м отримана пластова вода дебітом 18,7 м³/добу.

В 1975-79 рр. на західній перикліналі Бригадирівської площі були пробурені глибокі св. 1 та 2, в яких відклади мезозою спеціально не вивчалися; в розрізі пермі і карбону були зафіксовані нафто-газопрояви.

Колекторами в розрізі юри і тріасу Бригадирівської площі виступають в переважній більшості пісковики, алевроліти і піски, в верхній юрі нафтоносними є також вапняки. Карбонатні колектори дослідженнями майже не охоплені (одиничні виміри для оксфордського вапняка зі св. 135 дали значення пористості 11,3-13,0 % при дуже низькій проникності). Теригенні колектори мають наступні характеристики:

Таблиця 4.2

Фільтраційно-ємкісні характеристики теригенних колекторів
Бригадирівської площі

Вік	Порода	Проникність, мД	Пористість, %
I _{3km}	Піски, пісковики	7,2-1951,2	10,0-29,5
I _{3o}	Пісковики, алевроліти	258,6-644,0	23,6-30,4
I _{2bt}	Пісковики, алевроліти	40,6-85,9	17,2-33,7
I _{2b}	Пісковики, піски		29,7-44,0
T _{1-2sr}	Пісковики, алевроліти	16,0-131,8	8,2-25,6
T _{1dr}	Пісковики, алевроліти	7,4-1094,0	9,0-22,8

В 2015 р. УкрНДІгазом був складений «Проект пошуково-розвідувального буріння на мезозойські відклади Бригадирівської площі» [71]. З метою його реалізації в центральному блоці Бригадирівської структури закладена пошукова св. 10. В процесі розкриття порід штокової брекчії при вибої 556 м станцією геолого-технічного контролю зафіксовані геохімічні аномалії зі збільшенням вмісту сумарних ВВ газів до 4,4 %. Для ліквідації газопрояву буровий розчин було обважнено до густини 1,30 г/см³.

За ГДС і лабораторним аналізом кам'яного матеріалу в розрізі мезозою встановлена низка колекторських пластів. В підшві крейдової системи в інт. 220-228 м, в юрській та тріасовій системах в інт. 330-338 та 467-470 м були зафіксовані ознаки нафтонасиченості і запах газового конденсату в кернах, за ГДС в розрізі юри і тріасу виділений ряд нафтогазоносних інтервалів. Стаціонарним випробуванням надштокової брекчії і пісковиків тріасу та юри (10 об'єктів) з ряду пластів були отримані припливи пластових вод; з інших припливи флюїдів викликані не були, що, беручи до уваги ємнісні властивості горизонтів, що розкривались (пористість до 39,4 %), викликає сумніви в якості отриманих результатів - первинне розкриття перспективних пластів відбувалося на переобважненому розчині і зв'язок свердловини з рядом горизонтів з великою ймовірністю був втрачений. Також не виключена наявність в частині горизонтів важкої малорухомої нафти чи бітуму.

В 2016 р. в піднесеній частині північного крила структури пробурена пошукова св. 12. У відібраних зразках керну явних ознак ВВ сполук відмічено не було. За даними аналізу керну пористість пісковиків коливається в межах 28-40 %, проникність 0,05-543,41 мД. В процесі буріння свердловини в деяких інтервалах зафіксовано незначне підвищення газопоказів до 0,11 %. Інтерпретаторами матеріалів ГДС продуктивних пластів в розкритому розрізі виділено не було. Випробуванням пластовипробувачем на бурильних трубах всієї перспективної частини ствола одним об'єктом було отримано приплив пластової води дебітом 1,1 м³/добу, яка за складом відповідає пластовій воді юрських відкладів. Низький дебіт при наявності в розрізі високопроникних колекторів свідчить про поганий зв'язок свердловини з пластами.

Бригадирівська площа лишається перспективною для пошуку ВВ в мезозойському комплексі. Продуктивні горизонти очікуються у верхньому і середньому відділах юрської, в середньому і нижньому відділах тріасової системи та в породах головного кепроку. Поклади прогнозуються пластові

тектонічно екрановані і обмежені за типом. В найближчий час на структурі будуть пробурені дві глибокі свердловини для пошуків ВВ в палеозойській ератемі (відповідний проект виконаний під керівництвом автором дисертації). В них передбачається проведення комплексу промислово-геофізичних і прямих досліджень мезозойського комплексу, результати яких вплинуть на подальші перспективи його вивчення на площі.

Висновки до розділу 4

З урахуванням геологічної специфіки мезозойських відкладів обґрунтовано раціональний комплекс геолого-розвідувальних робіт: прямопошукові методи, на слабо вивчених територіях – рекогносцирувальні роботи, на перспективних площах і родовищах - сейморозвідка, пошукове та розвідувальне буріння за спеціальними методиками, цільовий комплекс ГДС, випробування і газогідродинамічні дослідження свердловин експлуатаційного фонду.

Надані конкретні рекомендації по вивченню мезозойських товщ на перспективних структурах.

ВИСНОВКИ

Найважливіші науково-практичні результати дисертації:

1. Визначено геологічні умови залягання мезозойських порід ДДЗ та північно-західного Донбасу. Встановлений суттєвий вплив тектоно-магматичних процесів на формування геологічної будови мезозойського комплексу регіону. Підтвердженням регіонального характеру передкоренівської незгідності отримано свідчення належності пересазької і шебелинської підсвіт дронівської світи до верхнього відділу пермської системи.

2. Встановлено закономірності походження та локалізації скупчень ВВ мезозойського комплексу. Обґрунтовані геологічні критерії перспективності всього розрізу тріасової і юрської систем; вперше наголошено на перспективності порід підошовної частини крейдової системи.

3. Розроблена морфогенетична класифікація основних типів виявлених і прогнозних покладів нафти і газу мезозойських покладів ВВ. У розрізі мезозою виділено основні природні резервуари, в яких існують сприятливі умови акумуляції ВВ; запропонована єдина номенклатура регіонально-продуктивних і перспективних горизонтів.

4. Проведено нафтогазогеологічне районування, визначені перспективні території і першочергові об'єкти пошуку ВВ. Побудовано геологічні моделі низки мезозойських родовищ і перспективних структур. Оцінено перспективні і прогнозні ресурси вуглеводнів.

5. З урахуванням геологічної специфіки відкладів мезозою ДДЗ обґрунтовано раціональний комплекс геолого-розвідувальних робіт: прямі методи пошуків, високоточна об'ємна сейсморозвідка, пошукове та розвідувальне буріння за спеціальними методиками, комплекс ГДС, газогідродинамічні дослідження в свердловинах експлуатаційного фонду.

6. Доведено промисловий характер автохтонної газоносності мезозою на Шебелинському ГКР, що узгоджується з концепцією можливості існування промислових покладів ВВ на структурах з диз'юнктивно дислокованим галогенним флюїдоупором, чим значно підвищуються перспективи продуктивності мезозойського комплексу. Спрогнозовано його нафтоносність на Шебелинському родовищі.

Частина результатів досліджень, як наведено вище, були використані при складанні проектів пошукових і розвідувальних робіт в системі ПАТ «Укргазвидобування», перші позитивні результати вже отримано. В нових свердловинах відновлене проведення детального комплексу ГДС починаючи з підосви крейдової системи. Започатковано промислове освоєння тріасових і юрських горизонтів Шебелинського родовища.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Аверьев В.А., Захарьян З.М., Пашова Н.Т. Роль тектонического фактора в распределении залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине (междуречье Сула-Берестовая). Условия формирования и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений на Украине, К. 1967. - С. 221-228.
2. Андреева В.И. Новые находки вулканогенных пород в юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины. Материалы по геологии и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. Л. 1964. - С. 132-141.
3. Андреева В.І., Коломієць Я.І. До стратиграфії відкладів, що включені в об'єм дронівської світи на південному сході Дніпровсько-Донецької западини// Геологічний журнал.- 1973.- № 6.- том 33. - С. 124-127.
4. Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины// Ю.А.Арсирый, А.А.Билык, М.И. Бланк и др. – К.: Мингео УССР, 1984. – 190 с.
5. Атлас месторождений нефти и газа Украины// О.Д. Билык, В.В. Семенович, В.А. Витенко, Львов, 1984.
6. Атлас родовищ нафти і газу України. Іванюта М.М. та ін. – Львів, УНГА, 1998. – тт I-III – 1416 с.
7. Багрій І.Д. Розробка геолого-структурно-термо-атмогеохімічної технології прогнозуванняпошуків корисних копалин та оцінки геоекологічного стану довкілля. Автореферат дисертації на здобуття наукового ступеня доктора геологічних наук. ІГН НАН України, 2014. - 40 с.
8. Баранов И.Г. Формирование структур Днепровско-Донецкой впадины и их нефтегазоносность. М.,1965. -236 с.
9. Белоус И.Р., Кирикилица С.И., Левенштейн М.Л., Родина Э.К, Флоринская В.Н. Ртутононосность в соляных куполах Северо-Западного Донбасса.
10. Билык О.Д.. Коллекторы пересажской и шебелинской свит в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности верхней перми северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины. Материалы по геологии и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. Л. 1964. – С. 78-83.
11. Билык О.Д., Канский Н.Е., Макридин В.П., Стерлин Б.П., Сухорский Р.Ф. Фации и палеогеография юрских отложений Восточно-Украинского нефтегазоносного бассейна. – Харьков, Изд. Харьковского университета, 1960. - 76 с.
12. Билык О.Д., Стерлин Б.П., Шумилина Т.И. Распределение мощностей нефтегазоносных толщ и покрышек в верхней перми, триасе и юре Восточной Украины. Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР. М, 1966. – С. 191-202.

13. Билык О.Д., Стерлин Б.П., Шумилина Т.И. Фациальная характеристика нефтегазоносных толщ и покрышек верхней перми, триаса и юры Восточной Украины. Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР. М., 1968. – С. 134-143.
14. Билык О.Д., Сухорский Р.Ф. Основные экранирующие горизонты верхнего этажа нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. Нефтяная и газовая промышленность, № 3, 1968. –С. 4-6.
15. Брайловский Г.С., Сачков В.В., Черпак С.Е. и др. Геологическое строение и повторный подсчет запасов горючего газа Шебелинского месторождения (по состоянию на 1 ноября 1956 г.), Ромны, 1956. -246 с.
16. Брайловский Г.С., Черпак С.Е. Перспективы нефтегазоносности некоторых типов соляных структур Днепровско-Донецкой впадины. Геология нефти и газа, № 9, 1967. -С. 14-18.
17. Брынза Н.Ф., Стерлин Б.П., Тхоржевский С.А., Черняков А.М.. О некоторых особенностях соотношения структурных планов верхнего палеозоя и мезозоя Восточно-Украинского нефтегазоносного бассейна. Геология нефти и газа, № 6, 1965. –С. 22-27.
18. Височанський І.В. Структури – пастки нафти і газу платформних регіонів (на прикладі Дніпровсько-Донецької западини) – дис. Доктора геол.-мінер. наук. Львів, 1994. – С. 60.
19. Височанський І.В.. Наукові засади пошуків несклепінних пасток вуглеводнів у Дніпровсько-Донбаському авлакогені. Х, 2015. -236 с.
20. Витенко В.А., Кабышев Б.П., Шевченко А.Ф. Закономерности изменения степени заполнения структур углеводородами в Днепровско-Донецкой впадине. Нефтяная и газовая промышленность, № 6, 1976. – С. 9-12.
21. Гавриш В.К. Глубинные структуры (разломы) и методика их изучения. – К., Наук. думка, 1969. - 226 с.
22. Галицький І.В. Деякі особливості будови та історії розвитку солянокупольних структур Південно-Східної частини Дніпровсько-Донецької западини // Геол. журн. - 1963. - Т.23, - № 3. - С. 36-48.
23. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Стратиграфия/ Айзенверг Д.Е., Берченко О.И., Бражникова Н.Е. и др.- К.: Наук. думка, 1988. – 148 с.
24. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие. Гавриш В.К., Забелло Г.Д., Рябчун Л.И. и др.. – К.: Наук. думка, 1989. - 208 с.
25. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Эндогенные процессы и нефтегазоносность. Доленко Г.Н., Ляшкевич З.М., Алехина М.А. и др. К., 1991. - 100 с.
26. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность. Кабышев Б.П., Шпак П.Ф, Билык О.Д. и др. К, 1989. -203 с.

27. Геология СССР. Т. 5, Украинская ССР, Молдавская ССР. - Москва, Госгеолтехиздат, 1958. - 1000 с.
28. Гузік Я.І., Шатова Л.А., Хлопук Т.І. та ін. Узагальнення та оперативний аналіз геолого-геофізичних матеріалів в центральній частині Дніпровсько-Донецької западини, СУГРЕ, 2009. -79 с.
29. Джамалова Х.Ф. Геохимические особенности газов мезозойских отложений Восточно-Украинского газонефтеносного бассейна. Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР. Вип 2. М., 1966. – С. 286-298.
30. Долишний Б.В. Вещественный состав нерастворимого остатка каменной соли Бантышевского соляного штока (Северо-Западный Донбасс) // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1976. – № 47. – С. 27-30.
31. Дюкова Л.О., Жмурков В.І., Лизанець А.В., **Святенко Г.Є.** Тріасова товща Шебелинського родовища як нафтогазоносний об'єкт. Нафтогазова галузь України, № 4, 2016. –С. 12-14.
32. Забелло Г.Д., Смекалина Л.В., Чирвинская М.В.. О соотношении структурных планов палеозойских и мезозойских отложений Днепровско-Донецкой впадины по данным сейсморазведки. Геофизические исследования на Украине. К. 1970. –С. 79-86.
33. Застежко Ю.С. Гидрогеологические условия газовых месторождений юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины. Автореферат дисс. канд. геол.-минер. наук. ХГУ, 1969. -24 с.
34. Застежко Ю.С.. Характерные черты химического состава подземных вод юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины. Развитие газовой промышленности Украинской ССР. М., 1972. –С. 250-259.
35. Застежко Ю.С., Терещенко В.А. Закономерности изменения основных показателей солевого состава подземных вод Днепровско-Донецкой впадины. Развитие газовой промышленности Украинской ССР. М, 1969. –С.146-159.
36. Застежко Ю.С., Терещенко В.А.. Преспективы газонефтеносности Днепровско-Донецкой и Припятской впадин и их районирование на основании гидрогеологических показателей. Развитие газовой промышленности Украинской ССР. М., 1972. –С. 12-22.
37. Зеленская П.И., Коломиец Я.И., Шевякова Э.П.. Московский ярус южного склона Воронежского кристаллического массива и его сопоставление с одноименными отложениями Донецкого бассейна (на примере Шевченко-Северо-Голубовской площади). Тектоника и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. К. 1966. –С. 103-112.
38. Зильберман В.И., Стерлин Б.П.. Геологическое строение и нефтегазоносность Бельского месторождения. Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР. М, 1969. –С. 230-238.

39. Каменский В.Т., Мищук С.И., Кирсанов В.И. и др. Изучение перспектив нефтегазоносности новых поисковых объектов в пределах промышленно-обустроенных нефтяных районов центральной части ДДв. К., Укргипрониинефть, 1984.
40. Карпова Г.В., Шевякова Э.П. Вулканогенный материал в осадочных и осадочно-вулканогенных формациях Большого Донбасса // Осадочные и осадочно-вулканогенные формации Украины и связанные с ними полезные ископаемые. – К., Наук. думка, 1975. – С. 123-137.
41. Козлов А.Л., Коротаев Ю.П., Почуева Е.А. и др. Подсчет запасов газа и конденсата Шебелинского газового месторождения, Москва-Харьков, 1963. -472 с.
42. Колесников В.Н., Крискович Н.Н., Игнатенко В.А. Отчет о глубинном геологическом картировании масштаба 1:200000 в пределах листов М-37-XXV, XXVI. Лозовская ГРП 1978-1981 гг. Харьков, 1981.
43. Коломієць Я.І., **Святенко Г.Є.**, Загребельний А.В. Поверхня затухання палеозойських скидів в центральній частині Дніпровсько-Донецької западини на прикладі Байрацької структури //Питання розвитку газової промисловості України. 2006.- Вип. 35. - С.44-47.
44. Крискович Н.Н. и др. Геологическое строение и полезные ископаемые междуречья Северского Донца и Ворсклы. Харьковская ГРЭ. Харьков, 1995.
45. Крискович Н.Н. и др. Прогнозная карта на полиметаллы в зоне сочленения Днепровско-Донецкой впадины с Донбассом и объяснительная записка. Харьковская ГРЭ. Харьков, 1977.
46. Куприянов Г.М. Геологический отчет о результатах структурно-поискового бурения на Бригадировском соляном куполе, проведенном в 1958-59 гг. Трест «Харьковнефтегазразведка», Харьков, 1960.
47. Лагутин А.А., Горяйнова О.Б., Лизанец А.В. и др., Научная обработка геолого-геофизических материалов и результатов опробования параметрической скважины 800-Шебелинская с подготовкой заключительного отчёта. УкрНИИгаз, 1998. – 245 с.
48. Лапкин И.Ю., Мигачёва Е.Е., Мовшович Е.В., Стерлин Б.П., Шумилина Т.И.. Расчленение и корреляция триасовых отложений Юга Русской платформы. В книге «Стратиграфия верхнего палеозоя и нижнего мезозоя Днепровско-Донецкой впадины». М., 1975. –С. 134-157.
49. Лапкин И.Ю., Богаец А.Т. Палеонтологическая характеристика, стратиграфия и нефтеносность триаса, перми и карбона юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины. УкрВНИГНИ, Львов, 1955. -128 с.
50. Лукин А.Е. Мегазтапы и стадии развития авлакогенных бассейнов // Геол. журн. - 1993.- № 6. - С. 25.

51. Лукин А.Ю., Пригаріна Т.М., Гладун В.В. Ресурсний потенціал Східного газонафтоносного регіону України. Перспективи освоєння. Нафтова і газова промисловість, 2011, № 4 –С. 6-12.
52. Лукин А.Е. Прямые поиски нефти и газа: причины неудач и пути повышения эффективности // Геолог Украины – 2004.- № 3. – С. 18-43.
53. Ляшкевич З.М., Завьялова Т.В. Вулканизм Днепровско-Донецкой впадины. – К., Наук. думка, 1977. - 176 с.
54. Ляшкевич. З.М. Магматизм Припятско-Днепровско-Донецкой впадины. – К., Наук. думка, 1987. - 175 с.
55. Морозов Л.И. Нефтегазоносность зон распространения инфильтрогенных вод. М. 1989. -151 с.
56. Мухаринская И.А., Прийменко А.Ф., Распространение пород-коллекторов в продуктивных толщах триаса и юры Днепровско-Донецкой впадины. Развитие газовой промышленности Украинской ССР. М, 1972. –С. 165-171.
57. Палец Л.С., Павленко П.Т., Черпак С.Е. Особенности развития структурных элементов Глинско-Розбышевского вала и закономерности пространственного распространения в них залежей нефти и газа. Геология нефти и газа, № 6, 1965. –С. 8-12.
58. Палец Л.С., Сачков В.В., Черпак С.Е. и др. Геологическое строение и подсчет запасов горючего газа Шебелинского месторождения (по состоянию на 1 октября 1954 года.), Ромны, 1954. -477 с.
59. Сафронов И.Л. Отчет о результатах структурно-поискового бурения на Дробышевско-Торской и Терновской площадях за 1960-63 гг. Трест «Артемгеология», 1963.
60. **Святенко Г.Є.** Проблемы геологии нефти и газа. Харьков, УкрНИИгаз, 2010. -124 с.
61. **Святенко Г.Є.** О поисках нефти и газа в мезозойских отложениях Днепровско-Донецкой впадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. - Т.11. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/4/39_2016.pdf.
62. **Святенко Г.Є.** Перспективи нафтогазоносності мезозойських відкладів Дніпровсько-Донецької западини. Новітні проблеми геології. Матеріали науково-практичної конференції до 100-річчя від Дня народження В.П. Макрідіна, ХНУ, м. Х., 21-23 травня 2015 р. –С. 127-129.
63. **Святенко Г.Є.** Про верхню вікову межу магматизму Східно-Українського нафтогазоносного басейну та суміжних територій. Тектоніка і стратиграфія, К., 2015, вип. 42. –С. 58-67.
64. **Святенко Г.Є.** Щодо генезису і умов акумуляції покладів вуглеводнів мезозойського комплексу ДДЗ. Новітні проблеми геології. Матеріали науково-практичної конференції пам'яті В.П. Макрідіна, ХНУ, м. Х., 27-28 травня 2016 р. –С. 83-86.

65. **Святенко Г.Є.** Щодо типізації виявлених і прогнозних покладів вуглеводнів мезозойського комплексу Дніпровсько-Донецької западини. Геологія горючих копалин: досягнення та перспективи. Матеріали 2-ї міжнародної наукової конференції, К., 6-8 вересня 2017 р.- С. 178-183.
66. **Святенко Г.Є.,** Височанський І.В.. Мезозойські відклади Дніпровсько-Донецької западини – парадокси вивченості і перспективи нафтогазоносності. Матеріали 9-ої Міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України-2013». Яремче, 04-06 вересня 2013 р. К., УНГА, 2013. –С. 43-44.
67. **Святенко Г.Є.,** Височанський І.В., Дюков О.Г., Масалітіна Ю.М.. Деякі особливості продуктивності тріасових відкладів Шебелинського родовища// Вісник Харківського національного університету, № 1084, 2013. –Вип. 39. –С. 105-109.
68. **Святенко Г.Є.,** Височанський І.В., Трохименко Г.Л. Деякі особливості промислово-геофізичних досліджень при пошуках і розвідці мезозойських покладів нафти і газу в Дніпровсько-Донецькій западині. Питання розвитку газової промисловості України, вип XLII, Харків, 2014. -С. 7-10.
69. **Святенко Г.Є.,** Масалітіна Ю.М.. Огляд геологічної будови Валюхівської групи структур. Питання розвитку газової промисловості України, вип. 40, УкрНДІгаз, 2012. –С. 43-47.
70. **Святенко Г.Є.,** Миносян О.С., Петлиця В.В. та ін. Геологічне обґрунтування виявлення покладів вуглеводнів у мезозойських відкладах Південно-Східної частини ДДЗ та Північно-Західного Донбасу в межах спеціальних дозволів ГПУ «Шебелинкагазвидобування» УкрНДІгаз, Х., 2015. -95 с.
71. **Святенко Г.Є.,** Миносян О.С., Петлиця В.В. та ін. Проект пошуково-розвідувального буріння на мезозойські відклади Бригадирівської площі. УкрНДІгаз, Х., 2015. -101 с.
72. **Святенко Г.Є.,** Миносян О.С., Петлиця В.В. та ін. Проект пошуково-розвідувального буріння на мезозойські відклади Шебелинського родовища УкрНДІгаз, Х., 2016. -105 с.
73. **Svyatenko G.E.,** Petlica V.V., Custurova A.V.. About productivity of Triassic system in the field of Shebelynka. Питання розвитку газової промисловості України, вип XLIV, Харків, 2016. –С. 35-38.
74. **Svyatenko G. E.,** Petlica V.V., Spichakova U.M.. Geologic structure and new stratigraphic complexes hydrocarbon-bearing perspectives of Eastern-Poltava field// Вісник Харківського національного університету, № 1157, 2015. –Вип. 42. –С.50-53.
75. Скаржинский В.И. Эндогенная металлогения Донецкого бассейна. – К., Наук. думка, 1973. - 203 с.
76. Смишко Р.М.. Вторичные изменения в брекчиях солянокупольных структур как показатель миграции глубинных флюидов (на примере

- соляных куполов северо-западной окраины Донбасса). Тектоника и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. К. 1966. –С. 125-128.
77. Стерлин Б.П., Билык О.Д.. Стратиграфия, фации и нефтегазоносность мезозойских отложений юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины, УкрВНИГНИ, Львов, 1956. -240 с.
 78. Стерлин Б.П., Джамалова Х.Ф., Шумилина Т.И., Стародубцева И.М. Газоносность триасовых и юрских отложений Восточной Украины, УкрНИИГаз, Харьков, 1961. -303 с.
 79. Стерлин Б.П., Тхоржевский С.А.. О времени образования залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине и на окраинах Донбасса. Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР. Вып. 2. ВНИИГаз М., 1964. –С. 120-134.
 80. Стратиграфія УРСР. Т. 6. Ч. 1. Перм./Відп.редактор Т.Ю.Лапчик.-К.: Наук. думка, 1970. -280 с.
 81. Стратиграфія УРСР. Т. 6. Ч. 2. Триас./Відп.редактор Т.Ю.Лапчик.-К.: Наук. думка, 1972. -208 с.
 82. Стратиграфія УРСР. Т. 7. Юра./Відп.редактор І.М. Ямниченко.-К.: Наук. думка, 1969. -220 с.
 83. Стратиграфія верхнього протерозою та фанерозою України у двох томах. Т.1: Стратиграфія верхнього протерозою, палеозою та мезозою України / Головний редактор П.Ф. Гожик. — К.: ІГН НАН України. Логос, 2013. -637 с.
 84. Супронюк К.С. Изменение окраски и степени пиритизации пермских пород как нефтепоисковий признак в Днепровско-Донецкой впадине. Нефтяная и газовая промышленность, № 2, 1964. –С. 16-19.
 85. Терещенко В.А. Гидрогеологические условия газонакопления в Днепровско-Донецкой впадине. Харьков, 2015. -244 с.
 86. Терещенко В.А. Гидрогеологические критерии сравнительной оценки перспектив газонефтеносности и районирования территории (на примере Днепровско-Донецкой и Припятской впадин. Развитие газовой промышленности Украинской ССР. М, 1972. –С. 219-239.
 87. Терещенко В.А. Гидродинамическая модель Днепровско-Донецкого артезианского бассейна. Вісник Харківського національного університету. Серія: «Геологія-географія-екологія». – 2001. - № 521. – С. 102-105.
 88. Тимурзиев А.И. Современное состояние гипотезы осадочно—миграционного происхождения нефти (вопросы миграции УВ) / Тимурзиев А.И. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений – 2009. - № 12. - С. 30-38.
 89. Тимурзиев А.И.. От нефтегазогеологического районирования недр к технологии бассейнового моделирования – не оправдавшая себя иллюзия. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, № 8, 2009. –С 21-26.

90. Трохименко Г.Л., Височанський І.В., **Святенко Г.Є.** Геологічні та промислово-геофізичні передумови регіональної нафтогазоносності відкладів триасу в ДДЗ. Вісник Харківського національного університету, № 1128, 2014. Вип 41. –С. 76-82.
91. Трохименко Г.Л., Височанський І.В., **Святенко Г.Є.** Мезозой ДДЗ: перспективи, методи дослідження та оцінки нафтогазоносності. Вісник Харківського національного університету, № 1157, 2015. Вип 42. –С. 72-80.
92. Трофименко Г.Л., Максименко А.Н., Федорцов И.М. и др. Разработка рекомендаций по выявлению методами ГИС нефтегазоносных объектов, пропущенных в процессе геологоразведочных работ, УкрНИГРИ, К, 1991.
93. Трофименко Г.Л., Максименко А.Н., Федорцов И.М. и др. Разработка рекомендаций по выявлению и оценке методами ГИС новых нефтегазовых объектов на газовых месторождениях ДДВ и Предкарпатья, ГМП Промгеотехнология, К, 1992.
94. Труды совещаний по стратиграфии триаса и юры УССР и БССР, под ред. Ф. Е. Лапчик и И.М. Ямниченко, К., 1972. -352 с.
95. Черняков А.М. Геология и жизнь. Формула успеха. Х. 2015. -120 с.
96. Черняков О.М, Буняк Б.Т., Ульянов М.Г. Шляхи підвищення успішності пошуків вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькій западині. Нафтова і газова промисловість, № 5, 2007. –С. 6-10.
97. Черняков О.М. звіт тема 23.465/95-97 Аналіз геолого-геофізичних матеріалів з метою виявлення об'єктів, перспективних для пошуків нафти і газу в Кегичівсько-Миролюбівській зоні. Х., УкрНДІгаз, 1997.
98. Чирвинская М.В., Соллогуб В.Б.. Глубинная структура Днепровско-Донецкого авлакогена по геофизическим данным. К., 1980. -180 с.
99. Шаталов Н.Н., Потапчук И.С. О находке даек лампрофиров мезозойского возраста в кристаллическом фундаменте Приазовского блока Украинского щита // Геол. журн. 1988. - №3. - С. 113-123.
100. Шумилина Т.И. К литологии и физическим свойствам продуктивного триаса Восточной Украины. Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР. М, 1966. –С. 166-171.
101. Шумилина Т.И. К стратиграфии и корреляции корневской свиты Припятско-Днепровско-Донецкого прогиба. Развитие газовой промышленности Украинской ССР. М, 1972. –С. 137-142.
102. Шумилина Т.И. Литолого-минералогические особенности мезозойских экранирующих толщ Днепровско-Донецкой впадины. Развитие газовой промышленности Украинской ССР. М, 1969. –С. 113-116.
103. Энтин В.А. Геофизические феномены Украины// Мінеральні ресурси України. 2010. - № 4. - С. 18-25.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Статті в яких опубліковані основні наукові результати дисертації.:

1. Коломієць Я.І., **Святенко Г.Є.**, Загребельний А.В. Поверхня затухання палеозойських скидів в центральній частині Дніпровсько-Донецької западини на прикладі Байрацької структури //Питання розвитку газової промисловості України. 2006.- Вип. 35. - С.44-47. *(Особистий внесок: складена кореляційна схема дронівської світи).*

2. **Святенко Г.Є.** Нарис геологічної будови зони відкритих палеозойських структур ДДЗ у зв'язку з новітніми пошуками вуглеводнів. Нафтова і газова промисловість, № 2, 2009. –С. 14-17.

3. **Святенко Г.Є.**, Височанський І.В., Дюков О.Г., Масалітіна Ю.М. Деякі особливості продуктивності тріасових відкладів Шебелинського родовища. Вісник Харківського національного університету, № 1084, 2013. *(Особистий внесок: обгрунтована продуктивність тріасової системи на родовищі).*

4. Трохименко Г.Л., Височанський І.В., **Святенко Г.Є.** Геологічні та промислово-геофізичні передумови регіональної нафтогазоносності відкладів тріасу в ДДЗ. Вісник Харківського національного університету, № 1128, 2014. *(Особистий внесок: висвітлені особливості геологічної будови і нафтогазоносності мезозойського комплексу).*

5. Трохименко Г.Л., Височанський І.В., **Святенко Г.Є.** Мезозой ДДЗ: перспективи, методи дослідження та оцінки нафтогазоносності. Вісник Харківського національного університету, № 1157, 2015. *(Особистий внесок: висвітлені особливості геологічної будови і нафтогазоносності мезозойського комплексу).*

6. **Svyatenko G. E.**, Petlica V.V., Spichakova U.M.. Geologic structure and new stratigraphic complexes hydrocarbon-bearing perspectives of Eastern-Poltava field. Вісник Харківського національного університету, № 1157, 2015.

(Особистий внесок: висвітлена геологічна будова родовища, обґрунтована продуктивність мезозойського комплексу).

7. **Святенко Г.Є.** Про верхню вікову межу магматизму Східно-Українського нафтогазоносного басейну та суміжних територій. Тектоніка і стратиграфія, К., 2015, вип. 42.

8. Дюкова Л.О., Жмурков В.І., Лизанець А.В., **Святенко Г.Є.** Тріасова товща Шебелинського родовища як нафтогазоносний об'єкт. Нафтогазова галузь України, № 4, 2016. *(Особистий внесок: визначені основні риси нафтогазоносності мезозойського поверху родовища).*

9. **Святенко Г.Е.** О поисках нефти и газа в мезозойских отложениях Днепровско-Донецкой впадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. - Т.11. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/4/39_2016.pdf

Статті, які додатково відображають наукові результати дисертації:

10. **Святенко Г.Є.,** Височанський І.В., Трохименко Г.Л. Деякі особливості промислово-геофізичних досліджень при пошуках і розвідці мезозойських покладів нафти і газу в Дніпровсько-Донецькій западині. Питання розвитку газової промисловості України, вип XLII, Харків, 2014. *(Особистий внесок: висвітлені особливості геологічної будови і нафтогазоносності мезозойського комплексу).*

11. **Svyatenko G.E.,** Petlica V.V., Custurova A.V. About productivity of Triassic system in the field of Shebelynka. Питання розвитку газової промисловості України, вип., Харків, 2016. *(Особистий внесок: висвітлена геологічна будова родовища, обґрунтована продуктивність мезозойського комплексу).*

Тези конференцій, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

12. **Святенко Г.Є.,** Височанський І.В.. Мезозойські відклади Дніпровсько-Донецької западини – парадокси вивченості і перспективи нафтогазоносності. Матеріали 9-ої Міжнародної науково-практичної

конференції «Нафта і газ України-2013». Яремче, 04-06 вересня 2013 р. Київ, УНГА, 2013. *(Особистий внесок: висвітлені особливості геологічної будови і нафтогазоносності мезозойського комплексу)*.

13. **Святенко Г.Є.** Перспективи нафтогазоносності мезозойських відкладів Дніпровсько-Донецької западини. Новітні проблеми геології. Матеріали науково-практичної конференції до 100-річчя від Дня народження В.П.Макрідіна, ХНУ, м. Харків, 21-23 травня 2015 р.

14. **Святенко Г.Є.** Щодо генезису і умов акумуляції покладів вуглеводнів мезозойського комплексу ДДЗ. Новітні проблеми геології. Матеріали науково-практичної конференції пам'яті В.П. Макрідіна, ХНУ, м. Харків, 27-28 травня 2016 р.

15. **Святенко Г.Є.** Щодо типізації виявлених і прогнозних покладів вуглеводнів мезозойського комплексу Дніпровсько-Донецької западини. Геологія горючих копалин: досягнення та перспективи. Матеріали 2-ї міжнародної наукової конференції, К., 6-8 вересня 2017 р.

ДОДАТКИ

Додаток 1

Схема кореляції розрізів тріасової та юрської систем
на перспективних площах південного сходу ДДЗ

Додаток 2

Геолого-геофізичний розріз і природні резервуари
мезозойських відкладів ДДЗ

Додаток 3

Структурна карта підосви тріасової системи,
горизонту відбиття IVб (за даними ДГП
«Укргеофізика», 1989, 2009 рр.)

Додаток 4

Схема розповсюдження мезозойських магматичних
утворень в ДДЗ

Додаток 5

Шебелинське ГКР. Структурна карта покрівлі
нижньосеребрянської підсвіти, T_1sr_1 (Тпк)

Додаток 6

Шебелинське ГКР. Поперечний геологічний профіль

Додаток 7

Схема кореляції тріасового розрізу свердловин №№
901,78, 250, 1, 83, 27, 900 Шебелинського родовища

Додаток 8

Карта перспектив нафтогазоносності тріасового
підкомплексу ДДЗ

Додаток 9

Карта перспектив нафтогазоносності юрського
підкомплексу ДДЗ

Додаток 10

Список публікацій за темою дисертації та відомості
про апробацію результатів дисертації

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Статті в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:

1. Святенко Г.Є. Нарис геологічної будови зони відкритих палеозойських структур ДДЗ у зв'язку з новітніми пошуками вуглеводнів. // Нафтова і газова промисловість, № 2, 2009. –С. 14-17.
2. Святенко Г.Є., Височанський І.В., Дюков О.Г., Масалітіна Ю.М. Деякі особливості продуктивності тріасових відкладів Шебелинського родовища. // Вісник Харківського національного університету, № 1084, 2013. –С. 105-109. *(Особистий внесок: побудована геологічна схема мезозойського поверху Шебелинського ГКР, обґрунтована продуктивність тріасової системи на родовищі).*
3. Трохименко Г.Л., Височанський І.В., Святенко Г.Є. Геологічні та промислово-геофізичні передумови регіональної нафтогазоносності відкладів тріасу в ДДЗ. // Вісник Харківського національного університету, № 1128, 2014. –С. 76-82. *(Особистий внесок: висвітлені особливості геологічної будови і нафтогазоносності мезозойського комплексу ДДЗ).*
4. Трохименко Г.Л., Височанський І.В., Святенко Г.Є. Мезозой ДДЗ: перспективи, методи дослідження та оцінки нафтогазоносності. // Вісник Харківського національного університету, № 1157, 2015. –С. 72-80. *(Особистий внесок: обґрунтовані перспективи нафтогазоносності мезозойського комплексу ДДЗ та виконана їх кількісна оцінка).*
5. Святенко Г.Є. Про верхню вікову межу магматизму Східно-Українського нафтогазоносного басейну та суміжних територій. // Тектоніка і стратиграфія, К., 2015, вип. 42. –С. 58-67.
6. Дюкова Л.О., Жмурков В.І., Лизанець А.В., Святенко Г.Є. Тріасова товща Шебелинського родовища як нафтогазоносний об'єкт. // Нафтогазова галузь України, № 4, 2016. –С. 12-14. *(Особистий внесок: визначені основні риси геологічної будови і нафтогазоносності мезозойського поверху родовища).*

7. Святенко Г.Е. О поисках нефти и газа в мезозойских отложениях Днепровско-Донецкой впадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. - Т. 11. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/4/39_2016.pdf

Статті, які додатково відображають наукові результати дисертації:

8. Коломієць Я.І., Святенко Г.Є., Загребельний А.В. Поверхня затухання палеозойських скидів в центральній частині Дніпровсько-Донецької западини на прикладі Байрацької структури // Питання розвитку газової промисловості України. 2006.- Вип. 35. - С.44-47. *(Особистий внесок: складені кореляційна схема дронівської світи тріасової системи та структурно-тектонічна модель Байрацької структури).*

9. Святенко Г.Є., Височанський І.В., Трохименко Г.Л. Деякі особливості промислово-геофізичних досліджень при пошуках і розвідці мезозойських покладів нафти і газу в Дніпровсько-Донецькій западині. // Питання розвитку газової промисловості України, вип XLII, Харків, 2014. –С. 7-10. *(Особистий внесок: висвітлені особливості геологічної будови і нафтогазоносності мезозойського комплексу ДДЗ).*

10. Svyatenko G.E., Petlica V.V., Custurova A.V. About productivity of Triassic system in the field of Shebelynka. // Питання розвитку газової промисловості України, вип. XLIV, Харків, 2016. –С. 35-38. *(Особистий внесок: висвітлена геологічна будова родовища, обґрунтована продуктивність мезозойського комплексу).*

11. Svyatenko G. E., Petlica V.V., Spichakova U.M.. Geologic structure and new stratigraphic complexes hydrocarbon-bearing perspectives of Eastern-Poltava field. // Вісник Харківського національного університету, № 1157, 2015. –С. 50-53. *(Особистий внесок: висвітлена геологічна будова родовища, обґрунтована перспективність пошуків ВВ в його мезозойському розрізі).*

Тези конференцій, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

12. Святенко Г.Є., Височанський І.В.. Мезозойські відклади Дніпровсько-Донецької западини – парадокси вивченості і перспективи нафтогазоносності. // Матеріали 9-ої Міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України-2013». Яремче, 04-06 вересня 2013 р. Київ, УНГА, 2013. –С. 43-44. *(Особистий внесок: висвітлені особливості геологічної будови і нафтогазоносності мезозойського комплексу ДДЗ).*

13. Святенко Г.Є. Перспективи нафтогазоносності мезозойських відкладів Дніпровсько-Донецької западини. // Новітні проблеми геології. Матеріали науково-практичної конференції до 100-річчя від Дня народження В.П.Макрідіна, ХНУ, м. Харків, 21-23 травня 2015 р. –С. 127-129.

14. Святенко Г.Є. Щодо генезису і умов акумуляції покладів вуглеводнів мезозойського комплексу ДДЗ. // Новітні проблеми геології. Матеріали науково-практичної конференції пам'яті В.П. Макрідіна, ХНУ, м. Харків, 27-28 травня 2016 р. –С. 83-86.

15. Святенко Г.Є. Щодо типізації виявлених і прогностичних покладів вуглеводнів мезозойського комплексу Дніпровсько-Донецької западини. Геологія горючих копалин: досягнення та перспективи. // Матеріали 2-ї міжнародної наукової конференції, К., 6-8 вересня 2017 р. –С. 178-183.